

**Vertiefte Untersuchungen
zu speziellen
Fragestellungen zur
Bewertung von
redundanzübergreifenden
Ausfällen in der
Elektrotechnik**

Vertiefte Untersuchungen zu speziellen Fragestellungen zur Bewertung von redundanzübergreifenden Ausfällen in der Elektrotechnik

Florian Berchtold
Tanja Eraerds
Clemens Heitsch
Martina Kloos
Sebastian Brandhorst
Werner Faßmann
Oliver Rest
Jan Stiller
Michael Paßens

Mai 2023

Anmerkung:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) unter dem Förderkennzeichen 4719R01372 durchgeführt.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei der GRS.

Der Bericht gibt die Auffassung und Meinung der GRS wieder und muss nicht mit der Meinung des BMUV übereinstimmen.

Deskriptoren

Asymmetrie der elektrischen Energieversorgung, GVA, Phasenfehler, PSA, redundanzübergreifende Ausfälle, Zuverlässigkeit von Personalhandlungen

Kurzfassung

Um Ereignisse mit Asymmetrien der elektrischen Energieversorgung von Kernkraftwerken wie Phasenfehler realistischer in der PSA abbilden zu können, wurden Methoden zur Modellierung und Quantifizierung der in der internationalen Betriebserfahrung beobachteten Korrelationen im Ausfallverhalten von Komponenten entwickelt und angewandt. Wie diese Betriebserfahrung zeigt, treten Komponentenausfälle meist in Gruppen gleicher, gleich belasteter Komponenten auf. Solche Ausfälle wurden als zweistufiger Prozess modelliert. Die erste Stufe beschreibt, ob in einer Gruppe gleicher, gleich belasteter Komponenten überhaupt Komponentenausfälle auftreten. Die zweite Stufe beschreibt, wie viele Komponenten dann ausfallen. Für die erste Stufe wurden zwei Ansätze entwickelt: Im ersten Ansatz wird die Wahrscheinlichkeit, dass Ausfälle auftreten, unmittelbar aus der vorliegenden Betriebserfahrung geschätzt. Der zweite Ansatz basiert auf der Modellierung der Komponentenausfälle im Vorgängervorhaben, wo die Korrelationen im Ausfallverhalten der Komponenten nicht explizit berücksichtigt worden waren. Sie ermöglicht es, die Auswirkungen der Modellierung der Korrelationen durch Vergleich quantitativ zu erfassen. Für die zweite Stufe wurden ebenfalls mehrere Modelle entwickelt. Diese Modelle basieren auf der direkten Schätzung der Wahrscheinlichkeit, dass eine bestimmte Anzahl von Komponenten ausfällt, aus der Betriebserfahrung, auf einem binären Graphen oder auf dem Ansatz, dass die Anzahl der Komponentenausfälle einer Binomialverteilung genügt, ähnlich dem Kopplungsmodell für gemeinsam verursachte Ausfälle (GVA). Für die verschiedenen Modelle wurden Schätzalgorithmen, die auf bayesschen statistischen Methoden basieren und die Schätzunsicherheit in Form einer A-Posteriori-Verteilung abbilden, entwickelt und angegeben. Mithilfe von Abstandsmaßen zur Quantifizierung der Unterschiede zwischen Modell und Betriebserfahrung wurden sie bewertet. Basierend darauf wurden für die Anwendung in der PSA für beide Stufen je zwei Methoden ausgewählt, so dass insgesamt vier Modellierungen im PSA-Modell implementiert und verglichen wurden.

Die für die Bewertung der Zuverlässigkeit von Personalhandlungen verwendete Analyse- und Bewertungsmethode AMPROSIA wurde weiterentwickelt. Die Methode wurde auf die wissensbasierte Erkennung und Beherrschung eines beispielhaften Ereignisablaufes, bei dem eine starke Asymmetrie vorliegt, angewandt. Bei der Untersuchung eines weiteren beispielhaften Ereignisablaufes, dem eine schwache Asymmetrie zugrunde liegt, zeigte sich, dass hier der Übergang eines regelbasierten Lösungsprozesses zu einem wissensbasierten Lösungsprozesses, der über längere Zeiträume andauern kann,

zu modellieren und zu quantifizieren ist. Hierfür stehen noch keine Methoden zur Verfügung. Zur Lösung dieses Problems wurde eine erste Skizze für ein Modell entwickelt.

Das PSA-Modell der Referenzanlage wurde erweitert, um die Korrelationen im Ausfallverhalten von Komponenten anhand eines beispielhaften repräsentativen Szenarios (Asymmetrie im Netzanschluss) zu berücksichtigen. Bei der Quantifizierung zeigte sich, dass bei der Modellierung der Korrelationen der Einfluss von Ereignissen mit Asymmetrie der elektrischen Energieversorgung die Wahrscheinlichkeit von Gefährdungszuständen um mehrere Größenordnungen größer wird und solche Ereignisse das PSA-Ergebnis dominieren können. Anhand der beispielhaften Analyse eines Ablaufes zeigte sich, dass die hier erforderlichen Handmaßnahmen einen wesentlichen Einfluss auf die Wahrscheinlichkeit haben, dass der Ablauf zu einem Gefährdungszustand führt. Allerdings beschreibt das Modell den Anlagenzustand vor Nachrüstung spezieller leittechnischer Einrichtungen, die insbesondere bei stark ausgeprägter Asymmetrie diese erkennen und die Ereignisse beherrschen können. Auch die möglichen Handmaßnahmen sind nur exemplarisch modelliert worden. Deshalb ist zur Erhöhung der Aussagequalität und um realistische Aussagen auch über Anlagen mit speziellen leittechnischen Einrichtungen zur Erkennung und Beherrschung von Asymmetrien treffen zu können, eine Weiterentwicklung des Modells erforderlich.

Abstract

This project aimed to improve the modelling of events with asymmetries in the electrical energy supply system of nuclear power plants (NPPs) – such as phase faults – in probabilistic safety analyses (PSAs). To achieve this, methods for the modelling and the quantification of the correlations of the failures of components exposed to asymmetries of the electrical energy supply system were developed and applied. The international operational experience shows that identical components under the same load frequently fail simultaneously when they are exposed to identical asymmetries of the electrical energy supply. Such failures were modelled as a two-stage process. The first stage determines whether component failures occur at all in a group of identical components with identical loads. In case of a failure, the second stage models how many components fail. For the first stage two approaches were developed: In the first approach, the probability that failures occur is estimated directly from the available operating experience. The second approach is based on the modelling of component failures developed in a previous project, where the correlations in the failures of the components had not been explicitly considered. This second approach allows a quantitative assessment of the effects of the explicit modelling of the correlations. For the second stage, several different models were developed. These models are either based on the direct estimation from operational experience of the probability that a certain number of components fails, on a binary graph, or on the assumption that the number of component failures follows a binomial distribution, similar to the coupling model of common cause failures (CCFs). For the different models, estimation algorithms based on Bayesian statistical methods were developed, considering the uncertainty as posterior distribution. The different approaches were evaluated using distance measures to quantify the differences between model and operating experience. Based on the results, two approaches for each stage were selected for the application in the PSA, i.e., a total of four modelling approaches were implemented in the PSA model and compared.

The AMPROSIA analysis and evaluation method for assessing the reliability of personnel actions was further developed. This method was applied to the knowledge-based recognition and control of an exemplary event sequence in which a strong asymmetry is present. The investigation of another exemplary event sequence initiated by a weak asymmetry showed that the transition from a rule-based solution process to a knowledge-based solution process, which can last over long periods of time, needs to be modelled and quantified. Currently, there are no methods available to achieve this. A first outline of an approach for modelling and quantification has been developed.

The PSA model of the reference NPP was extended to include the correlations in the component failures. A single exemplary scenario, a phase fault in the main connection to the grid was taken into account for the analysis. The quantification of the model showed that, when modelling the correlations, the contribution of events with an asymmetry of the electrical power supply to the probability of hazard states (plant states that result in a core damage unless emergency measures are implemented successfully) may be orders of magnitude larger than the combined probability of hazard states due to other causes internal to the plant. I.e., such events may dominate the PSA result. The analysis of an exemplary sequence of events showed that manual actions have a significant impact on the probability of hazard states.

The PSA model describes the plant prior to retrofitting special instrumentation and control (I&C) equipment for the detection and control of asymmetries of the electrical energy supply system. Manual actions have only been modelled for one exemplary sequence. It is therefore necessary to develop the model further: manual actions shall be included more comprehensively and, in order to be able to assess plants with special I&C for the detection and control of asymmetries, this equipment also needs to be included in the model and its reliability needs to be quantified.

Inhaltsverzeichnis

	Kurzfassung.....	I
	Abstract.....	III
1	Einleitung	1
2	Modellierung der komplexen Korrelationen im Ausfallverhalten unterschiedlicher Komponentengruppen und Komponentenarten	5
2.1	Auswertung der relevanten Betriebserfahrung	5
2.2	Berücksichtigung der Korrelation durch explizite Modellierung.....	12
2.2.1	Teilproblem 2 / Stufe 2.....	13
2.2.2	Teilproblem 1 / Stufe 1.....	39
2.2.3	Kombination der beiden Stufen des Modells	46
2.3	Quantifizierung der Abweichung der Modellierung der Korrelationen von den Beobachtungen.....	49
2.3.1	Anwendung der Abstandsmaße.....	52
2.4	Zusammenfassung	54
3	Bewertung der Zuverlässigkeit von Personalhandlungen bei der Erkennung und Beherrschung von solchen redundanzübergreifenden Ausfällen.....	57
3.1	Methoden und Daten für die Analyse und Bewertung wissensbasierten Handelns	57
3.1.1	Begriffsbestimmung	57
3.1.2	Ziel der Recherche	59
3.1.3	Schwerpunkte der Recherche.....	59
3.1.4	Quellen der Recherche	61
3.1.5	Ergebnisse der Recherche	62
3.1.6	Fazit der Recherche	69
3.2	Methode für die Analyse und Bewertung wissensbasierten Handelns (AMPROSIA)	69

3.2.1	Phasen des wissensbasierten Handelns.....	70
3.2.2	Das Modell des Problemlöseprozesses	72
3.2.3	Das Aufgabenanalyseverfahren.....	87
3.2.4	Der Ansatz für die quantitative Bewertung der Erfolgsaussichten eines Problemlöseversuchs	92
3.3	Anwendung auf die Erkennung und Beherrschung von Asymmetrien der elektrischen Stromversorgung	103
3.3.1	Anwendungsfall: Starke Asymmetrie.....	103
3.3.2	Anwendungsfall: Geringe Asymmetrie	109
3.4	Maßnahmen zur Erkennung und Beherrschung von Asymmetrien der elektrischen Stromversorgung	116
3.4.1	Diskussion: Anwendungsfälle Spannungsasymmetrie	118
3.5	Zusammenfassung und Fazit.....	119
4	Erweiterung des PSA-Modells, Durchführung der probabilistischen Rechnungen und Ergebnisanalyse	123
4.1	Modellierung der Asymmetrie-bedingten korrelierten Ausfälle im PSA- Modell.....	123
4.1.1	Ereignisabläufe der relevanten Transienten.....	125
4.1.2	Modellierung des Ansatzes 0 und Einbindung weiterer Ansätze	129
4.1.3	Modellierung der Ansätze A und B.....	130
4.1.4	Modellierung der Ansätze C und D	133
4.1.5	Vorbereitung der Quantifizierung und Ergebnisdarstellung	136
4.2	Quantifizierung und Ergebnisdarstellung	136
4.2.1	Auswertung des Gesamtergebnisses (alle Transienten) unter Verwendung der Ansätze 0, A und B	137
4.2.2	Auswertung der Ergebnisse der Transiente T7 unter Verwendung der Ansätze C und D im Vergleich mit den Ansätzen 0, A und B	144
4.2.3	Einordnung der Ergebnisse in Bezug auf die gesamte GZ-Häufigkeit....	146
4.3	Auswertung der Handmaßnahme zur Trennung vom Hauptnetz unter Verwendung des Ansatzes A.....	148
4.4	Sensitivitätsanalyse	149
4.4.1	Begriffsdefinitionen	150

4.4.2	Vorgehen zur Klassifizierung und Untersuchung der Annahmen	152
4.4.3	Untersuchung der Annahmen in der PSA-Modellierung	155
4.4.4	Zusammenfassung der Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse	162
4.5	Zusammenfassung	163
5	Zusammenfassung und Ausblick.....	165
	Literaturverzeichnis.....	169
	Abbildungsverzeichnis.....	179
	Tabellenverzeichnis.....	181
A	Anhang: Hierarchisches Modell für Komponentengruppen der Größe 6.....	183

1 Einleitung

In den vergangenen Jahren sind mehrere Fälle aufgetreten, bei denen im Bereich der Elektrotechnik von Kernkraftwerken Ausfälle einzelner, teilweise betrieblicher Einrichtungen zu redundanzübergreifenden Ausfällen im Sicherheitssystem der Kraftwerke geführt haben. Ähnliche Effekte wurden bei elektrischen Einwirkungen von außen (z. B. Blitzeinschlägen oder Netztransienten) beobachtet, bei denen es zu Auswirkungen im Sicherheitssystem der Kernkraftwerke gekommen war, obwohl die betroffenen Kraftwerke gegen die aufgetretenen Einwirkungen ausgelegt waren. Dokumentiert sind u. a. Fehlauslösungen von diversen Reaktorschutzsignalen bei Prüfungen im Blitzschutzsystem in der Anlage KKK (2001) /KKK 14/, Startversagen mehrerer Diesel in der Anlage Forsmark (2006) /IRS 06/, der gleichzeitige Ausfall von Umformern in der Anlage KWG (2011) /KWG 12/ sowie die redundanzübergreifenden Ausfälle sicherheitstechnisch wichtiger Antriebe aufgrund von Asymmetrien in der Spannungsversorgung in den Anlagen Byron /NRC 12/ und Forsmark /IRS 13/ in den Jahren 2012 bzw. 2013. Die internationale Betriebserfahrung zeigt, dass im Bereich der elektrischen Energieversorgung Fehlermechanismen auftreten, die zwar nur an einer einzelnen Stelle auf die Anlage einwirken, aber dennoch zu redundanzübergreifenden Auswirkungen im Sicherheitssystem führen.

Im elektrischen Eigenbedarf eines Kernkraftwerks liegt keine vollständige Redundanztrennung vor, da sämtliche Redundanten über die Generatorableitung miteinander verbunden sind /GRS 13a/. Aufgrund dessen betreffen z. B. Störungen in der Generatorableitung im Haupt- oder Reservenetzanschluss der Anlage sämtliche elektrischen Redundanten der Anlage gleichzeitig. Darüber hinaus haben vor allem die Ereignisse aus den Anlagen Forsmark und Byron gezeigt, dass bei derartigen redundanzübergreifenden Einwirkungen im elektrischen Eigenbedarf dasselbe Phänomen, das das Ereignis ausgelöst hat, auch die Unverfügbarkeiten bzw. Schädigungen im Sicherheitssystem der Anlage verursachen kann.

Als Reaktion auf die einzelnen Ereignisse wurden nach deren Auftreten Untersuchungen zu den spezifischen Phänomenen durchgeführt, die im Rahmen der einzelnen Ereignisse beobachtet worden sind. Dies umfasst z. B. Weiterleitungsnachrichten der GRS zu den Ereignissen in Forsmark 2006 (WLN 2006/07 /GRS 06/), Grohnde (WLN 2013/01 /GRS 13/), sowie zum Thema Phasenfehler (WLN 2013/05 /GRS 13a/). Darüber hinaus wurden zu einzelnen Themen umfangreiche vertiefende Untersuchungen durchgeführt wie z. B. durch den VGB (/VGB 12/, /VGB 16/) zum Thema Spannungstransienten oder

durch das US-amerikanische Electric Power Research Institute (EPRI) zum Thema Phasenfehler (/EPR 12a/, /EPR 12b/, /EPR 13/, /EPR 14/, /EPR 15a/, /EPR 15b/). Diese Untersuchungen haben jedoch gemein, dass ereignisspezifische Fragestellungen betrachtet worden sind. Umfassende, systematische Untersuchungen von Phänomenen, die zu redundanzübergreifenden Auswirkungen in der elektrischen Energieversorgung von Kernkraftwerken führen können, lagen bisher nicht vor.

Deshalb wurden im Rahmen des Vorhabens 4716R01351 Forschungsarbeiten zur Identifikation der Phänomene und Fehlermechanismen, die redundanzübergreifende Ausfälle verursachen können, zur Bereitstellung von Methoden und Werkzeugen zur vertieften Analyse und beispielhafter probabilistischer Analysen durchgeführt (/BRÜ 17/, /BRÜ 18/, /BRÜ 18a/, /BER 19/, /BER 20/). Dabei zeigte sich, dass es insbesondere in Bezug auf die Modellierung der komplexen Korrelationen im Ausfallverhalten der Komponenten bei Asymmetrien der elektrischen Energieversorgung und die Bewertung der Zuverlässigkeit von Personalhandlungen bei der Erkennung und Beherrschung von solchen redundanzübergreifenden Ausfällen weiteren Forschungsbedarf gibt.

Probabilistische Sicherheitsanalysen für Kernkraftwerke werden in Deutschland seit rund 30 Jahren durchgeführt. Die Anforderungen an die Durchführung von PSA für Kernkraftwerke sind im Deutschen Regelwerk (Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke /BMU 15/, PSA-Leitfaden /BAN 05/ mit Methoden- und Datenband /FAK 05/, /FAK 05a/) niedergelegt. Hierbei werden sowohl Anforderungen an die Modellierung als auch an die Quantifizierung, insbesondere hinsichtlich der Bestimmung von Zuverlässigkeitskenngrößen aus der Betriebserfahrung gegeben. Eine Aktualisierung der Empfehlungen zu Methoden und Daten unter Berücksichtigung der Lehren aus dem Unfall in Fukushima Daiichi liegt vor /FAK 16/. Fehlfunktionen in der elektrischen Energieversorgung und mögliche daraus auftretende Fehlermechanismen sowie die in Folge daraus resultierenden Ereignisabläufe sind allerdings bisher in den PSA-Modellen deutscher Kernkraftwerke nicht vollumfänglich berücksichtigt. Deshalb wurden im Rahmen des Forschungsvorhabens 4716R01351 verschiedene mögliche Fehlerszenarien analysiert und ein Referenz-PSA-Modell um ein repräsentatives Beispielszenario (transiente Asymmetrie im Netzanschluss) erweitert.

Zur Quantifizierung eines PSA-Modells sind Zuverlässigkeitskenngrößen bzw. die Raten einleitender Ereignisse erforderlich. Diese sind nach dem PSA-Leitfaden /BAN 05/ mit Methoden- und Daten- und Ergänzungsband /FAK 05/, /FAK 05a/, /FAK 16/ aus der Betriebserfahrung zu bestimmen, wobei die Schätzunsicherheit zu berücksichtigen ist. Im

Rahmen des Vorhabens 4716R01351 sind Forschungsarbeiten zur Ermittlung der Raten der relevanten einleitenden Ereignisse und der Komponentenzuverlässigkeit bei vorliegendem Phasenfehler am Hauptnetzschalter durchgeführt worden. Die Raten einleitender Ereignisse können zufriedenstellend aus der nationalen bzw. internationalen Betriebserfahrung geschätzt werden. Aber die Auswertung der Betriebserfahrung ergab, dass das Ausfallverhalten der Komponenten bei einer Asymmetrie der elektrischen Energieversorgung, wie sie durch Phasenfehler verursacht wird, durch starke Korrelationen gekennzeichnet ist. Wie die Analyse der internationalen Betriebserfahrung ergab, die im Rahmen des Vorhabens 4716R01351 durchgeführt wurde, fallen bevorzugt gleiche, gleich belastete Komponenten gleichzeitig aus. Diese Korrelationen sind für das quantitative PSA-Ergebnis hoch relevant, da insbesondere redundante Komponenten hiervon betroffen sein können. Die erforderlichen Forschungsarbeiten, um dieses Ausfallverhalten basierend auf der Betriebserfahrung modellieren und quantifizieren zu können, sind in Kapitel 2 dargestellt.

Das PSA-Modell beschreibt den Anlagezustand vor Nachrüstung mit leittechnischen Einrichtungen zur Erkennung und Beherrschung einer Asymmetrie der elektrischen Energieversorgung. Hier müssen Ereignisse mit Asymmetrien der elektrischen Energieversorgung im Allgemeinen durch Handmaßnahmen beherrscht werden. Deshalb wurden diese Personalhandlungen in diesem Vorhaben anhand repräsentativer Beispiele detailliert untersucht. Diese Untersuchungen sind auch relevant für Anlagen mit Leittechnik zur Erkennung und Beherrschung einer Asymmetrie der elektrischen Energieversorgung, da bei einem Versagen dieser Einrichtungen, die in deutschen Anlagen keine Reaktorschutzqualität aufweisen, Personalhandlungen wesentlich den Verlauf und die Folgen solcher Störungen beeinflussen. Das Personal muss bei diesem Ablauf das Vorliegen eines Phasenfehlers und die Fehlfunktion der Automatik erkennen, die Ursache des Phasenfehlers feststellen und die geeignete Gegenmaßnahme planen und ausführen. Es hat ausgehend von den vorhandenen Anweisungen und dem verfügbaren Fachwissen eine Problemlösung zu erarbeiten und umzusetzen. Die GRS entwickelte in abgeschlossenen Forschungsvorhaben Methoden zur Analyse und Bewertung von Problemlöseaufgaben (/FAS 10/, /PES 17/), die erstmalig auf ein Szenario bei Auftreten einer Asymmetrie der elektrischen Energieversorgung, die nicht automatisch erkannt wird, angewendet werden. Dies wird in Kapitel 3 dargestellt.

Entsprechend der Ergebnisse der in den beiden letzten Kapiteln beschriebenen Arbeiten zur Modellierung der in der Betriebserfahrung beobachteten Korrelationen im Ausfallver-

halten bei Asymmetrien der elektrischen Energieversorgung und zur Bewertung der Zuverlässigkeit von Personalhandlungen wurde das PSA-Modell der Referenzanlage erweitert, neu quantifiziert und die Ergebnisse analysiert und bewertet. Dies ist in Kapitel 4 dargestellt.

In Kapitel 5 werden die Ergebnisse zusammengefasst und ein Ausblick auf weiterführende Problemstellungen gegeben.

2 Modellierung der komplexen Korrelationen im Ausfallverhalten unterschiedlicher Komponentengruppen und Komponentenarten

Die Analyse der relevanten Betriebserfahrung im Rahmen des Vorhabens 4716R01351 /BER 19/, /BER 20/ ergab, wie oben bereits erwähnt, dass das Ausfallverhalten der Komponenten bei vorliegender Asymmetrie der elektrischen Energieversorgung durch starke Korrelationen gekennzeichnet ist. Es fallen bevorzugt gleiche, gleich belastete Komponenten zusammen aus. Da insbesondere redundante Komponenten hiervon betroffen sind, ist zu erwarten, dass solche Korrelationen für das quantitative PSA-Ergebnis relevant sind. Demzufolge kommt einer realistischen Modellierung der Korrelationen eine hohe Bedeutung zu. Die im Rahmen des Vorhabens 4716R01351 verwendete Modellierung des Ausfallverhaltens von Komponenten bildet diese starken Korrelationen nicht ab, da die Ausfälle durch Asymmetrien der Stromversorgung als für einzelne Komponenten unabhängig angenommen wurden und somit eine Korrelation von Komponentenausfällen bei dieser Modellierung nur durch gleiche Asymmetrien auf redundanten Schienen zustande kommt. Bevor weiterentwickelte Modelle des Ausfallverhaltens von Komponenten bei einer Asymmetrie dargestellt und diskutiert werden, wird im Folgenden zunächst die Auswertung der relevanten Betriebserfahrung dargestellt, die die Basis der Quantifizierung der entwickelten Modelle ist.

2.1 Auswertung der relevanten Betriebserfahrung

Die Datenbasis basiert auf der im Rahmen des Vorhabens 4716R01351 zusammengestellten internationalen Betriebserfahrung. Es wurde kontinuierlich weiterverfolgt, ob zusätzliche Ereignisse mit Asymmetrien der Stromversorgung aufgetreten sind, denen sich Informationen über Ausfälle gleicher, gleich belasteter Komponenten entnehmen lassen. Dies war nicht der Fall.

Die Betriebserfahrung wurde in Bezug auf zwei Aspekte quantitativ ausgewertet, die für die entwickelte Modellierungen relevant sind.

Es wurde einerseits ermittelt, in wie vielen Gruppen gleicher, gleich belasteter Komponenten, die einer Asymmetrie ausgesetzt wurden, Komponentenausfälle aufgetreten sind und wie viele solcher Gruppen der Asymmetrie ausgesetzt wurden. Dies zielt darauf ab, zu schätzen, mit welcher Wahrscheinlichkeit in einer Gruppe gleicher, gleich belasteter Komponenten Ausfälle auftreten.

Andererseits wurde ermittelt, wie viele Komponenten in solchen Gruppen ausfielen und wie viele Komponenten der Asymmetrie ausgesetzt waren, da sie sich beim Eintritt der Asymmetrie in Betrieb befanden oder während des Vorliegens der Asymmetrie in Betrieb gesetzt wurden. Dies zielt darauf ab, zu schätzen, mit welcher Wahrscheinlichkeit eine bestimmte Anzahl von Komponenten einer Gruppe von gleichen, gleich belasteten Komponenten, die einer Asymmetrie ausgesetzt wurden, ausfällt und somit den korrelierten Ausfall von solchen Komponenten zu erfassen.

Im Folgenden ist die Datenbasis dargestellt, auf der die Quantifizierungen dieses Berichtes beruhen. Die Analyse ergab, dass Daten folgender Ereignisse einbezogen werden konnten:

- Kalinin, Unit 1, 1994,
- Balakowo, Blöcke 1 und 3, 1997,
- South Texas, Block 2, 2001,
- Vandellòs, Block 2, 2006,
- Dungeness-B, 2007,
- Bruce A-1, 2012,
- Byron, Block 2, 2012,
- Forsmark, Block 3, 2013,
- Dungeness-B-2, 2014 und
- Biblis, Block A, 2014.

Da die Daten teilweise nicht öffentlich sind, werden sie im Folgenden anonymisiert wiedergegeben.

Im Rahmen der Auswertung wurden in einem ersten Schritt Gruppen gleicher, gleich belasteter Komponenten identifiziert, die zumindest teilweise dem Phasenfehler ausgesetzt waren (Komponentengruppen). Dies sind im Allgemeinen redundante Komponenten eines Systems. Es wurde bestimmt, welche Größe die betroffenen Komponentengruppen hatten, wie viele Komponenten davon dem Phasenfehler ausgesetzt waren und wie viele ausfielen. Darüber hinaus wurde ermittelt, wie viele betroffene Komponenten während des Phasenfehlers angefordert wurden und in wie vielen Fällen es zu einem

Startversagen kam. Es wurden nur Informationen über tatsächlich in Betrieb befindliche bzw. gestartete Komponenten verwendet. Ergebnisse technischer Analysen, wie sich Komponenten verhalten hätten, wenn sie gestartet worden wären, wurden nicht einbezogen. Mehrere nicht erfolgreiche Startversuche einer Komponente wurden nur einmal gezählt.

In den meisten Fällen war es nicht möglich, die exakte Anzahl der Komponentengruppen zu bestimmen, die der Asymmetrie ausgesetzt waren, da die vorliegenden Informationsquellen sich meist auf ausgefallenen Komponenten fokussierten und auch keine weiteren detaillierten Anlageninformationen vorlagen, die es erlaubt hätten, die im jeweiligen Betriebszustand laufenden Komponenten zu identifizieren. Um dennoch zu einer Abschätzung zu gelangen, wurden generische Daten verwendet.

Zur Ermittlung der generischen Daten wurde für eine deutsche DWR-Anlage ermittelt, welche Gruppen von Verbrauchern sich beim Leistungsbetrieb in Betrieb befinden, deren Ausfall bei einem Meldepflichtigen Ereignis voraussichtlich berichtet würde. Als Kriterium hierfür wurde verwendet, dass die entsprechenden Komponenten in der Warte oder auf den Dieselleitständen aufgelegt sind. Es ergaben sich 93 Gruppen. Diese Abschätzung ist mit einer erheblichen Unsicherheit behaftet, da die Vollständigkeit der in Ereignisberichten angegebenen Ausfällen unterschiedlich sein kann, in verschiedenen Anlagenzuständen verschiedene Gruppen von Komponenten in Betrieb sind und die Anlagen erhebliche technische Unterschiede aufweisen. Allerdings erscheint eine Abweichung um mehr als einen Faktor von 3 (d. h. 30 oder weniger oder 280 oder mehr) unwahrscheinlich. Damit liegt die Unsicherheit dieser Größe im Rahmen anderer in die PSA eingehender Kenngrößen. Es ist zu betonen, dass sich diese Zahl auf Gruppen gleicher, gleich belasteter Komponenten bezieht, d. h. im Allgemeinen auf Gruppen redundanter Komponenten. Deshalb wird diese Zahl von der Anzahl der Stränge nicht beeinflusst. Für Ereignisse, in denen zwei Blöcke einer Asymmetrie ausgesetzt waren, wurde der doppelte Wert verwendet.

Wenn für eine Untermenge der Komponentengruppen detaillierte Informationen über die der Asymmetrie ausgesetzten Komponenten vorlagen, wurde nur diese Untermenge in die Analyse einbezogen. Dies betrifft die Mittelspannungsverbraucher im Ereignis Byron, Block 2, 2012.

In der folgenden Tabelle 2.1 ist die sich so ergebende Abschätzungen der Anzahl der der Asymmetrie ausgesetzten Komponentengruppen und der Anzahl der von Ausfällen betroffenen Komponentengruppen dargestellt

Tab. 2.1 Abschätzungen der Anzahl der der Asymmetrie ausgesetzten Komponentengruppen und der Anzahl der von Ausfällen betroffenen Komponentengruppen

Anlage	Anzahl der der Asymmetrie ausgesetzten Komponentengruppen	Anzahl der von Ausfällen betroffenen Komponentengruppen
1	93	0
2	186	7
3	93	1
4	93	2
5	186	5
6	93	1
7	7	6
8	93	50
9	186	5
10	7	2

In der nachfolgenden Tabelle 2.2 sind die beobachteten Ausfälle in der der Asymmetrie ausgesetzten Komponentengruppen dargestellt. Es handelt sich überwiegend um Komponenten, die nicht dem Sicherheitssystem angehören. Dies kann damit erklärt werden, dass die meisten Komponenten, insbesondere die Pumpen, die im ungestörten Anlagebetrieb in Betrieb sind, nicht dem Sicherheitssystem angehören.

Tab. 2.2 Ausfälle in der der Asymmetrie ausgesetzten Komponentengruppen

Gruppen-Nr.	Komponentengruppe	Anzahl der Komponenten	Davon der Asymmetrie ausgesetzt	Davon ausgefallen
1	Hauptkühlwasserpumpen	4	3	3
2	Hauptkühlmittelpumpen	3	3	3
3	Kühlwasserpumpen	4	4	2
4	Hilfsschmierpumpe	1	1	1

Gruppen-Nr.	Komponentengruppe	Anzahl der Komponenten	Davon der Asymmetrie ausgesetzt	Davon ausgefallen
5	Kältemaschine	unbekannt	unbekannt	1
6	Hauptkühlmittelpumpen	4	4	1
7	Nachkühlpumpen	2	2	2
8	Hauptkühlmittelpumpen	4	4	4
9	Nebenkühlwasserpumpen	2	2	2
10	Notspeisewasserpumpen	2	1	1
11	Zwischenkühlpumpen	2	2	2
12	Hochdruckförderpumpen	2	2	2
13	Kondensatzubringerpumpen	4	3	3
14	Zuluftventilator	unbekannt	1	1
15	Abluftventilator	unbekannt	1	1
16	Pumpen des Nachkühlsystems	4	2	2
17	Pumpen des BE-Becken-Kühlsystems	4	2	2
18	Pumpen des Nachkühlsystems	4	2	2
19	Pumpen des Systems 713	4	3	3
20	Pumpen des Systems 723	4	3	3
21	Ventilatoren	4	4	4
22	Kühlmittelpumpen	mehrere, Anzahl nicht ermittelbar	mehrere, Anzahl nicht ermittelbar	alle
23	Ölpumpe		1	1
24	Kühlmittelpumpen	mehrere, Anzahl nicht ermittelbar	mehrere, Anzahl nicht ermittelbar	alle
25	Ventilatoren	4	2	2
26	Ölpumpe	1	1	1
27	Startluftkompressoren	2	2	2

Gruppen, in denen nur eine Komponente der Asymmetrie ausgesetzt wurde, lassen sich zur Quantifizierung der Korrelationen nicht verwenden. Gruppen 14 und 15 lassen sich ebenfalls nicht für die Quantifizierung verwenden, da die Anzahl der der Asymmetrie ausgesetzten Komponenten unbekannt ist. Demgegenüber lassen sich Gruppen 22 und 24 teilweise verwenden, da von mehreren der der Asymmetrie ausgesetzten Komponenten alle ausgefallen sind.

Zusammenfassend ergeben sich folgende Anzahlen von Ausfällen:

Tab. 2.3 Anzahlen der Ausfallkombinationen in der der Asymmetrie ausgesetzten Komponentengruppen

Gruppen- größe	Anzahl der Gruppen	Ausfälle			
		1	2	3	4
2	9	0	9	-	-
3	5	0	0	5	-
4	4	1	1	0	2

Darüber hinaus wurden zwei Ereignisse beobachtet, bei denen mehrere Komponenten der Asymmetrie ausgesetzt wurden, wobei alle ausgefallen sind. Die genaue Anzahl der Komponenten, die der Asymmetrie ausgesetzt waren, konnte jedoch nicht ermittelt werden.

Man erkennt, dass, wenn in einer Gruppe überhaupt Komponenten ausfallen, in den meisten Fällen alle Komponenten einer Gruppe ausfallen. Somit sind die beobachteten Korrelationen in den Ausfällen gleicher, gleich belasteter Komponenten sehr stark. Dies kann wie folgt interpretiert werden: Entweder fallen alle einer bestimmten Asymmetrie ausgesetzten gleichen, gleich belasteten Komponenten aus, da der Überstrom zu groß ist oder sie fallen nicht aus, da der Überstrom noch unterhalb desjenigen Wertes ist, bei dem sie ausfallen. Ein Teil kann dann ausfallen, wenn die Asymmetrie gerade an der Grenze ist, so dass hier geringe Unterschiede im Zustand, der Einstellung der Schutzeinrichtungen oder der Belastung der Komponenten oder geringfügige Unterschiede der Asymmetrie auf den Schienen, die die redundanten Komponenten versorgen, dazu führen können, dass nur ein Teil ausfällt.

Die oben dargestellte Betriebserfahrung wird im Folgenden zur Modellierung des Ausfallverhaltens der Komponenten verwendet. Hierbei sind verschiedene Unsicherheitsquellen zu diskutieren:

Die Betriebserfahrung umfasst im Wesentlichen ausländische Betriebserfahrung. Bezüglich Auslegung und Betrieb sind in Hinblick auf den oben beschriebenen Mechanismus keine grundsätzlichen Unterschiede zu deutschen Anlagen erkennbar. Nicht auszuschließen ist allerdings, dass die Unterschiede im Zustand, der Einstellung der Schutzeinrichtungen oder der Belastung der redundanten Komponenten oder Unterschiede der Asymmetrie auf den Schienen, die die redundanten Komponenten versorgen in der beobachteten Population von der zu modellierenden Anlage abweichen. Hierzu liegen keine Informationen vor.

Weiterhin beinhalten die Daten, wie oben erwähnt, überwiegend betriebliche Komponenten. Da auch Komponenten, die dem Sicherheitssystem angehören, gegen Überstrom abgesichert werden oder bei zu starkem Überstrom beschädigt und unverfügbar werden, sind keine Gründe erkennbar, warum das Ausfallverhalten von Komponenten, die dem Sicherheitssystem angehören, von denjenigen erheblich abweicht, die nicht dem Sicherheitssystem angehören. Darüber hinaus wird in zweien der im Folgenden entwickelten Modellansätze die absolute Ausfallwahrscheinlichkeit der Komponenten bei einer Asymmetrie nicht verwendet, sondern mit einem separaten, im Rahmen des Vorhabens 4716R01351 entwickelten Modells bestimmt (Ansätze C und D). Die hier ausgewertete Betriebserfahrung dient dann nur zur Schätzung der Korrelationen der Ausfälle gleicher, gleich belasteter Komponenten.

Darüber hinaus wurden viele Ausfälle an Komponenten mit Antrieben hoher Leistung beobachtet. Systematische Unterschiede in der Absicherung von Komponenten mit Motoren unterschiedlicher Leistung sind uns nicht bekannt, aber grundsätzlich denkbar. Um dies für das hier betrachtete Beobachtungskollektiv (alle Kernkraftwerke der Welt) zu untersuchen, wäre eine sehr aufwändige Informationsermittlung erforderlich, die über dieses Vorhaben hinausführt. Und auch in diesem Zusammenhang ist der obige Hinweis relevant, dass in zwei der entwickelten Modellansätze die absolute Ausfallwahrscheinlichkeit der Komponenten bei einem Phasenfehler nicht verwendet wird und es wenig plausibel ist, dass die Korrelationen im Ausfallverhalten systematisch von der Komponentengröße abhängig sind.

Weiterhin könnten die zur Verfügung stehenden Daten unvollständig sein, d. h. relevante Ereignisse wurden nicht gemeldet. Während dies zu einer Unterschätzung der Rate der einleitenden Ereignisse führen kann /BER 20/ ist eine Verfälschung der Schätzung des Ausfallverhaltens der Komponenten nur dann denkbar, wenn eine systematische Beziehung zwischen Ausfallverhalten der Komponenten und Bekanntwerden des Ereignisses besteht.

Wesentlich ist hier, dass die Betriebserfahrung zur Ermittlung der Rate der einleitenden Ereignisse und des Ausfallverhaltens identisch ist: Die geschätzte Rate beschreibt genau die Rate einleitender Ereignisse, die das beobachtete Ausfallverhalten von Komponenten verursacht. Es lässt sich nicht ausschließen, dass es in der Population zusätzliche einleitende Ereignisse gibt, die zu einem anderen Ausfallverhalten führen, aber nicht bekannt geworden sind. Somit ist eine mögliche Abweichung nichtkonservativ.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass es verschiedene mögliche Unsicherheitsquellen gibt, die insbesondere die Übertragbarkeit auf die modellierten Komponenten des Sicherheitssystems betreffen. Da für die weltweit beobachteten Ereignisse keine entsprechenden Informationen vorliegen, können eventuelle technische Unterschiede nicht vertieft untersucht werden. Es erscheint jedoch – auch angesichts der beobachteten Ausfälle von Einrichtungen des Sicherheitssystems – und nach der obigen Diskussion unplausibel, dass diese Einrichtungen ein qualitativ anderes Ausfallverhalten als das beobachtete haben, nämlich dass häufig alle gleichen, gleich belasteten Komponenten ausfallen oder keine dieser Komponenten ausfallen, während Ausfälle einzelner oder mehrerer, aber nicht aller Komponenten deutlich seltener sind.

Im folgenden Abschnitt wird beschrieben, wie die Korrelationen im Ausfallverhalten der Komponenten modelliert werden können.

2.2 Berücksichtigung der Korrelation durch explizite Modellierung

Der Komponentenausfall in einer Gruppe gleichartiger, gleich belasteter Komponenten lässt sich als zweistufiger Prozess auffassen. In der ersten Stufe entscheidet sich, ob überhaupt Komponentenausfälle in der Komponentengruppe auftreten (grüne Pfeile in Abbildung 2.1). Falls Komponentenausfälle auftreten, entscheidet sich in der zweiten Stufe (rote Pfeile in Abbildung 2.1), wie viele Komponenten ausfallen.

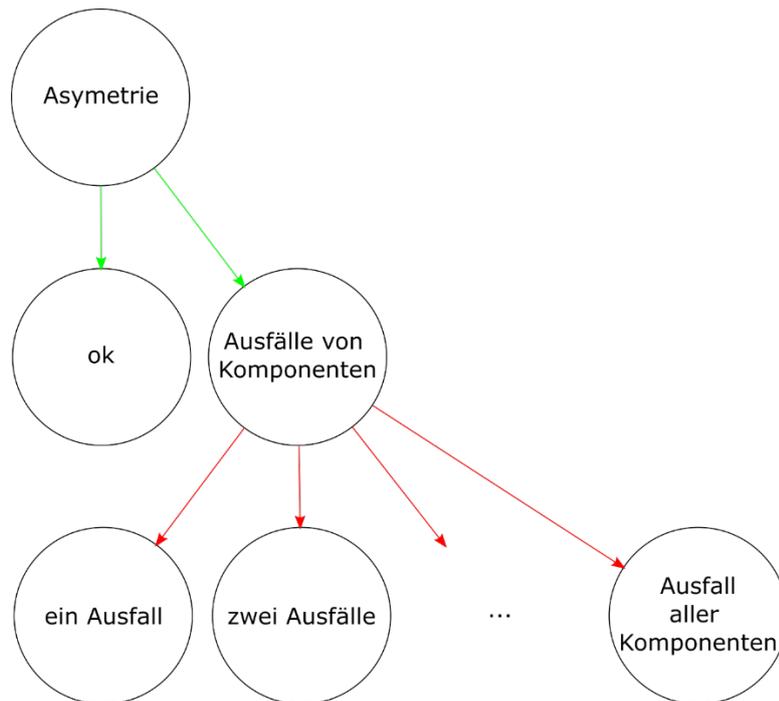


Abb. 2.1 Darstellung der zwei Stufen des Prozessmodells

Übergänge der ersten Stufe sind durch grüne Pfeile, der zweiten Stufe durch rote Pfeile dargestellt.

Im Folgenden wird zunächst das Teilproblem 2 untersucht, da die Lösung von Teilproblem 1 von der Lösung von Teilproblem 2 abhängig ist.

2.2.1 Teilproblem 2 / Stufe 2

Um die eigentliche Korrelation zu modellieren, können verschiedene Ansätze verfolgt werden.

Der einfachste Ansatz ist, keine speziellen Modellannahmen zu treffen, sondern die bedingten Wahrscheinlichkeiten, dass eine bestimmte Anzahl von Komponenten einer Komponentengruppe ausfällt, direkt als Parameter des Modells zu verwenden. Dieser Grundansatz kann variiert werden, indem Annahmen über die Parameter gemacht werden, so dass die Anzahl der unabhängigen Modellparameter reduziert wird, um die Schätzung der Modellparameter bei begrenzten Daten zu verbessern.

Ein weiterer Ansatz kann darin bestehen, anzunehmen, dass – gegeben die Gruppe ist von Komponentenausfällen betroffen – die Komponenten unabhängig voneinander ausfallen. Diese Annahme bedingt eine Binomialverteilung der Anzahl der ausgefallenen

Komponenten. Da die Binomialverteilung unimodal ist, erscheint dies keine sehr realistische Modellierung, da bei den in der Betriebserfahrung beobachteten Ereignissen meist entweder nur eine oder aber alle Komponenten ausfielen, während Ausfälle einzelner oder weniger Komponenten wesentlich seltener waren.

Die Modellansätze

- direkte Modellierung der bedingten Ausfallwahrscheinlichkeiten,
- direkte Modellierung der bedingten Ausfallwahrscheinlichkeiten mit vereinfachenden Annahmen,
- Annahme des unabhängigen bedingten Ausfalls einzelner Komponenten und
- Annahme des unabhängigen bedingten Ausfalls der weiteren Komponenten (das heißt der zweiten, dritten usw. Komponenten, während eine Komponente als sicher ausgefallen angenommen wird)

werden im Folgenden detailliert dargestellt. Algorithmen zur Schätzung ihrer Modellparameter und zur Unsicherheitsanalyse werden entwickelt und diskutiert.

2.2.1.1 Direkte Modellierung der bedingten Ausfallwahrscheinlichkeiten

Der einfachste Ansatz besteht darin, keine speziellen Modellannahmen zu treffen, sondern die bedingten Wahrscheinlichkeiten eines Ausfalls einer bestimmten Anzahl von Komponenten unmittelbar als Modellparameter zu verwenden. Bei einer Komponentengruppe der Größe g sind dann die möglichen Ereignisse in der Komponentengruppe und die entsprechenden Modellparameter:

- Ausfalls einer Komponente: bedingte Wahrscheinlichkeit $w_{1 \setminus g}$
- Ausfall zweier Komponenten: bedingte Wahrscheinlichkeit $w_{2 \setminus g}$
- ...
- Ausfall aller Komponenten: bedingte Wahrscheinlichkeit $w_{g \setminus g}$

Da eine dieser Alternativen eintritt, müssen sich die $w_{k \setminus g}$ zu 1 aufsummieren.

Dieses Modell ist in Abbildung 2.2 graphisch dargestellt.

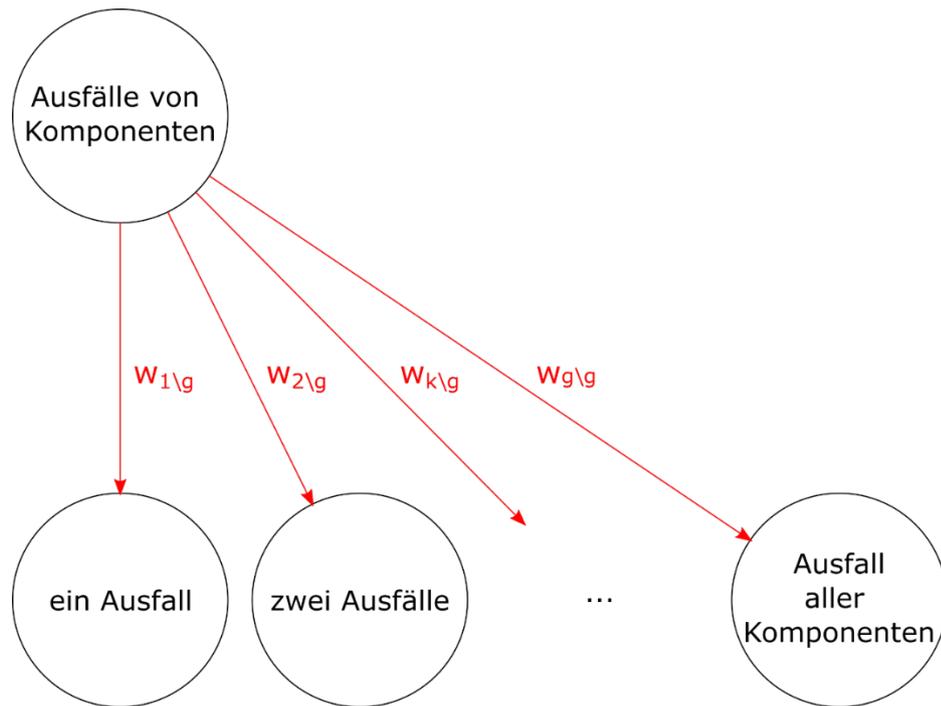


Abb. 2.2 Modell zur Stufe 2 mit den Modellparametern Übergangswahrscheinlichkeiten $w_{k\g}$

Die Modellparameter $w_{k\g}$ sind spezifisch für eine bestimmte Komponentengrößen-
größe g . Entsprechend können ohne weitere Überlegungen und Annahmen nur Daten
aus Komponentengruppen derselben Größe zur Bestimmung der Modellparameter ver-
wendet werden. Erweiterungen des Modells, um dies zu vermeiden, werden weiter unten
diskutiert.

Im Folgenden ist dargestellt, wie sich die $w_{k\g}$ schätzen lassen.

Gemäß der Modellannahme genügt die Anzahl ausgefallener Komponenten einer Kate-
gorienverteilung:

$$p(k\g) = w_{k\g} \quad \text{mit} \quad \sum_{l=1}^g w_{l\g} = 1 \quad (2.1)$$

Werden mehrere Komponentengruppen beobachtet, so genügen die Anzahlen $n_{k\g}$ der
Gruppen mit g von r ausgefallenen Komponenten deshalb einer Multinomialverteilung:

$$p(\mathbf{n}|\boldsymbol{\omega}, N) = \begin{cases} \frac{N!}{\prod_{k=1}^g (n_{k\setminus g}!)} \prod_{k=1}^g (\omega_{k\setminus g})^{n_{k\setminus g}} & \text{für } \sum_{k=1}^g n_{k\setminus g} = N \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (2.2)$$

wobei das Ausrufezeichen die Fakultät, N die Gesamtzahl der Beobachtungen, $\mathbf{n} = (n_{1\setminus g}, \dots, n_{g\setminus g})$ die Gesamtheit der beobachteten Ausfälle und $\boldsymbol{\omega} = (\omega_{1\setminus g}, \dots, \omega_{g\setminus g})$ die Gesamtheit der Modellparameter bezeichnet.

Die konjugierte Verteilung zu Kategorienverteilung und Multinomialverteilung ist die Dirichletverteilung. Für die Dichte der Dirichletverteilung mit Parametern $\boldsymbol{\alpha} = \{\alpha_{1\setminus r}, \alpha_{2\setminus r}, \dots, \alpha_{r\setminus r}\}$ gilt:

$$p_{\text{Dirichlet}}(\boldsymbol{\omega}|\boldsymbol{\alpha}) = \begin{cases} \frac{1}{B(\alpha_{1\setminus g}, \dots, \alpha_{g\setminus g})} \prod_{i=1}^g (\omega_{i\setminus g})^{\alpha_{i\setminus g}-1} & \text{für } \sum_{k=1}^g \omega_{k\setminus g} = 1 \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (2.3)$$

wobei der Normierungsfaktor $B(\alpha_{1\setminus g}, \dots, \alpha_{g\setminus g})$ gegeben ist durch

$$B(\alpha_{1\setminus g}, \dots, \alpha_{g\setminus g}) = \frac{\prod_{i=1}^g \Gamma(\alpha_{i\setminus g})}{\Gamma(\sum_{i=1}^g \alpha_{i\setminus g})} \quad (2.4)$$

Dabei bezeichnet Γ die Gammafunktion. Im Fall $g = 2$ entspricht diese Verteilung einer Binomialverteilung.

Wählt man die A-Priori-Verteilung der $\boldsymbol{\omega}$ nach dem Verfahren von Jeffreys /BOX 73/, so erhält man:

$$\pi(\boldsymbol{\omega}) \propto \prod_{i=1}^g (\omega_{i\setminus g})^{-\frac{1}{2}} \quad (2.5)$$

wobei hier und ebenso im Folgenden auf eine explizite Darstellung der notwendigen Normierungsbedingungen (hier: $\sum_{k=1}^g w_{k \setminus g} = 1$) verzichtet wird.

Somit ist die A-Priori-Verteilung $\pi(\mathbf{w})$ eine Dirichletverteilung mit Parametern $a_{1 \setminus g} = a_{2 \setminus g} = \dots = a_{g \setminus g} = 1/2$.

Die A-Posteriori-Verteilung nach Beobachtung der N Komponentengruppen mit Ausfällen ergibt sich nach dem Satz von Bayes

$$p(\mathbf{w} | \mathbf{n}, N) \propto p(\mathbf{n} | \mathbf{w}, N) \pi(\mathbf{w}) \quad (2.6)$$

zu

$$p(\mathbf{w} | \mathbf{n}, N) \propto \prod_{i=1}^g (w_{i \setminus g})^{n_{i \setminus g} - \frac{1}{2}} \quad (2.7)$$

Die A-Posteriori-Verteilung ist eine Dirichletverteilung mit Parametern $a_{k \setminus g} = n_{k \setminus g} + 1/2$ ($k = 1 \dots g$).

Im Fall $g = 2$ entspricht diese Dirichletverteilung einer Betaverteilung mit Parametern $a_{1 \setminus 2} = n_{1 \setminus 2} + 1/2$ und $a_{2 \setminus 2} = n_{2 \setminus 2} + 1/2 = N - n_{1 \setminus 2} + 1/2$. Dies ist ein Spezialfall der allgemeinen Eigenschaft, dass für beliebige r und k die Marginalverteilung der $w_{k \setminus g}$ eine Betaverteilung mit Parametern $a_{k \setminus g} = n_{k \setminus g} + 1/2$ und $N - n_{k \setminus g} + 1/2$ ist.

Für die Mittelwerte gilt:

$$\langle w_{k \setminus g} \rangle = \frac{n_{k \setminus g} + 1/2}{\sum_{i=1}^g (n_{i \setminus g} + 1/2)} = \frac{n_{k \setminus g} + 1/2}{N + g/2} \quad (2.8)$$

Im Folgenden ist zur Illustration die A-Posteriori-Verteilung für einen Fall mit Komponentengruppengröße $g = 3$ dargestellt; hier können die Ergebnisse noch gut graphisch dargestellt werden: Aufgrund der Normierung $w_{1 \setminus 3} + w_{2 \setminus 3} + w_{3 \setminus 3} = 1$ ist außerhalb der durch diese Gleichung definierten Ebene die Wahrscheinlichkeit 0; somit verschwindet die Wahrscheinlichkeit nur auf einer zweidimensionalen Mannigfaltigkeit nicht.

In Abbildung 2.3 sind die Verteilungen beispielhaft für den Fall dargestellt, dass in drei Gruppen der Ausfall einer Komponente, in einer Gruppe der Ausfall zweier Komponenten und in 10 Gruppen ein Ausfall aller Komponenten erfolgte.

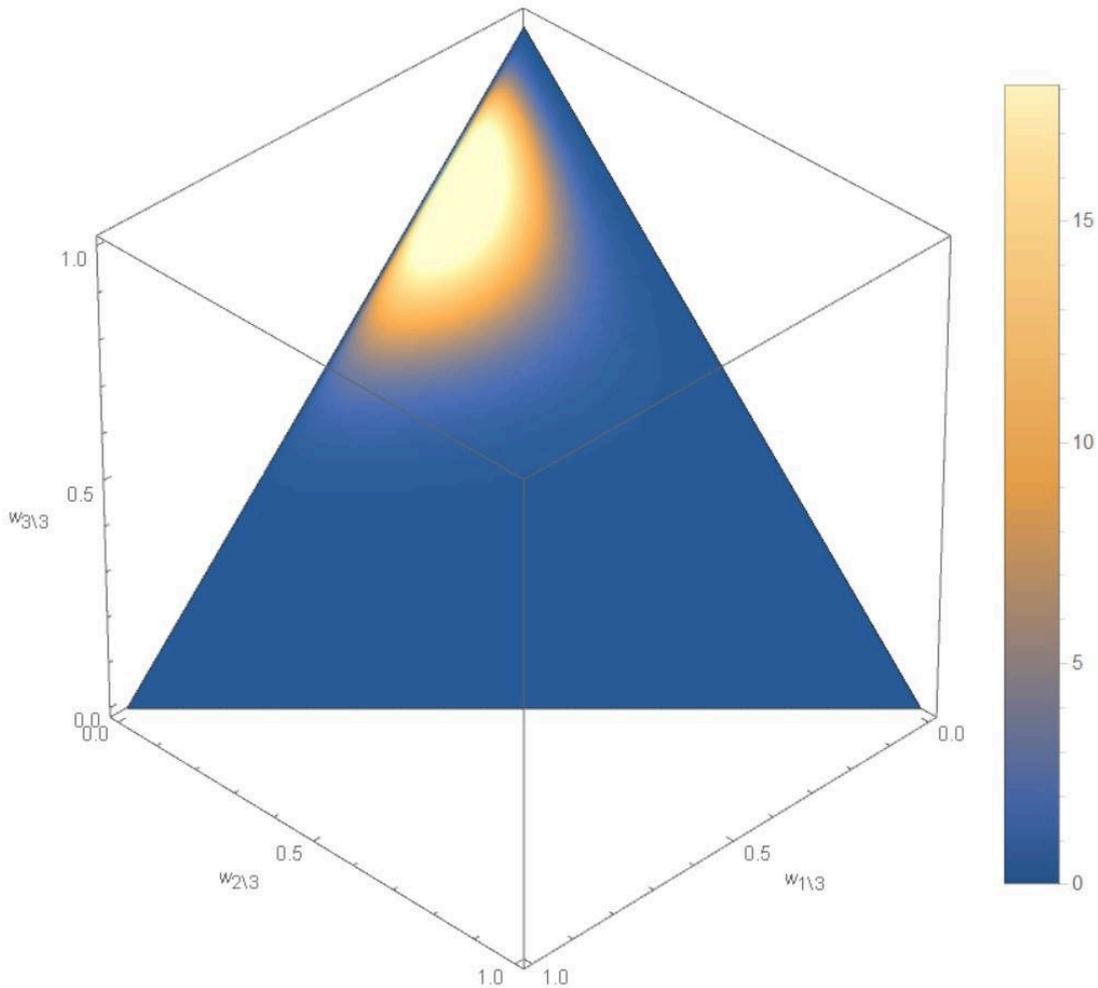


Abb. 2.3 Dichte der A-Posteriori-Verteilung von $w_{1\setminus 3}$, $w_{2\setminus 3}$ und $w_{3\setminus 3}$ für den Fall, dass in drei Gruppen der Ausfall einer Komponente, in einer Gruppe der Ausfall zweier Komponenten und in 10 Gruppen ein Ausfall aller Komponenten erfolgte

Der Wert der Dichte ist als Farbe dargestellt (siehe Skala rechts). Der Bereich außerhalb der durch $w_{1\setminus 3} + w_{2\setminus 3} + w_{3\setminus 3} = 1$ definierten Ebene, in dem die Dichte notwendig 0 ist, ist nicht dargestellt. Die Erwartungswerte sind $\langle w_{1\setminus 3} \rangle = 7/31 = 0,226$, $\langle w_{2\setminus 3} \rangle = 3/31 = 0,097$ und $\langle w_{3\setminus 3} \rangle = 21/31 = 0,678$.

Wie oben bereits erwähnt, können zur Bestimmung der Parameter nur Daten übereinstimmender Gruppengröße g verwendet werden.

In den ausgewerteten Ereignissen sind Informationen über Ausfälle in Gruppen der Größen 2, 3 und 4 ermittelbar. Die sich hieraus ergebenden A-Posteriori-Verteilungen sind Dirichletverteilungen. Ihre Parameter sind in nachfolgender Tabelle angegeben.

Tab. 2.4 Parameter der Unsicherheitsverteilungen (Dirichletverteilungen) der $w_{i \setminus k}$

Anzahl gleicher, gleich belasteter der Asymmetrie ausgesetzter Komponenten g	$a_{1 \setminus g}$	$a_{2 \setminus g}$	$a_{3 \setminus g}$	$a_{4 \setminus g}$
2	0,5	9,5		
3	0,5	0,5	5,5	
4	1,5	1,5	0,5	2,5

Für größere Gruppen gleicher, gleich belasteter der Asymmetrie ausgesetzter Komponenten $g > 4$ liegen keine Daten vor. Deshalb müssen entsprechende Kenngrößen anders bestimmt werden (für die grundsätzliche Vorgehensweise siehe Abschnitt 2.2.1.3).

In der folgenden Tabelle 2.5 sind die einzelnen Parameter und ihre Unsicherheitsverteilungen (Marginalverteilungen) angegeben.

