

**Sicherheitstechnische
Analyse zum Einsatz und
Betrieb elektrotechnischer
Einrichtungen in deutschen
Kernkraftwerken,
Überwachung und Schutz
gegen sicherheitstechnisch
bedeutsame Einwirkungen
aus dem Verbundnetz
sowie anderen äußeren
Quellen**

**Sicherheitstechnische
Analyse zum Einsatz und
Betrieb elektrotechnischer
Einrichtungen in deutschen
Kernkraftwerken,
Überwachung und Schutz
gegen sicherheitstechnisch
bedeutsame Einwirkungen
aus dem Verbundnetz
sowie anderen äußeren
Quellen**

Robert Arians
Simone Arnold
Stefanie Blum
Marcel Buchholz
André Lochthofen
Claudia Quester
Dagmar Sommer

Oktober 2015

Anmerkung:

Das diesem Bericht zugrunde liegende FE-Vorhaben 3610R01363 wurde im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) durchgeführt.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Auftragnehmer.

Der Bericht gibt die Auffassung und Meinung des Auftragnehmers wieder und muss nicht mit der Meinung des Auftraggebers übereinstimmen.

Deskriptoren

Ausfallmechanismen, Auswertung, Betriebserfahrung, digitale Leittechnik, Elektroleittechnik, Leittechniksysteme, Messumformer, programmierbare und rechenbasierte Komponenten, Sicherheitsleittechnik, Softwarefehler

Kurzfassung

Im vorliegenden Bericht werden die Ergebnisse und Daten der Auswertungen von Ereignissen unterhalb der Meldeschwelle programmierbarer oder rechnerbasierter elektrotechnischer Komponenten und Messumformer dargestellt. Da programmierbare oder rechnerbasierte Komponenten im Vergleich zu nicht programmierbaren oder rechnerbasierten Komponenten unterschiedliche Ausfallmechanismen sowie unterschiedliche Fehlerursachen aufweisen können, ist eine Auswertung der Betriebserfahrung notwendig, um zu untersuchen, ob die bisherigen Abläufe zur Bewertung der Zuverlässigkeit dieser Komponenten beibehalten werden können oder angepasst werden müssen. Es wurde die Betriebserfahrung unterhalb der Meldeschwelle ausgewertet, um Informationen über betriebliche Komponenten zu erhalten. Die Daten wurden von drei Doppelblockanlagen zur Verfügung gestellt, wodurch die Kernkraftwerkstypen Siedewasserreaktor der Baulinie 69, Siedewasserreaktor der Baulinie 72, Druckwasserreaktor der 2. Generation, Druckwasserreaktor der 3. Generation (Vor-Konvoi-Anlage) und Druckwasserreaktor der 4. Generation (Konvoi-Anlage) abgedeckt wurden. Der Betrachtungszeitraum, in dem die Betriebserfahrung ausgewertet wurde, beträgt für jede Anlage mindestens 8 Jahre. Darüber hinaus wurde der entsprechende Stand von Wissenschaft & Technik dargestellt.

Abstract

In this report, results and data from examinations concerning software-based electrical components and transmitters are evaluated. As failure modes of software-based components and failure causes differ fundamentally from non-software-based components, an evaluation of the operating experience of such components was carried out. This evaluation should show whether or not existing approaches for non-software-based components can be directly transferred to software-based components, or if a different approach has to be developed. To include failures in non-safety systems, events not fulfilling the incident reporting criteria of German authorities were also included in this evaluation. The data provided by licensees of six German NPPs (different Boiling Water Reactors and Pressurized Water Reactors) was recorded for at least 8 years. The software-based components used in the NPPs are identified and their operating experience is analyzed in order to identify relevant failure modes and to establish a

knowledge base for future failure rating. In addition, the state of the art and science concerning the specific components was described.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Stand von Wissenschaft und Technik.....	5
2.1	Gebräuchliche programmierbare und rechnerbasierte Baugruppen	7
2.1.1	ASIC	7
2.1.2	FPGA.....	8
2.1.3	CPLD	9
2.1.4	Mikroprozessoren/Mikrocontroller	10
2.2	Kommunikationsprotokolle von programmierbaren oder rechnerbasierten Komponenten.....	10
2.2.1	HART.....	10
2.2.2	PROFIBUS	12
2.2.3	FOUNDATION FIELDBUS.....	14
2.3	Überblick über programmierbare oder rechnerbasierte elektrotechnische Komponenten und Messumformer	15
2.3.1	Schutzeinrichtungen	15
2.3.2	Messeinrichtungen.....	20
2.3.3	Sonstige elektrotechnische Einrichtungen	36
3	Bestandsaufnahme der in deutschen Kernkraftwerken eingesetzten programmierbaren oder rechnerbasierten elektrotechnischen Komponenten und Messumformer.....	43
3.1	Daten.....	44
3.2	Zusammenführung der gelieferten Daten.....	45
4	Auswertung anlagenspezifischer Betriebserfahrung unterhalb der Meldeschwelle	49
4.1	SWR A.....	49
4.1.1	Betriebsmittelart.....	49
4.1.2	Zeitlicher Verlauf der Ereignisse	53
4.1.3	Hersteller	55

4.1.4	Vergleich zwischen Leittechnik-Komponenten, Elektrotechnik-Komponenten und Messumformern	60
4.2	SWR B.....	74
4.2.1	Betriebsmittelart.....	74
4.2.2	Zeitlicher Verlauf der Ereignisse	75
4.2.3	Hersteller	76
4.2.4	Vergleich zwischen Leittechnik-Komponenten und Messumformern.....	78
4.3	DWR A	84
4.3.1	Betriebsmittelart.....	85
4.3.2	Zeitlicher Verlauf der Ereignisse	86
4.3.3	Hersteller	86
4.3.4	Vergleich zwischen Leittechnik-Komponenten und Messumformern.....	89
4.4	DWR B	97
4.4.1	Betriebsmittel.....	97
4.4.2	Zeitlicher Verlauf der Ereignisse	98
4.4.3	Hersteller	99
4.4.4	Vergleich zwischen Leittechnik-Komponenten und Messumformern.....	101
4.5	DWR C	106
4.5.1	Betriebsmittelarten.....	107
4.5.2	Zeitlicher Verlauf der Ereignisse	108
4.5.3	Hersteller	110
4.5.4	Vergleich zwischen Leittechnik-Komponenten und Messumformern.....	113
5	Vertiefte Analyse der Auswertungen.....	123
5.1	Softwarefehler	123
5.1.1	SWR A.....	124
5.1.2	DWR A	125
5.1.3	DWR C	127
5.1.4	Meldepflichtige Ereignisse mit Softwarefehlern als Ursache	129
5.2	Ausfallmechanismen.....	132
5.3	Rückrufaktionen.....	133
5.4	Anlagenzustand bei Ereigniseintritt.....	133

5.5	Umwelteinflüsse.....	137
5.6	Zeitliche Entwicklung der Fehlererkennung.....	138
5.7	Mehrfachausfälle	139
6	Zusammenfassung und Fazit.....	143
A	Anhang: Auswertungstabelle	147
B	Anhang: Ausfallarten.....	153
	Referenzen	155
	Abbildungsverzeichnis.....	161
	Tabellenverzeichnis.....	169

1 Einleitung

Die elektrotechnischen Komponenten und Messumformer in deutschen Kernkraftwerken sind seit vielen Jahren Gegenstand umfangreicher Modernisierungsmaßnahmen. Dies beruht zum einen auf der zunehmend erschwerten Ersatzteilbeschaffung bei den bisher eingesetzten konventionellen (analogen) Komponenten, zum anderen aber auch auf der durch den Einsatz programmierbarer oder rechnerbasierter Komponenten realisierbaren Prozessoptimierung. In diesem Zusammenhang haben programmierbare oder rechnerbasierte Komponenten eine wachsende Bedeutung gewonnen. So sind mittlerweile in nahezu allen deutschen Kernkraftwerken solche Komponenten eingesetzt. Aufgrund der sich verschlechternden Ersatzteilversorgung für konventionelle (analoge) Komponenten ist in den nächsten Jahren ein zunehmender Einsatz von programmierbaren oder rechnerbasierten Komponenten sowohl in betrieblichen als auch in sicherheitstechnisch wichtigen Systemen zu erwarten. Da sich die programmierbare oder rechnerbasierte Technik – beispielsweise in ihrem Ausfallverhalten und in ihrer Struktur sowie der Schnittstelle Mensch-Maschine – wesentlich von der konventionellen (analogen) Technik unterscheidet, ist es erforderlich, die entsprechenden Komponenten hinsichtlich ihres Ausfallsverhaltens näher zu untersuchen. Diese Untersuchung kann ggf. als Grundlage für eine Bewertung der Zuverlässigkeit dieser programmierbaren oder rechnerbasierten Komponenten herangezogen werden.

Für die Untersuchung des Ausfallsverhaltens wurden im Rahmen des hier beschriebenen Vorhabens für sechs deutsche, kerntechnische Anlagen ermittelt, welche programmierbaren oder rechnerbasierten elektrotechnischen Komponenten und Messumformer in welchem Umfang eingesetzt sind. Bezüglich dieser Komponenten wurden insbesondere Wartungs- und Instandhaltungsvorgänge über einen bestimmten Betrachtungszeitraum ausgewertet. Hiermit wurden Erkenntnisse über Ausfallverhalten und Ausfallhäufigkeiten der erfassten Komponenten ermittelt.

Für die Untersuchung hat die GRS Daten herangezogen, die ihr von folgenden kerntechnischen Anlagen zur Verfügung gestellt wurden:

- Siedewasserreaktor (SWR) der Baulinie 69
- Siedewasserreaktor (SWR) der Baulinie 72
- Druckwasserreaktor (DWR) der 2. Generation
- Druckwasserreaktor (DWR) der 3. Generation (Vor-Konvoi-Anlage)

- Druckwasserreaktor (DWR) der 4. Generation (Konvoi-Anlage)

Eine detaillierte Aufarbeitung und Dokumentation des für das Vorhaben relevanten Standes von Wissenschaft und Technik erfolgt im Kapitel 2. Zuerst werden gebräuchliche programmierbare und rechnerbasierte Baugruppen sowie ihre Funktionsweise beschrieben. Danach folgt eine Beschreibung der gängigen Kommunikationsprotokolle, die verwendet werden, um programmierbare oder rechnerbasierte elektrotechnische Komponenten oder Messumformer in ein modernes Leittechniksystem zu integrieren. Zum Abschluss des Kapitels werden bereits eingesetzte, gängige programmierbare oder rechnerbasierte elektrotechnische Komponenten und Messumformer beschrieben, wobei in Schutzeinrichtungen, Messeinrichtungen und sonstige Einrichtungen unterteilt wird.

In Kapitel 3 wird die Vorgehensweise beschrieben, wie die in den sechs ausgewählten kerntechnischen Anlagen eingesetzten programmierbaren oder rechnerbasierten elektrotechnischen Komponenten sowie Messumformer und die zugehörigen Ereignisse ermittelt wurden. Es wird darauf eingegangen, wie für jede der sechs Anlagen die Wartungs- und Instandhaltungsvorgänge sowie die Ereignisse unterhalb der Meldeschwelle, die an diesen programmierbaren oder rechnerbasierten Komponenten aufgetreten sind, für die hier durchgeführten Auswertungen verarbeitet werden. Unterhalb der Meldeschwelle bedeutet in diesem Fall, dass die Ereignisse nach der Atomrechtlichen Sicherheitsbeauftragten- und Meldeverordnung (AtSMV) nicht meldepflichtig sind.

Eine Auswertung der erfassten und aufgearbeiteten Daten erfolgt in Kapitel 4. Aus den eingesetzten programmierbaren oder rechnerbasierten betrieblichen sowie sicherheitstechnisch wichtigen elektrotechnischen Komponenten und Messumformer werden über den jeweiligen Betrachtungszeitraum die Wartungs- und Instandhaltungsvorgänge sowie die Ereignisse unterhalb der Meldeschwelle hinsichtlich unterschiedlicher Kriterien ausgewertet.

In Kapitel 5 werden die Erkenntnisse aus Kapitel 4 genutzt, um eine vertiefte Analyse der Daten durchzuführen. Hierbei wird insbesondere auf die spezifischen Fragestellungen eingegangen werden, die sich im Rahmen der Bearbeitung von Kapitel 1 ergeben haben. Des Weiteren werden auffällige Ereignisse gesondert betrachtet und vertieft ausgewertet.

Eine Zusammenfassung der erzielten Ergebnisse und ein daraus resultierendes Fazit werden in Kapitel 6 gegeben.

2 Stand von Wissenschaft und Technik

Die elektrotechnischen Komponenten und Messumformer in den deutschen Kernkraftwerken sind zum Großteil seit deren Inbetriebsetzung eingesetzt. Deshalb ist in naher Zukunft ein zunehmender Austausch der bisher eingesetzten elektrotechnischen Komponenten und Messumformer sowohl in betrieblichen als auch in sicherheitstechnisch wichtigen Systemen zu erwarten. Dies betrifft auch den Austausch von Großkomponenten wie Transformatoren, Umformer und Gleichrichter, aber auch Leistungsschalter sowie Schutz- und Überwachungseinrichtungen von Schaltanlagen.

Ein Austausch gegen bau- und funktionsgleiche Komponenten ist dabei in der Regel nicht möglich, da die ursprünglich eingebauten Komponenten nicht mehr hergestellt werden und moderne elektrotechnische Komponenten sowie Messumformer oftmals auf neuerer Technologie (z. B. Prozessoren) basieren. Moderne elektrotechnische Komponenten sind meist mit umfangreichen, komponenteninternen Überwachungs- und Schutzeinrichtungen versehen. Diese Überwachungs- und Schutzeinrichtungen und auch die Messumformer können vom Anwender für den jeweiligen Einsatzzweck über eine Vielzahl von Parametern angepasst werden, wozu programmierbare Funktionsbausteine vorhanden sind.

Ein weiterer Aspekt ist das Bestreben der Betreiber nach einer Reduzierung des Instandhaltungsaufwands. So werden z. B. Motor-Generator-Sätze in der unterbrechungslosen Stromversorgung gegen statische Gleich- und Wechselrichter ausgetauscht. Dem Vorteil verringerten Instandhaltungsaufwands steht dabei aus sicherheitstechnischer Sicht eine erhöhte Empfindlichkeit der Halbleitertechnik für elektrische Transienten und erhöhte Strahlung gegenüber.

Die Unterschiede der modernen elektrotechnischen Komponenten und Messumformer gegenüber den bisher eingesetzten (analogen) Komponenten zeigen sich u. a. in einem komplexeren Aufbau und einem veränderten dynamischen Verhalten. Einen groben Überblick über die in den deutschen kerntechnischen Anlagen eingesetzten programmierbaren oder rechnerbasierten elektronischen Komponenten und Messumformern wird in den folgenden Unterkapiteln gegeben.

Mittlerweile haben sich die Behörden und spezifischen Sachverständigenorganisationen aus vielen Ländern Gedanken zu den Anforderungen an programmierbare oder rechnerbasierte Systeme für den Einsatz in Kernkraftwerken gemacht. Eine gute Über-

sicht zu diesem Thema ist in /SOM 12/ zu finden. Auch wenn sich die Anforderungen im Speziellen mit programmierbaren oder rechnerbasierten Leitechniksystemen beschäftigen, sind allgemeine Anforderungen dieser Art auch auf programmierbare oder rechnerbasierte Messumformern sowie auf komplexe elektrotechnische Komponenten (programmierbar und nicht programmierbar) übertragbar. Die wichtigsten Punkte aus diesen Überlegungen sind im Folgenden aufgelistet:

- Die einheitliche Meinung der in /SOM 12/ aufgelisteten Behörden und Sachverständigenorganisationen ist, dass Diversität ein wichtiges Mittel zur Verhinderung von gemeinsam verursachten Ausfällen (CCF) darstellt.
- Die Anforderungen an Diversität an programmierbare oder rechnerbasierte Systeme der verschiedenen internationalen Behörden sind unterschiedlich /SOM 12/.
- Beispielsweise fordern die U.S. NRC (Amerikanische Nuklear-Aufsichtsbehörde), die STUK (Finnische Nuklear-Aufsichtsbehörde) und der deutsche VdTÜV (Verband der Technischen Überwachungs-Vereine in Deutschland) Diversität für programmierbare oder rechnerbasierte Systeme.
- Eine wirksame Diversität wird erreicht, wenn Diversität nicht nur in einem Merkmal, sondern in mehreren Merkmalen des Systems zu finden ist /NRC 09/.

Auch im neuen deutschen kerntechnischen Regelwerk den „Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke“ /BMU 12/ sind Anforderungen an die Fehlerbeherrschung von programmierbaren oder rechnerbasierten leittechnischen und elektrotechnischen Komponenten zu finden. Zusätzlich zu den „Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke“ /BMU 12/ gibt es themenspezifische Interpretationen /BMU 13/, wobei die Interpretation 3 (I-3) Anforderungen an die Leitechnik und Störfallinstrumentierung und die Interpretation 4 (I-4) Anforderungen an die elektrische Energieversorgung enthalten.

Darüber hinaus gibt es noch weitere Anforderungen an programmierbare oder rechnerbasierte Einrichtungen und an komplexe elektrotechnische Komponenten (programmierbar oder nicht programmierbar) in den Regeln des Kerntechnischen Ausschusses (KTA). Insbesondere sind hier die KTA-Regeln 3501 /KTA 14a/ und 3701 /KTA 14b/ relevant.

2.1 Gebräuchliche programmierbare und rechnerbasierte Baugruppen

Moderne elektrotechnische Komponenten oder Messumformer können mit unterschiedlichen programmierbaren oder rechnerbasierten Baugruppen bestückt sein.

In /WUD 07/ wird definiert, dass ein digitaler Schaltkreis, dessen Logikfunktion vom Anwender programmiert werden kann, als programmierbare Logik bezeichnet wird. In dem vorliegenden Bericht werden zusätzlich auch die Baugruppen dazu gezählt, wo der Anwender nur die Möglichkeit hat, auf die Programmierung Einfluss zu nehmen.

Zu den einfachsten programmierbaren Baugruppen gehören die Programmable Logic Devices (PLDs) bei denen verschiedene UND- und ODER-Gatter durch das „Durchbrennen“ von Verbindungen miteinander verknüpft (programmiert) werden. Weitere programmierbare Baugruppen sind beispielsweise sogenannte Application-Specific Integrated Circuits (ASICs), Field Programmable Gate Arrays (FPGAs) und Complex Programmable Logic Devices (CPLDs). Diese Baugruppen werden in den folgenden Unterkapiteln genauer erläutert. /WUD 07/

Neben den programmierbaren Baugruppen gibt es noch die rechnerbasierten Baugruppen, welche vielfältige und komplexe Einsatzmöglichkeiten bieten. Hierbei handelt es sich um Baugruppen, die einen Mikroprozessor beinhalten, der ein Programm ausführt. Dieses Programm beziehungsweise die entsprechende Software wird während des Betriebs ausgeführt und kann jederzeit durch eine andere (neue) Software ersetzt werden. Auch hierzu folgt eine Erläuterung in einem der folgenden Unterkapitel. /WUD 07/

Darüber hinaus gibt es bei den Baugruppen auch Mischtypen, die sowohl einen programmierbaren Teil als auch einen rechnerbasierten Teil besitzen /WUD 07/.

2.1.1 ASIC

Ein ASIC ist eine elektronische Schaltung, die als integrierter Schaltkreis realisiert wurde. ASICs sind daher im Allgemeinen nach der Herstellung nicht mehr veränderbar (umprogrammierbar). ASICs werden weltweit von vielen Herstellern nach Kundenanforderung gefertigt und normalerweise nur an diese geliefert, weswegen von einem anwendungsspezifischen Standardprodukt gesprochen wird. /WUD 07/

Der Unterschied zu PLDs und FPGAs besteht darin, dass die Funktionalität eines ASICs vom Hersteller eindeutig festgelegt werden muss und somit fest vorgegeben ist. Die interne Schaltung kann vom Anwender normalerweise nicht mehr verändert werden. /WUD 07/

Man unterscheidet jedoch bei ASICs zwischen Fullcustom und Semicustom ICs. Beim Semicustom IC hat der Anwender die Möglichkeit, den IC-Entwurf mitzugestalten. Dazu kann er den Schaltungsentwurf weitgehend selbst vornehmen. Anschließend führt der Halbleiterhersteller die erforderlichen Fertigungsschritte für den entsprechenden IC durch. Im Gegensatz dazu wird der integrierte Schaltkreis des Fullcostum IC vollständig vom Halbleiterhersteller auf Bestellung eines Kunden gefertigt. /WUD 07/

2.1.2 FPGA

Ein FPGA ist ein integrierter Schaltkreis, in dem eine logische Schaltung programmiert werden kann. Im Wesentlichen besteht ein FPGA aus Logikblöcken, Ein-/Ausgabeblöcken, die zur Kommunikation mit der „Außenwelt“ dienen, und einem Verbindungsnetz. Die Logikblöcke, die Ein-/Ausgabeblöcke und das Verbindungsnetz sind dabei programmierbar. Komplexe digitale Funktionen können dabei durch das Verbinden („Routing“) von vielen Logikblöcken erreicht werden. /WUD 07/

Der Erstellungsprozess von FPGAs kann in zwei Schritte aufgeteilt werden. Im ersten Schritt wird der FPGA-Baustein vom Hersteller entwickelt und gefertigt. Im zweiten Schritt wird die anwendungsspezifische Funktion vom Anwender spezifiziert und von diesem auch programmiert. /TÜV 10/

Eine gängige Methode zur Programmierung von FPGAs ist die Antifuse-Technologie. Antifuses sind Schaltelemente in der Mikroelektronik. Diese arbeiten invers zu Sicherungen (Fuses), die bei einer Aktivierung irreversibel durchschmelzen und so einen bestehenden Kontakt unterbrechen. Bei Antifuses wird die vorhandene Isolationsschicht durch das Anlegen einer Programmierspannung irreversibel durchgebrannt und es entsteht eine niederohmige Verbindung mit geringer Kapazität (elektrische leitende Verbindung). Im Vergleich zur Fuse-Technik (siehe Kapitel 2.1.3) sind dabei geringere Ströme zur Programmierung erforderlich und im Allgemeinen müssen deutlich weniger Antifuses angesprochen (programmiert) werden. Grundsätzlich kann ein FPGA mit der Antifuse-Technologie nur einmal programmiert werden. Jedoch ist es prinzipiell mög-

lich, durch nachträgliches Wegbrennen von Antifuses die Programmierung zu ändern. /WUD 07/

Eine andere Möglichkeit zur Programmierung von FPGAs bietet eine SRAM-Verbindungszelle. Eine solche SRAM-Verbindungszelle besteht aus einer statischen Speicherzelle, die einen Multiplexer oder einen Schalttransistor ansteuert. Die SRAM-Verbindungszellen werden nach dem Einschalten der Stromversorgung programmiert, wobei sie beliebig oft gelöscht und reprogrammiert werden können. Beim Abschalten der Stromversorgung geht die Programmierung jedoch verloren. /WUD 07/

Gegenüber ASICs weisen FPGAs Nachteile bezüglich Zuverlässigkeit und Robustheit auf. Dies gilt insbesondere wenn eine Nutzung der Programmierbarkeit in der Anwendung nicht vorgesehen und erforderlich ist. (z. B. bei Vorrangbaugruppen). /TÜV 10/

2.1.3 CPLD

Aus den ersten Erfahrungen mit einfachen programmierbaren Baugruppen haben sich komplexe PLDs (CPLD) mit einer Blockstruktur entwickelt. Jeder Block entspricht ungefähr einem einfachen PLD. Über eine programmierbare Schaltmatrix werden die Blöcke untereinander verbunden. /WUD 07/

CPLDs können auf drei unterschiedliche Arten programmiert werden /WUD 07/:

- Mit Hardwaresicherungen
Beim Programmieren werden durch einen Stromimpuls Sicherungselemente aus Titan-Wolfram durchgebrannt (Fuse-Technik), wodurch die Verbindung zwischen zwei Leitungen getrennt wird. Diese Programmierung ist irreversibel.
- Elektrisch programmierbare und mit UV-Licht löschrare CPLDs
Beim Programmieren werden zwei Leitungen nach dem EPROM-Prinzip (EPROM: Erasable Programmable Read-Only Memory) über einen Transistor mit Floating-Gate verbunden.
- Elektrisch programmier- und löschrare CPLDs
Die elektrisch programmier- und löschraren CPLDs werden nach dem EEPROM-Prinzip (EEPROM: Electrically Erasable Programmable Read-Only Memory) programmiert, wodurch sie mehrfach programmierbar sind.

2.1.4 Mikroprozessoren/Mikrocontroller

Mikroprozessoren und Mikrocontroller sind hochintegrierte Halbleiterschaltungen. Voraussetzung für den Bau von Mikroprozessoren ist die Möglichkeit zur Verwendung von miniaturisierten Halbleiterschaltkreisen mit hoher Integrationsdichte. Mikroprozessoren sind hochintegrierte Standardschaltungen und daher in höheren Stückzahlen billig produzierbar. Durch spezielle Anwenderprogramme (Software) lassen sie sich an viele Aufgaben anpassen. Mikroprozessoren arbeiten im Allgemeinen mit anderen Bausteinen wie Speichern, Interfacebausteinen und Analog/Digital-Umsetzern zusammen. Durch eine Änderung der Software kann jederzeit die Programmierung verändert werden. /WUD 07/

Mikrocontroller enthalten einen Mikrocomputer (Mikroprozessor samt Speicher und Interfaceeinheiten und ggf. auch Analog/Digital-Umsetzer) auf einem Chip. Sie werden am häufigsten für Steuerungsaufgaben eingesetzt. /WUD 07/

2.2 Kommunikationsprotokolle von programmierbaren oder rechnerbasierten Komponenten

Drei gängige Kommunikationsprotokolle, die von programmierbaren oder rechnerbasierten Messumformern sowie von komplexen elektrotechnischen Komponenten zur Kommunikation in Bussystemen verwendet werden, sind HART (Highway Addressable Remote Transducer), PROFIBUS (Process Field Bus) und FOUNDATION FIELDBUS. Diese werden in den folgenden drei Unterkapiteln genauer betrachtet, wobei auch eventuelle Unterschiede aufgezeigt werden.

Das GRS Vorhaben 3612R01351 „Entwicklung eines Ansatzes der Netzwerktechnologien in sicherheitsrelevanten Leittechniksystemen hinsichtlich Verbreitung und Auswirkung postulierter Fehler“ beschäftigt sich unter anderem auch mit diesen Kommunikationsprotokollen und geht dabei mehr ins Detail.

2.2.1 HART

HART ist ein Protokoll für busadressierte Feldgeräte und wurde ursprünglich in den 80er Jahren von der Firma Rosemount entwickelt und basiert auf dem Bell 202 Standard /URS 05/.

Typischerweise werden bei einer HART Kommunikation verschiedene Feldgeräte konventionell über ein 4...20mA Normsignal miteinander verbunden. Über dieses Normsignal können Sollwerte bzw. Istwerte übertragen werden und zusätzlich kann es bei der 2-Leitertechnik als Versorgung der Feldgeräte genutzt werden. Diesem analogen Signal wird für die Datenübertragung im „Frequency Key Shifting“-Verfahren ein digitales Signal aufmoduliert. Da das digitale Signal mittelwertfrei ist, wird das ursprüngliche analoge Signal nicht beeinflusst. Das HART Protokoll eignet sich daher besonders dafür, ein bestehendes analoges System in ein digitales Bussystem zu integrieren, wodurch eine umfassende Integration der Feldgeräte in Engineering-Tools und Prozessleitsysteme möglich ist. /URS 05/, /SAM 00a/, /SAM 00b/

Die Reaktionszeiten bei HART liegen im Bereich von 500 ms, womit die von HART verwendete Bitrate von 1200 Bits/s vergleichsweise langsam ist. /URS 05/, /SAM 00b/

Bei einer HART Kommunikation wird das HART-Feldgerät mit dem Bediengerät üblicherweise in einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung verschaltet. Sollen mehrere HART-Feldgeräte angebunden werden, werden im Allgemeinen Multiplexer verwendet. /URS 05/, /SAM 00a/, /SAM 00b/

Die Kommunikation per HART Protokoll erfolgt typischerweise zwischen den Geräten nach dem Master-Slave-Prinzip. Dies bedeutet, dass der Slave (z. B. ein HART-Feldgerät) nur dann Informationen sendet, wenn vom Master (z. B. ein Bediengerät bzw. das Leittechniksystem) eine Anfrage gestellt wurde. HART lässt dabei zwei Master zu, den primären – typischerweise das Leittechniksystem – und den sekundären – ein vor-Ort-Bediengerät. Die Zuteilung, wann welcher Master aktiv ist, erfolgt zeitgesteuert. Nach jeder Transaktion kann, innerhalb eines fest zugeteilten Zeitfensters einer der beiden Master die Kommunikation übernehmen. Eine weitere Möglichkeit der HART Kommunikation ist der BURST Mode. Dabei sendet der Slave nach Initiierung der Kommunikation unaufgefordert Meldungen an den Master (zyklisch). /URS 05/, /SAM 00b/

Die Stärken von HART liegen in seiner Einfachheit im Aufbau, in der Wartung und im Unterhalt. Darüber hinaus ist es kompatibel zu konventionellen analogen Geräten (gleichzeitige analoge und digitale Kommunikation). HART ist zudem ein offener Standard, der jedem Hersteller frei zur Verfügung steht. Darüber hinaus ist er sehr störicher. Ein Nachteil von HART ist, dass es wie bereits oben beschrieben verglichen mit anderen Kommunikationsprotokollen langsam ist. /URS 05/, /SAM 00a/, /SAM 00b/

2.2.2 PROFIBUS

PROFIBUS wird für die Feldbus-Kommunikation in der Automatisierungstechnik eingesetzt. Er ist das Ergebnis eines Zusammenschlusses von unterschiedlichen Firmen und Institutionen zu einem Verbundprojekt, welches die Aufgabe hatte eine offene Feldbusnorm zu erarbeiten und zu erproben. /PNO 10/

PROFIBUS ist ein universeller Feldbus, der breite Anwendung in der Fertigungs-, Prozess-, und Gebäudeautomatisierung findet. PROFIBUS wurde in der internationalen Normenreihe IEC 61158 standardisiert und ermöglicht somit die Kommunikation von Geräten verschiedener Hersteller ohne besondere Schnittstellenanpassungen. /SAM 00c/

PROFIBUS kann als Mono- oder Multi-Master-System eingesetzt werden und ermöglicht dadurch den gemeinsamen Betrieb von mehreren Automatisierungs-, Engineering- oder Visualisierungssystemen mit den dezentralen Peripheriegeräten an einem Bus. PROFIBUS ersetzt die klassische analoge 2- und 4-Leitertechnik. Im Vergleich zu analogen Systemen ist zwischen den Geräten nur noch eine Verbindung, die Busleitung, nötig. Auch die Stromversorgung der Feldgeräte kann über diese Busleitung erfolgen. /PNO 10/, /SAM 00c/

Der Aufbau der Technologiebausteine bei PROFIBUS orientiert sich am OSI-Schichtenmodell (Open Systems Interconnection Reference Modell) für Kommunikationsnetze, entsprechend dem internationalen Standard ISO 7498. Dabei übernimmt, wie bei Bussystemen üblich, jede Schicht genau festgelegte Aufgaben. Der „Physical Layer“ definiert die physikalische Übertragung, der „Data Link Layer“ das Buszugriffsverfahren inkl. Datensicherung und der „Application Layer“ die Anwendungsfunktionen. Der eigentliche Anwendungsprozess liegt oberhalb der Schichten und wird nicht mehr im OSI-Schichtenmodell erfasst. /PNO 10/, /SAM 00c/

PROFIBUS existiert in drei Varianten /SAM 00c/:

- PROFIBUS FMS (Fieldbus Message Specification)
bietet einen großen Funktionsumfang und ist deshalb vergleichsweise aufwendig zu implementieren. Diese Variante unterstützt sowohl die Kommunikation zwischen Automatisierungssystemen als auch den Datenaustausch mit Feldgeräten.

- PROFIBUS DP (Dezentrale Peripherie)
ist speziell für die Kommunikation zwischen Automatisierungssystemen und den dezentralen Peripheriegeräten optimiert und unterstützt eine Datenrate von bis zu 12 Mbit/s. PROFIBUS DP verwendet zur Kommunikation ausschließlich einen zyklischen Datenverkehr. Dabei tauscht jedes Feldgerät in einer festgelegten Zykluszeit seine Ein- und Ausgabedaten mit dem Automatisierungsgerät (Klasse-1-Master) aus. In der Verfahrenstechnik und bei der Gebäude- und Prozessautomatisierung benötigt man neben dem Automatisierungsgerät zusätzlich ein Visualisierungsgerät zum Bedienen und Beobachten. Dieser Klasse-2-Master ist zuständig für die Inbetriebnahme-, Parametrierungs- und Überwachungsfunktionen der angeschlossenen Feldgeräte. Hier ist es erforderlich, dass Gerätedaten im laufenden Betrieb unabhängig vom Regelzyklus gelesen oder geschrieben werden müssen.
- PROFIBUS PA (Prozess-Automation)
wird zur Kommunikation zwischen Messgeräten, Aktoren und Prozessleitsystem in der Prozess- und Verfahrenstechnik eingesetzt. Über die zwei Adern der Busleitung kann kommuniziert werden und die Teilnehmer können über diese Leitungen mit Energie versorgt werden. Es stellt eine digitale Alternative zur klassischen analogen Kommunikation (4...20 mA-Technik) dar. Ein Nachteil des PROFIBUS PA ist die relativ langsame Datenübertragungsrate von 31,25 kBit/s, was aber für die meisten verfahrenstechnischen Applikationen ausreichend ist.

PROFIBUS ist sowohl für schnelle, zeitkritische Anwendungen als auch für komplexe Kommunikationsaufgaben geeignet. Es unterscheidet bezüglich des eingesetzten Master/Slave-Verfahrens die folgenden Gerätetypen /PNO 10/, /SAM 00c/:

- Master-Geräte:
Sie bestimmen den Datenverkehr auf dem Bus (z. B. Leittechniksystem). Ein Master darf Nachrichten ohne externe Aufforderung aussenden, wenn er im Besitz der Buszugriffsberechtigung (Token) ist. Master werden auch als aktive Teilnehmer bezeichnet.
- Slave-Geräte:
Sie sind Peripheriegeräte wie beispielsweise Ein-/Ausgangsgeräte, Ventile, Antriebe und Messumformer. Sie erhalten keine Buszugriffsberechtigung, d. h. sie dürfen nur empfangene Nachrichten quittieren oder auf Anfrage eines Masters Nachrichten an diesen übermitteln. Slaves werden als passive Teilnehmer bezeichnet.

Vorteile von PROFIBUS sind, dass es sich um einen internationalen firmenunabhängigen Standard handelt, dass das Bussystem mit vergleichsweise geringem Aufwand installiert werden kann und dass es je nach Variante eine hohe Übertragungsgeschwindigkeit ermöglicht. Nachteile von PROFIBUS sind, dass analoge Systeme nicht einfach integriert werden können und dass das System selbst sehr komplex aufgebaut ist.

2.2.3 FOUNDATION FIELDBUS

Auch der FOUNDATION FIELDBUS entstand durch die Zusammenarbeit von mehreren Organisationen und Firmen mit dem Wunsch, einen Feldbusstandard zu definieren. In vielen Punkten ähnelt er dem PROFIBUS PA. Während PROFIBUS PA seinen Ursprung und seinen Anwenderkreis in Europa hat, finden sich FOUNDATION FIELDBUS-Hersteller und -Anwender besonders im amerikanischen und asiatischen Raum. PROFIBUS PA und FOUNDATION FIELDBUS arbeiten mit derselben Busphysik, wobei der FOUNDATION FIELDBUS folgende Eigenschaften hat /SAM 00d/:

- Stromversorgung der Feldgeräte über die Busleitungen
- Multi-Master-fähige Kommunikation
- deterministisches (vorhersagbares) zeitliches Verhalten
- verteilte Datenübertragung
- standardisiertes Blockmodell für vereinheitlichte Geräteschnittstellen
- flexible Erweiterungsmöglichkeiten

Für die Beschreibung der Funktion(en) eines Gerätes und die Festlegung eines einheitlichen Zugriffs auf die Daten nutzt der FOUNDATION Fieldbus vordefinierte Funktionsblöcke. Die in einem Gerät implementierten Funktionsblöcke geben darüber Auskunft, welche Aufgaben ein Gerät übernehmen kann. Für Regelaufgaben existieren die Blöcke „Proportional/Derivative (PD-Regler)“ oder „Proportional/Integral/Derivative (PID-Regler)“. Verfügt ein Gerät über einen solchen Funktionsblock, kann dieses Gerät eine

Prozessgröße selbsttätig regeln. Diese Verlagerung von Automationsaufgaben (von der Automationsebene hinunter ins Feld) führt zu einer dezentralen Prozessbearbeitung, welcher der FOUNDATION FIELDBUS nutzt. /SAM 00d/

Die Modellstruktur des FOUNDATION FIELDBUS ist schichtweise aufgebaut und lehnt sich an das OSI-Schichtenmodell für Kommunikationsnetze an, welches auch von PROFIBUS verwendet wird. Auch hier gibt es also einen „Physical Layer“, der die physikalische Übertragung definiert, einen „Data Link Layer“, der das Buszugriffsverfahren definiert und einen „Application Layer“, der die Anwendungsfunktionen enthält.
/SAM 00d/

Im Vergleich zu HART besitzt der FOUNDATION FIELDBUS ähnliche Vor- und Nachteile, wie PROFIBUS.

2.3 Überblick über programmierbare oder rechnerbasierte elektrotechnische Komponenten und Messumformer

Dieses Kapitel soll einen Überblick über rechnerbasierte und programmierbare Komponenten geben, die in modernen elektrotechnischen Systemen und als Messumformer eingesetzt werden. Aufgrund der großen Vielzahl derartiger Komponenten konnten hier nicht alle verfügbaren Komponenten beschrieben werden. Daher wurde bei der Auswahl der Fokus auf die Komponenten gelegt, die bereits in deutschen kern-technischen Anlagen (dort zum größten Teil in nicht sicherheitstechnisch wichtigen Bereichen) eingesetzt sind.

Unter Berücksichtigung der in den aufgenommenen Ereignissen beschriebenen Komponenten werden im Folgenden insbesondere Schutzeinrichtungen, Messumformer und sonstige elektrotechnische Einrichtungen beschrieben.

2.3.1 Schutzeinrichtungen

Im Folgenden werden auf dem Markt verfügbare Schutzeinrichtungen beschrieben, die programmierbare oder rechnerbasierte Komponenten beinhalten und für den Einsatz in Kernkraftwerken vorgesehen sind. Die Auflistung erhebt allerdings keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

2.3.1.1 Multifunktionsschutz mit Steuerung SIPROTEC 7SJ62 von Siemens

Das SIPROTEC 7SJ62 /SIE 07/, /SIE 09/ ist ein digital arbeitendes Schutzgerät, welches auch für Steuerungs- und Überwachungsaufgaben z. B. für Sammelschienenabzweige eingesetzt werden kann. Es gehört zu den SIPROTEC 4-Geräten. Als Leitungsschutz ist das Gerät laut Hersteller in Hoch- und Mittelspannungsnetzen mit geerdeter, niederohmig geerdeter, isolierter oder kompensierter SternpunktAusführung einsetzbar. Es eignet sich für einseitig gespeiste Radialnetze, offen oder geschlossen betriebene Ringnetze sowie für zweiseitig gespeiste Leitungen. Der Hersteller weist das Gerät ebenfalls als Motorschutz geeignet für Asynchronmaschinen aller Größen aus, wobei Ständer- und Lagertemperaturen durch eine getrennte Einheit erfasst und für die Auswertung zum Schutzgerät seriell übertragen werden. /SIE 07/, /SIE 09/

Der Hersteller gibt an, dass ein leistungsfähiger Microcontoller verwendet wird. Durch den Einsatz dieses Mikrocontrollers und die Anwendung digitaler Messwertaufbereitung und -verarbeitung soll der Einfluss von höherfrequenten Ausgleichsvorgängen und transienten Gleichstromkomponenten weitestgehend unterdrückt werden. Hierbei bewerten die Schutzfunktionen die Grundwelle und der Überlastschutz die Effektivwerte. Des Weiteren wird angegeben, dass es durch die Logikfunktionalität dem Anwender ermöglicht wird, über eine grafische Benutzerschnittstelle eigene Funktionen zur Automatisierung seiner Schaltzelle (Verriegelung) oder Schaltanlage zu implementieren und benutzerdefinierte Meldungen zu erzeugen. /SIE 07/, /SIE 09/

Im Folgenden sind die verfügbaren Anschlüsse und Schnittstellen detailliert beschrieben /SIE 07/, /SIE 09/.

Für die Kommunikation mit externen Bedien-, Steuer- und Speichersystemen stehen dem SIPROTEC 7SJ62 folgende (serielle) Schnittstellen zur Verfügung.

Eine 9-polige Buchse auf der Frontkappe dient der örtlichen Kommunikation mit einem PC (Frontschnittstelle). Mittels der SIPROTEC-Bediensoftware DIGSI können über diese Bedienschnittstelle alle Bedien- und Auswertevorgänge durchgeführt werden. Hierzu zählen u. a. die Einstellung und Änderung von Projektierungs- und Einstellparametern, die Konfigurierung durch den Anwender spezifizierbarer Logikfunktionen, das Auslesen von Betriebs- und Störfallmeldungen sowie Messwerten, das Auslesen und Darstellen von Störwertaufzeichnungen, die Abfrage von Zuständen des Gerätes und von Messgrößen und die Ausgabe von Steuerbefehlen.

Weitere Schnittstellen können sich ggf. auf der Rückseite des Gerätes befinden, wodurch eine umfassende Kommunikation mit anderen digitalen Bedien-, Steuer- und Speichereinrichtungen aufgebaut werden kann.

Die Serviceschnittstelle kann über Datenleitungen oder Lichtwellenleiter betrieben werden und erlaubt auch die Kommunikation über Modem. So ist die Bedienung von einem entfernten Ort mit einem PC und der entsprechenden Bediensoftware DIGSI möglich, wenn z. B. mehrere Geräte von einem zentralen PC bedient werden sollen.

Die unter Umständen vorhandene Zusatzschnittstelle ist ausschließlich für den Anschluss einer Thermobox zur Eingabe externer Temperaturen vorgesehen. Sie kann ebenfalls über Datenleitungen oder Lichtwellenleiter betrieben werden.

Die Systemschnittstelle dient der zentralen Kommunikation zwischen dem Gerät und einer Leitzentrale. Sie kann ebenfalls über Datenleitungen oder Lichtwellenleiter betrieben werden. Für die Datenübertragung stehen standardisierte Protokolle gemäß IEC 60870-5-103 zur Verfügung. Alternativ steht auch eine Feldbusan Kopplung mit PROFIBUS FMS und PROFIBUS DP zur Verfügung.

Eine weitere Schnittstelle ist für die Zeitsynchronisation der internen Uhr durch externe Synchronisationsquellen vorgesehen. Falls weitere Kommunikationsprotokolle von Nöten sind, können diese über zusätzliche Schnittstellenmodule realisiert werden.

Darüber hinaus verfügt das SIPROTEC 7SJ62 über diverse Schutzfunktionen. Diese werden im Folgenden beschrieben /SIE 07/, /SIE 09/.

Die Basisfunktion dieser Geräte ist ein ungerichteter Überstromschutz. Dieser hat je drei stromunabhängige (UMZ-) Stufen und eine stromabhängige (AMZ-) Stufe für Phasenströme und Erdströme. Für die AMZ-Stufe steht eine Reihe von Kennlinien verschiedener Standards zur Verfügung. Alternativ kann jedoch auch eine anwenderspezifische Kennlinie eingesetzt werden.

Außer diesen Kurzschlusschutzfunktionen über den ungerichteten Überstromschutz sind weitere Schutzfunktionen, wie Frequenzschutz, Unter- und Überspannungsschutz, Schiefllastschutz und Überlastschutz mit Wiederanlaufsperrung, Anlaufzeitüberwachung und Lastsprungschutz sowie eine Wiedereinschaltautomatik, mit der bei Freileitungen mehrere unterschiedliche Unterbrechungszyklen möglich sind, integrier-

bar. Der Anschluss einer externen Wiedereinschaltautomatik ist ebenfalls möglich. Zum schnellen Auffinden der Schadensstelle nach einem Kurzschluss ist zudem ein Fehlerort integriert. Für die Erkennung von intermittierenden Erdfehlern kann eine zusätzliche Schutzfunktion integriert werden, die das Auftreten kurzzeitiger Erdfehler erkennt und akkumuliert.

Wie oben bereits erwähnt kann das Gerät auch Steuerungsaufgaben übernehmen. Mit Hilfe dieser integrierten Steuerungsfunktionen wird das Ein- und Ausschalten von Schaltgeräten (z. B. Trenner oder Leistungsschalter) über Bedientasten, über die Systemschnittstelle, über Binäreingaben oder mittels PC und Bedienprogramm DIGSI ermöglicht. Über Hilfskontakte der Schalter und Binäreingänge des Gerätes können Rückmeldungen der Schaltzustände (Betriebsmeldungen) erfolgen. Damit können am Gerät die aktuellen Schaltzustände ausgelesen und für Plausibilitätsüberwachungen und Verriegelungen benutzt werden. Die Anzahl der zu steuernden Elemente wird dabei allein durch die im Gerät verfügbaren bzw. für die Schalterstellungsrückmeldungen rangierten Binärein- und -ausgänge begrenzt.

Mit Hilfe der Betriebsmeldungen ist es somit möglich die entsprechenden Zustände in der Anlage oder des Gerätes selbst zu bewerten. Die zurückgemeldeten Messgrößen und die daraus berechneten Werte können zum einen im Betrieb angezeigt oder zum anderen über die verschiedenen Schnittstellen übertragen werden. Die Meldungen des Gerätes können auf eine Anzahl von LEDs auf der Frontkappe gegeben werden (rangierbar), über Ausgangskontakte extern weiterverarbeitet (rangierbar), mit anwenderdefinierbaren Logikfunktionen verknüpft und/oder über serielle Schnittstellen ausgegeben werden.

Während einer Störung, wie z. B. einem Fehler im Netz, werden wichtige Ereignisse und Zustandswechsel in Protokollen gespeichert. Die Momentangrößen der Störwerte werden ebenfalls im Gerät gespeichert und stehen für eine anschließende Fehleranalyse zur Verfügung. /SIE 07/, /SIE 09/

2.3.1.2 Schutzrelais MFR 11 von Woodward

Das MFR 11 ist ein intelligentes und umfassendes Generator- und Netzschutzgerät, dessen typische Anwendungen Generatoren und Geräte für Schaltanlagen, die eine unabhängige Schutzarchitektur erfordern, sind. Die Typenbezeichnung des MFR 11

baut sich aus einem Grundgerät auf, welches je nach Zusatzpaket mit verschiedenen zusätzlichen Funktionen ausgestattet sein kann /WOO 07/.

Der Hersteller gibt folgende Informationen über die Geräteeigenschaften und Funktionsweisen an:

- Für die Messwerterfassung wird die Spannung bzw. die Frequenz gemessen. Typischerweise wird die Spannung dabei als dreiphasiger Effektivwert der Außenleiter-Neutralleiter-Spannungen (4-Leiternetz) und/oder der Außenleiterspannungen (3-Leiternetz) angezeigt.
- Die Frequenzmessung erfolgt aus den digital gefilterten Messspannungen. Die Frequenz wird dabei dreiphasig gemessen, wenn die gemessenen Spannungen größer als 15 % des Nennwertes sind. Dies ermöglicht eine schnelle und präzise Frequenzmessung. Die Frequenz wird jedoch auch dann noch richtig erfasst, wenn nur in einer Phase Spannung anliegt.

Je nach Ausführung kann das MFR 11 laut Hersteller über folgende allgemeine Funktionen verfügen /WOO 03/:

- 1 Relaisausgang (Schließer) als Betriebsbereitschaftsrelais
- maximal 7 frei konfigurierbare Relaisausgänge (5 Wechsler, 2 Schließer)
- Digitaleingang zur Blockierung der Wächtermeldungen oder Fernquittierung
- Plombierfunktion bzw. Passwortsystem
- maximal 8 Analogausgänge (+/- 20 mA oder -10...+10 V)
- Weitbereichsnetzteil (90 bis 265 V_{ac/dc})

Das MFR 11 kann wahlweise die Strangspannungen im 4-Leiternetz oder die verketteten Spannungen im 3-Leiternetz überwachen. Üblicherweise werden in Niederspannungssystemen die Außenleiter-Neutralleiter-Spannungen überwacht, während bei Mittel- und Hochspannungssystemen die Außenleiterspannungen überwacht werden. Eine Überwachung der Außenleiterspannung ist vor allem dann notwendig, wenn ein Erdschluss im isolierten oder kompensierten Netz keine Auslösung der Spannungswächter verursachen soll. Es können folgende Schutzfunktionen gewählt werden:

- Dreiphasige Über-/Unterspannungsüberwachung (2stufig)

- Nullspannungsüberwachung: Schwarzstart (Einschaltung auf spannungsfreie Sammelschiene)
- Spannungsasymmetrieüberwachung
- Dreiphasige Über-/Unterfrequenzüberwachung (2stufig)
- Phasensprungüberwachung
- Synchro-Check-Funktion (nicht bei allen Versionen)

2.3.2 Messeinrichtungen

Im Gegensatz zu analogen Messumformern, benutzen moderne Messumformer eine CPU und/oder andere programmierbare oder rechnerbasierte Baugruppen wie zum Beispiel FPGAs. Dabei können die Parameter für die FPGAs teilweise auf einem steckbaren Chip wie zum Beispiel einem EEPROM gespeichert sein, so dass die Programmierung durch Stecken eines neuen Chips geändert werden kann. Zudem können moderne Messumformer an ein Bussystem angeschlossen werden, wobei insbesondere die Kommunikationsprotokolle HART, PROFIBUS PA oder FOUNDATION FIELDBUS benutzt werden (siehe Kapitel 2.2). Darüber hinaus können bei einer Fehlfunktion des Messumformers Diagnosegeräte zur Fehlerdetektion eingesetzt werden.

Zur Parametrierung der modernen Messumformer oder um eine neue Firmware auf diese Messumformer zu laden, können diese an einen PC angeschlossen werden.

Im Folgenden wird eine Auswahl der auf dem Markt verfügbaren Messeinrichtungen beschrieben, die programmierbare oder rechnerbasierte Baugruppen beinhalten und für den Einsatz in Kernkraftwerken vorgesehen sind. Diese Auflistung erhebt allerdings keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

2.3.2.1 Messumformer Cerabar von Endress & Hauser

Die Cerabar-Messumformer von Endress & Hauser bestehen aus den Reihen Cerabar S, Cerabar M und Cerabar T, wobei jedoch der Cerabar T eine analoge Auswerteelektronik besitzt (wird über Potentiometer eingestellt) /E&H 12e/. Die Cerabar-Messumformer werden zur Absolut- und Relativdruckmessung verwendet und können

zur Messung in Gasen, Dämpfen sowie Flüssigkeiten eingesetzt werden. Es gibt auch Modelle zum Einsatz in explosionsgefährdeten Bereichen.

Die Reihe Cerabar S besitzt Keramik- (Typ PMC) sowie Metallsensoren (Typ PMP) und ist durch den TÜV SÜD nach IEC 61508 bis SIL 3 zertifiziert worden. Mit diesen Cerabar S-Messumformern können hohe Drücke bis 700 bar (Typ PMP) bei Temperaturen bis 400 °C gemessen werden. Der einzelne Messumformer hat dabei einen Steckplatz für ein Speichermodul (HistoRom). Die Bedienung erfolgt über Bedientasten, kann aber auch über ein Prozessleitsystem (HART, PROFIBUS PA oder FOUNDATION FIELDBUS) erfolgen. /E&H 11c/

Die Reihe Cerabar M ist ebenfalls mit Keramik- (Typ PMC) und Metallsensoren verfügbar. Im Gegensatz zur Cerabar S-Reihe hat der Cerabar M keinen Steckplatz für ein Speichermodul und es können nur Drücke bis 400 bar gemessen werden. Zudem sind sie nur bis SIL 2 durch den TÜV NORD nach IEC 61508 Edition 2.0 und IEC 61511 zertifiziert worden. Die Bedienung kann jedoch auch über Bedientasten oder über ein Prozessleitsystem (HART, PROFIBUS PA oder FOUNDATION FIELDBUS) erfolgen. /E&H 14a/

2.3.2.2 Druckschalter Ceraphant von Endress & Hauser

Der Druckschalter Ceraphant zur Messung und Überwachung von Absolut- und Relativdrücken ist mit keramischer oder metallischer Prozessmembrane verfügbar. Er ist für Messbereiche bis 400 bar (Metallvariante) einsetzbar und kann durch eine Integrierte Schaltelektronik in ein dezentrales System zur Überwachung und Regelung von Prozessen eingebunden werden. /E&H 11f/

Bei der Keramikvariante wirkt der Prozessdruck auf die keramische Prozessmembrane und die druckabhängige Änderung der Kapazität des Keramikensors wird gemessen. Dabei wertet ein Mikroprozessor das Signal aus und schaltet so den Ausgang bzw. gibt so den entsprechenden Messwert aus /E&H 11f/

Bei der Metallvariante wirkt der Prozessdruck auf die metallische Prozessmembrane des Sensors und wird über eine Füllflüssigkeit auf eine Widerstandsmessbrücke übertragen. Die resultierende druckproportionale Änderung der Brücken-Ausgangsspannung wird dann gemessen. /E&H 11f/

Die Bedienung des Druckschalter kann mit Hilfe der Konfigurationssoftware ReadWin® 2000 oder FieldCare® erfolgen /E&H 11f/.

2.3.2.3 Messumformer Deltabar von Endress & Hauser

Vertreter der Deltabar-Differenzdruck-Messumformerfamilie von Endress & Hauser sind beispielsweise die Messumformer Deltabar S/M PMD 55/70/75 und Deltabar FMD 71/21/76/77/78. Darüber hinaus gibt es einen speziellen Messumformer Deltabar S PMD 25 K für den Einsatz in Kernkraftwerken.

Die Reihe Deltabar S besitzt Keramik- und Siliziumsensoren und wird eingesetzt zur

- Durchflussmessung (Volumen- oder Massenstrom) in Verbindung mit Wirkdruckgebern in Gasen, Dämpfen und Flüssigkeiten,
- Füllstand-, Volumen- oder Massemessung in Flüssigkeiten und
- Differenzdrucküberwachung, z. B. von Filtern und Pumpen.

Für den Einsatz für Durchfluss- und Differenzdrucküberwachung ist die Deltabar S-Reihe nach IEC 61508 bis SIL 3 zertifiziert. Sie besitzen einen Steckplatz für ein Speichermodul (HistoROM) und können über HART, PROFIBUS PA und FOUNDATION FIELDBUS mit einem Leittechniksystem kommunizieren /E&H 12b/.

Der Messumformer Deltabar M PMD 55 mit Metallsensor wird zur

- Durchflussmessung (Volumen- oder Massenstrom) in Verbindung mit Wirkdruckgebern in Gasen, Dämpfen und Flüssigkeiten, zur
- Füllstand-, Volumen- oder Massemessung in Flüssigkeiten und zur
- Differenzdrucküberwachung, z. B. von Filtern und Pumpen

eingesetzt. Der Messumformer ist nach IEC 61508 Edition 2.0 und IEC 61511 bis SIL 2 klassifiziert. Der Messumformer kann über einen DIP-Schalter in Betrieb genommen werden und über HART, PROFIBUS PA und FOUNDATION FIELDBUS kommunizieren. Eine Vor-Ort-Bedienung kann über ein Display-Modul erfolgen. /E&H 14b/

Die Messumformer Deltabar FMD besitzen ebenfalls Keramik- und Siliziumsensoren und werden eingesetzt zur Füllstandmessung mit elektronischem Differenzdruck. Die Kommunikation erfolgt über das HART-Protokoll.

Der Messumformer Deltabar S PMD 25 K ist ein überlastsicherer Differenzdruck-Messumformer mit Siliziumsensor speziell entwickelt für den Einsatz in Kernkraftwerken. Er ist typgeprüft nach KTA 3505 sowie nach IEEE-Standard 323/344 und ist geeignet für den Einsatz bis 250 bar. In Betrieb genommen werden kann er vor Ort, über das Bedienprogramm Commuwin II via PC oder über das Handbediengerät Universal HART Communicator DXR 275. /E&H 11b/

2.3.2.4 Messumformer Deltapilot von Endress & Hauser

Die Messumformerfamilie Deltapilot unterteilt sich in die Reihen Deltapilot S und Deltapilot M. Es sind Messumformer mit der patentierten hermetisch gekapselten CONTITE-Messzelle für die hydrostatische Füllstandmessung. Die Bedienung erfolgt vor Ort über ein Kommunikationsdisplay oder über die Kommunikationsprotokolle HART, PROFIBUS PA oder FOUNDATION FIELDBUS. Eine Inbetriebnahme ist auch ohne Bedientool möglich.

Die Deltapilot S-Reihe wird eingesetzt zum

- Ermitteln von Füllstand, Volumen, Differenzdruck, Dichte und Produktgewicht sowie zum
- Steuern von Grenzkontakten /E&H 12a/.

Die Deltapilot M-Reihe wird eingesetzt zur Messung

- des hydrostatischen Drucks in Flüssigkeiten und pastösen Messstoffen in allen Bereichen der Verfahrenstechnik, Prozessmesstechnik, Pharma- und Lebensmittelindustrie sowie zur
- Füllstands-, Volumen- oder Massemessung in Flüssigkeiten /E&H 12b/.

2.3.2.5 Füllstandmessumformer Silometer von Endress & Hauser

Bei dem Silometer FMC 671 Z handelt es sich um ein kapazitives Füllstandmesssystem, welches sowohl für Flüssigkeiten als auch für trockenes Schüttgut eingesetzt werden kann. Daher kommt der Silometer FMC 671 Z zur kontinuierlichen Füllstandmessung mit kapazitiven Sonden in Flüssigkeitstanks oder Schüttgutsilos zum Einsatz. Abgeleitet von der kontinuierlichen Messung ermöglichen die eingebauten Grenzsignale mit einstellbarer Hysterese eine direkte Steuerung und Zweipunktregelung (z. B. direkte Pumpensteuerung und zusätzlichen Minimum- oder Maximum-Alarm). /E&H 11d/

Das Silometer FMC 671 Z kann sowohl im Dialog mit einem Computer als auch einer händischen Fernbedienung operieren. Zum anderen kann das Gerät direkt an der Frontplatte parametrierbar und abgefragt werden. /E&H 11d/

Das Silometer FMC 671 Z ist selbstüberwachend, wobei die Funktionsüberwachung mittels eines Mikroprozessors stattfindet. Dieser Prozessor überwacht alle Funktionen von den Puls-Frequenz-Modulations-Eingangssignalen bis zum Ausgang. /E&H 11d/

2.3.2.6 Geführtes Füllstandsradar Levelflex von Endress & Hauser

Bei der Levelflex-Gerätefamilie handelt es sich um geführte Füllstands-Radar-Messgeräte zur Füllstand- und Trennschichtmessung in Flüssigkeiten. Die Gerätefamilie besteht beispielsweise aus den Modellen FMP40, FMP51, FMP52 und FMP54 /E&H 12d/, /E&H 10/. Der FMP40 kann auch zur Messung von Schüttgütern verwendet werden. Die Geräte unterscheiden sich in ihren Einsatzbereichen. Alle Levelflex-Geräte können für Füllstandsüberwachung (MIN, MAX, Bereich) bis SIL 2 (Einzelgerät) bzw. SIL 3 (Redundanz, auch homogen) eingesetzt werden und sind nach IEC 61508 qualifiziert.

Das System Levelflex ist ein „nach unten schauendes“ Messsystem, das nach der Laufzeitmethode arbeitet. Es wird die Distanz vom Referenzpunkt bis zur Produktoberfläche gemessen. Hochfrequenzimpulse werden auf eine Sonde eingekoppelt und entlang der Sonde geführt. Die Impulse werden von der Produktoberfläche reflektiert, von der Auswerteelektronik empfangen und in die Füllstandinformation umgesetzt. /E&H 12d/

Die Auswerteelektronik der Levelflex-Geräte verwendet die Software PulseMaster®. Das Messsystem wird im Werk auf die bestellte Sondenlänge vorabgeglichen, so dass in den meisten Fällen nur noch die Anwendungsparameter, die das Gerät automatisch an die Messbedingungen anpassen, eingegeben werden müssen. Eine Fernwartung ist möglich. /E&H 12d/

Zur Systemintegration stehen die Kommunikationsprotokolle HART, PROFIBUS PA und FOUNDATION FIELDBUS zur Verfügung. /E&H 12d/

2.3.2.7 Mikrowellen Füllstandsmessung Micropilot M von Endress & Hauser

Die Serie Micropilot M der Firma Endress & Hauser besteht beispielsweise aus den Modellen FMR 230, 231, 240, 244 und 245. Es handelt sich um Radar-Füllstandsmessungen. /E&H 11a/

Die Füllstandsmessung Micropilot M dient zur kontinuierlichen, berührungslosen Messung von Füllständen in Flüssigkeiten, Pasten, Schlämmen und Schüttgütern. Wechselbefüllung, Temperaturschwankungen, Gasüberlagerungen sowie Dampfbildung haben laut /E&H 11a/ keinen Einfluss auf die Messung. Die einzelnen Modelle unterscheiden sich in ihrer Eignung für spezielle Einsatzbereiche. /E&H 11a/

Die Geräte der Serie Micropilot M sind zertifiziert für den Einsatz für Füllstandsüberwachung (MIN, MAX) bis SIL 2 nach IEC 61508/IEC 61511. /E&H 11a/

Der Micropilot M besitzt einen 4...20 mA Ausgang mit HART-Protokoll oder PROFIBUS PA bzw. FOUNDATION FIELDBUS. Vor Ort kann der Messumformer entweder über das Anzeige-/Bedienmodul oder mit einem PC mit dem Bedienprogramm FieldCare® bedient werden. FieldCare® ist ein grafisches Bedienprogramm für Messgeräte von Endress & Hauser (Radar, Ultraschall, geführte Microimpulse). Es dient zur Unterstützung der Inbetriebnahme, Datensicherung, Signalanalyse und Dokumentation der Messstelle. Auch eine Fernbedienung des Micropilot M ist möglich, entweder mittels des Field Communicator 375, 475 oder mit einem PC, Commubox FXA195 und dem Bedienprogramm FieldCare®. /E&H 11a/

2.3.2.8 Leitfähigkeitsmessumformer Liquisys M von Endress & Hauser

Der Leitfähigkeitsmessumformer Liquisys M von Endress & Hauser kann mit konduktiven und induktiven Sensoren betrieben werden /E&H 11e/.

Die komplette Messeinrichtung besteht aus dem Messumformer Liquisys M CLM223 oder CLM253, einem Sensor mit oder ohne integriertem Temperatursensor und ggf. einem Messkabel. Der Liquisys M besitzt einen EEPROM als Speicherbaustein. /E&H 11e/

Die Steuerung des Messumformers kann auf drei Arten erfolgen /E&H 11e/:

- Vor Ort über ein Tastenfeld
- Über die HART-Schnittstelle mit HART-Handbediengerät oder PC mit HART-Modem und dem Bedienprogramm FieldCare®
- Über PROFIBUS PA/DP mit PC mit entsprechender Schnittstelle und dem Bedienprogramm FieldCare® oder über eine speicherprogrammierbare Steuerung (SPS)

2.3.2.9 pH-Messumformer Mycom von Endress & Hauser

Der Vier-Draht-Messumformer Mycom S CLM153 ist für die Messung von Leitfähigkeit und spezifischem Widerstand geeignet. Eine komplette Messeinrichtung besteht aus dem Messumformer Mycom S CLM153, dem Leitfähigkeitssensor mit integriertem Temperaturfühler Pt100, dem Einschweißstutzen oder der Armatur für den Einbau in eine Rohrleitung oder einen Tank und einem Leitfähigkeitsmesskabel. Der Messumformer besitzt einen Steckplatz für einen Speicherbaustein (EEPROM). Mit diesem Speicher können die kompletten Einstellungen sowie die Logbücher und die Daten des Datenloggers eines Messumformers gesichert werden und die kompletten Einstellungen auf weitere Mycom S-Messumformer mit gleicher Hardwarefunktionalität kopiert werden. Der Messumformer Mycom S kann vor Ort über ein Display oder über die Kommunikationsprotokolle HART und PROFIBUS PA bedient werden. /E&H 04/

2.3.2.10 Ultraschallsensoren DU von Endress & Hauser

Bei den Sensoren DU 40 C und DU 41 C handelt es sich um Ultraschallsensoren zur Füllstandmessung. Die komplette Messeinrichtung besteht aus einem Ultraschallsensor DU 40C oder DU 41 C mit einem Nivosonic Messgerät (FMU 671/676/677). /E&H 00a/

Die Ultraschallsensoren DU 40 C und DU 41 C werden zur berührungslosen und kontinuierlichen Füllstandmessung in Flüssigkeitstanks und Schüttgutsilos eingesetzt. Sie können zur Messung von aggressiven Flüssigkeiten eingesetzt werden und sind zertifiziert für den Einsatz in explosionsgefährdeten Bereichen. /E&H 00a/

Der Ultraschallsensor DU 40 C bzw. DU 41 C wird auf dem zu vermessenden Tank oder Silo angebracht und mit dem Messgerät FMU auf der Warte verbunden. /E&H 00a/

Die Ultraschallsensoren werden mittels eines abgeschirmten Kabels mit dem Messgerät Nivosonic FMU 671/676/677 verbunden. Anschließend kann dann diese Füllstandmessung an ein Commulog System angeschlossen und digital ausgelesen werden. /E&H 00a/

2.3.2.11 Ultraschallmessgerät Nivosonic von Endress & Hauser

Die Ultraschallmessgeräte Nivosonic FMU 671/676/677 bilden zusammen mit den Ultraschallsensoren DU eine Messeinrichtung. Sie werden über ein Bedienfeld an der Frontplatte, mit einem Parametriergerät (Commulog) oder über ein spezielles Computerinterface bedient.

Für die Messung sendet der Sensor Ultraschallimpulse in Richtung des Füllgutes aus. Der Schall wird an der Produktoberfläche reflektiert und gelangt als Echosignal zum Sensor zurück. Aus der gemessenen Laufzeit des Impulses wird dann der Füllstand errechnet. /E&H 00b/

2.3.2.12 Durchflussmessgerät Picomag von Endress & Hauser

Bei dem Durchflussmessgerät Picomag DMI 6530 bilden Messumformer und Messaufnehmer eine Einheit. Der Picomag DMI 6530 besitzt einen Mikroprozessor und durch Tastendruck können Messbereich und Signalausgänge programmiert werden. Die Programmierung erfolgt dabei mit 2 Programmier Tasten im Dialog mit der 4-stelligen LCD-Anzeige. /E&H 93/

2.3.2.13 Durchflussmessgerät Promag von Endress & Hauser

Der Messumformer Promag 30/33 ist für die magnetisch-induktive Durchflussmessung von leitfähigen Flüssigkeiten geeignet. Der Promag 33 ist kommunikationsfähig und frei programmierbar. Beide Systeme sind für den explosionsgefährdeten Bereich erhältlich. Die komplette Messeinrichtung besteht aus dem Messumformer Promag 30/33 und dem Messaufnehmer Promag A/D/F/H. Der Promag 30/33 besitzt einen auswechselbaren Speicherbaustein in dem Daten wie Kalibriergröße, Nennweite, Abtastrate, Ausführungsvariante und Seriennummer gespeichert werden. Beim Starten des Messsystems arbeitet die Messzelle mit den im Speicherbaustein abgespeicherten Kenngrößen weiter. Darüber hinaus besitzt der Promag 30/33 einen Prozessor mit EEPROM, ROM und RAM. /E&H 00c/

2.3.2.14 Füllstandmessung Prosonic von Endress & Hauser

Die Messumformerfamilie Prosonic M zur Ultraschall-Füllstandmessung besteht beispielsweise aus den Geräten Prosonic M FMU40/41/42/43/44, die zur berührungslosen Füllstandmessung von Flüssigkeiten, Pasten und grobkörnigen Schüttgütern eingesetzt werden können. Der Sensor der Prosonic M-Familie sendet Ultraschallimpulse in Richtung der Füllgutoberfläche. Dort werden sie reflektiert und anschließend vom Sensor wieder empfangen. Der Prosonic M misst dabei die Zeit zwischen Senden und Empfangen des Impulses. Aus dieser Zeit wird mit Hilfe der Schallgeschwindigkeit die Distanz zwischen der Sensormembran und der Füllgutoberfläche berechnet. Die Prosonic M-Messumformer können über die Protokolle HART, PROFIBUS PA und FOUNDATION FIELDBUS in ein Prozessleitsystem integriert werden. Darüber hinaus kann die Bedienung vor Ort über das Anzeige- und Bedienmodul oder mittels PC und dem Programm FieldCare® erfolgen. Eine Fernbedienung ist mit dem Field Communi-

cator oder mit einem PC mit FieldCare® und der so genannten Commubox möglich.
/E&H 12c/

2.3.2.15 Ultraschalldurchflussmessumformer Fluxus von Flexim

Die Messumformerverfamilie Fluxus besteht beispielsweise aus den Geräten Fluxus ADM 7207/7407/7807/7907. Diese Messumformer benutzen Ultraschallsignale, um mittels eines Laufzeitverfahrens Flussgeschwindigkeiten, Volumen- oder Massenflussraten, die Schallgeschwindigkeit im Medium oder Konzentrationen eines Bestandteiles einer Lösung zu messen. Sie können bei Temperaturen zwischen -30 und +130 °C, teilweise bis +200 °C betrieben werden. Die Messumformer testen einlaufende Ultraschallsignale auf ihren Nutzen und ihre Plausibilität vor der Weiterverarbeitung. Der eingebaute Mikroprozessor kontrolliert den kompletten Messzyklus und rechnet Störsignale heraus. Die Bedienung erfolgt über ein Bedienelement bestehend aus einer Tastatur und einer Anzeige. Darüber besitzt der Messumformer zur Kommunikation eine serielle Schnittstelle. /FLE 12/

2.3.2.16 Feuchtigkeitsmessumformer RH-plus MR 2350 von General Eastern

Der Messumformer RH-plus MR 2350 dient zur relativen Feuchtemessung. Die komplette Feuchtigkeitsmessung besteht aus dem Messumformer RH-plus MR 2350 und der Sonde MDR3. Die Sonde besteht aus einem siliziumbasierten Polymer und misst kapazitiv. Der Messumformer besitzt einen Mikroprozessor. Daten werden auf einem EEPROM gespeichert. Die Bedienung und Programmierung erfolgt über ein Bedien-
display. Über eine serielle Schnittstelle kann auch ein Bedienelement angeschlossen werden über dieses Software-Installationen und Fehlerdiagnosen erfolgen können.
/GEE 08/

2.3.2.17 Messumformer ASK 700/720 von Hartmann & Braun

Der Messumformer ASK 700/720 aus der Contrans P-Familie dient zu Messung von Differenzdruck, Durchfluss und Füllstand in Gasen, Dämpfen und Flüssigkeiten. Das Gerät kann digital eingestellt werden und auch die Kommunikation erfolgt über ein digitales standardisiertes Kommunikationsprotokoll, wobei auch der Anschluss an ein Bus-system möglich ist. Kalibrierung und Funktionseinstellungen werden über Laptop oder

PC durchgeführt, die parallel an die 2-Drahtleitung angeschlossen werden. Der ASK 700/720 besitzt einen Mikroprozessor, der Signale digital aufbereitet und die Fähigkeit zur Selbstüberwachung und Selbstdiagnose besitzt. Darüber hinaus ist er zugelassen zur Verwendung in explosionsgefährdeten Bereichen. /H&B 91/

2.3.2.18 Messumformer ASK 800/810 von Hartmann & Braun/ABB

Der Messumformer ASK 800/810 besitzt eine metallische Messmembran zur Messung von Differenzdrücken, Durchflüssen und Füllständen. Zudem besitzt er einen Mikroprozessor und verwendet das HART Protokoll zur Kommunikation. Die Parametrierung und Konfigurierung können mit einem Laptop oder einem PC durchgeführt werden, die parallel an die 2-Drahtleitung angeschlossen werden. Darüber hinaus besitzt der Messumformer ASK 800/810 eine digitale Anzeige und eine Version für den explosionsgefährdeten Bereich. /H&B 00/

2.3.2.19 Messumformer ASL 800 und ASD 800/810 von Hartmann & Braun

Die Messumformer ASL 800 und ASD 800/810 aus der Contrans P-Familie (ABB, ehemals Hartmann & Braun) haben alle eine keramische Messmembrane. Sie besitzen eine Mikroprozessor gestützte Elektronik und können über das HART Protokoll kommunizieren. Zudem sind sie für den Einsatz in explosionsgefährdeten Bereichen geeignet. Der Messumformer ASL 800 dient zur Füllstandmessung /ABB 00a/, der Messumformer ASD 800 dient zur Überdruckmessung /ABB 00b/ und der Messumformer ASD 810 zur Messung von Absolutdrücken /ABB 00c/.

2.3.2.20 Messumformer Caldos von Hartmann & Braun

Der Messumformer Caldos ist ein Wärmeleit-Gasanalysator in der Ausführung für die Überwachung von wasserstoffgekühlten Turbogeneratoren. Das Messprinzip der Caldos-Analysatoren basiert dabei auf der unterschiedlichen Wärmeleitfähigkeit der verschiedenen Gase. Es sind Varianten vorhanden, die für den Einsatz in explosionsgefährdeten Bereichen geeignet sind. Die Messumformer besitzen digitale Kommunikationsschnittstellen und eine digitale Messsignalverarbeitung. Eine Variante kann zusätzlich an ein Bussystem angeschlossen werden. /H&B 90/

2.3.2.21 Messumformer Magnos von ABB

Der Messumformer Magnos ist ein Sauerstoff-Analysemodul und Teil des Advance Optima Geräteprogramms von ABB. Er benutzt das paramagnetische Verhalten von Sauerstoff für seine Messung. Im Elektronikmodul des Messumformers befindet sich der Systemcontroller und optional I/O-Karten. Der Systemcontroller besitzt verschiedene Ausgänge, diese sind

- zwei Analogausgänge,
- vier Digitaleingänge,
- vier Digitalausgänge,
- eine Modbus-Schnittstelle,
- eine Ethernet-Schnittstelle sowie
- eine Profibus DP-Schnittstelle.

Darüber hinaus gibt es einen Systembus, der als interner Bus zur Kommunikation von Funktionseinheiten der Advance Optima Reihe verwendet werden kann. /ABB 02/

2.3.2.22 Messumformer Uras von Hartmann & Braun

Die Messumformer der Reihe Uras sind Gasanalysatoren für infrarotabsorbierende Gase. Die Uras-Geräte arbeiten kontinuierlich nach dem nicht-dispersiven Infrarot-Absorptions-Messverfahren. Diesem Messverfahren liegt die Eigenschaft mehratomiger, nichtelementarer Gase zugrunde, Strahlung im infraroten Spektralbereich zu absorbieren. Der Uras 10 besitzt eine digitale Messverarbeitung und die Gerätebedienung erfolgt über ein Tastenfeld. Zur Kommunikation besitzt der Uras 10 eine serielle Schnittstelle. Des Weiteren gibt es einen Typ des Uras 10, der einen elektrochemisch arbeitenden Sauerstoffsensor besitzt (Uras 10 E). /H&B 95/

2.3.2.23 Frequenzrelais und Drehzahlmessumformer FT 1300 von Jaquet

Das elektrische Tachometer FT 1300 von Jaquet besitzt einen Mikroprozessor und arbeitet nach dem Mehrperiodendauermessprinzip. Die Einstellung der Bereichsendfre-

quenz erfolgt an zwei frontseitig zugänglichen Dekadenschaltern. Für das Umprogrammieren des Gerätes muss die Abdeckplatte entfernt werden. /Jaquet/

2.3.2.24 Process Unit 73 pH von Knick Elektronik

Die Process Unit 73 ph von Knick Elektronik ist ein Prozess-pH-Messgerät/Messumformer zur kontinuierlichen Messung von pH-Werten und Temperaturen in wässrigen Medien. Das Messgerät/Messumformer besitzt einen Prozessor mit RAM, EEPROM austauschbaren EPROM Chip. Darüber hinaus hat das Meter eine Schnittstelle, um als Slave an ein Bussystem angeschlossen zu werden. /Knick 98/

2.3.2.25 Digitaler Panametrics Ultraschalldurchflussmesser Digital Flow DF868 von General Eastern

Der Flüssigkeitsdurchflussmesser DF868 ist ein komplettes Ultraschall-Durchflussmesssystem zum Messen von Flüssigkeiten. Die Signalverarbeitung erfolgt digital, darüber hinaus besitzt das System zwei unabhängige programmierbare Grafik-LCDs.

Die Messung erfolgt über das Laufzeitdifferenzverfahren. Es wird ein Messkopfpaar eingesetzt, dabei sendet und empfängt jeder Messkopf kodierte Ultraschallsignale. Bei strömender Flüssigkeit ist die Signallaufzeit stromabwärts kürzer als stromaufwärts. Der Laufzeitunterschied zwischen den beiden ist proportional zur Strömungsgeschwindigkeit. Das Modell DigitalFlow DF868 misst diesen Zeitunterschied und verwendet zuvor programmierte Rohrleitungsparameter zur Bestimmung des Volumenstroms und der Richtung.