Tab. 2.5 Erwartungswerte und Unsicherheitsverteilungen der $w_{i \setminus k}$

Parameter	Erwartungswert	Unsicherheitsverteilung: Betaverteilung mit Parametern		5%-Quantil	95%-Quantil
		α	β		
$w_{1 \setminus 2}$	0,05	0,5	9,5	2,12E-4	0,187
$w_{2 \setminus 2}$	0,95	9,5	0,5	0,812	0,9998
$w_{1 \setminus 3}$	0,0769	0,5	6	3,41E-4	0,283
$w_{2 \setminus 3}$	0,0769	0,5	6	3,41E-4	0,283
$w_{3 \setminus 3}$	0,846	5,5	1	0,580	0,990
$w_{1 \setminus 4}$	0,214	1,5	5,5	0,0301	0,494
$w_{2 \setminus 4}$	0,214	1,5	5,5	0,0301	0,494
$w_{3 \setminus 4}$	0,0714	0,5	1	0,0025	0,903
$w_{4 \setminus 4}$	0,5	3,5	3,5	0,209	0,791

2.2.1.2 Direkte Modellierung der bedingten Ausfallwahrscheinlichkeiten mit vereinfachenden Annahmen

Der oben dargestellte Ansatz lässt sich abwandeln, indem nicht mehr einzelne Anzahlen $k \setminus g$ von Ausfällen, sondern zusammenfassende Kategorien von Ausfällen modelliert werden.

Z. B. könnte nur mehr unterschieden werden, ob

- alle Komponenten
- eine Komponente
- mehrere, aber nicht alle Komponenten

ausfallen. Dies hat den Vorteil, dass die Kategorien für alle Gruppengrößen $g > 2$ gleich sind. Die relativen Häufigkeiten w der Kategorien lassen sich analog zu oben Gesagtem schätzen, da die Kategorien nicht überlappen. Das heißt, jeder Ausfall einer bestimmten Anzahl von Komponenten in einer Gruppe einer bestimmten Größe lässt sich eindeutig einer Kategorie zuordnen.

Es ist zur Bestimmung der Wahrscheinlichkeit, dass k von g Komponenten ausfallen, dann allerdings für $g > 3$ noch eine Annahme über das Verhältnis der Häufigkeit der einzelnen Zahlen ausgefallener Komponenten, die zur Kategorie „mehrere, aber nicht alle Komponenten ausgefallen“ gehören, erforderlich, z. B. die Annahme gleicher Häufigkeit.

Alternativ kann bei der Bestimmung der Nichtverfügbarkeiten für die PSA angenommen werden, dass, wenn mehrere, aber nicht alle Komponenten betroffen sind, stets $g - 1$ Komponenten ausfallen. Es ist davon auszugehen, dass dies in den allermeisten Fällen konservativ ist, da der Ausfall einer größeren Anzahl von Komponenten ungünstigere Auswirkungen hat. Die Konservativität ist umso stärker ausgeprägt, je größer die Anzahl der Komponenten g einer Gruppe wird.

Als weitere Vereinfachung könnte nur unterschieden werden, ob

- eine Komponente oder
- mehrere Komponenten

ausfallen. Dies hat den Vorteil, dass die Kategorien für alle Gruppengrößen gleich sind. Jedoch beinhalten die Kategorien dann sehr unterschiedliche Ausfälle; im Fall einer Gruppengröße von 4 sind 2, 3 und 4 Ausfälle derselben Kategorie zugeordnet.

Da bei dieser grundsätzlichen Vorgehensweise somit entweder

- Annahmen über die relativen Häufigkeiten der zu einer Kategorie gehörenden Ausfälle $k \setminus g$ gemacht werden müssen, oder
- konservative $k \setminus g$ als Repräsentanten der Kategorien in der PSA verwendet werden müssen

und weder Konservativitäten noch nicht durch Daten gestützte Annahmen in der PSA erwünscht sind, wird dieser Ansatz im Folgenden weiterentwickelt, indem auch die Verteilungen innerhalb einer Kategorie modelliert und mithilfe der Beobachtungen quantifiziert werden. So ergibt sich ein hierarchisches Modell.

2.2.1.3 Direkte Modellierung der bedingten Ausfallwahrscheinlichkeiten mit mehrstufigem hierarchischem Modell

Nun wird der oben dargestellte Ansatz dahingehend verallgemeinert, dass Kategorien von Ausfällen gebildet werden, die wiederum in Unterkategorien aufgeteilt werden. Dies wird rekursiv ausgeführt, bis alle in der PSA zu quantifizierenden Ausfälle von k von g Komponenten einer eindeutigen Kategorie zugeordnet werden können.

Als Beispiel sind in den Abbildungen 2.4 und 2.5 zwei verschiedene hierarchische Modelle für Komponentengruppen der Größe $g = 4$ dargestellt.

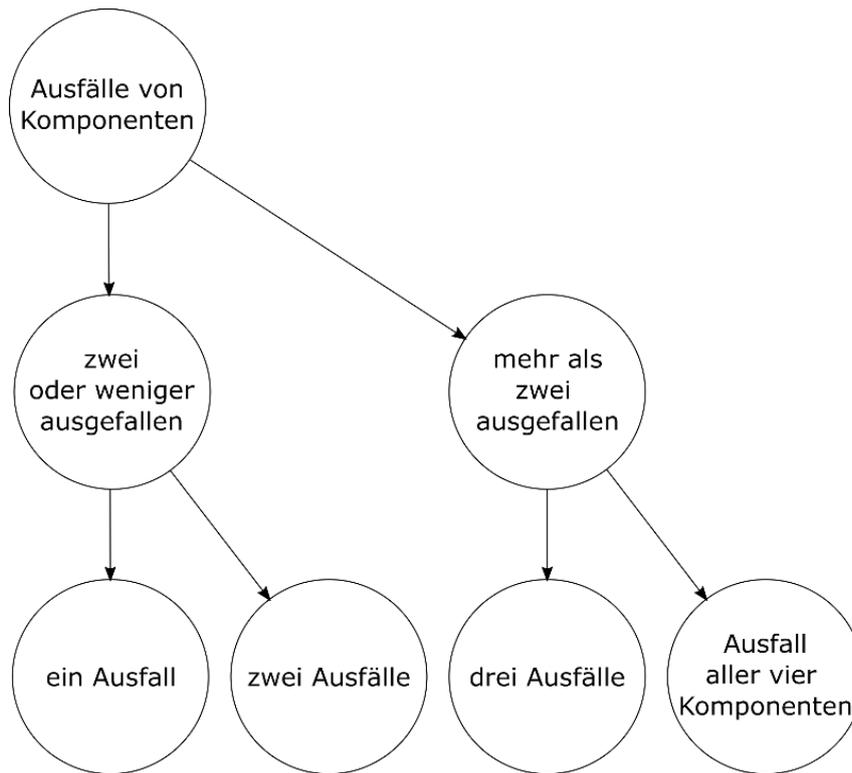


Abb. 2.4 Hierarchisches Modell für Komponentengruppen der Größe 4

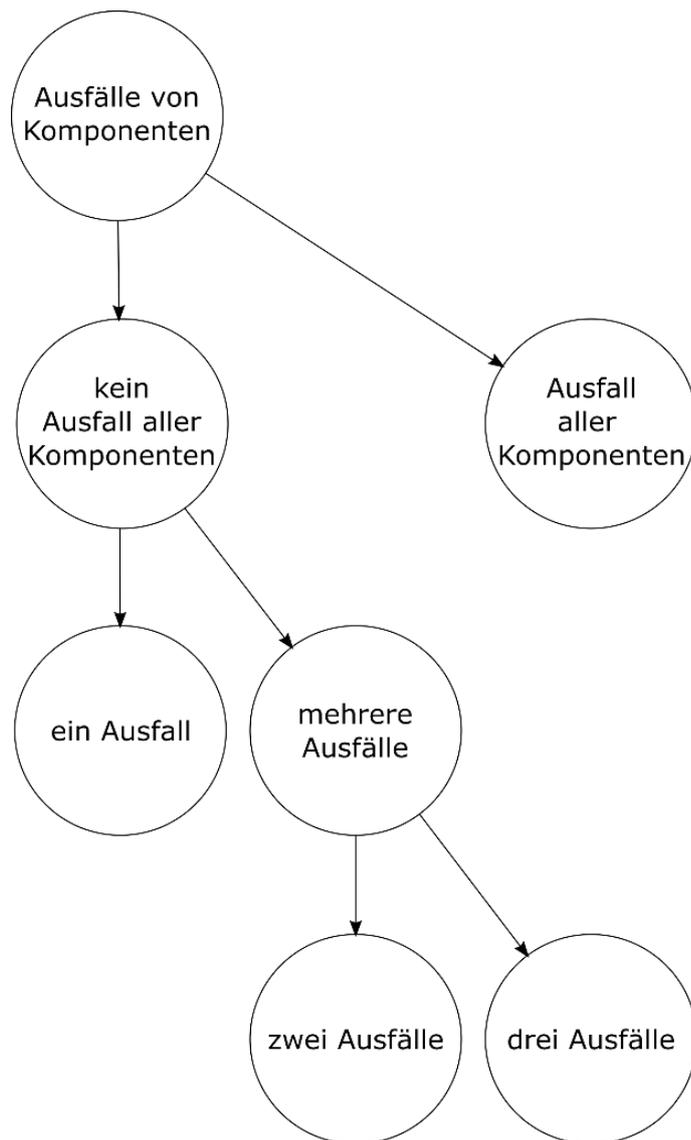


Abb. 2.5 Alternatives hierarchisches Modell für Komponentengruppen der Größe 4

Offensichtlich ist die Definition der Kategorien und der Unterkategorien und die sich daraus ergebende Modelltopologie nicht eindeutig bestimmt.

In Abbildung 2.5 sind die Kategorien – mit Ausnahme der zwei Kategorien der untersten Reihe – nicht spezifisch für eine bestimmte Gruppengröße g definiert.

Wenn Kategorien nicht spezifisch für eine bestimmte Gruppengröße sind, können die Übergangswahrscheinlichkeiten zwischen solchen Kategorien grundsätzlich aus Ereignissen verschiedener Gruppengrößen g geschätzt werden. Hierfür ist es aber erforderlich, dass davon ausgegangen werden kann, dass – zumindest näherungsweise – diese Wahrscheinlichkeiten auch tatsächlich unabhängig von g sind.

Um zu einem bestmöglich geeigneten Modell zu gelangen, wird somit angestrebt, eine Topologie zu entwickeln,

- die alle für die Modellierung in der PSA erforderlichen Ausfälle $k \setminus g$ enthält,
- bei der die Oberkategorien nicht spezifisch für eine Gruppengröße g sind und
- bei der davon ausgegangen werden kann, dass die Übergangswahrscheinlichkeiten zwischen den Oberkategorien nicht erheblich von der Gruppengröße abhängen.

Von dem Modell sind dann für jede Komponentengruppengröße g bestimmte Teile relevant. Je größer g wird, desto mehr Teile des Modells sind relevant.

Damit sich die Übergangswahrscheinlichkeiten aus den Beobachtungen möglichst einfach schätzen lassen, sollte jede Ausfallkombination $g \setminus r$ eindeutig einem Knoten und einem Pfad durch das Modell entsprechen. Wenn letztere Bedingung erfüllt ist, lassen sich die Übergangswahrscheinlichkeiten, die von einem Knoten ausgehen, unabhängig von den Übergangswahrscheinlichkeiten, die von anderen Knoten ausgehen, schätzen. Ist dies nicht der Fall, müssen alle Übergangswahrscheinlichkeiten grundsätzlich gemeinsam geschätzt werden, weil sie nicht unabhängig sind, da es im Allgemeinen mehrere Pfade zu einem Knoten gibt. Dies macht die Schätzung wesentlich komplizierter.

Dies ist z. B. bei dem in Abbildung 2.5 dargestellten Modell erfüllt. In Abbildung 2.6 sind die Endknoten für dieses Modell für die verschiedenen Gruppengrößen aufgeführt und die für die verschiedenen Gruppengrößen relevanten Teile des Modells dargestellt.

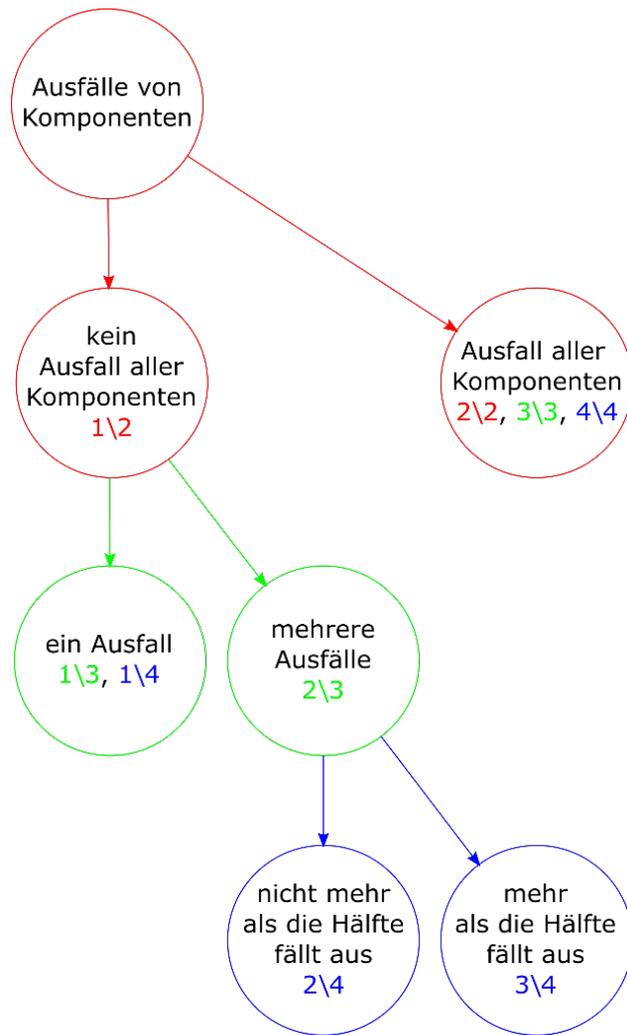


Abb. 2.6 Hierarchisches Modell für Komponentengruppen der Größe 4 mit Endzuständen für die verschiedenen Gruppengrößen

Für $g = 2$ ist nur der rote, für $g = 3$ ist der rote und grüne und für $g = 4$ ist der rote, grüne und blaue Teil des Modells relevant.

Es werden immer nur Verzweigungen in zwei Äste verwendet, damit der Fall nicht auftreten kann, dass nicht alle Alternativen für eine bestimmte Komponentengruppengröße g möglich sind; dann wäre es nicht möglich Übergangswahrscheinlichkeiten zu schätzen, die für alle g zutreffen. Vielmehr müssten für verschiedene g separat Übergangswahrscheinlichkeiten geschätzt werden – dies widerspricht der Idee, einen Baum für alle Komponentengruppengrößen zu verwenden.

Die Modelltopologie in Abbildung 2.6 ist durch folgende Überlegungen begründet: Es können Belastungen und die Konfiguration der Schutzeinrichtungen der Komponenten einer Komponentengruppe so sein, dass der Ausfall der Komponenten beim Auftreten der Asymmetrie sicher ist. Deshalb verzweigt sich der Graph zunächst in „Ausfall aller

Komponenten“ und „kein Ausfall aller Komponenten“. Wenn der Ausfall aller Komponenten nicht sicher ist, dann kann die Ausfallwahrscheinlichkeit in den Komponenten einer Gruppe so gering sein, dass es unwahrscheinlich ist, dass mehr als eine Komponente ausfällt¹. Deshalb verzweigt sich der Graph nun in Ausfall einer Komponente und Ausfall mehrerer (aber nicht aller) Komponenten. Der letztgenannte Knoten ist für $g = 4$ nicht eindeutig einer Ausfallkombination zuzuordnen, so dass eine weitere Verzweigung zu den Endzuständen „zwei Ausfälle“ ($2 \setminus 4$) und „drei Ausfälle“ ($3 \setminus 4$) erfolgt².

Ähnliche Überlegungen sind grundsätzlich auch für größere $g > 4$ möglich. Allerdings erscheint es schwierig, Argumente für eine spezielle Topologie zu finden. Hier bietet sich an, einen generischen Baum unterhalb des Knotens für den Ausfall mehrerer, aber nicht aller Komponenten (in Abbildung 2.6 als „mehrere Ausfälle“ bezeichnet) zu verwenden. Er wird dadurch generiert, dass die in einem Knoten enthaltenen Ausfallkombinationen in zwei möglichst gleich große Mengen ähnlicher Ausfallkombinationen aufgeteilt werden. Z. B. hat „mehrere Ausfälle“ die untergeordneten Knoten „Ausfall höchstens der Hälfte der Komponenten“ und „Ausfall mehr als der Hälfte der Komponenten“. Diese Aufteilung ist optimal für $g = 2^l + 2$, $l \in \mathbb{N}_0$, da hier die Endknoten der generischen Bäume in derselben Ebene liegen, d. h. sich unterhalb jedes Knoten einer Ebene dieselbe Anzahl von Endknoten für das bestimmte g befinden. Für andere g ergeben sich dagegen unsymmetrische Bäume. Hier stellt sich die Frage, ob die Schätzung der Übergangswahrscheinlichkeiten mit verschiedenen Gruppengrößen g dann noch gerechtfertigt ist, oder komponentengruppengrößenspezifische Bäume oder eine Modellierung mit der Annahme eines bedingten unabhängigen Ausfalls der Komponenten, wie in Abschnitten 2.2.1.4 und 2.2.1.5 diskutiert, erforderlich sind. Bei den zur Verfügung stehenden Ereignisdaten der nationalen und internationalen Betriebserfahrung sind solche Komponentengruppengrößen allerdings nicht vorhanden. Deshalb wird diese Fragestellung hier nicht detaillierter betrachtet.

Allerdings sind im PSA-Modell Gruppen der Größe 6 vorhanden. Um sie zu quantifizieren, kann das oben aufgeführte Modell erweitert werden, indem unter die Knoten „Ausfall

¹ Der Fall, dass gar keine Komponente ausfällt, ist auf dieser Stufe nicht mehr zu betrachten, da diese Möglichkeit schon in Stufe 1 des Prozessmodells (siehe Abbildung 2.1 in Abschnitt 2.2, S. 5) berücksichtigt wurde.

² Auf dieser Stufe sind die Möglichkeiten eines Ausfalls ($1 \setminus 4$) oder vierer Ausfälle ($4 \setminus 4$) nicht mehr zu berücksichtigen, da sie schon weiter oben im Graph behandelt wurden.

höchstens der Hälfte der Komponenten“ und „Ausfall mehr als der Hälfte der Komponenten“ die Knoten „2 von 6 Ausfälle“ und „3 von 6 Ausfälle“ bzw. „4 von 6 Ausfälle“ und „5 von 6 Ausfälle“ ergänzt werden (siehe Anhang A). Zur Quantifizierung der entsprechenden Übergangswahrscheinlichkeiten steht allerdings keine Betriebserfahrung zur Verfügung.

Im Folgenden wird die Schätzung der Übergangswahrscheinlichkeiten beschrieben.

Für die Schätzung der Übergangswahrscheinlichkeiten ist es bedeutsam, dass die Ausfallkombinationen $k \setminus g$ einem eindeutigen Pfad durch den Graphen entsprechen. Dann lässt sich nämlich direkt aus den Daten leicht bestimmen, in wie vielen Fällen in die möglichen alternativen untergeordneten Knoten eines Knotens übergegangen wurde. Aus diesen Zahlen lassen sich die Übergangswahrscheinlichkeiten einfach wie folgt schätzen: Wenn die Übergangswahrscheinlichkeiten vom Knoten s zu einem direkt untergeordneten Knoten u $\mu_{s \rightarrow u}$ und zum anderen direkt untergeordneten Knoten v $\mu_{s \rightarrow v} = 1 - \mu_{s \rightarrow u}$ ist, so genügen die Anzahlen $n_{s \rightarrow u}$ der Übergänge von s nach u und die Anzahl $n_{s \rightarrow v}$ der Übergänge von s nach v einer Binomialverteilung. Es gilt:

$$p(n_{s \rightarrow u}, n_{s \rightarrow v} | \mu_{s \rightarrow u}) = \binom{n_{s \rightarrow u} + n_{s \rightarrow v}}{n_{s \rightarrow u}} \mu_{s \rightarrow u}^{n_{s \rightarrow u}} (1 - \mu_{s \rightarrow u})^{n_{s \rightarrow v}} \quad (2.9)$$

Nach dem Satz von Bayes folgt, wenn man die A-Priori-Verteilung nach dem Verfahren von Jeffreys als

$$\pi(\mu_{s \rightarrow u}) \propto \frac{1}{\sqrt{\mu_{s \rightarrow u}} \sqrt{1 - \mu_{s \rightarrow u}}} \quad (2.10)$$

wählt, für die Unsicherheitsverteilung der $\mu_{s \rightarrow u}$ nach Beobachtung³ von $n_{s \rightarrow u}$ und $n_{s \rightarrow v}$

$$p(\mu_{s \rightarrow u}, \mu_{s \rightarrow v} | n_{s \rightarrow u}, n_{s \rightarrow v}) = \frac{1}{B\left(\frac{1}{2} + n_{s \rightarrow u}, \frac{1}{2} + n_{s \rightarrow v}\right)} \times \mu_{s \rightarrow u}^{-\frac{1}{2} + n_{s \rightarrow u}} \mu_{s \rightarrow v}^{-\frac{1}{2} + n_{s \rightarrow v}} \delta(1 - \mu_{s \rightarrow u} - \mu_{s \rightarrow v}) \quad (2.11)$$

mit der Delta-Distribution δ und der Normierungskonstante (Betafunktion)

$$B(a, b) = \frac{\Gamma(a)\Gamma(b)}{\Gamma(a + b)}. \quad (2.12)$$

D. h. μ_{su} genügt einer Betaverteilung mit Parametern $1/2 + n_{s \rightarrow u}$ und $1/2 + n_{s \rightarrow v}$.

Diese Überlegung gilt für alle Knoten. Die Wahrscheinlichkeiten für Pfade ergeben sich als Produkt der Übergangswahrscheinlichkeiten der Übergänge, die zu einem Pfad gehören.

Wenn man „Ausfall von Komponenten“ als „AvK“, „Ausfall aller Komponenten“ als „AaK“, „kein Ausfall aller Komponenten“ als „kAaK“, „einen Ausfall“ als „eA“, mehrere Ausfälle (aber nicht Ausfall aller Komponenten)“ als „mA“, „nicht mehr als die Hälfte der Komponenten ausgefallen“ als „nmH“ und „mehr als die Hälfte der Komponenten ausgefallen“ als „mH“ bezeichnet, so gilt dann für die bedingten Wahrscheinlichkeiten, dass $k \setminus 2$ Komponenten ausfallen:

$$W_{1 \setminus 2} = \mu_{AvK \rightarrow kAaK} \quad (2.13)$$

$$W_{2 \setminus 2} = \mu_{AvK \rightarrow AaK}$$

³ Nach der oben angenommenen Eigenschaft, dass die Ausfallkombinationen $k \setminus g$ einem eindeutigen Pfad durch den Graphen entsprechen, lassen sich für alle Knoten s , u und v die $n_{s \rightarrow u}$ und $n_{s \rightarrow v}$ aus den in den Ereignissen beobachteten Ausfallkombinationen $k \setminus g$ eindeutig schließen.

Für die bedingten Wahrscheinlichkeiten, dass $k \setminus 3$ Komponenten ausfallen, gilt:

$$w_{1 \setminus 3} = \mu_{AvK \rightarrow kAaK} \mu_{kAaK \rightarrow eA}$$

$$w_{2 \setminus 3} = \mu_{AvK \rightarrow kAaK} \mu_{kAaK \rightarrow mA} \quad (2.14)$$

$$w_{3 \setminus 3} = \mu_{AvK \rightarrow AaK}$$

Entsprechend gilt für die bedingten Wahrscheinlichkeiten, dass $k \setminus 4$ Komponenten ausfallen:

$$w_{1 \setminus 4} = \mu_{AvK \rightarrow kAaK} \mu_{kAaK \rightarrow eA}$$

$$w_{2 \setminus 4} = \mu_{AvK \rightarrow kAaK} \mu_{kAaK \rightarrow mA} \mu_{mA \rightarrow nmH} \quad (2.15)$$

$$w_{3 \setminus 4} = \mu_{AvK \rightarrow kAaK} \mu_{kAaK \rightarrow mA} \mu_{mA \rightarrow mH}$$

$$w_{4 \setminus 4} = \mu_{AvK \rightarrow AaK}$$

Die zur Schätzung der Übergangswahrscheinlichkeiten erforderlichen Anzahlen sind, wie man Abbildung 2.6 entnehmen kann:

$$n_{AvK \rightarrow kAaK} = n_{1 \setminus 2} + n_{1 \setminus 3} + n_{1 \setminus 4} + n_{2 \setminus 3} + n_{2 \setminus 4} + n_{3 \setminus 4}$$

$$n_{AvK \rightarrow AaK} = n_{2 \setminus 2} + n_{3 \setminus 3} + n_{4 \setminus 4} \quad (2.16)$$

$$n_{kAaK \rightarrow eA} = n_{1 \setminus 3} + n_{1 \setminus 4}$$

$$n_{kAaK \rightarrow mA} = n_{2 \setminus 3} + n_{2 \setminus 4} + n_{3 \setminus 4}$$

$$n_{mA \rightarrow nmH} = n_{2 \setminus 4}$$

$$n_{mA \rightarrow mH} = n_{3 \setminus 4}$$

Falls über bestimmte Ausfallereignisse nur unvollständige Informationen vorliegen (wie bei den hier betrachteten Daten), lassen sich auch solche Informationen teilweise für die Schätzung verwenden. Ist in einem Ereignis mit Ausfall aller Komponenten die Anzahl der Komponenten, die der Asymmetrie ausgesetzt waren, unbekannt, so zählt es trotzdem zu $n_{AvK \rightarrow AaK}$. Analog zählt es, wenn nicht alle Komponenten ausgefallen sind, zu $n_{AvK \rightarrow kAaK}$. Ist der Ausfall mehrerer, aber nicht aller Komponenten bekannt, so zählt es für $n_{AvK \rightarrow kAaK}$ und $n_{kAaK \rightarrow mA}$. Generell lassen sich Informationen aller Ereignisse verwenden, denen ein (Teil-)Pfad im Graph eindeutig zugeordnet werden kann.

Hiermit sind die A-Posteriori-Verteilungen der Wahrscheinlichkeiten $w_{k \setminus g}$, $g = 2, \dots, 4$, $k = 1, \dots, g$ eindeutig bestimmt, da

- die Wahrscheinlichkeiten der Ausfallkombinationen nach Gleichungen 2.13 bis 2.15 aus den Übergangswahrscheinlichkeiten berechnet werden können,
- die Übergangswahrscheinlichkeiten gemäß Gleichung 2.11 verteilt sind und
- die Anzahlen der Übergänge aus den beobachteten Ausfallkombinationen nach Gleichungen 2.16 berechnet werden können bzw. den Informationen über die Ereignisse entnommen werden können.

Die Verteilung der Produkte binomialverteilter Variablen in Gleichungen 2.13 bis 2.15 können nicht sinnvoll analytisch ausgedrückt werden /TAN 84/, /DUN 13/. Die oben genannten Beziehungen lassen sich aber unmittelbar in ein Monte-Carlo-Verfahren umsetzen:

1. Bestimme $n_{AvK \rightarrow kAaK}$, $n_{AvK \rightarrow AaK}$, $n_{kAaK \rightarrow eA}$, $n_{kAaK \rightarrow mA}$, $n_{mA \rightarrow nmH}$ und $n_{mA \rightarrow mH}$ nach Gleichungen 2.16 und den weiteren (unvollständigen) Informationen über Ereignisse.

2. Wiederhole S mal:

- a. Ziehe je eine Stichprobe für $\mu_{AvK \rightarrow kAaK}$ und $\mu_{AvK \rightarrow AaK}$ aus $p(\mu_{AvK \rightarrow kAaK}, \mu_{AvK \rightarrow AaK} | n_{AvK \rightarrow kAaK}, n_{AvK \rightarrow AaK})$ (Gleichung 2.11). Dies wird realisiert, indem eine Stichprobe für $\mu_{AvK \rightarrow kAaK}$ aus der Betaverteilung mit Parametern $1/2 + n_{AvK \rightarrow kAaK}$ und $1/2 + n_{AvK \rightarrow AaK}$ gezogen wird und die Stichprobe für $\mu_{AvK \rightarrow AaK}$ als $\mu_{AvK \rightarrow AaK} = 1 - \mu_{AvK \rightarrow kAaK}$ berechnet wird.
- b. Ziehe entsprechend je eine Stichprobe für $\mu_{kAaK \rightarrow eA}$ und $\mu_{kAaK \rightarrow mA}$ mit der Betaverteilung mit Parametern $1/2 + n_{kAaK \rightarrow eA}$ und $1/2 + n_{kAaK \rightarrow mA}$.
- c. Ziehe entsprechend je eine Stichprobe für $\mu_{mA \rightarrow nmH}$ und $\mu_{mA \rightarrow mH}$ mit der Betaverteilung mit Parametern $1/2 + n_{mA \rightarrow nmH}$ und $1/2 + n_{mA \rightarrow mH}$.
- d. Berechne $w_{1 \setminus 2}$ und $w_{2 \setminus 2}$ gemäß (2.13).
- e. Berechne $w_{1 \setminus 3}$, $w_{2 \setminus 3}$ und $w_{3 \setminus 3}$ gemäß (2.14).
- f. Berechne $w_{1 \setminus 4}$, $w_{2 \setminus 4}$, $w_{3 \setminus 4}$ und $w_{4 \setminus 4}$ gemäß (2.15).

Damit liegen jeweils S Stichproben für $\mathfrak{w} = (w_{1 \setminus 2}, w_{2 \setminus 2}, w_{1 \setminus 3}, \dots, w_{4 \setminus 4})$ vor, die gemäß der gesuchten Verteilung $p(\mathfrak{w} | \pi)$ verteilt sind. Diese Verteilung faktorisiert nicht, da die $w_{k \setminus g}$ gemäß Gleichungen 2.13 bis 2.15 nicht unabhängig sind. Für größere Gruppengrößen $g > 4$ kann völlig analog vorgegangen werden.

Ergebnisse

Für die hier betrachtete Betriebserfahrung (siehe Abschnitt 2.1) erhält man folgende Werte für die Anzahlen der Übergänge:

$$n_{AvK \rightarrow kAaK} = 3$$

$$n_{AvK \rightarrow AaK} = 18 \tag{2.17}$$

$$n_{kAaK \rightarrow eA} = 2$$

$$n_{kAaK \rightarrow mA} = 1$$

$$n_{mA \rightarrow nmH} = 1$$

$$n_{mA \rightarrow mH} = 0$$

Im Folgenden sind die Ergebnisse dargestellt, die sich bei Anwendung des Modells auf diese ermittelte Betriebserfahrung ergeben.

Wie oben bereits dargestellt, lassen sich die meisten Ergebnisse nicht analytisch angeben, da sich die $w_{k \setminus g}$ im Allgemeinen als Produkt betaverteilter Zufallsvariable berechnen. Ausnahmen sind diejenigen $w_{k \setminus g}$, bei denen das Produkt nur aus einem Faktor besteht und die deshalb selbst betaverteilt sind. Es sind dies einerseits die Wahrscheinlichkeiten des Ausfalls aller Komponenten als auch die Wahrscheinlichkeiten für Gruppengröße 2, da $w_{g \setminus g} = \mu_{AvK \rightarrow AaK}$ und $w_{1 \setminus 2} = \mu_{AvK \rightarrow kAaK} = 1 - \mu_{AvK \rightarrow AaK}$. Da $\mu_{AvK \rightarrow AaK}$ einer Betaverteilung mit Parametern $\frac{37}{2}$ und $\frac{7}{2}$ genügt, folgt:

$$w_{g \setminus g} \sim p_{\text{Beta}}(37/2, 7/2) \tag{2.18}$$

$$w_{1 \setminus 2} \sim p_{\text{Beta}}(7/2, 37/2)$$

Demgegenüber lassen sich, wie oben dargestellt, die Verteilungen der anderen Parameter nicht analytisch ausdrücken. Im Folgenden sind sie als Histogramm der Ergebnisse des Monte-Carlo-Verfahrens mit $S = 10^7$ Stichproben dargestellt. Charakteristika der Verteilungen sind in Tabelle 2.6 aufgeführt. Die dort angegebenen angepassten Unsicherheitsverteilungen wurden so angepasst, dass Erwartungswert und Standardabweichung mit den Ergebnissen der Monte-Carlo-Rechnung übereinstimmen.

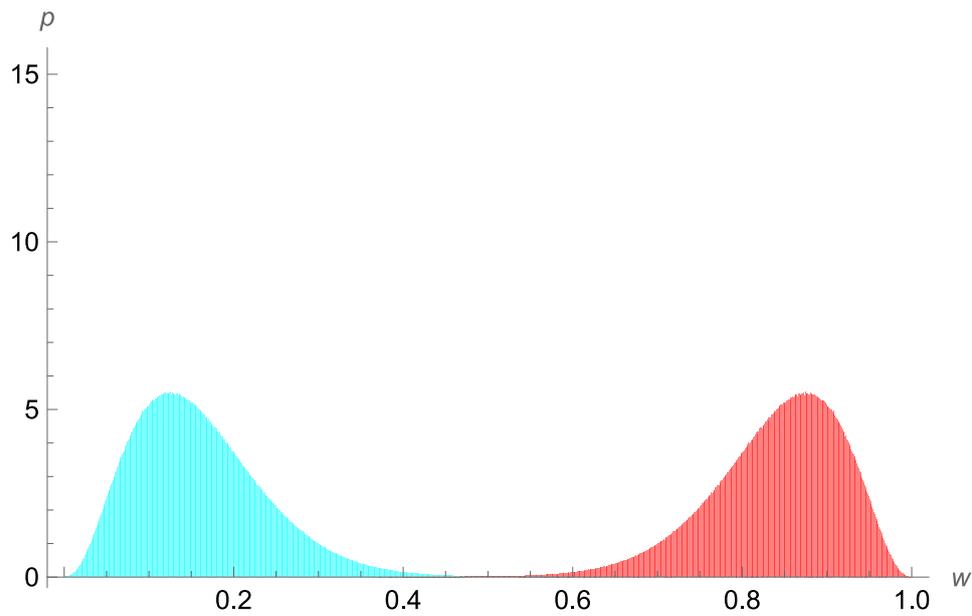


Abb. 2.7 Ergebnisse der Monte-Carlo-Rechnung für $g = 2$

Die Unsicherheitsverteilungen der Parameter $w_{k \setminus 3}$ sind als Histogramm dargestellt in cyan für $w_{1 \setminus 2}$ und rot für $w_{2 \setminus 2}$.

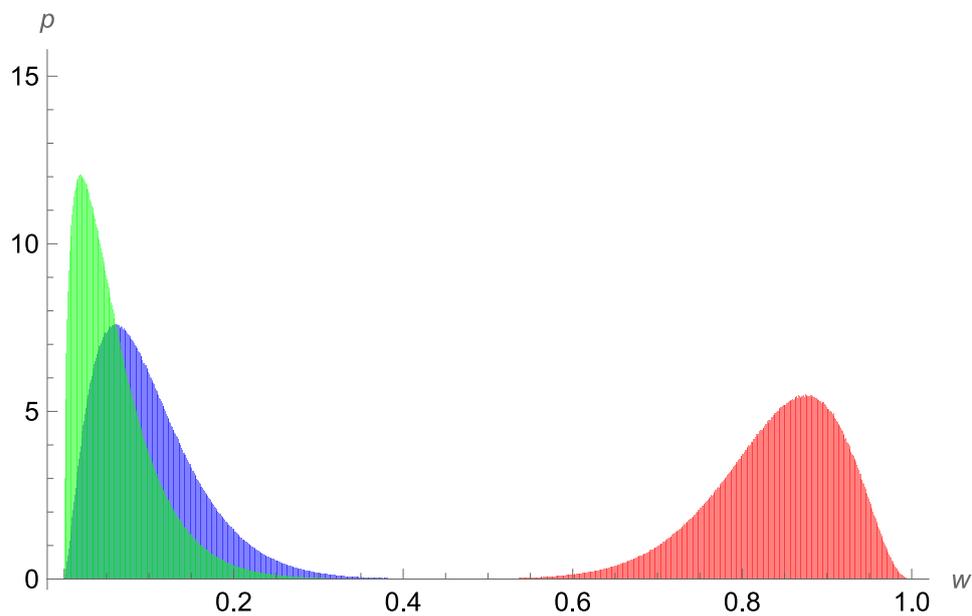


Abb. 2.8 Ergebnisse der Monte-Carlo-Rechnung für $g = 3$

Die Unsicherheitsverteilungen der Parameter $w_{k \setminus 3}$ sind als Histogramm dargestellt in blau für $w_{1 \setminus 3}$, grün für $w_{2 \setminus 3}$ und rot für $w_{3 \setminus 3}$.

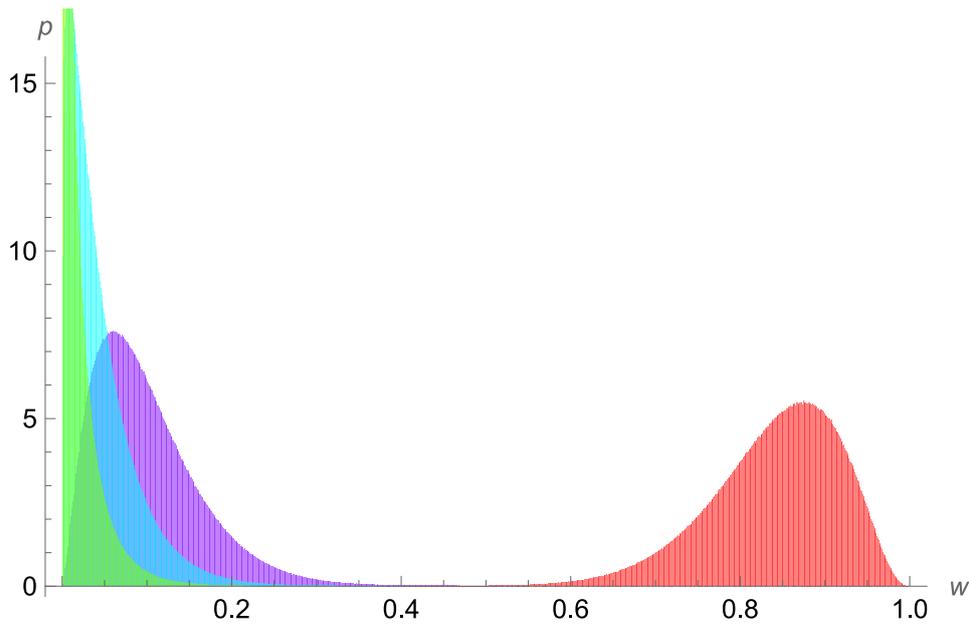


Abb. 2.9 Ergebnisse der Monte-Carlo-Rechnung für $g = 4$

Die Unsicherheitsverteilungen der Parameter $w_{k\4}$ sind als Histogramm dargestellt in lila für $w_{1\4}$, cyan für $w_{2\4}$, grün für $w_{3\4}$ und rot für $w_{4\4}$.

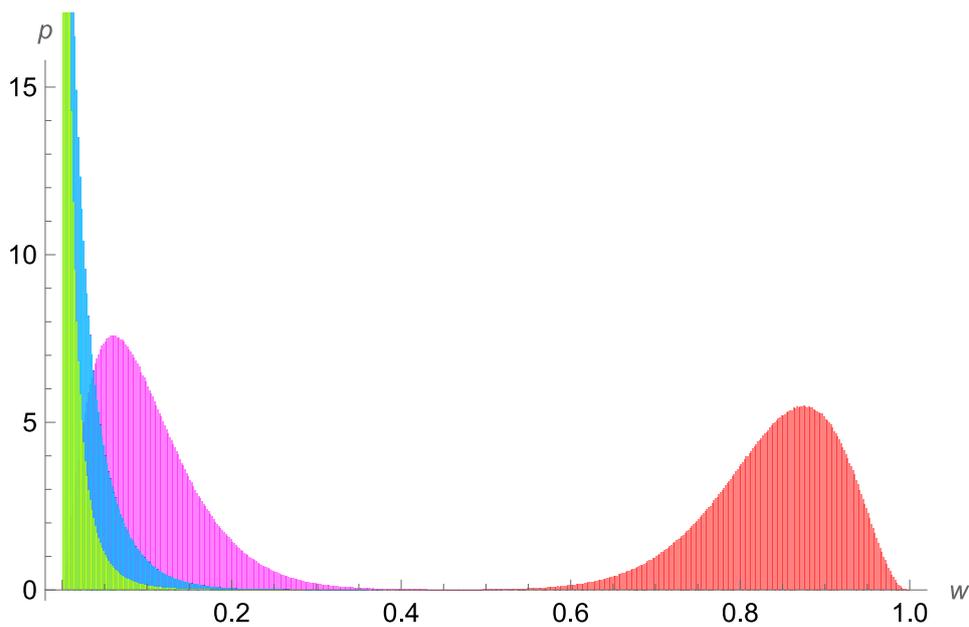


Abb. 2.10 Ergebnisse der Monte-Carlo-Rechnung für $g = 6$

Die Unsicherheitsverteilungen der Parameter $w_{k\6}$ sind als Histogramm dargestellt in einer dem Hue-Wert des Quotienten $k\6$ entsprechenden Farbskala, wobei für $w_{1\6}$ grün und für $w_{6\6}$ rot verwendet wird. Die Ergebnisse für $w_{2\6}$ und $w_{3\6}$ bzw. $w_{4\6}$ und $w_{5\6}$ sind identisch, da diesbezüglich keine Betriebserfahrung vorliegt.

Tab. 2.6 Verteilungsparameter der $w_{i \setminus g}$

Analytisch bestimmte Werte sind fett dargestellt. Die angegebenen Quantile beziehen sich auf die Ergebnisverteilungen und die Parameter der Betaverteilung auf die angepassten Verteilungen. Die Erwartungswerte sowie alle fett gedruckten Werte sind sowohl für die Ergebnisverteilungen als auch die angepassten Verteilungen gültig.

Parameter	Erwartungswert	5 %-Quantil	95 %-Quantil	Unsicherheitsverteilung: Angepasste Betaverteilung mit Parametern	
				α	β
$w_{1 \setminus 2}$	0,16	0,0535	0,300	3,5	18,5
$w_{2 \setminus 2}$	0,84	0,700	0,947	18,5	3,5
$w_{1 \setminus 3}$	0,099	0,0225	0,217	2,29	20,7
$w_{2 \setminus 3}$	0,059	0,00696	0,154	1,41	22,2
$w_{3 \setminus 3}$	0,84	0,700	0,947	18,5	3,5
$w_{1 \setminus 4}$	0,099	0,0223	0,217	2,29	20,7
$w_{2 \setminus 4}$	0,045	0,00363	0,126	1,12	23,9
$w_{3 \setminus 4}$	0,045	4,83E-5	0,0598	0,42	27,6
$w_{4 \setminus 4}$	0,84	0,700	0,947	18,5	3,5
$w_{1 \setminus 6}$	0,099	0,0225	0,217	2,29	20,7
$w_{2 \setminus 6}$	0,022	1,17E-4	0,0824	0,54	23,7
$w_{3 \setminus 6}$	0,022	1,17E-4	0,0824	0,54	23,7
$w_{4 \setminus 6}$	0,0075	3,58E-6	0,0348	0,25	32,8
$w_{5 \setminus 6}$	0,0075	3,58E-6	0,0348	0,25	32,8
$w_{6 \setminus 6}$	0,84	0,700	0,947	18,5	3,5

2.2.1.4 Modellierung der bedingten Ausfallwahrscheinlichkeiten mit einem Binomial-Failure-Rate-Modell

Als weitere Alternative wird untersucht, inwieweit die Korrelationen mit einer Modellannahme, wie sie dem Kopplungsmodell für GVA /FAK 16/ zugrunde liegt, möglich ist. Hierbei wird angenommen, dass die Komponenten einer Gruppe, wenn die Gruppe von Ausfällen betroffen ist, unabhängig voneinander mit einer Wahrscheinlichkeit von ρ (dem sogenannten Kopplungsparameter) ausfallen.

Hieraus folgt für die Wahrscheinlichkeit, dass k der g Komponenten ausfallen:

$$w_{k \setminus g} = \binom{g}{k} \rho^k (1 - \rho)^{g-k} \quad k = 0 \dots g \quad (2.19)$$

D. h. die Anzahl der Ausfälle genügt einer Binomialverteilung.

Nach dem Satz von Bayes folgt, wenn man die A-Priori-Verteilung nach dem Verfahren von Jeffreys als

$$\pi(\rho) \propto \frac{1}{\sqrt{\rho} \sqrt{1-\rho}} \quad (2.20)$$

wählt, für die Unsicherheitsverteilung der ρ nach Beobachtung von z Komponenten, bei denen aufgrund einer Asymmetrie x ausfielen,

$$p(\rho|z, x) = \frac{1}{B(\frac{1}{2}+z, \frac{1}{2}+x-z)} \rho^{-\frac{1}{2}+z} (1 - \rho)^{-\frac{1}{2}+x-z} \quad (2.21)$$

mit der Normierungskonstanten (Betafunktion) $B(a, b) = \Gamma(a)\Gamma(b) / \Gamma(a + b)$. D. h. ρ genügt einer Betaverteilung mit Parametern $\frac{1}{2} + z$ und $\frac{1}{2} + x - z$.

Die Verteilung der Ausfallkombinationen $k \setminus g$ lässt sich durch Integration über den nur ungenau bekannten Parameter ρ ermitteln, d. h. der erwartete Wert der $w_{k \setminus g}$ ist:

$$\begin{aligned} \langle w_{k \setminus g} \rangle &= \int_0^1 p(\rho|z, x) \binom{g}{k} \rho^k (1 - \rho)^{g-k} d\rho \\ &= \binom{g}{k} \frac{\Gamma(k + x) \Gamma(g + z - k - x)}{\Gamma(g + z) B(x, z - x)} \end{aligned} \quad (2.22)$$

mit der Gammafunktion Γ und der Betafunktion $B(a, b) = \Gamma(a)\Gamma(b) / \Gamma(a + b)$.

In Gleichung 2.19 wird eine inhärente Inkonsistenz dieser Modellannahme deutlich, da auch mit einer (für $\rho < 1$) endlichen Wahrscheinlichkeit $(1 - \rho)^g$ keine Komponenten

ausfallen können, was der Voraussetzung, dass in der Gruppe Komponenten ausfallen, widerspricht. Dies lässt sich pragmatisch korrigieren, indem eine Normierung eingeführt wird

$$w_{k \setminus g} := \frac{1}{\sum_{j=1}^g \binom{g}{j} \rho^j (1-\rho)^{g-j}} \binom{g}{k} \rho^k (1-\rho)^{g-k} \quad k = 1 \dots g \quad (2.23)$$

und $w_{k \setminus g} := 0$ gesetzt wird. Für große $\rho \approx 1$, wie sie hier relevant sind, da die meisten Komponenten in von Ausfällen betroffenen Gruppen ausfielen, ist der Korrekturfaktor $1/\sum_{j=1}^g \binom{g}{j} \rho^j (1-\rho)^{g-j}$ nicht wesentlich größer als 1. Allerdings entspricht nun jedoch die Herleitung der Schätzung der ρ nicht mehr vollständig der Modellannahme.

In folgender Tabelle sind die sich aus den Beobachtungen ergebende Verteilung der Wahrscheinlichkeiten eines k von r -Ausfalls angegeben.

Tab. 2.7 Wahrscheinlichkeiten eines k von r -Ausfalls mit einem Binomial-Failure-Rate-Modell (Punktwert)

Ausfallkombination k von r		Wahrscheinlichkeit eines k von r -Ausfalls
k	r	
1	2	0,18
2	2	0,82
1	3	0,032
2	3	0,24
3	3	0,73
1	4	0,0057
2	4	0,055
3	4	0,28
4	4	0,66

Um die genannte Problematik zu umgehen, wird im Folgenden ein weiterentwickeltes Modell betrachtet.

2.2.1.5 Modellierung der bedingten Ausfallwahrscheinlichkeiten mit einem verbesserten Binomial-Failure-Rate-Modell

Um die oben dargestellten Inkonsistenzen zu vermeiden, wird nun angenommen, dass in jeder Gruppe, die von Komponentenausfällen betroffen ist, eine Komponente sicher ausfällt und die *verbleibenden* Komponenten einer Gruppe unabhängig voneinander mit einer Wahrscheinlichkeit von $\hat{\rho}$ ausfallen. Damit gilt

$$w_{k \setminus g} = \binom{g-1}{k-1} \hat{\rho}^{k-1} (1 - \hat{\rho})^{g-k} \quad k = 1 \dots g \quad (2.24)$$

und somit

$$w_{\hat{k}+1 \setminus \hat{g}+1} = \binom{\hat{g}}{\hat{k}} \hat{\rho}^{\hat{k}} (1 - \hat{\rho})^{\hat{g}-\hat{k}} \quad \hat{k} = 0 \dots \hat{g} \quad (2.25)$$

mit $\hat{g} = g - 1$ und $\hat{k} = k - 1$. Hieraus folgt:

$$w_{k \setminus g} = \binom{g-1}{k-1} \hat{\rho}^{k-1} (1 - \hat{\rho})^{g-1-k+1} \quad k = 1 \dots g \quad (2.26)$$

Die Unsicherheitsverteilung der $\hat{\rho}$ ergibt sich analog oben nach Beobachtung von \hat{z} verbleibenden Komponenten (d. h. die Anzahl der der Asymmetrie der elektrischen Stromversorgung ausgesetzten Komponenten vermindert um die Anzahl derjenigen Komponenten, deren Ausfall bereits nach der Modellannahme sicher war), von denen aufgrund einer Asymmetrie \hat{x} Komponenten, deren Ausfall nicht nach der Modellannahme sicher war, ausfielen:

$$p(\hat{\rho} | \hat{z}, \hat{x}) = \frac{1}{B(\frac{1}{2} + \hat{z}, \frac{1}{2} + \hat{x} - \hat{z})} \hat{\rho}^{-\frac{1}{2} + \hat{z}} (1 - \hat{\rho})^{-\frac{1}{2} + \hat{x} - \hat{z}} \quad (2.27)$$

Wenn insgesamt G Gruppen beobachtet wurden, gilt $\hat{z} = z - G$ und $\hat{x} = x - G$.

Hieraus folgt:

$$p(\hat{\rho}|z, x, G) = \frac{1}{B(\frac{1}{2}+z-G, \frac{1}{2}+x-z)} \hat{\rho}^{-\frac{1}{2}+z-G} (1 - \hat{\rho})^{-\frac{1}{2}+x-z} \quad (2.28)$$

Analog oben (Gleichung 2.19) kann die Verteilung der Ausfallkombinationen bestimmt werden. Diese ist in folgender Tabelle angegeben.

Tab. 2.8 Erwartungswert der Wahrscheinlichkeit eines k von r -Ausfalls mit dem verbesserten Binomial-Failure-Rate-Modell

Ausfallkombination k von r		Erwartungswert der Wahrscheinlichkeit eines k von r -Ausfalls
k	r	
1	2	0,16
2	2	0,84
1	3	0,030
2	3	0,26
3	3	0,71
1	4	0,0064
2	4	0,071
3	4	0,32
4	4	0,60

Die Ergebnisse sind ähnlich zu denjenigen des Binomial-Failure-Rate-Modells. Die absoluten Abweichungen der Wahrscheinlichkeiten sind kleiner 0,059, während die relativen Abweichungen kleiner 30,3 % sind.

2.2.2 Teilproblem 1 / Stufe 1

Die Stufe 1 beschreibt, ob in einer Komponentengruppe überhaupt Komponenten ausfallen. Wie oben diskutiert, sind zur Bestimmung dieser Wahrscheinlichkeit μ_A zwei verschiedene Ansätze denkbar:

- Die Wahrscheinlichkeit wird unmittelbar aus den beobachteten Ereignissen der Betriebserfahrung gewonnen. Hierzu ist neben der Anzahl von Komponentengruppen, in denen es zu Ausfällen kam, die Kenntnis der Anzahl der Komponentengruppen

erforderlich, die der Asymmetrie der elektrischen Stromversorgung ausgesetzt wurden. Diese Information liegt für die meisten Ereignisse nicht vor, so dass hier generische Daten verwendet werden müssen.

- Die Wahrscheinlichkeit wird unter Verwendung der Asymmetrie-abhängigen Ausfallwahrscheinlichkeit einzelner Komponenten $f(a)$ (siehe Abschnitt 4.5.2 in /BER 19/ und /BER 20/) berechnet. Dies hat den Vorteil, dass die Ausfallwahrscheinlichkeit einzelner Komponenten identisch zu früheren Studien (/BER 19/, /BER 20/) ist, während die Ausfälle nun statistisch abhängig sind.

Im Folgenden werden die beiden Ansätze näher diskutiert.

2.2.2.1 Schätzung unmittelbar aus den beobachteten Ereignissen der Betriebserfahrung

Zum Schätzen der Wahrscheinlichkeit μ_A , mit der eine Komponentengruppe von Ausfällen betroffen ist, wenn sie einer Asymmetrie der Stromversorgung ausgesetzt, dient als Basis die Anzahl der Komponentengruppen n_A , bei denen Komponenten aufgrund der Asymmetrie ausfielen, und die Anzahl der Komponentengruppen n_{kA} , die der Asymmetrie ausgesetzt wurden, aber bei denen keine Komponenten ausfielen.

Wenn μ_A die Wahrscheinlichkeit ist, dass eine oder mehrere Komponenten in einer Komponentengruppe ausfallen, so genügen die Anzahlen n_A und n_{kA} einer Binomialverteilung. Wenn die Gesamtzahl der Gruppen, die der Asymmetrie ausgesetzt wurden, $n_{ges} = n_A + n_{kA}$ ist, gilt:

$$p(n_A | \mu_A, n_{ges}) = \binom{n_{ges}}{n_A} \mu_A^{n_A} (1 - \mu_A)^{n_{ges} - n_A} \quad (2.29)$$

Nach dem Satz von Bayes folgt, wenn man die A-Priori-Verteilung nach dem Verfahren von Jeffreys als

$$\pi(\mu_a) \propto \frac{1}{\sqrt{\mu_a} \sqrt{1 - \mu_a}} \quad (2.30)$$

wählt, für die Unsicherheitsverteilung der μ_A nach Beobachtung von n_A Gruppen, bei denen Komponenten aufgrund der Asymmetrie ausfielen, und $n_{kA} = n_{ges} - n_A$ Gruppen, die der Asymmetrie ausgesetzt wurden, aber bei denen keine Komponenten ausfielen,

$$p(\mu_A | n_A, n_{ges}) = \frac{1}{B\left(\frac{1}{2} + n_A, \frac{1}{2} + n_{ges} - n_A\right)} \mu_A^{-\frac{1}{2} + n_A} (1 - \mu_A)^{-\frac{1}{2} + n_{ges} - n_A} \quad (2.31)$$

mit der Normierungskonstanten (Betafunktion) $B(a, b) = \Gamma(a)\Gamma(b)/\Gamma(a + b)$. Somit genügt μ_A einer Betaverteilung mit Parametern $1/2 + n_A$ und $1/2 + n_{kA} = 1/2 + n_{ges} - n_A$.

Als Basis der Schätzung dient also die Anzahl der der Asymmetrie ausgesetzten Komponentengruppen und die Anzahl der Komponentengruppen, in denen Ausfälle aufgetreten sind. Beide Informationen müssen vollständig sein, d. h. es müssen alle betroffenen Komponentengruppen bekannt sein und es dürfen nur Komponentengruppen einbezogen werden, die der Asymmetrie der elektrischen Stromversorgung ausgesetzt waren (d. h. wo Komponenten in Betrieb waren) und bei denen Komponentenausfälle berichtet wurden oder sicher berichtet worden wären. Nur in Ausnahmefällen sind diese Informationen den Ereignisberichten zu entnehmen. Während davon ausgegangen werden kann, dass der Ausfall wichtiger, insbesondere sicherheitstechnisch wichtiger Komponenten erwähnt wurde oder würde, ist im Allgemeinen nicht vollständig zu ermitteln, in welchen Komponentengruppen sich Komponenten in Betrieb befanden, und ob deren Ausfälle in jedem Fall berichtet würden.

Deshalb wurde hier eine generische Abschätzung vorgenommen, wie viele Gruppen wichtiger Komponenten sich in einem Kernkraftwerk typischerweise in Betrieb befinden. Hierbei wurden für einen deutschen DWR für alle aktiven Komponenten, die in der Warte aufgelegt sind, untersucht, ob sich Komponenten dieser Gruppen im ungestörten Leistungsbetrieb in Betrieb befinden. Diese Zählung ergab 93 Gruppen. Es wird davon ausgegangen, dass Ausfälle dieser oder entsprechender wichtiger Komponenten in den Ereignisinformationen enthalten sind bzw. wären. Es ist zu betonen, dass einerseits je nach Anlagentyp und Betriebszustand Abweichungen zu erwarten sind. Allerdings ist diese Abschätzung nicht von der Anzahl der in den Anlagen realisierten Stränge abhängig – die für die von Ereignissen betroffenen Anlagen verschieden ist – da hier Gruppen redundanter Komponenten gezählt wurden. Trotzdem kann erwartet werden, dass diese Unsicherheit nicht wesentlich größer als 3 ist (d. h., dass sich deutlich mehr als 31 und

deutlich weniger als 279 solcher Gruppen in Betrieb befanden). Wenn zwei Blöcke betroffen waren, wurde der doppelte Wert verwendet. Wenn exakte Zahlen nur für eine Untergruppe von Verbrauchern ermittelt werden konnten (Mittelspannungsverbraucher für das Ereignis Byron, Block 2, 2012), so wurden nur diese verwendet.

Die Verteilungsfunktionen, die sich für die einzelnen Ereignisse aus den Beobachtungen ergeben, sind in Abbildung 2.11 dargestellt.

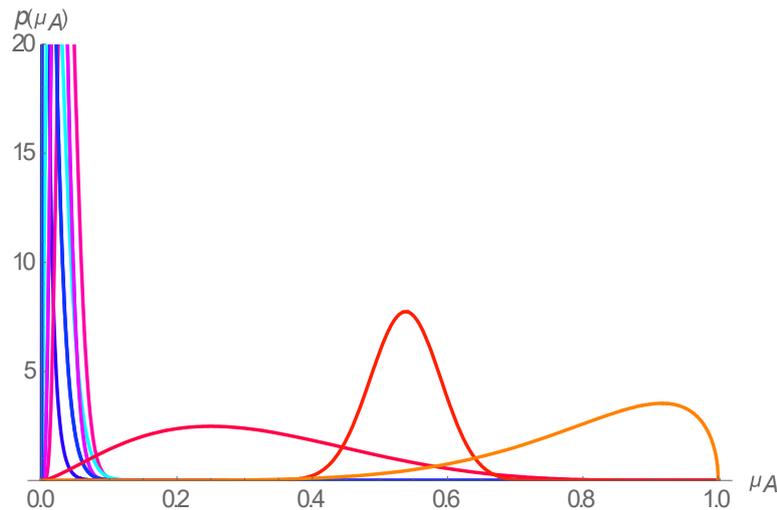


Abb. 2.11 A-Posteriori-Verteilungen $p(\mu_A | n_A, n_{ges})$ für die zehn beobachteten Ereignisse

Z. B. beschreibt die orange Kurve die A-Posteriori-Verteilung von μ_A für das Ereignis in Byron, Block 2, 2012.

Es ist offensichtlich, dass ein einziger Wert für μ_A ungeeignet ist, alle Ereignisse zu modellieren. Dies ist plausibel, da die Stärke der Asymmetrie in den verschiedenen Ereignissen sehr unterschiedlich ist. Deshalb wird angenommen, dass μ_A in verschiedenen Ereignissen verschieden ist. Im Folgenden wird ein Modell für eine Verteilung von μ_A entwickelt. Es ist in Abbildung 2.11 erkennbar, dass viele Werte von μ_A nahe 0, aber auch mittlere und große Werte auftreten. Deshalb wird als Modellverteilung eine Mischverteilung aus Gleichverteilung und Betaverteilung angesetzt:

$$p_{\text{Modell}}(\mu_A) = \frac{1}{3} + \frac{2}{3} p_{\text{Beta}}(\mu_A | 4.35, 178.67) \quad (2.32)$$

Die Modellparameter wurden so gewählt, dass sich identische Mittelwerte und Standardabweichung in Bezug auf die Mischverteilung der Ergebnisverteilungen der einzelnen Ereignisse sowie praktisch identische 5 %-, 50 % und 95 %-Quantile ergeben (siehe Tabelle 2.9). Die Wahl des Gewichtes $1/3$ der Mischverteilung ergab sich aus folgender Überlegung: Die Verteilungsfunktion ist nach dem Peak bei $\mu_A \approx 0$ ungefähr 0,9. Da der Schwanz der Betaverteilung jenseits von 0,1 vernachlässigt werden kann, folgt daraus das Gewicht von $0.3/0.9 = 1/3$. In Abbildung 2.12 wird die Modellverteilung mit der Mischverteilung der A-Posteriori-Verteilungen der zehn beobachteten Ereignisse verglichen.