Das System besitzt mehrere digitale Schnittstellen (unter anderem auch Ethernet). Eine vor Ort Programmierung der Parameter ist über eine menügesteuerte Bedienerschnittstelle über Tastenfeld und belegbare Funktionstasten möglich. /GEE 05/

2.3.2.26 Universal-Messumformer Simeas T von Siemens

Der Messumformer Simeas T ist ein Messumformer für Starkstromgrößen. Er besitzt einen Mikroprozessor und kann zur Messung folgender Messgrößen eingesetzt werden:

- Strom, Spannung
- Wirk-/Blind-/Scheinleistung
- Frequenz
- Leistungsfaktor
- Phasenwinkel
- Arbeitsimpulse, Grenzwertsignal

Der Mikroprozessor errechnet aus den erfassten Werten bis zu fünfzehn abgeleitete Größen. Der Simeas T hat eine serielle Schnittstelle über die er mittels eines PC mit dem Programm SIMEAS PAR parametrieren und kalibriert werden kann. /SIE 05/

2.3.2.27 Universal-Messumformer Sitrans T von Siemens

Der Messumformer Sitrans T von Siemens ist ein Messumformer in 4-Leitertechnik mit Mikrocontroller und EEPROM /SIE 95/. Es gibt auch eine Variante, die im explosionsgefährdeten Bereich eingesetzt werden kann. Der Sitrans T kann an folgende Fühler/Signalquellen angeschlossen werden:

- Widerstandsthermometer
- Thermoelemente
- Gleichspannungsquellen
- Gleichstromquellen
- Widerstandsgeber/Potentiometer

Zum Einstellen der Betriebsdaten wird ein Paramterieradapter (zur Verbindung des Messumformers mit einem PC), ein PC und das Softwarepaket 7NG3080 benötigt, wobei das Softwarepaket

- zur Eingabe der Betriebsparameter in den PC,
- zur Eingabe der anwenderspezifischen Kennlinien,
- zum Laden der Betriebsparameter in den EEPROM,
- zur Archivierung von Betriebsparametern,
- zur Feinkalibrierung von Messanfang und -ende und
- zur Abfrage von Messwerten

dient und den Rückfluss der Betriebsparameter vom Messumformer in den PC sicherstellt. Neuere Versionen des Sitrans T können an ein HART oder PROFIBUS PA System angeschlossen werden und mit dem Programm TransWin parametrisiert werden.
/SIE 00/

2.3.2.28 Radarsensor Vegaplug von Vega Griesshaber

Die Serie Vegaplug der Firma Vega Griesshaber dient zur berührungslosen sowie kontinuierlichen Füllstandsmessung und verwendet Radarsensoren. Zur Messung werden von der Antenne des Radarsensors 5,8 GHz-Radarsignale als kurze Pulse ausgesendet. Die von der Sensorumgebung und dem Füllgut reflektierten Radarpulse werden dann in den Pulspausen von der Antenne als Radarechos empfangen. Die entsprechende Laufzeit der Radarpulse vom Aussenden bis zum Empfangen ist der Distanz und damit der Füllhöhe proportional.

Für unterschiedliche Einsatzzwecke und Prozessanforderungen sind verschiedene Antennensysteme (Stabantenne, Hornantenne und Rohrantenne) konzipiert. Jedes besitzt eine spezielle Fokussierungscharakteristik und eigene chemische sowie physikalische Eigenschaften.

Das Vegaplug kann für die jeweilige Messstrecke, in der es eingesetzt wird, mit dem PC (dem Bedienprogramm „VEGA Visual Operating“ (VVO)) oder dem Auswertegerät parametrisiert werden.

Am Sensor, an der Zwischenverteilung der Signalleitungen oder in der Prozeßleitstelle ist es möglich über das Bedienprogramm der Sensoren einen Blick in den vermessenen Behälter zu werfen. Die Abgleich- und Parametrierdaten können auf dem PC ge-

speichert und auf andere Sensoren übertragen werden. Das Bedienprogramm VVO teilt die Bedienung in drei Bedienebenen (Anlagenfahrer, Instandhaltung, Projektierung) auf, die durch Zugangshierarchien geschützt sind, so dass wichtige Parametrierungen oder hardwarenahe Serviceeinstellungen von der normalen Bedienung getrennt sind. Die Einstellwerte, Parameter und Serviceeinstellungen sind durch die Vergabe eines Passworts vor unbeabsichtigter Manipulation geschützt.

Die neueren Modelle können über HART, PROFIBUS PA oder FOUNDATION FIELDBUS in ein Bussystem integriert werden. Diese neueren Sensoren können über ein integriertes oder ein externes steckbares Anzeige- und Bedienmodul (PLISCOM) bedient werden.

Die eingegebenen Parameter werden generell im Sensor gespeichert, optional auch im Anzeige- und Bedienmodul oder im Bedienprogramm /VEG 97/, /VEG 01/, /VEG 02/.

2.3.2.29 Hängedruckmessumformer Vegawell von Vega Griesshaber

Der Druckmessumformer Vegawell arbeitet nach dem hydrostatischen Messprinzip. Dieses funktioniert unabhängig von den dielektrischen Eigenschaften des Füllguts und wird durch Schaumbildung nicht beeinflusst. Das Sensorelement beim Vegawell ist die trockene, keramisch-kapazitive CERTEC®-Messzelle, wobei der Grundkörper und die Membrane aus hochreiner Keramik bestehen. Der hydrostatische Druck des Füllgutes bewirkt über die Membrane eine Kapazitätsänderung in der Messzelle, welche dann in ein entsprechendes Ausgangssignal umgewandelt wird.

Der Vegawell gibt es mit zwei unterschiedlichen Signalausgängen. Zu einen mit 4...20 mA Ausgang und zum anderen mit 4...20 mA/HART Ausgang. Der Vegawell 52 mit 4...20 mA Ausgang bietet keine externen Bedienmöglichkeiten. Der Vegawell 52/72 mit 4...20 mA/HART - Pt100 Ausgang kann mittels einer Bediensoftware und einem PC bedient werden. Darüber hinaus ist eine Bedienung mittels HART-Handbediengerät möglich /VEG 02/, /VEG 04/.

2.3.3 Sonstige elektrotechnische Einrichtungen

2.3.3.1 Direktstarter DS1E-X für ET200S von Siemens

Die Motorstarter DS1E-X für ET200S von Siemens wird in verschiedenen Ausführungen angeboten. In deutschen Anlagen ist der sogenannte High Feature Direktstarter DS1E-X eingebaut.

Bei diesen Direktstartern handelt es sich um Motorstarter für eine Drehrichtung, die im dezentralen Peripheriegerät ET200S eingesetzt werden können. Sie sind geeignet zum Schalten und Schützen von Drehstromverbrauchern bis zu 7,5 kW bei 400 und 500 V (AC) und in 3 Einstellbereichen mit 0,3 – 3 A, 2,4 – 8 A, 2,4 – 16 A verfügbar. Sie sind mit elektromechanischen Schaltgeräten (Leistungsschalter, Schütz) der Siemens-SIRIUS-Reihe ausgestattet und besitzen einen parametrierbaren elektronischen Überlastschutz. Bei diesem Motorstarter können obere- und untere Stromgrenzwerte zur Anlagen- und Prozessüberwachung festgelegt und überwacht werden. Ein integrierter Schutzmechanismus erkennt einen blockierten Motor und führt zu einer Schnellabschaltung.

Zudem sind noch folgende Messungen integriert:

- Nullstromerkennung
- Asymmetrierkennung
- Fehlersichere selektive Abschaltung

Darüber hinaus sind noch viele andere Einstellungen, wie beispielsweise „Verhalten bei Leistungsschalter aus“ parametrierbar.

Der Motorstarter besitzt eine frontseitige Kommunikationsschnittstelle sowie die Möglichkeit einer Bedienung über ein Control Modul mit der entsprechenden Software. Über ein Interfacemodul (Siemens IM151) kann der Motorstarter mit einem Feldbus-system verbunden werden. Er besitzt einen Mikroprozessor und wird über eine SPS-Baugruppe angesteuert. /SIE 11b/

2.3.3.2 Offener Leistungsschalter SENTRON WL von Siemens

Die offenen Leistungsschalter der Serie SENTRON WL von Siemens ermöglichen eine rechtzeitige Information des Bedienpersonals bei Störungen oder Warnmeldungen. Darüber hinaus können diese Schalter zu Diagnose- und Service-Zwecken auch aus der Ferne über das Internet bedient werden. /SIE 02/

Die verschiedenen Leistungsschalter der Serie SENTRON WL decken dabei mit drei Baugrößen den kompletten Bereich von 250 A bis 6300 A ab und das sowohl in dreipoliger als auch in vierpoliger Ausführung. Zudem stehen die Geräte in verschiedenen Schaltleistungsklassen zur Verfügung, wodurch Kurzschlussströme bis 150 kA sicher abgeschaltet werden können. Die Schalter können dabei mit Hilfe eines Bemessungsstrommoduls, falls dies erforderlich ist, auf den jeweils passenden Bemessungsstrom und damit auf verschiedene Anlagenverhältnisse eingestellt werden. Eine Umschaltung zwischen zwei verschiedenen Parametersätzen ist möglich. Diese Funktion ist ggf. dort wichtig, wo bei Stromausfall automatisch von Netz- auf Generatorbetrieb umgeschaltet wird und sich möglicherweise Auslösebedingungen ändern. Für eine erhöhte Sicherheit bei kritischen Prozessen sorgen Verriegelungs- und Abschließmöglichkeiten. /SIE 02/

Der elektronische Überstromauslöser (ETU) kann den Bedürfnissen in der Anlage angepasst werden. Für die resultierenden Schutz-, Mess- und Meldenfunktionen können dabei verschiedene Ausprägungen gewählt werden, so kann z. B. zwischen einem einfachen Überlast- und Kurzschluss-Schutz bis hin zum fernparametrierbaren Auslöser mit einer Vielzahl von Mess- und Meldenfunktionen ausgewählt werden. /SIE 02/

Die Leistungsschalter mit den Auslösern des Typs ETU45B, ETU55B und ETU76B sind kommunikationsfähig. Hierbei können zusätzliche Komponenten eingebaut werden, die intern über den CubicleBus vernetzt werden können. Dabei ist der CubicleBUS ein schalterinterner Systembus, der alle intelligenten Komponenten datentechnisch miteinander koppelt und Anschluss externer Zusatzkomponenten ermöglicht. Da die Auslöser-Typen ETU15B, ETU25B oder ETU27B keine Anschlussmöglichkeit an den CubicleBus besitzen, muss bei diesen Typen für eine Möglichkeit zur Kommunikation der Überstromauslöser ausgetauscht werden. Durch die Modularität des Systems ist es möglich verschiedene Kommunikationsfunktionen nachzurüsten. Mit diesen können die Module am CubicleBus direkt auf die vorhandenen Quelldaten des Leistungsschalters zugreifen und ermöglichen so den Zugriff auf Informationen und die Reaktion auf Ereignisse. /SIE 02/

Die kommunikationsfähigen Auslöser-Typen variieren dabei wie folgt:

- **ETU45B**
Der ETU45B besitzt an seiner Vorderseite Drehkodierschalter zum Einstellen der Schutzparameter, welche über die Kommunikationsverbindung jedoch nur gelesen werden können. Optional kann der ETU45B mit einem 4-zeiligen Display zur Anzeige der Messwerte ausgestattet werden.
- **ETU55B**
Der ETU55B besitzt weder Drehkodierschalter noch ein Display. Die Schutzparameter können nur über den Anschluss an den PROFIBUS DP oder mit dem entsprechenden Parametriergerät verändert werden. Ohne diese speziellen Softwarewerkzeuge können diese Parameter nicht verändert werden.
- **ETU76B**
Der ETU76B ist funktionsgleich mit dem ETU55B. Er verfügt zusätzlich noch über ein vollgrafisches Display mit einem tastengeführten Menü. In diesem können Messwerte, Statusinformationen und Wartungsinformationen angezeigt werden sowie alle zur Verfügung stehenden Parameter gelesen und passwortgeschützt auch verändert werden.

2.3.3.3 Regelsystem SIMADYN D von Siemens

SIMADYN D ist Bestandteil des Automatisierungssystems SIMATIC und kann für hochdynamische Technologie- und Antriebsregelungen eingesetzt werden. Es handelt sich dabei um ein grafisch frei konfigurier- und programmierbares modulares Regelungssystem in Multi-Prozessortechnik, welche Regelungs-, Rechen-, Steuerungs- und Kommunikationsaufgaben von sich verändernden Daten mit hoher Geschwindigkeit bearbeiten kann. Insbesondere kommt es zum Einsatz, wenn hohe Regeldynamik und Rechengenauigkeit verlangt oder umfangreiche Funktionalität benötigt wird. /SIE 11a/, /SIE 11b/

SIMADYN D wird mit den Windows-basierten graphischen SIMATIC Werkzeugen STEP 7, CFC (Continuous Function Chart) und SFC (Sequential Function Chart) projektiert. Die SIMATIC Softwarepakete werden dazu noch um das Softwarepaket D7-SYS ergänzt, welches die Funktionsbausteine für SIMADYN D und das Betriebssystem enthält. Durch das umfassende Baugruppenspektrum ist SIMADYN D für die unter-

schiedlichsten Anwendungen und Branchen einsetzbar. In Kernkraftwerken wird SIMADYN D typischerweise als Spannungsregler eingesetzt. /SIE 11a/, /SIE 11b/

2.3.3.4 Batterieladegleichrichter Profitec 2000 S von AEG

Mit dem Batterieladegleichrichter Profitec 2000 S kann in Verbindung mit einer stationären Batterieanlage eine gesicherte Stromversorgung für Gleichstrom-Verbraucher realisiert werden. Der Batterieladegleichrichter, die Batterie(n) und der/die Verbraucher sind dabei parallel geschaltet (Bereitschaftsparallelbetrieb). /AEG 00/

Das Gerät selbst ist in Thyristortechnik ausgeführt und arbeitet im Betrieb nach einer geregelten Kennlinie gemäß DIN 41772 bzw. DIN 41773. Die Regelung erfolgt dabei über ein Mikrocontrollersteuergerät, welches alle Geräte- und Prozesssteuerfunktionen ausführt. /AEG 00/

Hierbei kann der Ladegleichrichter Profitec 2000 S in sechs verschiedenen Betriebsarten betrieben werden /AEG 00/:

- Erhaltungsladen
- Laden
- Ausgleichsladen
- Dioden prüfen
- Inbetriebsetzungsladen

2.3.3.5 Digitales Signalverarbeitungssystem TK 250 von Mirion Technologies GmbH

Das System TK 250 von Mirion Technologies GmbH (ehemals Firma MGP Instruments) dient zur digitalen Signalverarbeitung für sicherheitsrelevante Bereiche der Kernstrahlungsmesstechnik. Es besteht aus dem Messkanal (im Falle der Störfallinstrumentierung ist dies der digitale Emissionsüberwachungskanal DEK 251), dem Hauptprozessor NZ12 und dem Ein-/Ausgabe-Prozessor NZ21. Anwendungsbereiche des digitalen Signalverarbeitungssystems TK 250 sind

- Strahlenschutz-Messkanäle für die Dosisleistungs- und Aktivitätsüberwachung nach KTA 1501ff
- Neutronenfluss-Messkanäle für Leistungs- und Forschungsreaktoren nach KTA 3501

Es handelt sich um ein modulares Mehrprozessorsystem mit Datenschnittstelle. Es besitzt mehrere Speicherbausteine (Programmspeicher EPROM, Parameterspeicher CMOS-RAM) und verfügt darüber hinaus über einen Watchdog. Die Bedienung der Messkanäle aus dem System TK 250 kann manuell über die Frontplatte des Hauptprozessors NZ12 oder über die serielle Schnittstelle durch einen externen Rechner erfolgen /MGP 06a/. Die Messkanäle des Systems TK 250 werden modular aus 19"-Baugruppen zusammengestellt. Um die Mikroprozessorbaugruppen für die digitale Signalverarbeitung gruppieren sich die jeweils erforderlichen Baugruppen für die Detektorsignalaufbereitung und -versorgung, für weitere Hilfsfunktionen und für die Übergabe der analogen und binären Ausgangssignale /MGP 06b/.

Ein wichtige Anwendung in den kerntechnischen Anlagen ist die Jod-Emissionsüberwachung in Verbindung mit dem Jodmonitor JD 24 von MGP Instruments (dieser ist einer der Strahlenschutz-Messkanäle). Der Jodmonitor JD 24 wird zur kontinuierlichen Überwachung der Luft auf gasförmiges Jod eingesetzt. Er ist typgeprüft nach KTA 1505 und zugelassen für die kontinuierliche Überwachung der Raumluft in kerntechnischen Anlagen nach KTA 1502.1 und die kontinuierliche Überwachung der Kaminabluft in kerntechnischen Anlagen nach KTA 1503.1. Der Monitor sammelt gasförmiges Jod mit einem Jod-Absorbermaterial, misst kontinuierlich die Filterbeladung sowie den Aktivitätsanstieg und berechnet daraus die Aktivitätskonzentration. Die Signalverarbeitung erfolgt mit einem TK 250-Messkanal. /MGP 06c/

2.3.3.6 Schnellumschaltteinrichtung SUE 3000 von ABB

Die Schnellumschaltteinrichtung SUE 3000 liefert eine unterbrechungsfreie Energieversorgung durch eine schnelle automatische Umschaltung von der Haupteinspeisung auf eine Reserveeinspeisung, wodurch sie die Weiterversorgung der Verbraucher absichert. Darüber hinaus soll durch die Möglichkeit manuell angeregter Umschaltungen, beispielsweise für gezielte Freischaltungen, der Betrieb der Anlage vereinfacht werden. /ABB 10/

Diese Schnellumschalteinrichtung kann an bestehende oder neuinstallierte Schaltanlagen angeschlossen werden und unterstützt alle Spannungsebenen. Im Einzelnen stehen vier unterschiedliche Umschaltmodi zur Verfügung:

- Kurzzeitumschaltung
- Umschaltung im ersten Schwebungsminimum
- restspannungsabhängige Umschaltung
- zeitgesteuerte Umschaltung

Mögliche Einsatzgebiete dieser Einrichtung sind beispielsweise:

- Eigenbedarfsanlagen von Kraftwerken (Dampfkraftwerke, Gasturbinenkraftwerke, Gaskombikraftwerke, Kernkraftwerke)
- Umwelttechnische Anlagen (Rauchgasreinigung, Müllverbrennungsanlagen)
- Spannungsversorgung von kontinuierlichen Industrieprozessen (Chemieanlagen, Industrieanlagen mit hohem Automatisierungsgrad, Faserherstellung, Petrochemische Prozesse)

Um eine permanente Verfügbarkeit zu erreichen, werden die Anlagen in der Regel mit mindestens zwei voneinander unabhängigen, synchronen Versorgungsspannungen eingespeist und mit Schnellumschalteinrichtungen ausgerüstet. Eine Schnellumschalteinrichtung hat dabei die Aufgabe, bei Ausfall einer Einspeisung, unter Berücksichtigung verschiedener physikalischer Faktoren, durch die möglichst schnelle Umschaltung auf eine in Reserve stehende Einspeisung den unterbrechungsfreien Weiterbetrieb der angeschlossenen Verbraucher sicherzustellen.

Ihren vielfältigen Einsatzbereichen entsprechend, ist die SUE 3000 für unterschiedliche Schaltanlagenanordnungen vorbereitet:

- Schaltanlagenkonfiguration mit zwei Leistungsschaltern
- Schaltanlagenkonfiguration mit zwei Einspeisungen und einer Sammelschiene-kupplung
- Schaltanlagenkonfiguration mit drei Einspeisungen und Auswahlfunktion (2-aus-3)

2.3.3.7 Antriebssysteme Logidyn D

Logidyn D steuert und regelt Gleichstrom- und Drehstromantriebe in Walzstraßen, Förderanlagen, Papiermaschinen und bei Anfahrumschaltern sowie Erregeranlagen in Kraftwerken.

Logidyn D-Systeme und das kompakte Logidyn D/K wurden als Antriebsregelungen entwickelt und an mehr als 2000 Antrieben in verschiedenen Applikationen eingesetzt. Das System LogiVIEW ermöglicht die Anzeige der physikalischen Werte an Ein- und Ausgängen an den Regelungs- und Rechenbausteinen. LogiVIEW ist so aufgebaut, dass zwei beliebige Bausteine gleichzeitig angezeigt werden können. Über das LogiVIEW ist ferner die Onlineparametrierung der Funktionsbausteine möglich. Außerdem erlaubt das System die Messung von Prozessgrößen und Regelgrößen über den integrierten Oszilloskop-Funktionsbaustein. /AEG 11/

2.3.3.8 Digitales Relaissystem DRS-LIGHT

Das DRS-LIGHT – ein Mitglied der Schutzrelais-Familie DRS – ist ein multifunktionales, digitales Relais. Als einzelnes Gerät erstreckt sich sein Einsatzbereich über den Schutz von kleinen Generatoren, Transformatoren, Motoren oder Abzweigen sowie für Reserveschutzzwecke. Im Zusammenwirken mit anderen Geräten der DRS-Familie kann das DRS-LIGHT, unabhängig von der Größe der Einheit, als Ergänzung der noch zusätzlich benötigten Schutzfunktion herangezogen werden. /VAT 03/

Zur Ausstattung des DSR-Light gehören unter anderem:

- Leistungsstarker Prozessor
- Flash-Speicher (erlaubt einfaches Upgrade)
- lange Speicherdauer der Störschriebe (auch bei unterbrochener Hilfsspannung)
- Hall-Effekt-Stromwandler
- weiter Bereich für Versorgungsspannung und binäre Eingänge
- hohe elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) durch galvanisierte Oberflächenbeschaffenheit und spezieller EMV-Konstruktion
- ständige Hard- und Software-Selbstüberwachung

3 Bestandsaufnahme der in deutschen Kernkraftwerken eingesetzten programmierbaren oder rechnerbasierten elektrotechnischen Komponenten und Messumformer

Ziel der Arbeiten im Projekt ist eine Auswertung der anlagenspezifischen Betriebserfahrung zu programmierbaren oder rechnerbasierten elektrotechnischen Komponenten (Elektrotechnik-Komponenten) und Messumformern. Dazu werden insbesondere Ereignisse unterhalb der sog. Meldeschwelle ausgewertet. Unterhalb der Meldeschwelle bedeutet in diesem Fall, dass die Ereignisse nach der Atomrechtlichen Sicherheitsbeauftragten- und Meldeverordnung (AtSMV) nicht meldepflichtig sind. Zu Beginn der Arbeiten wurde daher eine Bestandsaufnahme der in deutschen Kernkraftwerken eingesetzten Elektrotechnik-Komponenten und Messumformer durchgeführt. Hierfür wurden Kernkraftwerke ausgewählt, in denen die aktuell eingesetzten programmierbaren oder rechnerbasierten elektrotechnischen Komponenten und Messumformer ermittelt wurden. Für die Auswahl der Komponenten sind die folgenden Kriterien zugrunde gelegt worden:

- Die Komponenten sollen bereits über eine gewisse Betriebsdauer verfügen, d. h. die auszuwählenden Komponenten sollten Einsatzzeiten von mindestens 3 Jahren in der Anlage aufweisen.
- Die Komponenten sollen einen Softwareanteil und ggf. eine Schnittstelle besitzen, über die die Software von außen geändert werden kann.
- Die Komponenten sollen in einer für statistische Auswertungen geeigneten Stückzahl eingesetzt sein.

Aufgrund dieser Kriterien haben die Fachleute der ausgewählten Kernkraftwerke die von der GRS benötigten Daten zu den entsprechenden Komponenten zur Verfügung gestellt. Hierfür wurden von der GRS die folgenden Kernkraftwerkstypen ausgewählt:

- Siedewasserreaktor (SWR) der Baulinie 69
- Siedewasserreaktor (SWR) der Baulinie 72
- Druckwasserreaktor (DWR) der 2. Generation
- Druckwasserreaktor (DWR) der 3. Generation (Vor-Konvoi-Anlage)
- Druckwasserreaktor (DWR) der 4. Generation (Konvoi-Anlage)

Die Daten bzw. Informationen zu Komponenten liegen in den verschiedenen Anlagen unterschiedlich aufgearbeitet vor. Aus diesem Grund sind die der GRS zur Verfügung gestellten Daten u. a. unterschiedlich aufgebaut und haben unterschiedliche Detaillierungsgrade. Zu Beginn ihrer Arbeiten hat die GRS daher die Daten für ihre Auswertung aufgearbeitet. Dabei wurde insbesondere versucht die Darstellung der Daten anzugleichen, ohne den Inhalt zu verändern. Da dies nicht in allen Fällen möglich war, ist es aus Sicht der GRS nicht sinnvoll die Daten der verschiedenen Anlagen gemeinsam auszuwerten, sondern es erscheint eher sinnvoll die Daten anlagenspezifisch zu betrachten und zu analysieren. Im Folgenden wird diese anlagenspezifische Auswertung dargestellt, wobei die verschiedenen Anlagen anonymisiert sind (SWR A/B und DWR A/B/C).

Darüber hinaus sind auch bei den spezifischen Herstellerbewertungen die unterschiedlichen Hersteller anonymisiert dargestellt. Hierbei sind die Hersteller mit den Buchstaben A bis W gekennzeichnet. Diese Kennzeichnung wird im gesamten Bericht beibehalten. Da nicht in allen Anlagen Komponenten von jedem Hersteller eingesetzt werden, sind einige „Hersteller-Buchstaben“ nicht in jeder Auswertung vorhanden.

3.1 Daten

Die von den verschiedenen Anlagen gelieferten Daten unterteilen sich in Anlagendaten und Ereignisdaten.

Unter den Anlagendaten sind die Daten zu den eingesetzten programmierbaren oder rechnerbasierten Komponenten zu verstehen. Zu diesen Anlagendaten gehören beispielsweise Informationen über die Bezeichnung der Komponenten, die eingesetzten Typen, die Anlagenkennzeichnungen (AKZ), die Anzahl der eingesetzten Komponenten, die Hersteller und die Raumnummern, in denen diese Komponenten eingesetzt sind.

Zusätzlich zu den Anlagendaten wurden der GRS Ereignisdaten geliefert. Diese Ereignisdaten beinhalten u. a. Informationen zu Wartungs- und Instandhaltungsvorgängen bezüglich der in den Anlagendaten aufgeführten Komponenten. In diesem Zusammenhang werden unter Ereignissen beispielsweise Ausfälle oder vorbeugender Austausch verstanden. Diese Ereignisse stellen nicht zwangsläufig nach AtSMV meldepflichte Ereignisse dar.

Bei den Anlagendaten gilt die Besonderheit, dass diese den Zustand der eingebauten Komponenten in der Anlage zu dem Zeitpunkt, als der Datensatz erstellt wurde (Datensatzerstellungszeitpunkt), zeigen. Es ist daher nicht möglich, Anlagendaten zu einem beliebigen früheren oder späteren Zeitpunkt einzusehen. Alle in den Anlagendaten erwähnten Komponenten und die daraus gewonnenen Informationen beziehen sich somit auf den Stand zum Datensatzerstellungszeitpunkt. Dies bedeutet, dass Komponenten, die im Betrachtungszeitraum (Zeitraum, in dem die Ereignisse ausgewertet werden) eingebaut waren, aber vor dem Zeitpunkt der Datensatzerstellung bereits ausgebaut worden sind, nicht in den Anlagendaten zu finden sind. Sollte aber ein Ereignis bei einer solchen Komponente aufgetreten sein, findet sich dieses in den Ereignisdaten wieder. Die durch diese Situation aufgetretenen Diskrepanzen zwischen den Anlagen- und Ereignisdaten konnten jedoch in Gesprächen mit den Anlagen geklärt werden.

Insgesamt wurden Komponenten aus drei Doppelblockanlagen betrachtet. Die Ereignisdaten wurden für jeden Block (Anlage) separat ausgewertet, wobei jedoch zwei Blöcke bei dieser Auswertung zusammengefasst wurden (d. h. es folgen fünf getrennte Auswertungen der Ereignisdaten). Die Anlagendaten wurden nicht blockweise, sondern für einen Standort gemeinsam geliefert und wurden daher auch für jeden Standort gemeinsam ausgewertet.

3.2 Zusammenführung der gelieferten Daten

Aufgrund der Vielzahl an unterschiedlichen Datenlieferungen war es bei allen Anlagen notwendig, die erforderlichen Informationen in einer Tabelle pro Standort zusammenzuführen. Die Informationen über die Komponenten (Anlagendaten) wurden dabei mit den jeweiligen Ereignisdaten verknüpft. Hierdurch wurde für jeden Standort eine Auswertungstabelle generiert, wodurch eine umfangreiche Auswertung ermöglicht wurde.

Im Folgenden wird der Aufbau einer auf diese Weise generierten Auswertungstabelle am Beispiel der Anlage SWR A erläutert. Die Auswertungstabellen der anderen Anlagen sind ähnlich aufgebaut, aber aufgrund der unterschiedlich gelieferten Daten in einigen Angaben und in der Informationstiefe verschieden. Die Auswertungstabelle der Anlage SWR A ist in Anhang A dargestellt.

Die Spaltenbezeichnungen der Auswertungstabelle werden als Attribute bezeichnet. Die Einträge in den Spalten bestehen zum größten Teil aus fest definierten Kategorien, die vom Bearbeiter vor Ort in den Anlagen ausgewählt wurden. In den anderen Spalten wurden vom Bearbeiter vor Ort Freitexte eingetragen. In Tabelle 3.1 werden die Attributskürzel und deren Beschreibungen aufgeführt. Einige der Attribute sind fest miteinander verknüpft, wie z. B. AUSF_ART und AUSF_ARTK. Hierbei beinhaltet das erste Attribut ein Kürzel für die jeweilige Kategorie und das Zweite die entsprechende Information als Klartext. Bei der Eintragung durch den Bearbeiter werden beide Attribute zusammen ausgewählt, d. h. in Abhängigkeit des Kürzels ergibt sich der Klartext.

Da sich einige Attribute bzw. Kategorien inhaltlich überschneiden, ist es in der Praxis möglich, dass unterschiedliche Bearbeiter dasselbe Ereignis unterschiedlich kategorisieren. Dies kann dazu führen, dass z. B. Driftereignisse von Messumformern in dem Attribut „Ursache“ zum Teil der Kategorie „Drift“ und zum Teil der Kategorie „Alterung“ zugeordnet werden. Die genauen Gründe für die im Einzelnen gewählten Kategorien können im Nachhinein nicht mehr nachvollzogen werden, so dass durch diese Überschneidungen eine separate Auswertung der einzelnen Kategorien nicht immer möglich ist. Aus diesem Grund hat die GRS Kategorien mit großen Überschneidungsbereichen gemeinsam ausgewertet.

Tab. 3.1 Erläuterungen zu den Attributen der Auswertungstabelle der Anlage SWR A (siehe Anhang A)

Attributskürzel	Beschreibung des Attributs
AEL_NR	Nummer des Ereignisses; wird bei Ausfällen, Austausch etc. laufend vergeben
AKZ	AKZ der betroffenen Komponente (Freitext)
EBP	Einbauplatz der betroffenen Komponente (Freitext)
EIN_DAT	Datum der Erfassung des Ereignisses (Freitext)
AUSF_ART	Kürzel der Ausfallart (feste Kategorien)
AUSF_ARTK	Ausfallart in Klartext (feste Kategorien)
VANLZUST	Kürzel des Anlagenzustandes bei Ereigniseintritt (feste Kategorien)
VANLZUSTK	Anlagenzustand bei Ereigniseintritt in Klartext (feste Kategorien)
VAUSF_ERK	Kürzel für Erkennung des Ereignisses bei ... (feste Kategorien)
VAUSF_ERKK	Erkennung des Ereignisses bei ... in Klartext (feste Kategorien)

Attributskürzel	Beschreibung des Attributs
	rien)
VAUSF_ERK_SONST	gehört zu Erkennung des Ereignisses bei ..., wird ausgefüllt, falls unter VAUSF_ERKK „Sonstiges“ angegeben ist (Freitext)
VAUSF_ERK_TEXT	gehört zu Erkennung des Ereignisses bei ..., enthält die WKP-Nummer, falls unter VAUSF_ERKK „WKP“ angegeben ist
VFEHLBES	Kürzel der Fehlerbeschreibung (feste Kategorien)
VFEHLBESK	Fehlerbeschreibung in Klartext (feste Kategorien)
REPA_ART	Kürzel der Reparaturart/Ausfallbehebung (feste Kategorien)
REPA_ARTK	Reparaturart/Ausfallbehebung in Klartext (feste Kategorien)
REPAA_DAT	Datum des Beginns der Ausfallbehebung
REPAA_UHR	Uhrzeit des Beginns der Ausfallbehebung
REPAE_DAT	Datum des Endes der Ausfallbehebung
REPAE_UHR	Uhrzeit des Endes der Ausfallbehebung
VAUSF_DAT	Datum der erstmaligen Erkennung des Ausfalls
VAUS_UHR	Uhrzeit der erstmaligen Erkennung des Ausfalls
AEL_KURZ	Erläuterung zu Reparatur/Austausch (Freitext)
AEL_ERROR	Erläuterung zum Fehler (Freitext)
AEL_FEHLER	Fehlerbeschreibung und Bemerkungen (Freitext)
AEL_ARBEIT	Beschreibung der ausgeführten Arbeiten/Ursache (Freitext)
VFEHLART	Kürzel der Informationen zur Fehlerart (feste Kategorien)
VFEHLARTK	Informationen zur Fehlerart in Klartext (feste Kategorien)
ABLAUF_W	Kürzel zum weiteren Verlauf (V: zur Verschrottung, R: zur Reparatur, A: zur Abschlussbearbeitung)
BFS	BFS der Komponente
AKZ	AKZ der Komponente
RAUM	Raum-Kennzeichen der Komponente
HERSTELLER	Hersteller der Komponente
HTA	Hersteller-Typ-Bezeichnung der Komponente (sollte über alle Anlagen gleich sein)
BAUART	Bauart der Komponente
IND_NR	Individuum-Nummer der Komponente
OBJEKT_NR	Objekt-Nummer der Komponente

Attributskürzel	Beschreibung des Attributs
BAUJAHR	Baujahr der Komponente
PLANERTYP	weitere, zusätzliche Typangabe des Komponente

4 Auswertung anlagenspezifischer Betriebserfahrung unterhalb der Meldeschwelle

Ziel dieses Kapitels ist es, die Ereignis- und Anlagendaten auszuwerten, um einen Überblick über Ausfälle von programmierbaren oder rechnerbasierten elektrotechnischen Komponenten und Messumformer zu erhalten. Dafür werden in den folgenden Kapiteln Auswertungen hinsichtlich unterschiedlicher Aspekte durchgeführt. Zudem wird ein Vergleich mit den im Bericht „Entwicklung und Einsatz von Analysemethoden zur Beurteilung softwarebasierter leittechnischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken“ /GRS 15/ erfassten Daten vorgenommen.

4.1 SWR A

Bei den erfassten Anlagendaten der Anlage SWR A handelt es sich um 2944 Datensätze zu programmierbaren oder rechnerbasierten Komponenten. Davon entfallen 1887 Datensätze auf Komponenten aus dem Bereich Leittechnik, 210 Datensätze auf den Bereich der Elektrotechnik und 847 Datensätze auf den Bereich der Messumformer.

Für den Betrachtungszeitraum von 2000 bis 2012 wurden der GRS 512 Ereignisse zur Verfügung gestellt. Hiervon entfallen 134 Ereignisse auf den Bereich Leittechnik, 19 Ereignisse auf den Bereich Elektrotechnik und 359 Ereignisse auf den Bereich der Messumformer.

4.1.1 Betriebsmittelart

In diesem Kapitel erfolgt eine Auswertung der Anlagen- und Ereignisdaten nach Betriebsmittelart. Die jeweiligen Anteile der am Standort eingesetzten elektrotechnischen Komponenten aufgeschlüsselt nach ihrer Betriebsmittelart und in Bezug auf die Gesamtanzahl der Elektrotechnik-Komponenten sind in Abbildung 4.1 aufgeführt. Aus dieser Abbildung ergibt sich, dass ca. 22 % der eingebauten Elektrotechnik-Komponenten an diesem Standort zur Betriebsmittelart „Stromversorgung“ gehört, ca. 17 % zur Betriebsmittelart „Schutz von Anlagenteilen“ und jeweils 14 % zur Baugruppe „Melden/Überwachen“ und „Strom- oder Spannungsrelais“. Etwas über 10 % gehören zur Baugruppe „elektronischer Regler“.

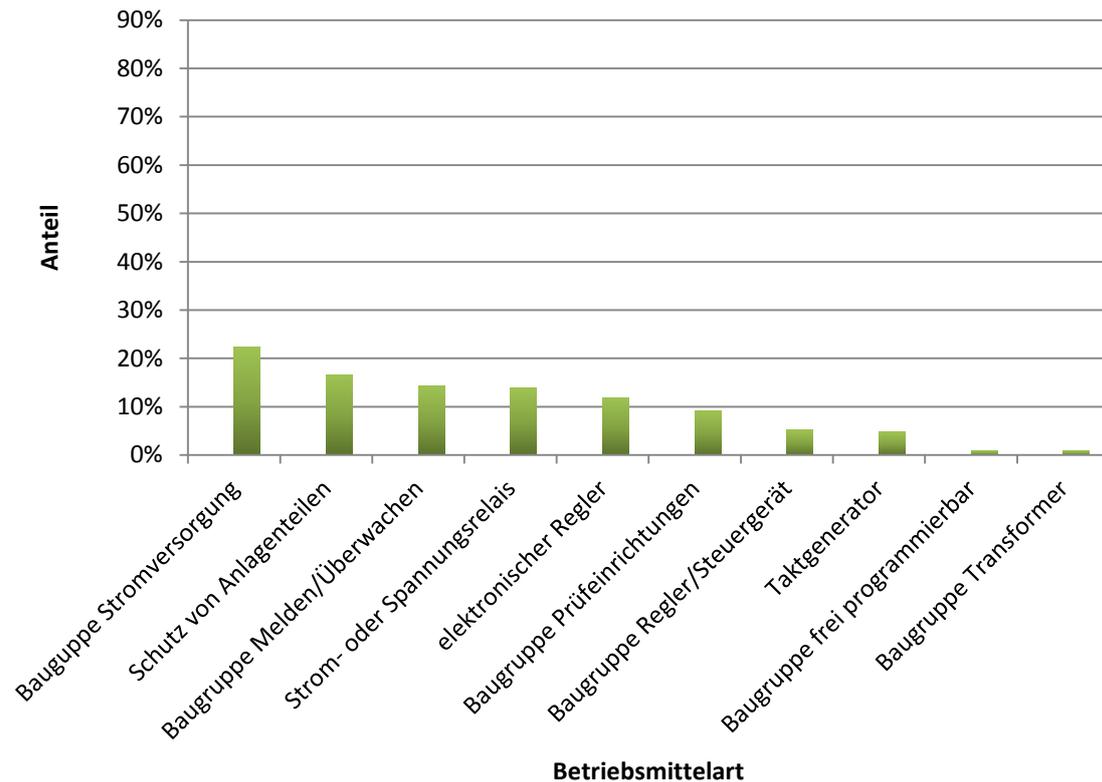


Abb. 4.1 Anteile der Elektrotechnik-Komponenten an den am Standort der Anlage SWR A gesamt eingesetzten Elektrotechnik-Komponenten aufgeschlüsselt nach ihrer Betriebsmittelart

Bei den Messumformern (siehe Abbildung 4.2) sind ungefähr die Hälfte Druckmessumformer, knapp 20 % sind in Schutzeinrichtungen eingesetzt und etwas über 10 % gehören zu der Betriebsmittelart „Prüfeinrichtungen“.