Tab. 2.9 Vergleich der Charakteristika der Modellverteilung und der Mischverteilung der A-Posteriori-Verteilungen der Einzelereignisse

	Modellverteilung p_{Model}	Mischverteilung der A-Posteriori-Verteilungen der einzelnen Ereignisse
Mittelwert	0,18	0,18
Standardabweichung	0,28	0,28
Median	0,030	0,032
5%-Quantil	0,28	0,28
95%-Quantile	0,85	0,84
K95 ⁴	28,8	26,5

⁴ K95 („error factor“) ist definiert als Quotient des 95 %-Quantils und des Median.

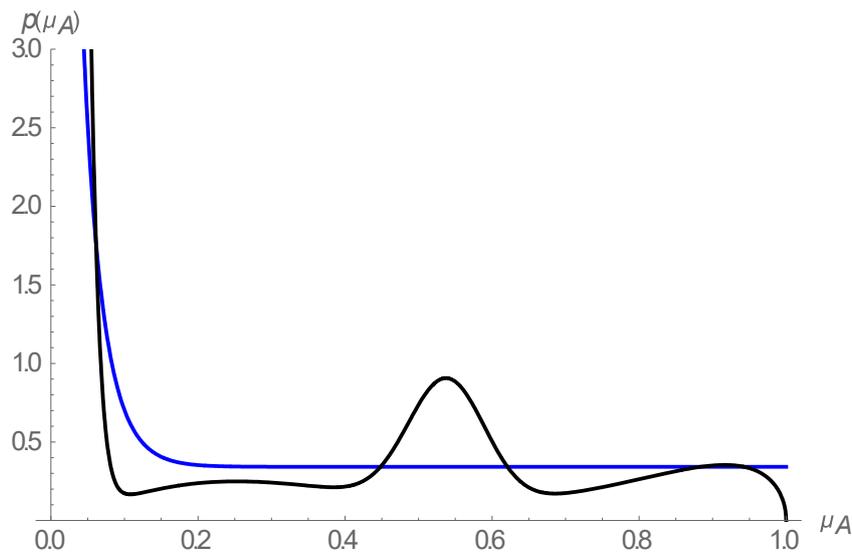


Abb. 2.12 Modellverteilung und Mischverteilung der A-Posteriori-Verteilungen der zehn beobachteten Ereignisse

Die Modellverteilung ist in blau und die Mischverteilung der A-Posteriori-Verteilungen in schwarz dargestellt.

2.2.2.2 Verwendung der Asymmetrie-abhängigen Ausfallwahrscheinlichkeit einzelner Komponenten

Im Vorgängervorhaben wurde ein Modell entwickelt und quantifiziert, das die Ausfallwahrscheinlichkeit einer Komponente bei Asymmetrie der Stromversorgung als Funktion der Stärke der Asymmetrie $f(a)$ ermittelt. Die Asymmetrie a ist durch den Quotienten der Spannungen des Gegensystems und des Mitsystems

$$a = \frac{U_{\text{Gegensystem}}}{U_{\text{Mitsystem}}} \quad (2.33)$$

gegeben. $f(a)$ genügt den Randbedingungen, dass

- die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls $f(a)$ monoton mit der Asymmetrie a ansteigt,
- bei sehr großer Asymmetrie eine Komponente sicher ausfällt und
- durch eine geringe Asymmetrie die Ausfallwahrscheinlichkeit nicht erhöht wird, da Komponenten und ihre Schutzeinrichtungen hierfür ausgelegt sind.

Dieser Grundansatz wurde für verschiedene Annahmen des Funktionsverlaufes untersucht. Dies ist in Abschnitt 4.5.2 von /BER 19/ und /BER 20/ dargestellt. Es zeigte sich, dass die Annahme eines linearen Anstiegs am besten zur Modellierung geeignet ist. Die entsprechenden Parameter wurden anhand der Betriebserfahrung quantifiziert und damit die erhöhten Ausfallraten der einzelnen Komponenten aufgrund der Asymmetrie der Stromversorgung für die PSA-Rechnungen der untersuchten Szenarien bestimmt (siehe Kapitel 5 in /BER 19/ und /BER 20/).

Im Folgenden wird nun die Wahrscheinlichkeit μ_A , dass in einer Komponentengruppe Ausfälle auftreten, aus $f(a)$ bestimmt. Dazu wird μ_A dadurch festgelegt, dass die erwartete Ausfallwahrscheinlichkeit $\langle f \rangle$ einer Komponente, wenn sie einer Asymmetrie a ausgesetzt ist,

$$\langle f \rangle = f(a) \quad (2.34)$$

ist.

Für das im vorigen Kapitel beschriebene Modell gilt, da $w_{k \setminus r}$ die Wahrscheinlichkeit ist, dass k der r Komponenten ausfallen und somit $\sum_{k=1}^r k w_{k \setminus r}$ die erwartete Anzahl ausgefallener Komponenten ist, dass

$$\langle f \rangle = \mu_A \frac{\sum_{k=1}^r k w_{k \setminus r}}{r} \quad (2.35)$$

Somit folgt:

$$\mu_A = \frac{f(a) r}{\sum_{k=1}^r k w_{k \setminus r}} \quad (2.36)$$

Insgesamt folgt dann für die Wahrscheinlichkeit, dass k der r Komponenten einer Gruppe durch Asymmetrie der elektrischen Stromversorgung ausfallen:

$$p_{k \setminus r}(a) = \mu_A w_{k \setminus r} = f(a) \frac{r w_{k \setminus r}}{\sum_{k=1}^r k w_{k \setminus r}} \quad (2.37)$$

Für die Verteilung von $p_{k \setminus r}(a)$ lässt sich im Allgemeinen kein analytischer Ausdruck angeben. Sie kann durch Monte-Carlo-Verfahren realisiert werden. Dies wird im folgenden Abschnitt beschrieben.

2.2.3 Kombination der beiden Stufen des Modells

Wie oben bereits erwähnt, genügen die Verteilungsfunktionen der Wahrscheinlichkeiten⁵ $p_{k \setminus r}$, dass k von r Komponenten bei einer Asymmetrie ausfallen im Allgemeinen nicht analytischen Formeln. Sie sind aber durch Monte-Carlo-Verfahren zugänglich. Diese werden im Folgenden dargestellt. In den Monte-Carlo Verfahren werden die Ergebnisse der zwei Stufen des Modells in Form eines Produktes

$$p_{k \setminus g} = \mu_A w_{k \setminus g} \quad (2.38)$$

kombiniert. Hierbei ist zu beachten, dass die $w_{k \setminus g}$, $k = 1 \dots g$ nicht statistisch unabhängig sind. Die μ_A und $w_{k \setminus g}$ sind jedoch unabhängig. Ihre Verteilungen sind – je nach Variante der jeweiligen Stufe des Modells – analytisch oder als Monte-Carlo-Verfahren zugänglich.

Somit hat das Monte-Carlo-Verfahren folgende grundsätzliche Struktur:

1. Wiederhole S mal:
 - a. Ziehe Stichproben für $w_{k \setminus g}$, $k = 1 \dots g$.
 - b. Ziehe eine Stichprobe für μ_A bzw. berechne μ_A .
 - c. Berechne die Stichproben $p_{k \setminus g} = \mu_A w_{k \setminus g}$.

Die Stichproben der $p_{k \setminus g}$ genügen der gesuchten Verteilung. Es ist zu betonen, dass sämtliche $p_{k \setminus g}$ wegen des gemeinsamen Faktors μ_A statistisch abhängig sind.

Im Folgenden werden die einzelnen Schritte jeweils für die verschiedenen Varianten dargestellt. Die Berechnung der Größen für Stufe 2 erfolgt vor Stufe 1, da in einer Variante

⁵ Im Folgenden wird die Abhängigkeit von der Stärke der Asymmetrie nicht explizit geschrieben, sondern ergibt sich implizit durch die Abhängigkeit von f bzw. μ_A von dieser Größe.

für die Berechnungen für Stufe 1, wie bereits oben erwähnt, die Ergebnisse von Stufe 2 als Eingabegrößen vorliegen müssen.

Stufe 1 – Variante 1:

Schritt b des oben dargestellten Verfahrens wird realisiert, indem μ_A aus der Modellverteilung $p_{\text{Model}}(\mu_A)$ gezogen wird. Dies lässt sich wie folgt durchführen:

1. Ziehe eine Zufallszahl i aus der Gleichverteilung über $\{1, 2, 3\}$
 - a. Wenn $i = 1$: Ziehe μ_A aus der Gleichverteilung über $[0, 1]$
 - b. Sonst: Ziehe μ_A aus der Betaverteilung $p_{\text{Beta}}(\mu_A|4,35, 178,67)$

Stufe 1 – Variante 2:

Schritt b des oben dargestellten Verfahrens wird realisiert, indem μ_A gemäß $\mu_A = f(a) g / (\sum_{k=1}^g k w_{k \setminus g})$ (Gleichung 2.36) berechnet wird.

Stufe 2 – Variante 1:

Schritt a des oben dargestellten Verfahrens wird realisiert, indem eine Stichprobe von $\omega = (w_{1 \setminus g}, \dots, w_{g \setminus g})$ gemäß der Dirichletverteilung $p_{\text{Dirichlet}}(\omega|\alpha)$ (siehe Gleichung 2.3) für Gruppengröße $g = 2$ mit Parametern $\alpha = (1/2, 19/2)$, $\alpha = (1/2, 1/2, 11/2)$ für $g = 3$ bzw. $\alpha = (3/2, 3/2, 1/2, 7/2)$ für $g = 4$ gezogen wird.

Stufe 2 – Variante 2:

Schritt a des oben dargestellten Verfahrens wird realisiert, indem das am Ende von Abschnitt 2.2.1.3 (Seite 30) dargestellte Monte-Carlo-Verfahren angewandt wird.

2.2.3.1 Alternative Realisierung unter Verwendung automatischer Berechnungen der PSA-Software

Mit dem oben dargestellten Monte-Carlo-Verfahren werden die Wahrscheinlichkeiten $p_{k \setminus g}$ des Ausfalls von k von g gleichen, gleich belasteten Komponenten berechnet. Die Verwendung dieser Größe impliziert die explizierte Modellierung aller möglichen Ausfallkombinationen im PSA-Modell, wie es in Deutschland bei GVA üblich ist. Aufgrund der hier vorliegenden speziellen Modellstruktur ist es jedoch auch möglich, automatische Berechnungsmethoden der PSA-Software auszunutzen, die einen verringerten Modellierungsaufwand im PSA-Modell ermöglichen. Diese stehen u. a. für die PSA-Software

RiskSpectrum® und Saphire in Form der impliziten Modellierung mit dem Alpha-Faktor-Modell zur Verfügung. Dies wird im Folgenden näher erläutert.

Bei der impliziten Modellierung mit dem Alpha-Faktor-Modell werden in der PSA-Software nur die GVA-Gruppe (d. h. die Menge von Komponenten, die durch GVA ausfallen können) in Form der entsprechenden Basisereignisse und die Alpha-Faktoren, d. h. die Wahrscheinlichkeiten, dass eine, zwei, ... alle Komponenten ausfallen, angegeben. Die PSA-Software erzeugt automatisch aus diesen Informationen die Basisereignisse der entsprechenden Ausfallkombinationen und quantifiziert diese. Wie im Folgenden gezeigt wird, kann dies zur Verringerung des Modellierungsaufwandes angewandt werden.

Zunächst wird die Variante 2 der Stufe 1 betrachtet. Im Modell liegen bereits Basisereignisse vor, die dem unabhängigen Ausfall von Komponenten durch eine Asymmetrie entsprechen. Die zugehörige Ausfallwahrscheinlichkeit ist f . Die für Stufe 2 charakteristischen Größen $w_{k \setminus g}$ entsprechen mathematisch Alpha-Faktoren. Wenn sie als Alpha-Faktoren in die PSA-Software eingegeben werden, kann diese die Kombination der beiden Stufen des Modells (siehe Abschnitt 2.2.3) automatisch realisieren. Die $w_{k \setminus g}$ können entweder direkt aus der Betriebserfahrung geschätzt (Variante II.1, siehe Abschnitt 2.2.1.1) oder mit dem hierarchischen Modell bestimmt (Variante II.2, siehe Abschnitt 2.2.1.3) werden. Allerdings erlaubt die PSA-Software RiskSpectrum® keine exakte Behandlung der statistischen Abhängigkeiten der $w_{k \setminus g}$. Hierfür kann die externe Software SUSA der GRS (siehe Abschnitt 4.1.4) verwendet werden. Die $w_{k \setminus g}$ sind für $k = 1 \dots g$ antikorreliert, da $\sum_{k=1}^g w_{k \setminus g} = 1$ gilt. Deshalb ist eine Behandlung der $w_{k \setminus g}$ als unabhängige Variablen konservativ.

Nun ist noch die Variante 1 der Stufe 1 zu betrachten. Es ist zu berechnen, welche Werte als Ausfallwahrscheinlichkeiten der einzelnen Komponenten bei einer Asymmetrie der Stromversorgung anzugeben sind, damit sich die zutreffenden Wahrscheinlichkeiten $p_{k \setminus g}$ eines Ausfalls von k von g Komponenten ergeben. Es wird für alle Komponenten einer Gruppe, da sie gleich und gleich belastet sind, von einer identischen Ausfallwahrscheinlichkeit \hat{f} ausgegangen. Wenn die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls von k von g Komponenten

$$p_{k \setminus g} = \mu_A w_{k \setminus g} \tag{2.39}$$

ist, so werden innerhalb der Gruppe von g Komponenten

$$\sum_{k=1}^g k p_{k \setminus g} = \mu_A \sum_{k=1}^g k w_{k \setminus g} = g \hat{f} \quad (2.40)$$

Ausfälle erwartet. Hieraus folgt:

$$\hat{f} = \mu_A \sum_{k=1}^g \frac{k}{g} w_{k \setminus g}. \quad (2.41)$$

Dies ist im Rahmen dieser Modellvariante 1 die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls einer Komponente und entsprechend in das PSA-Programm einzugeben. Im Gegensatz zu Variante 2 ist er von den Schätzergebnissen der Stufe 2 abhängig. \hat{f} ist für alle Komponentengruppen derselben Größe gleich.

2.3 Quantifizierung der Abweichung der Modellierung der Korrelationen von den Beobachtungen

Um quantitativ beurteilen zu können, ob die Modellierung ein realistisches Bild des korrelierten Ausfallverhaltens ergibt, werden im Folgenden Kenngrößen entwickelt, die einen quantitativen Vergleich der beobachteten Korrelationen mit den Modellergebnissen erlaubt.

Hierzu sind grundsätzlich zwei Ansätze denkbar:

1. Entwicklung von Kenngrößen, die die Korrelationen charakterisieren und Vergleich der Werte der beobachteten Korrelationen mit den Modellergebnissen
2. Vergleich der mit den Modellen ermittelten Verteilungen der Ausfallereignisse mit einem, zwei, drei usw. Komponentenausfällen mit der beobachteten Verteilung.

Somit werden in Ansatz 1 Kenngrößen, in Ansatz 2 die Modellergebnisse mit den Beobachtungen verglichen. Bei der Konzeption des Forschungsvorhabens wurde von Ansatz 1 ausgegangen. Er ist jedoch mit einem Informationsverlust bei der Bildung der Kenngrößen behaftet: Die Kenngrößen können im Allgemeinen gleich sein, obwohl die Verteilungen verschieden sind. Demgegenüber werden in Ansatz 2 die vollständigen

Modellergebnisse mit den Beobachtungen verglichen. Da nur bei Ansatz 2 garantiert werden kann, dass sich jede Abweichung der Modellergebnisse von den tatsächlichen Beobachtungen in den quantitativen Größen widerspiegelt, wird im Folgenden Ansatz 2 verfolgt.

Die Aufgabe ist somit der Vergleich von Verteilungen, d. h. der Wahrscheinlichkeiten, dass eine, zwei, drei usw. Komponenten ausfallen.

Zunächst wurde eine Literaturrecherche nach Abstandsmaßen durchgeführt, die es erlauben, die Unterschiede zwischen den tatsächlich beobachteten und den im Modell abgebildeten Korrelationen zu quantifizieren. Es wurde eine Vielzahl verschiedener potentiell geeigneter Maße gefunden, u. a. die Kullback-Leibler-Divergenz, die Jensen-Shannon-Divergenz und die Kolmogorov-Smirnov-Statistik. Diese weisen jeweils spezifische Vor- und Nachteile auf, die im Rahmen der folgenden Arbeiten bewertet werden sollen.

Die Total-Variation-Distance ist definiert als

$$D_D(p_1, p_2) = \sup_{k \setminus r} |p_1(k \setminus r) - p_2(k \setminus r)| \quad (2.42)$$

Da es sich bei der hier vorgesehenen Anwendung um eine endliche Menge von möglichen Werten von k handelt, ist das Supremum das Maximum.

Die Kullback-Leibler-Divergenz (KL-Divergenz) ist definiert als

$$D_{KL}(p_1, p_2) = \sum_{k \setminus r} p_1(k \setminus r) \log \left(\frac{p_1(k \setminus r)}{p_2(k \setminus r)} \right) \quad (2.43)$$

Die Kullback-Leibler-Divergenz ist nicht symmetrisch bzgl. der beiden Verteilungen, d. h. im Allgemeinen gilt $D_{KL}(p_1, p_2) \neq D_{KL}(p_2, p_1)$. Somit ist zu entscheiden, welche Verteilung das erste Argument und welches das zweite Argument ist. Damit D_{KL} wohldefiniert ist, ist es erforderlich, dass für alle Werte, bei denen p_2 null ist, auch p_1 null ist. Dadurch wird nahegelegt, dass als zweites Argument p_2 die vom Modell generierte Verteilung und als erstes Argument p_1 die empirische Verteilung gewählt wird: Wenn eine tatsächlich gemachte Beobachtung nach dem Modell unmöglich ist, ist das Modell als unzutreffend

anzusehen. Dem entspricht das Divergieren von D_{KL} gegen unendlich in diesem Fall. Hingegen ist es möglich, dass ein dem Modell nach mögliches Ergebnis nicht beobachtet wird, d. h. p_1 null und p_2 nicht null ist.

Eine symmetrisierte Version der Kullback-Leibler-Divergenz kann definiert werden als

$$D_{KLS}(p_1, p_2) = \frac{1}{2} (D_{KL}(p_1, p_2) + D_{KL}(p_2, p_1)) \quad (2.44)$$

Dies hat aber den Nachteil, dass D_{KLS} gegen unendlich divergiert, wenn nicht die Nullstellen von p_1 und p_2 identisch sind. Deshalb wird sie im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Die Jensen-Shannon-Divergenz, die definiert ist als Mittelwert der KL-Divergenzen von p_1 und p_2 und jeweils deren Mischverteilung, d. h.

$$D_{JS}(p_1, p_2) = \frac{1}{2} \left(D_{KL} \left(p_1, \frac{p_1 + p_2}{2} \right) + D_{KL} \left(p_2, \frac{p_1 + p_2}{2} \right) \right), \quad (2.45)$$

wobei $\frac{p_1 + p_2}{2}$ die Mischverteilung aus p_1 und p_2 mit Anteilen von jeweils $\frac{1}{2}$ bezeichnet, hat diese Nachteile nicht. Unabhängig von den Nullstellen von p_1 und p_2 ist sie wohldefiniert.

Die Kolmogorov-Smirnov-Statistik ist definiert als

$$D_{KS}(p_1, p_2) = \sup_k \left| \sum_{l=1}^k p_1(l \setminus r) - \sum_{l=1}^k p_2(l \setminus r) \right| \quad (2.46)$$

Im Gegensatz zu Gleichung (2.42) wird hier das Supremum oder Maximum über die kumulierten Verteilungen gebildet. Dies hat den Vorteil, dass dieses Maß im Gegensatz zu (2.42) nicht Ordnungs-agnostisch ist. Wenn z. B. eine Modellverteilung von der beobachteten Verteilung bei den 2-von-4-Ausfällen um einen Wert ε und bei den 1-von-4-Ausfällen um einen Wert $-\varepsilon$ abweicht, so ist D_{KS} kleiner, als wenn entsprechende Abweichungen bei den 1-von-4 und 4-von-4-Ausfällen auftreten.

Aus der Diskussion der Abstandsmaße ergibt sich kein eindeutiger Vorzug für ein bestimmtes Maß. Nur die symmetrisierte Version der Kullback-Leibler-Divergenz weist erhebliche Nachteile auf, so dass sie nicht weiter betrachtet wird. Deshalb werden im Folgenden alle Maße auf die Schätzergebnisse angewandt. Hierbei werden nur die eigentlichen Korrelationen der Ausfälle (d. h. Stufe 2 des Modells) betrachtet, da

- für Stufe 1 Ansatz 1 sich die Schätzung der Wahrscheinlichkeiten für Ausfälle in Gruppen gleicher und gleich belasteter Komponenten μ_A für die jeweiligen Ereignisse aus grundsätzlichen Prinzipien herleiten lässt
- für Stufe 1 Ansatz 2 die Wahrscheinlichkeit des Ausfalls von Einzelkomponenten f (aus denen sich μ_A wie oben dargestellt berechnen lässt) Szenario-spezifisch sind. Eine Statistik von Szenarien liegt nicht vor, so dass diesbezüglich kein Vergleich mit der Betriebserfahrung erfolgen kann.

2.3.1 Anwendung der Abstandsmaße

In den folgenden Tabellen sind die Ergebnisse der Berechnungen der diskutierten Abstandsmaße dargestellt.

Tab. 2.10 Total-Variation-Distance

Größe der Komponentengruppe	2	3	4
Direkte Modellierung der $w_{k \setminus g}$	0,050	0,154	0,083
Hierarchisches Modell	0,159	0,159	0,341
Binomial-Failure-Rate-Modell	0,182	0,270	0,280
Modifiziertes Binomial-Failure-Rate-Modell	0,161	0,292	0,322

Tab. 2.11 Kullback-Leibler-Divergenz

Größe der Komponentengruppe	2	3	4
Direkte Modellierung der $w_{k \setminus g}$	0,051	0,167	0,091
Hierarchisches Modell	0,173	0,173	0,487
Binomial-Failure-Rate-Modell	0,201	0,314	1,187
Modifiziertes Binomial-Failure-Rate-Modell	0,176	0,346	1,137

Tab. 2.12 Jensen-Shannon-Divergenz

Größe der Komponentengruppe	2	3	4
Direkte Modellierung der $w_{k \setminus g}$	0,018	0,057	0,031
Hierarchisches Modell	0,059	0,059	0,100
Binomial-Failure-Rate-Modell	0,068	0,104	0,211
Modifiziertes Binomial-Failure-Rate-Modell	0,059	0,114	0,214

Tab. 2.13 KL-Divergenz

Größe der Komponentengruppe	2	3	4
Direkte Modellierung der $w_{k \setminus g}$	0,050	0,154	0,083
Hierarchisches Modell	0,159	0,159	0,379
Binomial-Failure-Rate-Modell	0,182	0,270	0,439
Modifiziertes Binomial-Failure-Rate-Modell	0,161	0,292	0,422

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die direkte Modellierung der $w_{k \setminus g}$ die geringsten Werte für die Abstandsmaße ergibt. Hierbei ist aber zu berücksichtigen, dass die Modellparameter mithilfe derjenigen Daten bestimmt wurden, zu denen der Abstand bestimmt wird. Deshalb ist eine Überanpassung (Overfitting) zu erwarten, die hier nicht zu vermeiden ist, da es wegen der geringen Datenmenge nicht möglich ist die Daten in Schätz- und Testdaten aufzuteilen. Demgegenüber werden die Modellparameter der anderen Modelle mithilfe des kompletten Datensatzes geschätzt. Hier ergeben sich im Allgemeinen deutlich größere Abstandswerte. Das hierarchische Modell liefert etwas geringere Abstände als die auf dem „Binomial-Failure-Rate“-Ansatz beruhende Modelle. Da es ebenso wie diese Modelle in der Lage ist, auch für Komponentengruppen der Größe 6, wie sie in dem betrachteten PSA-Modell auftreten, Daten zu schätzen, werden im Folgenden die direkte Modellierung der $w_{k \setminus g}$ und das hierarchische Modell weiter betrachtet.

2.4 Zusammenfassung

Um die beobachtete Korrelation der Komponentenausfälle bei Auftreten einer Asymmetrie der elektrischen Energieversorgung zu modellieren, wurden verschiedene Modelle entwickelt. Hierzu wurde das Ausfallverhalten als zweistufiger Prozess aufgefasst: In der ersten Stufe entscheidet sich, ob in einer Gruppe gleicher, gleich belasteter Komponenten Komponentenausfälle auftreten. In der zweiten Stufe entscheidet sich, wie viele der Komponenten dieser Gruppe ausfallen. Für die erste Stufe wurden zwei Ansätze entwickelt. Im ersten Ansatz wird die Wahrscheinlichkeit, dass Ausfälle auftreten, unmittelbar aus der Betriebserfahrung geschätzt. Hierzu wurden aus der internationalen Betriebserfahrung nach den vorliegenden Informationen Gruppen gleicher, gleich belasteter Komponenten identifiziert, die der Asymmetrie ausgesetzt waren. Ein Schätzalgorithmus, der auf bayesschen statistischen Methoden basiert und die Schätzunsicherheit in Form einer A-Posteriori-Verteilung abbildet, wurde angegeben. Bei den meisten Ereignissen erwies es sich als nicht möglich, aus den vorliegenden Informationen die Anzahl der der Asymmetrie ausgesetzten Komponentengruppe zu bestimmen. Hier wurden generische Zahlen verwendet. Diese wurden für einen deutschen DWR ermittelt. Im alternativen Modell wurde angenommen, dass die Gesamtausfallwahrscheinlichkeit einzelner Komponenten identisch mit den im Vorgängerprojekt ist, die mithilfe eines Modells ermittelt wurde, das die Komponentenausfallwahrscheinlichkeit in Abhängigkeit von der Stärke der Asymmetrie beschreibt. Die Stärke der Asymmetrie der jeweiligen Komponenten wurde mithilfe eines Modells des elektrischen Energieversorgungssystems der Referenzanlage bestimmt. Dies erlaubt es, die Auswirkung der Modellierung der Korrelationen quantitativ zu bestimmen, da die Gesamtausfallwahrscheinlichkeit einzelner Komponenten identisch zum Vorgängerprojekt ist, nun aber die Korrelationen explizit modelliert werden. Für die zweite Stufe wurden ebenfalls mehrere Ansätze entwickelt. In Modell II.1 werden unmittelbar die Wahrscheinlichkeiten $w_{k \setminus g}$, dass k von g Komponenten ausfallen ($k = 1 \dots g$) als Modellparameter verwendet. Für diese Parameter wurde ebenfalls ein Schätzalgorithmus angegeben, der auf bayesschen statistischen Methoden basiert und die Schätzunsicherheit in Form einer A-Posteriori-Verteilung abbildet. Modell II.2 basiert auf einem binären Graphen. Es hat den Vorteil, dass das Modell für alle Komponentengruppengrößen verwendet werden kann. Zwei weitere Modelle basieren auf der Annahme, dass – gegeben es treten Ausfälle auf – die einzelnen Komponenten unabhängig voneinander mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit ausfallen, wie sie auch dem Kopplungsmodell für GVA zugrunde liegt. Für diese Parameter wurden Schätzalgorithmen entwickelt, die ebenfalls auf bayesschen statistischen Methoden ba-

sieren und die Schätzunsicherheit als A-Posteriori-Verteilung abbilden. Um die Modellparameter zu bestimmen, wurde die Betriebserfahrung dahingehend ausgewertet, wie viele gleiche, gleich belastete Komponenten bei den einzelnen Ereignissen der Asymmetrie ausgesetzt waren und wie viele davon ausfielen. Um die Modelle mit den beobachteten Daten zu vergleichen, wurden verschiedene Abstandsmaße recherchiert und bewertet. Da zwar ein weniger geeignetes Maß, aber kein eindeutig überlegenes Maß identifiziert wurde, wurden die Vergleiche der Modelle auf allen geeigneten Maßen basiert. Es ergab sich, dass die Modelle II.1 und II.2 am besten geeignet sind. Deshalb wurden diese Modelle in Kombination mit den beiden Modellen aus Stufe I verwendet, um 4 alternative Modellierungen und Quantifizierungen in der PSA zu realisieren.

3 Bewertung der Zuverlässigkeit von Personalhandlungen bei der Erkennung und Beherrschung von solchen redundanzübergreifenden Ausfällen

Das vorliegende Kapitel präsentiert in einem ersten Teil den Stand von Wissenschaft und Technik zu Methoden und Daten für die Analyse und Bewertung wissensbasierten Handelns. In einem zweiten Teil wird die Methode für die Analyse und Bewertung wissensbasierten Handelns beschrieben. Die Methodenbeschreibung enthält Hinweise, durch welche Weiterentwicklungen dieser Methode über den Stand hinausgeführt worden sind, den sie in Vorgängerprojekten erreicht hatten (/FAS 10/). Ein dritter Teil dokumentiert Vorgehen und Resultate der Anwendung dieser Methode auf ein redundanzübergreifendes Ereignis mit starker Asymmetrie. Zusätzlich wird ein Ereignis mit geringer Asymmetrie betrachtet, welches jedoch mit den herkömmlichen Modellansätzen noch nicht quantitativ bewertet werden kann. Eine erste Modellskizze wurde erarbeitet. Das Kapitel schließt mit einer Zusammenfassung und Diskussion der Erkenntnisse, die sich aus den Weiterentwicklungsarbeiten und der Anwendung ergeben haben.

3.1 Methoden und Daten für die Analyse und Bewertung wissensbasierten Handelns

Im Folgenden werden nach der Klärung verwendeter Begriffe das Ziel, die Schwerpunkte, die Quellen und das Ergebnis der Recherche neuerer Erkenntnisse über Methoden und Daten vorgestellt, mit denen wissensbasiertes Handeln analysiert und probabilistisch bewertet werden kann.

3.1.1 Begriffsbestimmung

Wissensbasiert ist ein Handeln in Situationen, in denen der Akteur zunächst nicht weiß, wie er vorgehen könnte, um ein angestrebtes Ziel zu erreichen. Solche Situationen erfordern es, Ziel und Situation gedanklich genauer zu analysieren, um auf Grundlage der Analyseergebnisse einen Plan für das weitere Vorgehen zu entwickeln (/RAS 83/, S. 259).

Der betreffende Denkprozess wird in der Psychologie oder der Künstlichen Intelligenz auch als Problemlösen bezeichnet (/APA 07/, S. 735, /BAN 69/).

Regelbasiert heißt ein Handeln, das auf erlernten, bewährten und im Anforderungsfall erinnerten Regeln beruht (/RAS 83/, S. 259). Regelbasiertes Handeln folgt im einfachsten dem Muster: „Wenn die Bedingung X erfüllt ist, dann ist die Aktion Y auszuführen.“ In komplexeren Fällen können Bedingungs- und (oder) Aktionsteil solcher Regeln Verknüpfungen mehrerer Bedingungen beziehungsweise Aktionen umfassen. Bedingung für die Ausführung einer Anweisung Y kann auch die erfolgreiche Bearbeitung bestimmter anderer Anweisungen sein. Regelbasiertes Handeln kann durch Unterlagen wie z. B. ereignis- oder schutzzielorientierte Prozeduren unterstützt werden. Das Arbeiten mit solchen Informationsquellen muss selbst so eingeübt und vertraut sein, dass es regelbasiert erfolgt.

Fertigkeitsbasiertes Handeln dient als Sammelbegriff für die Reizverarbeitungsprozesse und Bewegungsabläufe, die der Akteur zur Erreichung eines Handlungsziels vollzieht (/RAS 83/, S. 258 ff.). Diese Reizverarbeitungsprozesse und Bewegungsabläufe werden auch als sensomotorische Leistungen bezeichnet.

Die Unterscheidung wissens-, regel- und fertigkeitbasierten Handelns darf nicht so missverstanden werden, dass ein bestimmtes Handeln entweder nur wissensbasiert oder nur regelbasiert oder nur fertigkeitbasiert ist. Ein regel- oder wissensbasiertes Handeln wird fertigkeitbasiertes Handeln immer in dem Umfang einschließen, als es Reizverarbeitungsprozesse und Bewegungsabläufe wie z. B. das Ablesen einer Anzeige nach dem Aufsuchen des Pults oder der Tafel mit der relevanten Anzeigeeinrichtung umfassen. Wissens- und regelbasiertes Handeln können ebenfalls eng verbunden sein: Der Akteur könnte z. B. wissensbasiert erkennen, dass in einer gegebenen Situation bestimmte Eingriffe zielführend sind, die er bei anderen Aufgaben vielfach ausgeführt hat und routiniert beherrscht. Er findet also eine neue, ihm bisher unbekannt Anwendungsmöglichkeit für ein ihm vertrautes Vorgehen. Wissensbasiert ist in solchen Fällen nur die Einsicht, dass diese Eingriffe auch zur Bewältigung der gegebenen Situation führen oder beitragen. Der reine Vollzug der Eingriffe ist aus den anderen Aufgaben vertraut und damit regelbasiertes Handeln.

Akteur kann eine Einzelperson oder eine Gruppe aus zwei oder mehr Personen sein. Im Fall einer Gruppe von Akteuren sind Aktionen der Kommunikation und Koordination zu berücksichtigen, mit denen die einzelnen Personen ihr Handeln aufeinander abstimmen.

Eine Diagnose besteht in der Klärung der wahrscheinlichsten Ursachen für ein Ereignis, wobei die Ursachen so weit geklärt werden, dass die Diagnostizierenden erkennen können, welche Systeme und Komponenten sie einzusetzen haben, um ein Ereignis vollständig oder teilweise zu beherrschen (/SWA 83/, Kapitel 12, S. 1). Diagnosen können z. B. wegen gestörter Anzeigen mit Unsicherheiten behaftet sein, weshalb die Begriffsbestimmung von der Klärung der wahrscheinlichsten Ursachen spricht.

Problemlösen, Denken und Diagnostizieren sind psychische Aktivitäten, die in die Kategorie der Kognition fallen. Unter der Kognition bzw. den kognitiven Aktivitäten versteht man die Gesamtheit der Prozesse und Funktionen (z. B. Kurz- und Langzeitgedächtnis), mit denen Gewähr-Werden und Erkennen verbunden sind (z. B. /APA 07/, S. 187).

3.1.2 Ziel der Recherche

In der neueren Fachliteratur waren Methoden und Daten zu recherchieren, mit denen die Methode für die Analyse und probabilistische Bewertung wissensbasierten Handelns weiterentwickelt werden kann, die in Vorgängerprojekten der GRS erarbeitet worden ist (/FAS 10/, /PES 18/). Diese Methode wird nachfolgend mit dem Kürzel AMPROSIA für „Assessment Method for Problem Solving in Incidents and Accidents“ bezeichnet. Für „Incident“ und „Accident“ gelten die Begriffsbestimmungen im Glossar der IAEA (/IAE 18/).

3.1.3 Schwerpunkte der Recherche

Die Rechereschwerpunkte ergeben sich aus dem Stand, den AMPROSIA in den einschlägigen Vorgängerprojekten erreicht hat (/FAS 10/, /PES 18/). Für das Verständnis der Rechereschwerpunkte ist es wichtig, die Hauptmerkmale von AMPROSIA zu kennen. Sie werden nachfolgend überblicksartig vorgestellt, weitere Informationen sind in der detaillierten Darstellung der Methode und ihrer Weiterentwicklung zu finden (siehe Abschnitt 3.2).

AMPROSIA umfasst ein fachwissenschaftlich fundiertes Modell des Problemlöseprozesses und der Wechselwirkungen dieses Problemlöseprozesses mit Faktoren, die (wie z. B. aussagekräftige Informationen über Zustand und Verhalten der Anlage) für Erfolg, Beeinträchtigungen oder Scheitern dieses Prozesses wichtig sind.

Zur probabilistischen Bewertung wissensbasierten Handelns nutzt AMPROSIA Swains Ansatz für die Bewertung der Zuverlässigkeit, mit der Operateure Diagnoseaufgaben ausführen (/SWA 83/, Kapitel 12). Dieser Ansatz ist für Diagnosen vorgesehen, die regelbasiert erfolgen. Er deckt auch Diagnosen ab, die bestimmte Faktoren so erschweren, dass die Diagnose einem Problemlöseprozess gleicht oder sehr nahekommt. Diese Faktoren sind zum einen fehlendes bzw. ganz eingeschränktes Training der Diagnose des Ereignisses. Zum anderen ist nicht allen Operateuren klar, welches Signalisierungsmuster das Ereignis auszeichnet, das zu diagnostizieren ist (/SWA 83/, Kapitel 12, Tabelle 12-5). Liegen solche Faktoren vor, sind die Voraussetzungen für ein regelbasiertes Handeln nicht oder nur ganz eingeschränkt gegeben. Die Diagnose stellt in diesem Fall vergleichbare kognitive Anforderungen wie das Problemlösen. Das zeigen folgende Überlegungen: Routine und Vorkenntnisse entlasten den Akteur von wissensbasierten Analysen, welches Ereignis genau vorliegt und welche Vorgehensweisen notwendig sind, um das Ziel einer vollständigen oder teilweisen Bewältigung des Ereignisses zu erreichen. Sind solche Routinen und Vorkenntnisse nicht oder nur rudimentär vorhanden, hat der Akteur mit seinem Wissen über Auslegung und Verhalten der Anlage selbst herauszufinden, welches Ereignis vorliegt und welches Vorgehen zielführend ist. Man beachte, dass Swain auf die Vergleichbarkeit der kognitiven Anforderungen des Problemlösens und des Diagnostizierens unter den beschriebenen Erschwernissen nicht eingeht und aus der Vergleichbarkeit auch keine Schlussfolgerungen zur quantitativen Bewertung wissensbasierten Handelns gezogen hat.

Swains Bewertungsansatz besteht aus Zeit-Zuverlässigkeitskurven mit Unsicherheitsbändern (/SWA 83/, Kapitel 12, Abbildung 12-3 und 12-4). Die verschiedenen Kurven sind in Abhängigkeit von Faktoren definiert, die sich förderlich oder nachteilig auf die Diagnose auswirken. Aus den Zeit-Zuverlässigkeitskurven ist ablesbar, wie der Schätzwert für die Wahrscheinlichkeit einer korrekten Diagnose im Mittel zunimmt, je mehr Zeit die Operateure für die Diagnose unter dem Einfluss förderlicher oder erschwerender Faktoren zur Verfügung haben. Dieser Zusammenhang ist plausibel, weil ein längeres Zeitfenster ein gründlicheres Arbeiten ermöglicht. Swain lässt offen, welche kognitiven Prozesse beim Diagnostizieren im Einzelnen ablaufen. Die Zeit-Zuverlässigkeitskurven sind also durch kein genauer ausgearbeitetes und der Quantifizierung zugängliches Modell dieser kognitiven Prozesse begründet, sondern Ergebnis einer Expertenbeurteilung (/SWA 83/, Kapitel 12, Abbildung 12-1 und S. 12).

Swain, und damit AMPROSIA berücksichtigen nur den Fehler, dass die Diagnose bzw. die Findung eines zielführenden Vorgehens innerhalb eines betrachteten Zeitfensters unterbleiben. Es bedarf zusätzlicher Methoden, um Fehldiagnosen oder Problemlöseversuche zu analysieren und bewerten, die zu einem Vorgehen führen, dessen Umsetzung nicht zum Ziel führt oder sogar schädlich ist. Man denke im letzteren Fall z. B. an ein Vorgehen, das wegen eines Denkfehlers die Abschaltung eines Systems einschließt, das zur Beherrschung der Situation in Betrieb bleiben muss.

Diesem Stand von AMPROSIA entsprechend waren die Schwerpunkte der Recherche nutzbarer Methoden und Daten die folgenden:

- Modellierungen des Problemlöseprozesses und erschwerter Diagnoseprozesse.
- Faktoren, von denen Ablauf und Erfolg oder Misserfolg des Problemlöseversuchs beziehungsweise erschwerter Diagnosen abhängen.
- Schätzwerte für die Wahrscheinlichkeit, mit denen Problemlöseversuche beziehungsweise erschwerte Diagnosen erfolgreich enden bzw. scheitern.
- Verteilungen bzw. Unsicherheitsbänder für diese Schätzwerte.
- Abhängigkeit der Schätzwerte und Verteilungen von den Faktoren, die sich auf Erfolg beziehungsweise Misserfolg der Problemlöse- bzw. Diagnoseversuche auswirken.
- Abhängigkeit der Schätzwerte und Verteilungen von der Zeit, die dem Akteur zur Verfügung steht.

3.1.4 Quellen der Recherche

Als Quellen dienten erstens international renommierte Fachzeitschriften der Psychologie, der Risikoanalyse und der Zuverlässigkeitsforschung, in denen in größerem Umfang einschlägige und nach strengen Kriterien ausgewählte Publikationen zu erwarten sind. Im Einzelnen waren dies die folgenden Journale:

- Cognition.
- Cognitive Science.
- Cognitive Systems Research.
- Human Factors.

- IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics.
- Psychological Bulletin.
- Psychological Review.
- Reliability Engineering and System Safety.
- Risk Analysis.
- Safety Science.
- Trends in Cognitive Science.
- Zeitschrift für experimentelle und angewandte Psychologie.

Die Sichtung hat die Jahrgänge ab einschließlich 2011 berücksichtigt. AMPROSIA ist 2010 veröffentlicht worden. Mit dem Stichtag 01.01.2011 wurden also auch die Veröffentlichungen im Zeitraum um die Erstellung der Abschlussdokumentation von AMPROSIA erfasst. Die Anwendung von AMPROSIA nach 2011 (/PES 18/) hatte den Charakter einer Fallstudie ohne Aufarbeitung der Entwicklung des Erkenntnissstands zwischen 2011 und 2018. Deshalb ist diese Periode in die vorliegende Recherche einbezogen worden.

Zweitens hat die Recherche Veröffentlichungen aus Institutionen berücksichtigt, die Analyse- und Bewertungsmethoden für die Anwendung im Kernenergiesektor entwickeln und dazu Informationen für die internationale Fachwelt veröffentlicht haben. Dazu zählen in erster Linie Electricité de France (EdF), das Korea Atomic Energy Research Institute (KAERI) und die U.S. Nuclear Regulatory Commission (NRC). Als Quellen hat die Recherche neben den oben genannten Fachzeitschriften öffentlich zugängliche Berichte sowie Beiträge zu Fachkonferenzen wie PSAM und ESREL ab 2011 genutzt.

3.1.5 Ergebnisse der Recherche

Die Recherche der psychologischen Fachzeitschriften hat keine Erkenntnisse zu Problemlöse- und Diagnoseprozessen erbracht, die über den Stand hinausgehen, den AMPROSIA 2010 berücksichtigt hat.

Die übrigen Fachzeitschriften enthalten zahlreiche Artikel zu Methoden, über die auch umfangreichere Dokumentationen in Berichten oder Buchform beziehungsweise mehr

oder minder zahlreiche, kürzere Konferenzbeiträge zu unterschiedlichen Aspekten dieser Methoden vorliegen. Für diese Methoden hat die Recherche aus den genannten Quellen zu folgenden Ergebnissen geführt:

Die „Cognitive Reliability and Error Analysis Method“ (CREAM) ist Gegenstand mehrerer Veröffentlichungen (z. B. /BED 13/, /HAM 20/, /ZHO 17/). Die grundlegende Publikation datiert auf das Jahr 1998 (/HOL 98/). Spätere Arbeiten zu dieser Methode sehen keine wesentlichen Änderungen an dem Stand vor, den sie 1998 erreicht hatte. Dieser Stand ist der folgenden Wertung von CREAM zu Grunde gelegt.

CREAM sieht zum einen unterschiedliche Herangehensweisen an die Bearbeitung einer Aufgabe vor. Zwei davon sind der taktische und der strategische Modus (/HOL 98/, S. 156). Letzterer zeichnet sich gegenüber dem taktischen Modus durch umfassendere Ziele und eine umfangreichere, weiter vorausschauende Planung aus. Regelbasiertes Handeln wird als Beispiel für den taktischen Modus angeführt. In CREAM bleibt offen, inwieweit wissensbasiertes Handeln dem strategischen Modus und nur diesem zuzuordnen ist. Gegen eine exklusive Zuordnung spricht, dass Problemlösen genutzt werden kann, ein rein taktisches Vorgehen zu finden. Die verbleibenden Modi des planlosen beziehungsweise sprunghaften Vorgehens (/HOL 98/, S. 154-155) müssen in der vorliegenden Recherche nicht näher betrachtet werden, weil sie entweder keine oder nur eine geringe Systematik aufweisen. Beide Modi können daher keine Beiträge zur Weiterentwicklung einer Methode für die Analyse und Bewertung wissensbasierten Handelns leisten, für das ein systematisches Herangehen ein unverzichtbarer Erfolgsfaktor ist.

Zum anderen unterstützt CREAM die Analyse der Kompetenz auf Seiten des Akteurs, der eine sicherheitsrelevante Aufgabe bearbeitet. Der Begriff der Kompetenz dient als etwas missverständliche Bezeichnung für die Tätigkeiten der Beobachtung und Interpretation der Situation sowie der Planung und Ausführung des Handelns (/HOL 98/, S. 155). Jeder dieser Tätigkeiten ordnet CREAM jeweils eine oder zwei kognitive Aktivitäten zu (/HOL 98/, S. 246ff.). Für die Tätigkeiten sind Fehlermöglichkeiten (/HOL 98/, S. 164ff.) und Faktoren aufgeführt, die Beobachtung, Interpretation, Planung und Ausführung unterstützen oder beeinträchtigen können (/HOL 98/, S. 255). In CREAM sind Kompetenzen, Aktivitäten, Fehlermöglichkeiten und Faktoren unabhängig vom Modus der Herangehensweise an die Aufgabe definiert. Es bleibt offen, wie Wechselwirkungen zwischen den Modi, der Kompetenz und den förderlichen bzw. beeinträchtigenden Faktoren im Einzelnen zu modellieren sind. Begriffe und Modelle von CREAM sind also zu allgemein,

um konkrete, nutzbare Erkenntnisse für die Erfassung, Beschreibung, Analyse und Bewertung des Problemlösens zu bieten. Es bleibt auch offen, welche Daten auf wissensbasiertes Handeln anwendbar sind, weil CREAM auf letzteres keinen Bezug nimmt. CREAM führt als Faktoren, die je nach Ausprägung zuverlässiges Handeln unterstützen oder beeinträchtigen können, diejenigen auf, die auch andere Bewertungsmethoden oft untere anderen Namen berücksichtigen.

Electricité de France (EdF) arbeitet seit längerem an der « Méthode d'évaluation de la réalisation des missions operateurs pour la sûreté » (MERMOS, /LEB 98/). Die Veröffentlichungen enthalten zu wenige Informationen, um die Entwicklung von Methoden für die Analyse und Bewertung insbesondere wissensbasierter Handlungen vorantreiben zu können (siehe vor allem /NEA 15/, S. 37-38).

Das Korea Atomic Energy Research Institute (KAERI) hat mit der „Human Data Extraction“ (HuREX)-Methode einen Ansatz entwickelt und angewendet, um aus der Betriebs Erfahrung in Form meldepflichtiger Ereignisse Daten für die menschliche Zuverlässigkeit zu gewinnen (/KAE 16/). Vorliegende Daten sind Ergebnis von Übungen an Simulatoren und vorläufiger Art (/KAE 16/, S. 73). Eine Sichtung der Datentabelle (/KAE 16/, S. 73), zeigt, dass die zugehörigen Handlungen regelbasiert ausführbar sind. In der Recherche war die Methode „Human Reliability Evaluator for Control Room Actions“ (HuRECA) von KAERI nicht zu berücksichtigen, weil sie auf regelbasiertes Handeln zugeschnitten ist (/NEA 15/, S. 42-43).

Die NRC hat seit Jahrzehnten Methoden für die Analyse und Bewertung menschlicher Zuverlässigkeit entwickelt bzw. entwickeln lassen. Für den Zeitraum ab 2011 sind die folgenden drei Methoden relevant:

- Standardized Plant Analysis Risk-Human Reliability Analysis (SPAR-H),
- Integrated Human Event Analysis System (IDHEAS) und
- Scenario Authoring, Characterization, and Debriefing Application (SACADA).

Die Entwicklung von SPAR-H geht auf den Zeitraum vor 2011 zurück. SPAR-H war nach diesem Stichjahr aber noch Gegenstand einiger Publikationen in Fachzeitschriften und Fachkongressen (z. B. /WHA 12/, /RAS 15/). Aus diesem Grund hat die vorliegende Recherche SPAR-H berücksichtigt.

SPAR-H ermöglicht die Unterscheidung regel- und wissensbasierter Diagnosen (/GER 05/, S. 23). Hauptunterscheidungsmerkmale sind in erster Linie die Komplexität der zu diagnostizierenden Situation und in zweiter Linie die Qualität derjenigen Prozeduren, die mit ihren Informationen die Diagnose unterstützen. Je höher die Komplexität, desto eher wird das Diagnostizieren wissens- und nicht regelbasiert sein. Das Gleiche gilt für Prozeduren geringerer Qualität. Diagnostizieren wird umso stärker regelbasiert erfolgen, je geringer die Komplexität und je höher die Qualität ist. SPAR-H sieht im Vergleich zu AMPROSIA keine detailliertere Modellierung des Problemlöseprozesses vor. Als kognitive Leistungen unterscheidet SPAR-H die Wahrnehmung, die Verarbeitung von Informationen und die Reaktion und Wechselwirkungen mit Faktoren, von denen diese Aktivitäten abhängen. Zu den Faktoren gehören dargebotene und verfügbare Informationen auf Mensch-Maschine-Schnittstellen und in Prozeduren, Stress sowie Anforderungen der Aufgabe, der Situation und der Arbeitsumgebung. Quellen für die verfügbare Information sind Arbeits- und Langzeitgedächtnis der Operateure und externe Speicher wie z. B. Unterlagen (/GER 05/, S. 5ff.). Wie für CREAM gilt, dass die Modellierung der Kognition zu allgemein ist, um einen Beitrag zur Weiterentwicklung von AMPROSIA zu leisten. Bei den leistungsbestimmenden Faktoren stimmen SPAR-H und AMPROSIA gut überein.

Die Bewertung der Diagnose beruht auf der Multiplikation einer nominalen, zeitunabhängigen Fehlerrate mit Gewichten für Faktoren, deren Auswirkung auf die Diagnose durch ein Rating auszudrücken ist. Unsicherheitsbänder werden auf der Grundlage einer Beta-Verteilung quantifiziert (/GER 05/, S. 18ff.). In einer empirischen Untersuchung hat sich eine Tendenz gezeigt, dass die Vorhersagen der Zuverlässigkeit mit der Methode SPAR-H zu optimistisch, also höher als die empirisch ermittelten Ergebnisse, ausfallen (/LIU 14/). Dieses Resultat bedarf der Überprüfung, ob es sich um ein reproduzierbares Faktum über SPAR-H oder um einen Ausreißer handelt, der bei statistischen Daten stets auftreten kann. Deshalb wird die Weiterentwicklung von AMPROSIA den Bewertungsansatz von SPAR-H vorsichtshalber nicht berücksichtigen.

IDHEAS ist nach SPAR-H und z. T. von denselben Personen entwickelt worden. Es bietet eine sehr detaillierte und strukturierte Anleitung, um Fehler beim Erkennen und Verstehen von Situationen, beim Entscheiden im Zuge der Planung und der Auswahl des Vorgehens, bei der Ausführung des Vorgehens und bei der Teamarbeit zu bestimmen. Die aufgezählten Tätigkeiten vom Erkennen bis zur Teamarbeit heißen in IDHEAS metakognitive, also Funktionen. Sie werden in konkretere Aktivitäten aufgeschlüsselt.

Fehler bei den metakognitiven Funktionen werden auf Fehler bei den zugehörigen kognitiven Aktivitäten und diese auf die Wirkung leistungsbeeinflussender Faktoren zurückgeführt, die sich beeinträchtigend auf die kognitiven Aktivitäten und die Zusammenarbeit der Operateure auswirken können (/WHA 16/, S. 20ff.). Solche Faktoren sind z. B. das Ausmaß an Training, die Qualität der Prozeduren, Informationen auf den Benutzungsoberflächen, Komplexität der Situation und die verfügbare Zeit für das Handeln. Diese leistungsbestimmenden Faktoren gehen auch in den Problemlöseprozess ein, den AMPROSIA vorsieht. Detaillierte Diagramme und Tabellen verdeutlichen die möglichen Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge zwischen leistungsbestimmenden Faktoren und Fehlern (/WHA 16/, Anhänge A und B).

IDHEAS ordnet wissensbasiertes Handeln und Problemlösen dem Verstehen einer Situation zu, enthält aber kein Modell für den Ablauf des Problemlöseprozesses (/WHA 16/, S. 48). Das liegt daran, dass IDHEAS nur fehlerträchtige kognitiven Aktivitäten und deren Abhängigkeit von leistungsbestimmenden Faktoren erfasst. Beim Verstehen sind diese fehlerträchtigen Aktivitäten die folgenden: Nutzung falscher Informationen und (oder) falscher Vorstellungen über die Situation sowie fehlerhafte Verarbeitungsprozesse, in denen Informationen beziehungsweise Vorstellungen mit anderen Informationen und (oder) Vorstellungen falsch verknüpft werden. Sowohl regel- als auch wissensbasiertes Handeln beruhen wesentlich auf der Entwicklung, Zusammenführung und evtl. Revision von Vorstellungen über die Situation, der Auswahl und Verknüpfung von Informationen sowie der Verbindung von Informationen und Vorstellungen zu einem Bild der Situation. IDHEAS lässt aber offen, welche Besonderheiten diese Aktivitäten für das wissensbasierte Handeln aufweisen.

Zur Unterstützung des Anwenders ist eine umfangreiche Dokumentation der Methode in Arbeit. Dazu gehört auch eine Beschreibung des Prozesses, um Daten zur Zuverlässigkeit menschlichen Handelns mittels Expertenurteil zu bestimmen (/XIN 17/, S. 15). Auf den Internetseiten der NRC ist dieser Teil der Dokumentation noch nicht verfügbar. Es besteht somit keine Möglichkeit, AMPROSIA mit Daten oder Schätzverfahren weiterzuentwickeln, die IDHEAS vorsieht.

SACADA bezeichnet ein Projekt, das die NRC mit Partner wie z. B. dem Halden Reactor Project und KAERI betreibt, um Informationen zur Zuverlässigkeit menschlichen Handelns und leistungsbeeinflussenden Faktoren aus Kernkraftwerken und Simulatoren zu sammeln und strukturiert zu dokumentieren. Ziel ist, aus diesen Informationen Daten für

die Bewertung der Zuverlässigkeit menschlichen Handelns zu gewinnen und der Öffentlichkeit zur Verfügung zu stellen (/CHA 14/). Eine Recherche auf den Internetseiten der NRC zeigt, dass der gegenwärtige Stand der SACADA-Datenbasis die Weiterentwicklung von AMPROSIA noch nicht unterstützen kann.

Die verbleibenden Fachzeitschriftenartikel zur Analyse und Bewertung menschlicher Zuverlässigkeit enthalten keine Informationen, die der Weiterentwicklung von AMPROSIA zugrunde gelegt werden könnten. Das liegt zum einen daran, dass die Autoren auf wissensbasiertes Handeln entweder nicht oder nur am Rande eingehen. Zum anderen werden Methoden vorgestellt, um Daten über die Zuverlässigkeit menschlichen Handelns, insbesondere mittels Expertenschätzungen, zu gewinnen (z. B. /EKA 16/, /GRO 14/, /STE 20/). Die berichteten Anwendungen dieser Methoden bestehen aus Fallstudien mit Handlungen, die durchweg als regelbasiert einzustufen sind.

Die Recherche hat auch einen Ansatz für die qualitative Analyse menschlichen Handelns bei der Erfüllung von Aufgaben einbezogen. Diesen Ansatz haben die bisherigen Entwicklungsarbeiten zu AMPROSIA nicht näher betrachtet. Es handelt sich um den Cours d'action-Ansatz von Jaques Theureau /THE 06/. Dieser Ansatz unterstützt eine sehr systematische Erfassung, Analyse und Modellierung der kognitiven Prozesse bei der Erfüllung von Aufgaben durch ein Team. Diese qualitativen Schritte bilden eine wesentliche Voraussetzung für eine fundierte quantitative Bewertung, die der Cours d'action-Ansatz allerdings nicht anstrebt. Die Auswertung von Publikationen zu diesem Ansatz hat sich folglich auf Empfehlungen zum methodischen Vorgehen konzentriert, um aus Beobachtungen und Befragungen aussagekräftige Informationen für die qualitative Analyse wissensbasierten Handelns zu gewinnen. Aus der Recherche gewonnene Erkenntnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Der Cours d'action-Ansatz enthält Empfehlungen, wie ein Untersuchungsteam das Vertrauen der Personen gewinnen kann, die es bei der Erfüllung einer Aufgabe beobachten und zur Aufgabenerfüllung befragen will (im Folgenden: „Untersuchungsteilnehmer“). Das Untersuchungsteam hat volle Transparenz herzustellen, was Ziele, Vorgehen, Methodik, erwartete Ergebnisse und Verwendung der Ergebnisse aus der Untersuchung betrifft. Untersuchungsteilnehmer müssen zum Beispiel wissen und einverstanden sein, dass ihr Verhalten und ihre Kommunikationen aufgezeichnet werden. Sie müssen auch Gelegenheit bekommen, zu allen wesentlichen Ergebnissen der Untersuchung Stellung zu nehmen, bevor diese Resultate weiterverwendet

werden. Vertrauensbildende Schritte dieser Art sind eine notwendige Bedingung dafür, dass Untersuchungsteilnehmer bereit sind, sich beobachten und befragen zu lassen, ohne mit unabsehbaren Konsequenzen oder Nachteilen zu rechnen. Unter dieser Voraussetzung sind reichhaltige und aussagekräftige Informationen zu erwarten. Die Dokumentation zu AMBROSIA wird um eine Übersicht solcher vertrauensbildender Schritte erweitert.

- Die Bearbeitung einer Aufgabe ist ein Prozess, in dem sich verschiedene Teilprozesse unterscheiden lassen. Der Cours d'action-Ansatz unterscheidet sechs solcher Teilprozesse, die sich auch in anderen Ansätzen unter anderen Bezeichnungen und mit etwas andersartigen Definitionen finden. Die Terminologie des Cours d'action-Ansatzes stammt aus der Semiotik. Sie hat Weiterentwicklungen erfahren, die es einerseits ermöglichen, die sechs Teilprozesse im Aufgabenbearbeitungsprozess genauer als in der Semiotik festzulegen. Andererseits ist diese Terminologie nur bedingt selbsterklärend. AMBROSIA berücksichtigt diese Erkenntnisse in Form von Leitfragen für die Erfassung und qualitative Analyse wissensbasierten Handelns: (1) Welchen Soll-Zustand streben die Operateure zu Beginn und im weiteren Verlauf eines Ereignisses an? Diese Definition des Soll-Zustandes durch die Operateure kann mehr oder minder detailliert, zutreffend und richtungsweisend sein. (2) An welche Vorgehensweisen denken die Operateure mehr oder minder konkret, um den Soll-Zustand zu erreichen und wie sind diese Vorgehensweisen aus der Sicht der Operateure vernetzt? Änderungen in Abhängigkeit von dem zu einem bestimmten Zeitpunkt angestrebten Soll-Zustand sind zu berücksichtigen. (3) Auf welches Hintergrundwissen greifen die Operateure im Ereignisablauf nach und nach zurück? Dieser Rückgriff hängt vom jeweils gegebenen Verständnis des Soll-Zustands und von den ins Auge gefassten Möglichkeiten der Soll-Zustandsänderung ab, wirkt aber auch auf das Verstehen des Soll-Zustands und die Identifikation der Möglichkeiten zur Erreichung des Soll-Zustands zurück. (4) Wie verstehen die Operateure den Ist-Zustand konkret? Dabei geht es darum, wie die Gegebenheiten der Situation aufgefasst und als mehr oder minder wichtig beurteilt werden. (5) Wie erfolgen Auswahl und Planung des Vorgehens, mit dem die Operateure konkret in den Ereignisablauf eingreifen wollen? Dazu gehört auch die Klärung der Rahmenbedingungen für die Umsetzung eines Vorgehens in der konkreten Situation (z. B. Verfügbarkeit erforderlicher Ressourcen). (6) Welche situationsspezifischen Anpassungen nehmen die Operateure an Vorgehensweisen vor, die sie aus anderen Situationen kennen und im Ereignisablauf anwenden wollen? Man denke z. B. an eine situativ gebotene und

zulässige Lockerung der Kriterien für die Einleitung einer Prozedur. Die Analysemethodik von AMPROSIA geht von vergleichbaren Leitfragen aus, sie wird durch die Erkenntnisse des Cours d'action-Ansatzes zusätzlich fundiert und erhärtet.

- Der Cours d'acion-Ansatz sieht eine graphische Darstellung der Handlungsabläufe vor, die aus den Ergebnissen der Beobachtungen und Befragungen „abgeleitet“ werden. Diese Darstellungsweise kann für umfangreichere Handlungsabläufe unübersichtlich werden. AMPROSIA sieht für die Ergebnisdarstellung Tabellen und Graphen vor, wie sie in der Human Reliability Analysis (HRA) verbreitet und vertraut sind. Ein Änderungsbedarf an dieser Darstellungsform liegt nicht vor.

3.1.6 Fazit der Recherche

Die Rechercheergebnisse können somit wie folgt zusammengefasst werden: Aus den gesichteten Quellen ergeben sich keine Erkenntnisse zur Modellierung des Problemlöseprozesses, zu den Wechselwirkungen des Problemlöseprozesses mit leistungsbestimmenden Faktoren und (oder) zum Ansatz für die probabilistische Bewertung, mit denen die Methode AMPROSIA zur Analyse und Bewertung wissensbasierten Handelns über den Stand hinaus weiterentwickelt werden könnte, den sie in Vorgängerprojekten (/FAS 10/, /PES 18/) erreicht hat.

3.2 Methode für die Analyse und Bewertung wissensbasierten Handelns (AMPROSIA)

AMPROSIA steht für „Assessment Method for Problem Solving in Incidents and Accidents“ und ist eine Methode für die Analyse und Bewertung wissensbasierten Handelns. Wie in Abschnitt 3.1.1 erläutert, versteht man unter wissensbasiert ein Handeln in Situationen, in denen der Akteur zunächst nicht weiß, wie er vorgehen könnte, um ein angestrebtes Ziel zu erreichen. Hier ist es erforderlich, Ziel und Situation gedanklich genauer zu analysieren, um auf Grundlage der Analyseergebnisse einen Plan für das weitere Vorgehen zu entwickeln. Dieser kognitive Prozess wird auch als Problemlösen bezeichnet. Die Beschreibung von AMPROSIA nutzt darüber hinaus folgende Begriffe:

- Ein Problem liegt vor, wenn eine Person oder eine Gruppe von Personen vor der Herausforderung steht, einen Ist-Zustand in einen Ziel-Zustand zu überführen, ohne anfangs zu wissen, durch welches Vorgehen dieses Ziel vom Ist-Zustand aus erreichbar ist. Dadurch unterscheidet sich das Problemlösen bzw. das wissensbasierte

Handeln von einem regelbasierten Tun, bei dem man durch Erfahrung und Übung weiß, welches Vorgehen vom Ist-Zustand zum Ziel-Zustand führt. Man beachte, dass ein Problem mit Bezug auf den Wissensstand des (der) Handelnden definiert ist: Was für die einen ein Problem ist, kann für andere eine regelbasiert beherrschbare Anforderung sein.

- Der Begriff „Problemlösung“ oder kurz „Lösung“ bezeichnet nachfolgend ein Vorgehen, mit dem das Ziel aus der gegebenen Situation heraus effektiv erreichbar ist. Prinzipiell kann die Lösung darin bestehen,
 - ein Vorgehen zu finden, das den Problemlösern bisher gänzlich unbekannt war, oder
 - eine den Problemlösern bisher unbekannte Anwendungsmöglichkeit eines Vorgehens zu entdecken, das den Problemlösern aus anderen Aufgaben vertraut ist. Wie weiter unten genauer begründet werden wird, beschränkt sich AMPROSIA auf diese zweite Möglichkeit. Die Abarbeitung solcher Vorgehensweisen kann regelbasiert erfolgen, wenn sie durch Training im Rahmen der Ausbildung und (oder) durch berufliche Praxis gut eingeübt sind. Wissensbasiert ist in solchen Fällen nur noch der Schritt, die neue Anwendungsmöglichkeit der Vorgehensweise zu erkennen.
- Für regelbasierte Vorgehensweisen nutzt die vorliegende Dokumentation auch den Begriff der Prozedur.
- Die Bemühungen zur Lösung eines Problems können scheitern. Der Begriff „Problemlöseversuch“ bringt eindeutiger als „Problemlösen“ zum Ausdruck, dass die Bemühungen um eine Problemlösung zum Erfolg führen können oder nicht. Die weitere Methodenbeschreibung nutzt daher den Begriff des Problemlöseversuchs oder des Lösungsversuchs, um die Bemühungen zur Findung einer Lösung ergebnisoffen zu bezeichnen.
- Die Methode geht von einer Gliederung des wissensbasierten Handelns in Phasen aus.

3.2.1 Phasen des wissensbasierten Handelns

AMPROSIA sieht eine Gliederung des wissensbasierten Handelns in eine Vorphase, den Problemlöseversuch und die Ausführung einer eventuell gefundenen Lösung vor:

- Die Vorphase umfasst die Zeitspanne, in der eine Person oder Gruppe nach Ereigniseintritt erkennt, dass sie ein Ereignis zu bewältigen hat, ohne zunächst zu wissen, wie sie vorgehen könnte, um das Ereignis zu beherrschen. In diese Vorphase fallen die Überwindung der „Schrecksekunde“, die Erkenntnis, dass ad hoc ein Vorgehen zu finden ist, erste Schritte auf dem Weg zum Findungsprozess, wie z. B. in Teams die Zuweisung anstehender Aufgaben an die verschiedenen Mitglieder des Teams, und das Sammeln von Informationen, die zur Klärung des Anlagenzustandes und der Ereignisursache benötigt werden. Tragfähige Problemlöseversuche können klarerweise erst beginnen, wenn die Person oder das Team diejenigen Informationen zusammengetragen hat, die für eine stichhaltige Bestimmung von Anlagenzustand und Ereignisursache unabdingbar sind. In der Vorphase können aber bereits vorläufige, oft mehr oder minder hektische und unsystematische Versuche erfolgen, sich über das Ereignis und seine Beherrschung klar zu werden. Solche Versuche sind durch die Hoffnung motiviert, den eingetretenen Zustand mit einem schnellen Befreiungsschlag beenden zu können. Die Länge der Vorphase hängt von zwei Faktoren ab:
 - Zum einen ist der Zeitpunkt wichtig, zu dem nach Ereigniseintritt die Informationen zur Verfügung stehen, die das Personal zur korrekten Erkennung unbedingt braucht. Man denke z. B. an bestimmte Drücke und Temperaturen, deren Verlauf über eine bestimmte Zeitspanne hinweg beobachtet werden muss, bevor sich ihre weitere Entwicklung absehen lässt. Erst nach Vorliegen der letzten dieser unverzichtbaren Informationen kann ein tragfähiger Problemlöseversuch beginnen.
 - Zum anderen hängt die Länge der Vorphase davon ab, wie zeitnah das Personal die einlaufenden Informationen sammelt und verarbeitet. Verzögerungen können auf die oben genannten Schrecksekunden, das Organisieren der Arbeiten im Team oder auch auf Zeitverluste durch unsystematische, schnelle Lösungsversuche zurückgehen. Der Methodenanwender hat zu ermitteln, ob und wie weit sich durch diese Aktivitäten der Zeitpunkt hinauszögert, zum dem das Personal die problemlösungsrelevanten Informationen komplett zusammengetragen hat und mit dem systematischen Problemlöseversuch beginnt (Näheres zum Vorgehen: siehe unten „Aufgabenanalyseverfahren“).

In der Vorphase können neben Zeitverlusten auch Fehler auftreten. AMPROSIA unterstützt die Klärung und quantitative Bewertung solcher Fehler (siehe unten: „Aufgabenanalyseverfahren“).

- Der an diese Vorphase anschließende Problemlöseversuch besteht aus den mehr oder minder systematischen Versuchen, mit dem Wissen und den in der Situation vorhandenen Informationen, Mitteln und Ressourcen ein Vorgehen zur Erreichung des Ziels zu finden. Dieser Prozess wird mit dem weiter unten vorgestellten Modell des Problemlöseprozesses genauer erfasst. Zufall und blindes Raten gelten im vorliegenden Modell nicht als Problemlöseversuch, weil ihnen das Merkmal einer zumindest ansatzweisen Systematik der Lösungsfindung fehlt.
- Die Ausführungsphase setzt ein, sobald die Entscheidung gefallen ist, ein gefundenes Vorgehen tatsächlich auszuführen. Trivialerweise entfällt diese Phase, wenn die handelnde(n) Person(en) kein Vorgehen finden oder sich gegen die Ausführung eines gefundenen Vorgehens entscheiden.

Die Phasen bauen aufeinander auf. Es sind Rücksprünge von der Ausführungs- auf die Phase des Problemlöseversuchs möglich, wenn z. B. ein Abbruch der Ausführung und eine Wiederaufnahme des Problemlöseversuchs erforderlich werden sollten. Es könnte sich z. B. nach Einleitung der Ausführung erst vor Ort zeigen, dass Zugänge zu Räumen blockiert sind, in denen Arbeiten auszuführen wären. Ein Rücksprung auf die Vorphase ist auszuschließen, weil sich das Personal schon in der Vorphase darüber klar geworden ist, dass der gegebene Zustand ein wissensbasiertes Handeln erfordert und das Scheitern eines Problemlöseversuchs bzw. der Ausführung eines gefundenen Vorgehens das Bewusstsein, vor einem Problem zu stehen, nur bestärken kann. In der Phase des Problemlöseversuchs können auch mehrere Versuche aufeinanderfolgen, wenn ein Versuch zu keinem Vorgehen führt oder sich das Personal gegen die Ausführung eines gefundenen Vorgehens entscheidet. Steht das erforderliche Personal in ausreichender Zahl und Qualifikation zur Verfügung, kann es sich in mehrere Teams aufteilen, die zeitlich parallel an mehreren Problemlöseversuchen arbeiten.

Kernstück des wissensbasierten Handelns ist die zweite Phase mit den Problemlöseversuchen. AMPROSIA sieht dafür das folgende Modell vor:

3.2.2 Das Modell des Problemlöseprozesses

Das Modell des Problemlöseprozesses zeigt, welche Lösungsschritte und Faktoren erfolgreiche Problemlöseversuche unterstützen (daher auch die Bezeichnung als Modell des Problemlöseprozesses). AMPROSIA führt Scheitern oder Beeinträchtigungen des

Problemlösens auf nachteilig wirkende Faktoren, suboptimal ausgeführte oder unterlassene Lösungsschritte oder das Zusammenspiel beider Ursachen zurück. Der zugrunde gelegte fachwissenschaftliche Erkenntnisstand besteht aus einer breiten Basis empirischer Untersuchungen (/FAS 10/, Abschnitt 4.3). Die Recherche neuerer Erkenntnisse (siehe Abschnitt 3.1 des vorliegenden Berichts) hat diesen Stand bestätigt.

Die Darstellung des Modells geht auf die Lösungsschritte (kurz auch nur „Schritte“), die Faktoren, von denen die Ausführung dieser Schritte abhängt und auf die oben angesprochene Beschränkung auf Lösungen ein, die in der Entdeckung einer bisher unbekanntes Anwendungsmöglichkeit regelbasierter Vorgehensweisen besteht.

3.2.2.1 Schritte des Problemlöseprozesses

Die Lösungsfindung beruht auf einer Suchstrategie mit den Schritten der Zielanalyse und der Situationsanalyse. Zu Letzterer gehören die beiden Teile der Konflikt- und der Materialanalyse. Das vorliegende Modell unterscheidet die drei Schritte der Ziel-, Konflikt- und Materialanalyse, um eine Komplizierung der Modellbeschreibung durch die Untergliederung in Schritte und Teilschritte zu vermeiden. Unter diesen drei Analyseschritten versteht man folgendes:

- Die **Zielanalyse** dient der Klärung der Frage: „Was ist zu erreichen und was ist nicht Teil des Ziels, worum geht es und worum geht es nicht?“ Mit dieser Frage erfolgt eine Präzisierung des Zielzustandes. Die Zielanalyse sieht ausdrücklich vor, auch zu klären, was nicht zum Zielzustand gehört. Es könnte z. B. genügen, dass die anzustrebende Temperatur einer Flüssigkeit in einem bestimmten Bereich liegt und nicht einen konkreten, exakten Wert aufweisen muss. Das erleichtert die Suche nach ziel-führenden Vorgehensweisen und kann auch verhindern, Zeit und Energie auf der Suche nach einem Verfahren mit einem punktgenauen Ergebnis zu verlieren, wenn bereits ein approximatives Resultat genügt. Auch könnten Finden und Umsetzen eines approximativen Verfahrens weniger fehleranfällig sein als die Suche und Implementierung eines Vorgehens zur Erreichung eines exakten Zielwertes.
- Die **Konfliktanalyse** sucht Antworten auf die Frage: „Welche Hindernisse stehen der Zielerreichung im Weg, welche Gegebenheiten des Ist-Zustandes vereiteln die (konfliktieren mit der) Erreichung des Zielzustandes?“. In der Konfliktanalyse sind die Diskrepanzen zwischen Ist- und Zielzustand und die Hindernisse, die der Zielerreichung im Wege stehen, so konkret wie nur möglich zu bestimmen, um einen gangbaren Weg zur Überwindung oder Umgehung der Hindernisse zu finden. Man denke z. B.

an das Ziel, während der Reaktorkatastrophe von Fukushima in der Warte Anzeigen und Meldungen wieder verfügbar zu machen, die zur Klärung des Anlagenzustandes wichtig waren. Das generelle Hindernis war der Ausfall der Stromversorgung für die Maschinen-, Elektro- und Leittechnik. Mit Blick auf die Informationseinrichtungen in der Warte und die zugehörige Leittechnik kann dieses Hindernis dahingehend präzisiert werden, dass auch die Versorgung mit Strom aus den Batterien ausgefallen war.

- Die **Materialanalyse** dient der Klärung der Frage: „Was ist im gegebenen Ausgangszustand als Mittel (,Material‘) brauchbar, um das Hindernis auf dem Weg zum Ziel zu beseitigen oder zu umgehen?“ Es kommt bei der Materialanalyse also darauf an, unter den zur Verfügung stehenden Dingen, Einrichtungen, Systemen, Werkzeugen und (oder) Vorgehensweisen diejenigen zu identifizieren, welche nutzbar sind, um den gegebenen Ist-Zustand so zu ändern, dass Hindernisse auf dem Weg zum Ziel beseitigt oder umgangen werden und der Zielzustand erreichbar wird. Aus der Konfliktanalyse resultiert ein Anforderungsprofil an geeignete Kandidaten, die Materialanalyse dient dazu, Kandidaten mit den passenden Eignungsprofilen zu identifizieren. Die Fachliteratur nutzt den Begriff des „Funktionalwertes“, um die Eigenschaft zu bezeichnen, die ein Objekt oder ein Vorgehen aufweisen muss, um die Aufgabe (synonym: Funktion) übernehmen zu können, Hindernisse auf dem Weg zum Ziel zu überwinden oder zu umgehen. In der Alltagssprache wird auch der Begriff des Lösungsprinzips verwendet. „Funktionalwert“ bringt aber deutlicher als „Lösungsprinzip“ zum Ausdruck, dass es bei der Materialanalyse primär um Merkmale geht, die Dinge bzw. Vorgehensweisen befähigen, eine bestimmte Aufgabe oder Funktion zu übernehmen. Im oben angeführten Fall von Fukushima z. B. ist erkannt worden, dass Autobatterien die Funktion übernehmen können, die Informationseinrichtungen in der Warte wieder mit Strom zu versorgen. Zielführende Funktionalwerte könnten zuerst „Stromquelle mit der erforderlichen Spannung“ und dann präziser „Ersatzbatterien mit der erforderlichen Spannung und Kapazität“ gewesen sein. Der „Funktionalwert“ ist also Such- und Erinnerungshilfe für nutzbare Kenntnisse und Erfahrungen. Sie helfen dem Gedächtnis im Idealfall effektiv und schnell „auf die Sprünge“.

In der Regel werden Analysen dieser Art iterativ in wechselnder Abfolge mit dem Resultat durchgeführt, im Erfolgsfall die Problemstellung und die Anforderungen an die zielführenden Mittel und Wege immer weiter zu präzisieren, bis sich eine Lösung des Problems ergibt. Iterationen und Wechselwirkungen zwischen den drei Analysen sind also

ein wesentlicher Teil des Problemlöseprozesses. Jede dieser Analysen kann zur Präzisierung der anderen beiden beitragen und von ihnen Präzisierungen erfahren. Dabei können sich Ziele, Funktionalwerte (Lösungsprinzipien) und in Betracht gezogene Dinge und Vorgehensweisen auch grundlegend ändern. Ziel-, Konflikt- und Materialanalyse schließen Schritte wie z. B. das Ablesen von Informationen auf Benutzungsoberflächen, die Konsultation von Unterlagen, die Kommunikationen innerhalb des Teams und (oder) die Herbeiziehung weiterer Experten ein. AMPROSIA berücksichtigt die aufgeführten Schritte bei der Analyse des wissensbasierten Handelns (siehe weiter unten: „Aufgabenanalyseverfahren“).

Problemlöser können sich den Lösungsprozess erleichtern, indem sie das Problem in Teilprobleme zerlegen und Teilziele bilden. Das Modell sieht für diese Teilziele die gleichen Analysen vor, die oben beschrieben worden sind. Ist-Zustand für ein Teilproblem ist dann der Zustand, den der Problemlöseversuch bei den vorgelagerten Teilproblemen erreicht hat (für das erste Teilziel: der Ausgangszustand). Zielzustand ist der Zustand, der dem jeweiligen Teilziel entspricht. Die Zerlegung in überschaubarere Teilprobleme kann selbst auf einem Problemlöseprozess beruhen. Er ist mit dem Modell des Problemlöseprozesses erfassbar, wobei das (Gesamt-) Problem darin besteht, in einem ersten Schritt eine geeignete Zerlegung in Teilprobleme zu finden und dann in einem zweiten Schritt die resultierenden Teilprobleme zu lösen.

Sind mehrere Ziele zu erreichen, kann die Setzung von Prioritäten erforderlich sein. Die Klärung der Prioritäten kann selbst ein Problem sein. Der vorgestellte Problemlöseprozess deckt auch Probleme dieser Art ab.

Über die Ziel-, Konflikt- und Materialanalysen hinaus sieht das Modell des Problemlöseprozesses weitere Schritte vor. Diese sind:

- Ein gefundenes Vorgehen zur Lösung des Problems ist auf seine konkrete Anwendbarkeit in der gegebenen Situation zu prüfen, sofern das nicht bereits im Zuge der Materialanalyse geschehen ist. Am Beispiel der Autobatterien im Ereignisablauf von Fukushima lässt sich dieser Punkt verdeutlichen: Die Umsetzbarkeit der Lösung war davon abhängig, dass genügend Fahrzeuge mit geeigneten, funktionsfähigen Batterien zur Verfügung gestanden haben und diese Batterien aus den Fahrzeugen ausgebaut werden konnten, letztere also durch die Auswirkungen des Tsunami nicht so unzugänglich oder beschädigt waren, dass ein Ausbau der Batterie ausgeschlossen werden musste.

- Nach der Prüfung der Anwendbarkeit ist die Umsetzung des gefundenen Vorgehens zu planen. AMPROSIA beschränkt sich auf Problemlösungen in Gestalt einer bisher unerkannten Anwendungsmöglichkeit von Dingen oder Vorgehensweisen, die das Personal aus anderen Aufgaben so gut kennt, dass die Nutzung regelbasiert erfolgt (siehe oben und die detaillierten Ausführungen weiter unten). Diese Planung wird ebenso wie alle vorbereitenden Arbeiten wie z. B. Einweisung und Entsendung der Ausführenden, Ausfassen von Werkzeugen, Aufsuchen der Arbeitsorte außerhalb der Warte, Freischaltungen usw. der Ausführungsphase zugeordnet.

Das Modell sieht Rücksprünge von der Anwendbarkeitsüberprüfung und der Planung zu Ziel-, Konflikt- und Materialanalyse vor, wenn sich ein gefundenes Vorgehen als unpraktikabel erweist oder die Planung auf Hindernisse stößt, die das Personal regelbasiert nicht zu beseitigen oder zu umgehen vermag.

Abbildung 3.1 präsentiert einen Überblick über das Modell des Problemlöseprozesses einschließlich der Schnittstellen zur Vorphase und zur Phase der Ausführung einer gefundenen Vorgehensweise. Die Abbildung nennt auch die Faktoren, die für den Erfolg oder Misserfolg eines Problemlöseversuchs wichtig sind und auf die der nachfolgende Gliederungspunkt detailliert eingeht. Bis auf die Systematik des Problemlöseversuchs sind diese Faktoren auch für die übrigen Phasen und Schritte des wissensbasierten Handelns wichtig.

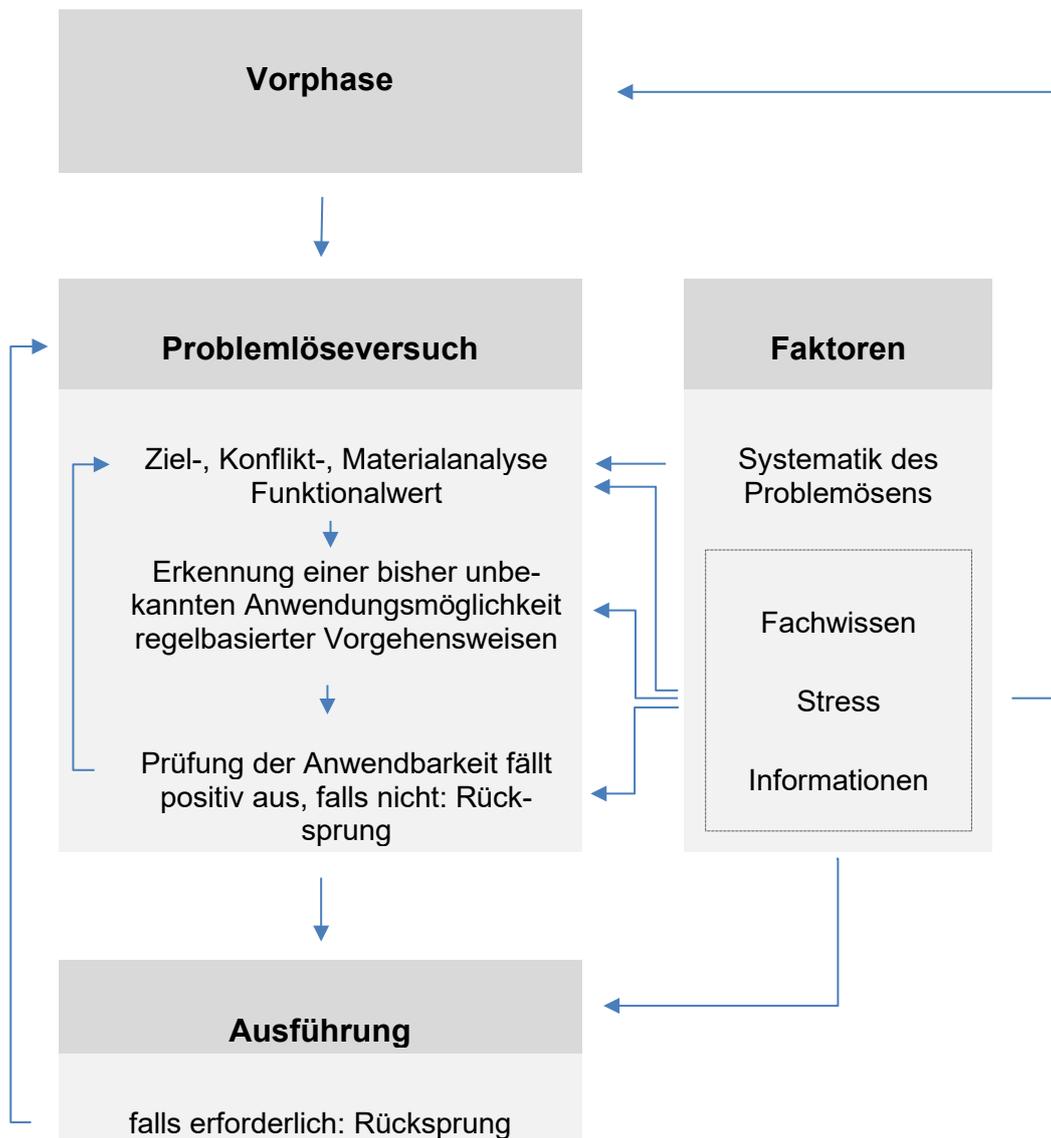


Abb. 3.1 Prozessmodell des Problemlösens im Kontext des wissensbasierten Handelns

3.2.2.2 Faktoren mit Wirkung auf den Problemlöseprozess und die übrigen Phasen des wissensbasierten Handelns

Das Modell berücksichtigt „Fachwissen“, „Stress“, „Systematik des Problemlösens“ und „Güte der Informationen“ als die hauptsächlichen Faktoren, von denen Ziel-, Konflikt- und Materialanalysen abhängen. Die Faktorausprägungen ermöglichen ein qualitatives Rating, welche Erfolgsaussichten Problemlöseversuche haben. Das Rating ist die Eingangsinformation für die quantitative Bewertung der Erfolgsaussichten. Die nachfolgend

beschriebenen Faktoren spielen also eine Schlüsselrolle für die Bewertung mit AMPROSIA, so wie sie u. a. im Vorgängerprojekt /FAS 10/ dargestellt sind:

- Probleme sind nur lösbar, wenn die Person oder das Team, das sich um die Problemlösung bemüht, über das Fachwissen verfügt, das für effektive Ziel-, Konflikt- und Materialanalysen unerlässlich ist. Insbesondere müssen die Vorgehensweisen, deren Anwendbarkeit auf das Problem zu erkennen ist, Teil des regelbasierten Fachwissens der betreffenden Person oder des betreffenden Teams sein.
- Stress ist eine psychische Reaktion auf Situationen, die der Betroffene zu meistern oder von sich abzuwenden versucht, weil ein Scheitern der Bewältigung bzw. Abwendung der Situation erhebliche Konsequenzen für Leben, Gesundheit und (oder) andere, persönlich wichtige Belange hätte. Einsatz für die Sicherheit und Pflichterfüllung können solche persönlich wichtigen Belange sein. Steht für die Person nichts persönlich Wichtiges auf dem Spiel, bleibt Stress aus. Wichtige Ursachen erhöhten oder hohen Stresses sind Zeitdruck, Aufgabenvielfalt, eingeschränkte Vorhersagbarkeit des Anlagenverhaltens, ungenaue Informationen über den Anlagenzustand sowie absehbare, persönlich wichtige Konsequenzen fehlerhaften Handelns. In der Stressreaktion wirken Kognition, Motivation und Emotionen zusammen. Bei diesem Zusammenspiel kommt es wesentlich darauf an, inwieweit die Person ihre Leistungsmöglichkeiten in der gegebenen Situation für ausreichend hält, um den Anforderungen dieser Situation gewachsen zu sein.
- Fällt die Einschätzung negativ aus, stellen sich Unruhe, Sorge und mehr oder minder massive Ängste ein. Auch versucht die Person, durch vermehrte Anstrengung und (oder) ein ungenaueres Arbeiten, das Zeit und sonstigen Aufwand spart, die Anforderungen der Situation zu meistern. Leistungseinbußen sind umso eher zu erwarten, je näher die Person an den Grenzen ihrer Belastbarkeit arbeitet und (oder) immer wieder gegen ihre Unruhe und Ängste ankämpfen muss. Dieses Ankämpfen bindet Aufmerksamkeit und Zeit auf Kosten der Bemühungen, die Situation zu analysieren und zu ändern.
- Fällt die Einschätzung, den Anforderungen der Situation gewachsen zu sein, dagegen positiv aus, sinkt das Ausmaß an Stress. Das kann auch auf eine Überschätzung der eigenen Leistungsmöglichkeiten zurückgehen.
- Erfolge können dazu beitragen, Stress zu mindern, Misserfolge lassen dagegen einen (Wieder-) Anstieg des Stressniveaus erwarten. Stress kann also mehr oder

minder schnellen und großen Änderungen unterliegen. Der Bezug zum Problemlösen ist evident: Stehen bei der Bewältigung des Ausgangszustands und der Erreichung des Zielzustands persönlich wichtige Güter und Werte auf dem Spiel, ist die zunächst fehlende Kenntnis eines Vorgehens zur Zielerreichung eine wesentliche Quelle für Stress, denn es entfällt die entscheidende Grundlage für die persönliche, Stress dämpfende Einschätzung mit seiner Kompetenz und seinen Handlungsmöglichkeiten der Situation gewachsen zu sein. In solchen Situationen kann ein systematisches Vorgehen bei den Lösungsversuchen beruhigend und stressmindernd wirken, denn es eröffnet die ein Stück weit beruhigende Aussicht, ein Vorgehen zu finden, um der Situation Herr zu werden.

- Ein systematisches Vorgehen bei der Ziel-, Konflikt- und Materialanalyse zeichnet sich durch folgende Merkmale aus:
 - Die Problemlöser verfolgen ein klares Ziel, das sie während des Problemlöseprozesses nicht aus den Augen verlieren.
 - Das Ziel der Problemlöser entspricht dem Anlagenzustand, den sie nach den Ergebnissen der System- und Ereignisablaufanalysen erreichen müssen, um das Ereignis zu meistern.
 - Während der Problemlöseversuche überwacht das Personal den Anlagenzustand und prüft, ob eine Änderung des Ziels erforderlich ist. Notwendige Zieländerungen und Anpassungen des Problemlöseversuchs werden vorgenommen.
 - Werden mehrere Ziele verfolgt, setzt das Personal Prioritäten entsprechend der objektiv gegebenen Dringlichkeit und Wichtigkeit der einzelnen Ziele.
 - Ziele werden in Teilziele zerlegt, wenn die Problemlöser kein Vorgehen finden, das den gegebenen Ausgangszustand direkt in den Zielzustand überführt. Die Teilziele erfassen lückenlos die Etappen, die zur Erreichung des Ziels durchlaufen werden müssen. Den Teilzielen entsprechen Teilprobleme, die alle systematisch bearbeitet werden. Teilziele können ihrerseits in weitere Teilziele zerlegt werden usw. Die Teilziele usw. sind diejenigen, die nach den Ergebnissen der Ereignis- und Systemanalyse effektiv zum Ziel führen.
 - Das Personal klärt, welche Hindernisse im Einzelnen erklären, dass das Ziel (bzw. ein Teilziel) vom gegebenen Ist-Zustand aus zunächst unerreichbar scheint (Stichwort „Konfliktanalyse“). Die Suche nach möglichen Hindernissen wird in der verfügbaren Zeit und mit den vorhandenen Informationen möglichst detailliert

durchgeführt. Hindernisse können durch andere Hindernisse verursacht werden. Solche Abhängigkeiten werden soweit möglich bis an ihren Ausgangspunkt zurückverfolgt. Wechselwirkungen zwischen Hindernissen werden ebenfalls, so weit wie möglich, geklärt.

- Im Zuge des Problemlösungsprozesses werden zutreffende Funktionalwerte („Lösungsprinzipien“) formuliert und präzisiert, unzutreffende Funktionalwerte werden aufgegeben oder revidiert.
- Systematische Lösungssuche zeichnen sich auch dadurch aus, die verfügbaren Dinge, Werkzeuge, technischen Einrichtungen usw. umfassend und genau unter dem Aspekt zu mustern, inwieweit sie sich als Mittel („Material“) zur Erreichung des Ziels bzw. eines Teilziels eignen, also die Funktion erfüllen können, Hindernisse zu beseitigen oder zu umgehen, die mit der Zielerreichung in Konflikt stehen.
- Zu einem systematischen Vorgehen gehört es ferner, soweit wie möglich Fachkräfte einzubeziehen, die nutzbare Kenntnisse und Erfahrungen beisteuern können.
- Die Problemlöser prüfen die gefundene(n) Vorgehensweise(n) zur Zielerreichung systematisch auf ihre sicherheitstechnische Zulässigkeit, Ausführbarkeit, Wirksamkeit und Nebeneffekte in der gegebenen Situation. Die Ausführbarkeit ist zum Beispiel zu beurteilen, indem man die verfügbare Zeit für die Ausführung, die Einsatzbereitschaft erforderlicher Fachkräfte, die Erreichbarkeit der Ausführungsorte und die Arbeitsbedingungen an diesen Orten berücksichtigt und wertet. Die Ausführung kann Freischaltungen und (oder) andere Vorbereitungen wie das Ausfassen von Werkzeugen voraussetzen, die das Team der Problemlöser in die Betrachtung einbeziehen muss.
- Werden Anwendungsbedingungen eines Vorgehens gelockert oder Nebeneffekte in Kauf genommen, erfolgt dies nach sorgfältiger Prüfung des Für und Wider. Nebeneffekte können z. B. darin bestehen, dass ein System nach seinem Einsatz als Mittel zur Erreichung eines Zieles Schäden aufweist, die es für weitere Nutzungen unbrauchbar macht.
- Erfüllen gefundene Vorgehensweisen die Anforderungen an Anwendbarkeit, Ausführbarkeit, Wirkung und Nebeneffekte nicht, verzichtet das Personal auf die Umsetzung oder stellt sie bis zu dem Zeitpunkt zurück, zu dem sich die Situation

so geändert haben könnte, dass die Anforderungen an die Anwendbarkeit erfüllt sind.

- Ist ein Problem in Teilprobleme zerlegt worden, erfolgt die Lösung der einzelnen Teilprobleme systematisch.
- Die Problemlöser behalten den Überblick, welche Lösungsansätze sie nach und nach finden und wie sie ihre Nutzbarkeit beurteilt haben. Dieser Überblick unterstützt die Konzentration auf noch nicht ausgeschöpfte Alternativen und wirkt der Möglichkeit entgegen, Problemlöseversuche zu wiederholen, die zu Recht bereits als ungeeignet beurteilt worden sind und weiterhin so beurteilt werden müssen, weil sich die Situation zwischenzeitlich nicht wesentlich verändert hat.
- Ein unsystematischer Problemlöseversuch weist dagegen die folgenden Merkmale auf:
 - Das Personal setzt sich ungeeignete, zu allgemeine oder ungenaue Ziele. Im Extremfall hat das Personal nur das ganz unspezifische Ziel, „irgendwie“ mit dem Ist-Zustand fertig zu werden.
 - Das Personal hält an Zielen fest, die geändert werden müssten, oder es verfolgt Ziele, die zu eng formuliert sind und dadurch allenfalls zu Teillösungen des Problems führen.
 - Ziele werden ohne triftigen Grund gewechselt.
 - Bei mehreren Zielen unterbleiben klare Prioritätensetzungen. Eventuell definierte Prioritäten orientieren sich nicht an der objektiv gegebenen Dringlichkeit und Wichtigkeit der Ziele. Das hat zur Folge, dass Zielprioritäten zu hoch oder zu niedrig bewertet werden.
 - Qualität und Erfolg des Problemlösens stehen infrage, wenn das Personal Art und Zusammenhänge zwischen Hindernissen auf dem Weg zum Ziel nur lückenhaft und (oder) oberflächlich klärt und (oder) ohne gründliche Überlegung ad acta legt („Es kann doch gar nicht sein, dass ...“).
 - Das Personal formuliert vage oder unzutreffende Funktionalwerte („Lösungsprinzipien“) und beeinträchtigt oder blockiert dadurch die Suche nach adäquaten Lösungen. Im Extremfall unterbleibt die Bestimmung der Funktionalwerte ganz.

- Es fehlen gründliche Analysen, welche Dinge, Werkzeuge, Einrichtungen und (oder) Vorgehensweisen sich eignen könnten, um als Mittel („Material“) zur Erreichung eines Zieles oder Teilzieles zu fungieren. Experten oder Erfahrungsträger werden nicht oder nur unzureichend konsultiert.
- Es wird keine ausreichend systematische Prüfung vorgenommen, ob ein gefundenes Vorgehen in der gegebenen Situation umsetzbar ist bzw. welche Voraussetzungen erfüllt sein oder geschaffen werden müssen, damit das Vorgehen eingesetzt werden kann. Das Personal unterlässt auch eine ausreichend genaue Prüfung, inwieweit die angenommene Wirkung in der gegebenen Situation erwartet werden kann. Unter Umständen kommt es zur Anwendung unwirksamer oder sogar kontraindizierter Vorgehensweisen.
- Ein klarer Überblick über die einzelnen Problemlöseversuche fehlt oder er ist unzureichend. Problemlöseversuche werden u. U. ganz oder teilweise wiederholt, obwohl sie nicht zum Ziel führen und sich die Bedingungen, die zu dieser Beurteilung geführt haben, nicht geändert haben.
- In einem Problemlösungsversuch benötigt das Personal Informationen über
 - Zustand der Anlage, Systeme und Komponenten,
 - Auslegung und Funktionsweise der Systeme und Komponenten,
 - system- und verfahrenstechnische Zusammenhänge,
 - Prozeduren, mit denen sich System- und Komponentenzustände ändern lassen, und die
 - Lage, Aufbau und Aufteilung von Gebäuden, Gebäudebereichen, Räumen usw.
- Es kommt wesentlich auf die Güte der Informationen an. Zu betrachten sind Informationen auf den Benutzungsoberflächen und solche in Unterlagen. Dabei steht „Benutzungsoberfläche“ für alle Teile der Anlage innerhalb und außerhalb der Warte, an denen das Personal Kontrollen und (oder) Eingriffe vorzunehmen hat. Zu den Kontrollen gehören nicht nur das Ablesen von Informationseinrichtungen, sondern auch eine Sichtprüfung zum Beispiel auf Leckagen oder Beurteilungen der Temperatur von Komponenten durch gefühlte Hitze oder Kälte bei körperlicher Annäherung.

Gesichtspunkte zur Einschätzung der Güte der Informationen sind:

- Für Informationen auf Benutzungsoberflächen: Zuverlässigkeit, Vollständigkeit, Genauigkeit, Übersichtlichkeit, Zugänglichkeit und Ablesbarkeit. Letztere hängt von der Größe der alphanumerischen Zeichen, Skalen und sonstigen Mitteln der Informationsdarbietung und von den Lichtverhältnissen am Ort der Informationsablesung ab.
- Für Unterlagen: inhaltliche Korrektheit, Vollständigkeit und Klarheit, Übersichtlichkeit, Orientierungshilfen, mit denen der Nutzer zuverlässig erforderliche Informationen findet, und Ablesbarkeit. Die Information kann unvollständig, unpräzise und (oder) ergonomisch suboptimal gestaltet sein. In solchen Fällen sind zu berücksichtigen: (1) Zeitverluste durch die Suche nach Informationen in der benötigten Qualität, (2) und (oder) Abschätzungen zur Ausprägung von Prozessgrößen, für die keine genaue Information auf der Benutzungsoberfläche vorliegt, etc. Liegen solche Bedingungen vor, hat der Anwender zu beurteilen, ob der Problemlösungsprozess trotz solcher Hindernisse und Fehlerquellen systematisch weiterläuft.
- Im Fall der Kommunikation zwischen Personen sind Faktoren wie z. B. der Geräuschpegel am Ort des Senders und (oder) des Empfängers einer Mitteilung, Übertragungsqualität der Kommunikationseinrichtung, eventuelle Funklöcher sowie die Eindeutigkeit der übermittelten Information (z. B. genaue oder ungenaue Wortwahl) zu berücksichtigen

Die Faktoren gehen in ein Rating der Erfolgsaussichten eines Problemlöseversuchs ein. Das Rating umfasst die Stufen, dass keine, mäßige, gute oder sehr gute Aussichten bestehen, eine bisher unerkannte, zielführende Anwendungsmöglichkeit von Vorgehensweisen zu finden, die aus anderen Aufgaben bekannt sind und deren Ausführung regelbasiert beherrscht wird.

- Keine Erfolgsaussichten bestehen, wenn mindestens eine der folgenden Bedingungen zutrifft:
 - Das Fachwissen des Personals ist unzureichend.
 - Das Personal steht unter Stress, der das Handeln massiv beeinträchtigt. Es gelingt dem Personal nicht, seinen Stress einzudämmen z. B. durch Selbstberuhigung oder Selbstermunterung (zu ersehen aus Äußerungen wie „nur nicht den

Kopf verlieren“, „erst mal einen Schritt von der Situation zurücktreten und tief Luft holen“ usw.).

- Den Problemlöseversuchen mangelt es an Systematik.
- Erforderliche Informationen stehen nicht oder nicht in der erforderlichen Qualität zur Verfügung.
- Die Erfolgsaussichten sind mäßig, wenn die folgenden Bedingungen alle erfüllt sind:
 - Erforderliches Fachwissen ist vorhanden.
 - Das Stressniveau ist hoch, ohne zu einer massiven Beeinträchtigung des Handelns zu führen. Es gelingt dem Personal, Stress einzudämmen z. B. durch Selbstberuhigung oder Selbstermunterung (zu ersehen aus Äußerungen wie „nur nicht den Kopf verlieren“, „erst mal einen Schritt von der Situation zurücktreten und tief Luft holen“ usw.).
 - Der Problemlöseversuch erfolgt systematisch. Die Systematik des Versuchs dämpft den Stress und wirkt stressbedingten Unterlassungs- bzw. Verwechslungsfehlern bei der Ziel-, Konflikt- und Materialanalyse entgegen. Stress kann allerdings zu Zeitverlusten führen (insbesondere, weil das Personal gegen Unruhe, Kribbeligkeit, Ängste und andere Emotionen wie Wut und Ärger ankämpft, die unter Stress mehr oder minder aufkommen).
 - Benötigte Informationen sind teilweise nicht oder nicht in der erforderlichen Qualität verfügbar; es bestehen aber mehr oder minder fehleranfällige Möglichkeiten, diese Lücken zu schließen (insbesondere durch Expertenurteil oder plausible Überlegungen). Es ist also zu erwarten, dass ein nicht zu vernachlässigender Anteil der Problemlöser beim Problemlöseversuch Erfolg hat.
- Die Erfolgsaussichten sind gut, falls die folgenden Bedingungen alle erfüllt sind:
 - Erforderliches Fachwissen ist vorhanden.
 - Stress ist zumindest anfangs hoch oder erhöht, ohne zu einer massiven Beeinträchtigung des Handelns zu führen. Es gelingt dem Personal, Stress einzudämmen z. B. durch Selbstberuhigung oder Selbstermunterung (zu ersehen aus Äußerungen wie „nur nicht den Kopf verlieren“, „erst mal einen Schritt von der Situation zurücktreten und tief Luft holen“ usw.).

- Der Problemlöseversuch erfolgt systematisch. Die Systematik des Versuchs dämpft den Stress und wirkt stressbedingten Unterlassungs- bzw. Verwechslungsfehlern bei der Ziel-, Konflikt- und Materialanalyse entgegen. Stress kann allerdings zu Zeitverlusten führen (insbesondere, weil das Personal gegen Unruhe, Ängste und andere Emotionen wie Wut und Ärger ankämpft, die unter Stress mehr oder minder aufkommen).
- Die erforderlichen Informationen sind in der nötigen Qualität verfügbar. Aufnahme und Verarbeitung der Information können Faktoren unterliegen, die das Personal belasten und stressen können: Zu denken ist an Faktoren wie die Menge an Informationen, die berücksichtigt werden muss, und (oder) ein längeres Zeitintervall, das verstreicht, bis alle für einen tragfähigen Problemlöseversuch minimal erforderlichen Informationen vorliegen. Solche Faktoren verlängern die Vorphase des Problemlöseversuchs, können bei den Problemlösern das Gefühl erzeugen, länger vor einer unklaren Lage zu stehen und Zeit zu verlieren sowie das Stressniveau dieser Personen erhöhen. Je zügiger erforderliche Informationen in der benötigten Qualität zur Verfügung steht und je übersichtlicher diese Informationen sind, desto geringer fällt Stress durch vielfältige und (oder) verzögerte Informationen aus und desto eher kann ein erfolgversprechender Problemlöseversuch beginnen.

Diese Ratings beruhen in hohem Maße auf einer Expertenbeurteilung der Erkenntnisse, die aus Beobachtungen und Befragungen im Zuge einer Anlagenbegehung oder aus Übungen am Simulator gewonnen wurden (siehe dazu unten die Ausführungen zum „Aufgabenanalyseverfahren“). Die logischen Verknüpfungen zwischen den einzelnen Faktoren haben sich aus der Zusammenführung der Erkenntnisse empirischer Untersuchungen ergeben (/FAS 10/).

Auch in der Vorphase und in der Ausführungsphase unterliegt das Handeln Faktoren, die sich auf die Handlungszuverlässigkeit auswirken können. Es sind Wissensstand, Stress, Design der Benutzungsoberflächen und der dargebotenen Information, Layout der Unterlagen und der dargebotenen Information sowie Lichtverhältnisse und anderen ergonomische Faktoren zu berücksichtigen.

3.2.2.3 Problemlösung in AMPROSIA

Prinzipiell kann die Lösung eines Problems darin bestehen, dass die Problemlöser eine ihnen gänzlich neue Vorgehensweise finden oder eine ihnen bisher unbekannte Anwendungsweise eines ihnen bereits vertrauten Vorgehens entdecken. AMPORSIA beschränkt sich auf die zweitgenannte Möglichkeit und fordert zudem, dass die bereits bekannte Vorgehensweise zum regelbasierten, beruflichen Fachwissen gehört. Außer Acht bleiben Lösungen, die sich aus Wissen ergeben könnten, das sich das Personal z. B. über Freizeitbeschäftigungen oder frühere Berufstätigkeiten außerhalb eines Kernkraftwerkes angeeignet hat. Diese Beschränkungen haben den praktischen Grund, dass die kreativen Grundlagen einer gänzlichen Neuerfindung bzw. die außerberuflichen Quellen wissensbasierter Vorgehensweisen kaum zu überblicken sind und probabilistisch vernachlässigt werden können.

Als Problemlösungen zählen in AMPROSIA also nur Vorgehensweisen, die folgenden Bedingungen genügen:

- Die Vorgehensweise gehört zum regelbasierten Fachwissen aus Schulung für und Praxiserfahrung mit Aufgaben auf den Anlagen.
- Ihre Anwendung auf das gegebene Ereignis ist sicherheitstechnisch zulässig und sie führt entweder zur Beherrschung des Ereignisses oder sie trägt zumindest dazu bei (z. B. durch Hinauszögern einer Verschlechterung des Anlagenzustandes).
- Die Nutzbarkeit muss vom Personal in der Problemsituation selbst erkannt werden, weil diese spezielle Anwendungsmöglichkeit weder durch Schulung noch durch Berufspraxis vermittelt worden ist.
- Neben dem einfachsten Fall einer einzigen Vorgehensweise kann die Ereignisbewältigung auch eine Kombination mehrerer Vorgehensweisen erfordern, die aus anderen Aufgaben bekannt und regelbasiert ausführbar sind. Sofern die Kombination zweier oder mehrerer Vorgehensweisen nicht zum regelbasierten Fachwissen gehört, ist die Erkennung des Zusammenhangs wissensbasiert und ein Teilproblem innerhalb des Gesamtproblems das Ereignis zu bewältigen.

Damit ist die Darstellung des Modells für das Problemlösen abgeschlossen. Die nachfolgenden Ausführungen zum Aufgabenanalyseverfahren von AMPROSIA zeigen, wie die bewertungsrelevanten Informationen zu gewinnen und zu verarbeiten sind.

3.2.3 Das Aufgabenanalyseverfahren

Eine Bewertung menschlicher Zuverlässigkeit erfordert Informationen über die Handlungen, die vom Personal bei der zu bewertenden Aufgabe zu erwarten sind. Diese Informationen stammen aus Beobachtungen und Befragungen des Personals; das für die Erfüllung der untersuchten Aufgabe zuständig ist. Das Personal muss dafür gewonnen werden, die erforderlichen Informationen zu geben, da unzureichende Informationen die Analyse und Bewertung beeinträchtigen oder sogar verfälschen können. Das Untersuchungsteam hat deshalb volle Transparenz herzustellen, was Ziele, Vorgehen, Methodik, erwartete Ergebnisse und Verwendung der Ergebnisse aus der Beobachtung beziehungsweise Befragung betrifft. Untersuchungsteilnehmer müssen zum Beispiel wissen und einverstanden sein, dass ihr Verhalten und ihre Kommunikationen aufgezeichnet werden. Sie müssen auch Gelegenheit bekommen, zu allen wesentlichen Ergebnissen der Untersuchung Stellung zu nehmen, bevor diese Resultate weiterverwendet werden. Vertrauensbildende Schritte dieser Art sind eine notwendige Bedingung dafür, dass Untersuchungsteilnehmer bereit sind, sich beobachten und befragen zu lassen, ohne mit unabsehbaren Konsequenzen oder Nachteilen zu rechnen. Unter dieser Voraussetzung sind reichhaltige und aussagekräftige Informationen zu erwarten, mit denen der zu erwartende Handlungsablauf genau beschrieben und analysiert werden kann.

Man bezeichnet den erwarteten Handlungsablauf auch als Handlungsmodell und dementsprechend die methodische Ermittlung dieses Handlungsablaufs als dessen Modellierung. Abweichungen vom erwarteten Handlungsablauf werden in der quantitativen Bewertung durch Unsicherheiten erfasst (siehe unten: „Bewertungsansatz“). Das grundsätzliche, methodische Vorgehen ist seit langem unter der Bezeichnung „Aufgabenanalyse“ etabliert. Als Teil der Analyse- und Bewertungsmethode darf das Aufgabenanalyseverfahren nicht mit der Ziel-, Konflikt- und Materialanalyse des Problemlöseprozesses verwechselt werden. Letztere gehören zum Problemlöseprozess, während das Aufgabenanalyseverfahren zu der Methode zählt, mit der die Erfolgsaussichten der Problemlöseversuche beurteilt werden soll.

Das Aufgabenanalyseverfahren für wissensbasiertes Handeln ist in einem Vorgängerprojekt ausführlich beschrieben (/FAS 10/, S. 44ff.). Es folgt eine Zusammenfassung der wesentlichen Punkte:

- Die System- und Ereignisablaufanalyse zeigt, welche Eingriffe des Personals bei den betrachteten Ereignisabläufen sicherheitstechnisch notwendig sind.
- Um die Bewältigung eines Ereignisses analysieren und bewerten zu können, benötigt der Methodenanwender aussagekräftige Informationen über das Vorgehen des handelnden Personals, über die Rahmenbedingungen wie z. B. Stress, unter denen das Personal handelt, und über den zeitlichen Verlauf, den das Vorgehen des Personals und die Entwicklung des Ereignisses nehmen. Das gilt unabhängig davon, ob das Handeln wissens-, regel- oder fertigkeitstbasiert erfolgt. Für das wissensbasierte Handeln sind möglichst viele Erkenntnisse über die Vorphase, den Problemlöseversuch und die Umsetzung des eventuell gefundenen Vorgehens zu gewinnen.
- Als hauptsächliche Erkenntnisquelle sollen Beobachtungen bzw. Befragungen im Zuge einer sogenannten Anlagenbegehung und (oder) während einer Übung z. B. an einem Simulator dienen. In dieser Begehung sind insbesondere folgende Punkte zu klären:
 - Zahl und Aufgaben der handelnden Personen im Team bzw. in den am Ereignis mitwirkenden Organisationseinheiten.
 - Vorgehen des Personals inklusive Zusammenarbeit und Kommunikation: Art, Zeitpunkt und Dauer der einzelnen Aktivitäten pro Akteur.
 - Bezug zwischen Handlungsablauf und dem Anlagen- und Systemverhalten: wann treten welche Zustände ein, wann werden welche Automatikaktionen ausgelöst und welches Ergebnis haben sie zu welchem Zeitpunkt, wann stehen welche Informationen, Alarmer und Meldungen an, wann erfolgen welche Reaktionen des Personals auf diese Zustände bzw. Informationen, Alarmer und Meldungen?
 - Arbeitsorte und eventuelle Wegezeiten, um an die Arbeitsorte (z. B. die Notsteuerstelle) zu gelangen.
 - Arbeitsbedingungen am jeweiligen Arbeitsort.
 - Arbeitsmittel inklusive Benutzungsoberflächen und Unterlagen.

- Art, Richtigkeit und Genauigkeit der Informationen auf den Benutzungsoberflächen, in Dokumenten und aus sonstigen Quellen (z. B. der mündlichen oder fernmündlichen Kommunikation zwischen Personen).
- ergonomische Qualität der Informationsdarstellung.
- das Ausmaß an Stress: wichtige Aspekte wie z. B. Unruhe und Ängste erlebt der Betroffene bewusst und kann folglich darüber Auskunft geben. Das Gleiche gilt für Techniken, die er anwendet, um Stress zu dämpfen (Selbstermunterung, Selbstberuhigung, ...).
- Überlegungen, die das Personal im Zuge der Ziel-, Material- und Konflikthanalyse anstellt und über die es Auskunft geben kann, da diese Überlegungen in einem erheblichen Umfang bewusst ablaufen.
- Auskünfte des Personals zu allem, was die Bewältigung des Ereignisses unterstützt oder erschwert oder was dem Personal sonst noch aufgefallen ist.
- sofern bestimmte Handlungen während einer Anlagenbegehung oder in einer Übung am Simulator nicht real vorgeführt werden können: möglichst genaue Erläuterung dieser Handlungen am Ausführungsort durch Personal, das diese Handlungen im Ernstfall vollziehen würde.
- Diese Informationen sind für die Vorphase, den Problemlöseversuch und die Ausführung einer eventuell gefundenen Vorgehensweise zu ermitteln.
- Der Methodenanwender vergewissert sich, dass das Personal das sicherheitstechnisch erforderliche Vorgehen nicht regel-, sondern wissensbasiert finden muss. Die Klassifizierung erfolgt auf der Grundlage
 - einer Sichtung schriftlicher Unterlagen (u. a. Betriebshandbuch, Notfallhandbuch, Prüfhandbuch, Übungs- und Ausbildungsplan),
 - den Informationen aus der Anlagenbegehung bzw. aus beobachteten Übungen am Simulator,
 - von Erkenntnissen aus Gesprächen mit sonstigem, sachkundigem Personal des Anlagenbetreibers (z. B. Ausbilder) und mit weiteren Personen, die Auskünfte über den Wissensstand geben können und dürfen.
- Beobachtungen und Befragungen des sachkundigen Personals bilden nicht die einzigen Quellen für ein Modell des Handlungsablaufs. Wichtig können z. B. auch

Beschreibungen der Handlungsabläufe in einschlägigen meldepflichtigen Ereignissen oder Prozeduren sein, die für die Bewältigung des Ereignisses im Nachgang zu einem Ereignis und (oder) in vergleichbaren, anderen Anlagen entwickelt und eintrainiert worden sind. Stehen für die Modellierung des Handelns keine Erkenntnisse aus der Beobachtung und Befragung im Zuge einer Anlagenbegehung oder Übung am Simulator zur Verfügung, kann der Methodenanwender ein Handlungsmodell mit Informationen aus solchen anderen Quellen erstellen. Die Dokumentation der Analyse und Bewertung hat genaue Auskunft darüber zu geben, aus welchen Quellen die Informationen für die Modellierung des Handelns stammen und wie eventuelle Lücken in den Informationen aus den genutzten Quellen geschlossen worden sind. Gibt es in einer anderen als der betrachteten Anlage regelbasierte Prozeduren für ein Ereignis, das in der betrachteten Anlage wissensbasiert beherrscht werden muss, ist zu klären, inwieweit sich das Personal der betrachteten Anlage Kenntnisse aus diesen Prozeduren hat aneignen können (z. B. im Rahmen eines eventuellen Informationsaustausches zwischen den Anlagen).

- Gewonnene Informationen werden zu einem Handlungsmodell, also einer Beschreibung des erwarteten Handlungsablaufs zusammengeführt: Aus dem Modell hat hervorzugehen, wer wann wo was unter welchen Rahmenbedingungen, auf welche Veranlassung, mit welchen Mitteln und mit welchem Ergebnis tut.
- Der Methodenanwender vergewissert sich, dass sein Handlungsmodell den realen Handlungsablauf korrekt wiedergibt. Er holt dazu Rückmeldungen des Personals und der sonstigen Personen ein, mit deren Informationen er das Handlungsmodell entwickelt hat. Das Modell wird anhand dieser Rückmeldungen aktualisiert und auf dem aktualisierten Stand für die weiteren Schritte der Analyse und Bewertung genutzt.
- Die Analyse der Erfolgsaussichten des Problemlöseversuchs geht von diesem Handlungsmodell aus. Dazu sind in einem ersten Schritt zu beurteilen:
 - das Vorhandensein des Fachwissens, das ein erfolgreicher Problemlöseversuch erfordert.
 - die Höhe des Stressniveaus.
 - die Systematik des Problemlöseversuchs.
 - die Unterstützung des Problemlöseversuchs durch die verfügbaren Informationen.