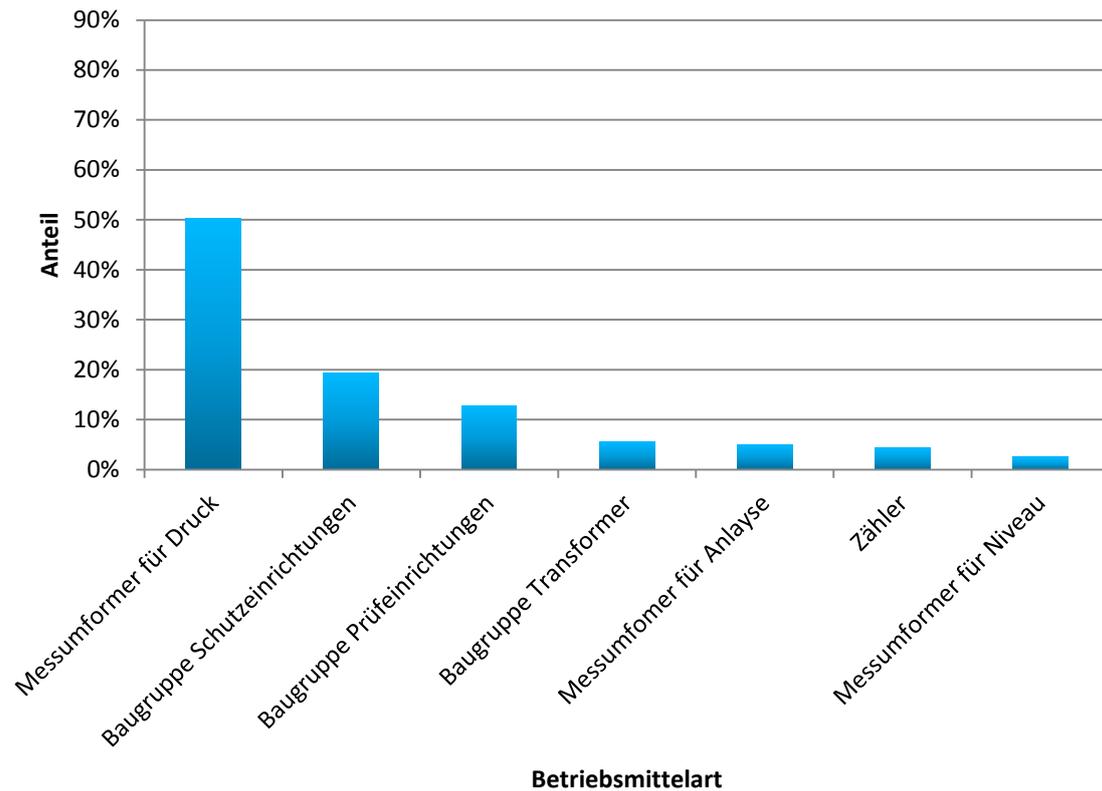


Abb. 4.2 Anteile der Messumformer an den am Standort der Anlage SWR A gesamt eingesetzten Messumformern aufgeschlüsselt nach ihrer Betriebsmittelart

Abbildung 4.3 zeigt das Verhältnis der Anzahl der Ereignisse einer Betriebsmittelart zur Anzahl der insgesamt eingesetzten Komponenten dieser Betriebsmittelart für Elektrotechnik-Komponenten am Standort. Das größte Verhältnis diesbezüglich entfällt auf die Betriebsmittelart „Schutz von Anlagenteilen“ mit ca. 20 %. Ungefähr 15 % entfällt jeweils auf die Betriebsmittelarten „Baugruppe Stromversorgung“ und „elektronischer Regler“.

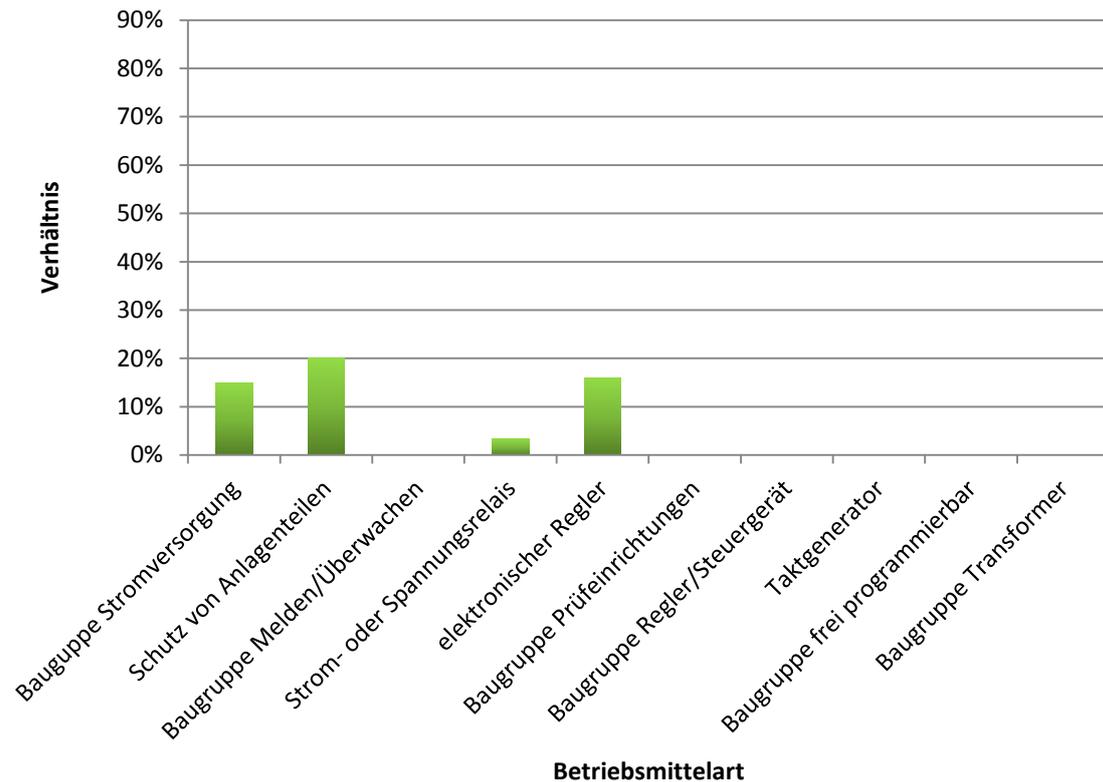


Abb. 4.3 Verhältnis der Anzahl der Ereignisse einer Betriebsmittelart zur Anzahl der insgesamt eingesetzten Komponenten dieser Betriebsmittelart für Elektrotechnik-Komponenten am Standort der Anlage SWR A

Abbildung 4.4 zeigt das Verhältnis der Anzahl der Ereignisse einer Betriebsmittelart zur Anzahl der insgesamt eingesetzten Komponenten dieser Betriebsmittelart für Messumformer am Standort. Bei den Messumformern ist dieses Verhältnis mit über 70 % für die Betriebsmittelart „Prüfeinrichtungen“ am größten. Fast alle dieser Ereignisse können auf „Driften“ und „Neu-Abgleich“ zurückgeführt werden. Das gleiche gilt auch für die Betriebsmittelart „Messumformer für Druck“, wo das Verhältnis bei ca. 46 % liegt. Der Rest verteilt sich auf die Betriebsmittelarten „Messumformer für Niveau“ (ca. 29 %), „Messumformer für Analyse“ (ca. 21 %), „Baugruppe Schutzeinrichtungen“ (ca. 20 %) und „Baugruppe Transformer“ (ca. 17 %).

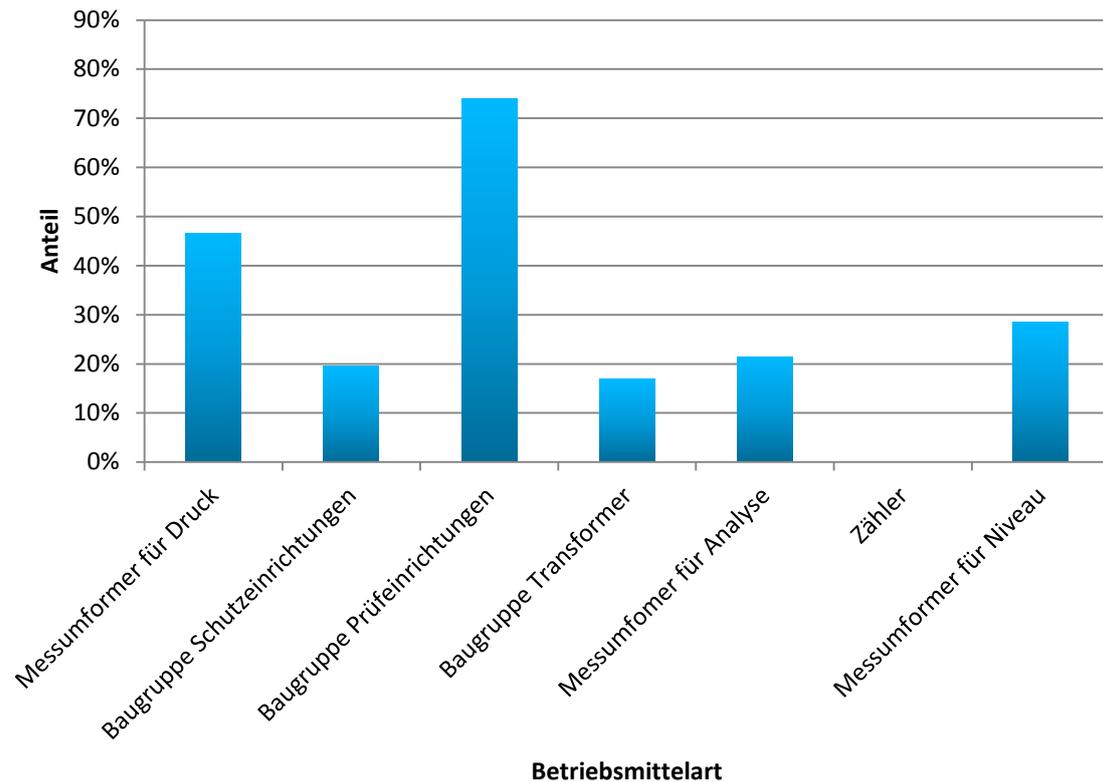


Abb. 4.4 Verhältnis der Anzahl der Ereignisse einer Betriebsmittelart zur Anzahl der insgesamt eingesetzten Komponenten dieser Betriebsmittelart für Messumformer am Standort der Anlage SWR A

4.1.2 Zeitlicher Verlauf der Ereignisse

In diesem Kapitel soll der zeitliche Verlauf der Ereignisse analysiert werden. Den zeitlichen Verlauf für die Jahre 2000 bis 2012 für die Elektrotechnik-Komponenten zeigt Abbildung 4.5 und für die Messumformer Abbildung 4.6.

Bei dem zeitlichen Verlauf für die Elektrotechnik-Komponenten (Abbildung 4.5) ist zu beachten, dass es insgesamt nur 19 Ereignisse sind. Der Peak für das Jahr 2010 sticht hier besonders hervor. Erklärt werden kann dieser mit einer Rückrufaktion eines Herstellers. Auf die Thematik „Rückrufaktionen“ wird in Kapitel 5.3 erneut eingegangen.

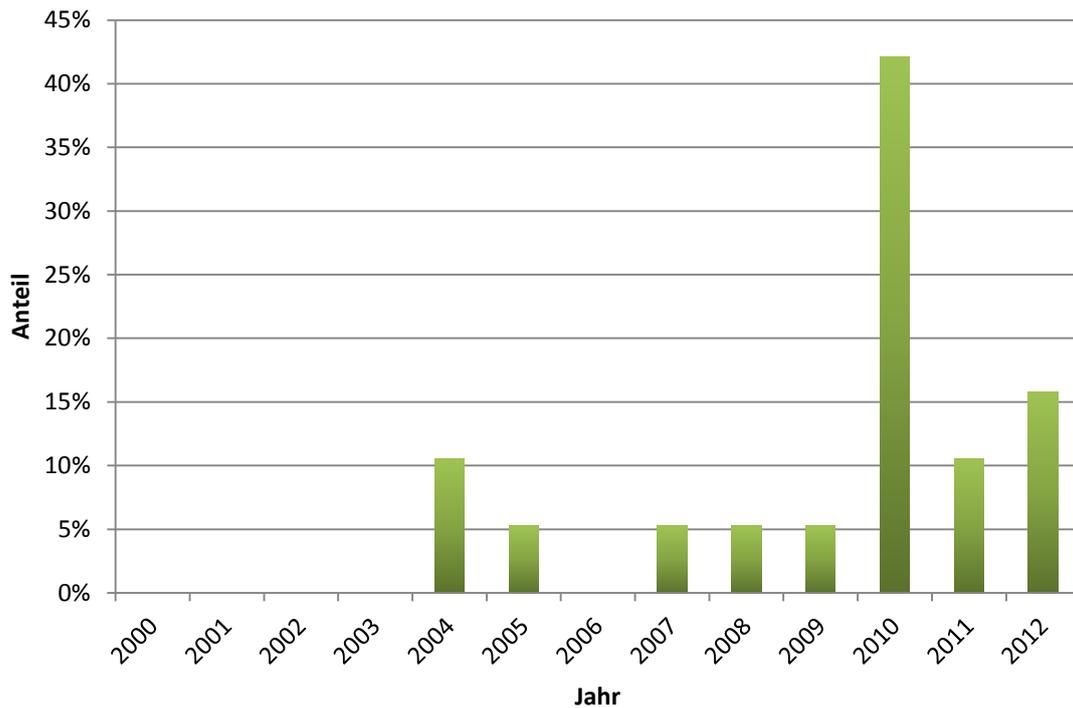


Abb. 4.5 Prozentualer Anteil der Ereignisse pro Jahr in Bezug auf die Gesamtanzahl der Ereignisse für die Elektrotechnik-Komponenten der Anlage SWR A

Bei den Messumformern in Abbildung 4.6 ist kaum ein Unterschied in der zeitlichen Verteilung der Ereignisse über die Jahre zu sehen. Die betrachtete Anzahl der Ereignisse mit Messumformern (359) ist deutlich höher als bei den Elektrotechnik-Komponenten (19), so dass einzelne Ereignisse nicht so stark auffallen.

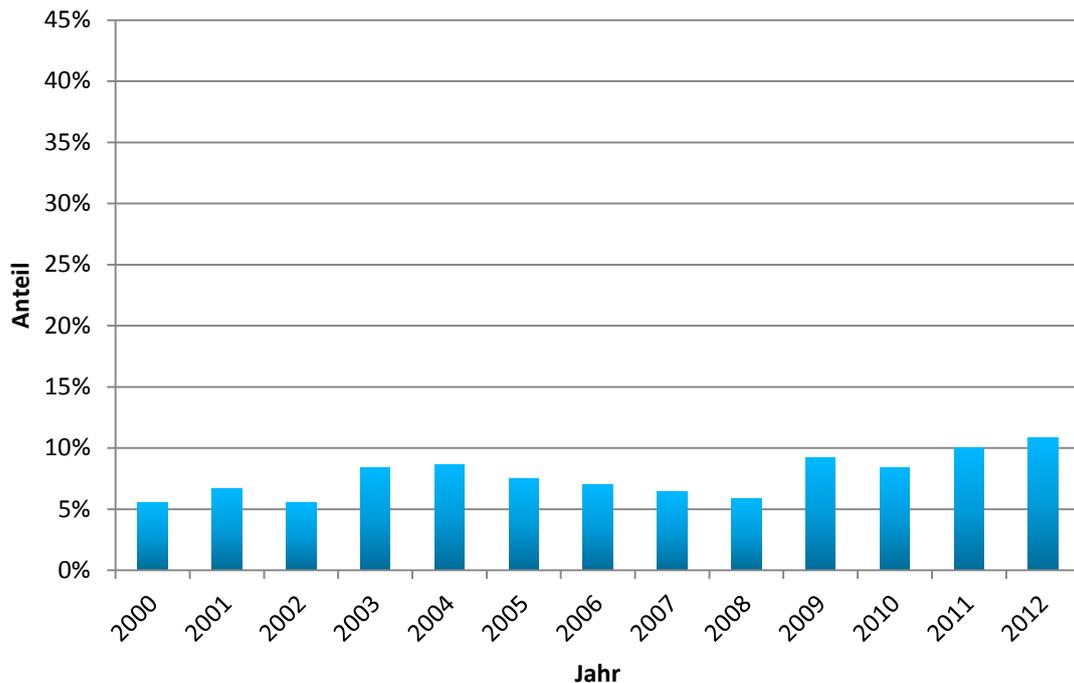


Abb. 4.6 Prozentualer Anteil der Ereignisse pro Jahr in Bezug auf die Gesamtanzahl der Ereignisse für die Messumformer der Anlage SWR A

4.1.3 Hersteller

Im Folgenden wird die Verteilung der erfassten Elektrotechnik-Komponenten und Messumformer auf die unterschiedlichen Hersteller untersucht. Abbildung 4.7 zeigt die Verteilung der Elektrotechnik-Komponenten und Abbildung 4.8 die der Messumformer auf die Hersteller.

Für den Standort der Anlage SWR A stammten über die Hälfte der erfassten programmierbaren oder rechnerbasierten Elektrotechnik-Komponenten (Abbildung 4.7) von Hersteller D und ca. 30 % von Hersteller A. Der Rest dieser Komponenten verteilte sich auf drei weitere Hersteller (Hersteller C, R und W).

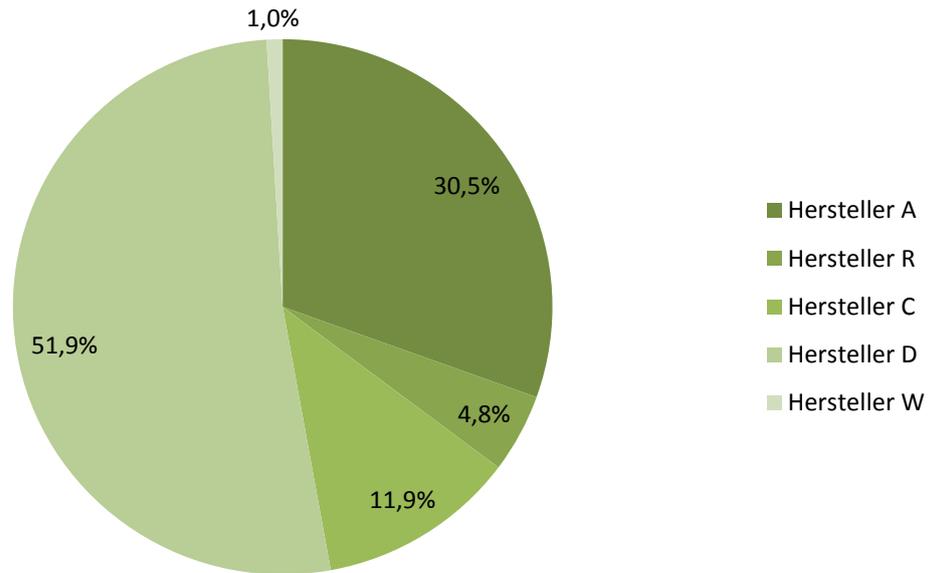


Abb. 4.7 Anteile der Hersteller an den für die Anlage SWR A erfassten programmierbaren oder rechnerbasierten Elektrotechnik-Komponenten

Bei den Messumformern (Abbildung 4.8) gab es ebenfalls zwei dominante Hersteller. Hersteller E war mit ca. 52 % vertreten und Hersteller B mit ca. 36 %. Die übrigen Komponenten verteilten sich auf 4 weitere Hersteller (Hersteller C, F, G und H).

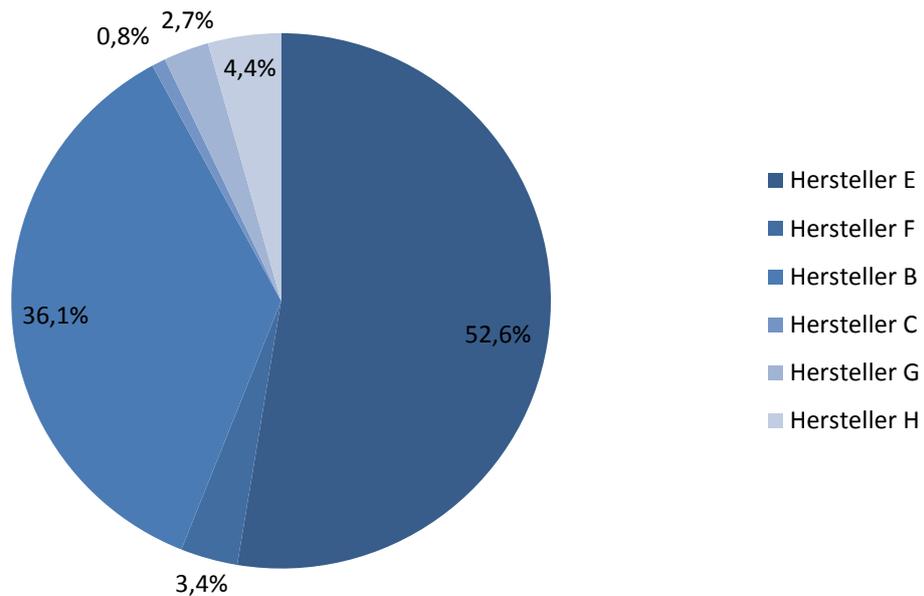


Abb. 4.8 Anteile der Hersteller an den für die Anlage SWR A erfassten programmierbaren oder rechnerbasierten Messumformern

Abbildung 4.9 und Abbildung 4.10 zeigen das Verhältnis von Ereignisanzahl an Komponenten eines bestimmten Herstellers zur Anzahl der eingesetzten Komponenten für diesen Hersteller für die erfassten Elektrotechnik-Komponenten und die Messumformer.

Bei den Elektrotechnik-Komponenten (Abbildung 4.9) waren die Hersteller R und W nicht von Ereignissen betroffen gewesen, stellten allerdings auch die wenigsten Komponenten. Die Ereignisse verteilten sich auf die Hersteller C (ca. 16 %), A (ca. 12 %) und D (ca. 6 %). Aufgrund der geringen Datenmenge ist die statistische Aussagekraft dieser Werte sehr gering und wird daher im vorliegenden Bericht nicht weiter verfolgt.

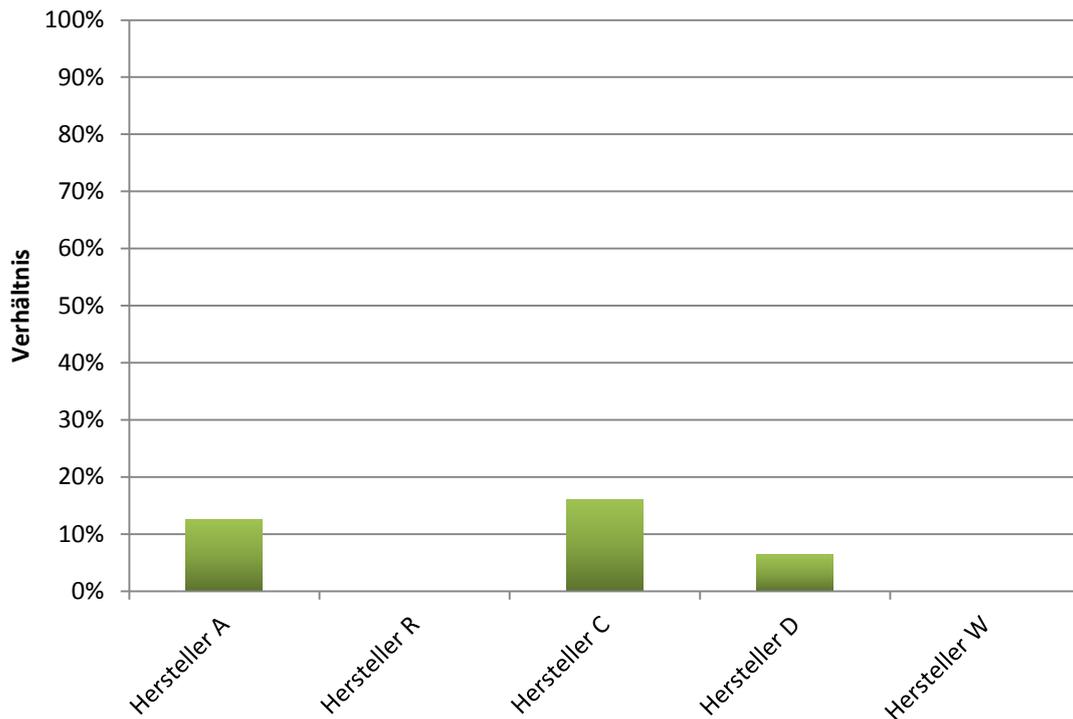


Abb. 4.9 Verhältnis von Ereignisanzahl an Komponenten eines bestimmten Herstellers zur Anzahl der eingesetzten Komponenten für diesen Hersteller für die erfassten Elektrotechnik-Komponenten der Anlage SWR A

Bei den Messumformern (Abbildung 4.10) verteilten sich die Ereignisse gleichmäßiger auf die verschiedenen Hersteller. Auffällig ist, dass bei Hersteller F das Verhältnis von Ereignisanzahl zu eingebauten Komponenten fast 100 % beträgt. Dies bedeutet, dass es fast so viele Ereignisse, wie eingebaute Komponenten gab. Entweder war somit fast jede eingebaute Komponente des Herstellers von einem Ereignis betroffen, oder einzelne Komponenten sind mehrfach betroffen gewesen (siehe hierzu auch Kapitel 5.7). Es hat sich hierbei zumeist um Driftereignisse gehandelt, welche durch eine Neueinstellung behoben werden konnten. Auch der Hersteller C zeigte mit ca. 70 % ein relativ hohes Verhältnis von Ereignisanzahl zu eingesetzten Messumformer, welche ebenfalls fast ausschließlich Driftereignisse betraf.

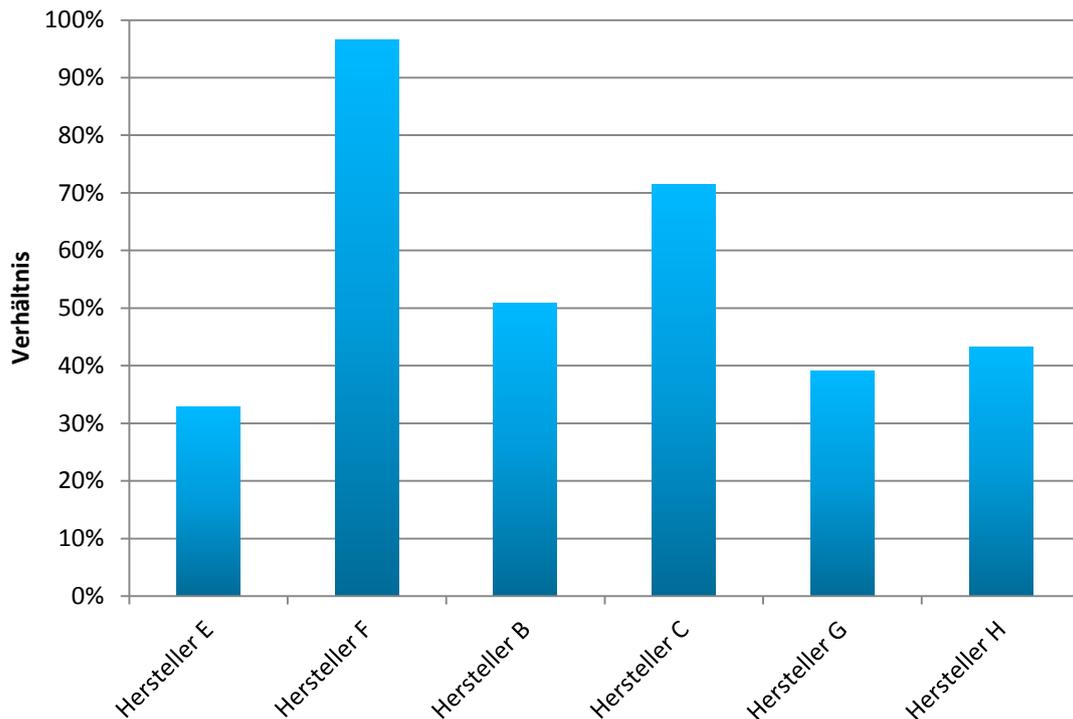


Abb. 4.10 Verhältnis von Ereignisanzahl an Komponenten eines bestimmten Herstellers zur Anzahl der eingesetzten Komponenten für diesen Hersteller für die erfassten Messumformer der Anlage SWR A

Durch die in der Auswertungstabelle für die Anlage SWR A vorhandenen Informationen zur alten und neuen Komponente konnte untersucht werden, ob es bei einem Austausch der Komponente zu einem Wechsel des Herstellers gekommen war. Es zeigte sich, dass ein Herstellerwechsel die Ausnahme darstellt und daher eine weitere statistische Auswertung in diese Richtung aufgrund der zu geringen Datenmenge nicht sinnvoll ist.

In Gesprächen mit der Anlage wurde deutlich, dass beispielsweise bei den neueren programmierbaren oder rechnerbasierten Messumformern häufiger (als früher) von den Herstellern neue Typen auf den Markt kommen, die die älteren Typen ersetzen. Aufgrund dessen ist es möglich, dass bei einem Austausch eines defekten Messumformers ein anderer, aktuellerer Typ zum Einsatz kommt. Hierdurch ergibt sich für die Anlagen die Problematik, dass innerhalb von wenigen Jahren eine Mischung von vielen verschiedenen Typen im Kraftwerk eingesetzt ist.

4.1.4 Vergleich zwischen Leittechnik-Komponenten, Elektrotechnik-Komponenten und Messumformern

Wie bereits zu Beginn dieses Berichtes erwähnt, ist das Ziel des Projektes, die in Kernkraftwerken eingesetzten programmierbaren oder rechnerbasierten Elektrotechnik-Komponenten (E) und Messumformer (M) näher zu untersuchen. Im Gegensatz dazu, werden im Bericht „Entwicklung und Einsatz von Analysemethoden zur Beurteilung softwarebasierter leittechnischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken“ /GRS 15/ ähnliche Auswertungen für programmierbare oder rechnerbasierte Leittechnik-Komponenten (L) vorgenommen. Da ein Vergleich der verschiedenen programmierbaren oder rechnerbasierten Komponenten weitere Erkenntnisse bringen könnte, wird im Folgenden untersucht, ob die unterschiedlichen Komponentenarten (L, E, M) verschiedene Ausfallzahlen oder Charakteristika aufweisen. Dazu werden die Ereignisse von L, E und M hinsichtlich verschiedener Attribute relativ zueinander verglichen.

Die Farbgebung in den folgenden Abbildungen ist im gesamten Bericht konsistent. Auswertungen von Leittechnik-Komponenten (L) werden in Rot dargestellt, Auswertungen von Elektrotechnik-Komponenten (E) in Grün und Auswertungen von Messumformern (M) in Blau.

4.1.4.1 System

Zunächst werden die Systeme, in denen die programmierbaren oder rechnerbasierten Komponenten eingesetzt sind, für alle Komponentenarten (L, E, M) aufgetragen. Die Problematik dabei besteht für die Anlage SWR A darin, dass in den vorliegenden Daten die Informationen über das System nur im AKZ enthalten sind. Dies bedeutet, dass ohne das AKZ eine Zuordnung zu einem bestimmten System nicht möglich ist. In den Daten ist aber nur für einige Komponenten das AKZ angegeben. Ein Grund dafür ist, dass eine Baugruppe mehrere Kanäle haben kann und somit mit einer Vielzahl von Systemen verbunden sein kann. Beispielsweise können bei Ausfall einer Ausgabebaugruppe mit 32 Kanälen alle 32 Kanäle und somit 32 AKZ betroffen sein.

Insgesamt hat sich gezeigt, dass bei 660 von 2944 Komponenten (L, E, M) Angaben zum AKZ vorliegen. Hauptsächlich ist das AKZ bei Messumformern angegeben (562). Bei Leittechnik-Komponenten sind es 65 mit AKZ und bei Elektrotechnik-Komponenten 33.

Dies bedeutet, dass für die Leittechnik-Komponenten eine Systemzuordnung bei nur ca. 3 % der Komponenten möglich war. Diese Systemzuordnung ist in Abbildung 4.11 aufgetragen. Aus dieser Grafik kann entnommen werden, dass von diesen Leittechnik-Komponenten ca. 37 % auf das System „Turbine, Kondensator und Generator“, ca. 20 % auf das System „Gleichstromerzeugung/-verteilung“ sowie ca. 12 % auf das System „Nebenanlagen“ entfallen sind. Des Weiteren sind ca. 9 % auf das System „Brennelementhandhabung“ und ca. 8 % auf die Schränke für Steuerung/Schutz entfallen. Mit ca. 5 % folgt das System „SHB mit Einbauten“ und mit ca. 3 % das System „Hochspannungs-Eigenbedarfsanlagen“. Zur besseren Übersicht wurden die Systeme, die einen Anteil von kleiner als 3 % haben, nicht mit aufgetragen.

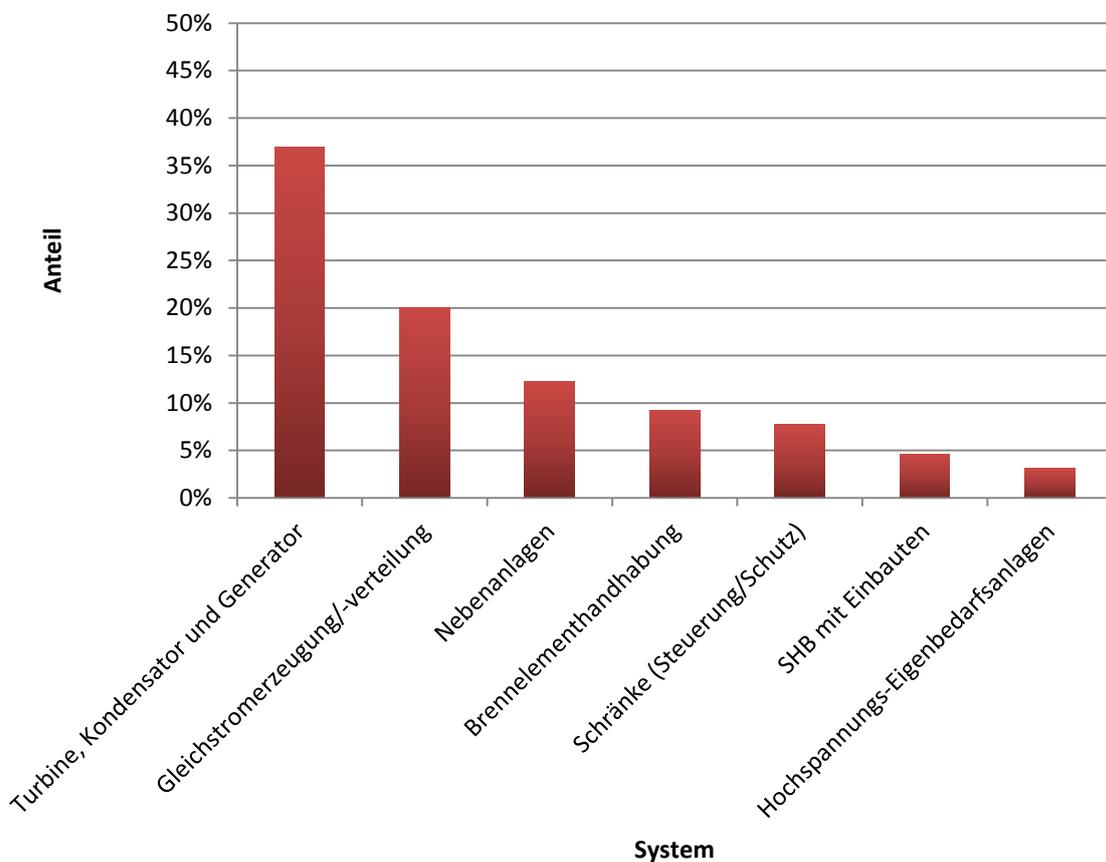


Abb. 4.11 Anteile der in der Anlage SWR A eingebauten Leittechnik-Komponenten an den Systemen

Bei den Elektrotechnik-Komponenten war eine Systemzuordnung bei ca. 16 % der Komponenten möglich, was in Abbildung 4.12 aufgetragen ist. Den größten Anteil hat dabei mit ca. 48 % das System „Wasser-Dampfkreislauf“ ausgemacht, gefolgt von den Systemen „Nebenanlagen“ mit ca. 21 % und „Hochspannungsanlagen (Energieverteil-

lung)“ mit ca. 8 %. Jeweils ca. 6 % sind auf die Systeme „Reaktorhilfsanlagen“ und „Hochspannungs-Eigenbedarfsanlagen“ entfallen. Darüber hinaus hatten die Systeme „Turbine, Kondensator und Generator“ und „gesicherte Schienen/Notstromerzeugung“ einen Anteil von ca. 3 %.

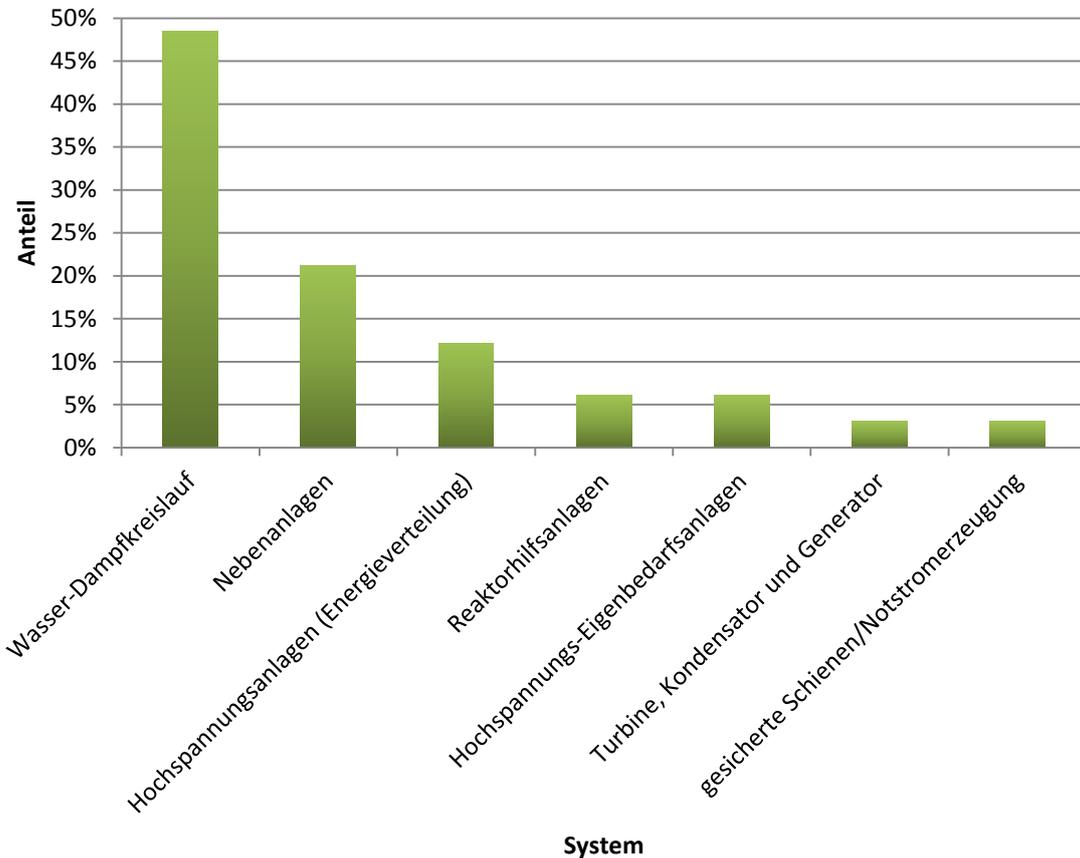


Abb. 4.12 Anteile der in der Anlage SWR A eingebauten Elektrotechnik-Komponenten an den Systemen

Für ca. 66 % der Messumformer konnte ein System zugeordnet werden, was in Abbildung 4.13 dargestellt ist. Davon waren ca. 27 % im System „Reaktorhilfsanlagen“ eingesetzt, ca. 19 % im System „Nebenanlagen“ und ca. 17 % im System „Wasser-Dampfkreislauf“. Danach folgten mit ca. 9 % das System „Turbine, Kondensator und Generator“, das System „Kühlwasseranlagen“ mit ca. 8 %, das System „SHB mit Einbauten“ mit ca. 7 %, das System „gesichertere Schienen/Notstromerzeugung“ mit ebenfalls ca. 7 % und das System „nukleare Dampferzeugung“ mit ca. 6 %.