- Ein zweiter Schritt sieht die Zusammenführung der Einzelbeurteilung zu einer Gesamtbeurteilung mit drei Ratingstufen vor (siehe oben).
- Dieses Rating bildet die Grundlage für die quantitative Bewertung der Zuverlässigkeit, mit der das Personal die korrekte, aber bisher unbekannte Anwendungsmöglichkeit einer regelbasierten Vorgehensweise erkennt.
- Als Lösung ist in der vorliegenden Methode nur die wissensbasierte Erkennung der Möglichkeit definiert, eine dem Personal aus anderen Aufgaben bekannte und regelbasiert beherrschte Vorgehensweise (synonym: Prozedur) zur Bewältigung des Ereignisses nutzen zu können. Zur Analyse der Ausführung dieser Handlungen stehen etablierte Methoden bereit.
- In der Vorphase und im Problemlöseversuch können Denkfehler und Fehlentscheidungen auftreten. Man bezeichnet sie in der Fachliteratur auch als kognitive Fehler. AMPROSIA sieht, wie schon in den Vorgängerprojekten, den Rückgriff auf eine bestehende Methode vor (/FAS 03/), um schädlicher Eingriffe zu erfassen, zu analysieren und zu bewerten, die sich ungewollt als Folge fehleranfälliger Denk- und Entscheidungsprozesse einstellen können.
- Als schädlich gilt ein Eingriff, der den gegebenen Anlagenzustand weiter verschlechtert. Man denke z. B. an die Möglichkeit, ein Ventil A kurzzeitig zu öffnen und dadurch einer Leitung L Flüssigkeit zuzuführen, um in der Leitung L durch den Druck einer Gegenströmung ein Ventil B zuzudrücken, das fälschlich offensteht und durch keine Schaltheilung geschlossen werden kann. Der Denkfehler könnte darin bestehen, dass sich A nach kurzer Zeit per Knopfdruck wieder schließen lasse, das Personal aber nicht bedacht hat, dass der vorrangige, automatisch ausgelöste Komponentenschutz diese Schließung bei dem Druck, unter dem die ausströmende Flüssigkeit steht, verunmöglicht.
- Aus der empirischen Forschung kennt man zahlreiche fehlerträchtige Eigentümlichkeiten des menschlichen Denkens wie z. B. die Unterbewertung einzelner, nicht zur Mehrheit der übrigen Informationen über einen Sachverhalt passenden Informationen. Solche Strategien des Denkens können oft ein schnelles, effektives Handeln unterstützen, dann aber zu Fehlern führen, wenn es gerade auf die scheinbar vernachlässigbaren Unstimmigkeiten ankommt, um korrekt handeln zu können.

- Kommen Faktoren wie Stress, ungenaues Wissen und (oder) defizitäre Anzeigen, Meldungen und Unterlagen hinzu, können Fehleinschätzungen des Ist-Zustandes mit der Folge eintreten, einen Eingriff für zulässig oder gar notwendig zu halten, der wegen seiner objektiv schädlichen Wirkung unterbleiben müsste. Details sind in der angeführten Publikation zu finden (/FAS 03/).

Die Zuverlässigkeit der Ausführung einer nutzbaren, regelbasierten Vorgehensweise ist mit etablierten Methoden bewertbar. Man beachte dazu die einschlägigen Empfehlungen des Facharbeitskreises für die Probabilistische Sicherheitsanalyse deutscher Kernkraftwerke (/FAK 05/, /FAK 16/) und die dort angeführten Quellen. Die vorliegende Methodenbeschreibung geht auf diese etablierten Methoden nicht weiter ein.

3.2.4 Der Ansatz für die quantitative Bewertung der Erfolgsaussichten eines Problemlöseversuchs

Die quantitative Bewertung eines Problemlöseversuchs erfordert Schätzwerte und Unsicherheitsbänder bzw. Fehlerfaktoren. Im vorliegenden Projekt haben sich aus der Recherche der Fachliteratur keine Erkenntnisse ergeben, die eine Revision des Bewertungsansatzes aus den Vorgängerprojekten erfordern. Es wurden aber zwei wichtige Erweiterungen vorgenommen, um eine breitere Anwendung zu ermöglichen. Die Darstellung des Bewertungsansatzes rekapituliert dessen Grundgedanken, erläutert die Erweiterungen dieses Ansatzes im vorliegenden Projekt und endet mit einer Anleitung, wie der weiterentwickelte Bewertungsansatz durchzuführen ist.

3.2.4.1 Grundgedanken des Bewertungsansatzes

Der Bewertungsansatz beruht wesentlich auf der Übertragung von Zuverlässigkeitsdaten, die Swain für bestimmte regelbasierte Diagnosen vorsieht, auf Problemlöseversuche (/FAS 10/, S. 54ff.). Im Einzelnen:

- „Die Schätzwerte für ein Problemlösen unter guten Erfolgsaussichten entsprechen den Werten, die Swain für eine konservative Bewertung der Zuverlässigkeit vorsieht, dass das Personal ein Ereignis unter ungünstigen Rahmenbedingungen richtig und rechtzeitig diagnostiziert. ... Die Schätzwerte für erfolgreiches Problemlösen entsprechen somit der obersten der drei Kurven im Diagramm auf S. 13 in Kapitel 12 von Swains Handbuch (/SWA 83/). Sie wird im Folgenden kurz als ‚obere Kurve‘ bezeichnet.“

- Diese Übertragung beruht auf folgenden Überlegungen:
 - Es gilt sowohl für die Diagnosen, die mit der oberen Kurve zu bewerten sind, als auch für den Problemlöseversuch, dass das Personal kein Training erhalten hat, in dem die Anwendung der zu nutzenden Prozedur auf das Ereignis eingeübt worden ist.
 - Wenn gute Erfolgsaussichten für einen Problemlöseversuch bestehen, (1) besitzt das Personal das erforderliche Fachwissen, (2) geht beim Problemlösen systematisch vor und (3) hat alle Informationen, die es braucht, um erforderliche Vorgehensweisen zu finden. (4) Der systematisch ablaufende Problemlöseversuch dämpft Stress. Diese Faktoren unterstützen die korrekte Erkennung der bisher unerkannten Anwendungsmöglichkeiten einer Prozedur, die für andere Situationen als den betrachteten Ereignisablauf vorgesehen und eingeübt ist.
 - „Problemlösen erfordert eher mehr Zeit als das Erinnern vorgegebener und eintrainierter Handlungen. ... Die Übertragung Swain'scher Daten ... hat dem eher höheren Bedarf an Zeit bei Problemlösungsprozessen Rechnung zu tragen. Dies geschieht durch die Wahl der obersten Kurve für eine konservative Bewertung.“
 - „Problemlösen ist in einer Situation gefordert, in der das Personal nicht nach vorgeplanten und trainierten Prozeduren bzw. Routinen vorgehen kann. Als Fehlerfaktor war daher der Wert 10 zu wählen (siehe /SWA 83/, Tabelle 7-2 (8)).“

Die folgende Abbildung 3.2 präsentiert die in Rede stehende obere Kurve aus NUREG/CR-1278 (/SWA 83/).

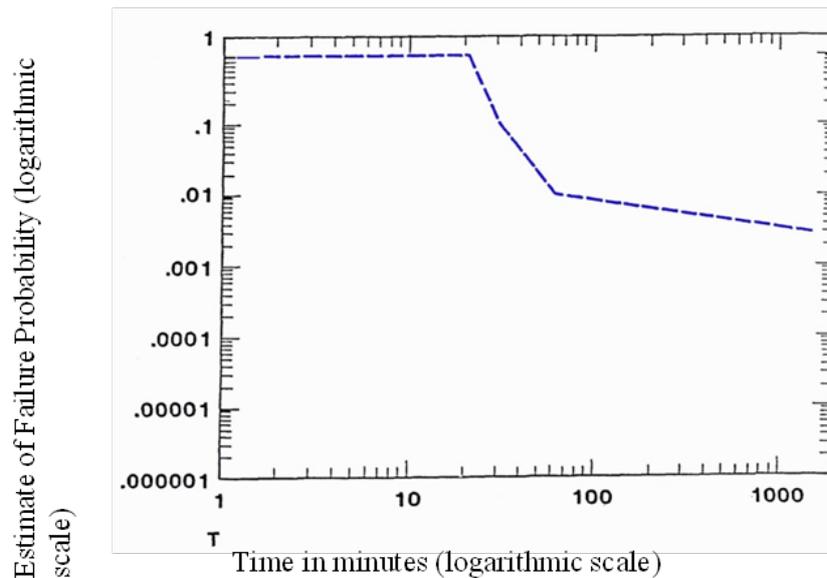


Abb. 3.2 Zuverlässigkeit des Problemlösens unter guten Erfolgsaussichten in Abhängigkeit von der zur Verfügung stehenden Zeit

Man beachte:

- Die Kurve repräsentiert ab dem Zeitpunkt $T=20$ Minuten die Mediane einer Log-Normalverteilung für Schätzwerte der Fehlerwahrscheinlichkeit. Zu jedem Zeitpunkt $T > 20$ Minuten kann der Schätzwert für die Fehlerwahrscheinlichkeit von diesem Median nach oben oder unten abweichen und Werte zwischen 0 und 1 annehmen. So ist es z. B. möglich, dass der Schätzwert für die Wahrscheinlichkeit eines erfolgreichen Problemlöseversuchs schon kurz nach Überschreitung der Zwanzig-Minuten-Grenze einen hohen Wert aufweist. Aber auch nach deutlich mehr als zwanzig Minuten kann der Schätzwert für die Fehlerwahrscheinlichkeit sehr hoch sein.
- Die Kurve gilt für alle Ereignisse, bei denen das Personal gute Erfolgsaussichten hat, die bisher unbekannte Anwendbarkeit einer regelbasierten Vorgehensweise auf das Ereignis zu finden. Eine Unterscheidung nach Ereignisarten findet nicht statt.
- Frühestens zwanzig Minuten ab Ereigniseintritt haben Problemlöseversuche eine mittlere Erfolgswahrscheinlichkeit größer Null. Die Vorphase (siehe oben) dauert diesem Bewertungsansatz entsprechend also immer zwanzig Minuten, unabhängig von der Art des Ereignisses.

- Je mehr Zeit über zwanzig Minuten hinaus zur Verfügung steht, desto wahrscheinlicher ist es im Mittel das Problem zu lösen. Dieser Zusammenhang ist plausibel, weil mehr Zeit ein gründlicheres Arbeiten am Problem ermöglicht.
- Mit der Kurve ist nur der Fehler bewertbar, das Problem zum Zeitpunkt T zu lösen bzw. nicht zu lösen. Führen Denk- und Entscheidungsfehler (Fehldiagnosen und Fehlentscheidungen) zu schädlichen Eingriffen, erfolgt die quantitative Bewertung mit der dafür vorgesehenen Methode (/FAS 03/).
- Swain hat die Kurve auf der Basis einer Kombination aus empirischen Erkenntnissen und Expertenurteilen erstellt. Die Kurvenerstellung hat weder das schutzzielorientierte Vorgehen noch die Unterstützung durch automatische Diagnosesysteme berücksichtigt. Es ist auch damit zu rechnen, dass Krisenstäbe und Krisenorganisationen die Problemlöseversuche unterstützen oder an sich ziehen, sobald sie arbeitsfähig sind. Es ist also kaum damit zu rechnen, dass das Team der Operateure in der Warte im Intervall zwischen sechzig und eintausend Minuten, also fast siebzehn Stunden, auf sich allein gestellt an der Problemlösung arbeitet. Der Bewertungsansatz von AMPROSIA trägt solchen Faktoren Rechnung (siehe weiter unten).

Trivialerweise nimmt die Wahrscheinlichkeit eines erfolgreichen Problemlöseversuchs den Wert null an, wenn die Problemlösung keine Erfolgsaussichten hat.

Laborexperimente belegen, dass ein Problem unter mäßigen Erfolgsaussichten mit einer Wahrscheinlichkeit von 0,5 oder nahe an 0,5 gelöst wird (/FAS 10/, Kap. 4). Die Ergebnisse dieser Experimente enthalten keine Informationen, wie viel Zeit die Lösungsversuche bis zum Erfolg gedauert haben. Als provisorischer Ansatz wurde in den Vorgängerprojekten daher eine Sprungfunktion angenommen: Innerhalb der Vorphase ist die Lösungswahrscheinlichkeit gleich null, danach im Mittel konstant 0,5. Wegen der Unsicherheiten der Schätzung kann der Wert mehr oder minder stark von 0,5 abweichen. Aus den Recherchen des vorliegenden Vorhabens (siehe Abschnitt 3.1) haben sich keine zusätzlichen Erkenntnisse ergeben.

Ein erfolgreiches wissensbasiertes Handeln besteht darin, dass nach dem gelungenen Problemlöseversuch die gefundene Prozedur korrekt ausgeführt wird (Näheres dazu siehe unten in der Anleitung zur Durchführung der quantitativen Bewertung).

3.2.4.2 Weiterentwicklungen des Bewertungsansatzes

Die Erweiterungen bestehen in der Flexibilisierung der Zeitspanne, die für die Vorphase anzusetzen ist, und im Ersatz der Sprungfunktion bei mäßigen Erfolgsaussichten eines Problemlöseversuchs durch einen gleitenden Übergang. Im Einzelnen:

- In einem Ereignis könnten sich die physikalisch-technischen Prozesse so entwickeln, dass Informationen, die für die Erkennung des Ereignisses und eines geeigneten Vorgehens erst nach Überschreitung der Obergrenze von zwanzig Minuten vorliegen. Erst danach kann die Wahrscheinlichkeit für korrekte Problemlöseversuche Werte größer null annehmen. Zudem hat die Analyse eines Falls aus der Betriebserfahrung deutscher Kernkraftwerke in einem Vorgängerprojekt gezeigt, dass die Problemlösung unter guten Erfolgsaussichten schon nach zwei Minuten vorgelegen hat (/PES 17/, Abschnitt 4). Einzelfälle sind mit großer Vorsicht als Grundlage weiterreichender Schlüsse zu behandeln. Der Fall belegt aber doch, dass deutlich kürzere Zeitspannen als zwanzig Minuten für die Vorphase möglich sind. Solange keine weiteren Erkenntnisse vorliegen, werden daher zwei Minuten als Mindestdauer der Vorphase angesetzt. Untersuchungen regelbasierter Diagnosen haben gezeigt, dass korrekte regelbasierte Diagnosen schon nach ein bis zwei Minuten erfolgen können (/MOS 90/, S. 10), die Zwanzig-Minuten-Grenze also auch für regelbasierte Diagnosen viel zu hoch angesetzt sein könnte. Der Ansatz für die Bewertung wissensbasierten Handelns hat auf Grund dieser Überlegungen bzw. Erfahrungen folgende Weiterentwicklungen erfahren:

- Der Anwender legt die Obergrenze des Zeitfensters, in dem die Wahrscheinlichkeit des erfolgreichen Problemlöseversuchs konstant den Wert null hat, auf der Grundlage möglichst umfassender Erkenntnisse fest, die er im Zuge der Aufgabenanalyse über die tatsächliche Dauer der Vorphase gewonnen hat. Er berücksichtigt dabei, wann die für den Beginn einer tragfähigen Problemlösung erforderliche Information komplett vorliegt und wie lange es gedauert hat, bis das Personal nach der Verfügbarkeit dieser Information einen Problemlöseversuch tatsächlich aufgenommen hat.
- Vorphasen von weniger als zwei Minuten Dauer werden bis zum Vorliegen genteiliger Erkenntnisse ausgeschlossen.
- Die Möglichkeit einer schnellen Problemlösung nach minimal zwei Minuten war Anlass, in einem Vorgängerprojekt sehr gute Erfolgsaussichten als eine vierte Ratingstufe vorzusehen (/PES 17/, Abschnitt 3). Für gute Erfolgsaussichten wurde

an einer starren, zwanzigminütigen Vorphase festgehalten. Für sehr gute Erfolgsaussichten wurde sehr vereinfachend eine Dauer von zwei Minuten angesetzt, um der zugrundeliegenden empirischen Erkenntnis Rechnung zu tragen (/PES 17/, Abschnitt 4). Die Weiterentwicklung im aktuellen Projekt überwindet diese Übereinfachung, indem sie die tatsächliche Länge der Vorphase und die Faktoren berücksichtigt, die sich auf diese Länge auswirken: (1) Zeitpunkt, zu dem alle erforderlichen Informationen vorliegen bzw. Lücken in der lösungsrelevanten Information erkennbar werden und (2) Dauer einer eventuellen Verzögerung, mit der das Personal nach diesem Zeitpunkt Problemlöseversuche aufnimmt.

- Unter mäßigen Erfolgsaussichten sinkt der Schätzwert für die mittlere Wahrscheinlichkeit, ab dem Ende der Vorphase keinen erfolgreichen Problemlöseversuch realisiert zu haben, nicht mehr in Form einer Sprungfunktion, sondern allmählich auf den mittleren Wert von 0,5 ab. Mangels genauerer Informationen dient die Kurve in Abbildung 3.2 als Grundlage für die Festlegung der Funktion, die diesen Rückgang der Fehlerwahrscheinlichkeit erfasst. Letzterer wird bei logarithmisch skalierten Abszisse und logarithmisch skalierten Ordinate als Gerade durch die Punkte $T=20$ Minuten, $P=1$ und $T=1000$ Minuten, $P=0,5$ bestimmt. Diese Gerade erfasst den Schätzwert P für die mittlere Wahrscheinlichkeit, das Problem im Zeitintervall zwischen zwanzig und eintausend Minuten nicht gelöst zu haben. Die gesuchte Funktion für erfolgreiche Problemlöseversuche ergibt sich durch Übergang auf die Gegenwahrscheinlichkeit $(1-P)$. Der Grund für die Wahl dieser Abklingfunktion besteht darin, dass die Gerade das mathematisch einfachste Modell für die Verbindungslinie zwischen zwei Punkten bildet. Nach der Flexibilisierung der Zeitspanne für die Vorphase ist noch festzulegen, wie die Funktion mit Vorphasen längerer oder kürzerer Dauer zu verknüpfen ist. Die vorliegende Weiterentwicklung sieht vor, die Funktion ohne sonstige Änderung entlang der Abszisse nach links oder rechts bis zu dem Zeitpunkt zu verschieben, zu dem die Vorphase endet. Vorbild dafür war das Vorgehen Swains, der den konservativen Bewertungsansatz aus dem nominalen Bewertungsansatz entwickelt durch Verlängerung der Zeitspanne, in der die Fehlerwahrscheinlichkeit beim Wert 1 liegt, von zehn auf zwanzig Minuten (/SWA 83/, Kap. 12). Eine Verschiebung auf einen Zeitpunkt zwischen zwei und zwanzig Minuten bedeutet, dass der Schätzwert $P=0,5$ entsprechend früher erreicht wird. Endet die Vorphase also nicht bei zwanzig, sondern z. B. bei fünfzehn Minuten, ist der Schätzwert für die mittlere Wahrscheinlichkeit eines erfolgreichen Problemlöseversuchs im Intervall zwischen 995 und 1000 Minuten konstant gleich 0,5. Dauert die Vorphase dagegen

z. B. eine halbe Stunde, würde dieser Schätzwert erst zum Zeitpunkt $T=1010$ Minuten erreicht.

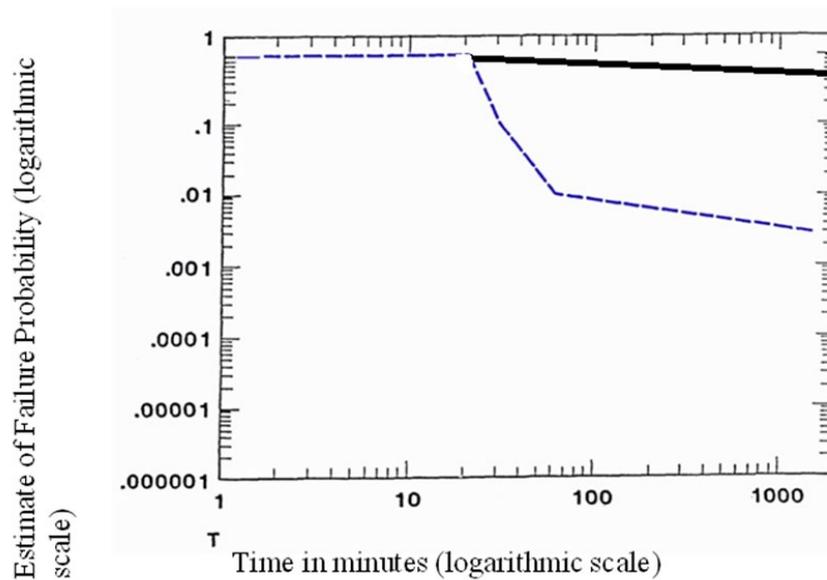


Abb. 3.3 Median der geschätzten Wahrscheinlichkeit scheiternder Problemlöseversuche in Abhängigkeit von Erfolgsaussicht des Problemlöseversuchs

gut: untere Kurve, mäßig: obere Kurve, Keine: $P=1.00$ über die gesamte Zeitskala

Beide Erweiterungen bedürfen ebenso wie der gesamte Bewertungsansatz einer kritischen Überprüfung und Validierung mit empirischen Erkenntnissen.

3.2.4.3 Anleitung für den Anwender des Bewertungsansatzes AMPROSIA

Die Bewertung wissensbasierten Handelns umfasst folgende Schritte und Teilschritte:

Schritt 1:

Zeigt das Aufgabenanalyseverfahren, dass die Vorgehensweise zur Bewältigung des Ereignisses nicht zu den Prozeduren gehört, die das Personal für andere Aufgaben regelbasiert beherrscht, scheitert der Problemlöseversuch nach AMPROSIA mit Sicherheit.

Umfasst das Fachwissen des Personals dagegen eine Prozedur, deren Anwendung nach den Erkenntnissen der Ereignis- und Systemanalyse zur Bewältigung des Ereignisses führt oder beiträgt und deren Anwendbarkeit das Personal wissensbasiert zu erkennen hat, ist Schritt 2 zu vollziehen.

Schritt 2:

Die Länge der Vorphase ist zu bestimmen. Sie endet, wenn das problemlösende Team alle Informationen gesammelt hat, die ein erfolgversprechender Problemlöseversuch unbedingt erfordert, und dieses Team den Versuch den Ergebnissen der Anlagenbegehung bzw. Beobachtungen einer Übung am Simulator entsprechend tatsächlich einleitet. Es kann mehr oder weniger große Verzögerungen dieses Zeitpunktes gegenüber dem Zeitpunkt geben, zu dem die erforderliche Information auf den Benutzungsoberflächen ansteht, da die Zusammenführung der einzelnen Informationen zu einem Gesamtbild erst stattfinden kann, nachdem die lösungsrelevanten Informationen vorliegen, und weil die Zusammenführung der Einzelinformationen zu einem Gesamtbild mehr oder weniger viel Zeit in Anspruch nehmen kann.

Zeigen die Ergebnisse aus der Anlagenbegehung oder aus Beobachtungen von Übungen an einem Simulator, dass ein erfolgversprechender Problemlöseversuch erst begonnen hat, nachdem die Schichtmannschaft durch zusätzliche Experten Verstärkung erfahren hat, endet die Vorphase, wenn diese Experten alle für die Problemlöseversuche erforderlichen Informationen zur Kenntnis genommen haben. Solche Experten können insbesondere die Mitglieder des Krisenstabes der Anlage sein. Es ist mit Verzögerungen zu rechnen, bis die Experten die Warte von ihrem Aufenthaltsort aus erreichen. Die Kenntnisnahme der erforderlichen Informationen kann z. B. im Zuge eines Briefings der Experten durch die Mitglieder der Schichtmannschaft erfolgen.

Schritt 3:

Bestehen nach den Ergebnissen der Aufgabenanalyse keine Erfolgsaussichten für den Problemlöseversuch, scheitert das wissensbasierte Handeln mit Sicherheit ($P = 1.00$).

Der Anwender schätzt die Zuverlässigkeit des Problemlösens bei guten und mäßigen Erfolgsaussichten wie im Bewertungsansatz von Swain (siehe /SWA 83/, Kapitel 12, /SWA 87/, Kapitel 6, dort Abbildung 6-3).

- Der Methodenanwender bestimmt die Länge der Zeitspanne T_{MAX} , die dem Personal höchstens zur Verfügung steht, um das Ereignis ab Ereigniseintritt (zum Zeitpunkt $T_0 = 0$) wissensbasiert zu beherrschen. Das Ende dieser Zeitspanne entspricht dem Zeitpunkt T_{MAX} , zu dem das gefundene, zielführende Vorgehen wirksam werden muss, um den Ereignisablauf zu beherrschen. Man denke z. B. an die Wiederherstellung einer ausreichenden Wärmeabfuhr aus dem Primärkreis bis spätestens zu dem Zeitpunkt (T_{MAX}), ab dem ein Kernschaden einsetzen würde. T_{MAX} beruht auf Erkenntnissen der Ereignis- und Systemanalyse.
- Der Zeitbedarf für die Ausführung T_A der im Problemlöseversuch gefundenen, zielführenden Prozedur ist zu bestimmen. Als Grundlage dienen die Erkenntnisse aus Anlagenbegehungen sowie Übungen an einem Simulator und (oder) anderen Quellen. Zur Ausführung zählen alle Handlungen, die anstehen, nachdem die Prüfung der Anwendbarkeit der gefundenen Lösung mit einem positiven Ergebnis abgeschlossen ist (u. a. die Einweisung der ausführenden Personen, Freischaltungen, das Ausfassen erforderlicher Werkzeuge und Wegezeiten zu den unterschiedlichen Handlungsorten, an denen das Personal Kontrollen, Eingriffe oder sonstige Aktionen auszuführen hat).
- Man bildet die Differenz aus der insgesamt verfügbaren Zeitspanne T_{MAX} und dem Zeitbedarf für die Ausführung T_A . Daraus ergibt sich die Zeitspanne T_F , die das Personal maximal für das Durchlaufen der Vorphase, den Problemlöseversuch und die Prüfung der Anwendbarkeit einer gefundenen zielführenden Vorgehensweise verbrauchen kann: $T_F = T_{MAX} - T_A$. „F“ steht für Findung eines zielführenden Vorgehens.
- Die Länge T_V der Vorphase ist zu ermitteln. Das ist diejenige Zeitspanne, ab der das Personal einen Problemlöseversuch unternehmen kann, nachdem alle für den erfolgreichen Problemlöseversuch erforderlichen Informationen auf den Benutzungsoberflächen anstehen. Ist $T_F \leq T_V$ ($T_F = T_{MAX} - T_A$), scheitert das wissensbasierte Handeln, weil für die Ausführung der erforderlichen Kontrollen, Eingriffe und sonstigen Handlungen nicht mehr genug Zeit verbleibt.
- Ist dagegen $T_V < T_F$, hat das problemlösende Team $X = (T_F - T_V)$ Minuten für den Problemlöseversuch mit guten bzw. mäßigen Erfolgsaussichten zur Verfügung.
- Abbildung 3.3 ist auf eine Vorphase von $T_V = 20$ Minuten bezogen. Gilt $T_V \neq 20$ Minuten, ist eine Anpassung wie folgt vorzunehmen.

- Ist $T_V \leq 2$ Minuten, gilt $P=1.00$ unabhängig davon, ob der Problemlöseversuch mäßige oder gute Erfolgsaussichten hat. Diese Zwei-Minuten-Schwelle beruht auf einer Erkenntnis aus der deutschen Betriebserfahrung, dass Operateure unter guten Erfolgsaussichten etwa zwei Minuten gebraucht haben, um wissenschaftlich ein zielführendes Vorgehen zu finden (siehe oben).
- Liegen mäßige Erfolgsaussichten vor und ist $2 < T_V \leq 20$ Minuten,
 - interpoliert man eine Gerade $\log(P) = b - a \times \log(T)$, die durch die beiden Punkte $(T = T_V, P = 1.00)$ und $(T = 1000 - T_V, P = 0.50)$ geht.
 - errechnet mit den resultierenden Parametern a und b $\log(P) = b - a \times \log(T_F)$ und daraus P an der Stelle $T = T_F$.
 - Liegen mäßige Erfolgsaussichten vor und ist $T_V > 20$ Minuten, interpoliert man eine Gerade durch die beiden Punkte $(T = T_V, P = 1.00)$ und $(T = 1000 + T_V - 20, P = 0.50)$ und errechnet aus der resultierenden Geraden P an der Stelle $T = T_F$. Die gerade Strecke durch die Punkte $(T = 20, P = 1.00)$ und $(T = 1000, P = 0.50)$ wird also entlang der Abszisse nach links oder rechts so weit verschoben, dass der Ordinatenwert $P = 1.00$ beim Abszissenwert T_V liegt. Je kleiner T_V ausfällt, desto eher wird ein bestimmter Ordinatenwert $0.5 \leq P < 1.00$ erreicht.
- Interpolierende gerade Strecken können auch für den Fall guter Erfolgsaussichten ermittelt werden. Man beachte, dass in diesem Fall drei Kurvenstücke zu berücksichtigen sind, die in Abbildung 3.3 durch die Punkte $(T = 20, P = 1.00)$, $(T = 30, P = 0.10)$, $(T = 60, P = 0.01)$ und $(T = 1000, P = 0.003)$ bestimmt sind.
- Die Interpolationen sind zu empfehlen, weil ein Ablesen der P -Werte in Abbildung 3.3 v. a. für den Fall der mäßigen Erfolgsaussichten recht ungenau wäre.
- Der Schätzwert P an der Stelle T_F ist wie im Ansatz von Swain (/SWA 83/, /SWA 87/, a.a.O.) Median einer Lognormal-Verteilung. Der Fehlerfaktor beträgt 10 (siehe oben). Das bedeutet, dass auch bei großen Werten für P mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit Werte auftreten können, die von diesem Median in Richtung auf Null oder Eins mehr oder minder weit abweichen. Es gilt:
 - $P'(T) = 1.00$, falls $T < 2$ min.
 - $P'(T_F) = P(20 + T_F - T_V)$, falls $T_V \geq 2$ min (T_F in Minuten). P' steht für den Median der Schätzwerte, P für den Median der Schätzwerte entsprechend Abbildung 3.3 und in Abhängigkeit von guten bzw. mäßigen Erfolgsaussichten. Ist $T_F = T_V$ gibt

es für eine korrekte wissensbasierte Diagnose keine zeitlichen Spielräume. In Einklang mit Abbildung 3.3 gilt folglich $P'(T_F = T_V) = P(20) = 1.00$.

Man beachte: P ist Median der Schätzwerte für die bedingte Wahrscheinlichkeit, die zielführende Anwendbarkeit einer für andere Aufgaben regelbasierten Vorgehensweise auf das zu beherrschende Ereignis wissensbasiert nicht zu erkennen, wenn die Vorgehensweise bis zum Zeitpunkt T_{MAX} abgearbeitet und die Ausführung zum Zeitpunkt T_F beginnen muss, damit das Ende der Ausführung mit T_{MAX} koinzidiert. P ist also nicht Median der Schätzwerte für die unbedingte Wahrscheinlichkeit eines erfolgreichen Problemlöseversuchs zum Zeitpunkt T mit $0 \leq T \leq 1000$ Minuten.

Schritt 4:

Während der Ausführung können Unterlassungs- und Verwechslungsfehler auftreten. Da sich AMPROSIA auf regelbasierte Prozeduren beschränkt, deren Anwendbarkeit zur Beherrschung des Ereignisses das Personal wissensbasiert korrekt erkennt, greift die Analyse und Bewertung der Unterlassungs- und Verwechslungsfehler sowie der Möglichkeiten, sie zu erkennen und zu beheben, auf etablierte Methoden für die Bewertung regelbasierter Handlungen zurück.

Im Zuge der Analyse und Bewertung klärt der Methodenanwender, inwieweit unerkannte und (oder) nicht behobene oder behebbare Fehler dazu führen können, dass die erfolgreiche Ausführung der Prozedur scheitert. Der Methodenanwender untersucht ebenfalls, ob das Personal durch die Erkennung und Behebung der Fehler so viel Zeit verliert, dass die Prozedur erst nach dem Zeitpunkt T_{MAX} wirksam wird. Die Überschreitung dieser Zeitschranke bedeutet, dass das wissensbasierte Handeln fehlschlägt, weil das Ereignis den Erkenntnissen der Ereignis- und Systemanalyse zufolge mit dem gefundenen Vorgehen nicht mehr beherrschbar ist.

Schritt 5:

Das wissensbasierte Handeln scheitert, wenn die handelnden Personen

- das zielführende Vorgehen nicht oder zu spät finden, um es mit Erfolg umsetzen zu können, oder aber

- nach einem erfolgreichen Problemlöseversuch mit ausreichend Zeit für die Umsetzung des gefundenen Vorgehens bei eben dieser Umsetzung Fehler begehen, die das Vorgehen zum Scheitern bringen.

Die Unsicherheitsbänder bzw. Fehlerfaktoren der Gesamtfehlerwahrscheinlichkeit sind mit dem Verfahren zu bestimmen, das z. B. in NUREG/CR-1278 Appendix A zu finden ist (/SWA 83/).

3.3 Anwendung auf die Erkennung und Beherrschung von Asymmetrien der elektrischen Stromversorgung

In diesem Abschnitt werden zwei exemplarische Fälle von Asymmetrien der elektrischen Stromversorgung beschrieben und die beschriebene Methode angewendet bzw. die Limitationen der Anwendung diskutiert.

3.3.1 Anwendungsfall: Starke Asymmetrie

Aus der Betriebserfahrung sind einige Fälle bekannt, in denen es zu einer starken Asymmetrie gekommen ist /GRS 17/. Hier sind die Ereignisse im Kernkraftwerks Byron, Block 2 vom 30. Januar 2012, im Kernkraftwerk Dungeness B vom 27. April 2014, im Kernkraftwerk Forsmark, Block 3 vom 30. Mai 2013 und im Kernkraftwerk South Texas, Unit 2 vom 01. März 2001 zu nennen. In diesen Ereignissen kam es zu einer einphasigen oder zweiphasigen Leitungsunterbrechung bzw. im Ereignis im Kernkraftwerk Dungeness B zu einer einphasigen Leitungsunterbrechung (siehe Tabelle 4.1 in /GRS 17/).

In dem hier näher untersuchten Fall wird ein einphasiger Ausfall des Hauptnetzes (380 kV-Netz) in einem DWR unterstellt. Ein solcher Ausfall hat unterschiedliche Auswirkungen. So sind die Generatoren des 27 kV-Netz von dem Phasenfehler betroffen. Der vorhandene Generatorschieflastschutz (mit insgesamt drei Stufen) wird daraufhin abhängig von dem Ausmaß der aufgetretenen Schieflast und den anlagenspezifischen Gegebenheiten in den ersten Minuten (Minute 0 bis 10) aktiviert und es kommt zu entsprechenden Meldungen auf der Warte. Über den Blockschutz erfolgen Schutzauslösungen (u. a. 380 kV Leistungsschalter ausschalten). Im BHB genannte Maßnahmen umfassen u. a. das Informieren des Systemverantwortlichen des Teilbereiches und der Netzleitstelle. Weitere Ausfälle sind in diesem Fall Antriebe ab ca. 500 kW an der 10 kV Schiene. An dieser Schiene hängt u. a. die Hauptkühlwasserpumpe. Ein Ausfall von zwei

Hauptkühlmittelpumpen würde RESA und TUSA auslösen. Systeme, die mit DC betrieben werden, sind vom Phasenfehler direkt nicht betroffen. Hier sind zum Beispiel die Steuerstabantriebe (DC, 220 V), Steuerspannungsversorgung der Schaltanlagen (DC, 220 V), der Reaktorschutz (24 V) und Gefahrenmeldungen (24 V) zu nennen. Die Art der Verbraucher-Schiefasten und Ausfälle erleichtern die Erkennung eines Phasenfehlers als Ursache des Ereignisses.

Während des Leistungsbetriebs kann es infolge des einleitenden Ereignisses „Einpoliger Phasenfehler am Hauptnetzschalter“ zu unterschiedlichen auslösenden Ereignissen kommen. Hier näher betrachtet wird das Ereignis „Ausfall von mindestens 2 Hauptkühlmittelpumpen und Abschalten der Anlage von Hand (Teilabfahren) aufgrund Phasenfehler (T7_PF)“ (siehe auch Kapitel 5 in /BER 19/). Im Fall der Transiente T7_PF ergeben sich viele mögliche Ausfallkombinationen, z. B. der Ausfall von zwei Hauptkühlmittelpumpen kombiniert mit dem Ausfall aller Hauptspeisepumpen. Auch kommt es nicht zwangsläufig zum Start der Notstromaggregate, da an den 10-KV Notstromschienen zwar die Asymmetrie vorliegt, die Schienen aber nicht spannungslos werden. Bei der Transiente T7_PF müssen sekundärseitige Betriebs- und Sicherheitssysteme nicht unbedingt beeinträchtigt sein. Es besteht allerdings die Möglichkeit, dass betriebliche Systeme oder Sicherheitssysteme beeinträchtigt werden und ausfallen. Deshalb wird davon ausgegangen, dass die Anlage durch Handeingriffe von der Warte aus abgefahren wird. RESA/TUSA können durch den Reaktorschutz oder von Hand ausgelöst werden (/BER 19/, S. 240 - 241).

Für die Transienten infolge eines Phasenfehlers, bei denen die elektrische Versorgung von angeforderten Sicherheitssystemen durch den Phasenfehler beeinträchtigt sein kann (T7_PF, Sequenzen Nr. 3, 5, 7, 9) wird angenommen, dass keine Trennung vom Hauptnetz bei Phasenfehler (Funktion EB-HN-) erfolgt. Erfolgt eine Trennung vom Hauptnetz bei Phasenfehler (Funktion EB-HN-), kann es u. a. zu den Transienten T7 (Sequenzen Nr. 4, 6, 8, 19) kommen. Diese unterscheiden sich bezüglich des Ereignisablaufs nicht von der Transiente T7_PF. Der einzige Unterschied besteht allerdings darin, dass durch die Trennung vom Hauptnetz der Phasenfehler in der Eigenbedarfsversorgung nicht weiter vorliegt und dadurch keinen zusätzlichen Beitrag zur Nichtverfügbarkeit der Sicherheitssysteme liefert (/BER 19/, S. 241 - 242).

Eine detaillierte Beschreibung der Transiente „Ausfall von mindestens 2v4 Hauptkühlmittelpumpen“ ist im Abschnitt 5.4.1 des GRS-Berichtes /BER 19/ zu finden. Es wurde die Transiente T7_PF als Anwendungsfall ausgewählt, da dieser eine Ähnlichkeit zum

Ereignis im Kernkraftwerk Byron, Block 2 am 30.01.2012 aufweist. In dieser kam es im 345-kV-Schaltfeld der Anlage, über das ein Teil des Eigenbedarfs der Anlage gedeckt wurde, zu einer einphasigen Leitungsunterbrechung. Der Reaktorschutz detektierte eine Unterspannung auf je einer Phase der Versorgungsschienen der Hauptkühlmittelpumpen B & C und löste daraufhin bestimmungsgemäß RESA aus. Die Schnellabschaltung der Anlage verlief zunächst auslegungsgemäß, in den folgenden Minuten fielen jedoch diverse, zum Teil sicherheitstechnisch wichtige Verbraucher, wie z. B. Pumpen im Nebenkühlwasser- bzw. Notspeisewassersystem durch Auslösung von Überstrom-Sicherungsautomaten aus bzw. versagten bei Startanforderung. Der Grund hierfür war der Bediennschaft zunächst unklar. Erst die Trennung vom Hauptnetz verursachte eine Anregung der Notstromkriterien auf den Eigenbedarfsschienen, woraufhin beide Notstromdiesel starteten. Daraufhin konnte der Anlagenzustand normalisiert werden (/GRS 17/, S. 21).

In dem hier betrachteten Anwendungsfall wird evaluiert, dass die Betriebsmannschaft eine manuelle Abschaltung des Hauptnetzes von der Warte aus vornimmt. Der Zeitaufwand für den Handeingriff beträgt einschließlich einer entsprechenden Anweisung von Seiten des Schichtleiters und dem Aufsuchen der betreffenden Bedieneinrichtung in der Warte maximal eine Minute. Durch die Trennung vom Hauptnetz liegt der Phasenfehler in der Eigenbedarfsversorgung nicht weiter vor und dadurch kommt es zu keinem zusätzlichen Beitrag zur Nichtverfügbarkeit der Sicherheitssysteme.

Abschalten von Hand aufgrund Phasenfehler										No.	Freq.	Conseq.	Code
T7_PF	RESA	B2	Y2	LA	LVLB	Y3_PF	SDE	PDE	C				
										1		OK	
										2		OK	LA
										3		OK	LA-SDE
										4		OK-1	LA-SDE-C
										5		SZ,SZ_T_HD,T7PF H S	LA-SDE-PDE
										6		OK	Y2
										7		OK-1	Y2-C
										8		SZ,SZ_T_HD,T7PF H S	Y2-PDE
										9		OK	B2
										10		OK	B2-Y3_PF
										11		OK-1	B2-Y3_PF-C
										12		SZ,SZ_T_HD,T7PF H S	B2-Y3_PF-PDE
										13		OK	B2-LVLB
										14		OK-1	B2-LVLB-C
										15		SZ,SZ_T_HD,T7PF H S	B2-LVLB-PDE
										16		ATWS,SZ_A	RESA

Abb. 3.4 Ereignisablaufdiagramm für die Transiente T7_PF

3.3.1.1 Analyse der Aufgabe der Erkennung und Beherrschung einer Asymmetrie der elektrischen Stromversorgung

Diagnose einer Asymmetrie der elektrischen Stromversorgung und Eingriff waren vor den Nachrüstungen der Instrumentierung, der Einführung von Prozeduren und des zugehörigen Trainings wissensbasiert, weil die Operateure ausschließlich aufgrund ihrer Kenntnisse der Auslegung, der Funktionsweise und des Verhaltens der Systeme erkennen mussten, dass eine Asymmetrie der elektrischen Stromversorgung vorliegt und durch Abschaltung des Hauptnetzes zu beherrschen ist.

Die anzuwendende Bewertungsmethode sieht ein Rating der Erfolgsaussichten vor, das Vorliegen einer Asymmetrie der elektrischen Stromversorgung korrekt zu diagnostizieren und zu erkennen, dass das Hauptnetz von Hand abzuschalten ist. Es ergeben sich folgende Ratings:

- Erforderliches Fachwissen über Asymmetrien der elektrischen Stromversorgung und Systemverhalten: Das Konzept einer Asymmetrie der elektrischen Stromversorgung und seiner Auswirkungen wird als gut beherrschter Teil der Fachkunde betrachtet. Erforderliches Fachwissen wird als grundsätzlich vorhanden beurteilt, wissensbasiertes Handeln ist also prinzipiell möglich.

- Stress: Die Situation ist neuartig, unübersichtlich und sicherheitsrelevant. Solche Faktoren sind wichtige Stressoren. Das Stressniveau der Operateure ist folglich erhöht (siehe auch die Einschätzung der NRC zum Ereignis in Byron 2 (/NRC 13/, S. 8).
- Systematik des Vorgehens: Operateure gehen bei ihren Bemühungen zur Klärung eines Ereignisses und zur Planung der Schritte zur Beherrschung des Ereignisses generell systematisch vor.
- Erforderliche Information: Die vorhandene Information über Verbraucher-Schieflasten und Ausfälle unterstützt eine zuverlässige Diagnose gut. Beim Ereignis in Byron 2 wurde die Diagnose durch eine Vor-Ort-Information über Rauchentwicklungen an Hilfstransformatoren und durch eine Meseinrichtung zu Spannungsunterschieden zwischen je zwei Phasen erleichtert. Für deutsche Anlagen wird angenommen, dass es mit der Instrumentierung vor der Nachrüstung länger als die aufgerundeten zehn Minuten gedauert hätte, das Vorliegen einer Asymmetrie der elektrischen Stromversorgung korrekt zu diagnostizieren. Ein Mindestzeitaufwand von über zehn Minuten für die Diagnose schließt das Rating „sehr gute Erfolgsaussichten“ aus.

3.3.1.2 Bewertung

Die Gesamtbewertung setzt sich aus der Bewertung der wissensbasierten Diagnose und der Bewertung des Handeingriffs zusammen. Die korrekte wissensbasierte Diagnose besteht darin, dass eine Asymmetrie der elektrischen Stromversorgung vorliegt und durch Abschaltung des Hauptnetzes beherrscht werden kann:

- Es dauert aufgrund der unterschiedlichen Arten und Zeitpunkte der Schieflasten und Ausfälle eine Viertelstunde, bis der Schichtmannschaft in der Warte ausreichend Information für eine korrekte wissensbasierte Diagnose vorliegt. Bis zum Zeitpunkt $T = 15$ min beträgt die Wahrscheinlichkeit einer korrekten Diagnose folglich: $HEP = 0$.
- Der Bewertungsansatz AMPROSIA setzt (wie /SWA 87/, Abb. 6-1, Abb. 8-1) voraus, ein maximales Zeitfenster festzulegen, in dem Diagnose und Eingriff erfolgen müssen, um eine weitere Verschlechterung des Anlagenzustandes zu vermeiden: In Pfad 16 tritt ein Kernschaden nach unterlassener Abschaltung des Hauptnetzes und nach Ausfall der RESA nach 60 Minuten ein (/GRS 90/, S. 252).

- Damit stehen für die Diagnose der Asymmetrie maximal 59 Minuten zur Verfügung, damit die Abschaltung des Hauptnetzes von Hand rechtzeitig erfolgen kann. Es ergibt sich (mit HEP = 1,00 für $T \leq 15$ min): $HEP(T = 59 \text{ min}) = 0,004$, $EF = 10$.

Die Zuverlässigkeit der Abschaltung des Hauptnetzes von Hand wird wie folgt bewertet:

- Der Eingriff ist den Operateuren aus anderen Aufgaben vertraut, seine Ausführung daher regelbasiert.
- Die Ausführung dauert einschließlich Anweisung von Seiten des Schichtleiters und Aufsuchen der Bedieneinrichtung eine Minute.
- Prinzipiell besteht die Möglichkeit, dass die Abschaltung versehentlich unterbleibt und dieser Fehler nicht entdeckt wird.
- Eine Anwendung der Methode ASEP (/SWA 87/) für konservative Screenings ist empfehlenswert, wenn genaue Informationen zum Design der Benutzungsoberfläche und zum Verhalten der Operateure fehlen.
- Der Fehler einer Unterlassung der Abschaltung ist nach ASEP Tabelle 8-5 (3) wie folgt zu quantifizieren: $HEP = 0,02$, $EEF = 5$.
- Für die Unterlassung der Erkennung und Korrektur dieses Fehlers sind entsprechend ASEP Tabelle 8-5 (4): anzusetzen $HEP = 0,05$, $EF = 5$

Der Schätzwert für die Gesamtwahrscheinlichkeit ist $HEP(\text{total}) = 0,0912$ mit einem Fehlerfaktor $EF = 3,61$.

Tab. 3.1 ASEP-Tabelle

Art des Fehlers	HEP Median	EF	Erwartungswert
Keine rechtzeitige, korrekte Diagnose	4,00E-03	10	1,07E-02
Unterlassung der Abschaltung des Hauptnetzes	2,00E-02	5	3,23E-02
Korrektur dieses Fehlers unterbleibt	5,00E-02	5	8,07E-02
Gesamtschätzwert	9,12E-02	3,61	1,24E-01

HEP und EF beziehen sich auf eine Log-Normalverteilung, der Erwartungswert in der letzten Spalte auf eine Beta-Verteilung.

3.3.1.3 Diskussion

Der Schätzwert für die Fehlerwahrscheinlichkeit ($HEP(\text{total}) = 0,091$) ist höher als derjenige, den die NRC für das Ereignis in Byron 2 und eine einstündige Zeitspanne bis zum Kernschaden ermittelt hat ($HEP = 0.015$). Ein direkter Vergleich beider Ergebnisse unterliegt folgenden Einschränkungen:

- Die Schätzwerte beruhen auf der Anwendung unterschiedlicher Bewertungsmethoden.
- In die Bewertung des Ereignisses in Byron 2 geht der Handeingriff ein, die Hilfstransformatoren spätestens 13 Minuten nach Ereigniseintritt von Hand abzuschalten. Dieser Handeingriff löst automatische Aktionen aus, die auch verhindern, dass die Dichtungen der Hauptkühlmittelpumpen infolge des Phasenfehlers Schaden nehmen (/NRC 13/, S. 6).
- Die Operateure in Byron 2 hatten Informationen über Spannungsunterschiede zwischen je zwei der drei Phasen und die Beobachtung einer Rauchentwicklung an Hilfstransformatoren. Diese Informationen haben die Diagnose erleichtert. Zu Erfahrung und Training der Operateure liegen der NRC keine Erkenntnisse vor, dass der Stand sich nachteilig auf die Zuverlässigkeit der Diagnose und des Eingriffs ausgewirkt hätte (/NRC 13/, S. 9). Das entspricht dem Niveau an Erfahrung und Training, das nach THERP und ASEP regelbasiertes Handeln unterstützt (/NRC 04/, S. 14).

In der vorliegenden Bewertung erfolgt die Diagnose wissensbasiert. Könnte die Diagnose regelbasiert erfolgen, würde der Median des Schätzwertes für die Fehlerwahrscheinlichkeit in ASEP um gut eine Größenordnung geringer ausfallen (/SWA 87/ a.a.O.) und damit in etwa dem Ergebnis zum Ereignis in Byron 2 entsprechen.

3.3.2 Anwendungsfall: Geringe Asymmetrie

Als Beispiel aus der Betriebserfahrung für einen Fall mit geringer Asymmetrie bietet sich das Ereignis aus dem Kernkraftwerk Dungeness-B vom 14. Mai 2007 an. Im Zuge von Wartungsarbeiten wurde SGT 1 (Supergrid Transformer) freigeschaltet, die Versorgung des Eigenbedarfs erfolgte von diesem Zeitpunkt an nur noch über SGT 2. Es wurde nicht bemerkt, dass der 400-kV-Schalter von SGT 2 nur mit zwei von drei Polen mit dem Schaltfeld verbunden ist, so dass eine einphasige Leiterunterbrechung vorlag. Aufgrund

der geringeren Belastung der SGTs (ca. 6 % der Nennleistung) war die induzierte Spannungsasymmetrie mit 1,6 % relativ gering. Auswirkungen der Phasenunterbrechung wurden zunächst keine festgestellt, die Anlage verblieb am Netz und auch die vorhandene Generatorschutzeinrichtung (negative phase sequence protection) erkannte den Fehler nicht. In den nächsten drei Tagen kam es bei diversen Motoren zum vermeintlich zufälligen Ansprechen der thermischen Überlast-Schutzrelais und folglich zum Ausfall der betroffenen Antriebe (/IAE 16/, /GRS 17/). Hier sind ein Kühler, zwei Kühlwasserpumpen, eine Hilfsschmierpumpe der Turbine 21 und die Zu- Abluftventilatoren des Kontrollbereiches zu nennen /BER 19/. Erst nach mehreren Tagen konnten Untersuchungen des Netzbetreibers die durch den offenen Schalter entstandene Asymmetrie im Eigenbedarf als Ursache für die Komponentenausfälle identifizieren. Während der drei Tage, in denen der Fehler vorlag, waren mehrfach die Spannungen im Eigenbedarf überprüft worden, hierbei wurden jedoch keine Auffälligkeiten festgestellt (siehe /IAE 16/, /GRS 17/, /BER 19/). Es lässt sich aus dem Ereignis ableiten, dass bei der beobachteten Spannungsasymmetrie von ca. 1,6 % Komponentenausfälle auftreten. Das sporadische Auftreten der Ausfälle zeigt, dass bei einer solch kleinen Asymmetrie die Ausfallwahrscheinlichkeit nicht hoch ist /BER 19/. Zudem ist auch die Erkennung einer geringen Asymmetrie durch die Betriebsmannschaft in dem Zeitraum von 3 Tagen nicht gelungen, was auf eine geringe Wahrscheinlichkeit der Erkennung hindeutet.

Nach dem Auftreten einer geringen Asymmetrie von ca. 1-2% in einer DWR-Anlage ist zunächst kein unmittelbarer Ausfall von Komponenten in den ersten Minuten bis Stunden zu erwarten. Nach einigen Stunden bis wenigen Tagen sind zufällige Ausfälle diverser Motoren bzw. Antriebe aufgrund des Ansprechens der thermischen Überlast-Schutzrelais zu erwarten. Als Beispiel sei hier der Ausfall der Hauptkühlwasserpumpenanlage angeführt. Das Auslösen des thermischen Überlast-Schutzrelais der Hauptkühlwasserpumpenanlage führt zu Meldungen auf der Warte. Im Betriebshandbuch werden in diesem Fall folgende Überprüfungen/Maßnahmen genannt: Erstens soll überprüft werden, ob eine Überlast des Motors vorliegt. Zweitens soll überprüft werden, welche Phase der Motorwicklung eine zu hohe Temperatur aufweist und drittens soll der Temperaturverlauf beobachtet werden.

3.3.2.1 Analyse der Aufgabe der Erkennung und Beherrschung einer Asymmetrie der elektrischen Stromversorgung

Menschliche Handlungen sind in der Regel zielgerichtet und intentional, unabhängig davon, ob Ziel und Intention komplementär sind. Insbesondere bei Problemlöseprozessen sind die beiden Aspekte wesentlich. Für das Entdecken systemischer Fehler ist ein bestehendes Problembewusstsein die bedingende Ausgangslage aller bekannten Prozessmodellierungen. Gemeinsam haben sie, dass die Differenz zwischen Ist-Zustand und Soll-Zustand (also das Ziel) auf drei Ebenen erreicht werden kann: wenn die notwendigen Schritte bekannt sind, dann über fertigkeitbasierte Handlungen. Sind diese nicht bekannt, kann auf Regeln zurückgegriffen werden, von denen sich Handlungen ableiten lassen. Sind für die Zielerreichung keine Regeln bekannt, so wird über bestehendes Wissen durch kognitive Transferleistungen die notwendige Regelhaftigkeit erkannt, entsprechende Regeln abgeleitet und in Handlungen umgesetzt.

Diagnose einer Asymmetrie der elektrischen Stromversorgung und Eingriff waren vor den Nachrüstungen der Instrumentierung, der Einführung von Prozeduren und des zugehörigen Trainings wissensbasiert, weil die Operateure ausschließlich aufgrund ihrer Kenntnisse der Auslegung, der Funktionsweise und des Verhaltens der Systeme erkennen mussten, dass eine Asymmetrie vorliegt. Die besondere Problematik, die bei der Erkennung und Beherrschung einer geringen Asymmetrie vorliegt, besteht darin, dass zunächst eine Lösung für den vermeintlich zufälligen Ausfall gefunden wird und die Asymmetrie als eigentliche Ursache nicht unmittelbar erkannt wird, sondern zunächst der Ausfall als Einzelfehler gedeutet werden kann. Der Ausfall kann somit zunächst durch regelbasiertes Handeln gelöst werden, ohne zu erkennen, dass ein wissensbasiertes Handeln überhaupt nötig gewesen wäre. Erschwerend kommt hinzu, dass eine geringe Asymmetrie auch durch unterschiedliche Betriebszustände dieser Verbraucher (z. B. Anlauf bzw. Auslauf, Dauerbetrieb bei unterschiedlicher Belastung, Stufung des Transformators) entstehen kann und nicht zwingend von einer systematischen Ursache verursacht worden sein muss.

Der Ausfall einer Komponente oder eines Systems aufgrund einer geringen Asymmetrie der elektrischen Energieversorgung führt zunächst zu Erkenntnissen, die auf einen regelbasierten Lösungsprozess hindeuten, um die notwendigen Reparatur-Handlungen abzuleiten und durchzuführen. Dabei wird aber die Ursache der Asymmetrie nicht erkannt, sondern lediglich die Symptomatik diagnostiziert. Der Symptomatik entsprechende Reparaturen werden durchgeführt, womit das Ziel der Instandsetzung erreicht

ist und die Handlung scheinbar erfolgreich abgeschlossen wird. Im Folgenden werden langfristige Auswirkungen der Asymmetrie zwar auch an anderen Komponenten oder System auftreten, wie wahrscheinlich diese Ausfälle allerdings in einen Zusammenhang gebracht werden, kann von Faktoren wie der Größe des zeitlichen Versatzes abhängen. Der Wechsel in die nächsthöhere Ebene, dem wissensbasierten Handeln, erfolgt nicht unmittelbar.

Kennzeichnend für jede der drei Handlungsebenen ist das Bewusstsein über die jeweilige Anforderung, also dass das Handeln entweder fertigkeit-, regel- oder wissensbasiert ablaufen muss. Erschwerend kommt hinzu, dass diese Ebenen nacheinander durchlaufen werden, also ist auch die Handlung erst dann wissensbasiert, wenn ein regelhaftes Vorgehen nicht zum Ziel führt. Die besondere Herausforderung von systemischen Fehlern liegt in ihrer regelhaften Bewältigung der Symptomatik. Diese verdeckt zwar die eigentliche Ursache, aber da die vordergründige Zielsetzung die Instandsetzung regelbasiert zu erreichen ist, erfolgt durch dieses positive Feedback der Umwelt kein Wechsel in die höhere Handlungsebene. Das Entstehen des Problembewusstseins wird unterbunden.

Die zur Verfügung stehenden HRA - Analysemethoden für die Zuverlässigkeit menschlichen Handelns bilden entweder fertigkeit- und regelbasiertes Handeln ab oder aber wissensbasiertes Handeln (z. B. AMPROSIA). Wie der Fall der Phasenasymmetrie deutlich macht, besteht auf Handlungsseite ein fehlerinduzierter Übergangsbereich zwischen regel- und wissensbasiertem Handeln, welcher von den bestehenden HRA-Methoden zur Analyse der Zuverlässigkeit menschlichen Handelns nicht abgedeckt wird. Eine Fehlertaxonomie von Rasmussen /RAS 83/, welche 13 typische Fehler der fertigkeit-, regel- und wissensbasierten Handlungen beschreiben, bildet den problematischen Übergangsbereich zwischen regel- und wissensbasierten Handlungen ab. Ausgangspunkt ist dabei, ob eine Situation faktisch regel- oder wissensbasierte Handlungen erfordern und ob dieser Zustand korrekt festgestellt wurde. Falls das Ereignis nicht angemessen eingeschätzt wurde, handeln Operateure irrtümlich wissensbasiert, obwohl für die Situation Prozesse existieren, oder sie handeln regelbasiert, obwohl es eine verdeckte systematische Ursache für das Ereignis gibt, die wissensbasiertes Handeln erfordert hätte. Letzteres ist, wie oben beschrieben, auf den Fall der geringen Phasenasymmetrie übertragbar. Allerdings setzen die HRA-Analysemethoden voraus, dass eine Handlung entweder regelbasiert oder wissensbasiert ist. Eine Einschätzung, wie hoch die Irrtumswahrscheinlichkeit menschlichen Handelns ist, wenn ein systematischer Fehler unerkannt

bleibt und auf die Symptomatik regelbasierte reagiert wird, lässt sich aktuell nicht abbilden bzw. die Entdeckungswahrscheinlichkeit zur Ermittlung der Wahrscheinlichkeit vom Übergang eines regelbasierten Lösungsprozess zu einem wissensbasierten Lösungsprozesses. Vom ersten Auftreten des Phänomens bis zu dem Entdecken können dabei längere Zeiträume (Tage bis Monate) vergehen, die von unterschiedlichen Charakteristika des Phänomens abhängen können.

3.3.2.2 Modellskizze zur Erkennung einer geringen Asymmetrie der elektrischen Stromversorgung

Aufgrund der hierarchischen Vorgehensweise bei der Problemlösung (erst fertigungs-, dann regel- und dann, wenn sich keine Lösung einstellt, wissensbasiert) können systemische Fehler erst nach einer gewissen Zeit bemerkt werden und sind konzeptionell ein Lösungsansatz dritter Wahl (1. Wahl = fertigungs-, 2. Wahl = regelbasiert). Die Entdeckungswahrscheinlichkeit von systemischen Ereignissen ist unter diesen Vorbedingungen immer geringer (für einen gleichen Zeitraum) als die von tatsächlichen Ereignissen. Die Entdeckungswahrscheinlichkeit wird darüber hinaus von weiteren Charakteristika der symptomatischen Hinweise auf eine systemische Ursache erschwert, die im Folgenden noch weiter ausdifferenziert werden.

Eine besondere Herausforderung dabei ist, dass nicht erkannte auslösende Ereignisse dennoch Symptome ausbilden, denen fälschlicherweise andere Ursachen zugeschrieben wurden. Das ist abzugrenzen von den klassischen regelbasierten Fehlern, da die angewendeten Prozeduren zur Beherrschung des Ereignisses tatsächlich korrekt sind und zur Behebung der Symptomatik beitragen. Ein regelbasierter Fehler wird deshalb als Fehler bezeichnet, da das eigentliche Ziel der Ereignisbehebung verfehlt wurde. Da systemisch bedingte Fehler jedoch von anderen Ereignissen verdeckt werden, und diese anstatt der eigentlichen Ursache bearbeitet werden, fehlt die unmittelbare Rückmeldung aus der Umwelt der Handelnden, dass ihre Aktion das falsche Ereignis behandelt hat.

Die Klassifizierung dieser Entdeckungs-Probleme (Ist es Ursache oder „nur“ ein Symptom?) unterscheiden sich in den Merkmalen zeitlicher, physischer und systemischer Gebundenheit und werden aufgrund der ereignisbasierten Zugänglichkeit als induktive Erkenntnisprobleme bezeichnet. Anhand der Merkmalsausprägung lassen sich die Probleme in unterschiedlichen Klassen einteilen, die aufgrund der menschlichen Neigung zur

Ursache-Wirkung-Attribution mit sinkender Aufdeckungswahrscheinlichkeit anzunehmen ist. Als Mengenfunktion lassen sich die Arten der theoretisch möglichen Unterscheidungsarten beschreiben als:

$$ME = \{\text{zeitlich, physisch, systemisch}\} \times \{\text{gebunden, verteilt}\}$$

- Der **zeitliche** Aspekt bildet ab, in welcher Frequenz Ereignisse auftreten, die durch die systemische Ursache bedingt sind. Zeitlich-gebunden beschreibt also eine häufig wiederkehrende Störungsmeldung aus dem System. Sind die symptomatischen Ereignisse der Ursache zeitlich eher verteilt, so dauert es eine ganze Weile, bis ein Ereignis erneut auftritt. Wegen der menschlichen Neigung zur zeitlichen Kausalattribution wird bei zeitlich-gebundenen Ereignissen von einer höheren Entdeckungswahrscheinlichkeit des Ereignisursprunges ausgegangen als bei dem zeitlich-verteilten Auftreten von Ereignissen.
- Der **physische** Aspekt beschreibt in seiner gebundenen Form, dass Ereignisse sich wiederholt an denselben (oder vergleichbaren) passiven oder aktiven Komponenten äußern. Physisch verteilte Ereignisse haben die erschwerende Eigenschaft, dass sich das ursächliche Ereignis auf unterschiedliche „Symptomträger“ (normabweichendes Verhalten physischer Einheiten, wie zum Beispiel technische Komponenten) auswirkt, die auf den ersten Blick nicht in Zusammenhang gebracht werden. Somit fällt hier bei den physisch-gebundenen Ereignissen die Entdeckungswahrscheinlichkeit des ursprünglichen Ereignisses höher aus als bei physisch verteilten Symptomträgern.
- Als **systemisch** wird hier ein überwiegend geschlossenes sozio-technisches System verstanden, wie zum Beispiel ein bestimmtes Schichtpersonal oder ein Anlagenblock. Wirken sich die Ursachen auf Elemente über Systemgrenzen hinaus aus, also systemisch-verteilt, so entzieht sich die Beobachtung der Ereignisse einer homogenen Personengruppe und erschwert dadurch die vollständige Sicht auf alle relevanten Ereignisse. Bei einer derart unvollständigen Informationslage ist die Entdeckungswahrscheinlichkeit stark reduziert.

3.3.2.3 Bewertung und Diskussion

Im Folgenden wird die Entdeckungswahrscheinlichkeit qualitativ diskutiert. Eine quantitative Ermittlung ist hier noch nicht möglich. Vor einer Anwendung zur Quantifizierung

sind noch weitere Arbeiten notwendig zur Konkretisierung, Weiterentwicklung und insbesondere Validierung anhand von Ereignissen der oben beschriebenen Modellskizze – hier lag nur ein einzelnes Ereignis (Dungeness-B-2, 2014) vor.

Zunächst wird der zeitliche Aspekt näher betrachtet. Es ist anzunehmen, dass es ähnlich wie im Kernkraftwerk Dungeness-B zu sporadischen Ausfällen kommen wird. Es wird von einer ähnlichen Ausfallwahrscheinlichkeit ausgegangen (/BER 19/, S. 218). Im Kernkraftwerk Dungeness-B ist es innerhalb der drei Tage, in denen eine geringe Spannungsasymmetrie vorlag, bei diversen Motoren zum Ansprechen der thermischen Überlast-Schutzrelais und folglich zum Ausfall der betroffenen Antriebe gekommen. Konkret liegen Informationen über verschiedene sicherheitstechnisch bedeutsame motorgetriebene Komponenten („essential motors“) vor, die im Laufe der drei Tage, in denen die Asymmetrie der elektrischen Stromversorgung vorlag, durch Überlast-Schutzrelais abgeschaltet wurden. Aus den verfügbaren Quellen sind die folgenden betroffenen Komponenten bekannt /BER 19/. Dies waren ein Kühler („21A chiller tripped on thermal overload“), zwei Kühlwasserpumpen („Cooling water pump 21/23 tripped on thermal overload“), eine Hilfsschmierpumpe der Turbine 21 („Turbine 21 auxiliary lubricating oil pump tripped on thermal overload“) und Zu- und Abluftventilatoren des Kontrollbereiches („Active areas supply and extract fans tripped on thermal overload“) (/BER 19/, /IAE 16/). Es kam somit zu Ausfällen von mindestens sechs Motoren. Somit kann man eine Frequenz von mindestens 2 Ausfällen von Motoren am Tag konservativ abschätzen.

Es waren unterschiedliche physische Manifestationen, d. h. diverse Motoren waren von der Asymmetrie betroffen, was die Entdeckungswahrscheinlichkeit eines systematischen Fehlers verringern sollte. Zusätzlich waren unterschiedliche Systeme betroffen, was die Entdeckungswahrscheinlichkeit nochmals senken sollte. Es kam erschwerend hinzu, dass die Spannungsmessungen keine Auffälligkeiten zeigten. Dieses Feedback unterstützte die Einschätzung, dass in Bezug auf die elektrische Energieversorgung kein Problem vorlag.

Insgesamt kann man konservativ annehmen, dass in den ersten Tagen nach Auftreten einer geringen Asymmetrie der elektrischen Stromversorgung die Entdeckungswahrscheinlichkeit bei null liegt. Aufgrund dessen würde auch keine Trennung vom entsprechenden Netz (z. B. Hauptnetz) bzw. die Reparatur an dem entsprechenden Bauteil(en) des Netzes erfolgen. In den ersten Tagen nach Auftreten der geringen Asymmetrie kann man daher konservativ von einer Fehlerwahrscheinlichkeit von $HEP = 1$ ausgehen. Darüber hinaus lassen sich noch keine quantitativen Abschätzungen machen.

3.4 Maßnahmen zur Erkennung und Beherrschung von Asymmetrien der elektrischen Stromversorgung

Seit 2015 sind zusätzliche Einrichtungen zur Erkennung von Asymmetrien der elektrischen Stromversorgung und zusätzliche automatische Maßnahmen zu ihrer Beherrschung getroffen worden (/GKN 15/, S. 68). Diese wurden aufgrund der Empfehlungen aus der WLN 2013/05 /GRS 13a/ und der RSK mit der Änderungsanzeige ATN2014-00073 (/RSK 14/) für das Haupt- und das Reservenetz eingeführt. Es wurden neue, gerätediversitäre Schutzrelais zur Erfassung der Gegensystemspannungen im Bereich der Netzanschlüsse (vor den Eigenbedarfs- und Reservenetztransformatoren) im Netzabgang 380-kV-Hauptnetz und 110-kV-Reservenetz eingebaut. Ein Überschreiten der auf den Schutzeinrichtungen eingestellten Grenzwerte führt zu diversen Meldungen und automatischen Anregungen. Die Spannung der einzelnen Phasen auf der 380-kV- und 110-kV-Netzseite werden durch die unabhängige Überwachung erfasst.

In der Stellungnahme des TÜV Süd /TÜV 14/ zur GKN-Stellungnahme zu „GRS WLN 2013/05 "Unzureichend detektierte Ausfälle einzelner Phasen der Fremd- bzw. Reservenetzanbindung in mehreren ausländischen Anlagen" /GRS 13a/ und RSK-Empfehlungen der 467.Sitzung“ /RSK 14/ werden diese Maßnahmen detaillierter dargestellt. Demnach ergibt sich Folgendes:

- Es wurden neue, gerätediversitäre Schutzrelais zur Erfassung der Gegensystemspannungen im Bereich der Netzanschlüsse (vor den Eigenbedarfs- und Reservenetztransformatoren) im Netzabgang Hauptnetz und Reservenetz eingebaut. Ein Überschreiten der auf den Schutzeinrichtungen eingestellten Grenzwerte führt zu diversen Meldungen und automatischen Anregungen.
- Aus Versuchen der VGB an einem 110/10,5-kV-Transformator (55 MVA, Schaltgruppe YNd5, Dreischenkelausführung, überspannungsseitiger ungeerdeter Sternpunkt) ergab sich, dass ein überspannungsseitiger Ausfall einer Phase unterspannungsseitig zu einem Spannungseinbruch von mehr als 70% führt. Die Versuche werden vom Betreiber als übertragbar auf den Reservenetztransformator BCT01 in GKN II angesehen, da die wesentlichen Konstruktionsdaten, die Schaltgruppe und der Betrieb mit offenem Sternpunkt vergleichbar sind /TÜV 13/.
- Die Meldungen aus den Schutzrelais werden auf der Warte angezeigt und die notwendigen Handlungen wurden in das BHB übernommen.

- Neben den beiden gerätediversitären Erfassungen der Spannungen in den Netzan-
schlüssen erfolgt eine weitere Überwachung des 380 kV-Netzanschlusses im Leis-
tungsbetrieb über den zweistufigen Generatorschutz. Neben einer unverzögerten
Meldung bei einem externen Netzfehler infolge einer Asymmetrie erfolgt nach einer
Zeitverzögerung von 3 sec eine Trennung der Anlage vom 380 kV-Netz.
- Resultierend aus Versuchen des VGB wurde ein Asymmetriekriterium eingeführt,
über das die betrieblich vorhandenen leichten Asymmetrien von störungsbedingten
Asymmetrien unterschieden werden sollen.
 - Ein wesentlicher Grund für die leichten Asymmetrien ist die Verteilung einphasi-
ger Verbraucher auf die drei Phasen bzw. der unterschiedliche Betriebszustand
dieser Verbraucher (z. B. Anlauf bzw. Auslauf, Dauerbetrieb bei unterschiedlicher
Belastung, Stufung des Transformators). Eine sinnvolle Überwachung des Eigen-
bedarfs muss deshalb zum einen den nötigen Abstand zu den regulären betrieb-
lichen Asymmetrien haben, zum anderen muss sie vorgelagert zu Asymmetrien
ansprechen, die zu einem großflächigen Abschalten von Verbrauchern durch
Schutzeinrichtungen bzw. zu Schäden an Verbrauchern führen können.
- Für die Überwachung des Reservenetzes werden zudem die Umschalteneinrichtungen
gegen neue ersetzt, die eine weitere 3-phasige Überwachung des jeweiligen Netzes
realisieren. Die Erfassung der 10 kV-Versorgungsspannungen aus dem Haupt- und
Reservenetz wird durch die neue Eigenbedarfsumschalteneinrichtung kontinuierlich
phasenselektiv erfasst und ausgewertet. Bei einer Differenz der Phasenspannungen
erfolgt redundanzweise eine Meldung sowie eine unverzögerte Blockierung der Um-
schaltung durch die Eigenbedarfsumschalteneinrichtung. Damit kann nicht mehr auf ein
potentiell fehlerhaftes Reservenetz automatisch umgeschaltet werden. Damit wird
der Reservenetzanschluss auch im Stand-by schutztechnisch auf Phasenausfälle
überwacht.
- Bei Ausfall beider Netze ist nach Notfallhandbuch in der Referenzanlage die Zuschal-
tung eines Notstromnetzanschlusses als Handmaßnahme vorgesehen.

Der TÜV sieht durch das neue Schutzkonzept die Überwachung des Hauptnetzan-
schlusses sowohl bei allen Anlagenzuständen als auch vor Rückschaltungen des Haupt-
netzanschlusses nach Instandhaltungsmaßnahmen als gegeben an.

3.4.1 Diskussion: Anwendungsfälle Spannungsasymmetrie

Für den Anwendungsfall „starke Asymmetrie“ konnten die Operateure vor der Nachrüstung ausschließlich aufgrund ihrer Kenntnisse der Auslegung, der Funktionsweise und des Verhaltens der Systeme erkennen, dass eine Asymmetrie der elektrischen Stromversorgung vorliegt und mittels eines Handeingriffes, sprich Abschaltung des Hauptnetzes, ein solches Ereignis beherrscht werden kann. Es war also ein wissensbasiertes Handeln notwendig. Nach den Nachrüstungen stehen den Operateuren auf der Warte zusätzliche Informationen zur Verfügung, so werden die Meldungen aus den Schutzrelais, zur Erfassung der Gegensystemspannungen im Bereich der Netzanschlüsse, auf der Warte angezeigt. Zudem kommt es zu einer unverzögerten Meldung bei einem externen Netzfehler in Form einer Asymmetrie der elektrischen Stromversorgung. Durch die zusätzlichen Informationen ist es den Operateuren unmittelbar möglich, die Art des Fehlers zu erkennen. Des Weiteren ist kein Handeingriff durch die Operateure mehr erforderlich, da nach einer Zeitverzögerung von drei Sekunden eine automatische Trennung der Anlage vom 380 kV-Netz erfolgt. Durch die Trennung vom Hauptnetz liegt die Asymmetrie im Bereich der Eigenbedarfsversorgung nicht weiter vor und es kommt zu keinem zusätzlichen Beitrag zur Nichtverfügbarkeit der Sicherheitssysteme mehr. Der Teilbereich Energietechnik ist zu informieren. Der Netzschalter bleibt bis zur Klärung und Behebung des Fehlers durch den Teilbereich bzw. durch den Netzbetreiber geöffnet bzw. freigeschaltet.

Für den Anwendungsfall „Geringe Asymmetrie“ wurde die Entdeckungswahrscheinlichkeit für das Ereignis qualitativ betrachtet. Da resultierend aus Versuchen des VGB ein Asymmetriekriterium eingeführt wurde, über das die betrieblich vorhandenen leichten Asymmetrien von störungsbedingten Asymmetrien unterschieden werden sollen, werden die oben beschriebenen Vorgänge für geringe Asymmetrien nicht automatisch ausgelöst. Der genaue Schwellenwert liegt der GRS jedoch nicht vor. Dabei ist neben dem Ausmaß der Asymmetrie für das Ansprechverhalten von Schutzeinrichtungen eine Mindestlänge der Detektionszeit zu berücksichtigen, um durch systembedingte kurzzeitige asymmetrische Spannungsstörungen verursachte fehlerhafte Auslösungen zu verhindern. Diese zeitlichen Grenzwerte sind abhängig vom Ausmaß der Asymmetrie zu sehen und liegen bei geringen Asymmetrien durchaus im Bereich mehrerer Stunden bzw. darüber hinaus. Im Vergleich zur Vergangenheit ist eine höhere Sensibilität der Betriebsmannschaft für das Phänomen und die Auswirkungen von Asymmetrien der elektrischen

Stromversorgung zu erwarten und somit eine erhöhte Erkennungswahrscheinlichkeit anzunehmen. Quantitativ kann dies allerdings erst nach Entwicklung einer entsprechenden Methode bewertet werden.

3.5 Zusammenfassung und Fazit

Die Recherche der psychologischen Fachzeitschriften (Stand von Wissenschaft und Technik) ergeben keine Erkenntnisse zur Modellierung des Problemlöseprozesses, zu den Wechselwirkungen des Problemlöseprozesses mit leistungsbestimmenden Faktoren und (oder) zum Ansatz für die probabilistische Bewertung, mit denen die Methode AMPROSIA zur Analyse und Bewertung wissensbasierten Handelns über den Stand hinaus weiterentwickelt werden könnte, den sie in Vorgängerprojekten (/FAS 10/, /PES 18/) erreicht hat.

Die Analyse- und Bewertungsmethode AMPROSIA ist weiterentwickelt worden. Sie umfasst im Vergleich zum Stand zu Beginn des vorliegenden Projektes eine Zeit-Zuverlässigkeitskurve für Ereignisse, bei denen eine mäßige Erfolgsaussicht besteht, wissensbasiert ein Vorgehen zur Bewältigung des Ereignisses zu finden. Die Methode berücksichtigt ferner genauer als ihre Vorgängerversion die Länge der Zeitspanne, die vergeht, bis alle für die wissensbasierte Findung eines Vorgehens erforderlichen Informationen vorliegen. Diese Zeitspanne kann erheblich von der Art des Ereignisses abhängen. Man denke z. B. an Trends physikalischer Messgrößen, die erst nach einer längeren Zeit deutlich erkennbar sein können.

Der Bewertungsansatz von AMPROSIA stützt sich auf Bewertungsdaten, die aus anderen Methoden übertragen oder mittels Expertenurteil festgelegt worden sind. Diese Daten bedürfen einer detaillierten Validierung.

Die Analyse- und Bewertungsmethode ist im vorliegenden Projekt auf die wissensbasierte Erkennung und Beherrschung von Asymmetrien der elektrischen Stromversorgung angewendet worden. Konkret wurden zwei exemplarische Beispiele (starke Asymmetrie und geringe Asymmetrie) beschrieben und die beschriebene Methode angewendet und die Limitationen der Anwendung diskutiert.

Aus der Betriebserfahrung sind einige Fälle bekannt, in denen es zu einer starken Asymmetrie gekommen ist. Während des Leistungsbetriebs kann es infolge des einleitenden

Ereignisses „Einpoliger Phasenfehler am Hauptnetzschalter“ zu unterschiedlichen auslösenden Ereignissen kommen. Im Vorhaben wurde konkret näher das Ereignis „Ausfall von mindestens 2 Hauptkühlmittelpumpen und Abschalten der Anlage von Hand aufgrund Phasenfehler“ näher betrachtet. In diesem Fall ergeben sich viele mögliche Ausfallkombinationen, z. B. der Ausfall von zwei Hauptmittelpumpen kombiniert mit dem Ausfall aller Hauptspeisepumpen. Auch kommt es nicht zwangsläufig zum Start der Notstromaggregate, da an den 10-KV-Notstromschienen zwar die Asymmetrie vorliegt, die Schienen aber nicht spannungslos werden. In dem betrachteten Anwendungsfall wurde evaluiert, dass die Betriebsmannschaft eine manuelle Abschaltung des Hauptnetzes von der Warte aus vornimmt. Die Gesamtbewertung setzt sich aus der Bewertung der wissensbasierten Diagnose und der Bewertung des Handeingriffs zusammen. Die korrekte wissensbasierte Diagnose besteht darin, dass ein Phasenfehler vorliegt und durch die Abschaltung des Hauptnetzes beherrscht werden kann. Der Schätzwert für die Gesamtwahrscheinlichkeit, dass keine rechtzeitige wissensbasierte Diagnose und Abschaltung des Hauptnetzes von Hand erfolgt, wurde bestimmt.

Aus der Betriebserfahrung ist auch ein Fall mit geringer Asymmetrie bekannt, das Ereignis aus dem Kernkraftwerk Dungeness-B vom 14. Mai 2000, in dem die Spannungsasymmetrie mit 1,6 % relativ gering war. In den nächsten drei Tagen kam es bei diversen Motoren zum vermeintlich zufälligen Ansprechen der thermischen Überlast-Schutzrelais und folglich zum Ausfall der betroffenen Antriebe. Innerhalb der drei Tage konnte die Ursache für die Ausfälle allerdings nicht identifiziert werden. Solch eine geringe Spannungsasymmetrie wurde ebenfalls näher analysiert und die Entdeckungswahrscheinlichkeit qualitativ diskutiert. Eine quantitative Ermittlung der Entdeckungswahrscheinlichkeit war hier noch nicht möglich, da die vorhandenen HRA-Modelle die hier vorliegende Herausforderung, die Ermittlung der Wahrscheinlichkeit vom Übergang eines regelbasierten Lösungsprozess zu einem wissensbasierten Lösungsprozesses, der über längere Zeiträume (Tage bis Monate) andauern kann, nicht abbilden. Zur Lösung dieses Problems wurde eine erste Skizze für ein Modell entwickelt, das die Ermittlung der Entdeckungswahrscheinlichkeit für diese Fälle erlauben soll. Vor einer Anwendung zur Quantifizierung sind jedoch noch Arbeiten zur Konkretisierung, Weiterentwicklung und insbesondere Validierung anhand von Ereignissen notwendig. Hier lag, wie oben gesagt, nur ein einzelnes Ereignis (Dungeness-B-2, 2014) vor.

Der Ausfall einer Komponente oder eines Systems aufgrund einer geringen Asymmetrie der elektrischen Stromversorgung führt zunächst zu Erkenntnissen, die auf einen regelbasierte Lösungsprozess hindeuten, um die notwendigen Vorgehensweisen (u. a. Analyse, Reparaturen) abzuleiten und durchzuführen. Dabei wird aber die Ursache der Asymmetrie nicht erkannt, sondern lediglich die Symptomatik diagnostiziert. Der Symptomatik entsprechende Reparaturen werden durchgeführt, womit das Ziel der Instandsetzung erreicht ist und die Handlung wird scheinbar erfolgreich abgeschlossen. Im Folgenden werden langfristige Auswirkungen der Asymmetrie zwar auch an anderen Komponenten oder System auftreten, wie wahrscheinlich diese Ausfälle allerdings in einen Zusammenhang gebracht werden, kann von Faktoren wie der Größe des zeitlichen Versatzes etc. abhängen. Der Wechsel in die nächsthöhere Ebene, dem wissensbasierten Handeln, erfolgt nicht unmittelbar. Aufgrund der hierarchischen Vorgehensweise bei der Problemlösung (erst fertigkeit-, dann regel- und dann, wenn sich keine Lösung einstellt, wissensbasiert) können systemische Fehler erst nach einer gewissen Zeit bemerkt werden und sind konzeptionell ein Lösungsansatz dritter Wahl (1. Wahl = fertigkeitbasiert, 2. Wahl = regelbasiert). Die Entdeckungswahrscheinlichkeit von systemischen Ereignissen ist unter diesen Vorbedingungen immer geringer (für einen gleichen Zeitraum) als die von tatsächlichen Ereignissen. Die Entdeckungswahrscheinlichkeit wird darüber hinaus von weiteren Charakteristika der symptomatischen Hinweise auf eine systemische Ursache erschwert, die in einer Modellskizze noch weiter ausdifferenziert wurden.

Seit 2015 sind zusätzliche Einrichtungen zur Erkennung von Asymmetrien der elektrischen Stromversorgung und zusätzliche automatische Maßnahmen zu ihrer Beherrschung getroffen worden. Zur Ermittlung dieser Änderungen sind entsprechende Dokumente, die der GRS vorlagen, gesichtet worden und die Auswirkungen auf die beiden untersuchten Anwendungsfälle sind diskutiert worden. Durch die getroffenen Maßnahmen sind nun zusätzliche Meldungen auf der Warte vorhanden. Zudem wurden zuvor nötige Handeingriffe, wie eine Netztrennung, automatisiert. Da auch im ungestörten Betrieb geringe Asymmetrien auftreten, greifen diese Maßnahmen erst oberhalb eines Schwellwertes. Somit ist ein Handeingriff bei einer starken Asymmetrie nicht mehr erforderlich. Im Fall einer geringen Asymmetrie kommt es aufgrund des Schwellwerts nicht zu automatischen Maßnahmen. Im Vergleich zur Vergangenheit ist eine höhere Sensibilität der Betriebsmannschaft für das Phänomen und die Auswirkungen von Asymmet-

rien der elektrischen Stromversorgung zu erwarten und somit eine erhöhte Erkennungswahrscheinlichkeit anzunehmen. Quantitativ kann dies allerdings erst nach Entwicklung einer entsprechenden Methode bewertet werden.

4 Erweiterung des PSA-Modells, Durchführung der probabilistischen Rechnungen und Ergebnisanalyse

4.1 Modellierung der Asymmetrie-bedingten korrelierten Ausfälle im PSA-Modell

Die in Kapitel 2 entwickelten Varianten zur Modellierung der Korrelationen von Ausfällen mehrerer Komponenten durch Asymmetrien der elektrischen Stromversorgung wurden in das PSA-Modell des Software-Programms RiskSpectrum® einer Referenzanlage aus dem Vorhaben 4716R01351 /BER 20/ eingebunden. Unabhängige Ausfälle von Komponenten durch Asymmetrien der elektrischen Stromversorgung waren bereits in dem Vorhaben 4716R01351 modelliert worden. Dieses Modell beschreibt den Anlagenzustand vor Nachrüstung spezieller leittechnischer Einrichtungen zur Erkennung und Beherrschung von Asymmetrien der elektrischen Energieversorgung (/BER 20/, S. 217), d. h. die in der Referenzanlage seit 2017 installierten Einrichtungen zur Detektion von Asymmetrien der elektrischen Stromversorgung sind nicht berücksichtigt. Diese Einrichtungen wurden auch in diesem Vorhaben nicht berücksichtigt, insbesondere auch da die Quantifizierung ihrer Zuverlässigkeit nicht Projektinhalt war. Darüber hinaus beeinflussen sie nur die Eintrittshäufigkeit von Szenarien mit Asymmetrie-bedingten Komponenten- oder Systemausfällen in der Anlage, nicht aber den Ereignisablauf. Die Eintrittshäufigkeit ist jedoch für alle in Kapitel 2 diskutierten Modellierungsansätze gleich und deswegen für den hier durchgeführten Vergleich der unterschiedlichen Ansätze nicht relevant.

Zur Berücksichtigung der Asymmetrie-bedingten Ausfälle (Einzelausfälle und korrelierte Ausfälle) wurden die in Tab. 4.1 zusammengefassten fünf Ansätze im PSA-Modell implementiert. Die Ansätze zur Modellierung der korrelierten Ausfälle bestehen jeweils aus zwei Stufen (siehe Abschnitt 2.2). In der ersten Stufe wird modelliert, ob eine Komponentengruppe von Asymmetrie-bedingten Ausfällen betroffen ist oder nicht. In der zweiten Stufe wird bestimmt, wie viele Komponenten der Komponentengruppe ausfallen. Dazu werden in den beiden Stufen folgende Verfahren verwendet (siehe Abschnitt 2.2.3) aus denen sich die Ansätze entsprechend Tab. 4.1 zusammensetzen:

- I.1. (Stufe 1, Variante 1): Bestimmung der Wahrscheinlichkeit von Ausfällen in einer Gruppe gleicher, gleich belasteter Komponenten unmittelbar aus der Betriebserfahrung,

- I.2 (Stufe 1, Variante 2): Verwendung der Asymmetrie-abhängigen Ausfallwahrscheinlichkeit einzelner Komponenten mit dem Modell $f(a)$ aus Gleichung 2.36,
- II.1 (Stufe 2, Variante 1): Korrelationen der Ausfälle werden ohne spezielle Modellannahmen aus der Betriebserfahrung geschätzt,
- II.2 (Stufe 2, Variante 2): Korrelationen der Ausfälle werden mithilfe des hierarchischen Modells aus Abschnitt 2.2.1.3 berücksichtigt.

Der Ansatz 0 repräsentiert den Asymmetrie-bedingten Einzelausfall ohne Berücksichtigung von korrelierten Ausfällen entsprechend der bereits im Vorhaben 4716R01351 /BER 20/ durchgeführten Modellierung. Die weiteren Ansätze A, B, C und D beziehen korrelierte Ausfälle mit ein und wurden neu in diesem Vorhaben entwickelt.

Tab. 4.1 Definition der Ansätze zur Modellierung der Asymmetrie-bedingten Ausfälle in dem PSA-Modell

Ansatz	erste Stufe	zweite Stufe
0	I.2	
A	I.2	II.1
B	I.2	II.2
C	I.1	II.1
D	I.1	II.2

Die Modellierung der Ansätze 0, A und B erfolgt direkt in RiskSpectrum®, die Ansätze C und D können nur indirekt mit RiskSpectrum® modelliert werden. Für diese indirekte Einbindung wurden mehrere Software-Programme eingesetzt. Aus diesem Grund wird die Untersuchung der Ansätze C und D auf eine durch Asymmetrie der elektrischen Stromversorgung ausgelöste Transiente beschränkt, während mit den Ansätzen 0, A und B die gesamte Brandbreite an möglichen Transienten untersucht wird.

Für die vergleichende Untersuchung der Ansätze wurde eine erhebliche Vereinfachung getroffen: Die Untersuchungen berücksichtigen nur das Szenario 2 (transiente Asymmetrie im Netzanschluss, siehe /BER 20/, Abschnitt 2.3.2). Die hiermit verbundene Unsicherheit wird in Abschnitt 4.4 näher untersucht. Das Szenario 2 umfasst asymmetrische Zustände im Netzanschluss, die z. B. durch Komponentenschäden oder Einwirkungen von außen verursacht werden können.

Die vergleichende Untersuchung der verschiedenen Ansätze bezieht sich auf Gefährdungszustände, d. h. Anlagenzustände, die ohne Durchführung von Notfallmaßnahmen zu einem Kernschadenzustand führen. Zur Vervollständigung der Ergebnisauswertung erfolgt jedoch zusätzlich eine begrenzte Analyse der Kernschadenzustände.

4.1.1 Ereignisabläufe der relevanten Transienten

Der in Abb. 4.1 dargestellte Ereignisablauf für die Untersuchung der Asymmetrie-bedingten korrelierten Ausfälle basiert auf dem Ereignisablauf des Vorhabens 4716R01351 /BER 20/. Für den Ereignisablauf wird eine Asymmetrie im Netzanschluss entsprechend dem Szenario 2 als einleitendes Ereignis angenommen (Systemfunktion PF_SO02). Da in diesem Vorhaben der Vergleich der unterschiedlichen Ansätze zur Asymmetrie-bedingten korrelierten Ausfälle im Vordergrund steht, wird das einleitende Ereignis als Bedingung für den Ereignisablauf vorausgesetzt, d. h. es wird die bedingte Häufigkeit von Gefährdungszuständen betrachtet

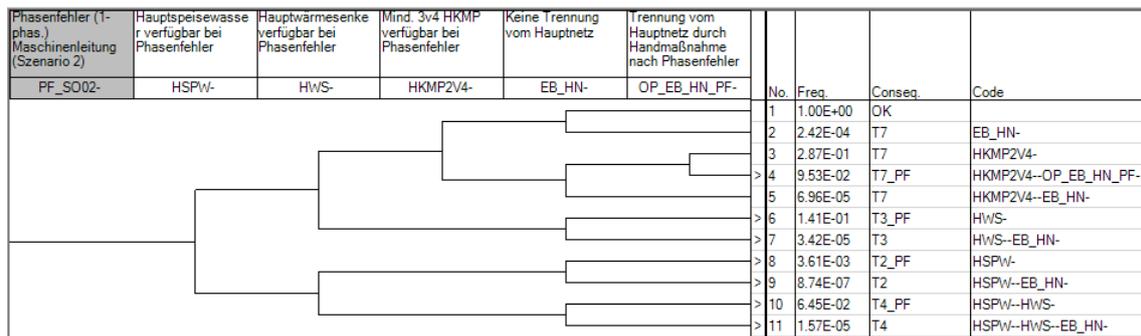


Abb. 4.1 Ereignisablauf nach Asymmetrie im Netzanschluss (Phasenfehler)

Im Ereignisablauf des PSA-Modells wird davon ausgegangen, dass die Anlage nach einem Phasenfehler bzw. nach Reaktorschnellabschaltung/Turbinenschnellabschaltung in den Zustand „unterkritisch heiß“ abgefahren wird (siehe auch /BER 20/, Abschnitt 5.4). Da dieser Zustand längerfristig beibehalten werden kann, wird ein Abfahren in den Zustand „unterkritisch kalt“ nicht berücksichtigt und die Nachwärmeabfuhr über die Nachkühlkette nicht modelliert. Somit können die Systemfunktionen „Hauptspeisewasser“ (HSPW), Hauptwärmesenke (HWS) und „mindestens 3 von 4 Hauptkühlmittelpumpen“ nach einem Phasenfehler zum Eintritt von Transienten führen. Nach einem Phasenfehler muss die Anlage vom Hauptnetz getrennt werden, um Phasenfehler-bedingte Ausfälle weiterer Komponenten oder Systeme zu vermeiden. Dazu wird in der Systemfunktion „Keine Trennung vom Hauptnetz“ (EB_HN) berücksichtigt, ob eine Trennung

vom Hauptnetz erfolgt. Die Trennung vom Hauptnetz wird im Fehlerbaum „Ausfall der Eigenbedarfsversorgung über Hauptnetzanschluss“ (ET-AC EB_HN) in Abb. 4.2 modelliert und schließt spontane Ausfälle der Eigenbedarfs- und Fremdnetzversorgung ein. Da in einem PSA-Modell die Systemfunktion das negierte Ereignis des zugehörigen Fehlerbaumes beschreibt, bezieht sich die Systemfunktion „Keine Trennung vom Hauptnetz“ auf den „nicht eingetretenen“ Ausfall der Eigenbedarfsversorgung, da bei einem spontanen Ausfall der Eigenbedarfsversorgung die Trennung der Anlage vom Hauptnetz erfolgt.

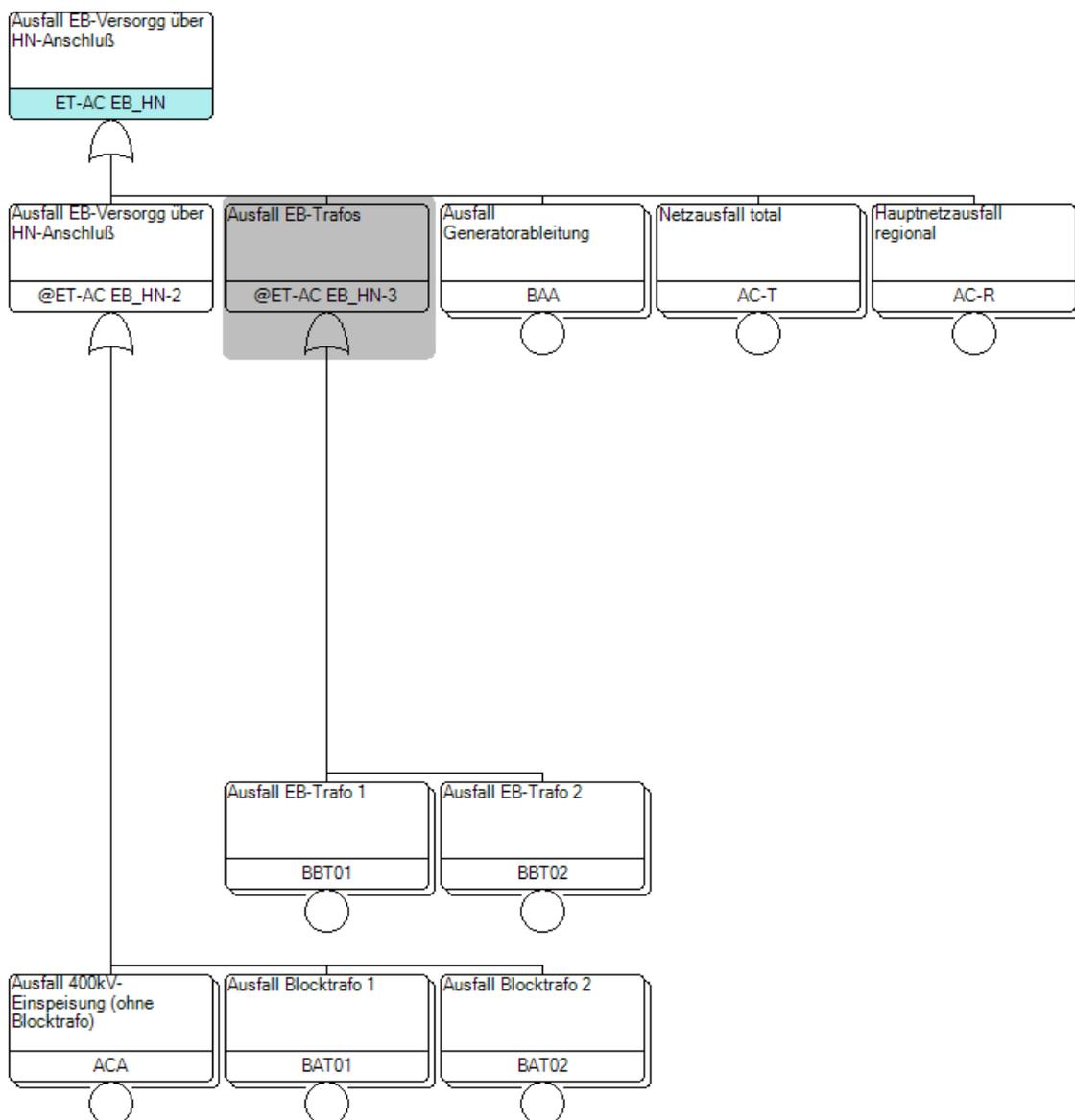


Abb. 4.2 Fehlerbaum zur Modellierung des Ausfalls der Eigenbedarfsversorgung über den Hauptnetzanschluss (ET-AC EB_HN)

Neben der geänderten Eintrittshäufigkeit des Phasenfehlers wurde dem Ereignisablauf aus dem Vorhaben 4716R01351 noch die Systemfunktion OP_EB_HN_PF- „Trennung vom Hauptnetz durch Handmaßnahme nach Phasenfehler“ mit dem Fehlerbaum in Abb. 4.3 hinzugefügt. Diese Handmaßnahme dient der zusätzlich möglichen Trennung der Referenzanlage vom Hauptnetz. Sie wird in diesem Vorhaben nur in Zusammenhang mit dem alleinigen Ausfall der Hauptkühlmittelpumpen (HKMP2V4) berücksichtigt (siehe Abschnitt 3.5). Ein Erfolg der Handmaßnahme führt zur Transiente T7 „Abschalten der Anlage von Hand nach Ausfall von mindestens zwei Hauptkühlmittelpumpen“ ohne Berücksichtigung von zusätzlichen Ausfällen durch Asymmetrien der elektrischen Stromversorgung; ein Misserfolg führt in die Transiente T7_PF, in der Asymmetrie-bedingte Ausfälle berücksichtigt werden. Der Fehlerbaum umfasst das Basisereignis OP_EB_HN zum Misserfolg der Handmaßnahme sowie ein UND-Gatter, das alle House Events des Asymmetrie-Szenarios 2 einbindet. Die berücksichtigte Wahrscheinlichkeitsverteilung im Basisereignis wird in Abschnitt 3.1.1 beschrieben. Im PSA-Modell ist sie mit einer logarithmischen Normalverteilung (Mittelwert: 0,124; EF: 3,61) implementiert; die Dichte der Wahrscheinlichkeitsverteilung ist in Abb. 4.4 dargestellt.

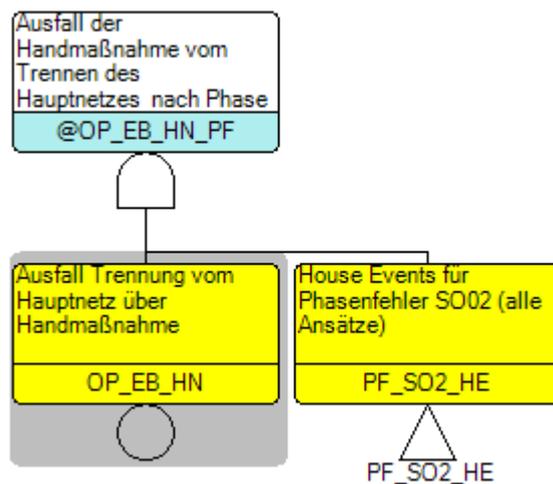


Abb. 4.3 Fehlerbaum zur Berücksichtigung der Handmaßnahme zur Trennung vom Hauptnetz im Ereignisablauf

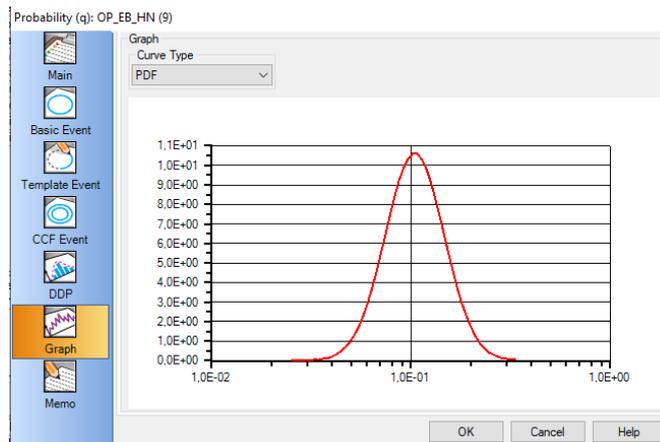


Abb. 4.4 Dichte der Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Ausfallwahrscheinlichkeit der Handmaßnahme zur Trennung vom Hauptnetz

Durch einen Phasenfehler im Hauptnetz der Anlage ohne Trennung vom Hauptnetz kann es zu folgenden Transienten kommen: Ausfall Hauptspeisewasser (T2_PF), Ausfall der Hauptwärmesenke (T3_PF), Ausfall Hauptspeisewasser und Hauptwärmesenke (T4_PF) sowie Abschalten der Anlage von Hand nach Ausfall von mindestens zwei Hauptkühlmittelpumpen (T7_PF). Bei diesen Transienten können weitere Komponenten oder Systeme in Folge des Phasenfehlers ausfallen. Vor einer Trennung vom Hauptnetz (automatisch oder von Hand) kann es bereits zum Eintritt der genannten Transienten gekommen sein. Allerdings ist in diesem Fall nicht damit zu rechnen, dass der Phasenfehler noch zu weiteren Systemausfällen führt, da sich die zur Beherrschung benötigten Komponenten bei Eintreten des Phasenfehlers im Stand-by-Zustand befinden. Deshalb führen Ereignisabläufe mit der Trennung vom Hauptnetz zu den Transienten T2, T3, T4, T7, in denen keine zusätzlichen Asymmetrie-bedingten Ausfälle berücksichtigt werden. Weitere Informationen zu den Ereignisabläufen sind in /BER 20/ (Abschnitt 5.3) beschrieben.

Im Ereignisablauf wird in der Systemfunktion „Keine Trennung vom Hauptnetz“ (EB_HN) die Trennung vom Hauptnetz durch spontane Ausfälle der Eigenbedarfs- und der Fremdnetzversorgung eingebunden (siehe Abb. 4.2). Erfolgt die Trennung vom Hauptnetz wird die Transiente T7 erreicht, andernfalls die Transiente T7_PF mit möglichen Asymmetrie-bedingten Ausfällen. Damit wird im PSA-Modell durch den spontanen Ausfall von sicherheitsrelevanten Systemen ein Zustand höherer Sicherheit erreicht. Die Berücksichtigung von spontanen Ausfällen im Hinblick auf eine Reduzierung der zu berechnenden Kernschadenshäufigkeit im PSA-Modell ist nicht üblich. In diesem Ereignisablauf wird die Trennung vom Hauptnetz durch spontane Ausfälle aus dem Vorhaben 4716R01351

/BER 20/ zur Vollständigkeit beibehalten, da diese Sequenz im gesamten Ereignisablauf einen zu vernachlässigenden Beitrag hat und der Einfluss der manuellen Trennung vom Hauptnetz im Systemfunktion „OP_EB_HN_PF“ deutlich überwiegt.

4.1.2 Modellierung des Ansatzes 0 und Einbindung weiterer Ansätze

Wie der Ereignisablauf wird auch die Modellierung der Asymmetrie-bedingten Einzelausfälle aus dem Vorhaben 4716R01351 /BER 20/ übernommen. Die Einzelausfälle wurden mit insgesamt 123 Basisereignissen modelliert. Diese Basisereignisse sind im PSA-Modell mit der Endung „SO02“ gekennzeichnet. Sie wurden wie in Abb. 4.5 dargestellt in die entsprechenden Fehlerbäume eingebunden. Weitere Informationen sind in /BER 20/ (Abschnitt 5.6) enthalten.

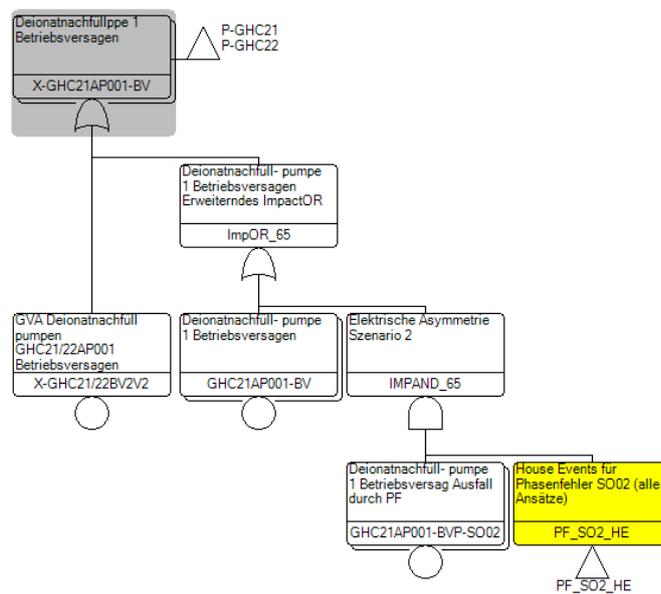


Abb. 4.5 Modellierung der Asymmetrie-bedingten Einzelausfälle in Fehlerbäumen am Beispiel der Deionatnachfüllpumpe 1 (Betriebsversagen)

Zur Einbindung der unterschiedlichen Ansätze zur Modellierung der Asymmetrie-bedingten Ausfälle wurde das PSA-Modell angepasst. Die Basisereignisse, die die Asymmetrie-bedingten Ausfälle repräsentieren, waren im Vorhaben 4716R01351 /BER 20/ mit einem einzigen House Event für Phasenfehler verknüpft. Dieses House Event wird hier durch den Fehlerbaum PF_SO2_HE (Phasenfehler, Szenario 2, House Events) in Abb. 4.6 ersetzt. Der Fehlerbaum enthält die House Events PF, PF_AC, PF_BD für den Ansatz 0, die Ansätze A bzw. C und die Ansätze B bzw. D. Dadurch werden die Basisereignisse der Einzelausfälle in allen fünf Ansätzen eingebunden.

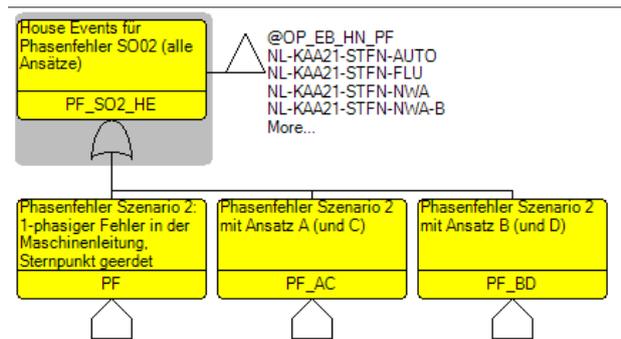


Abb. 4.6 Fehlerbaum zur Auswahl des Ansatzes zur Modellierung der Asymmetrie-bedingten Ausfälle über House Events

4.1.3 Modellierung der Ansätze A und B

Zur Modellierung der Asymmetrie-bedingten korrelierten Ausfälle über die Ansätze A und B wurde jedes der 123 Basisereignisse der Asymmetrie-bedingten Einzelausfälle mit zwei Exchange Events erweitert. Mit den Exchange Events werden über die House Events PF_AC oder PF_BD Basisereignisse eingebunden, die die gleiche Ausfallwahrscheinlichkeit des Einzelfehlers haben und mit den Zusätzen „A“ oder „B“ entsprechend den jeweiligen Ansätzen bezeichnet werden (siehe Abb. 4.7).

Basic Event: GHC21AP001-BVP-SO02 (20)

Exchange Event	
House Event	Exchange Event
PF_AC	GHC21AP001-BVP-SO02A
PF_BD	GHC21AP001-BVP-SO02B
*	

Abb. 4.7 Einbindung der Ansätze A und B über Exchange Events am Beispiel der Deionatnachfüllpumpe 1 (Betriebsversagen durch Phasenfehler)

Die Basisereignisse gleichartiger Komponenten werden in der Software RiskSpectrum® in insgesamt 72 CCF-Gruppen (englisch: common cause failure group) für die Ansätze A und B zusammengefasst, die gleiche, gleich belastete Komponenten umfassen (siehe Abb. 4.8). Als bedingte Wahrscheinlichkeiten $w_{k \setminus g}$, dass k von g Parameter auftreten,

wurden für Ansatz A die Werte der Tab. 2.5 und für Ansatz B die Werte der Tab. 2.6 als Alpha-Faktoren in das PSA-Modell übernommen und sind in Tab. 4.2 mit den Bezeichnungen im PSA-Modell dargestellt. Dabei bezieht sich die Bezeichnung „DIREKT“ auf die Modellierung der Korrelationen der Ausfälle aus der Betriebserfahrung ohne spezielle Modellannahmen (Verfahren II.1) und die Bezeichnung „MEHRST“ (mehrstufig) bezieht sich auf das verwendete hierarchische Modell (Verfahren II.2). Wenn eine CCF-Gruppe sechs Komponenten umfasst, werden für den Ansatz A auch Werte des Ansatzes B verwendet, da hierfür im Ansatz A keine Alpha-Faktoren berechnet wurden.

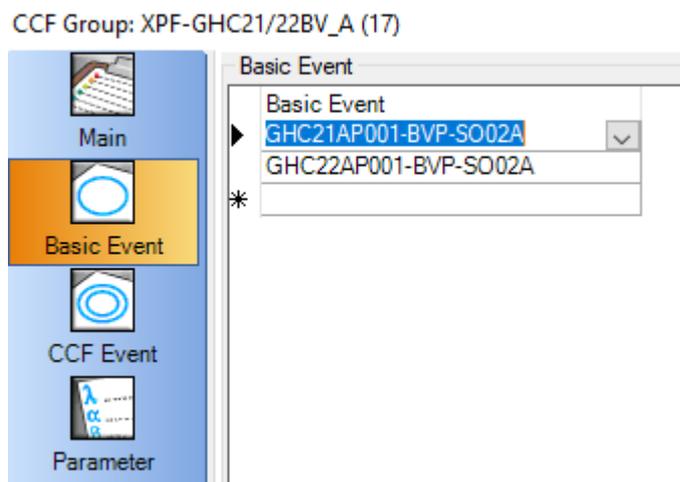


Abb. 4.8 Modellierung der CCF-Gruppen am Beispiel der korrelierten Ausfälle (Ansatz A) der Deionatnachfüllpumpe 21/22AP001

Tab. 4.2 Modellierung der Alpha-Faktoren der Ansätze A (Bezeichnung „DIREKT“) und Ansätze B (Bezeichnung „MEHRST“); die Alpha-Faktoren unterliegen einer Beta-Verteilung (Beta-Vtl.)

Bezeichnung	Mittelwert	Parameter 1 (Beta-Vtl.)	Parameter 2 (Beta-Vtl.)	Median	5%- Quantil	95- Quantil
ALPHA_DIREKT_2V2	9.50E-01	9.50E+00	5.00E-01	9.76E-01	8.13E-01	1.00E+00
ALPHA_DIREKT_2V3	7.69E-02	5.00E-01	6.00E+00	3.87E-02	3.43E-04	2.83E-01
ALPHA_DIREKT_2V4	2.14E-01	1.50E+00	5.50E+00	1.86E-01	3.01E-02	4.94E-01
ALPHA_DIREKT_3V3	8.46E-01	5.50E+00	1.00E+00	8.81E-01	5.80E-01	9.91E-01
ALPHA_DIREKT_3V4	7.14E-02	5.00E-01	1.00E+00	3.57E-02	3.14E-04	2.64E-01
ALPHA_DIREKT_4V4	5.00E-01	3.50E+00	3.50E+00	5.00E-01	2.09E-01	7.91E-01
ALPHA_MEHRST_2V2	8.40E-01	1.85E+01	3.50E+00	8.50E-01	6.99E-01	9.46E-01
ALPHA_MEHRST_2V3	5.90E-02	1.41E+00	2.22E+01	4.71E-02	6.54E-03	1.52E-01
ALPHA_MEHRST_2V4	4.50E-02	1.12E+00	2.39E+01	3.34E-02	3.14E-03	1.27E-01
ALPHA_MEHRST_2V6	2.20E-02	5.40E-01	2.37E+01	1.10E-02	1.32E-04	8.14E-02
ALPHA_MEHRST_3V3	8.40E-01	1.85E+01	3.50E+00	8.50E-01	6.99E-01	9.46E-01
ALPHA_MEHRST_3V4	4.50E-02	4.20E-01	2.76E+01	1.85E-02	6.96E-05	1.80E-01
ALPHA_MEHRST_3V6	2.20E-02	5.40E-01	2.37E+01	1.10E-02	1.32E-04	8.14E-02
ALPHA_MEHRST_4V4	8.40E-01	1.85E+01	3.50E+00	8.50E-01	6.99E-01	9.46E-01
ALPHA_MEHRST_4V6	7.50E-03	2.50E-01	3.28E+01	1.33E-03	1.29E-07	3.63E-02
ALPHA_MEHRST_5V6	7.50E-03	2.50E-01	3.28E+01	1.33E-03	1.29E-07	3.63E-02
ALPHA_MEHRST_6V6	8.40E-01	1.85E+01	3.50E+00	8.50E-01	6.99E-01	9.46E-01

Die Ansätze A und B werden somit über die ansatzspezifischen Basisereignisse und deren Verknüpfung in den CCF-Gruppen über die Exchange Events in das PSA-Modell eingebunden. Da die ansatzspezifischen Basisereignisse nur bei der Aktivierung der jeweiligen House Events (PF_AC, PF_BD) über Exchange Events in dem PSA-Modell verknüpft werden, werden auch die damit zusammenhängenden CCF-Gruppen nur entsprechend der aktivierten House Events berücksichtigt. Die gewünschte Funktionsweise dieser Herangehensweise wurde anhand der Minimalschnitte überprüft.

4.1.4 Modellierung der Ansätze C und D

Die Ansätze C bzw. D zur Modellierung der korrelierten Ausfälle basieren auf den Ansätzen A bzw. B, ihre Implementierung ist jedoch komplex. Grund für die Komplexität ist, dass die mittlere Asymmetrie-bedingte Ausfallwahrscheinlichkeit f eines Basisereignisses vom Parameter μ_A und den bedingten Wahrscheinlichkeiten $w_{k \setminus g}$, dass k von g Komponenten ausfallen, abhängt (siehe Gleichung 2.41). Zudem unterliegt der Parameter μ_a einer Verteilung entsprechend der Gleichung 2.32. Diese Abhängigkeiten der Ausfallwahrscheinlichkeit f können in RiskSpectrum® nicht implementiert werden (siehe Parametereingabe in Abb. 4.9). Die Implementierung der Ansätze C und D muss daher in folgenden Schritten erfolgen, in denen mehrere Software-Programme verwendet werden.

Main	
General	
ID	GHC21AP001-BVP-SO02
Description	Ausfall durch Phasenfehler Szenario 2
Mean	1.30E-01
Distribution type	Lognormal
Dist. Par. 1	1.21E+00
Dist. Par. 2	
Median	1.29E-01
5th perc.	1.07E-01
95th perc.	1.56E-01

Abb. 4.9 Eingabe einer Asymmetrie-bedingten Ausfallwahrscheinlichkeit am Beispiel der Deionatnachfüllpumpe 1

Schritt 1: Durchführung von Monte Carlo-Simulation mit je 1000 Zufallsstichproben von Realisationen des Parameters μ_A und der Alpha-Faktoren für die Ansätze C und D durch SUSA: Mit dem Software-Programm SUSA /KLO 15/, /KLO 21/ der GRS werden jeweils 1000 Zufallsstichproben für die Ansätze C und D gezogen. Sie umfassen Realisationen von μ_A aller 123 Basisereignisse der Asymmetrie-bedingten Ausfälle über Gleichung 2.32. Jede Zufallsstichprobe beinhaltet zudem Realisationen aller $w_{k \setminus g}$ entsprechend der Wahrscheinlichkeitsverteilungen in Tab. 4.2. Im Ansatz C werden dazu die Wahrscheinlichkeitsverteilungen des Ansatzes A (DIREKT in Tab. 4.2 bzw. Tab. 2.5) und für den Ansatz D die Wahrscheinlichkeitsverteilungen des Ansatzes B (MEHRST in Tab. 4.2 bzw. Tab. 2.6) verwendet. Die zweimal 1000 Zufallsstichproben enthalten somit jeweils eine Realisation für jede der 393 Zufallsvariablen. Für jede Zufallsstichprobe wird

anschließend die Ausfallwahrscheinlichkeit f aller Basisereignisse aus Gleichung 2.41 berechnet.

Anmerkungen zum Schritt 1:

- Die Realisationen der $w_{k \setminus g}$ entstammen einer Dirichlet-Verteilung, die die Abhängigkeit der $w_{k \setminus g}$ abbildet (siehe Gleichung 2.3). Dadurch ist die Summe aller $w_{k \setminus g}, k = 1 \dots g$ immer gleich⁶ 1.
- Für jeden Alpha-Faktor wird nur eine Realisation pro Zufallsstichprobe gezogen, die dann zur Berechnung der Ausfallwahrscheinlichkeit f aller Basisereignisse verwendet wird. Diese vereinfachende Annahme führt zu einer deutlichen Reduzierung der Anzahl an Realisationen.

Schritt 2: Erstellung von zwei PSA-Modell-Realisationen für die Ansätze C und D mit jeder der 1000 Zufallsstichproben unter Verwendung des Software-Programms pyRiskRobot der GRS: Für jede Stichprobe und für beide Ansätze wird eine eigene Realisation des PSA-Modells erstellt. Diese PSA-Modell-Realisationen berücksichtigen die in der Stichprobe enthaltenen Realisationen der Parameter f aller Basisereignisse sowie die Realisationen aller Alpha-Faktoren. Die Realisationen einer Stichprobe werden dabei als feste Werte in der PSA-Modell-Realisation durch pyRiskRobot eingegeben (siehe Abb. 4.10 und Abb. 4.11). Dazu wird mit pyRiskRobot der Verteilungstyp (Distribution type) auf „keine Verteilung“ (None) und z. B. der Mittelwert (Mean) auf den Wert der Realisation gesetzt. Danach werden jedoch in RiskSpectrum® die vorher verwendeten Verteilungsparameter (Dist. Par. 1, Dist. Par. 2) nicht gelöscht bzw. angepasst. Daher sind die Verteilungsparameter der ursprünglichen Verteilungsfunktion noch in Abb. 4.10 zu erkennen, obwohl keine Verteilung (Verteilungstyp „None“) hinterlegt ist. Die richtige Funktionsweise in RiskSpectrum® lässt sich an den gleichen Werten für Mittelwert (Mean), Median und 5% bzw. 95%-Quantil (5th perc. / 95th perc.) erkennen.