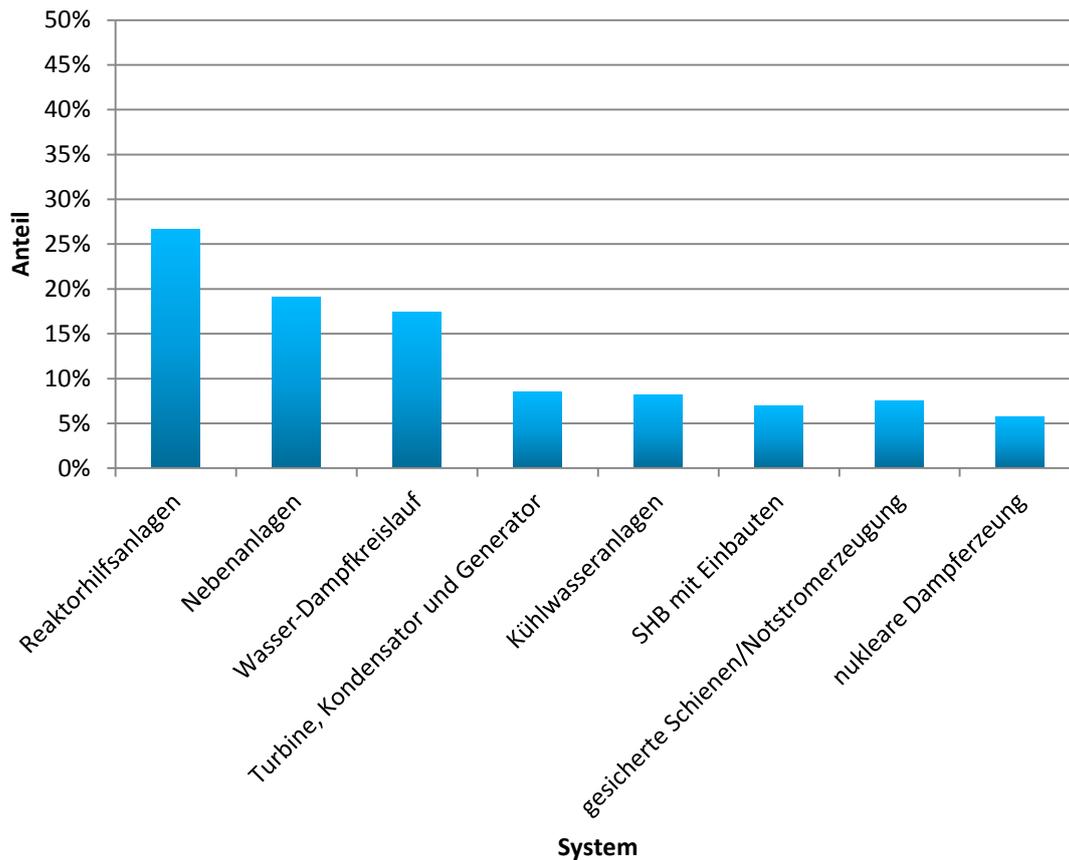


Abb. 4.13 Anteile der in der Anlage SWR A eingebauten Messumformer an den Systemen

Im Gegensatz zu diesen Abbildungen ist in den nächsten Abbildungen aufgetragen, welche Systeme bei den Ereignissen betroffen waren. In Abbildung 4.14 ist dies für die Leittechnik-Komponenten dargestellt, in Abbildung 4.15 für die Elektrotechnik-Komponenten und in Abbildung 4.16 für die Messumformer. Zur besseren Übersicht sind in diesen 3 Abbildungen nur die Systeme dargestellt, die einen Anteil von mindestens 3 % haben.

Aus Abbildung 4.14 kann entnommen werden, dass mit ca. 35 % am meisten das System „Schränke (Steuerung/Schutz)“ von Ereignissen betroffen war, gefolgt dem System „Turbine, Kondensator und Generator“ mit ca. 31 % und das System „Brennelement-handhabung“ mit ca. 16 %. Des Weiteren kamen Ereignisse in den Systemen „Nebenanlagen“ (ca. 6 %), „Gleichstromerzeugung/-verteilung“ (ca. 6 %), „Warten und örtliche Leitstände“ (ca. 5 %) und „SHB mit Einbauten“ (ca. 4 %) vor.

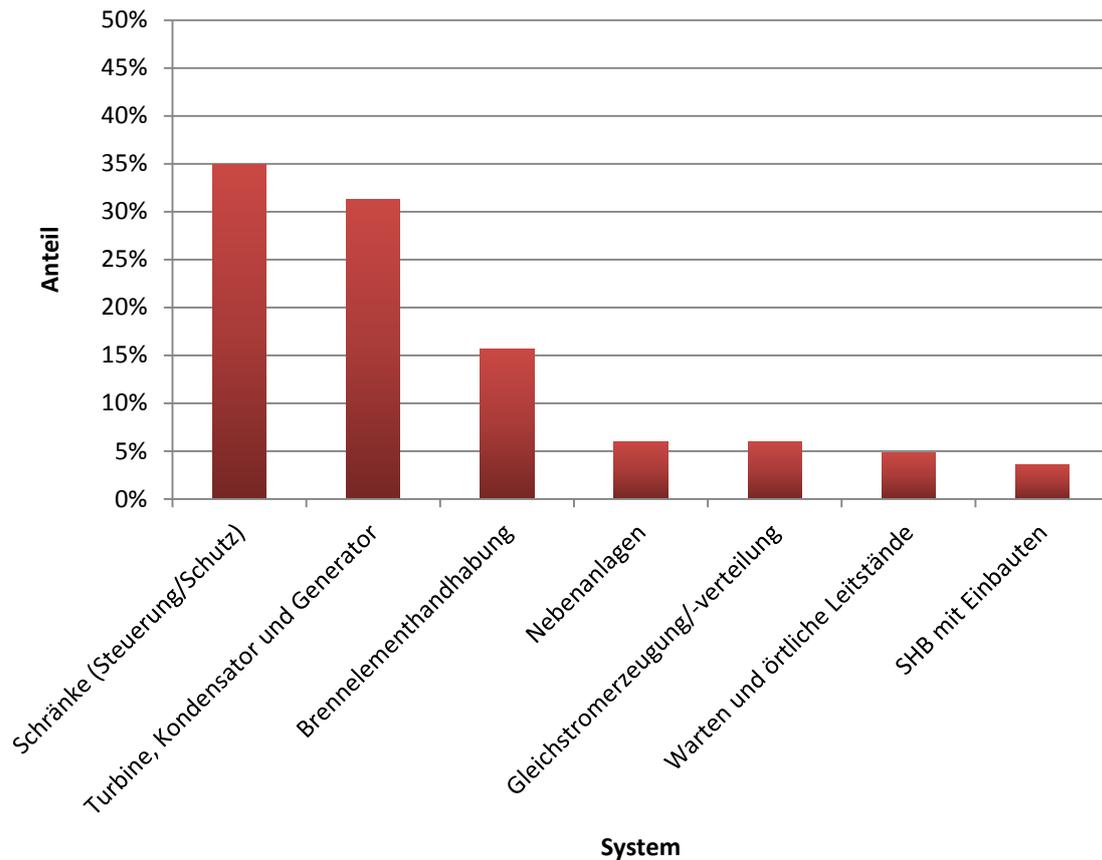


Abb. 4.14 Anteile der von Leittechnik-Ereignissen betroffenen Systeme in der Anlage SWR A

Abbildung 4.15 zeigt, dass bei den Ereignissen der Elektrotechnik-Komponenten der größte Anteil auf das System „Hochspannungsanlagen (Energieverteilung)“ mit ca. 29 % entfallen ist, gefolgt von dem System „Nebenanlagen“ und „gesicherte Schienen/Notstromerzeugung)“ mit jeweils ca. 21 %. Bei den Ereignissen des Systems „Hochspannungsanlagen (Energieverteilung)“ handelt es sich zum großen Teil um eine Rückrufaktion eines Herstellers und damit um einen vorbeugenden Austausch. Diese Thematik wird in Kapitel 5.3 nochmal aufgegriffen. Etwa 14 % der Ereignisse betrafen das System „Hochspannungs-Eigenbedarfsanlagen)“ sowie jeweils ca. 7 % die Systeme „Turbine, Kondensator und Generator“ und „Wasser-Dampfkreislauf“.

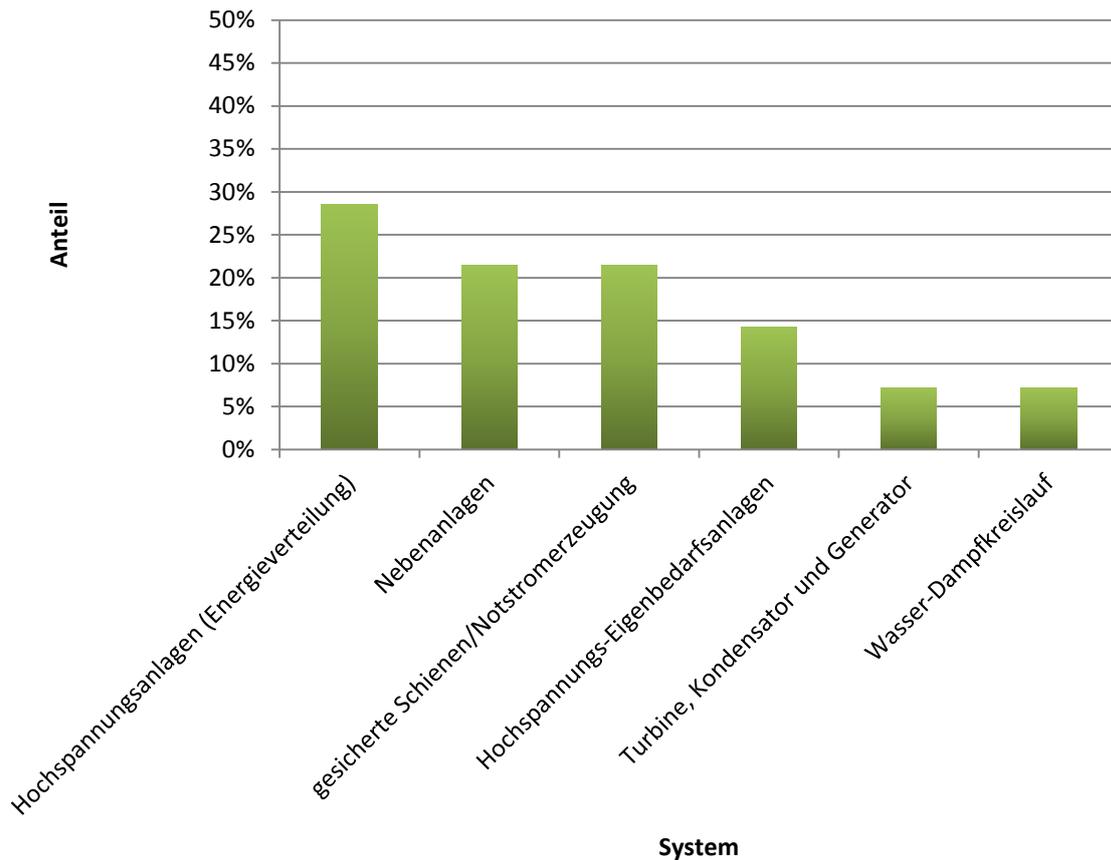


Abb. 4.15 Anteile der von Elektrotechnik-Ereignissen betroffenen Systeme in der Anlage SWR A

Im Bereich der Messumformer (Abbildung 4.16) war vor allem das System „Reaktorhilfsanlagen“ betroffen, welche an den Ereignissen einen Anteil von ca. 24 % eingenommen haben. Danach folgte das System „SHB mit Einbauten“ mit ca. 17 % sowie die Systeme „Nebenanlagen“ und „gesicherte Schienen/Notstromerzeugung“ mit jeweils ca. 15 %. Des Weiteren verteilten sich die Ereignisse auf die Systeme „Wasser-Dampfkreislauf“ (ca. 9 %), „Turbine, Kondensator und Generator“ (ca. 8 %), „Kühlwasseranlagen“ (ca. 7 %) und „nukleare Dampferzeugung“ (ca. 4 %). Die meisten der Ereignisse entfallen hier systemübergreifend auf Driftereignisse.

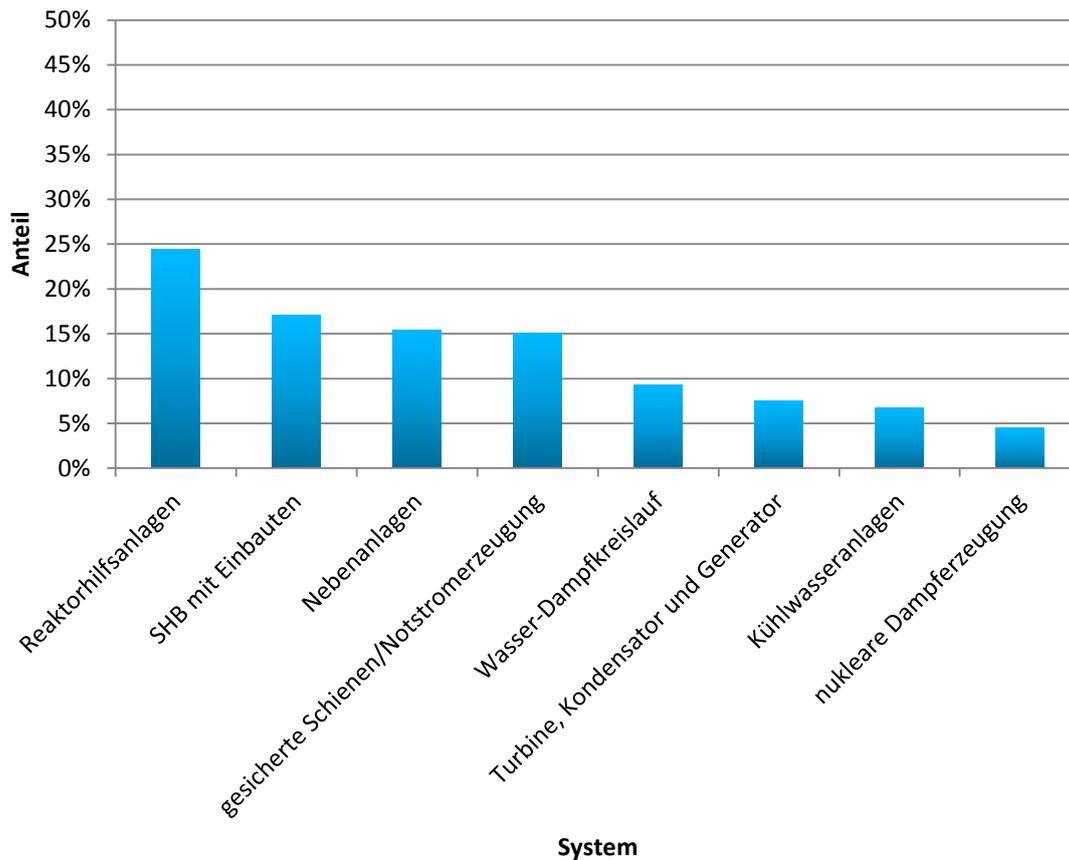


Abb. 4.16 Anteile der von Messumformer-Ereignissen betroffenen Systeme in der Anlage SWR A

4.1.4.2 Ausfallart

Im Folgenden wird die Ausfallart der Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie der Messumformer untersucht (siehe Abbildung 4.17). Die meisten aktiven Ausfälle weisen Komponenten aus dem Bereich der Leittechnik auf (ca. 44 %), gefolgt von den Elektrotechnik-Komponenten mit ca. 35 % und den Messumformern mit ca. 31 %. Generell ist ebenfalls erkennbar, dass der aktive Ausfall bei den Leittechnik-Komponenten am häufigsten vorkommt. Passive Ausfälle an Leittechnik-Komponenten traten mit einem Anteil von ca. 31 % auf und zu einem Austausch einer Leittechnik-Komponente durch vorbeugende Instandhaltung kam es in ca. 24 % der Fälle. Der prinzipielle Unterschied zwischen aktiven und passiven Ausfällen wird in Anhang B beschrieben.

Bei den Messumformern hingegen sind die meisten der Ausfälle passiver Natur (ca. 67 %). Vorbeugend wurden kaum Mängel behoben, der Prozentsatz liegt hier bei

ca. 2 %. Dies unterscheidet sich deutlich von den Elektrotechnik-Komponenten, die vorbeugend den höchsten Prozentsatz von ca. 41 % aufweisen sowie von den Leittechnik-Komponenten, die in ca. 24 % der Fälle vorbeugend instandgehalten werden. Diese hohe Anzahl von vorbeugender Instandhaltung bei den Elektrotechnik-Komponenten kann auf verschiedene Rückrufaktionen der Hersteller zurückgeführt werden. Die Thematik der Rückrufaktionen wird in Kapitel 5.3 nochmal aufgegriffen.

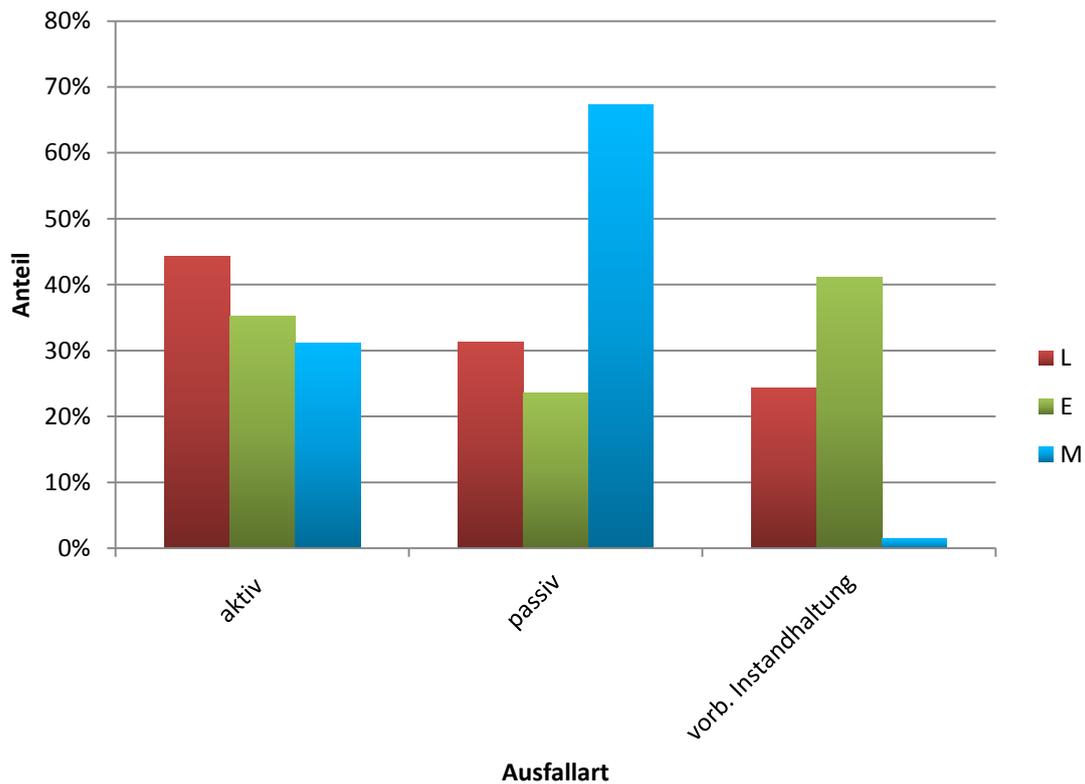


Abb. 4.17 Anteile der verschiedenen Ausfallarten in der Anlage SWR A für die Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie für Messumformer

4.1.4.3 Fehlererkennung

In diesem Kapitel wird ausgewertet, wie das entsprechende Ereignis in der Anlage erkannt wurde. Abbildung 4.18 zeigt den Vergleich zwischen den einzelnen Erkennungsarten „Prüfung“, „Anforderung“, „Betrieb“, „Schichtrundgang“, „vorbeugende Instandhaltung“ und „Meldung“.

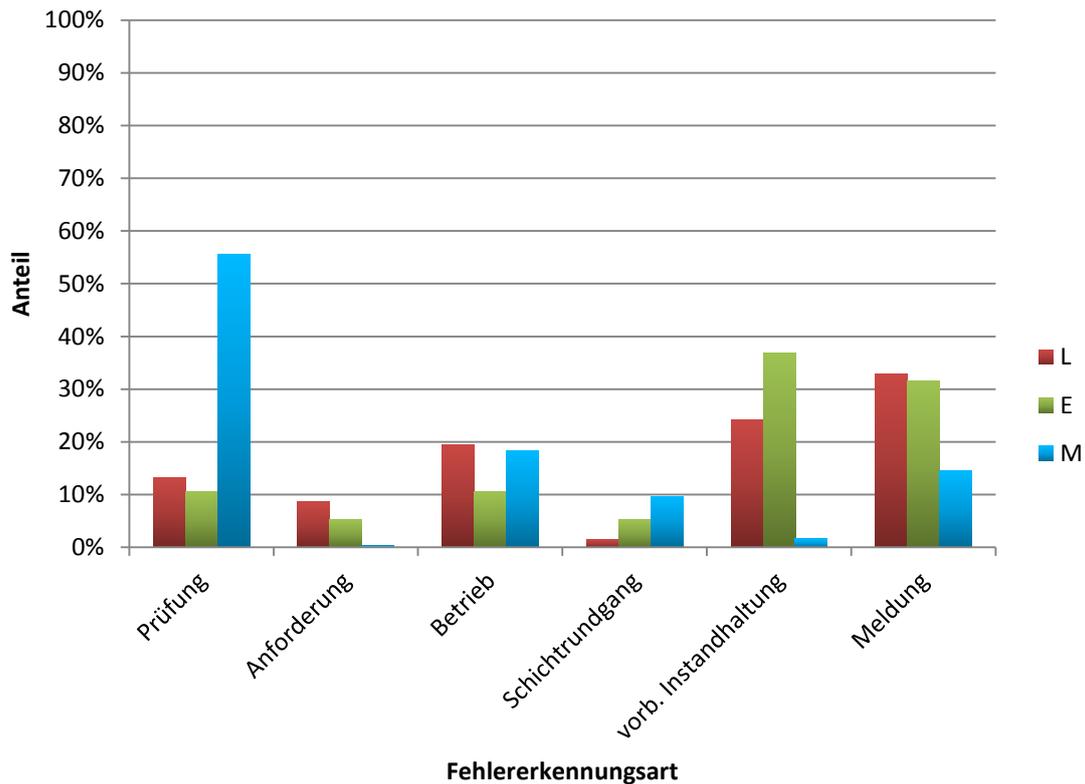


Abb. 4.18 Anteile der verschiedenen Fehlererkennungsarten in der Anlage SWR A für die Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie für Messumformer

Die meisten Ereignisse bei Messumformern wurden im Rahmen von Prüfungen erkannt, wobei es sich in etwa 50 % dieser Fälle um Driftereignisse handelte. Hierbei handelt es sich um Ereignisse, die vom analogen Teil des Messumformers herrühren (siehe Kapitel 5.7).

Die hohe Fehlererkennungsrate von Elektrotechnik-Komponenten bei vorbeugender Instandhaltung (ca. 37 %) ist auf Rückrufaktionen des Herstellers A zurückzuführen. Knapp ein Viertel der Ereignisse mit Leittechnik-Komponenten ist ebenfalls auf vorbeugender Instandhaltung zurückzuführen, wobei es sich ebenfalls um Rückrufaktionen handelt. Das Thema „Rückrufaktionen“ wird in Kapitel 5.3 nochmal aufgegriffen.

Gegenüber den anderen Fehlererkennungsarten erscheinen die Ereignisse bei Anforderung besonders problematisch, da bei diesen der Fehler erst bei Anforderung der Komponenten entdeckt wird und vorher unerkannt vorliegt. Den höchsten Anteil bilden hierbei die Leittechnik-Komponenten mit etwa 9 %, während der Ausfall bei Anforderung

nung bei Messumformern einsatzbedingt (die Messumformer sind kontinuierlich in Betrieb) zu vernachlässigen ist. Die Elektrotechnik-Komponenten liegen zwar auch im einstelligen Prozentbereich, allerdings ist aufgrund der geringen Datenmenge zu diesen keine statistische Aussage möglich. Da der Ausfall bei Anforderung von erhöhtem Interesse ist, wird darauf in Kapitel 4.1.4.5 genauer eingegangen. Eine Untersuchung zur zeitlichen Entwicklung der Fehlererkennung ist in Kapitel 5.6 zu finden.

4.1.4.4 Selbstmeldende und nicht selbstmeldende Ausfälle

Ein weiteres Kriterium bei der Auswertung der Ereignisse liegt in der Unterscheidung zwischen selbstmeldenden und nicht selbstmeldenden Ereignissen (für eine genauere Beschreibung siehe Anhang B). Bei selbstmeldenden Ereignissen muss es sich nicht immer um in Betrieb befindliche Komponenten handeln, sondern es kann ebenfalls Komponenten betreffen, die als Standby Komponenten (Einsatz erst bei Anforderung) überwacht werden.

Knapp zwei Drittel der Ereignisse mit Leittechnik-Komponenten sind selbstmeldend, was im Vergleich der drei betrachteten Gruppen (L, E, M) den höchsten Anteil ausmacht (siehe Abbildung 4.19). Nicht selbstmeldende Ereignisse traten am häufigsten bei Messumformern auf. Hier handelt es sich in den meisten Fällen um Driftereignisse (ca. 64 %), welche, wie in Kapitel 4.1.4.3 dargestellt, oft bei Prüfungen erkannt werden. Die ca. 64 % sind als untere Schranke für den Anteil der Driftereignisse zu sehen. Dies liegt daran, dass der Mitarbeiter des Kraftwerks, der das Ereignis einträgt, gewisse Wahlmöglichkeiten zwischen den Kategorien der Attribute hat, bei einigen Attributen aber auch Freitext eingegeben werden kann (siehe Kapitel 3.2). Die Einschätzung des Ereignisses kann somit je nach Bearbeiter unterschiedlich erfolgen. Es kann also zu Einzelereignissen kommen, die verschieden zugeordnet wurden, weshalb der Wert für gewisse Größen nur als untere Schranke angegeben werden kann.

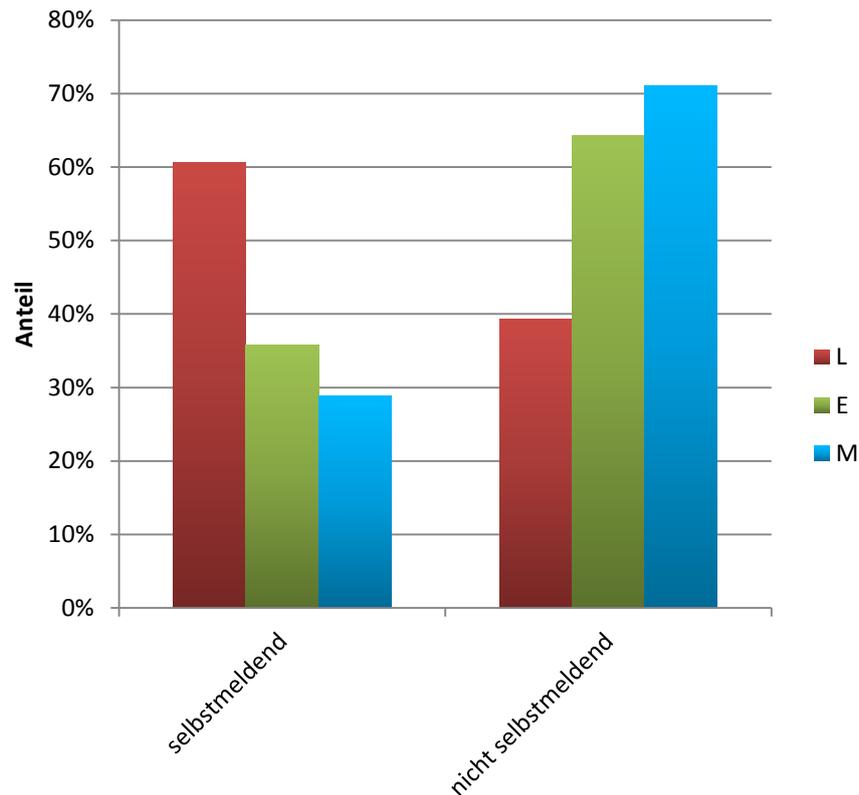


Abb. 4.19 Anteile der selbstmeldenden und nicht selbstmeldenden Ereignisse für die Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie für Messumformer

Im Folgenden werden die nicht selbstmeldenden Ereignisse hinsichtlich der Fehlererkennungsort untersucht. Die Auswertung wird wie in Kapitel 4.1.4.3 durchgeführt. Allerdings werden die auszuwertenden Daten ausschließlich auf die nicht selbstmeldenden Ereignisse beschränkt. Das Ergebnis der Auswertung ist in Abbildung 4.20 dargestellt.

Auffällig ist, dass drei Viertel der nicht selbstmeldenden Ereignisse bei Messumformern durch Prüfungen erkannt wurden. Hierbei handelt es sich zumeist um die schon erwähnten Driftereignisse.

Die Hälfte der nicht selbstmeldenden Ereignisse bei Elektrotechnik-Komponenten basiert auf dem Austausch von Komponenten aufgrund vorbeugender Instandhaltung. Hier handelt es sich um Rückrufaktionen, welche im Kapitel 5.3 näher erläutert werden.

Auffällig im Bereich der Leittechnik ist, dass bei ca. 26 % der Komponenten der Ausfall erst bei Anforderung detektiert wurde. Eine genaue Untersuchung dieser Ereignisse hat keinen systematischen Zusammenhang aufgezeigt. In über der Hälfte dieser Fälle

sind die Komponenten der Betriebsmittelart „Baugruppe Regler/Steuergerät“ zuzuordnen.

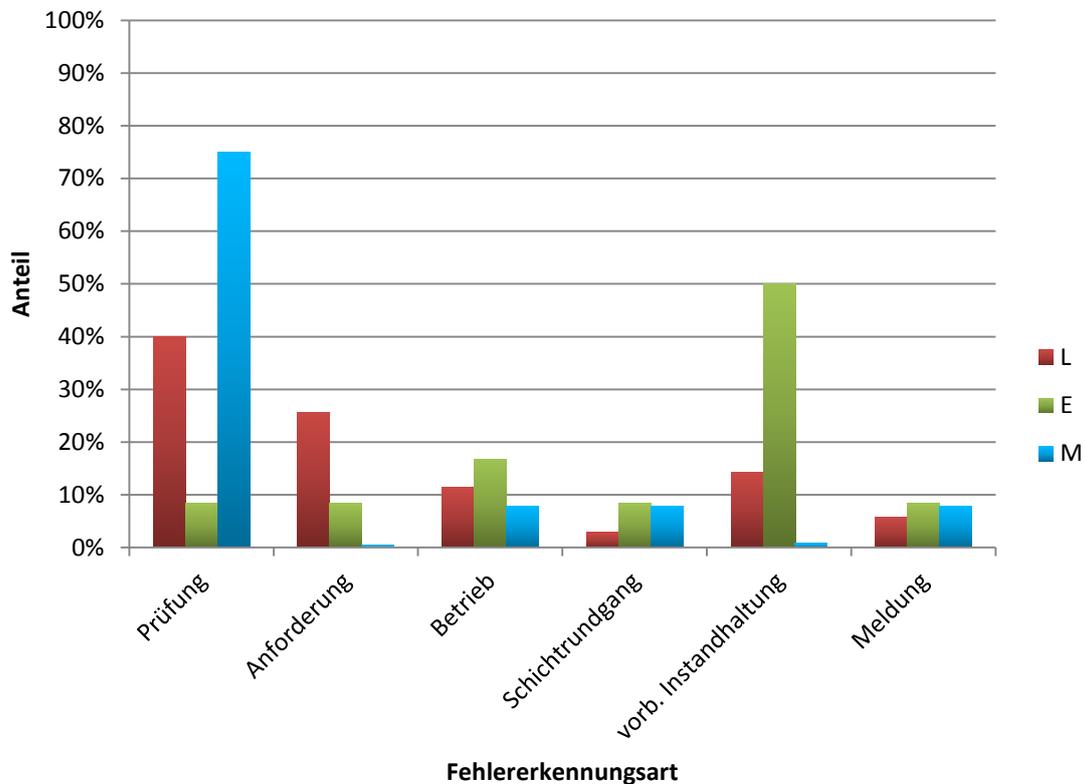


Abb. 4.20 Anteile der verschiedenen Fehlererkennungsarten für die nicht selbst-meldenden Fehler aus Abb. 4.19 für die Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie für Messumformer

Die detaillierten Untersuchungen der nicht selbstmeldenden Fehler ergaben keine auffälligen Defizite im Bereich der Prüfungen oder keine neuen Ausfallmechanismen, die dazu führen würden, dass bekannte (etablierte) Erkennungsmechanismen nicht funktionieren.

4.1.4.5 Fehler bei Anforderung

Wie schon in den vorangegangenen Kapiteln beschrieben, sind nicht selbstmeldende Fehler, die erst bei Anforderung entdeckt werden, von besonderem Interesse. Denn diese Ereignisse bleiben über längere Zeit unentdeckt und können mehrere Komponenten gleichzeitig betreffen. Ein Beispiel hierfür sind Ereignisse mit ausgefallenen Pufferbatterien, welche genauer im Bericht „Entwicklung und Einsatz von Analyseme-

thoden zur Beurteilung softwarebasierter leittechnischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken“ /GRS 15/ betrachtet werden.

Eine Auswertung aller Ereignisse (L, E, M) zeigt, dass es bei ca. 2 % dieser Ereignisse zu Ausfällen bei Anforderung gekommen ist. Davon fallen ca. 91 % auf Leittechnik-Komponenten zurück. Werden bei dieser Auswertung ausschließlich die Ereignisse mit Leittechnik-Komponenten betrachtet, sind ca. 9 % dieser Ereignisse, solche Ausfälle, die erst bei Anforderung auftreten.

Da diese Ausfälle der GRS als wichtig erschienen, wurden weitere Untersuchungen zu dieser Thematik durchgeführt. Dafür wurden u. a. ergänzende Informationen (z. B. Reparaturberichte) herangezogen und ausgewertet. Im Rahmen dieser Untersuchungen sind keine Auffälligkeiten bezüglich der eingesetzten Software oder einer anderen systematischen Ursache erkannt worden. Auch gab es keine Erkenntnisse über neue Ausfallmechanismen.

4.1.4.6 Ausfallbehebung

Im Weiteren wird die Ausfallbehebung für die verschiedenen Komponenten (L, E, M) miteinander verglichen. Für die Ausfallbehebung gilt, dass nach Erkennung eines Ereignisses eine Komponente repariert oder ausgetauscht werden kann. Für den Fall, dass der Fehler vorher bekannt ist (z. B. durch einen Hinweis eines Herstellers), kann die Komponente auch vorbeugend instandgehalten werden. Die jeweiligen Anteile der Ereignisse an diesen drei Ausfallbehebungsmöglichkeiten für die Leittechnik- und Elektrotechnik-Komponenten sowie für die Messumformer sind in Abbildung 4.21 dargestellt.

Die erhöhte Anzahl an Reparaturen für die Messumformer (ca. 70 %) kann wieder auf die bereits erwähnten Driftereignisse zurückgeführt werden, wobei Neueinstellungen/Justierungen vorgenommen wurden (siehe auch Kapitel 5.7).

Die Anteile der vorbeugenden Instandhaltung für die Leittechnik- und die Elektrotechnik-Komponenten stehen in Verbindung mit den Rückrufaktionen, die im Kapitel 5.3 nochmal aufgegriffen werden.

Die hohen Anteile der Austauschereignisse für die Leittechnik- und die Elektrotechnik-Komponenten sind plausibel, da in diesem Bereich eine Reparatur durch den meist komplexen Aufbau erschwert ist.

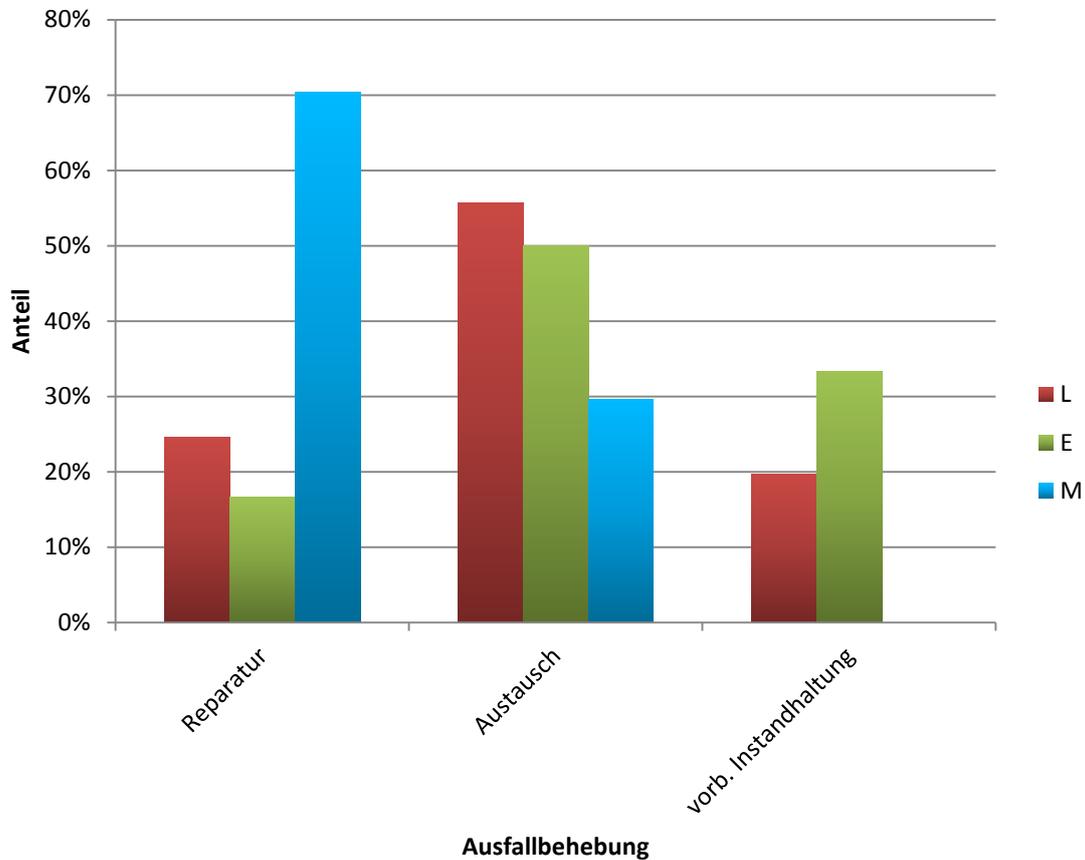


Abb. 4.21 Anteile der Ausfallbehebungsmöglichkeiten für die Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie für Messumformer

4.1.4.7 Anlagenzustand bei Ereigniseintritt

Als ergänzende Auswertung wird der jeweilige Anlagenzustand bei Ereigniseintritt betrachtet. Ziel ist es damit die Anzahl der Ereignisse bei den jeweiligen Anlagenzuständen in Relation zu den zeitlichen Anteilen, die die einzelnen Anlagenzustände im Jahr einnehmen, zu setzen. Für die Anlage SWR A wird diese detailliertere Auswertung in Kapitel 5.4 vorgenommen.