⁶ In der Software RiskSpectrum® werden die Eingabeparameter dahingehend überprüft, ob $\sum_{k=1}^g w_{k \setminus g} \leq 1$. Ist dies nicht erfüllt, bricht die Rechnung ab. Da hier $w_{k \setminus g} \lesssim 1$ gilt, ergibt sich aus dem (wie oben dargestellt konservativen) unabhängigen Ziehen der $w_{k \setminus g}$ aus ihren Marginalverteilungen häufig ein Rechenabbruch – somit ist diese Vorgehensweise hier nicht möglich.

Probability (q): GHC21AP001-BVP-SO02 (20)

Main	
General	
ID	GHC21AP001-BVP-SO02
Description	Ausfall durch Phasenfehler Szenario 2
Mean	3.58E-01
Distribution type	None
Dist. Par. 1	1.21E+00
Dist. Par. 2	
Median	3.58E-01
5th perc.	3.58E-01
95th perc.	3.58E-01

Abb. 4.10 Eingabe einer Asymmetrie-bedingten Ausfallwahrscheinlichkeit f in einer PSA-Modell-Realisation am Beispiel der Deionatnachfüllpumpe 1

ID	Char #:1	Mean	Distribution type
ALPHA_DIREKT_2V2		9.91E-01	None
ALPHA_DIREKT_2V3		4.00E-02	None
ALPHA_DIREKT_2V4		1.70E-01	None
ALPHA_MEHRST_2V2		8.55E-01	None
ALPHA_MEHRST_2V3		7.75E-03	None
ALPHA_MEHRST_2V4		7.53E-03	None
ALPHA_MEHRST_2V6		1.09E-03	None

Abb. 4.11 Eingegebene feste Werte der Alpha-Faktoren in einer PSA-Modell-Realisation am Beispiel der Alpha-2-Faktoren

Schritt 3: Durchführung der Konsequenzanalysen mit jeder PSA-Modell-Realisation in RiskSpectrum®: Mit jeder PSA-Modell-Realisation wird eine Simulation durchgeführt und die bedingte Wahrscheinlichkeit eines Gefährdungszustands, d. h. eines Zustandes, der ohne Durchführung von Notfallmaßnahmen zu einem Kernschaden führt (GZ-Wahrscheinlichkeit), nach Eintritt eines Phasenfehlers mittels Minimalschnittanalysen bestimmt. Die Simulationen wurden über einen eigens erstellten Programm-Code automatisch gestartet. Die Simulationsergebnisse werden durch RiskSpectrum® in Textdateien ausgegeben. Wegen der hohen Anzahl an PSA-Modell-Realisationen wurden dafür zwei Vereinfachungen vorgenommen. Erstens wurde auf eine Unsicherheitsanalyse zusätzlich zur Minimalschnittanalyse wie für die Ansätze 0, A und B verzichtet. Zweitens wurde die Analyse auf die Transiente T7 „Abschalten der Anlage von Hand nach Ausfall von mindestens zwei Hauptkühlmittelpumpen“ beschränkt. Durch diese beiden Vereinfachungen konnte die Dauer für eine von 1000 notwendigen Simulationen von etwa 15

Minuten auf etwa 10 bis 30 Sekunden reduziert werden, ohne dabei maßgebliche Einschränkungen hinsichtlich der Aussagefähigkeit der Ergebnisse zu haben.

Schritt 4: Zusammenfassung und Darstellung der Simulationsergebnisse aller PSA-Modell-Realisationen: Zunächst werden alle Simulationsergebnisse aus den einzelnen PSA-Modell-Realisationen zusammengefasst. Dazu wurde ein GRS-interner Programm-Code verwendet, der alle von RiskSpectrum® erstellten Textdateien ausliest und die Daten neu strukturiert. Anschließend können damit die Ergebnisse in Abbildungen und Tabellen dargestellt werden.

4.1.5 Vorbereitung der Quantifizierung und Ergebnisdarstellung

Aufgrund deren Komplexität werden für die Ansätze C und D andere Schwerpunkte in der Quantifizierung gesetzt als für die Ansätzen 0, A und B. Für die Ansätze 0, A und B erfolgten Konsequenzanalysen unter Berücksichtigung aller Transienten. Dabei wurden neben den Minimalschnittanalysen auch Unsicherheitsanalysen sowie Importanzanalysen durchgeführt. Die Untersuchung der Ansätze C und D wird auf die Transiente T7 „Abschalten der Anlage von Hand nach Ausfall von mindestens zwei Hauptkühlmittelpumpen“ mit einer Minimalschnittanalyse beschränkt. Die Punktwerte der bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit und die Minimalschnitte der Transiente T7 können damit für alle Ansätze 0, A, B, C und D verglichen werden.

Bei allen Konsequenzanalysen aller Ansätze wird ein Abschneidefehler von $1E-16$ (relativ $1E-17$) berücksichtigt, der keine Auswirkung auf die Simulationsergebnisse hat. Die Unsicherheitsanalysen erfolgen mit $1E5$ Stichproben.

4.2 Quantifizierung und Ergebnisdarstellung

Anschließend an die Modellierung der Asymmetrie-bedingten korrelierten Ausfälle wird das PSA-Modell ausgewertet. Im Fokus steht dabei der Vergleich der Ansätze 0, A, B, C und D. Daher wird die Eintrittshäufigkeit des Phasenfehler-Szenarios 2 in den Untersuchungen nicht weiter betrachtet. Die Auswertung erfolgt somit hinsichtlich der bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit (bGZW) nach Eintritt des Phasenfehler-Szenarios 2 ohne die Berücksichtigung von Notfallmaßnahmen.

Weiterführende Informationen und Ergebnisse zu folgenden Punkten sind in /BER 20/ beschrieben:

- Eintrittshäufigkeit des Phasenfehler-Szenarios 2,
- Eintrittshäufigkeiten der unterschiedlichen Transienten T2, T3, T4, T7, T2_PF, T3_PF, T4_PF, T7_PF, Trennung vom Hauptnetz sowie
- Berücksichtigung von Notfallmaßnahmen (primärseitiges / sekundärseitigen Druckentlasten und Bespeisen) zur Unterscheidung der Häufigkeit eines Kernschadens nach dem Eintritt eines Gefährdungszustandes.

4.2.1 Auswertung des Gesamtergebnisses (alle Transienten) unter Verwendung der Ansätze 0, A und B

Die Abb. 4.12 und Tab. 4.3 zeigen für die Ansätze 0, A und B das Gesamtergebnis der bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit aller Transienten nach Eintritt eines Phasenfehlers. Mit dem Ansatz 0 (keine Modellierung korrelierter Ausfälle) ist die bedingte GZ-Wahrscheinlichkeit etwa um den Faktor 100 kleiner als bei einer Berücksichtigung der korrelierten Ausfälle (Ansätze A und B). Bei einer Berücksichtigung der korrelierten Ausfälle unterscheiden sich die Ergebnisse der beiden Ansätze A und B nur geringfügig, wobei der Ansatz B zur größeren bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit führt.

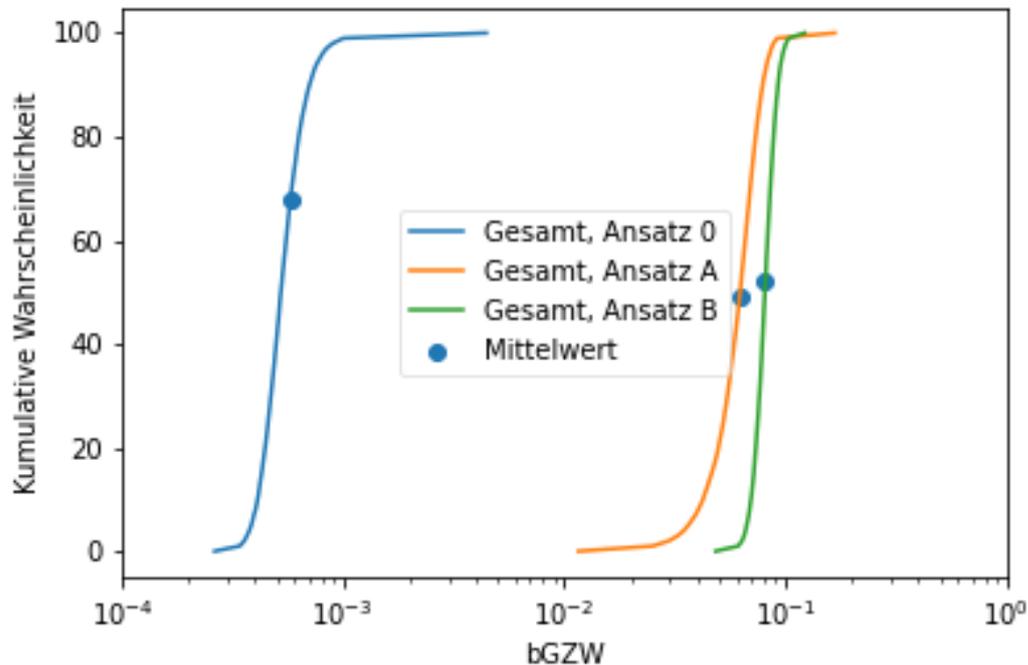


Abb. 4.12 Kumulative Verteilungsfunktion der bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit (bGZW) nach Phasenfehler für Ansätze 0, A und B zur korrelierten Ausfälle-Modellierung

Tab. 4.3 Bedingte GZ-Häufigkeit nach Phasenfehler für Ansätze 0, A und B zur korrelierten Ausfälle-Modellierung (Mittelwert, Median und Quantile entstammen den Unsicherheitsanalysen, der Punktwert der Minimalschnittanalyse)

Ansatz	Punktwert	Mittelwert	Median	5%-Quantil	95%-Quantil
Gesamt, Ansatz B	0,081	0,081	0,0807	0,0668	0,0962
Gesamt, Ansatz A	0,063	0,0614	0,0623	0,0363	0,0834
Gesamt, Ansatz 0	0,00054	0,000547	0,000523	0,000385	0,000783

Die Tab. 4.4, Tab. 4.5 und Tab. 4.6 zeigen die Minimalschnitte und die Punktwerte der bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit aller Transienten (Gesamtergebnis) bei Berücksichtigung der unterschiedlichen Ansätze 0, A und B.

- Mit dem Ansatz 0 (keine korrelierten Ausfälle) tragen folgende Basisereignisse zur bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit hauptsächlich bei: Asymmetrie-bedingte Einzelfehler, z. B.
 - der Ölpumpen für An- und Abfahrpumpe (z. B.: LAJ10AP001-BVP-SO02) oder

- der Ausfall der Deionat-Umwälzpumpen (z. B.: LAR14AP001-BVP-SO02), sowie
- gemeinsam verursachte Ausfälle (GVA) aller Notspeisediesels (z. B.: X-XKA-P-BV4V4), die nicht durch die Asymmetrie bedingt sind.
- Unter Verwendung der Ansätze A und B sind ausschließlich Asymmetrie-bedingte korrelierte Ausfälle in den obersten Minimalschnitten vertreten:
 - An- und Abfahrpumpen (z. B.: XPF-LAJAP001_A-ALL),
 - Umluftventilatoren der Dieselmotoren (z. B.: XPF-SAL2AN001_A-ALL),
 - Deionatumwälzpumpen (z. B.: XPF-LAR4AP001_A-ALL).

In Übereinstimmung mit den oben gezeigten Ergebnissen wird dadurch die zentrale Bedeutung der Asymmetrie-bedingten korrelierten Ausfälle deutlich.

Tab. 4.4 Minimalschnitte und Punktwert der bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit aller Transienten (Gesamt) mit dem Ansatz 0

	Punktwert	Anteil %	Minimalschnitte
1	1.054E-005	1.2	H_PF_SO02; LAJ10AP001-BVP-SO02; LAJ20AP001-BVP-SO02; X-XKA-P-BV4V4
2	1.018E-005	1.1	H_PF_SO02; LAJ10AP001-BVP-SO02; LAJ20AN001-BVP-SO02; X-XKA-P-BV4V4
3	9.812E-006	1.1	H_PF_SO02; LAJ10AN001-BVP-SO02; LAJ20AP001-BVP-SO02; X-XKA-P-BV4V4
4	9.475E-006	1.1	H_PF_SO02; LAJ10AN001-BVP-SO02; LAJ20AN001-BVP-SO02; X-XKA-P-BV4V4
5	4.883E-006	0.5	H_PF_SO02; LAJ10AP001-BVP-SO02; LAJ20AP001-BVP-SO02; LAR14AP001-BVP-SO02; LAR24AP001-BVP-SO02; LAR34AP001-BVP-SO02; LAR44AP001-BVP-SO02
6	4.883E-006	0.5	H_PF_SO02; LAJ10AP001-BVP-SO02; LAJ20AP001-BVP-SO02; LAR24AP001-BVP-SO02; SAL12AN001-BVP-SO02; SAL32AN001-BVP-SO02; SAL42AN001-BVP-SO02
7	4.883E-006	0.5	H_PF_SO02; LAJ10AP001-BVP-SO02; LAJ20AP001-BVP-SO02; LAR14AP001-BVP-SO02; LAR24AP001-BVP-SO02; SAL32AN001-BVP-SO02; SAL42AN001-BVP-SO02
8	4.883E-006	0.5	H_PF_SO02; LAJ10AP001-BVP-SO02; LAJ20AP001-BVP-SO02; SAL12AN001-BVP-SO02; SAL22AN001-BVP-SO02; SAL32AN001-BVP-SO02; SAL42AN001-BVP-SO02
9	4.883E-006	0.5	H_PF_SO02; LAJ10AP001-BVP-SO02; LAJ20AP001-BVP-SO02; LAR14AP001-BVP-SO02; SAL22AN001-BVP-SO02; SAL32AN001-BVP-SO02; SAL42AN001-BVP-SO02
10	4.883E-006	0.5	H_PF_SO02; LAJ10AP001-BVP-SO02; LAJ20AP001-BVP-SO02; LAR14AP001-BVP-SO02; LAR44AP001-BVP-SO02; SAL22AN001-BVP-SO02; SAL32AN001-BVP-SO02

Tab. 4.5 Minimalschnitte und Punktwerte der bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit aller Transienten (Gesamt) mit dem Ansatz A

	Punktwert	Anteil %	Minimalschnitte
1	1.143E-002	13.3	H_PF_SO02; XPF-LAJAP001_A-ALL; XPF-LAR4AP001_A-ALL
2	1.143E-002	13.3	H_PF_SO02; XPF-LAJAP001_A-ALL; XPF-SAL2AN001_A-ALL
3	1.064E-002	12.4	H_PF_SO02; XPF-LAJAN001_A-ALL; XPF-SAL2AN001_A-ALL
4	1.064E-002	12.4	H_PF_SO02; XPF-LAJAN001_A-ALL; XPF-LAR4AP001_A-ALL
5	7.642E-003	8.9	H_PF_SO02; XPF-LAJ0AP_A-ALL; XPF-SAL2AN001_A-ALL
6	7.642E-003	8.9	H_PF_SO02; XPF-LAJ0AP_A-ALL; XPF-LAR4AP001_A-ALL
7	1.445E-003	1.7	H_PF_SO02; XPF-GHC21/22BV_A-ALL; XPF-PCCAP1-BVP_A-ALL; XPF-SAL2AN001_A-ALL
8	1.445E-003	1.7	H_PF_SO02; XPF-GHC21/22BV_A-ALL; XPF-LAR4AP001_A-ALL; XPF-PCCAP1-BVP_A-ALL
9	1.395E-003	1.6	H_PF_SO02; XPF-GHC21/22BV_A-ALL; XPF-LAR4AP001_A-ALL; XPF-MAX82AN_A-ALL
10	1.395E-003	1.6	H_PF_SO02; XPF-GHC21/22BV_A-ALL; XPF-LAR4AP001_A-ALL; XPF-MAX91AP_A-ALL

Tab. 4.6 Minimalschnitte und Punktwerte der bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit aller Transienten (Gesamt) mit dem Ansatz B

	Punktwert	Anteil %	Minimalschnitte
1	1.406E-002	12.8	H_PF_SO02; XPF-LAJAP001_B-ALL; XPF-SAL2AN001_B-ALL
2	1.406E-002	12.8	H_PF_SO02; XPF-LAJAP001_B-ALL; XPF-LAR4AP001_B-ALL
3	1.318E-002	12.0	H_PF_SO02; XPF-LAJ0AP_B-ALL; XPF-LAR4AP001_B-ALL
4	1.318E-002	12.0	H_PF_SO02; XPF-LAJ0AP_B-ALL; XPF-SAL2AN001_B-ALL
5	1.309E-002	11.9	H_PF_SO02; XPF-LAJAN001_B-ALL; XPF-SAL2AN001_B-ALL
6	1.309E-002	11.9	H_PF_SO02; XPF-LAJAN001_B-ALL; XPF-LAR4AP001_B-ALL
7	1.717E-003	1.6	H_PF_SO02; XPF-GHC21/22BV_B-ALL; XPF-LAR4AP001_B-ALL; XPF-MAX82AN_B-ALL
8	1.717E-003	1.6	H_PF_SO02; XPF-GHC21/22BV_B-ALL; XPF-MAX82AN_B-ALL; XPF-SAL2AN001_B-ALL
9	1.679E-003	1.5	H_PF_SO02; XPF-GHC21/22BV_B-ALL; XPF-LCBAP01-BV_B-ALL; XPF-SAL2AN001_B-ALL
10	1.679E-003	1.5	H_PF_SO02; XPF-GHC21/22BV_B-ALL; XPF-LAR4AP001_B-ALL; XPF-LCBAP01-BV_B-ALL

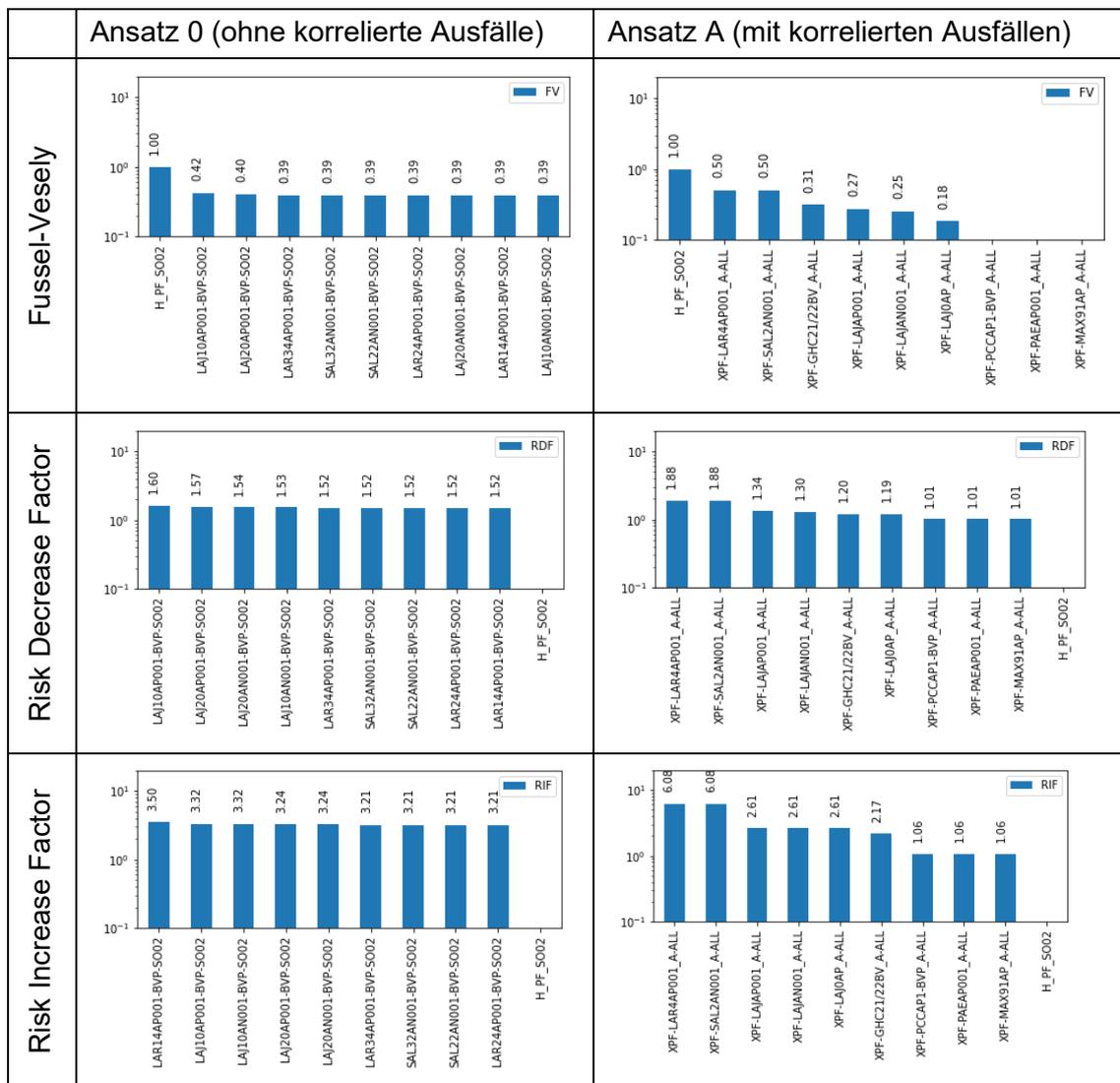
In den Abbildungen der Tab. 4.7 sind die Ergebnisse der Importanzanalyse der Ansätze 0 und A für die drei Maße „Fussel-Vesely Importance“ (FV), „Risk-Increase-Factor“ (RIF), sowie „Risk-Decrease-Factor“ (RDF) dargestellt (siehe auch /IAE 22/, § 5.171). Die Importanzwerte aus dem Ansatz B werden nicht dargestellt, da sie den Ergebnissen des Ansatzes A qualitativ entsprechen. Die Fussel-Vesely-Importance zeigt für das auszuwertende Basisereignis den Anteil der Minimalschnitte an der gesamten bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit, in denen das Basisereignis enthalten ist. Der Risk-Decrease-Factor entspricht dem Verhältnis der bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit mit der Ausfallwahrscheinlichkeit 0 des auszuwertenden Basisereignisses zur bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit mit der normalen Ausfallwahrscheinlichkeit des Basisereignisses. Der RDF gibt damit Informationen zum Anteil Basisereignis an der gesamten bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit. Im Gegensatz zum RDF gibt der Risk-Increase-Factor das Verhältnis zwischen der bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit mit dem sicheren Ausfall des auszuwertenden Basisereignisses (Ausfallwahrscheinlichkeit 1) zur bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit mit der normalen Ausfallwahrscheinlichkeit des Basisereignisses an. Mit dem RIF können Basisereignisse identifiziert werden, die großen Einfluss auf die Sicherheit der untersuchten Anlage haben, auch wenn die Ausfallwahrscheinlichkeit des Basisereignisses sehr gering ist. Die durchgeführten Importanzanalysen zeigen für alle drei Maße die Relevanz folgender Systeme (repräsentiert durch mehrere Basisereignisse):

- Ansatz 0: Asymmetrie-bedingte Einzelausfälle der
 - Ölpumpe für An-/Abfahrpumpe (LAJ),
 - Deionatumwälzpumpe (LAR),
 - Umluftventilator Dieselraum (SAL);
- Ansatz A (Ansatz B): Asymmetrie-bedingte korrelierte Ausfälle der
 - Ölpumpe für An-/Abfahrpumpe (LAJ),
 - Deionatumwälzpumpe (LAR),
 - Umluftventilator Dieselraum (SAL),
 - Deionatumfüllpumpen (GHC),
 - konventionelle Nebenkühlwasserpumpen (PCC),
 - Kühlturmpumpen (PAE),

- Steuerflüssigkeitspumpen (MAX).

Die Ergebnisse lassen zwei Schlüsse zu: Erstens haben die probabilistischen Modelle der hier genannten Basisereignisse einen maßgeblichen Einfluss auf das Ergebnis der Risikoanalyse. Sie sollten demnach geringen Kenntnisunsicherheiten unterliegen. Zweitens sind die durch die Basisereignisse repräsentierten Systeme relevant für die Sicherheit der Anlage in Bezug auf Phasenfehler.

Tab. 4.7 Ergebnisse der Importanz-Analyse für die Ansätze 0 und A



Die Tab. 4.8 zeigt die Anteile der Transienten T2, T3, T4 und T7 an der bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit. Die Summe der bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit aller Transienten ist größer als die Summe des Gesamtergebnisses in Tab. 4.3, da gleiche Minimalschnitte unterschiedlicher Transienten bei jeder Transiente und somit mehrfach einbezogen werden. Alle drei Ansätze (0, A, B) führen zu qualitativ gleichen Ergebnissen. Die Transiente

T7 „Abschalten der Anlage von Hand nach Ausfall von mindestens zwei Hauptkühlmit-
telpumpen“ hat den größten Anteil an der bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit. Deshalb
bildet die Transiente T7 den Schwerpunkt bei der Auswertung der Ansätze C und D.

Tab. 4.8 Bedingte GZ-Wahrscheinlichkeit (bGZW) nach Phasenfehler der Transien-
ten T2, T3, T4 und T7 für die Ansätze 0, A und B zur korrelierten Ausfälle-
Modellierung

Tran- siente	Ansatz 0		Ansatz A		Ansatz B	
	bGZW Mittel- wert	Mittel- wert/ Summe	bGZW Mittel- wert	Mittelwert/ Summe	bGZW Mittel- wert	Mittelwert/ Summe
Summe	0,000599	1	0,108	1	0,142	1
T7	0,000528	0,882	0,0515	0,478	0,0689	0,485
T4	4,11E-05	0,0687	0,0283	0,262	0,0369	0,26
T3	2,75E-05	0,0459	0,0156	0,145	0,0197	0,139
T2	1,92E-06	0,0032	0,0123	0,114	0,0165	0,116

4.2.2 Auswertung der Ergebnisse der Transiente T7 unter Verwendung der Ansätze C und D im Vergleich mit den Ansätzen 0, A und B

Die bedingte GZ-Wahrscheinlichkeit aus der Transiente T7_PF für alle Ansätze 0, A, B, C und D ist in Tab. 4.9 dargestellt. Die charakteristischen Werte der Verteilung basieren auf der Auswertung der Minimalschnittanalysen, da mit den Ansätzen C und D aufgrund des Rechenaufwandes und des geringen Informationsgewinns keine Unsicherheitsana-
lyse durchgeführt wurde. Die charakteristischen Werte und die Verteilungen der Ansätze C und D in Abb. 4.13 basieren daher auf allen Punktwerten der Minimalschnittanalysen einer Monte Carlo-Simulation mit jeweils 1000 unterschiedlichen PSA-Modellen (siehe Abschnitt 4.1.4, Schritt 3). Vergleiche mit den Unsicherheitsanalysen der Ansätze 0, A und B sind somit nicht möglich. Da für die Ansätze 0, A und B nur jeweils eine Minimal-
schnittanalyse durchgeführt wurde, sind in Tab. 4.9 nur jeweils ein Punktwert ohne Ver-
teilung angegeben.

Tab. 4.9 Charakteristische Werte der bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit der Transiente T7 berechnet aus den Punktwerten der jeweils 1000 Minimal-schnittanalysen für die Ansätze C und D sowie die einzelnen Punkte der Ansätze 0, A und B

Ansatz	Mittelwert aller Punktwerte	Median aller Punktwerte	5%-Quantil aller Punktwerte	95%-Quantil aller Punktwerte
T7, Ansatz A (I.2 und II.1)	0,0527	keine Verteilung, da nur eine Minimal-schnittanalyse (auch für Ansatz 0)		
T7, Ansatz B (I.2 und II.2)	0,0690			
T7, Ansatz C (I.1 und II.1)	0,0390	0,0372	0,00955	0,0742
T7, Ansatz D (I.1 und II.2)	0,0140	0,0121	0,00488	0,0303
T7, Ansatz 0 (I.2)	0,00052	keine Werte		

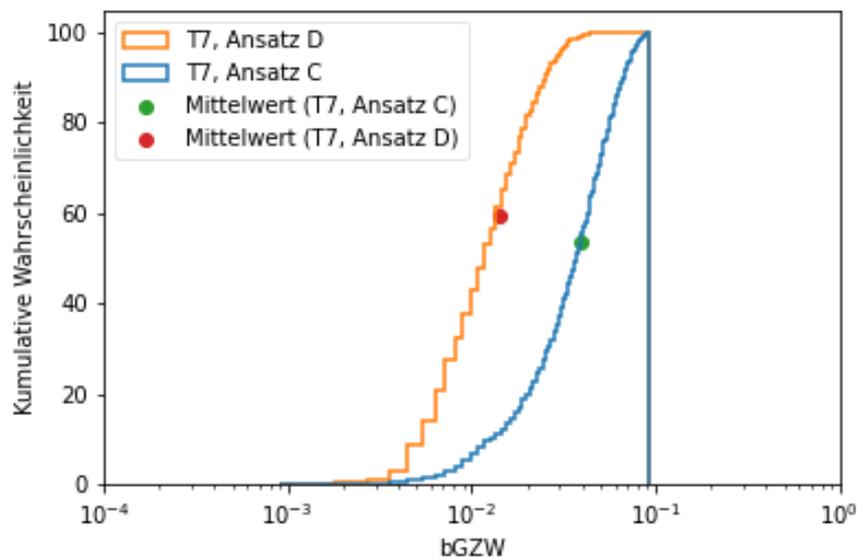


Abb. 4.13 Kumulative Verteilungsfunktion der bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit (bGZW) der Transiente T7 nach Phasenfehler für Ansätze C und D

Generell stimmen die Punktwerte aller Ansätze A, B, C und D zur Modellierung der korrelierten Ausfälle in der Größenordnung überein. Daraus kann geschlossen werden, dass die Modellierung der ersten Stufe über $f(a)$ gut gewählt wurde, obwohl sie die Betriebserfahrung nicht direkt repräsentiert. Durch die Berücksichtigung der korrelierten

Ausfälle nimmt die bedingte GZ-Wahrscheinlichkeit um etwa zwei Größenordnungen (Faktoren zwischen 27 und 132) gegenüber des Ansatzes 0 zu. Die explizite Modellierung der korrelierten Ausfälle hat somit einen starken Einfluss auf das Endergebnis.

Während die Ansätze A und B zu sehr ähnlichen bedingten GZ-Wahrscheinlichkeiten führen (Faktor 1,3), weichen die bedingten GZ-Wahrscheinlichkeiten der Ansätze C und D um einen Faktor von 2,8 voneinander ab. Im Rahmen der vorliegenden Modellierungsunsicherheit und der relativ geringen zur Quantifizierung vorliegenden Betriebserfahrung ist die Übereinstimmung der Ergebnisse der verschiedenen Ansätze als gut zu bewerten.

Die genauere Übereinstimmung der Ansätze A und B im Vergleich zu C und D lässt sich wie folgt erklären: Bei Ansätzen A und B wird die Gesamtausfallrate von Komponenten f aus dem Modell für $f(a)$ ermittelt (Verfahren I.2) und ist somit unabhängig davon, ob diese Ausfälle als Ausfälle einzelner oder korrelierte Ausfälle mehrerer Komponenten auftreten. Wenn sich z. B. im Verfahren II.2 eine höhere Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls von allen vier gleichen, gleich belasteten Komponenten ergibt als im Verfahren II.1, so folgt daraus eine geringere Wahrscheinlichkeit, dass bei Ansatz B in einer Gruppe gleicher, gleich belasteter Komponenten überhaupt Ausfälle auftreten als bei Ansatz A: Wenn es überhaupt zu Ausfällen kommt, sind bei Ansatz B im Mittel mehr Komponenten betroffen; da die Gesamtwahrscheinlichkeit der Komponentenausfälle konstant ist, ist die Wahrscheinlichkeit von Ausfallereignissen (mit Ausfall einer oder mehrerer Komponenten) geringer. Demgegenüber ist die Wahrscheinlichkeit, dass in einer Gruppe gleicher, gleich belasteter Komponenten überhaupt Ausfälle auftreten, bei den Ansätzen C und D identisch und unabhängig von den Ergebnissen der Modellierung der Stufe 2.

4.2.3 Einordnung der Ergebnisse in Bezug auf die gesamte GZ-Häufigkeit

Der oben dargestellte Vergleich der verschiedenen Ansätze zur Berücksichtigung der Korrelationen der Komponentenausfälle wurde für die bedingte GZ-Wahrscheinlichkeit durchgeführt. Um die Bedeutung von Asymmetrien der elektrischen Energieversorgung in Bezug auf die gesamte Häufigkeit von Gefährdungszuständen probabilistisch zu untersuchen, wird nun die unbedingte Häufigkeit von Gefährdungszuständen (GZ-Häufigkeit) der Referenzanlage durch Asymmetrien der elektrischen Energieversorgung betrachtet. Sie wird berechnet, indem die bedingte GZ-Wahrscheinlichkeit mit der Eintrittswahrscheinlichkeit eines Phasenfehlers multipliziert wird. Die Eintrittshäufigkeit

eines „ein- oder zweiphasigen Phasenfehlers des aktiven⁷ Netzes“ wurde im Vorgängerprojekt 4716R01351 ermittelt (siehe Tab. 4.7 in /BER 20/). Sie beträgt 7,75E-04 /a als Mittelwert (5%-Quantil: 4,01E-04 /a, Median: 7,42E-04 /a, 95%-Quantil: 1,26E-03 /a). Mit der bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit von 0,081 (Ansatz B, Punktwert, siehe Tab. 4.3) ergibt sich eine (unbedingte) GZ-Häufigkeit durch Phasenfehler (Punktwert) von 6,29E-5 /a; die GZ-Häufigkeit mit den anderen Ansätzen ist entsprechend Tab. 4.3 in der gleichen Größenordnung. Charakteristika der Unsicherheitsverteilung der (unbedingten) Häufigkeit von Gefährdungszuständen sind in Tab. 4.10 für die Ansätze A, B und 0 dargestellt.

Tab. 4.10 Unbedingte GZ-Häufigkeit durch Phasenfehler in der aktiven Netzverbindung für Ansätze 0, A und B

Ansatz	Punktwert	Mittelwert	Median	5%-Quantil	95%-Quantil
A	4,88 E-05	4,75 E-05	2,16 E-05	4,45 E-05	8,30 E-05
B	6,29 E-05	6,27 E-05	3,36 E-05	5,92 E-05	1,03 E-04
0	4,20 E-07	4,20 E-07	2,08 E-07	3,87 E-07	7,48 E-07

Die GZ-Häufigkeit durch das modellierte Szenario mit Asymmetrie der elektrischen Energieversorgung ist demnach unter oben erläuterten Randbedingungen (insbesondere Anlage ohne leittechnischen Einrichtungen zur automatischen Erkennung und Beherrschung von Asymmetrien, keine umfassende Modellierung von Handmaßnahmen zur Beherrschung von Asymmetrien, Unsicherheiten in der Übertragbarkeit der internationalen Betriebserfahrung bzgl. des Ausfallverhaltens der Komponenten des Sicherheitssystems der modellierten Anlage) um ein bis zwei Größenordnungen größer als die gesamte GZ-Häufigkeit aller internen Ereignisse ohne die Berücksichtigung von Asymmetrien der elektrischen Energieversorgung.

Mit Blick auf die PSA-Modell-Ergebnisse lässt sich die GZ-Häufigkeit durch die große Anzahl an simulierten korrelierten Ausfällen (z. B. der An- und Abfahrpumpen, Umluftventilatoren der Dieselmotoren, der Deionationswärmepumpen) erklären. Diese korrelierten Ausfälle spiegeln, wie in Kapitel 2 diskutiert, die in der Betriebserfahrung beobachteten Ausfälle wider.

⁷ „Aktives Netz“ bezeichnet die Netzverbindung, mit der eine Verbindung zum Verbundnetz besteht. Es kann sich – je nach Anlagenzustand – um das Haupt- oder Reservenetz handeln.

Unter Berücksichtigung der oben genannten Randbedingungen und Einschränkungen können aus den Ergebnissen folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Szenarien mit Phasenfehlern sollten in einer PSA berücksichtigt werden, da ein deutlicher Beitrag zur GZ-Häufigkeit zu erwarten ist.
- Dabei sollten unterschiedliche Szenarien von Phasenfehlern berücksichtigt werden, um die Unsicherheiten in der Modellierung zu verringern.
- Maßnahmen zur automatischen Erkennung und Beherrschung, insbesondere durch leittechnische Einrichtungen sollten ebenfalls modelliert werden.

Eine darüberhinausgehende unmittelbare sicherheitstechnische Bedeutung für deutsche Kernkraftwerke ergibt sich aus den Ergebnissen nicht, da im Rahmen dieses Forschungsvorhabens nur die Ergebnisse der Einbeziehung der Auswirkungen von Asymmetrien in das PSA-Modell unter den oben dargestellten vereinfachenden Randbedingungen unter Verwendung der internationalen Betriebserfahrung quantifiziert werden. Die sicherheitstechnische Bedeutung von Asymmetrien der elektrischen Energieversorgung war bereits zuvor qualitativ unter Berücksichtigung der einschlägigen, auch hier verwendeten Betriebserfahrung in Hinblick auf deutsche Kernkraftwerke bewertet worden (/GRS 13a/, /GRS 17/).

4.3 Auswertung der Handmaßnahme zur Trennung vom Hauptnetz unter Verwendung des Ansatzes A

Im Abschnitt 4.1.1 wird die Einbindung der Handmaßnahme zur Trennung vom Hauptnetz (OP_EB_HN_PF) in den Ereignisablauf PF_SO02 beschrieben. Die Ergebnisse der Sequenzanalysen unter Verwendung des Ansatzes A sind in Abb. 4.14 dargestellt (die Ergebnisse für die Ansätze 0 und B sind entsprechend). Der Vergleich der Häufigkeiten (Freq.) der Sequenzen 3 und 4 in Abb. 4.14 zeigt, dass die Handmaßnahme häufiger erfolgreich ist und damit in die Transiente T7 führt, als nicht erfolgreich ist und in die Transiente T7_PF führt. Aus der Importanzanalyse der Sequenz 4 wird deutlich, dass das Basisereignis der Handmaßnahme gemessen am Risk-Increase-Factor an erster Stelle der Basisereignisse liegt. Damit hat die Handmaßnahme im Vergleich zu den anderen Basisereignissen eine besondere Bedeutung für die Sicherheit der Referenzanlage innerhalb dieser Sequenz.

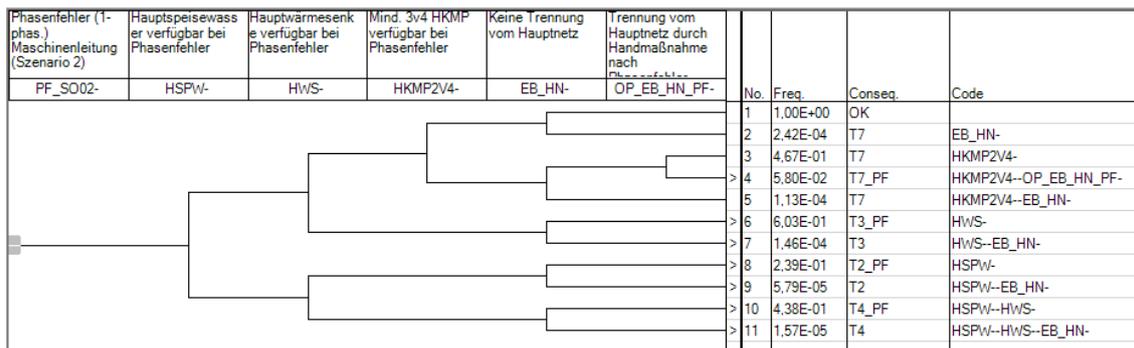


Abb. 4.14 Häufigkeiten von Sequenzen im Ereignisablauf PF_SO02

Die Handmaßnahme zur Trennung vom Hauptnetz wird im Ereignisablauf nur innerhalb der Sequenzen 3 bzw. 4 berücksichtigt. Bei anderen Ereignisabläufen, beispielsweise Sequenz 11 mit den Ausfällen aller Systemfunktionen abgesehen von der zufälligen Trennung vom Hauptnetz „EB_HN“, wird die Handmaßnahme bisher nicht berücksichtigt. Die bisher hergeleiteten menschlichen Fehlerwahrscheinlichkeiten für die Sequenzen 3 bzw. 4 kann auch nicht auf andere Sequenzen übertragen werden, da unterschiedliche Warnsignale und Karennzeiten zu berücksichtigen wären. Da die Handmaßnahme nur in einem von zehn Ereignisabläufen (Sequenzen aus der Funktion „EB-HN“) auftritt, hat sie insgesamt einen zu vernachlässigenden Einfluss auf die bedingte GZ-Wahrscheinlichkeit. In der Konsequenzanalyse tritt das Basisereignis in keinem der 10000 Minimalschnitte auf. Es ist jedoch von einem Einfluss der Handmaßnahme auf das Gesamtergebnis der PSA auszugehen, wenn sie in allen Ereignisabläufen berücksichtigt wird.

Der Vergleich der Häufigkeiten der Sequenzen 3 und 4 mit der Sequenz 5 zeigt zudem, dass die Systemfunktion EB_HN (spontane Trennung vom Hauptnetz) einen deutlich geringeren Einfluss auf die bedingte GZ-Wahrscheinlichkeit hat als die entsprechende Handmaßnahme OP_EB_HN_PF. Die Basisereignisse der spontanen Trennung vom Hauptnetz werden ebenfalls in keinem Minimalschnitt berücksichtigt. Damit ist der positive Beitrag von spontanen Ausfällen auf das Gesamtergebnis zu vernachlässigen.

4.4 Sensitivitätsanalyse

In der Sensitivitätsanalyse werden die Untersuchungsergebnisse hinsichtlich ihrer dahinterstehenden Annahmen untersucht /IAE 10/ (§ 5.154). Dazu werden die Annahmen in der PSA-Modellierung mit der Methode nach /BER 16/ klassifiziert und behandelt.

Der Ansatz nach /BER 16/ dient zur Analyse und Bewertung von Annahmen unter Einbeziehung von Hintergrundwissen in einer quantitativen Risikoanalyse. Dafür beziehen sich Annahmen immer auf die mathematische Beschreibung von Unsicherheiten in Faktoren. Gerade die Kategorisierung der Annahmen kann jedoch breiter aufgefasst und auf Annahmen in anderen Bereichen übertragen werden (vgl. /BER 17/). Eine solche, breitere Definition von Annahmen wird hier ebenfalls verwendet.

Der Ansatz basiert auf vier unterschiedlichen Herangehensweisen zur Untersuchung der Auswirkungen einer Abweichung von einer Annahme. Für Annahmen, bei denen von einer hohen Relevanz für das Ergebnis (z. B. in Bezug auf die Absturzhäufigkeit) ausgegangen wird, sind die Herangehensweisen zeitaufwändiger. Bei Annahmen, die vermutlich kaum Relevanz für das Ergebnis haben, ist der Aufwand geringer.

4.4.1 Begriffsdefinitionen

4.4.1.1 „Law of total expectation“

Bei dem „law of total expectation“ handelt es sich um eine quantitative Beschreibung der Unsicherheit eines Faktors mit einer Wahrscheinlichkeitsverteilung. Diese Möglichkeit bietet die zwar die größte Genauigkeit, bedeutet aber auch den größten Aufwand.

4.4.1.2 „Interval or imprecise probability“

Mittels „intervals or imprecise probability“ erfolgt die Beschreibung der Unsicherheit eines Faktors mit einer unteren und einer oberen Grenze. Der Wert des Faktors muss allerdings nicht notwendigerweise innerhalb dieser Grenzen liegen, da es solche Grenzen im eigentlichen Sinne nicht gibt. Die Angabe eines Bereiches signalisiert jedoch, dass es nicht möglich war, einen exakten Wert zu bestimmen. In der hier durchgeführten Sensitivitätsanalyse wird die Herangehensweise nicht nur auf Wahrscheinlichkeiten, sondern auch auf andere Faktoren angewendet. Dennoch wird der Name des Ansatzes beibehalten.

4.4.1.3 „Strength-of-knowledge (SoK) and sensitivity categorisation“

Der halbquantitative Ansatz der „strength-of-knowledge (SoK) and sensitivity categorisation“ wird immer dann gewählt, wenn eine quantitative Analyse der Abweichungen aufgrund des geringen Hintergrundwissens nicht möglich erscheint. Mit diesem Ansatz

werden im Hintergrund liegende, unbekannte Unsicherheiten (d. h. epistemische Unsicherheiten) qualitativ untersucht. Dazu erfolgt die Kategorisierung der Annahmen hinsichtlich ihres Hintergrundwissens und der Sensitivität des Ergebnisses auf Abweichungen von der Annahme (hier häufig in Bezug auf Aussagen zur Absturzhäufigkeit).

Die Kategorisierung des Hintergrundwissens einer Annahme erfolgt mit drei Klassen:

- Geringes Hintergrundwissen liegt vor, wenn mindestens eine der folgenden Eigenschaften zutrifft:
 - starke Vereinfachungen,
 - nicht vorhandene oder nicht zuverlässige Daten,
 - unterschiedliche Auffassungen von Experten,
 - nicht voll verstandene Phänomene.
- Großes Hintergrundwissen liegt vor, wenn mindestens eine der folgenden Eigenschaften zutrifft:
 - gute Begründung,
 - zuverlässige Daten,
 - breite Übereinstimmung von Experten,
 - gut verstandene Phänomene.
- Moderates Hintergrundwissen liegt vor, wenn weder die Kriterien für geringes noch für großes Hintergrundwissen zutreffen.

Die Sensitivität kann mit folgenden Begriffen beschrieben werden:

- Hoch: Kleine Abweichungen in der Annahme haben einen großen Einfluss auf die Ergebnisse der Analyse.
- Moderat: Nur große Abweichungen von den Annahmen beeinflussen die Ergebnisse.
- Gering: Die Ergebnisse können nur durch unrealistische Abweichungen von der Annahme erzeugt werden.

4.4.1.4 „Assumption deviation risk“

Bei der Herangehensweise eines „assumption deviation risks“ sollten für die Untersuchung der Annahme zunächst folgende Faktoren berücksichtigt und beschrieben werden:

- Höhe der Abweichung von einer Annahme,
- (subjektive) Eintrittswahrscheinlichkeit dieser Abweichung,
- Auswirkung einer Abweichung auf das Ergebnis der Untersuchung sowie
- Einschätzung des Hintergrundwissens entsprechend der oben beschriebenen SoK-Kategorisierung.

Die Höhe der Abweichung kann mittels verschiedener Stufen beschrieben und jeder Stufe eine subjektive Wahrscheinlichkeit zugeordnet werden. Nach der Beschreibung der Annahme, kann die Auswirkung der Abweichung von dieser Annahme auf das Ergebnis mittels einer quantitativen Analyse bestimmt werden.

4.4.2 Vorgehen zur Klassifizierung und Untersuchung der Annahmen

Im Rahmen des Ansatzes nach /BER 16/ werden die Annahmen zuerst in sechs Klassen K1 bis K6 unterteilt. Die Klassifizierung ist in Tab. 4.11 zusammengefasst. Die Einschätzung der Sensitivität und des Hintergrundwissens erfolgt mit den Definitionen der „SoK and sensitivity categorisation“ (siehe oben). Die Vermutung einer Abweichung bezieht sich dabei auf die Einschätzung der Möglichkeit, dass die ursprüngliche Annahme nicht zutrifft. Nachfolgend werden die Klassen einzeln beschrieben. In den Definitionen der Klassen K3 und K4 wird Bezug auf die Klassen K5 und K6 genommen. Deshalb werden die Klassen K3 und K4 nach den Klassen K5 und K6 dargestellt.

Tab. 4.11 Klassifizierung von Annahmen nach /BER 16/

Vermutung der Abweichung von der Annahme	Sensitivität des Ergebnisses auf Abweichung	Hintergrundwissen	
		groß	gering / moderat
gering	gering	K1	K2
	moderat / hoch	K3	K4
moderate / hoch	gering		
	moderat / hoch	K5	K6

4.4.2.1 Klasse K1

Aufgrund des großen Hintergrundwissens kann sowohl

- die Quantifizierung der Unsicherheit mit einer Wahrscheinlichkeitsverteilung oder
- die qualitative Beschreibung der Auswirkungen einer Abweichung von der Annahme auf das Ergebnis

zielführend sein. Abweichungen von der Annahme sind aufgrund des großen Hintergrundwissen jedoch unwahrscheinlich. Aufgrund der zusätzlichen geringen Sensitivität ist die zweite, deutlich einfachere, qualitative Herangehensweise vorzuziehen.

Sollte es dennoch zu einer Abweichung von der Annahme kommen, werden die entsprechenden Ereignisse als „schwarzer Schwan (black swan) bezeichnet.

4.4.2.2 Klasse K2

Sowohl die Abweichung von einer Annahme als auch die Sensitivität des Ergebnisses bzgl. einer Abweichung werden als gering eingeschätzt. Allerdings ist das Hintergrundwissen zu der Annahme gering. Dementsprechend können nicht berücksichtigte oder nicht bekannte Einflüsse zu einer Abweichung von der Annahme führen.

Aufgrund des geringen Hintergrundwissens ist eine quantitative Analyse der Auswirkungen nicht möglich. Deswegen sollen die Annahme, die Abweichung und ihre Auswirkung auf das Ergebnis mit einer qualitativen „SoK and Sensitivity Categorisation“ aus

Abschnitt 4.4 qualitativ beschrieben werden. Dadurch wird die Bedeutung der Annahme für das Ergebnis hervorgehoben, ohne die Annahme genauer zu untersuchen.

4.4.2.3 Klasse K5

Sowohl die Abweichung von einer Annahme als auch die Sensitivität des Ergebnisses auf diese Abweichung werden als moderat oder hoch eingeschätzt. Deshalb ist eine quantitative Analyse der Abweichung erforderlich. Da das Hintergrundwissen zu dieser Annahme groß ist, sollte die Abweichung von der Annahme mit einer Wahrscheinlichkeitsverteilung beschrieben und ihre Auswirkung auf das Ergebnis quantitativ untersucht und dargestellt werden.

4.4.2.4 Klasse K6

Wie in Klasse K5 werden sowohl die Abweichung von einer Annahme als auch die Sensitivität des Ergebnisses auf diese Abweichung als moderat oder hoch eingeschätzt. Allerdings ist das Hintergrundwissen gering. Deswegen sollte die Abweichung der Annahme mit einer „imprecise probability“ (siehe oben) beschrieben und ihre Auswirkungen auf das Ergebnis quantitativ untersucht werden.

4.4.2.5 Klasse K3

Annahmen der Klasse K3 sind gekennzeichnet durch eine geringe (alternativ große) Vermutung einer Abweichung von der Annahme sowie einer moderaten oder hohen (alternativ geringen) Sensitivität des Ergebnisses auf die Abweichung von der Annahme. Das Hintergrundwissen wird als groß bewertet. Wenn im Rahmen der Untersuchung weitere Informationsquellen zur Verfügung stehen, sollte wie bei den Annahmen der Klasse K5 vorgegangen werden. Falls dies nicht zutrifft, sollte eine quantitative „assumption deviation risk“ Untersuchung (siehe oben) durchgeführt werden.

4.4.2.6 Klasse K4

Die Klasse K4 ist wie die Klasse K3 gekennzeichnet durch eine geringe Vermutung einer Abweichung von der Annahme sowie einer moderaten oder hohen Sensitivität des Ergebnisses auf die Annahme oder umgekehrt. Das Hintergrundwissen ist im Gegensatz zur Klasse 3 jedoch gering oder moderat. Wenn im Rahmen der Untersuchung weitere Informationsquellen zur Verfügung stehen, sollte wie bei den Annahmen der Klasse K6

vorgegangen werden. Falls keine weiteren Informationsquellen nutzbar sind, sollte die Untersuchung mit dem „assumption deviation risk“ (siehe Abschnitt 4.4) durchgeführt werden. Zusätzlich sollte das Hintergrundwissen der Annahme qualitativ beschrieben werden.

4.4.3 Untersuchung der Annahmen in der PSA-Modellierung

In der PSA-Modellierung der Asymmetrie-bedingten Ausfälle wurden folgende Annahmen identifiziert:

- Annahme 1: „Die bedingte GZ-Häufigkeit nach Phasenfehler wird innerhalb der PSA-Modellierung nur durch das Szenario 2 beeinflusst.“
- Annahme 2: „Die CCF-Gruppen sind vollständig.“
- Annahme 3: „Auswahl eines Ansatzes zur Modellierung der korrelierten Ausfälle.“

Zu diesen Annahmen werden weitere Informationen gegeben und anschließend mit der Methode nach /BER 16/ klassifiziert und untersucht. Abschließend werden die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse zusammengefasst. Die individuelle Klassifizierung der Annahmen erfolgt mit den Kriterien aus Tab. 4.12. Das „Ergebnis“ zur Klassifizierung der Annahmen bezieht sich auf die in Abschnitt 4.2.3 diskutierte GZ-Häufigkeit durch Phasenfehler.

Tab. 4.12 Kriterien zur Klassifizierung der Annahmen

Kriterium	Kategorie	Beschreibung
Vermutung einer Abweichung von der Annahme	gering (1)	qualitativ entsprechend der Annahme auf Basis des Hintergrundwissens
	moderat (2)	
	hoch (3)	
Sensitivität des Ergebnisses auf die Abweichung	gering (1)	nur unrealistisch große Abweichungen beeinflussen die bedingte GZ-Häufigkeit nach Phasenfehler
	moderat (2)	nur große Abweichungen beeinflussen die bedingte GZ-Häufigkeit nach Phasenfehler
	hoch (3)	kleine Abweichung hat großen Einfluss auf die bedingte GZ-Häufigkeit nach Phasenfehler

Kriterium	Kategorie	Beschreibung
Hintergrundwissen	gering (1)	starke Vereinfachung und / oder nicht vorhandene oder nicht zuverlässige Datenbasis; und / oder unterschiedliche Auffassung von Experten und / oder nicht voll verstandenes Phänomen
	moderat (2)	weder gering noch groß
	groß (3)	gute Begründung und / oder zuverlässige Datenbasis und / oder breite Übereinstimmung von Experten und / oder gut verstandene Phänomene

4.4.3.1 Annahme 1: „Die bedingte GZ-Häufigkeit nach Phasenfehler wird innerhalb der PSA-Modellierung nur durch das Szenario 2 beeinflusst“

In der PSA-Modellierung der Asymmetrie-bedingten Ausfälle wird nur das Szenario 2 „Transiente Asymmetrie im Netzanschluss“ berücksichtigt. In /BER 20/ (Abschnitte 2.3 und 2.4.1) werden zudem fünf weitere Szenarien beschrieben. Alle Szenarien werden in Tab. 4.13 zusammengefasst. Somit wird hier die CDF nach Phasenfehlern hinsichtlich der Annahme „Die bedingte GZ-Häufigkeit nach Phasenfehler wird innerhalb der PSA-Modellierung nur durch das Szenario 2 beeinflusst“ diskutiert.

Im Rahmen des Projektes 4716R01351 war anhand der zuvor analysierten ausgewählten Betriebserfahrung und weiterer Überlegungen abgeschätzt worden, in welchen Szenarien redundanzübergreifende Ausfälle am wahrscheinlichsten zu erwarten sind /BER 20/ (Abschnitt 2.3, 2.4). Ziel dieser Überlegungen war, die detailliert zu untersuchenden Szenarien zu priorisieren.

Da keine weitergehenden Untersuchungen vorliegen, wird im Folgenden trotz der abweichenden Fragestellung hierauf eine qualitative Einschätzung der Bedeutung der jeweiligen Szenarien basiert (siehe Tab. 4.13):

- Anhand der Beschreibungen wurde die Möglichkeit von Komponentenausfällen durch die Szenarien in Bezug auf korrelierte Ausfälle, Einzelausfälle, bzw. keine Ausfälle eingeschätzt und mit einer Anmerkung notiert.
- Aufgrund der beobachteten Szenarien in der U.S. amerikanischen Betriebserfahrung wurde die Eintrittshäufigkeit zum Zwecke der Sensitivitätsanalyse abgeschätzt. Dazu wurden insgesamt 1000 Reaktorjahre einbezogen in denen 4, 3,

7, 5, 3 und 2 Ereignisse der Szenarien 1 bis 6 beobachtet wurden /BER 20/. Da die mit internationaler Betriebserfahrung bestimmte Eintrittshäufigkeit vom Szenario 2 ($7,75E-4$ /y) mit der Eintrittshäufigkeit der U.S. amerikanischen Betriebserfahrung nur im Bereich der 1% und 99%-Quantile übereinstimmt, werden diese Quantile als möglicher Bereich der Eintrittshäufigkeit angesehen.

Tab. 4.13 Einschätzung der Szenarien zu Asymmetrie-bedingten Ausfällen aus /BER 20/ mit Anmerkungen zu möglichen Ausfällen und deren abgeschätzten Eintrittshäufigkeiten (Minimum und Maximum) aus U.S. Amerikanischer Betriebserfahrung

Nr.	Beschreibung	Anmerkung	Eintrittshäufigkeit	
			1%-Quantil	99%-Quantil
1	„Statische Asymmetrie im Netzanschluss“	korrelierte Ausfälle möglich	1.04E-03 /a	1.08E-02 /a
2	„Transiente Asymmetrie im Netzanschluss“	korrelierte Ausfälle möglich	6.20E-04 /a	9.24E-03 /a
3	„Asymmetrie im elektrischen Eigenbedarf der Anlage“	keine Ausfälle beobachtet	2.61E-03 /a	1.53E-02 /a
4	„Statische Spannungs- bzw. Frequenzabweichung im Netzanschluss, der Eigenbedarfs- bzw. der Notstromanlage“	keine Ausfälle beobachtet	1.53E-03 /a	1.24E-02 /a
5	„Spannungsschwankungen aufgrund von statischen Blindleistungskompensatoren in der Eigenbedarfsanlage“	Einzelausfälle möglich	6.20E-04 /a	9.24E-03 /a
6	„(Quasi)statische Überfrequenz in der Notstromanlage“	keine Ausfälle beobachtet	2.77E-04 /a	7.54E-03 /a

Es ist davon auszugehen, dass Szenarien, die für korrelierte Ausfälle relevant sind, eine größere bedingte GZ-Häufigkeit aufweisen als Szenarien, in denen korrelierte Ausfälle weniger relevant sind. Hintergrund für diese Aussage ist das Ergebnis der bedingten GZ-Häufigkeiten nach Phasenfehler der Ansätze A, B, C, D, die erheblich größer sind als die bedingte GZ-Häufigkeit nach Phasenfehler des Ansatzes 0 (siehe Tab. 4.9). Auf Basis dieser Informationen erfolgt die Kategorisierung der Annahme 1 in Tab. 4.13.