4.2 SWR B

Bei den erfassten Anlagendaten der Anlage SWR B sind nur die Komponenten aufgeführt, die in Ereignissen bereits auffällig geworden sind. Zusätzlich dazu ist die zum Datensatzerstellungszeitpunkt aktuelle Anzahl dieser am Standort eingesetzter Komponenten mit angegeben. Es handelt es sich dabei um insgesamt 938 Datensätze von programmierbaren oder rechnerbasierten Komponenten. Davon entfallen 726 Datensätze auf Komponenten aus dem Bereich Leittechnik und 212 Datensätze auf den Bereich der Messumformer. Daten über Elektrotechnik-Komponenten liegen nicht vor.

Für den Betrachtungszeitraum von 1993 bis 2013 wurden der GRS 78 Ereignisse zur Verfügung gestellt. Hiervon entfallen 56 Ereignisse auf den Bereich der Leittechnik und 22 Ereignisse auf den Bereich der Messumformer. Da keine Elektrotechnik-Komponenten mit geliefert wurden, liegen auch keine entsprechenden Ereignisse vor. Insgesamt muss für die Anlage SWR B beachtet werden, dass im Vergleich zur Anlage SWR A eine deutlich reduzierte Ereignisanzahl vorliegt. Aus diesem Grund können einige der Auswertungen aus Kapitel 4.1 nicht durchgeführt werden.

4.2.1 Betriebsmittelart

In diesem Kapitel erfolgt ausschließlich eine Auswertung der Ereignisdaten nach Betriebsmittelart. Dies ist unterschiedlich zur SWR A-Auswertung (Kapitel 4.1.1), bei der die Anlagen- und Ereignisdaten ausgewertet wurden. Da keine Ereignisdaten für programmierbare oder rechnerbasierte Elektrotechnik-Komponenten geliefert wurden, erfolgt nur die Auswertung nach der Betriebsmittelart nur für programmierbare oder rechnerbasierte Messumformer.

Abbildung 4.22 zeigt das Verhältnis der Anzahl der Messumformer-Ereignisse einer Betriebsmittelart zur Gesamtanzahl der Messumformer-Ereignisse. Auffällig sind die häufigen Ausfälle der Betriebsmittelart „Messumformer für Füllstand“ von ca. 43 %. Diese können zu einem Drittel auf ausgefallene Pufferbatterien zurückgeführt werden (siehe hierzu die Auswertungen im Bericht „Entwicklung und Einsatz von Analysemethoden zur Beurteilung softwarebasierter leittechnischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken“ /GRS 15/).

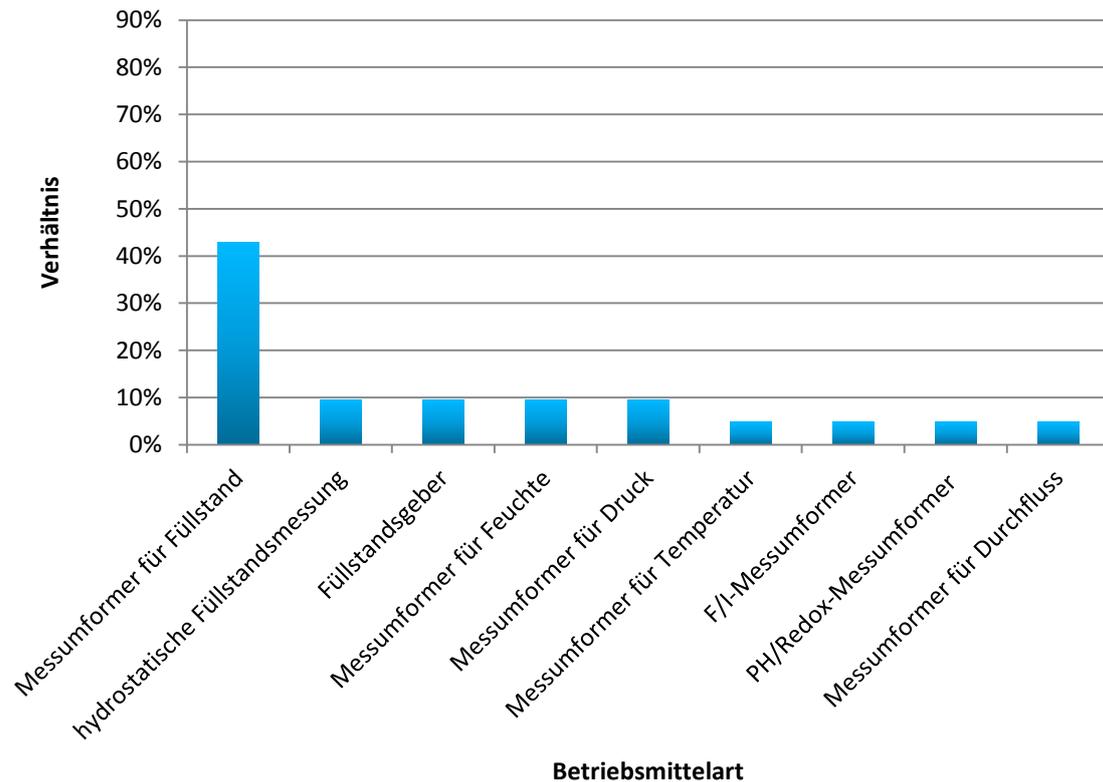


Abb. 4.22 Verhältnis der Anzahl der Messumformer-Ereignisse einer Betriebsmittelart zur Gesamtanzahl der Messumformer-Ereignisse für die Anlage SWR B

4.2.2 Zeitlicher Verlauf der Ereignisse

Ähnlich wie in Kapitel 4.1.2 ist für die Anlage SWR B in Abbildung 4.23 der zeitliche Verlauf der Ereignisse zwischen 1993 und 2013 hinsichtlich des jeweiligen Jahres, in denen sie aufgetreten sind, aufgetragen. Da für die Anlage SWR B keine Ereignisdaten von programmierbaren oder rechnerbasierten Elektrotechnik-Komponenten vorliegen, wurde die Auswertung nur für die programmierbaren oder rechnerbasierten Messumformer vorgenommen. Auffällig erscheinen die Peaks in den Jahren 2004 (ca. 19 %) und 2011 (ca. 14 %) sowie in den Jahren 2001, 2003 und 2008 (jeweils knapp unter 10 %). Die einzelnen Peaks umfassen jedoch nur sehr wenige Ereignisse, so dass die statistische Aussagekraft dieser Auswertung gering ist.

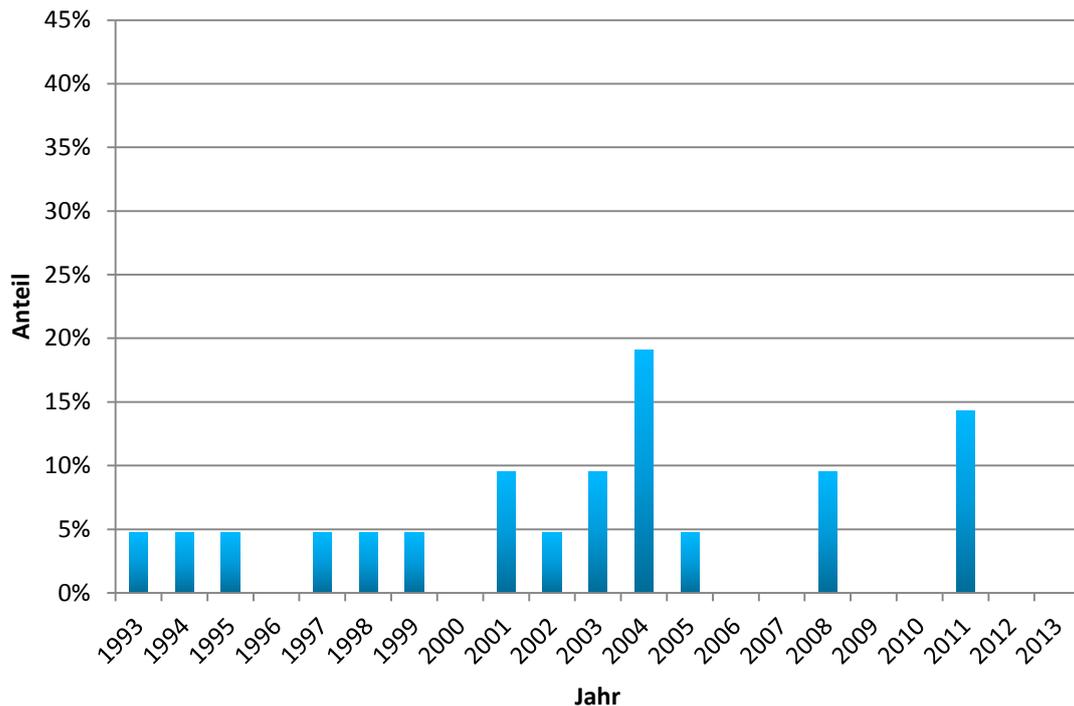


Abb. 4.23 Prozentualer Anteil der Ereignisse pro Jahr in Bezug auf die Gesamtanzahl der Ereignisse für die Messumformer der Anlage SWR B

Für die erhöhte Anzahl an Ereignissen in den Jahren 2001, 2003 und 2008 wurden keine signifikanten Zusammenhänge gefunden. Für die Jahre 2000, 2006, 2009, 2010, 2012 und 2013 wurden keine Ereignisse zu Messumformern mit geliefert und für die Jahre 1996 und 2007 wurden der GRS keine Informationen (L und M) vorgelegt.

4.2.3 Hersteller

In diesem Kapitel werden die Messumformer hinsichtlich der eingesetzten Hersteller genauer untersucht. Die Anteile der einzelnen Hersteller an den erfassten programmierbaren oder rechnerbasierten Messumformern des Standorts sind in Abbildung 4.24 dargestellt. Hieraus ergibt sich, dass der Hersteller T mit ca. 45 % den größten und der Hersteller A mit ca. 38 % den zweitgrößten Anteil der Komponenten gestellt hat. Die Hersteller O, A und L waren mit ca. 9 %, ca. 4 % und ca. 3 % vertreten.

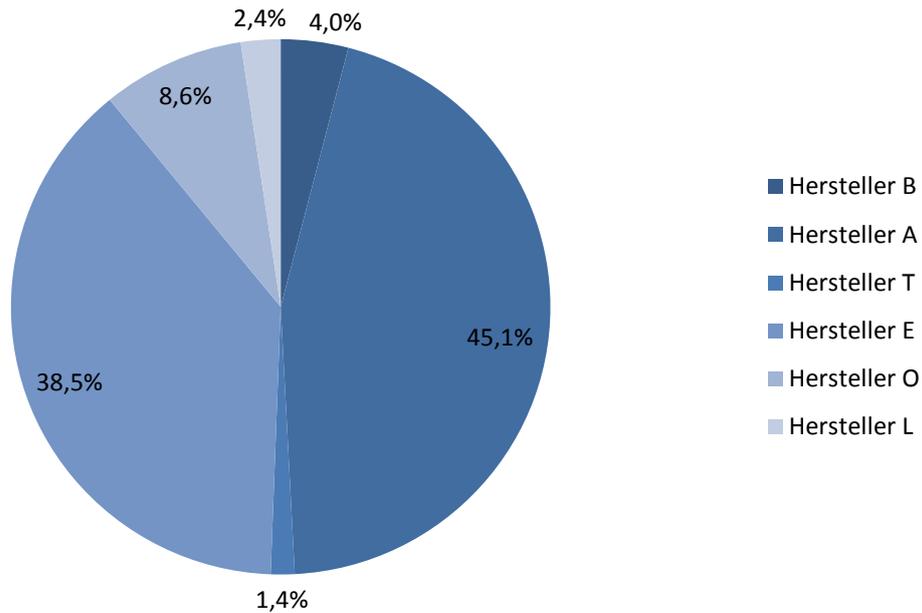


Abb. 4.24 Anteile der Hersteller an den für den Standort der Anlage SWR B erfassten programmierbaren oder rechnerbasierten Messumformern

In Abbildung 4.25 ist das Verhältnis von Ereignisanzahl an Komponenten eines bestimmten Herstellers zur Anzahl der eingesetzten Komponenten für diesen Hersteller für die erfassten Messumformer dargestellt. Es zeigt sich, dass die Komponenten der Hersteller B und L nicht von Ereignissen betroffen waren. Komponenten des Herstellers T, welcher mit ca. 45 % den größten Anteil an den eingebauten Messumformern ausgemacht hat, waren mit einem Anteil von ca. 16 % von Ereignissen betroffen. Diese konnten zumeist auf mechanische Defekte in Schreibern zurückgeführt werden. Von Komponenten des Herstellers E, welche einen Anteil von ca. 38 % an der Gesamtanzahl der Messumformer hatten, waren ca. 10 % von Ereignissen betroffen. Die Komponenten von Hersteller O waren in 9 % der Fälle eingebaut und waren zu 5 % von Ereignissen betroffen. Insgesamt wurden keine Auffälligkeiten festgestellt.

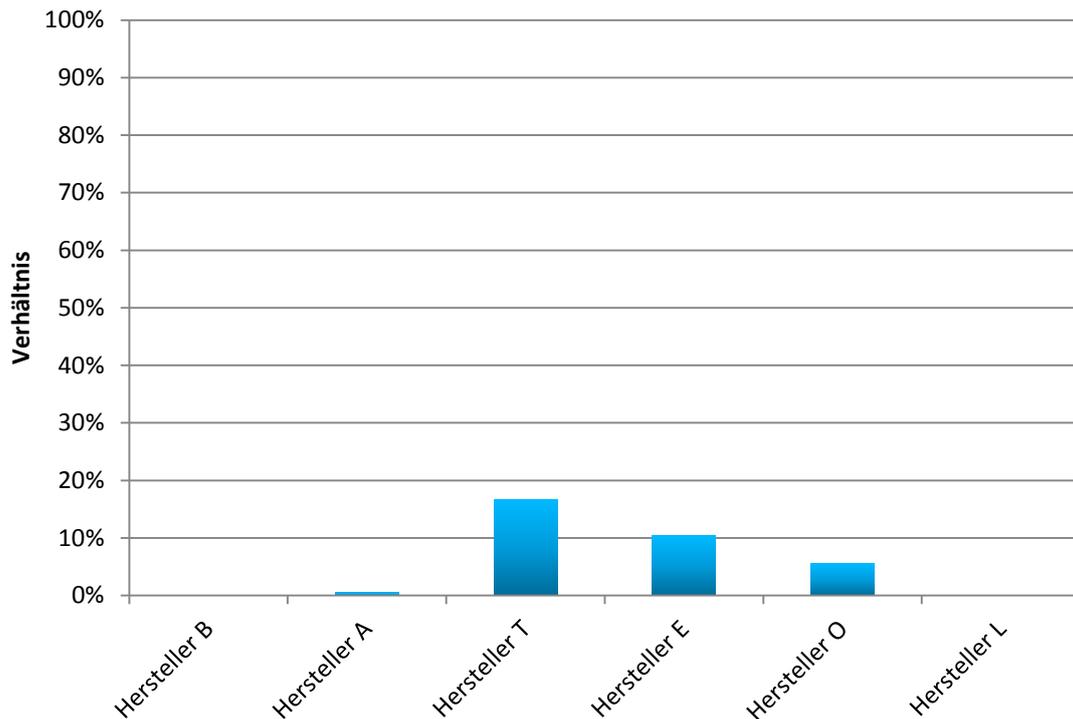


Abb. 4.25 Verhältnis von Ereignisanzahl an Komponenten eines bestimmten Herstellers zur Anzahl der eingesetzten Komponenten für diesen Hersteller für die erfassten Messumformer der Anlage SWR B

4.2.4 Vergleich zwischen Leittechnik-Komponenten und Messumformern

Wie bereits erwähnt, ist das Ziel des Projektes die in Kernkraftwerken eingesetzten programmierbaren oder rechnerbasierten Elektrotechnik-Komponenten (E) und Messumformern (M) näher zu untersuchen. Im Gegensatz dazu, werden im Bericht „Entwicklung und Einsatz von Analysemethoden zur Beurteilung softwarebasierter leittechnischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken“ /GRS 15/ auch Auswertungen von Leittechnik-Komponenten (L) durchgeführt. Da ein Vergleich der Ergebnisse ggf. neue Informationen preisgeben könnte, werden im Folgenden insbesondere die Charakteristika der Komponentenarten L und M mit einander verglichen (Daten zu Elektrotechnik-Komponenten lagen in dieser Anlage nicht vor).

Die Farbgebung in den folgenden Abbildungen ist im gesamten Bericht konsistent. Auswertungen von Leittechnik-Komponenten (L) werden in Rot dargestellt und Auswertungen von Messumformern (M) in Blau.

4.2.4.1 Fehlerart

Zuerst werden die Fehlerarten im Bereich der Leittechnik-Komponenten und der Messumformer analysiert. Das Ergebnis ist in Abbildung 4.26 dargestellt. Es zeigt sich, dass im Bereich der Leittechnik die Hälfte der Ereignisse nicht selbstmeldend war und bei den Messumformern dieser Anteil bei ca. 36 % lag. Im Gegensatz dazu entfallen in diesem Fall auf die selbstmeldenden Fehler ca. 43 % der Ereignisse mit Messumformern und etwa 34 % auf Ereignisse mit Leittechnik-Komponenten.

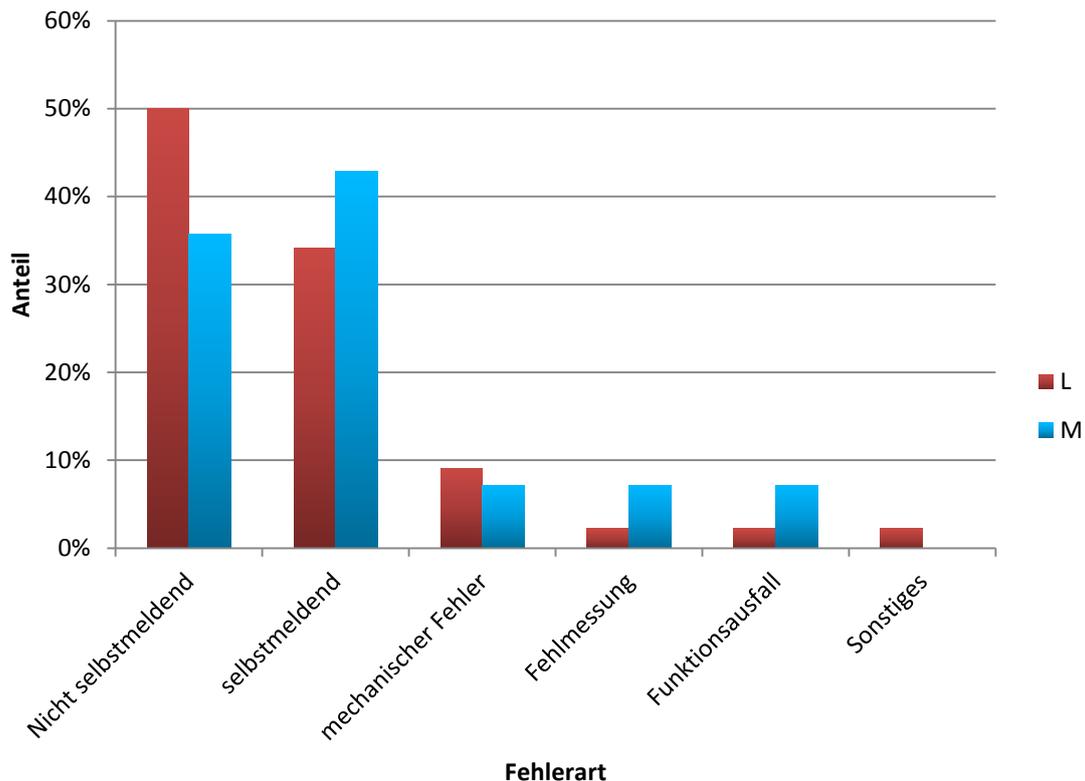


Abb. 4.26 Anteile der verschiedenen Fehlerarten in der Anlage SWR B für die Leittechnik-Komponenten sowie für Messumformer

Aus Abbildung 4.26 ergibt sich zudem, dass die mechanischen Fehler im Bereich der Leittechnik bei ca. 9 % lagen. Dieser Wert ist wieder nur als untere Schranke für mechanische Fehler anzusehen. Diese Fehler sind wie bereits oben erwähnt auf Schreiber zurückzuführen. Es kann zudem gesehen werden, dass ca. 7 % der Ereignisse mechanische Fehler im Bereich Messumformer waren. Fehlmessungen waren im Bereich der Leittechnik die Ursache für etwa 2 % und bei den Messumformern für etwa 7 % der Ereignisse verantwortlich. Sonstige Fehler und Funktionsausfälle beliefen sich

bei den Leittechnik-Komponenten auf jeweils ca. 2 %, während es bei den Messumformern 0 % und ca. 7 % waren.

Zu der Fehlerart „Sonstiges“ liegen keine näheren Informationen vor.

Da, wie gerade dargestellt, ein großer Anteil der Ereignisse sowohl bei den Komponenten der Leittechnik als auch bei den Messumformern auf nicht selbstmeldende Fehler zurückzuführen ist, und diese wie bereits in Kapitel 4.1.4.4 von besonderem Interesse sind, wird diese Fehlerart im Folgenden genauer betrachtet.

Abbildung 4.27 zeigt den Anteil der jeweiligen Fehlererkennungsart von nicht selbstmeldenden Fehlern im Bereich der Leittechnik-Komponenten und der Messumformer. Durch Betriebsstörungen wurden etwa 40 % der Ereignisse mit Leittechnik-Komponenten und drei Viertel der Ereignisse im Bereich der Messumformer auffällig.

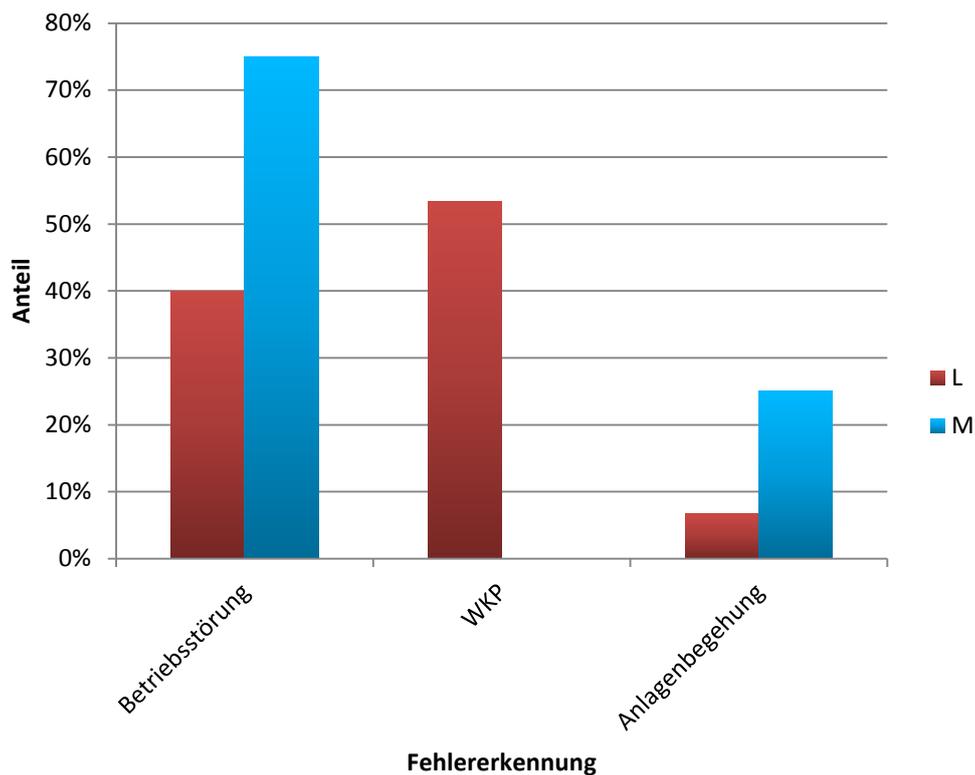


Abb. 4.27 Anteile der verschiedenen Fehlererkennungsarten für die nicht selbstmeldenden Fehler aus Abb. 4.26

Etwas über 50 % der Ereignisse mit Leittechnik-Komponenten wurden bei einer wiederkehrenden Prüfung (WKP) entdeckt, wobei es sich hier nur um Ereignisse mit

Schreibern handelt. Ereignisse der Messumformer wurden nicht bei einer WKP entdeckt. Zusätzlich wurden ca. 7 % der Ereignisse bei Leittechnik-Komponenten und ca. 25 % der Ereignisse bei Messumformern bei Anlagenbegehung erkannt.

4.2.4.2 Fehlererkennung

Basierend auf der vorangegangenen Auswertung, werden im Folgenden die möglichen Fehlererkennungsarten bezogen auf alle Ereignisse der Anlage genauer analysiert. Die entsprechenden Anteile für die Leittechnik-Komponenten und Messumformer sind in Abbildung 4.28 dargestellt.

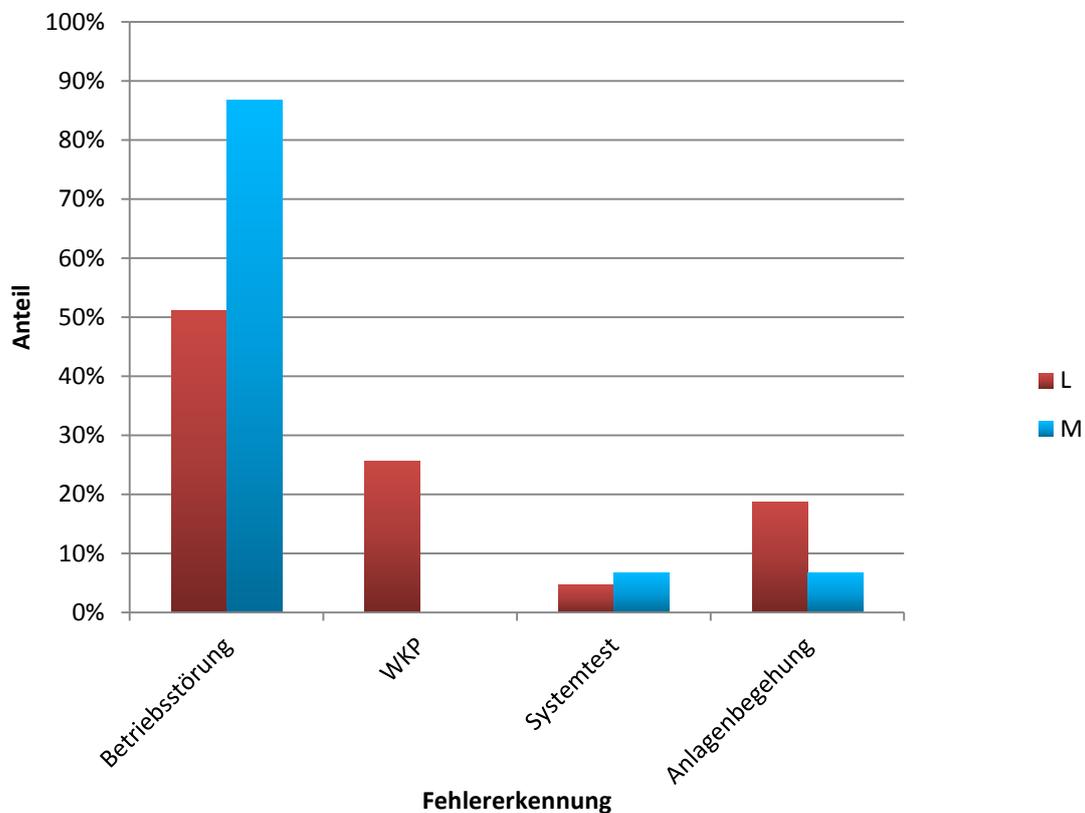


Abb. 4.28 Anteile der verschiedenen Fehlererkennungsarten in der Anlage SWR B für die Komponenten der Leittechnik sowie für Messumformer

Der weitaus größte Anteil mit ca. 87 % der Ereignisse konnte für die Messumformer aufgrund einer Betriebsstörung erkannt werden, während es bei Komponenten der Leittechnik etwas mehr als die Hälfte der Ereignisse waren. Die hohe Anzahl an Ereignissen mit Messumformern kann auf Driftereignisse zurückgeführt werden.

Bei einer wiederkehrenden Prüfung (WKP) wurden ca. 26 % der Ereignisse mit Leittechnik-Komponenten erkannt, wohingegen diese Art der Fehlererkennung bei Messumformern nicht zum Tragen kam. Bei diesen Ereignissen der Leittechnik-Komponenten waren zum größten Teil (ca. 91 %) Schreiber involviert.

Etwa 5 % der Fehler wurden bei den Ereignissen mit Leittechnik-Komponenten durch einen Systemtest erkannt und etwa 19 % durch eine Anlagenbegehung. Bei den Ereignissen mit Messumformern waren es in beiden Fällen ca. 7 %. Im Bereich der Leittechnik sind ca. 88 % der Ereignisse, welche durch eine Anlagenbegehung erkannt wurden, auf defekte Schreiber zurückzuführen.

4.2.4.3 Ursache

Aus den erfassten Daten der Anlage SWR B konnte im Vergleich zu den Auswertungen der SWR A-Daten zusätzlich die jeweilige Ursache der Ereignisse untersucht werden. Abbildung 4.29 zeigt die Anteile der jeweiligen Ursache für die Leittechnik-Komponenten und die Messumformer.

Es ist deutlich, dass sowohl für die Leittechnik-Komponenten als auch für die Messumformer der größte Anteil der Ereignisse mit ca. 36 % bzw. etwa 58 % auf die Alterung der Komponenten entfallen ist. Ein Blick auf die zugehörigen Komponenten ergibt, dass die Ereignisse in der Leittechnik größtenteils von Schreibern verursacht wurden und die Messumformer-Ereignisse u. a. aufgrund von ausgefallenen Pufferbatterien hervorgerufen wurden (siehe hierzu die Auswertungen im Bericht „Entwicklung und Einsatz von Analysemethoden zur Beurteilung softwarebasierter leittechnischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken“ /GRS 15/).

Des Weiteren ergibt sich aus Abbildung 4.29, dass die Ursache für ca. 32 % der Ereignisse in der Leittechnik als „Sonstiges“ deklariert ist. Weiterhin fallen die ca. 24 % der Leittechnik-Ereignisse auf, die durch mechanische Fehler verursacht worden sind. Hierbei ist zu beachten, dass es sich ausschließlich um Schreiber-Ereignisse handelt. Darüber hinaus ist erkennbar, dass die Ereignisse mit Messumformern mit etwa 8 % gleichverteilt auf die Ursachen „Bauelementausfall“, „unzulässige Werte“, „defektes elektronisches Bauteil“, „Drift“ und „Sonstiges“ aufgeteilt sind.

Zu der Ursache „Sonstiges“ liegen keine näheren Informationen vor.

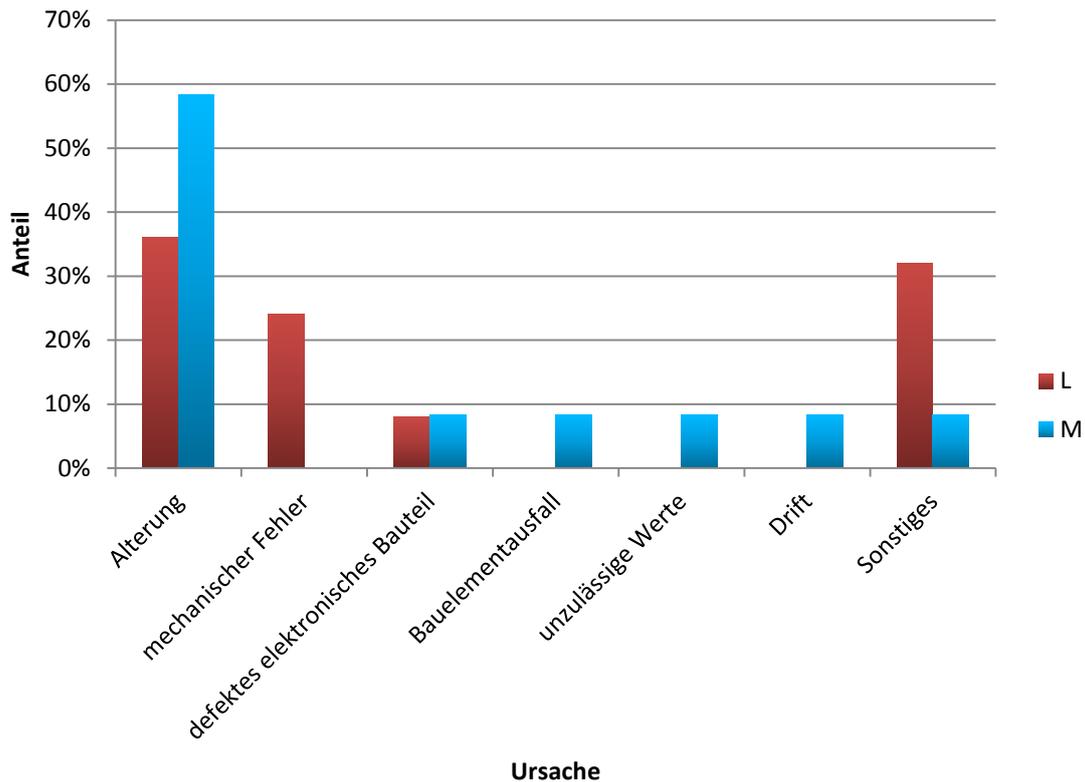


Abb. 4.29 Anteile der verschiedenen Ursachen für die Ereignisse in der Anlage SWR B für die Komponenten der Leittechnik sowie für Messumformer

4.2.4.4 Anlagenzustand bei Ereigniseintritt

In Abbildung 4.30 sind die Anteile der Anlagenzustände bei Ereigniseintritt dargestellt. Es ist ersichtlich, dass im Betrieb der Anlage ca. 47 % der Ereignisse mit Leittechnik-Komponenten und ca. 90 % der Ereignisse mit Messumformern entdeckt wurden. Da bei den SWR B-Daten der Anlagenzustand nur in „Betrieb“ und „Revision“ unterteilt ist, zeigt Abbildung 4.30 folgerichtig, dass bei Revision ca. 53 % der Ereignisse mit Leittechnik-Komponenten und ca. 10 % der Ereignisse mit Messumformern entdeckt wurden. Im Bereich der Leittechnik liegt der Anteil defekter Schreiber an den bei Revision entdeckten Ereignissen bei ca. 62 %.

In Kapitel 5.4 wird für die Anlage SWR A die Anzahl der Ereignisse bei den jeweiligen Anlagenzuständen in Relation zu den zeitlichen Anteilen, die die einzelnen Anlagenzustände im Jahr einnehmen, gesetzt. Aufgrund der geringen Datendichte für die Anlage SWR B wird dieses hier nicht gemacht.

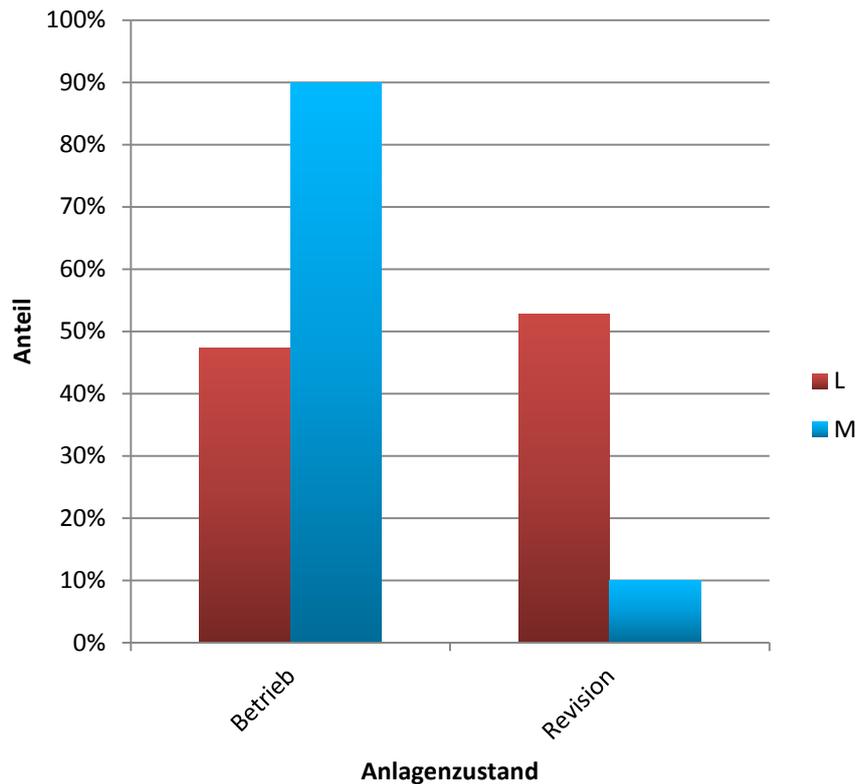


Abb. 4.30 Anteile der Anlagenzustände bei Ereigniseintritt in der Anlage SWR B für die Komponenten der Leittechnik sowie für Messumformer

4.3 DWR A

Im Gegensatz zur Anlage SWR A sind in den erfassten Anlagendaten der Anlage DWR A nur die Komponenten aufgeführt, die in Ereignissen bereits auffällig geworden sind. Zusätzlich dazu ist die zum Datensatzerstellungszeitpunkt aktuelle Anzahl dieser am Standort eingesetzter Komponenten mit angegeben. Es handelt sich insgesamt um 2734 Datensätze zu programmierbaren oder rechnerbasierten Komponenten. Hierbei entfallen 1292 Komponenten auf den Bereich Leittechnik, 387 Komponenten auf den Bereich Elektrotechnik und 1055 Komponenten auf den Bereich Messumformer.

Für den Betrachtungszeitraum von 2006 bis 2013 wurden der GRS insgesamt 157 Ereignisse übermittelt. Hiervon entfallen 74 Ereignisse auf den Bereich Leittechnik, 6 Ereignisse auf den Bereich Elektrotechnik und 77 Ereignisse auf den Bereich Messumformer. Insgesamt muss für die Anlage DWR A beachtet werden, dass im Vergleich zur Anlage SWR A eine deutlich reduzierte Ereignisanzahl vorliegt. Aus diesem Grund können einige der Auswertungen aus Kapitel 4.1 nicht durchgeführt werden.

4.3.1 Betriebsmittelart

Wie bereits bei den Anlagen SWR A und SWR B erfolgt in diesem Kapitel eine Auswertung der Daten der Anlage DWR A in Bezug auf die eingesetzten Betriebsmittelarten. Hierfür ist das Verhältnis der Anzahl der Messumformer-Ereignisse einer Betriebsmittelart zur Gesamtanzahl der Messumformer-Ereignisse in Abbildung 4.31 aufgetragen.

In etwa einem Drittel der Ereignisse waren Druckmessumformer betroffen. Danach folgen Ultraschall-Durchflussmesser mit ca. 15 %. Alle anderen Messumformer nehmen einen Anteil < 10 % ein. In etwa 27 % der Fälle handelte es sich um Driftereignisse, wovon wiederum ungefähr die Hälfte bei Druckmessumformern auftrat.

Die elektrotechnischen Ereignisse betrafen ausschließlich Leistungsschalter. Aufgrund der geringen Ereigniszahl ist die statistische Aussagekraft allerdings als sehr gering anzusehen.

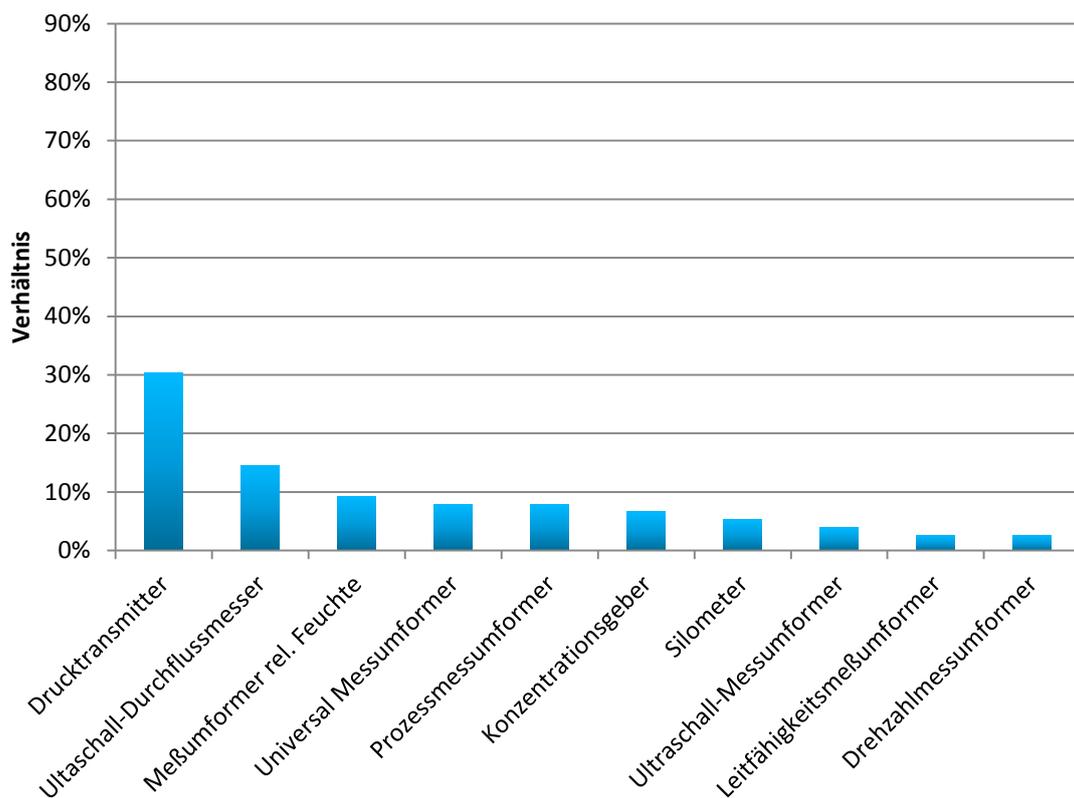


Abb. 4.31 Verhältnis der Anzahl der Messumformer-Ereignisse einer Betriebsmittelart zur Gesamtanzahl der Messumformer-Ereignisse für die Anlage DWR A

4.3.2 Zeitlicher Verlauf der Ereignisse

Wie bei der Auswertung für die Anlagen SWR A (Kapitel 4.1.2) und SWR B (Kapitel 4.2.2) erfolgt in Abbildung 4.32 eine Analyse der zeitlichen Verteilung der Ereignisse. Ausfällig sind die Ereigniszahlen für die Jahre 2007, 2008 und 2009. Etwa 40 % der Ereignisse in 2007 entfallen auf Driftereignisse. Weiterhin trat ein Ausführungsfehler bei der Verpolung von Ausgängen auf, welche hier einen Anteil von etwa 26 % des Anteils in 2007 ausmacht. In 2008 liegt der Driftanteil bei etwa 36 % und ist damit mit dem Anteil in 2007 vergleichbar. Im Jahr 2009 entfallen etwa 47 % der dortigen Ereignisse auf Drift. Ansonsten finden sich keine Auffälligkeiten. Eine Auswertung der elektrotechnischen Ereignisse fand aufgrund der geringen Ereigniszahl nicht statt.

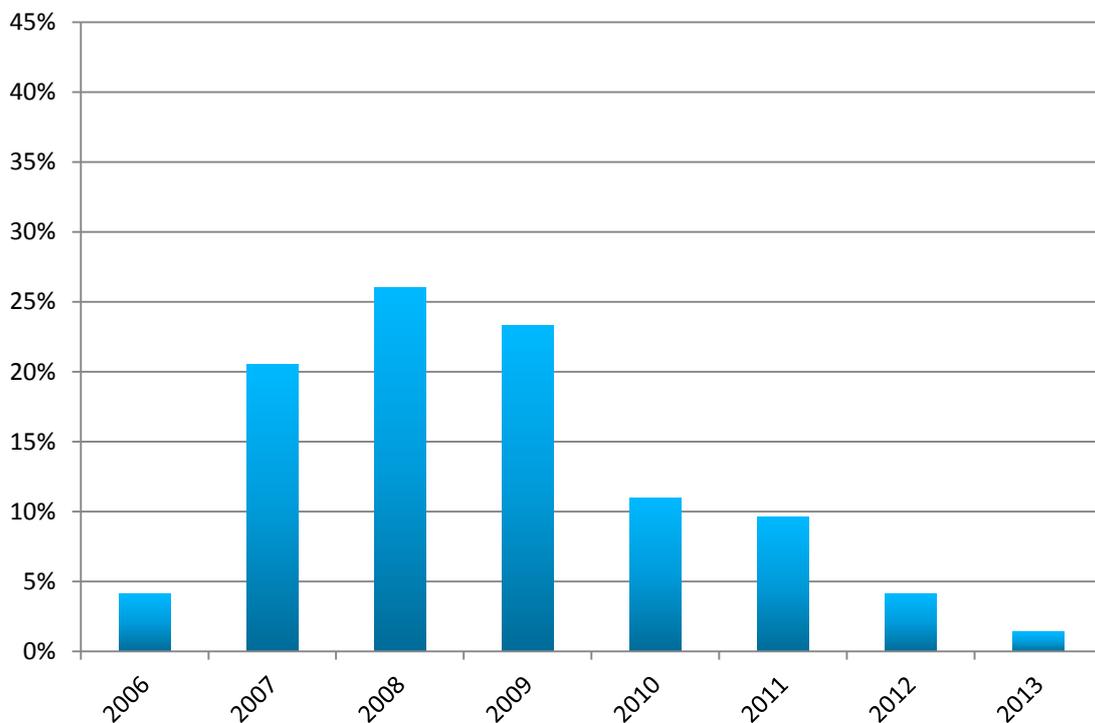


Abb. 4.32 Prozentualer Anteil der Ereignisse pro Jahr in Bezug auf die Gesamtanzahl der Ereignisse für die Messumformer der Anlage DWR A

4.3.3 Hersteller

Im Folgenden wird analysiert, welche Hersteller hinsichtlich der erfassten Elektrotechnik-Komponenten und Messumformer eingesetzt waren und wie das Verhältnis der zu-

gehörigen Ereignisse zur Anzahl der eingesetzten Komponenten für den jeweiligen Hersteller war.

Abbildung 4.33 zeigt hierzu die Hersteller der erfassten programmierbaren oder rechnerbasierten Elektrotechnik-Komponenten. Hier gab es drei verschiedene Hersteller, unter denen sich die Komponenten aufteilten. Hersteller A hatte mit ca. 60 % den größten Anteil, gefolgt von Hersteller I mit ca. 30 % und Hersteller G mit ca. 10 %.

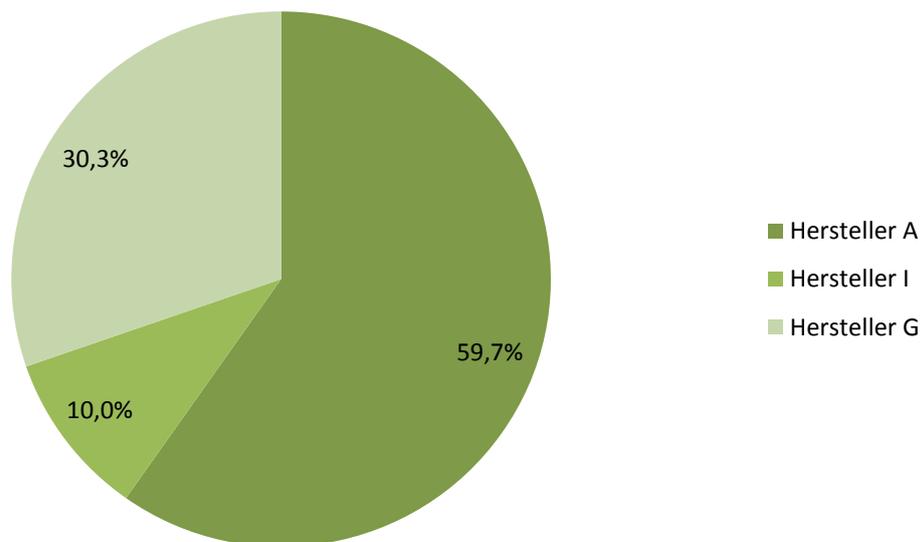


Abb. 4.33 Anteile der Hersteller an den für den Standort der Anlage DWR A erfassten programmierbaren oder rechnerbasierten Elektrotechnik-Komponenten

Abbildung 4.34 zeigt diese Auftragsverteilung für die Messumformer. Hier waren viele unterschiedliche Hersteller vertreten. Den Hauptanteil hat Hersteller E mit knapp 80 % der Komponenten gebildet, gefolgt von Hersteller M mit ca. 11 %. Die übrigen Komponenten verteilten sich mit Anteilen zwischen ca. 0,5 % und ca. 2 % auf weitere sieben Hersteller.

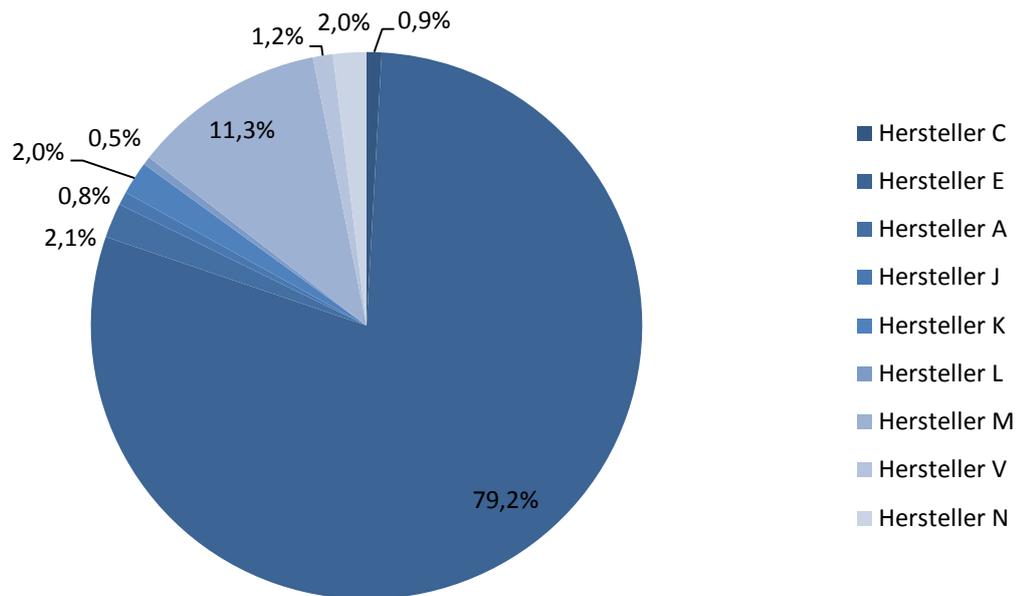


Abb. 4.34 Anteile der Hersteller an den für den Standort der Anlage DWR A erfassten programmierbaren oder rechnerbasierten Messumformern

Abbildung 4.35 zeigt das Verhältnis von Ereignisanzahl an Komponenten eines bestimmten Herstellers zur Anzahl der eingesetzten Komponenten für diesen Hersteller für die erfassten Messumformer. In 36 % der Ereignisse des Herstellers K musste eine neue Parametrierung vorgenommen werden. Hierbei lagen keine zeitlichen Korrelationen der Ereignisse vor, es handelte sich aber in allen Fällen um den gleichen Typ eines Ultraschall-Durchflussmessers des Herstellers K. In etwa 19 % der Fälle lagen Displayfehler vor. Ansonsten wurden keine Besonderheiten festgestellt werden.

Für die Elektrotechnik-Komponenten in der Anlage DWR A wurde diese Auswertung aufgrund der geringen Datenmenge nicht durchgeführt.

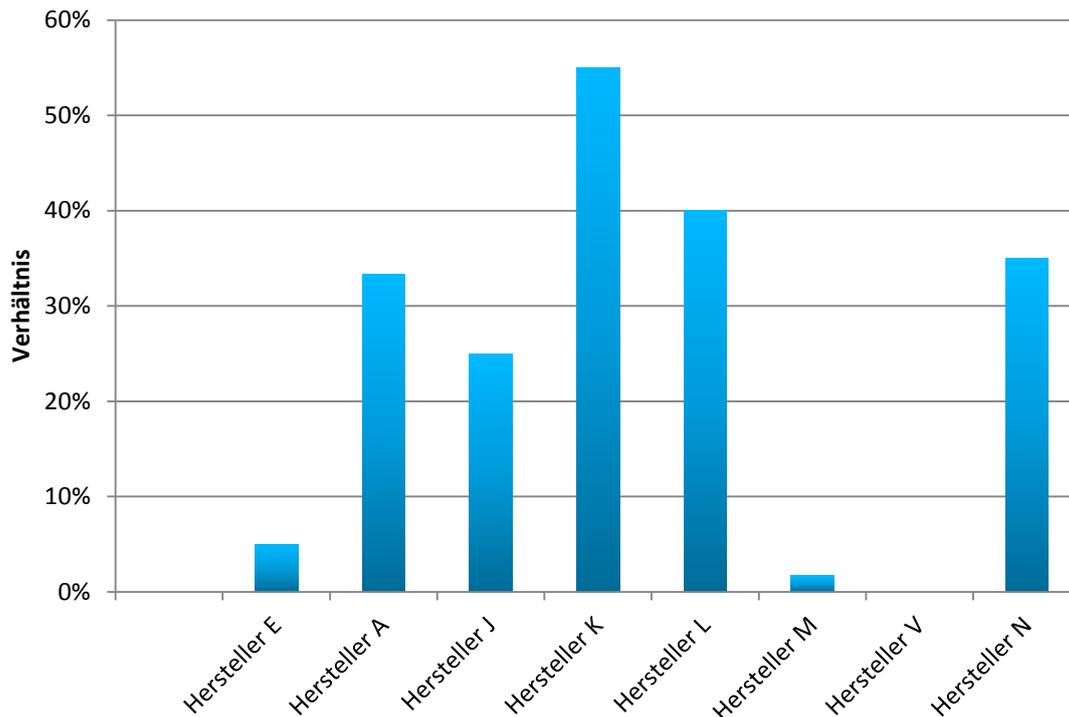


Abb. 4.35 Verhältnis von Ereignisanzahl an Komponenten eines bestimmten Herstellers zur Anzahl der eingesetzten Komponenten für diesen Hersteller für die erfassten Messumformer der Anlage DWR A

4.3.4 Vergleich zwischen Leittechnik-Komponenten und Messumformern

Wie bereits erwähnt, ist das Ziel des Projektes die in Kernkraftwerken eingesetzten programmierbaren oder rechnerbasierten Elektrotechnik-Komponenten (E) und Messumformern (M) näher zu untersuchen. Im Gegensatz dazu, werden Bericht „Entwicklung und Einsatz von Analysemethoden zur Beurteilung softwarebasierter leittechnischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken“ /GRS 15/ auch Auswertungen von Leittechnik-Komponenten (L) durchgeführt. Bei der Auswertung der Anlage DWR A stellte sich hier jedoch heraus, dass nur wenige Ereignisse mit Elektrotechnik-Komponenten vorhanden waren und somit eine aussagekräftige Auswertung nicht möglich war. In dem folgenden Vergleich wird daher auf die Einbeziehung der Elektrotechnik-Komponenten verzichtet.

Die Farbgebung in den folgenden Abbildungen ist im gesamten Bericht konsistent. Auswertungen von Leittechnik-Komponenten (L) werden in Rot dargestellt und Auswertungen von Messumformern (M) in Blau.

4.3.4.1 System

Aufgeführt sind in Abbildung 4.36 die von Ereignissen betroffenen Systeme für die Leittechnik-Komponenten und in Abbildung 4.37 für die Messumformer. Für eine bessere Übersicht sind in beiden Abbildungen nur die Systeme dargestellt, die einen Anteil von größer als 3 % haben.

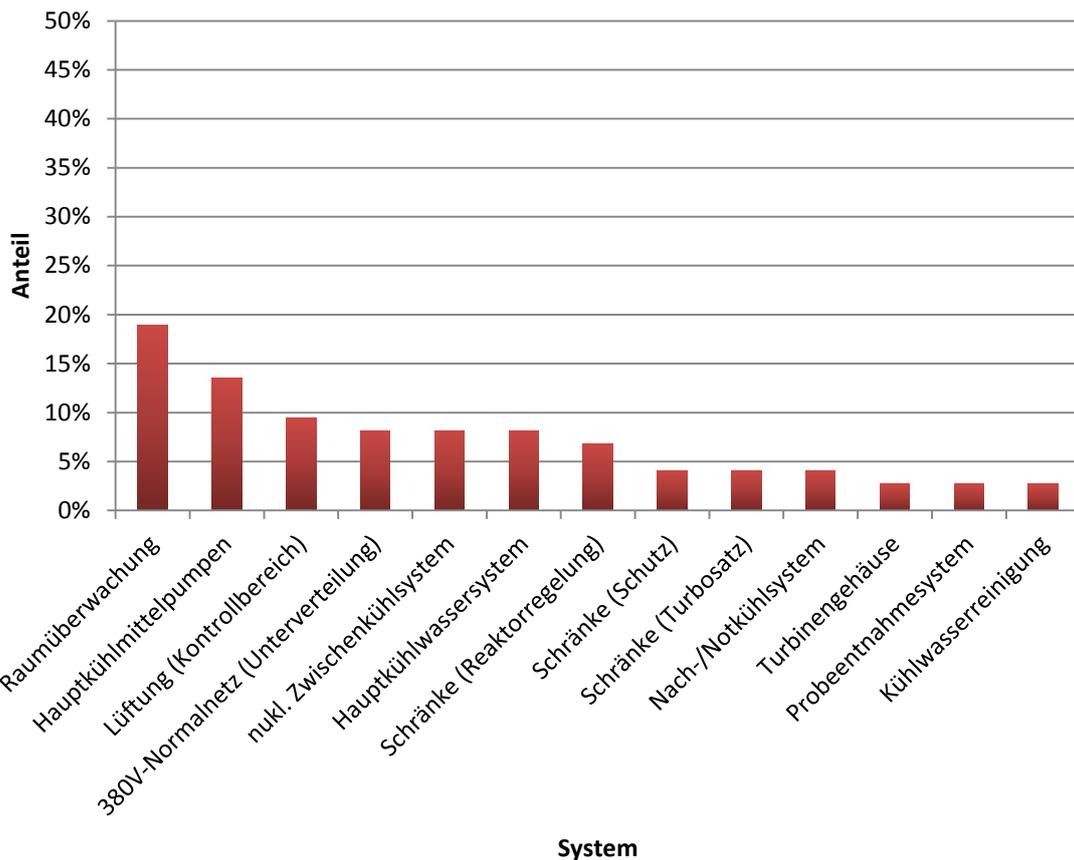


Abb. 4.36 Anteile der von Leittechnik-Ereignissen betroffenen Systeme in der Anlage DWR A

Aus Abbildung 4.36 kann entnommen werden, dass knapp 19 % der Leittechnik-Ereignisse dem Bereich der Raumüberwachung zugeschrieben werden konnten. Hierbei handelt es sich zum größten Teil um Ausfälle von Punktschreibern. Am zweithäufigsten ist das System der Hauptkühlmittelpumpen von Fehlern betroffen gewesen (ca. 14 %), wobei es sich auch hier meistens um Punktschreiber handelt. Im Bereich von 8 % liegen in diesem Fall die Systeme der Lüftung für den Kontrollbereich, des 380kV-Normalnetzes der Unterverteilung, des nuklearen Zwischenkühlsystems, des

Hauptkühlwassersystems und der Reaktorregelungsschränke. Alle anderen Systeme hatten einen Anteil von kleiner als 5 %.

Für die Messumformer-Ereignisse ist in Abbildung 4.37 erkennbar, dass in ca. 14 % der Fälle das Ereignis im Hauptkühlwassersystem aufgetreten ist. Bei jeweils ca. 6 % der Messumformer-Ereignisse waren die Systeme der Wasserstoffversorgung für den Generator, der Lüftung für den Kontrollbereich und der Notstromdieselaggregate betroffen. Noch weiter zu erwähnen sind die Systeme der Speisewasserförderung und der Reinigungsanlage für Kühlwassersysteme die beide jeweils einen Anteil von ca. 5 % hatten. Alle anderen Systeme liegen bei einem Anteil von kleiner als 5 %.

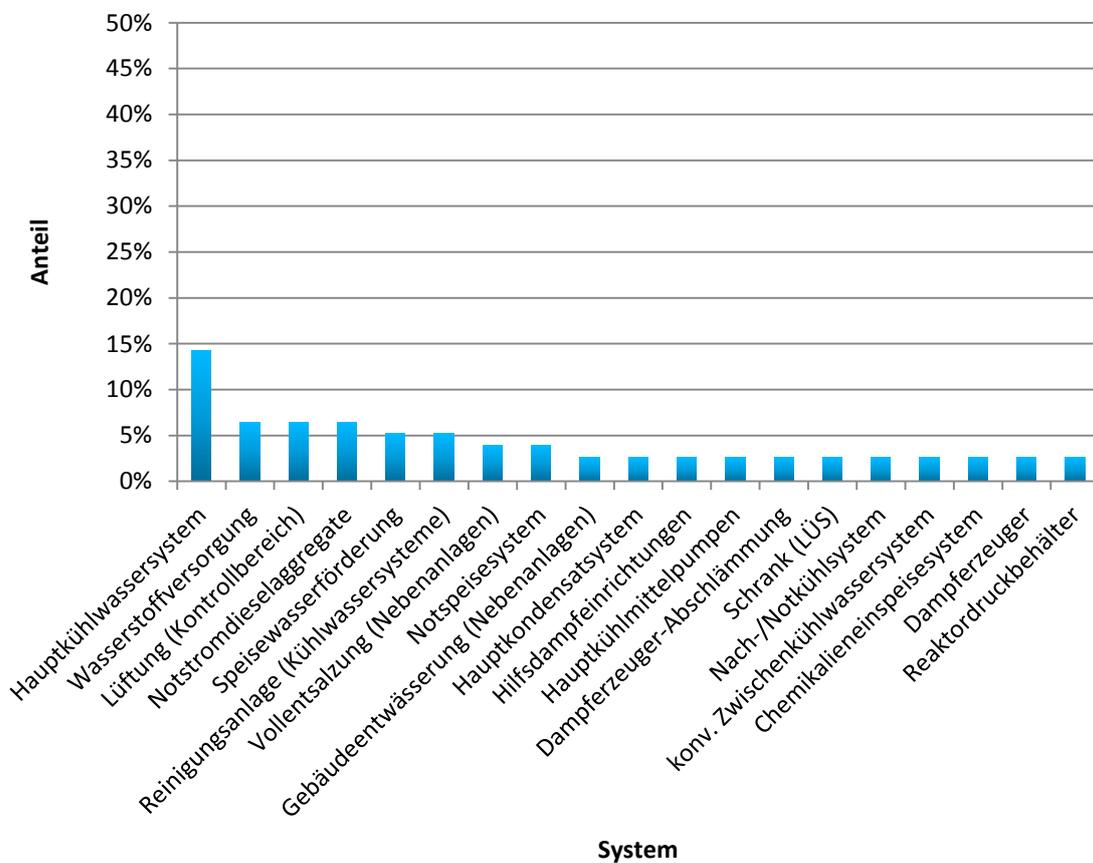


Abb. 4.37 Anteile der von Messumformer-Ereignissen betroffenen Systeme in der Anlage DWR A

4.3.4.2 Auswirkungen

Im Gegensatz zu der Auswertung für die Anlagen SWR A und SWR B konnten die Daten der Anlage DWR A hinsichtlich der Auswirkungen, welche durch die Ereignisse verursacht wurden, untersucht werden. In Abbildung 4.38 sind dafür die jeweiligen Anteile der verschiedenen Auswirkungen dargestellt. Zur besseren Übersicht wurden die Auswirkungen, die für die Leittechnik und die Messumformer einen Anteil von kleiner als 3 % haben, nicht mit in das Diagramm aufgenommen.

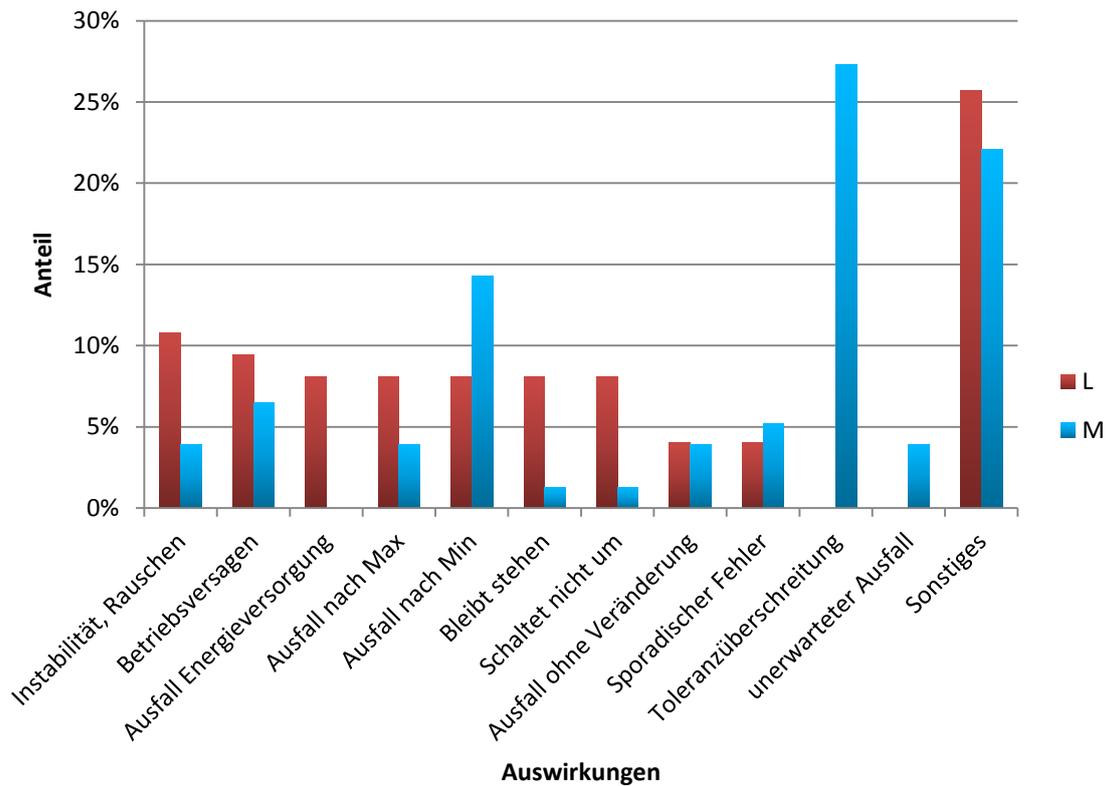


Abb. 4.38 Anteile der Auswirkungen der Ereignisse in der Anlage DWR A für die Komponenten der Leittechnik sowie für Messumformer

In etwa einem Zehntel der Fälle resultierte das Ereignis bei den Leittechnik-Komponenten entweder in „Instabilität, Rauschen“ oder „Betriebsversagen“. Messumformer waren am häufigsten von Toleranzüberschreitungen und Ausfällen nach Min bzw. Max betroffen, was den oben bereits mehrfach diskutierten Driftereignissen entspricht (siehe Kapitel 5.7). Die Toleranzüberschreitungen bei den Messumformern liegen bei etwa 27 %, während diese Ereignisse bei der Leittechnik nicht vorhanden sind. Zur Kategorie „Sonstiges“ liegen keine weiteren Informationen vor.

4.3.4.3 Fehlererkennung

In diesem Kapitel wird ausgewertet, wie die jeweiligen Ereignisse in der Anlage erkannt wurden. Hierfür sind in Abbildung 4.39 die jeweiligen Anteile der einzelnen Erkennungsarten „Prüfung“, „Anforderung“, „Betrieb“, „Begehung/Überwachung vor Ort“ und „Wartenüberwachung/Meldung“ aufgetragen.

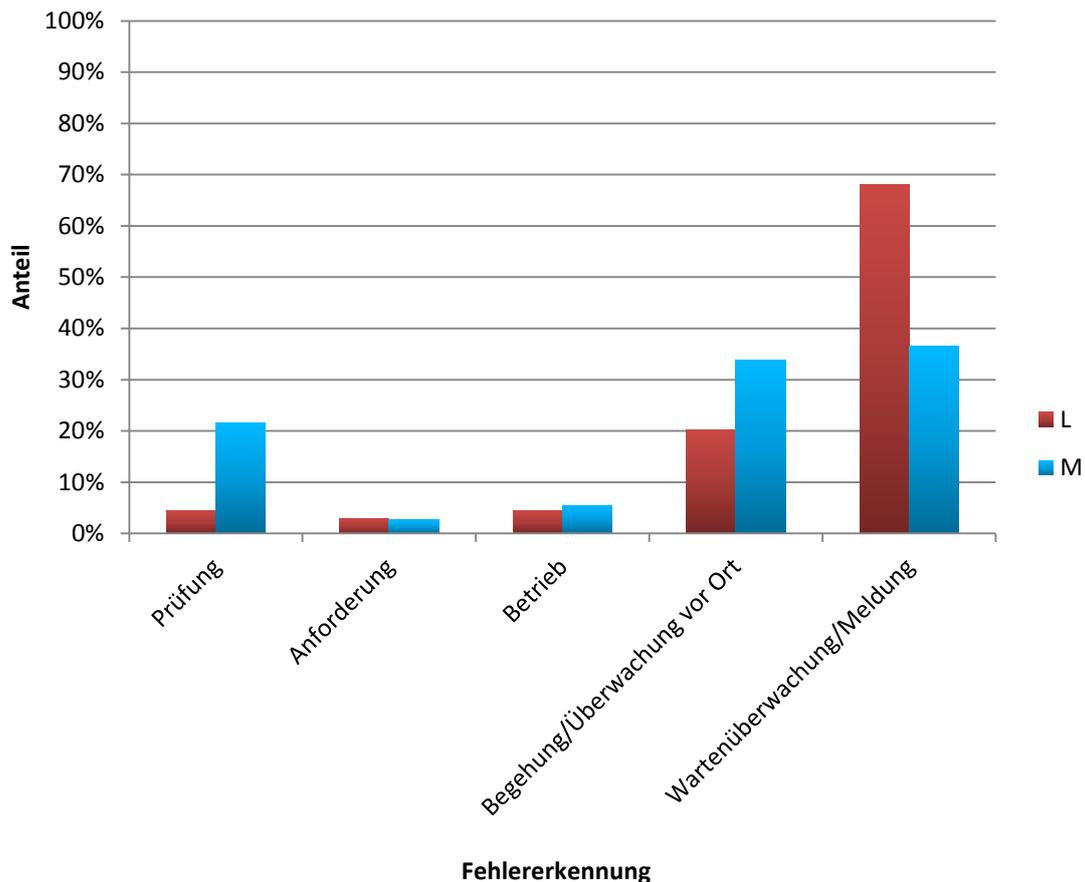


Abb. 4.39 Anteile der verschiedenen Fehlererkennungsarten in der Anlage DWR A für die Komponenten der Leittechnik sowie für Messumformer

Abbildung 4.39 zeigt, dass die Fehlererkennung „Prüfung“ für die Leittechnik-Komponenten einen sehr geringen Anteil hatte (ca. 4 %), wohingegen sie mit ca. 22 % für die Messumformer vermehrt zum Erfolg geführt hat. Aus den weiteren Unterlagen ergibt sich hieraus aber keine Tendenz zu bestimmten Fehlermechanismen.

In Kapitel 4.1.4.3 wurde betont, dass die Fehlererkennung bei Anforderung von besonderem Interesse ist. Bei dieser Anlage liegen der Fehlererkennung durch Anforderung nur sehr wenige Ereignisse zugrunde, weshalb diese Thematik im vorliegenden Bericht

nicht weiter verfolgt wird. Die Ereignisse, die während des Betriebes erkannt wurden, stellen ebenfalls eine sehr geringe Anzahl dar und werden auch nicht weiter verfolgt.

In Bereich der Leittechnik wurden etwa 20 % der Ereignisse, bei Messumformern ca. 34 % bei einer Begehung/Überwachung vor Ort festgestellt. Bei näherer Betrachtung der Leittechnik-Ereignisse zeigt sich, dass es sich hierbei in fast einem Drittel der Fälle um einen Softwareausfall oder Programmierungsfehler handelt. Im Vergleich dazu lag bei den Messumformern der Anteil der Softwareausfälle oder Programmierungsfehler nur bei ca. 5 % und damit deutlich niedriger. Ein Fünftel dieser Softwareausfälle waren Displayfehler, welche aber keinen direkten Einfluss auf die Funktion des Messumformers selbst haben (siehe Kapitel 5.1).

Etwas über zwei Drittel der Ereignisse mit Leittechnik-Komponenten und etwa ein Drittel der Messumformer-Ereignisse wurden durch „Wartenüberwachung/Meldung“ erkannt. Bei beiden Komponentenarten liegt in diesem Fall der Anteil der Softwareausfälle oder Programmierungsfehler bei ca. 17 %.

4.3.4.4 Ursache

Die Anteile der jeweiligen Ursache für die verschiedenen Ereignisse ist in Abbildung 4.40 für die Leittechnik-Komponenten und die Messumformer dargestellt. Zur besseren Übersicht wurden die Ursachen, die für die Ereignisse der Leittechnik und der Messumformer einen Anteil von kleiner als 3 % aufweisen, nicht mit in das Diagramm aufgenommen.

Bei der Ursache „Verschleiß, Korrosion, Werkstofffehler“ waren bei den Leittechnik-Komponenten und bei den Messumformern zum größten Teil nur mechanische Komponenten betroffen. Das gleiche gilt für die Leittechnik-Komponenten mit der Ursache „Bauelementausfall (ohne äußeren erkennbaren Einfluss)“.

Im Gegensatz zu den Messumformern (ca. 1 %) liegt der Anteil der Softwareausfälle bei den Leittechnik-Komponenten deutlich höher (ca. 14 %). In Kapitel 5.1 wird die Thematik der „Softwarefehler“ nochmal aufgegriffen.

Der höchste Anteil an diesen Messumformer-Ereignissen kann der Ursache „Drift“ zugeordnet werden. Diese Driftereignisse haben hierbei einen Anteil von ca. 27 % ausgemacht, während sie bei den Leittechnik-Ereignissen nicht vorkamen.

Zu der Ursache „Sonstiges“ liegen keine näheren Informationen vor.

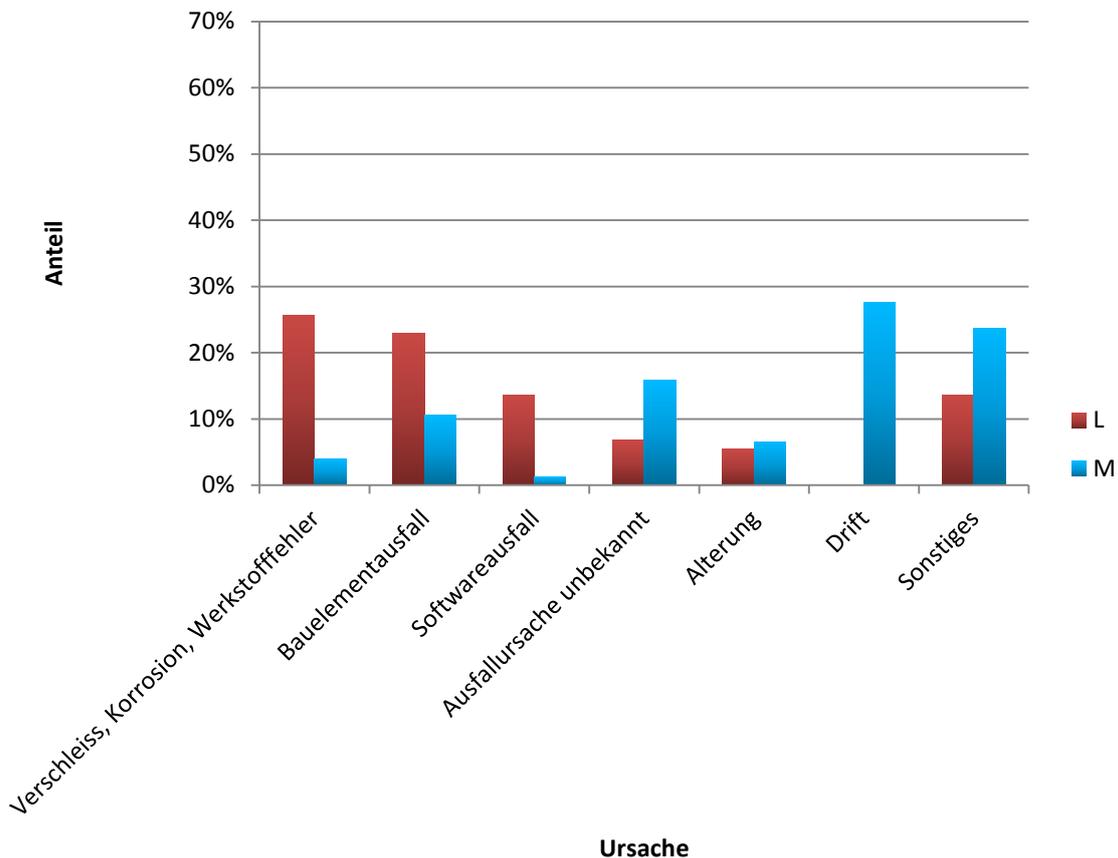


Abb. 4.40 Anteile der verschiedenen Ursachen für die Ereignisse in der Anlage DWR A für die Komponenten der Leittechnik sowie für Messumformer

4.3.4.5 Anlagenzustand bei Ereigniseintritt

In diesem Teil der Auswertung wird analysiert, in welchem Zustand sich die Anlage zum Zeitpunkt des Entdeckens des Ereignisses befand.

Aus Abbildung 4.41 kann entnommen werden, dass sowohl bei den Leittechnik-Komponenten als auch bei den Messumformern in etwa 50 % der Ereignisse im Leistungsbetrieb (10 – 100 %) erkannt wurden. Deutliche Unterschiede zwischen den beiden Komponentenarten zeigen sich bei der Erkennung eines Ereignisses in der Revisi-

on. In etwa 29 % der Ereignisse mit Messumformern und nur ca. 8 % der Ereignisse mit Leittechnik-Komponenten wurden bei diesem Anlagenzustand erkannt. Bei Stillständen außerhalb der Revision wurden ca. 34 % der Ereignisse mit Leittechnik-Komponenten und ca. 13 % der Ereignisse mit Messumformern erkannt. Nur sehr geringe Anteile der Ereignisse entfallen auf das Aufheizen bzw. Abkühlen der Anlage.