Tab. 4.14 Kategorisierung der Annahme 1 nach /BER 16/

Kriterium	Einschätzung
Abweichung	hoch (3): es ist sehr plausibel, dass unterschiedliche Szenarien auftreten können (siehe Tab. 4.11)
Sensitivität	hoch (3): der Einfluss der Szenarien auf die CDF hängt von deren Eintrittshäufigkeiten und den bedingten GZ-Häufigkeiten ab; da im Szenario 1 sowohl von korrelierten Ausfällen als auch von einer nicht zu vernachlässigenden Eintrittshäufigkeit auszugehen ist, wird ein hoher Einfluss dieses Szenarios auf die CDF erwartet.
Hintergrundwissen	gering (1): die Datenbasis nur von U.S. Amerikanischen Kernkraftwerken erscheint als nicht zuverlässig, was auch der Vergleich mit der Eintrittshäufigkeit des Szenarios 2 aus internationaler Betriebserfahrung zeigt; die bedingten GZ-Häufigkeiten der anderen Szenarien können nur auf Basis des Szenarios 2 abgeschätzt werden.
Kategorie	K6

Entsprechend der Kategorie K6 soll die Abweichung von der Annahme 1 mit einer „imprecise probability“ quantifiziert werden. Dazu werden folgende Unter- und Obergrenzen verwendet:

- Im Szenario 1 ist mit korrelierten Ausfällen zu rechnen. Für die Unter- und Obergrenzen der bedingten GZ-Häufigkeit nach Phasenfehler werden die Werte der Quantile des Szenario 2 mit Ansatzes B aus Tab. 4.3 (5%-Quantil ist 0,0668; 95%-Quantil ist 0,0962) zugeordnet. Die Eintrittshäufigkeit wird mit der Unter- und der Obergrenzen entsprechend der Quantile aus Tab. 4.12 abgeschätzt.
- Im Szenario 5 wird zwar nicht von korrelierten Ausfällen ausgegangen, es muss aber mit Einzelausfällen nach Phasenfehlern gerechnet werden. Die Unter- und der Obergrenze der bedingten GZ-Häufigkeit nach Phasenfehler werden deswegen die Werte der Quantile des Szenario 2 mit Ansatzes 0 aus Tab. 4.3 (5%-Quantil ist 0,000523; 95%-Quantil ist 0,000783) zugeordnet. Die Eintrittshäufigkeit hat entsprechend dem Szenario 1, die Quantile aus Tab. 4.12 für Szenario 5 als Grenzwerte.
- In den Szenarien 3, 4 und 6 wurden keine Ausfälle beobachtet. Deren Beiträge zur GZ-Häufigkeit nach Phasenfehler werden deshalb vernachlässigt.

Der mögliche Wertebereich der bedingten GZ-Häufigkeit durch die zusätzlichen Szenarien kann mit den oben getroffenen Unter- und Obergrenzen und dem Konzept der "imprecise probability" abgeschätzt werden.

- Die Untergrenze ergibt sich aus der Kombination der Untergrenzen der Szenarien 1 und 5:
 $0,0668 \times 1,04E-03 \text{ /a (Szenario 1)} + 0,000523 \times 6,20E-04 \text{ /a (Szenario 5)} = 7E-05 \text{ /a}$
- Die Obergrenze ist entsprechend:
 $0,0962 \times 1,08E-02 \text{ /a (Szenario 1)} + 0,000783 \times 9,24E-03 \text{ /a (Szenario 5)} = 1E-03 \text{ /a}$

Durch die Einbeziehung weiterer Szenarien in das PSA-Modell kann sich somit ein zusätzlicher Beitrag zur bedingten GZ-Häufigkeit im Bereich von $7E-05 \text{ /a}$ und $1E-03 \text{ /a}$ ergeben, woran das Szenario 1 hauptsächlich Anteil hat. Gemäß der Definition der 'imprecise probability' kann der Beitrag aber auch außerhalb des angegebenen Bereiches liegen. Die bedingte GZ-Häufigkeit des Szenario 2 wurde mit $6,28E-05 \text{ /a}$ bestimmt.

4.4.3.2 Annahme 2: „Die CCF-Gruppen sind vollständig“

Im PSA-Modell wurden die Komponenten insgesamt 36 unterschiedlichen CCF-Gruppen zugeordnet. Die CCF-Gruppen basieren somit auf der Annahme 2: „Die CCF-Gruppen sind vollständig“. Die Annahme führt zu zwei Schlussfolgerungen: erstens alle Komponenten in einer CCF-Gruppe können durch einen Phasenfehler korreliert ausfallen; zweitens die Asymmetrie-bedingten Ausfälle unterschiedlicher CCF-Gruppen sind unabhängig voneinander.

In den Minimalschnittanalysen der Ansätze A und B tragen folgende drei CCF-Gruppen zu etwa 50% zur bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit (entsprechend zur Häufigkeit) nach Phasenfehler bei:

- XPF-LAJAP001_A/B-ALL: 2 Ölpumpen für die An- und Abfahrpumpen
- XPFLAR4AP001_A/B-ALL: 4 Deionatumwälzpumpen
- XPFSAL2AN001_A/B-ALL: 4 Umluftventilatoren im Dieselraum

Für die Ansätze C und D wird ein ähnlicher Beitrag erwartet. Die Kategorisierung der Annahme ist in Tab. 4.15 zu sehen.

Tab. 4.15 Kategorisierung der Annahme 2 nach Berner /BER 16/

Kriterium	Einschätzung
Abweichung	gering (1): da zahlreiche CCF-Gruppen die bedingte GZ-Wahrscheinlichkeit nach Phasenfehler nur geringfügig beeinflussen; die Komponenten der CCF-Gruppen mit maßgeblichem Einfluss auf die CDF mit hoher Sicherheit zugeordnet werden können (keine anderen ähnlichen Komponenten)
Sensitivität	moderat (2): ein maßgeblicher Einfluss auf die bedingte GZ-Wahrscheinlichkeit nach Phasenfehler kann nur durch Änderungen in mehreren CCF-Gruppen verursacht werden
Hintergrundwissen	groß (3): aufgrund des gleichen Aufbaus der Komponenten in einer CCF-Gruppe besteht eine gute Begründung für die Definition der CCF-Gruppen
Kategorie	K3

Da keine weiteren Informationen zur Verfügung stehen, soll für die Kategorie K3 ein „assumption deviation risk“ bestimmt werden. Diese Untersuchung basiert auf folgenden Randbedingungen:

- Höhe der Abweichung: Es wird von einer Aufteilung der Komponenten in einer der drei maßgeblichen CCF-Gruppen (XPF-LAJAP001_A/B-ALL, XPFLAR4AP001_A/B-ALL, XPFSAL2AN001_A/B-ALL) ausgegangen (eine Vereinigung erscheint als nicht plausibel, da die Komponenten der unterschiedlichen CCF-Gruppen unterschiedlich aufgebaut sind),
- Die subjektive Eintrittswahrscheinlichkeit einer Abweichung wird mit 1E-2 festgelegt.
- Wenn zwei der drei CCF-Gruppen aufgeteilt werden, entfallen zwei bzw. drei der oberen Minimalschnitte in Tab. 4.5 bzw. Tab. 4.6. Dementsprechend ergibt sich eine Reduktion des Punktwertes um ca. 25% (unter Voraussetzung der Aufteilung einer CCF-Gruppe).

Auf Basis dieser Randbedingungen kann sich die bedingte GZ-Häufigkeit nach Phasenfehler um $25\% \cdot 0,01 = 0,25\%$ verringern. Das Hintergrundwissen für diese Randbedingungen wird als moderat eingeschätzt.

4.4.3.3 Annahme 3: Auswahl eines Ansatzes zur Modellierung der korrelierten Ausfälle

Es wurden die vier Ansätze A, B, C und D zur Modellierung der korrelierten Ausfälle untersucht. Es ist jedoch nicht klar, welcher Ansatz die Wahrscheinlichkeit für korrelierte Ausfälle am zuverlässigsten repräsentiert. Für die Untersuchung korrelierter Ausfälle durch Phasenfehler muss somit ein Ansatz ausgewählt werden. Damit soll die bedingte GZ-Häufigkeit nach Phasenfehler hinsichtlich der Annahme in der „Auswahl eines Ansatzes zur Modellierung der korrelierten Ausfälle“ untersucht werden. Dementsprechend wird die Annahme 3 in Tab. 4.16 kategorisiert.

Tab. 4.16 Kategorisierung der Annahme 3 nach /BER 16/

Kriterium	Einschätzung
Abweichung	hoch (3): es ist unklar welcher der vier Ansätze A, B, C oder D die korrelierten Ausfälle am zuverlässigsten repräsentiert; es sind auch weitere Ansätze denkbar; die Plausibilität einer Abweichung von dem ausgewählten Ansatz ist somit als hoch einzustufen.
Sensitivität	hoch (3): die Auswahl des Ansatzes hat direkten Einfluss auf die bedingte GZ-Häufigkeit nach Phasenfehler
Hintergrundwissen	gering (1): unterschiedliche Experten können unterschiedliche Ansätze annehmen; es sind auch weitere Ansätze denkbar
Kategorie	K6

Entsprechend der Kategorie K6 soll die Abweichung von der Annahme 3 mit einer „imprecise probability“ quantifiziert werden. Dazu wird angenommen, dass jeder der vier Ansätze mit gleicher Wahrscheinlichkeit die korrelierten Ausfälle am besten repräsentiert. Die bedingte GZ-Wahrscheinlichkeit nach Phasenfehler aller vier Ansätze wurde für die Transiente T7 berechnet (siehe Tab. 4.9). Dabei steht die geringste bedingte GZ-Wahrscheinlichkeit nach Phasenfehler mit Ansatzes D in folgendem Verhältnis zur größten bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit (bGZW) des Ansatzes B:

$$\frac{bGZW(T7, \text{Ansatz D})}{bGZW(T7, \text{Ansatz B})} = \frac{0,0140}{0,0690} \approx 0,203.$$

Überträgt man dieses Verhältnis auf die bedingte GZ-Wahrscheinlichkeit für alle Transienten, erhält man einen Mittelwert der bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit mit dem Ansatz D von etwa $bGZW(\text{Gesamt}, \text{Ansatz D}) = bGZW(\text{Gesamt}, \text{Ansatz B}) \cdot 0,20 = 0,081 \cdot 0,203 \approx 0,0169$. Damit kann die GZ-Häufigkeit GZH in folgendem Wertebereich liegen: $GZH = 0,0169 \dots 0,069 \cdot 7,75E - 1,3 \cdot$

$04 \frac{1}{a} = 10^{-5} \frac{1}{a} \dots 6,3 \cdot 10^{-5} \frac{1}{a}$. Es ist jedoch zu beachten, dass weitere hier nicht berücksichtigte Ansätze plausibel sind und somit eine Abweichung von dem angegebenen Wertebereich möglich ist.

4.4.4 Zusammenfassung der Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse

Die Tab. 4.17 zeigt die Auswirkungen der untersuchten Annahmen auf die bedingte GZ-Häufigkeit nach Phasenfehler. Es wird deutlich, dass die Annahme 1 „die bedingte GZ-Häufigkeit nach Phasenfehler wird innerhalb der PSA-Modellierung nur durch das Szenario 2 beeinflusst“ den größten Einfluss auf das Ergebnis hat. Zu dieser Annahme sollte somit das Hintergrundwissen vertieft werden, um weitere Szenarien detailliert in die PSA-Modellierung einbinden zu können.

Tab. 4.17 Zusammenfassung der Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse

	Kategorie	Herangehensweise	Auswirkung auf die bedingte GZ-Häufigkeit nach Phasenfehler
Annahme 1: „Die CDF wird innerhalb der PSA-Modellierung nur durch das Szenario 2 beeinflusst“	K6	imprecise probability	6,28E-05 /a (Szenario 2) + (7E-05 ... 1E-03) /a
Annahme 2: „Die CCF-Gruppen sind vollständig“	K3	assumption deviation risk	Verringerung um 0,25% von 6E-05 /a auf 5,99E-05 /a
Annahme 3: „Auswahl eines Ansatzes zur Modellierung der korrelierten Ausfälle“	K6	imprecise probability	1,3E-5 /a ... 6,3E-5 /a

Die Annahme 3 bezieht sich auf die Auswahl eines Ansatzes zur Modellierung der korrelierten Ausfälle. Es wurden vier unterschiedliche Ansätze untersucht, deren bedingte GZ-Häufigkeit nach Phasenfehler um etwa den Faktor 4 abweichen kann. Von der Auswahl eines einzigen Ansatzes ist somit eine deutlich geringere Unsicherheit zu erwarten als von der Beschränkung auf ein Szenario.

4.5 Zusammenfassung

Es wurden insgesamt fünf Ansätze zur Modellierung der Asymmetrie-bedingten Ausfälle in einem PSA-Modell implementiert und vergleichend anhand der bedingten Häufigkeit von Gefährdungszuständen untersucht. Im Ereignisablauf wurden keine Notfallmaßnahmen berücksichtigt, was die Auswertung des PSA-Modells auf die bedingte Wahrscheinlichkeit von Gefährdungszuständen nach Phasenfehler vereinfacht. Diese Vereinfachungen haben nur geringen Einfluss auf das Untersuchungsziel – dem Vergleich der fünf Ansätze. Daher lassen sich die aus den Untersuchungen gezogenen Schlussfolgerungen qualitativ im gleichen Maße auch auf die Kernschadenshäufigkeit übertragen.

Die fünf Ansätze basieren auf unterschiedlichen Annahmen und sind unterschiedlich komplex in ihrer Modellumsetzung. Im Ansatz 0 werden nur Asymmetrie-bedingte Einzelausfälle von Komponenten betrachtet und korrelierte Ausfälle nicht berücksichtigt. Die Ansätze A, B, C und D binden korrelierte Ausfälle ein. Die Modellierung der Ansätze A und B erfolgt durch Asymmetrie-abhängige Ausfallwahrscheinlichkeiten einzelner Komponenten mit $f(a)$. Diese Ansätze können direkt in RiskSpectrum® über CCF-Gruppen modelliert werden. Die Ansätze C und D berücksichtigen die Ausfallwahrscheinlichkeit von Komponenten einer Gruppe direkt aus der Betriebserfahrung. Durch die Abhängigkeit von Parametern kann die Modellierung der Ansätze C und D nur indirekt mit RiskSpectrum® erfolgen. Dazu sind mehrere Schritte zur Erstellung, Durchführung und Auswertung des PSA-Modells notwendig. Diese Modellierung ist aufwändig und kein Standardvorgehen, sie ist ebenfalls Grund für die im vorherigen Absatz beschriebenen Vereinfachungen.

Die unterschiedlichen Ansätze A, B, C und D zur Modellierung der Asymmetrie-bedingten korrelierten Ausfälle zeigen ähnliche Ergebnisse. Die korrelierten Ausfälle haben einen deutlichen Einfluss auf das PSA-Ergebnis im Vergleich zur Modellierung der Phasenfehler ohne korrelierte Ausfälle (Ansatz 0). Damit kann die bisherige Erwartung, dass korrelierte Ausfälle im PSA-Modell relevant sind, bestätigt werden. Zudem ist ein deutlicher Beitrag der Phasenfehler zur gesamten Kernschadenshäufigkeit einer Anlage zu erwarten; eine Berücksichtigung von Phasenfehlern in einer PSA ist daher zu empfehlen.

Bei Ereignissen mit Asymmetrien der elektrischen Energieversorgung sind unterschiedliche Faktoren relevant. Die Transiente T7 „Abschalten der Anlage von Hand nach Ausfall von mindestens zwei Hauptkühlmittelpumpen“ hat den größten Einfluss auf das PSA-Ergebnis. Zudem haben folgende Komponenten eine zentrale Bedeutung für die

Sicherheit der Anlage: a) Ölpumpe für An-/Abfahrpumpe; b) Deionatumwälzpumpe; c) Umluftventilator Dieselraum; d) Deionatumfüllpumpe; e) konventionelle Nebenkühlwasserpumpe; f) Kühlturmpumpe; g) Steuerflüssigkeitspumpe.

Die unbedingte Häufigkeit von Gefährdungszuständen durch Asymmetrien ist demnach unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen um ein bis zwei Größenordnungen größer als die gesamte Häufigkeit von Gefährdungszuständen durch alle anderen internen Ereignisse zusammen.

In einer Sensitivitätsanalyse wurden drei Annahmen in der PSA-Modellierung systematisch hinterfragt. Dies führte zu folgenden Ergebnissen: Erstens sind unterschiedliche Szenarien im PSA-Modell zu berücksichtigen, da wegen der bisherigen Beschränkung auf das Szenario 2 davon auszugehen ist, dass erhebliche Beiträge zur Häufigkeit von Gefährdungszuständen nicht berücksichtigt sind. Zweitens kann bei der Beschränkung auf einen einzigen Ansatz zur Modellierung der Asymmetrie-bedingten korrelierten Ausfälle von ähnlichen PSA-Ergebnissen ausgegangen werden wie bei der Verwendung eines anderen Ansatzes. Eine Beschränkung auf einen einzigen Ansatz leistet damit einen vergleichsweise geringen Beitrag zur Unsicherheit im PSA-Ergebnis. Der Ansatz B zeigte bei Szenario 2 die größte Konservativität und kann daher ggf. auch ohne Berücksichtigung weiterer Ansätze verwendet werden. Aus der Sensitivitätsanalyse kann somit die Schlussfolgerung gezogen werden, dass das Hintergrundwissen zu weiteren Szenarien vertieft und das PSA-Modell entsprechend erweitert werden sollte, um die Unsicherheiten bei der Bewertung von Ereignissen mit einer Asymmetrie der elektrischen Energieversorgung zu verringern.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Um die beobachtete Korrelation der Komponentenausfälle bei Auftreten einer Asymmetrie der elektrischen Energieversorgung zu modellieren, wurden verschiedene Modelle entwickelt. Wie die internationale Betriebserfahrung zeigt, treten Komponentenausfälle meist in Gruppen gleicher, gleich belasteter Komponenten auf. Solche Ausfälle wurden als zweistufiger Prozess aufgefasst: In der ersten Stufe entscheidet sich, ob in einer Gruppe gleicher, gleich belasteter Komponenten Komponentenausfälle auftreten. In der zweiten Stufe entscheidet sich, wie viele der Komponenten dieser Gruppe ausfallen. Für die erste Stufe wurden zwei Ansätze entwickelt. Im ersten Ansatz I.1 wird die Wahrscheinlichkeit, dass Ausfälle auftreten, unmittelbar aus der Betriebserfahrung geschätzt. Hierzu wurden aus der internationalen Betriebserfahrung nach den vorliegenden Informationen Gruppen gleicher, gleich belasteter Komponenten identifiziert, die der Asymmetrie ausgesetzt waren. Ein Schätzalgorithmus, der auf bayesschen statistischen Methoden basiert und die Schätzunsicherheit in Form einer A-Posteriori-Verteilung abbildet, wurde angegeben. Bei den meisten Ereignissen erwies es sich als nicht möglich, aus den vorliegenden Informationen die Anzahl der der Asymmetrie ausgesetzten Komponentengruppe zu bestimmen. Hier wurden generische Zahlen verwendet, die für einen deutschen DWR ermittelt wurden. Im alternativen Modell I.2 wurde angenommen, dass die Gesamtausfallwahrscheinlichkeit einzelner Komponenten identisch mit der ist, die im Vorgängerprojekt mithilfe eines Modells ermittelt wurde, das die Komponentenausfallwahrscheinlichkeit in Abhängigkeit von der Stärke der Asymmetrie beschreibt. Die Stärke der Asymmetrie, der die jeweiligen Komponenten ausgesetzt waren, wurde mithilfe eines Modells des elektrischen Energieversorgungssystems der Referenzanlage bestimmt. Dies erlaubt es, die Auswirkung der Modellierung der Korrelationen quantitativ zu bestimmen, da die Gesamtausfallwahrscheinlichkeit einzelner Komponenten identisch zum Vorgängerprojekt ist, nun aber die Korrelationen explizit modelliert werden. Für die zweite Stufe wurden ebenfalls mehrere Ansätze entwickelt. In Modell II.1 werden unmittelbar die Wahrscheinlichkeiten $w_{k \setminus g}$, dass k von g Komponenten ausfallen, als Modellparameter verwendet. Für diese Parameter wurde ebenfalls ein Schätzalgorithmus angegeben, der auf bayesschen statistischen Methoden basiert und die Schätzunsicherheit in Form einer A-Posteriori-Verteilung abbildet. Modell II.2 basiert auf einem binären Graphen. Es hat den Vorteil, dass das Modell für alle Komponentengruppengrößen verwendet werden kann. Zwei weitere Modelle basieren auf der Annahme, dass – gegeben es treten Ausfälle auf – die einzelnen Komponenten unabhängig voneinander mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit ausfallen, wie sie auch dem Kopplungsmodell

für GVA zugrunde liegt. Für diese Parameter wurden Schätzalgorithmen entwickelt, die ebenfalls auf bayesschen statistischen Methoden basieren und die Schätzunsicherheit als A-Posteriori-Verteilung abbilden. Um die Modellparameter zu bestimmen, wurde die Betriebserfahrung dahingehend ausgewertet, wie viele gleiche, gleich belastete Komponenten bei den einzelnen Ereignissen der Asymmetrie ausgesetzt waren und wie viele davon ausfielen. Um die Modelle mit den beobachteten Daten zu vergleichen, wurden verschiedene Abstandsmaße recherchiert und bewertet. Da mit Ausnahme eines weniger geeigneten Maßes kein eindeutig überlegenes Maß identifiziert wurde, wurden die Vergleiche der Modelle auf allen geeigneten Maßen basiert. Es ergab sich, dass die Modelle II.1 und II.2 am besten geeignet sind. Deshalb wurden diese Modelle in Kombination mit den beiden Modellen aus Stufe I verwendet, um 4 alternative Modellierungen und Quantifizierungen in der PSA zu realisieren.

Die für die Bewertung der Zuverlässigkeit von Personalhandlungen verwendete Analyse- und Bewertungsmethode AMPROSIA wurde weiterentwickelt. Sie umfasst im Vergleich zum Stand zu Beginn des vorliegenden Projektes eine Zeit-Zuverlässigkeitskurve für Ereignisse, bei denen eine mäßige Erfolgsaussicht besteht, wissensbasiert ein Vorgehen zur Bewältigung des Ereignisses zu finden. Die Methode berücksichtigt ferner genauer als ihre Vorgängerversion die Länge der Zeitspanne, die vergeht, bis alle für die wissensbasierte Findung eines Vorgehens erforderlichen Informationen vorliegen. Diese Zeitspanne kann erheblich von der Art des Ereignisses abhängen. Die Analyse- und Bewertungsmethode wurde im vorliegenden Projekt auf die wissensbasierte Erkennung und Beherrschung von Phasenfehlern an elektrischen Einrichtungen angewandt. Konkret wurden zwei exemplarische Ereignisabläufe, die durch eine starke Asymmetrie bzw. eine geringe Asymmetrie gekennzeichnet sind, beschrieben, die Methode AMPROSIA angewandt und die Grenzen der Anwendung diskutiert. Aus der Betriebserfahrung sind einige Fälle bekannt, in denen es zu einer starken Asymmetrie kam. Während des Leistungsbetriebs kann es z. B. infolge des einleitenden Ereignisses „Einpoliger Phasenfehler am Hauptnetzschalter“ zu unterschiedlichen auslösenden Ereignissen kommen. Im Vorhaben wurde konkret näher das Ereignis „Ausfall von mindestens 2 Hauptkühlmittelpumpen und Abschalten der Anlage von Hand aufgrund Phasenfehler“ näher betrachtet. In diesem Fall ist vorgesehen, dass die Betriebsmannschaft eine manuelle Abschaltung des Hauptnetzes von der Warte aus vornimmt. Die Gesamtbewertung setzt sich daher aus der Bewertung der wissensbasierten Diagnose und der Bewertung des Handeingriffs zusammen. Die korrekte wissensbasierte Diagnose besteht darin, dass ein Phasenfehler vorliegt und durch die Abschaltung des Hauptnetzes beherrscht werden kann.

Der Schätzwert für die Gesamtwahrscheinlichkeit, dass keine rechtzeitige wissensbasierte Diagnose und Abschaltung des Hauptnetzes von Hand erfolgt, wurde bestimmt.

Aus der Betriebserfahrung ist auch ein Fall mit geringer Asymmetrie bekannt (Ereignis aus dem Kernkraftwerk Dungeness-B vom 14. Mai 2000), in dem die Spannungsasymmetrie mit 1,6 % relativ gering war. In den nächsten drei Tagen kam es bei diversen Motoren zum vermeintlich zufälligen Ansprechen der thermischen Überlast-Schutzrelais und folglich zum Ausfall der betroffenen Antriebe. Innerhalb der drei Tage konnte die Ursache für die Ausfälle allerdings nicht identifiziert werden. Solch eine geringe Spannungsasymmetrie wurde ebenfalls näher analysiert und die Entdeckungswahrscheinlichkeit qualitativ diskutiert. Eine quantitative Ermittlung der Entdeckungswahrscheinlichkeit war hier noch nicht möglich, da die vorhandenen HRA-Modelle die hier vorliegende Herausforderung, die Ermittlung der Wahrscheinlichkeit vom Übergang eines regelbasierten Lösungsprozess zu einem wissensbasierten Lösungsprozess, der über längere Zeiträume (Tage bis Monate) andauern kann, nicht abbilden. Zur Lösung dieses Problems wurde eine erste Skizze für ein Modell entwickelt, das die Ermittlung der Entdeckungswahrscheinlichkeit für diese Fälle erlauben soll. Vor einer Anwendung zur Quantifizierung sind jedoch noch Arbeiten zur Konkretisierung, Weiterentwicklung und insbesondere Validierung anhand von Ereignissen notwendig.

Im Rahmen der Weiterentwicklung der PSA-Modellierung zur Abbildung von Komponentenausfällen bei Ereignissen mit Asymmetrien der elektrischen Energieversorgung wurden insgesamt fünf Ansätze zur Modellierung der Asymmetrie-bedingten Ausfälle in dem PSA-Modell der Referenzanlage untersucht. Im Ansatz 0, der im Vorgängervorhaben implementiert worden war, werden nur Asymmetrie-bedingte Einzelausfälle von Komponenten betrachtet und korrelierte Ausfälle nicht berücksichtigt. Die vier neu entwickelten Ansätze binden korrelierte Ausfälle unter unterschiedlicher Verwendung der oben erläuterten Modelle I.1, I.2, II.1 und II.2 ein. Während sich die ersten zwei neuen Ansätze (I.2 in Kombination mit II.1 bzw. II.2) relativ einfach im PSA-Modell einbinden lassen, ist die Integration der zwei anderen neuen Ansätze (I.1 in Kombination mit II.1 bzw. II.2) aufwändiger: Die hierbei entstehenden Abhängigkeiten von Parametern können nur indirekt, unter Verwendung der zusätzlichen in der GRS entwickelten Programme SUSAs und pyRiskRobot in RiskSpectrum® modelliert werden.

Die vier Ansätze mit Berücksichtigung korrelierter Ausfälle zeigen ähnliche Ergebnisse. Die Wahrscheinlichkeit eines Gefährdungszustandes, wenn eine Asymmetrie aufgetreten ist, ist bei Modellierung der Korrelationen um etwa zwei Größenordnungen (Faktoren

für die verschiedenen Ansätze zwischen 30 und 118) größer, als wenn die Korrelationen nicht modelliert werden. Demnach haben diese korrelierten Ausfälle einen deutlichen Einfluss auf das PSA-Ergebnis im Vergleich zur Modellierung ohne korrelierte Ausfälle. Damit kann die bisherige Erwartung, dass insbesondere korrelierte Ausfälle von Komponenten aufgrund von Asymmetrien der elektrischen Energieversorgung im PSA-Modell relevant sind, bestätigt werden. Aus diesen quantitativen Ergebnissen ergibt sich ein wichtiger Beitrag der Phasenfehler zur gesamten Schadenshäufigkeit einer Anlage, bei der keine speziellen leittechnischen Einrichtungen zur Erkennung und Beherrschung von Asymmetrien der elektrischen Energieversorgung verfügbar sind: Die Häufigkeit von Gefährdungszuständen durch Asymmetrien ist demnach unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen um ein bis zwei Größenordnungen größer als die gesamte Häufigkeit von Gefährdungszuständen durch alle anderen internen Ereignisse zusammen. Deshalb erscheint hier eine Berücksichtigung von Asymmetrien der elektrischen Energieversorgung in einer PSA erforderlich.

Die im Rahmen des jetzigen Projektes entwickelte Modellierung ist jedoch noch nicht umfassend. Aus einer strukturierten Sensitivitätsanalyse kann geschlossen werden, dass unterschiedliche Szenarien (z. B. „Statische Asymmetrie im Netzanschluss“, „Spannungsschwankungen aufgrund von statischen Blindleistungskompensatoren in der Eigenbedarfsanlage“) zu berücksichtigen sind; bisher wurde nur die „Transiente Asymmetrie im Netzanschluss“ (Szenario 2) modelliert.

Um auch fundierte Aussagen über Anlagen treffen zu können, die über spezielle leittechnische Einrichtungen zur Erkennung und Beherrschung von Asymmetrien der elektrischen Energieversorgung verfügen, ist es erforderlich, diese leittechnischen Einrichtungen – die in deutschen Anlagen keine Reaktorschutzqualität aufweisen – zu modellieren und ihre Zuverlässigkeit zu quantifizieren. Darüber hinaus können auch Handmaßnahmen die Beherrschung von Asymmetrien wesentlich beeinflussen, wie exemplarisch an einem Ablauf gezeigt wurde. Deshalb ist eine umfassendere Berücksichtigung von relevanten Handmaßnahmen ebenfalls erforderlich. Um dies leisten zu können, sind auch methodische Weiterentwicklungen erforderlich, die es erlauben, den Übergang von regelbasiertem Handeln zu wissensbasiertem Handeln quantitativ zu bewerten.

Literaturverzeichnis

- /APA 07/ American Psychological Association (APA): APA Dictionary of Psychology, Washington, DC, 2007.
- /BAN 69/ Banerji, R. B.: Theory of Problem Solving, New York, Elsevier, 1969.
- /BAN 05/ Bundesanzeiger 207a, Bekanntmachung des Leitfadens zur Durchführung der „Sicherheitsüberprüfung gemäß § 19a des Atomgesetzes - Leitfaden Probabilistische Sicherheitsanalyse –“ für Kernkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland, Banz-Nr. 207a, 03.11.2005.
- /BED 13/ Bedford, T., et al.: Screening, sensitivity, and uncertainty for the CREAM method of Human Reliability Analysis, Reliability Engineering and System Safety (150), S.100-110 ,2013.
- /BER 16/ Berner, C., et al.: Strengthening quantitative risk assessment by systematic treatment of uncertain assumptions, Reliability Engineering and System Safety (151), S. 46-59, 2016.
- /BER 17/ Berner, C., et al.: Creating risk management strategies based on uncertain assumptions and aspects from assumption-based planning, Reliability Engineering and System Safety (167), S. 10-19, 2017.
- /BER 19/ Berner, N., B. Brück, C. Heitsch, M. Homann, M. Jopen, M. Leberecht, C. Müller, E. Piljugin, W. Pointner, S. Römer, M. Utschick, J. Stiller: Analyse von redundanzübergreifenden Ausfällen in der elektrischen Energieversorgung von Kernkraftwerken, GRS-A-3955, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, Köln, 2019.
- /BER 20/ Berner, N., B. Brück, C. Heitsch, M. Homann, M. Jopen, M. Leberecht, C. Müller, E. Piljugin, W. Pointner, S. Römer, M. Utschick, J. Stiller: Analyse von redundanzübergreifenden Ausfällen in der elektrischen Energieversorgung von Kernkraftwerken, GRS-538, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, ISBN 978-3-947685-23-3, Köln, 2020.

- /BMU 15/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB): Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke, Bekanntmachung vom 3. März 2015, BAnz AT 30.02.2015 62, RS-Handbuch 3-0.1, Stand 03/15, [http://www.bfs.de/de/bfs/recht/rsh/volltext/3 BMU/3 0 1 0315.pdf](http://www.bfs.de/de/bfs/recht/rsh/volltext/3%20BMU/3%201%200315.pdf).
- /BOX 73/ Box, G. E. P., E. G. Tiao: Bayesian Inference in Statistical Analysis, Addison-Wesley, Reading, Massachusetts, USA, 1973.
- /BRÜ 17/ Brück, B., G. Gänßmantel, A. Kreuser, C. Müller, E. Piljugin, J. C. Stiller: Probabilistic Analysis of Electrical Faults Affecting Multiple Redundant Trains of the Electrical Power Supply System of Nuclear Power Plants, Proceedings of the International Topical Meeting on Probabilistic Safety Assessment and Analysis (PSA 2017), Pittsburgh, Pennsylvania, September 2017.
- /BRÜ 18/ Brück, B., G. Gänßmantel, A. Kreuser, C. Müller, E. Piljugin, J. C. Stiller: Probabilistic Analysis of Faults Affecting Multiple Trains of the Electrical Power Supply System of Nuclear Power Plants, Proceedings of the European Safety and Reliability Conference (ESREL 2018), Trondheim, Norwegen, Juni 2018.
- /BRÜ 18a/ Brück, B., G. Gänßmantel, A. Kreuser, C. Müller, E. Piljugin, M. Utschick, J. C. Stiller: Modelling of Failures of Multiple Redundant Trains of the Electrical Power Supply System of NPPs in PSA, Proceedings of the 14th International Conference on Probabilistic Safety Assessment and Management (PSAM 14), Los Angeles, USA, 2018.
- /CHA 14/ Chang, Y.J.: The SACADA database for human reliability and human performance, Reliability Engineering and System Safety Volume 125, S. 117-133, 2014.
- /DUN 13/ Dunkl, C.: Products of Beta distributed random variables, Expository note, arXiv:1304.6671, 2013.
- /EKA 16/ Ekanem, N.J., et al.: Phoenix – A model-based Human Reliability Analysis methodology: Qualitative Analysis Procedure, Reliability Engineering and System Safety 145, S. 301-315, 2016.

- /EPR 12a/ Electric Power Research Institute (EPRI): Development and Analysis of an Open-Phase Detection Scheme, Palo Alto, CA,2012.
<http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=00000000001026484>
- /EPR 12b/ Electric Power Research Institute (EPRI): Analysis of Station Auxiliary Transformer Response to Open Phase Conditions, Palo Alto, CA, 2012.
<http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=00000000001025772>
- /EPR 13/ Electric Power Research Institute (EPRI): Nuclear Maintenance Application Center: Development and Analysis of an Open Phase Detection Scheme for Various Configurations of Auxiliary Transformers, Palo Alto, CA, 2013.
<http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000003002000764>
- /EPR 14/ Electric Power Research Institute (EPRI): Development and Analysis of a Double Open-Phase Detection Scheme for Various Configurations of Auxiliary Transformers, Palo Alto, CA, 2014.
<http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000003002003256>
- /EPR 15a/ Electric Power Research Institute (EPRI): Interim Report: EPRI Open-Phase Detection Method, Palo Alto, CA, 2015.
<http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000003002004432>
- /EPR 15b/ Electric Power Research Institute (EPRI): Interim Report: EPRI Open-Phase Detection Method, Palo Alto, CA, 2015.
<http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000003002004432>
- /FAK 05/ Facharbeitskreis (FAK) Probabilistische Sicherheitsanalyse für Kernkraftwerke: Methoden zur probabilistischen Sicherheitsanalyse für Kernkraftwerke, BfS-SCHR-37/05, 2005.

- /FAK 05a/ Facharbeitskreis (FAK) Probabilistische Sicherheitsanalyse für Kernkraftwerke: Daten zur probabilistischen Sicherheitsanalyse für Kernkraftwerke, BfS-SCHR-37/05, 2005.
- /FAK 16/ Facharbeitskreis (FAK) Probabilistische Sicherheitsanalyse für Kernkraftwerke: Methoden und Daten zur probabilistischen Sicherheitsanalyse für Kernkraftwerke, BfS-SCHR-61/16, Salzgitter, 2016.
- /FAS 03/ Faßmann, W., W. Preischl: Bewertung von Personalhandlungen unter Unfallbedingungen – Methode zur Untersuchung und Bewertung schädlicher Eingriffe des Operators, GRS - A - 3157, 2003.
- /FAS 10/ Faßmann, W., W. Preischl: Quantitative Bewertung wissensbasierter Handlungen in einer probabilistischen Sicherheitsanalyse, GRS - A - 3561, 2010.
- /GER 05/ Gertman, D., et al.: The SPAR-H Human Reliability Analysis Method, NUREG 6883, 2005.
- /GKN 15/ Gemeinschaftskernkraftwerk Neckar 2, Revisionsbericht, 2015.
- /GRO 14/ Groth, K. M., et al.: A Bayesian method for using simulator data to enhance human error probabilities assigned by existing HRA methods, Reliability Engineering and System Safety 128, S. 32-40, 2014.
- /GRS 90/ Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS) mbH: Deutsche Risikostudie Kernkraftwerke, Phase B, ISBN 3-88585-809-6, Verlag TÜV Rheinland, Köln, 1990.
- /GRS 06/ Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH: WLN 2006/07: „Nichtzuschalten von zwei Notstromdieseln nach Ausfall der 400-kV-Netzanbindung“, Köln, 2006.
- /GRS 13/ Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH, WLN 2013/01: „Ausfall einer gesicherten Drehstromschiene bei fehlerhafter Anregung der Drehzahlüberwachung aller rotierenden Umformer im Kernkraftwerk Grohnde“, Köln, 2013.

- /GRS 13a/ Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH,
WLN 2013/05: „Unzureichend detektierte Ausfälle einzelner Phasen der
Fremd- bzw. Reservenetzanbindung in mehreren ausländischen Anlagen“,
Köln, 2013.
- /GRS 17/ Gesellschaft für Reaktorsicherheit: Phasenfehler in Netzanschlüssen von
Kernkraftwerken, Sachstandsbericht 2016, GRS – A - 3863, Gesellschaft
für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH, Köln, 2017.
- /HAM 20/ Ham, D., et al.: Use of a big data analysis technique for extracting HRA
data from event investigation reports based on the Safety-II concept, Relia-
bility Engineering and System Safety 194, 2020.
- /HOL 98/ Hollnagel, E.: Cognitive Reliability and Error Analysis Method – CREAM,
Elsevier Science, Oxford, 1998.
- /IAE 95/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Human Reliability Analysis in
Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants, Safety Series
No. 50-P-10, Wien, 1995.
- /IAE 10/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Development and Application
of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants, Spe-
cific Safety Guide, IAEA Safety Standards Series No. SSG-3,
STI/PUB/1430, ISBN 978-92-0-114509-3, Wien, 2010,
https://wwwpub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/Pub1430_web.pdf.
- /IAE 16/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Safety Report No. 91, Impact
of Open Phase Conditions on Electrical Power Systems of Nuclear Power
Plants, Wien, 2016.
- /IAE 18/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Safety Glossary, Wien: IAEA
2018,
https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/PUB1830_web.pdf.
- /IAE 22/ International Atomic Energy Agency (IAEA): Development and Application
of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants, Draft
Safety Guide DS523, Step 11, Wien, 2022.

- /IRS 06/ International Atomic Energy Agency (IAEA): International Reporting System for Operating Experience (IRS), Report 7788, Loss of 400 kV and subsequent failure to start emergency diesel generators in sub A and sub B, Wien, 04.09.2006.
- /IRS 13/ International Atomic Energy Agency (IAEA): International Reporting System for Operating Experience (IRS), Report 8315, Forsmark-3, EDG Failed to start after undetected loss of two phases on 400-kV incoming offsite supply, Wien, 10.10.2014.
- /KAE 16/ Korea Atomic Energy Research Institute (KAERI): Application of the HUREX Framework for calculating human error probabilities from the operation experience of domestic nuclear power plants, Preliminary Report 2016.
- /KKK 14/ Kernkraftwerk Krümmel: Meldepflichtiges Ereignis Nr. 06/2001: Fehlanregung von Reaktorschutzsignalen bei Wiederkehrender Prüfung des Blitzschutzsystems, endgültige Ereignismeldung vom 21.02.2014.
- /KLO 15/ Kloos, M., et al.: "Main features of the tool SUSANA 4.0 for uncertainty and sensitivity analysis", Proceedings of the 25th European Safety and Reliability Conference (ESREL 2015), Zürich, Schweiz, 2015.
- /KLO 21/ Kloos, M., et al.: "Weiterentwicklung des Analysewerkzeugs SUSANA", GRS-634, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH, Köln, 2021.
- /KWG 12/ Kernkraftwerk Grohnde, Meldepflichtiges Ereignis Nr. 06/2011: Ausfall einer gesicherten Stromschiene bei gleichzeitigem Ausfall aller vier in Betrieb befindlichen Umformer, endgültige Ereignismeldung vom 07.08.2012.
- /LEB 98/ Le Bot, P., et al.: MERMOS: un projet d'EDF pour la mise à jour de la méthodologie EPFH (Evaluation Probabiliste de la Fiabilité Humaine), Revue Générale Nucléaire 1998 (1), S. 87-93,1998.
- /LIU 14/ Liu, P., Li, Z.: Human Error Data Collection and Comparison with Predictions by SPAR-H, Risk Analysis 34, 1706-1719/CHA 14/n, 2014.

- /MOS 90/ Mosneron-Dupin, F., et al.: Paluel Nuclear Power Plant PSA: Methodology for Assessing Human Reliability, International Conference on Reliability and Maintainability, Brest, 1990.
- /NEA 15/ NEA-CSNI: Establishing the Appropriate Attributes in Current Human Reliability Assessment Techniques for Nuclear Safety, NEA/CSNI/R, 2015.
- /NRC 04/ United States Nuclear Regulatory Commission (US-NRC): The SPAR-H Human Reliability Analysis Method (NUREG/CR-6883), Washington (DC), 2004.
- /NRC 12/ United States Nuclear Regulatory Commission (US-NRC) / Exelon Nuclear: Licensee Event Report (LER 2012-001-01), Unit 2 Loss of Normal Offsite Power and Reactor Trip and Unit 1 Loss of Normal Power Due to Failure of System Auxiliary Transformer Inverted Insulators, 30.03.2012.
- /NRC 13/ United States Nuclear Regulatory Commission (US-NRC) / Exelon Nuclear: Byron Station, Unit 2, Accident Sequence Precursor Analysis, 03.07.2013, <http://pbadupws.nrc.gov/docs/ML1318/ML13182A031.pdf>.
- /PES 17/ Peschke, J., Preischl, W., Faßmann, W.: Approach and Exemplary Application of a Dynamic Human Reliability Analysis Involving Knowledge-Based Human Actions, PSAM Topical Conference on Human Reliability, Quantitative Human Factors, and Risk Management, München, 7.-9. Juni 2017.
- /PES 18/ Peschke, J., et al.: WCDET – Methode zur Integralen Deterministisch-probabilistischen Sicherheitsanalyse, GRS-520, Köln, September 2018.
- /RAS 83/ Rasmussen, J.: Human Errors – A Taxonomy for Describing Human Malfunction in Industrial Installations, Journal of Occupational Accidents 4(2-3), S. 311-333, 1983.
- /RAS 15/ Rasmussen, M., et al.: Complexity as a performance shaping factor: A review and recommendations in Standardized Plant Analysis Risk-Human Reliability Analysis (SPAR-H) adaption, Safety Science 76, S. 228-238, 2015.

- /RSK 14/ Reaktor-Sicherheitskommission (RSK): RSK-Empfehlung: Ein- oder zweiphasiger Ausfall des Haupt-, Reserve- oder Notstromnetzanschlusses, 467. Sitzung der Reaktor-Sicherheitskommission am 26.06.2014.
- /STE 20/ Steijn, W.M.P., et al.: An integration of human factors into quantitative risk analysis using Bayesian Belief Networks towards developing a 'QRA+', Safety Science 122, 2020.
- /SWA 83/ Swain, A. D., H. E. Guttman: Handbook of Human-Reliability Analysis with Emphasis on Nuclear Power Plant Applications, NUREG/CR-1278, U.S. Nuclear Regulatory Commission (NRC), Washington, DC, 1983.
- /SWA 87/ Swain, A. D.: Accident Sequence Evaluation Program - Human Reliability Analysis Procedure, NUREG/CR-4772, 1987.
- /TAN 84/ Tang, J., A. K. Gupta: On the distribution of the product of independent beta random variables, Statistics & Probability Letters, Volume 2, Issue 3, 1984.
- /THE 06/ Theureau, J.: Le Cours d'action – Méthode développée, Toulouse, Octarès, 2006.
- /TÜV 13/ TÜV Süd: Stellungnahme GKN II zu GRS-WLN 2013/05 „Unzureichend detektierte Ausfälle einzelner Phasen der Fremd-bzw. Reservenetzanbindung in mehreren ausländischen Anlagen" Hier: Umsetzung der Empfehlung /E1/, Az.: FIL-ETL 1-13-0060, 02.09.2013.
- /TÜV 14/ TÜV Süd: Stellungnahme GKN II zu GRS WLN 2013/05 "Unzureichend detektierte Ausfälle einzelner Phasen der Fremd- bzw. Reservenetzanbindung in mehreren ausländischen Anlagen" und RSK-Empfehlungen 467.Sitzung, Az.: FIL-ETL1-14-0082, 26.11.2014.
- /VGB 12/ VGB PowerTech e. V.: Untersuchungsprogramm zum Einfluss von Spannungstransienten auf das Notstromsystem – Abschlussbericht, Stand 25.06.2012.

- /VGB 16/ VGB PowerTech e. V.: Sachstand und Empfehlung für die Detektion von Phasenfehlern auf der Höchst- und Hochspannungsseite des Versorgungsnetzes in Kernkraftwerken, VGB-Bericht, Version 1.0 vom 24.02.2016.
- /WHA 12/ Whaley, A., et. al.: SPAR-H Step-by-Step Guidance, PSAM-11, Helsinki, 2012.
- /WHA 16/ Whaley, A., et al.: Cognitive Basis for Human Reliability Analysis, NUREG-2114, 2016.
- /XIN 17/ Xing, J., et al.: An Integrated Human Event Analysis System (IDHEAS) for Nuclear Power Plant Internal Events At-Power Application, Volume 1, BUREG-2199, Vol.1, 2017.
- /ZHO 17/ Zhou, Q., et al.: An enhanced CREAM with stakeholder-graded protocols for tanker shipping safety application, Safety Science 95, S. 140-147, 2017.

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2.1	Darstellung der zwei Stufen des Prozessmodells.....	13
Abb. 2.2	Modell zur Stufe 2 mit den Modellparametern Übergangswahrscheinlichkeiten $w_{k \setminus g}$	15
Abb. 2.3	Dichte der A-Posteriori-Verteilung von $w_{1 \setminus 3}$, $w_{2 \setminus 3}$ und $w_{3 \setminus 3}$ für den Fall, dass in drei Gruppen der Ausfall einer Komponente, in einer Gruppe der Ausfall zweier Komponenten und in 10 Gruppen ein Ausfall aller Komponenten erfolgte	18
Abb. 2.4	Hierarchisches Modell für Komponentengruppen der Größe 4.....	22
Abb. 2.5	Alternatives hierarchisches Modell für Komponentengruppen der Größe 4	23
Abb. 2.6	Hierarchisches Modell für Komponentengruppen der Größe 4 mit Endzuständen für die verschiedenen Gruppengrößen	25
Abb. 2.7	Ergebnisse der Monte-Carlo-Rechnung für $g = 2$	33
Abb. 2.8	Ergebnisse der Monte-Carlo-Rechnung für $g = 3$	33
Abb. 2.9	Ergebnisse der Monte-Carlo-Rechnung für $g = 4$	34
Abb. 2.10	Ergebnisse der Monte-Carlo-Rechnung für $g = 6$	34
Abb. 2.11	A-Posteriori-Verteilungen $p(\mu_A n_A, n_{ges})$ für die zehn beobachteten Ereignisse.....	42
Abb. 2.12	Modellverteilung und Mischverteilung der A-Posteriori-Verteilungen der zehn beobachteten Ereignisse.....	44
Abb. 3.1	Prozessmodell des Problemlösens im Kontext des wissensbasierten Handelns	77
Abb. 4.1	Ereignisablauf nach Asymmetrie im Netzanschluss (Phasenfehler).....	125
Abb. 4.2	Fehlerbaum zur Modellierung des Ausfalls der Eigenbedarfsversorgung über den Hauptnetzanschluss (ET-AC EB_HN)	126
Abb. 4.3	Fehlerbaum zur Berücksichtigung der Handmaßnahme zur Trennung vom Hauptnetz im Ereignisablauf	127
Abb. 4.4	Dichte der Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Ausfallwahrscheinlichkeit der Handmaßnahme zur Trennung vom Hauptnetz	128

Abb. 4.5	Modellierung der Asymmetrie-bedingten Einzelausfälle in Fehlerbäumen am Beispiel der Deionatnachfüllpumpe 1 (Betriebsversagen)	129
Abb. 4.6	Fehlerbaum zur Auswahl des Ansatzes zur Modellierung der Asymmetrie-bedingten Ausfälle über House Events	130
Abb. 4.7	Einbindung der Ansätze A und B über Exchange Events am Beispiel der Deionatnachfüllpumpe 1 (Betriebsversagen durch Phasenfehler)....	130
Abb. 4.8	Modellierung der CCF-Gruppen am Beispiel der korrelierten Ausfälle (Ansatz A) der Deionatnachfüllpumpe 21/22AP001	131
Abb. 4.9	Eingabe einer Asymmetrie-bedingten Ausfallwahrscheinlichkeit am Beispiel der Deionatnachfüllpumpe 1	133
Abb. 4.10	Eingabe einer Asymmetrie-bedingten Ausfallwahrscheinlichkeit f in einer PSA-Modell-Realisation am Beispiel der Deionatnachfüllpumpe 1	135
Abb. 4.11	Eingegebene feste Werte der Alpha-Faktoren in einer PSA-Modell-Realisation am Beispiel der Alpha-2-Faktoren	135
Abb. 4.12	Kumulative Verteilungsfunktion der bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit (bGZW) nach Phasenfehler für Ansätze 0, A und B zur korrelierten Ausfälle-Modellierung	138
Abb. 4.13	Kumulative Verteilungsfunktion der bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit (bGZW) der Transiente T7 nach Phasenfehler für Ansätze C und D.....	145
Abb. 4.14	Häufigkeiten von Sequenzen im Ereignisablauf PF_SO02.....	149
Abb. A.1	Hierarchisches Modell für Komponentengruppen der Größe 6 mit Endzuständen für die verschiedenen Gruppengrößen	183

Tabellenverzeichnis

Tab. 2.1	Abschätzungen der Anzahl der der Asymmetrie ausgesetzten Komponentengruppen und der Anzahl der von Ausfällen betroffenen Komponentengruppen	8
Tab. 2.2	Ausfälle in der der Asymmetrie ausgesetzten Komponentengruppen	8
Tab. 2.3	Anzahlen der Ausfallkombinationen in der der Asymmetrie ausgesetzten Komponentengruppen	10
Tab. 2.4	Parameter der Unsicherheitsverteilungen (Dirichletverteilungen) der $w_{i \setminus k}$	19
Tab. 2.5	Erwartungswerte und Unsicherheitsverteilungen der $w_{i \setminus k}$	19
Tab. 2.6	Verteilungsparameter der $w_{i \setminus g}$	35
Tab. 2.7	Wahrscheinlichkeiten eines k von r -Ausfalls mit einem Binomial-Failure-Rate-Modell (Punktwert)	37
Tab. 2.8	Erwartungswert der Wahrscheinlichkeit eines k von r -Ausfalls mit dem verbessertem Binomial-Failure-Rate-Modell	39
Tab. 2.9	Vergleich der Charakteristika der Modellverteilung und der Mischverteilung der A-Posteriori-Verteilungen der Einzelereignisse	43
Tab. 2.10	Total-Variation-Distance	52
Tab. 2.11	Kullback-Leibler-Divergenz	52
Tab. 2.12	Jensen-Shannon-Divergenz	53
Tab. 2.13	KL-Divergenz	53
Tab. 4.1	Definition der Ansätze zur Modellierung der Asymmetrie-bedingten Ausfälle in dem PSA-Modell	124
Tab. 4.2	Modellierung der Alpha-Faktoren der Ansätze A (Bezeichnung „DIREKT“) und Ansätze B (Bezeichnung „MEHRST“); die Alpha-Faktoren unterliegen einer Beta-Verteilung (Beta-Vtl.)	132
Tab. 4.3	Bedingte GZ-Häufigkeit nach Phasenfehler für Ansätze 0, A und B zur korrelierten Ausfälle-Modellierung (Mittelwert, Median und Quantile entstammen den Unsicherheitsanalysen, der Punktwert der Minimalschnittanalyse)	138
Tab. 4.4	Minimalschnitte und Punktwert der bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit aller Transienten (Gesamt) mit dem Ansatz 0	140

Tab. 4.5	Minimalschnitte und Punktwerte der bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit aller Transienten (Gesamt) mit dem Ansatz A	141
Tab. 4.6	Minimalschnitte und Punktwerte der bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit aller Transienten (Gesamt) mit dem Ansatz B	141
Tab. 4.7	Ergebnisse der Importanz-Analyse für die Ansätze 0 und A	143
Tab. 4.8	Bedingte GZ-Wahrscheinlichkeit (bGZW) nach Phasenfehler der Transienten T2, T3, T4 und T7 für die Ansätze 0, A und B zur korrelierten Ausfälle-Modellierung.....	144
Tab. 4.9	Charakteristische Werte der bedingten GZ-Wahrscheinlichkeit der Transiente T7 berechnet aus den Punktwerten der jeweils 1000 Minimalschnittanalysen für die Ansätze C und D sowie die einzelnen Punkte der Ansätze 0, A und B	145
Tab. 4.10	Unbedingte GZ-Häufigkeit durch Phasenfehler in der aktiven Netzverbindung für Ansätze 0, A und B	147
Tab. 4.11	Klassifizierung von Annahmen nach /BER 16/	153
Tab. 4.12	Kriterien zur Klassifizierung der Annahmen	155
Tab. 4.13	Einschätzung der Szenarien zu Asymmetrie-bedingten Ausfällen aus /BER 20/ mit Anmerkungen zu möglichen Ausfällen und deren abgeschätzten Eintrittshäufigkeiten (Minimum und Maximum) aus U.S. Amerikanischer Betriebserfahrung	157
Tab. 4.14	Kategorisierung der Annahme 1 nach /BER 16/.....	158
Tab. 4.15	Kategorisierung der Annahme 2 nach Berner /BER 16/	160
Tab. 4.16	Kategorisierung der Annahme 3 nach /BER 16/.....	161
Tab. 4.17	Zusammenfassung der Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse.....	162

A Anhang: Hierarchisches Modell für Komponentengruppen der Größe 6

Im Folgenden sind die Erweiterungen dargestellt, die sich für eine Komponentengruppengröße 6 ergeben. In Abbildung A.1 ist der Graph für Komponentengruppengröße 6 dargestellt.

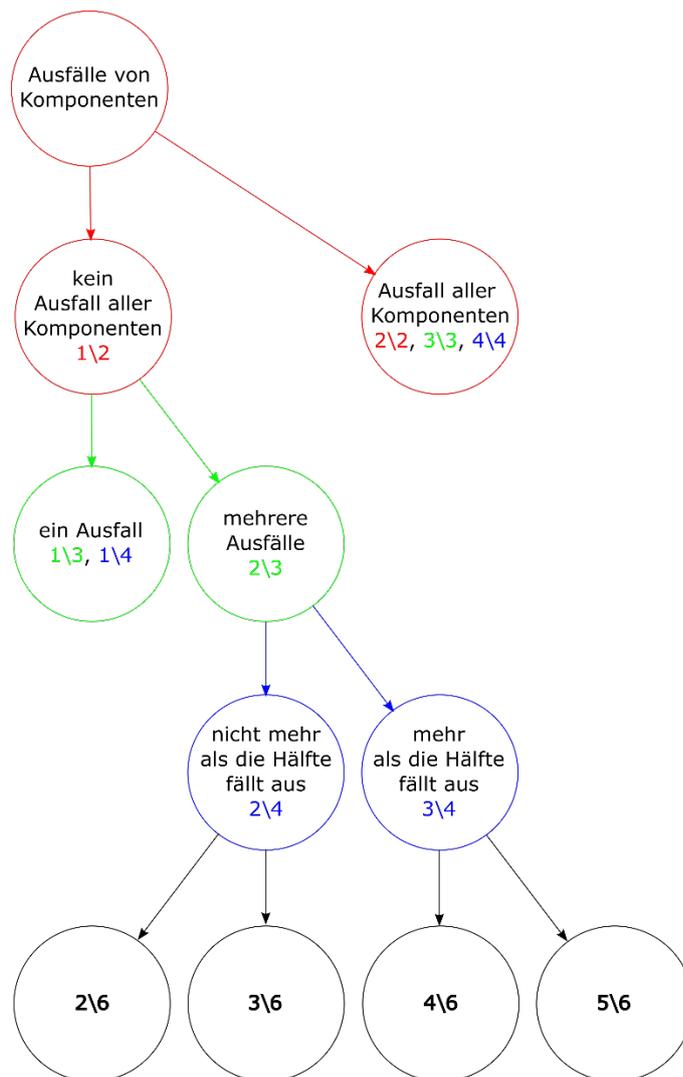


Abb. A.1 Hierarchisches Modell für Komponentengruppen der Größe 6 mit Endzuständen für die verschiedenen Gruppengrößen

Für $g = 2$ ist nur der rote, für $g = 3$ ist der rote und grüne und für $g = 4$ ist der rote, grüne und blaue Teil des Modells relevant. Für $g = 6$ ist das gesamte Modell relevant.

Entsprechend gilt für die bedingten Wahrscheinlichkeiten, dass $k \setminus 6$ Komponenten ausfallen:

$$w_{1 \setminus 4} = \mu_{AvK \rightarrow kAaK} \mu_{kAaK \rightarrow eA}$$

$$w_{2 \setminus 6} = \mu_{AvK \rightarrow kAaK} \mu_{kAaK \rightarrow mA} \mu_{mA \rightarrow nmH} \mu_{nmH \rightarrow 2}$$

$$w_{2 \setminus 6} = \mu_{AvK \rightarrow kAaK} \mu_{kAaK \rightarrow mA} \mu_{mA \rightarrow nmH} (1 - \mu_{nmH \rightarrow 2})$$

(A.1)

$$w_{4 \setminus 6} = \mu_{AvK \rightarrow kAaK} \mu_{kAaK \rightarrow mA} \mu_{mA \rightarrow mH} \mu_{mH \rightarrow 4}$$

$$w_{4 \setminus 6} = \mu_{AvK \rightarrow kAaK} \mu_{kAaK \rightarrow mA} \mu_{mA \rightarrow mH} (1 - \mu_{mH \rightarrow 4})$$

$$w_{6 \setminus 6} = \mu_{AvK \rightarrow AaK}$$

wobei $\mu_{nmH \rightarrow 2}$ die bedingte Wahrscheinlichkeit bezeichnet, dass 2 Komponenten ausfallen, wenn nicht mehr als die Hälfte der Komponenten ausgefallen sind, während $\mu_{mH \rightarrow 4}$ die bedingte Wahrscheinlichkeit bezeichnet, dass 4 Komponenten ausfallen, wenn nicht mehr als die Hälfte der Komponenten ausgefallen sind. Da keine Ausfälle in Komponentengruppen der Größe 6 beobachtet wurden, genügen $\mu_{nmH \rightarrow 2}$ und $\mu_{mH \rightarrow 4}$ den A-Priori-Verteilungen, d. h. Betaverteilungen mit Parametern $1/2$ und $1/2$. Zur Bestimmung der Verteilungen der $w_{i \setminus 6}$ ist entsprechend das Monte-Carlo-Verfahren auf Seite 30 so zu erweitern, dass $\mu_{nmH \rightarrow 2}$ und $\mu_{mH \rightarrow 4}$ aus Betaverteilungen mit Parametern $1/2$ und $1/2$ gezogen werden und Stichproben der $w_{i \setminus 6}$ gemäß oben angegebenen Gleichungen berechnet werden.

**Gesellschaft für Anlagen-
und Reaktorsicherheit
(GRS) gGmbH**

Schwertnergasse 1
50667 Köln

Telefon +49 221 2068-0

Telefax +49 221 2068-888

Boltzmannstraße 14

85748 Garching b. München

Telefon +49 89 32004-0

Telefax +49 89 32004-300

Kurfürstendamm 200

10719 Berlin

Telefon +49 30 88589-0

Telefax +49 30 88589-111

Theodor-Heuss-Straße 4

38122 Braunschweig

Telefon +49 531 8012-0

Telefax +49 531 8012-200

www.grs.de