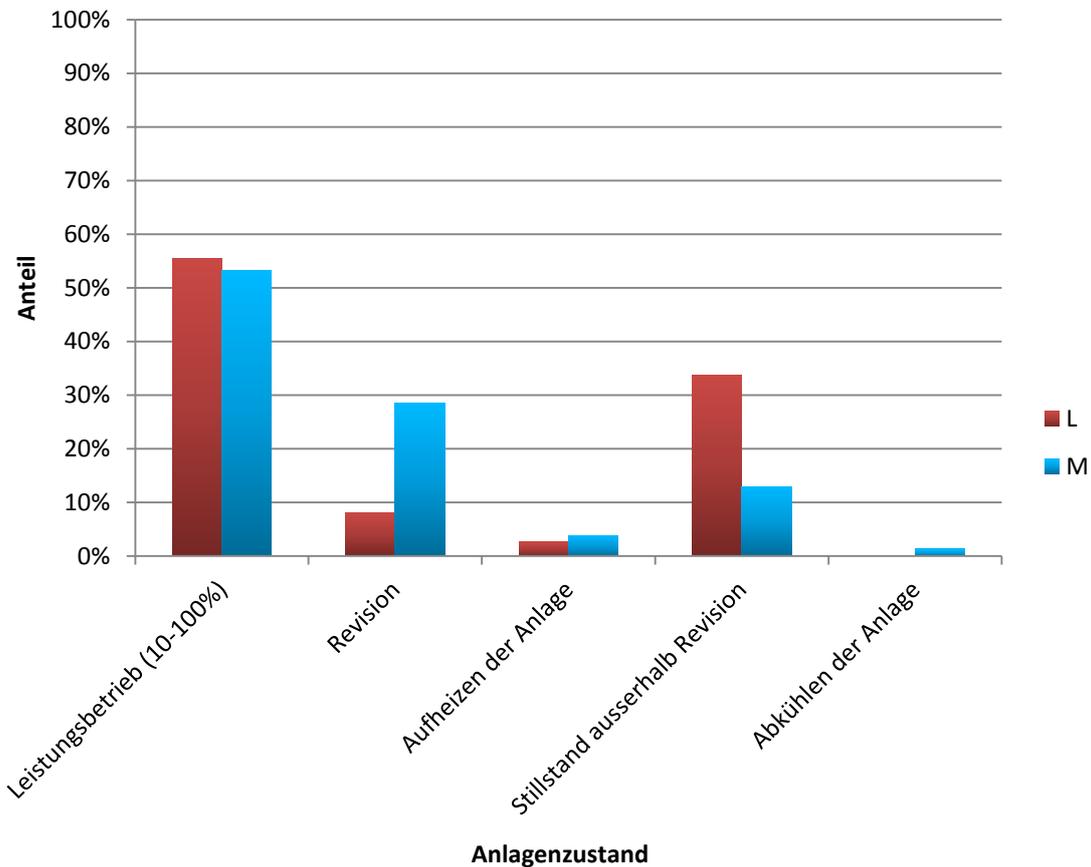


Abb. 4.41 Anteile der Anlagenzustände bei Ereigniseintritt in der Anlage DWR A für die Komponenten der Leittechnik sowie für Messumformer

Bei den Ereignissen mit Leittechnik-Komponenten, die während des Leistungsbetriebes (10 – 100 %) erkannt wurden, handelt es sich in etwa 51 % der Fälle um Defekte an Schreibern. Diese Defekte sind zum überwiegenden Teil auf mechanische Defekte zurückzuführen. Beispielsweise mussten leere und ausgetrocknete Druckköpfe erneuert werden, Schreiber gereinigt oder verschmutzte Motoren ausgetauscht werden.

Etwa 34 % der Ereignisse mit Leittechnik-Komponenten im Leistungsbetrieb (10 - 100 %) konnten Softwarefehlern zugeordnet werden. Bei Revisionen waren ca. 50 % der Ereignisse auf Softwarefehler zurückzuführen, wohingegen es bei Still-

ständen außerhalb der Revision nur ca. 4 % der Ereignisse waren. Im Gegensatz dazu konnten nur etwa 2 % der Ereignisse mit Messumformern, welche im Leistungsbetrieb (10 – 100 %) erkannt wurden, auf Softwarefehler zurückgeführt werden. In der Revision lag dieser Anteil bei etwa 18 %. Insgesamt sind aber nur sehr wenig Softwarefehler aufgetreten, so dass hier eine statistische Aussage kaum möglich ist. In Kapitel 5.1 wird die Thematik der Softwarefehler jedoch nochmal genauer betrachtet.

In Kapitel 5.4 wird für die Anlage SWR A die Anzahl der Ereignisse bei den jeweiligen Anlagenzuständen in Relation zu den zeitlichen Anteilen, die die einzelnen Anlagenzustände im Jahr einnehmen, gesetzt. Aufgrund der geringen Datendichte für die Anlage DWR A wird dieses hier nicht gemacht.

4.4 DWR B

Wie bereits bei der Anlage SWR B sind in den erfassten Anlagendaten der Anlage DWR B nur die Komponenten aufgeführt, die in Ereignissen bereits auffällig geworden sind. Zusätzlich dazu ist die zum Datensatzerstellungszeitpunkt aktuelle Anzahl dieser am Standort eingesetzter Komponenten mit angegeben. Es handelt sich insgesamt um 938 Datensätze zu programmierbaren oder rechnerbasierten Komponenten. Hierbei entfallen 726 Komponenten auf den Bereich Leittechnik und 212 auf den Bereich Messumformer. Daten über Elektrotechnik-Komponenten liegen nicht vor.

Für den Betrachtungszeitraum von 1995 bis 2013 wurden der GRS 78 Ereignisse zur Verfügung gestellt. Hiervon entfallen 33 Ereignisse auf den Bereich der Leittechnik und 45 Ereignisse auf den Bereich der Messumformer. Da keine Elektrotechnik-Komponenten mit geliefert wurden, liegen auch keine entsprechenden Ereignisse vor. Wie bereits für die Anlage SWR B muss auch für die Anlage DWR B beachtet werden, dass im Vergleich zur Anlage SWR A eine deutlich reduzierte Ereignisanzahl vorliegt, weswegen nicht alle Auswertungen aus Kapitel 4.1 durchgeführt werden können.

4.4.1 Betriebsmittel

Wie bei den anderen Anlagen erfolgt auch hier nur eine Auswertung der Ereignisdaten nach der jeweiligen Betriebsmittelart. Abbildung 4.42 zeigt das Verhältnis der Anzahl der Messumformer-Ereignisse einer Betriebsmittelart zur Gesamtanzahl der Messumformer-Ereignisse.

Am häufigsten vertreten sind Feuchtigkeitsmessumformer mit über 40 %. Hiervon wurde ein Anteil von ca. 43 % durch defekte Displays verursacht. Dies hat nicht zwangsläufig auch einen Ausfall des Messumformers zur Folge. In etwa einem Viertel der Fälle bei Messumformern für Feuchte handelte es sich um Driftereignisse.

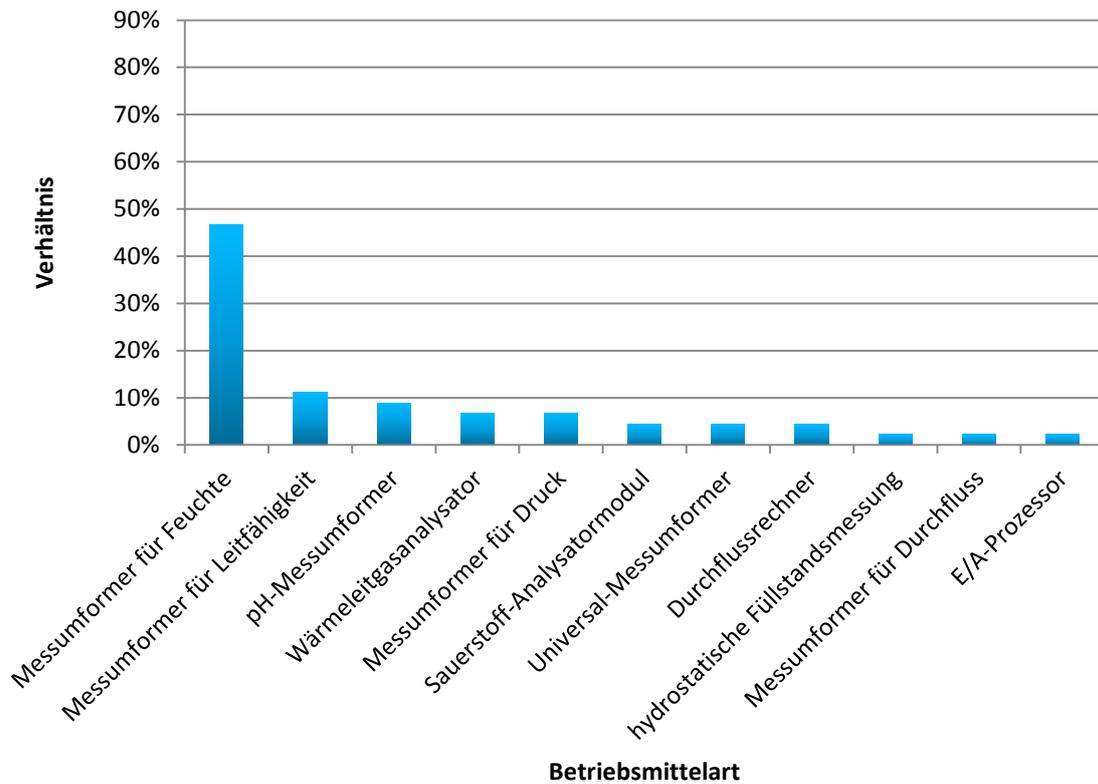


Abb. 4.42 Verhältnis der Anzahl der Messumformer-Ereignisse einer Betriebsmittelart zur Gesamtanzahl der Messumformer-Ereignisse für die Anlage DWR B

4.4.2 Zeitlicher Verlauf der Ereignisse

In Abbildung 4.43 sind die Ereignisse der Messumformer über die jeweiligen Jahre, in denen sie aufgetreten sind, dargestellt. Insgesamt muss bei der Auswertung dieser Abbildung berücksichtigt werden, dass die hier vorliegende Datenmenge sehr gering ist und so die statistische Aussagekraft ebenfalls gering ist.

Die leichte Erhöhung im Jahr 2006 kann zurückgeführt werden auf einen Display-Wechsel des Herstellers O. Auch der erhöhte Anteil der Ereignisse im Jahr 2012 hängt insbesondere mit defekten Displays zusammen. Für das Jahr 2013 wurden keine der-

artigen Zusammenhänge gefunden. Für die Jahre 1995, 1996 und 2008 wurden keine Ereignisse zu Messumformern mitgeliefert und für die Jahre 1998 und 2001 wurden der GRS keine Informationen (L und M) vorgelegt.

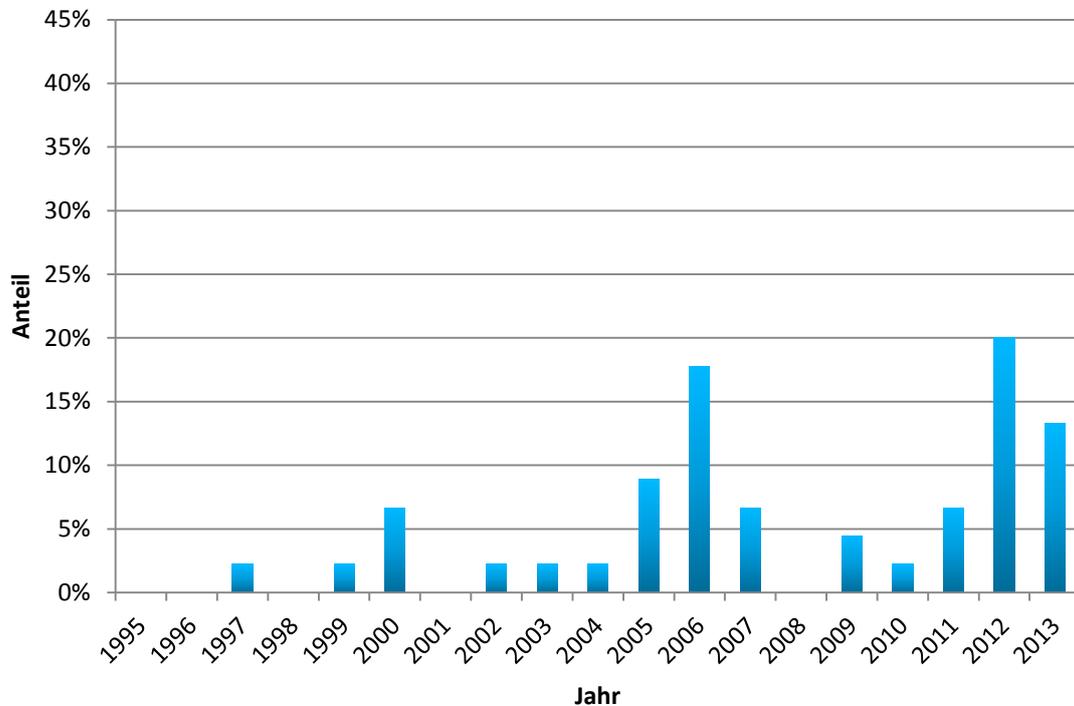


Abb. 4.43 Prozentualer Anteil der Ereignisse pro Jahr in Bezug auf die Gesamtanzahl der Ereignisse für die Messumformer der Anlage DWR B

4.4.3 Hersteller

In diesem Kapitel werden erneut die Messumformer hinsichtlich der eingesetzten Hersteller genauer untersucht. Die Anteile der einzelnen Hersteller an den erfassten programmierbaren oder rechnerbasierten Messumformern des Standorts sind in Abbildung 4.44 dargestellt. Hieraus ergibt sich, dass zwei Hersteller dominiert haben. Zum einen Hersteller A mit ca. 45 % und zum anderen Hersteller E mit ca. 39 %.

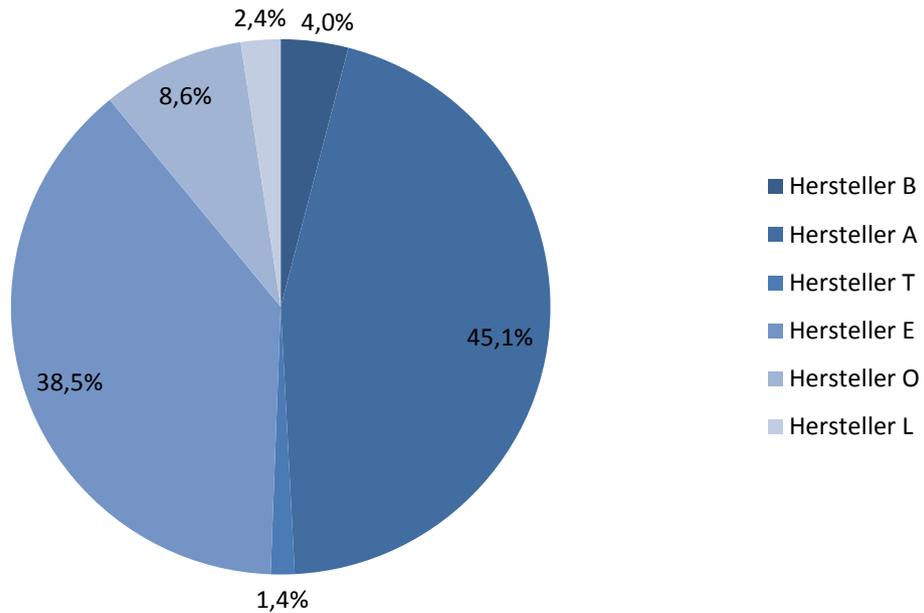


Abb. 4.44 Anteile der Hersteller an den für den Standort der Anlage DWR B erfassten programmierbaren oder rechnerbasierten Messumformern

Als nächstes wurde wieder das Verhältnis aus Ereignisanzahl zu Anzahl der eingesetzten Komponenten für die verschiedenen Hersteller untersucht (siehe Abbildung 4.45). Hierbei fällt auf, dass obwohl Hersteller A die meisten Komponenten geliefert hat, nur zu ca. 1 % von Ereignissen betroffen war. Im Gegensatz zu Hersteller O, der weniger Komponenten gestellt hat, die zu über 50 % von Ereignissen betroffen waren. In etwa der Hälfte der Fälle waren defekte Displays betroffen, wobei es sich dabei aber nicht um einen kompletten Ausfall des Messumformers handeln muss.

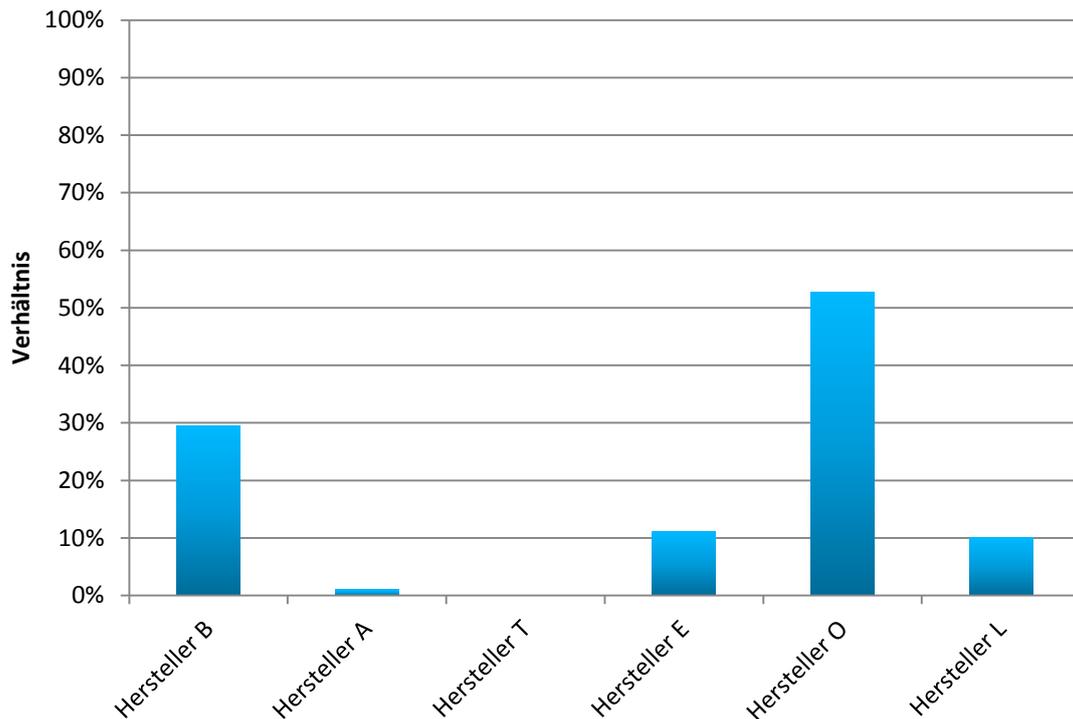


Abb. 4.45 Verhältnis von Ereignisanzahl an Komponenten eines bestimmten Herstellers zur Anzahl der eingesetzten Komponenten für diesen Hersteller für die erfassten Messumformer der Anlage DWR B

4.4.4 Vergleich zwischen Leittechnik-Komponenten und Messumformern

Wie bereits erwähnt, ist das Ziel des Projektes die in Kernkraftwerken eingesetzten programmierbaren oder rechnerbasierten Elektrotechnik-Komponenten (E) und Messumformern (M) näher zu untersuchen. Im Gegensatz dazu, werden im Bericht „Entwicklung und Einsatz von Analysemethoden zur Beurteilung softwarebasierter leittechnischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken“ /GRS 15/ auch Auswertungen von Leittechnik-Komponenten (L) durchgeführt. Da ein Vergleich der Ergebnisse ggf. neue Informationen preisgeben könnte, werden im Folgenden insbesondere die Charakteristika der Komponentenarten L und M verglichen (Daten zu Elektrotechnik-Komponenten lagen in dieser Anlage nicht vor).

Die Farbgebung in den folgenden Abbildungen ist im gesamten Bericht konsistent. Auswertungen von Leittechnik-Komponenten (L) werden in Rot dargestellt und Auswertungen von Messumformern (M) in Blau.

4.4.4.1 Fehlerart

Zu Beginn dieses Vergleichskapitel werden die Anteile der unterschiedlichen Fehlerarten für die Leittechnik-Komponenten und die Messumformer im Vergleich zu einander aufgetragen. Dargestellt ist dies in Abbildung 4.46. Dieser Auftragung kann entnommen werden, dass im Bereich der Leittechnik ca. 40 % auf nicht selbstmeldende und ca. 56 % auf selbstmeldende Fehler entfallen sind. Im Gegensatz dazu, traten diese beiden Fehlerarten bei den Messumformern mit ca. 24 % bzw. ca. 17 % bei einem deutlich niedrigeren Anteil der Ereignisse auf. Bei den Messumformern hat die Fehlerart „Fehlmessung“ mit ca. 55 % den höchsten Wert aufgewiesen. Bei diesen Fehlmessungen handelt es sich u. a. lediglich um nicht plausible Anzeigewerte oder abweichende Messungen, weswegen diese hier nicht weiter thematisiert werden.

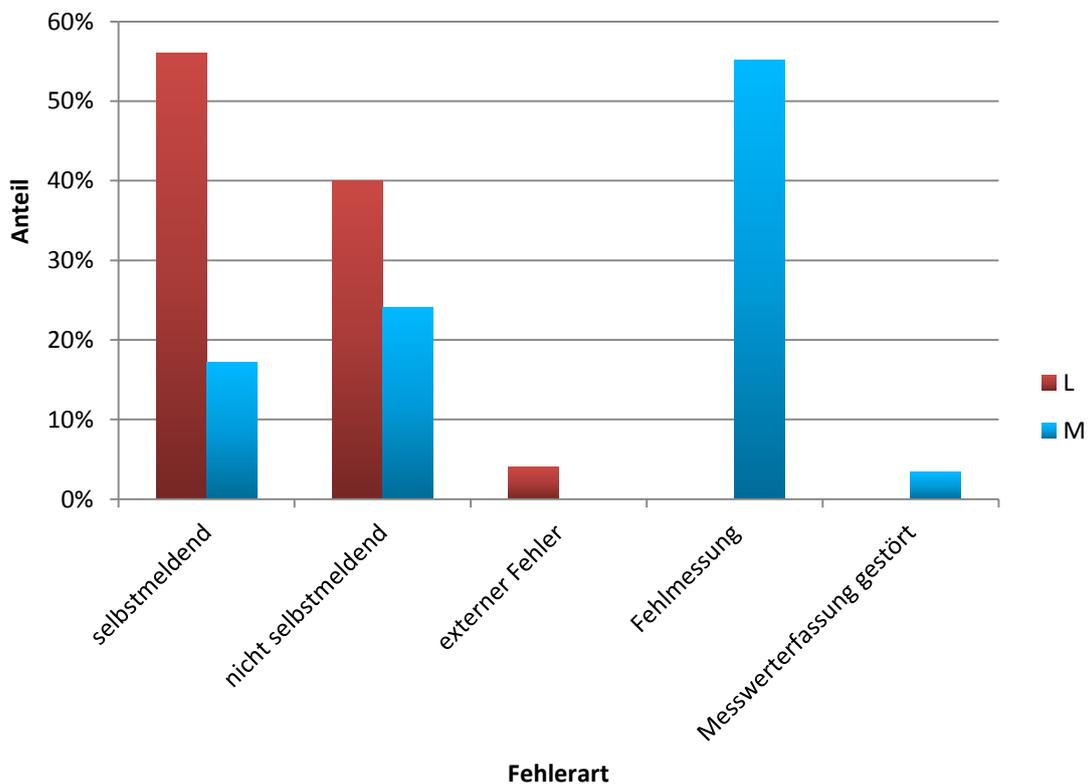


Abb. 4.46 Anteile der verschiedenen Fehlerarten in der Anlage DWR B für die Leittechnik-Komponenten sowie für Messumformer

4.4.4.2 Fehlererkennung

Ähnlich wie bei den vorangegangenen Auswertungen für die anderen Anlagen werden im Folgenden die möglichen Fehlererkennungsarten analysiert. In Abbildung 4.47 ist dafür dargestellt, wie die Ereignisse für Leittechnik-Komponenten und Messumformer in der Anlage erkannt wurden.

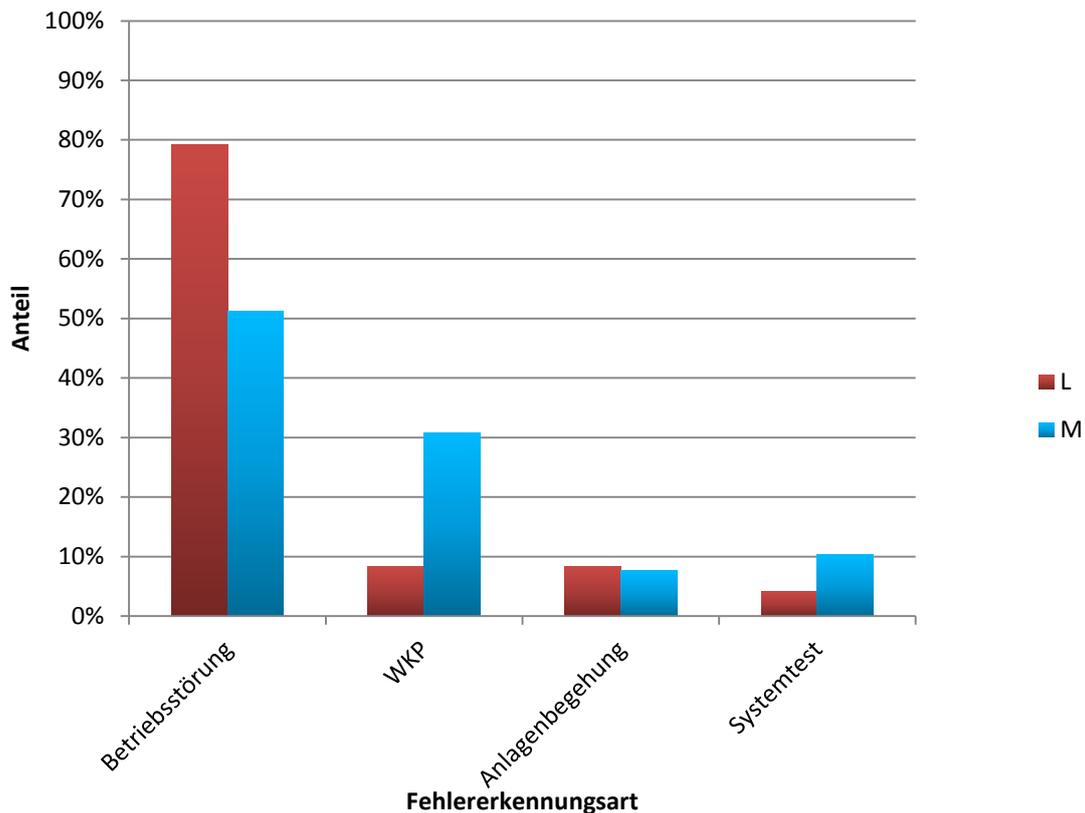


Abb. 4.47 Anteile der verschiedenen Fehlererkennungsarten in der Anlage DWR B für die Komponenten der Leittechnik sowie für Messumformer

Der größte Anteil der Ereignisse konnte für die Leittechnik-Komponenten aufgrund einer Betriebsstörung erkannt werden (ca. 79 %). Einen systematischen Zusammenhang zwischen diesen Ereignissen konnte nicht gefunden werden. Die anderen Fehlererkennungsarten (WKP, Anlagenbegehung, Systemtest) kamen für die Leittechnik-Komponenten nur sehr selten (< 8 %) vor.

Die Ereignisse der Messumformer konnten ebenfalls zum größten Teil (> 50 %) durch eine Betriebsstörung erkannt werden. Diese sind zur Hälfte auf Display- und Tastaturdefekte zurückzuführen. Etwa 30 % der Ereignisse wurden bei einer WKP aufgedeckt

wurden. Die beiden Fehlererkennungsarten „Systemtest“ und „Anlagenbegehung“ lagen jeweils bei unter 10 %.

4.4.4.3 Ursache

Bei der Auswertung zum Thema „Ursache der Ereignisse“ hat sich gezeigt, dass für die Anlage DWR B zwischen den Leittechnik-Komponenten und den Messumformern deutliche Unterschiede vorhanden sind. Die Anteile der jeweiligen Ursache sind in Abbildung 4.48 dargestellt.

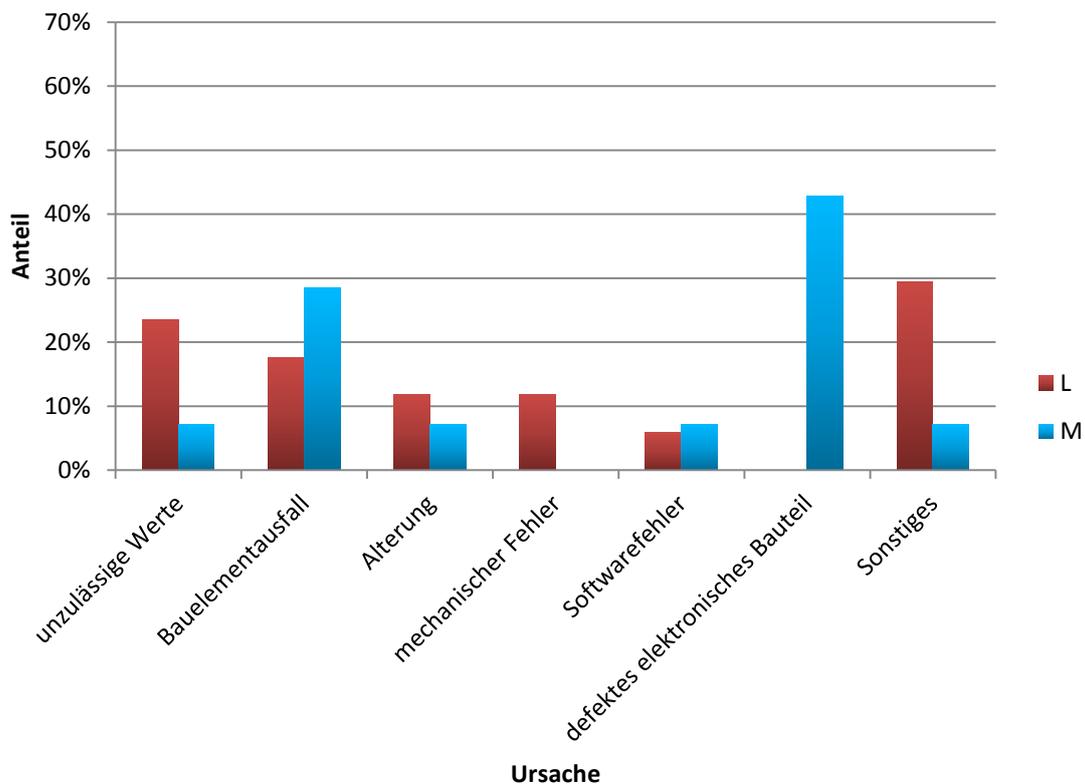


Abb. 4.48 Anteile der verschiedenen Ursachen für die Ereignisse in der Anlage DWR B für die Komponenten der Leittechnik sowie für Messumformer

Aus Abbildung 4.48 kann entnommen werden, dass die Ursache für den größten Teil der Ereignisse in der Leittechnik als „Sonstiges“ deklariert wurde (ca. 30 %). Aus den vorliegenden Unterlagen geht jedoch nicht hervor, was unter „Sonstiges“ zu verstehen ist. Die zweithäufigste Ursache der Leittechnik-Ereignisse waren unzulässige Werte (ca. 24 %). Bei ca. 18 % der Ereignisse von Leittechnik-Komponenten war die Ursache ein Bauelementausfall und bei ca. 12 % handelte es sich um Alterung. Ebenfalls mit

ca. 12 % sind die Leittechnik-Komponenten aufgrund eines mechanischen Fehlers ausgefallen. Diese Fehler können mit den Schreibern in Verbindung gebracht werden.

Im Gegensatz zu den Leittechnik-Komponenten sind die Messumformer zum allergrößten Teil aufgrund eines defekten elektronischen Bauteils ausgefallen (ca. 43 %). Diese Ursache wird gefolgt von einem Bauelementausfall, welcher einen Anteil von ca. 29 % hatte. Die weiteren Ursachen liegen unterhalb von 8 %.

4.4.4.4 Anlagenzustand bei Ereigniseintritt

Die Ereignisse traten, wie in Abbildung 4.49 zu sehen ist, bei den Leittechnik-Komponenten zu etwa 84 % im Betrieb auf, während es bei den Messumformern in ca. 60 % der Fälle zu einem Ausfall im Betrieb kam. Da bei den DWR B-Daten der Anlagenzustand nur in „Betrieb“ und „Revision“ unterteilt ist, ergibt sich daraus, dass etwa 16 % der Ereignisse mit Leittechnik-Komponenten und ca. 40 % der Ereignisse mit Messumformern in Revision auftraten. Hierbei hat sich zudem gezeigt, dass ca. 55 % der bei Revision entdeckten Ereignisse mit Messumformern bei einer wiederkehrenden Prüfung (WKP) entdeckt wurden.

In Kapitel 5.4 werden die Ereigniszahlen bei den jeweiligen Anlagenzuständen in Relation zu den zeitlichen Anteilen, die die Anlagenzustände einnehmen, gesetzt. Diese Auswertung erfolgt für die Anlage SWR A. Aufgrund der geringen Datendichte für die Anlage DWR B wird dieses hier nicht gemacht.

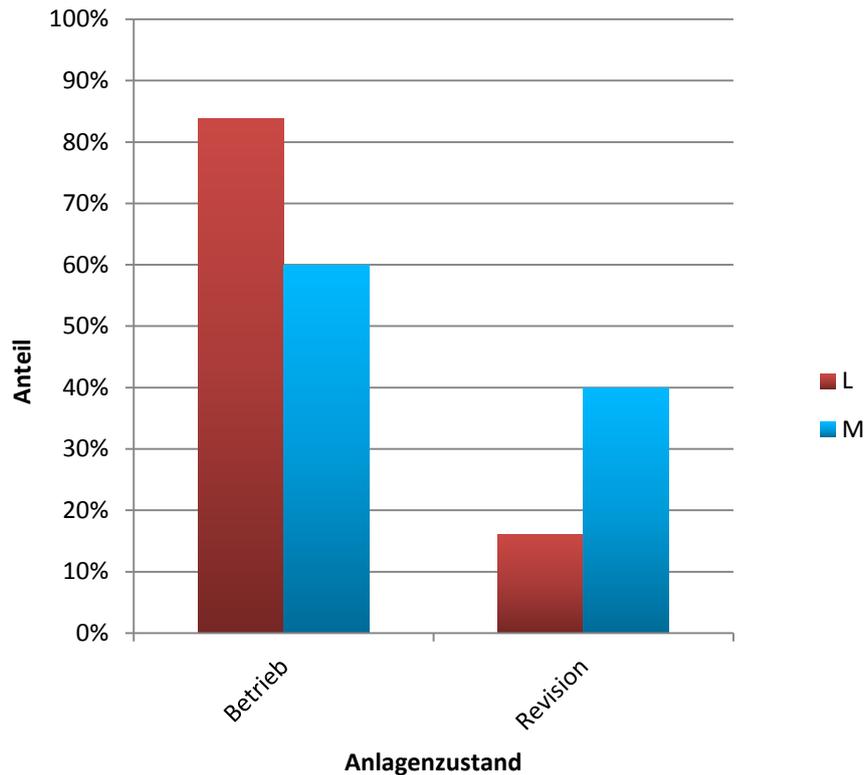


Abb. 4.49 Anteile der Anlagenzustände bei Ereigniseintritt in der Anlage DWR B für die Komponenten der Leittechnik sowie für Messumformer

4.5 DWR C

Wie bereits bei der Anlage DWR A sind in den erfassten Anlagendaten der Anlage DWR C nur die Komponenten aufgeführt, die in Ereignissen bereits auffällig geworden sind. Zusätzlich dazu ist die zum Datensatzerstellungszeitpunkt aktuelle Anzahl dieser am Standort eingesetzten Komponenten mit angegeben. Es handelt sich insgesamt um 2734 Datensätze zu programmierbaren oder rechnerbasierten Komponenten. Hierbei entfallen 1292 Komponenten auf den Bereich Leittechnik, 387 Komponenten auf den Bereich Elektrotechnik und 1055 Komponenten auf den Bereich Messumformer.

Für den Betrachtungszeitraum von 2006 bis 2013 wurden der GRS insgesamt 181 Ereignisse übermittelt. Hiervon entfallen 89 Ereignisse auf den Bereich Leittechnik, 22 Ereignisse auf den Bereich Elektrotechnik und 70 Ereignisse auf den Bereich Messumformer.

4.5.1 Betriebsmittelarten

In Übereinstimmung mit den vorherigen Auswertungen erfolgt auch hier zuerst eine Analyse der Daten in Bezug auf die eingesetzten Betriebsmittelarten. Dafür sind in Abbildung 4.50 das Verhältnis der Anzahl der Elektrotechnik-Ereignisse einer Betriebsmittelart zur Gesamtanzahl der Elektrotechnik-Ereignisse und in Abbildung 4.51 das Verhältnis der Anzahl der Messumformer-Ereignisse einer Betriebsmittelart zur Gesamtanzahl der Messumformer-Ereignisse aufgetragen. Dargestellt sind alle Betriebsmittel mit einem Anteil > 3 %.

Bei den elektrotechnischen Komponenten liegt der höchste Anteil mit etwas über 80 % bei den Frequenzrelais.

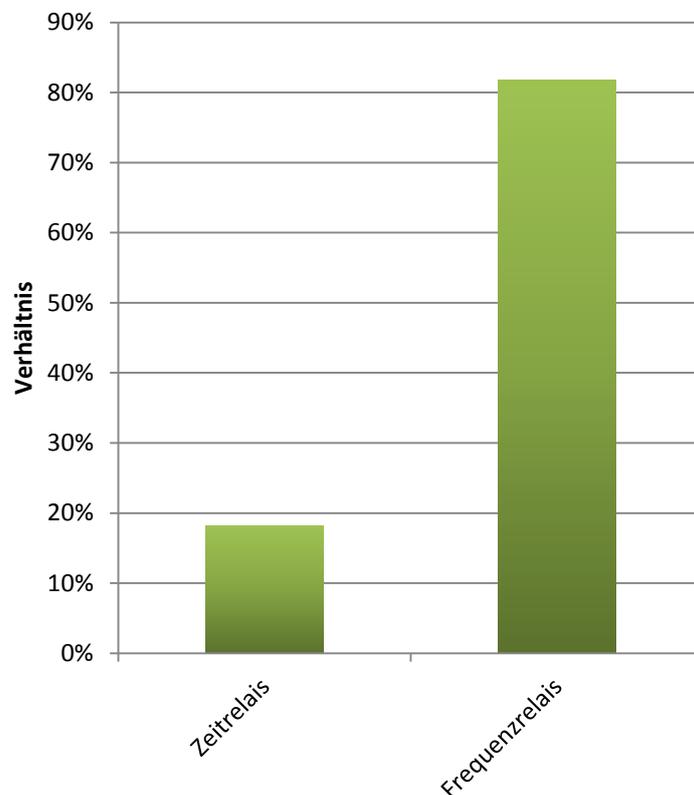


Abb. 4.50 Verhältnis der Anzahl der Elektrotechnik-Ereignisse einer Betriebsmittelart zur Gesamtanzahl der Elektrotechnik-Ereignisse für die Anlage DWR C

Bei den Messumformern waren in etwa 21 % der Fälle Ultraschall-Messumformer betroffen. Danach folgen Druckmessumformer mit ca. 17 % und Prozessmessumformer mit ca. 13 %. Weitere dargestellte Messumformer liegen anteilig unter 10 %.

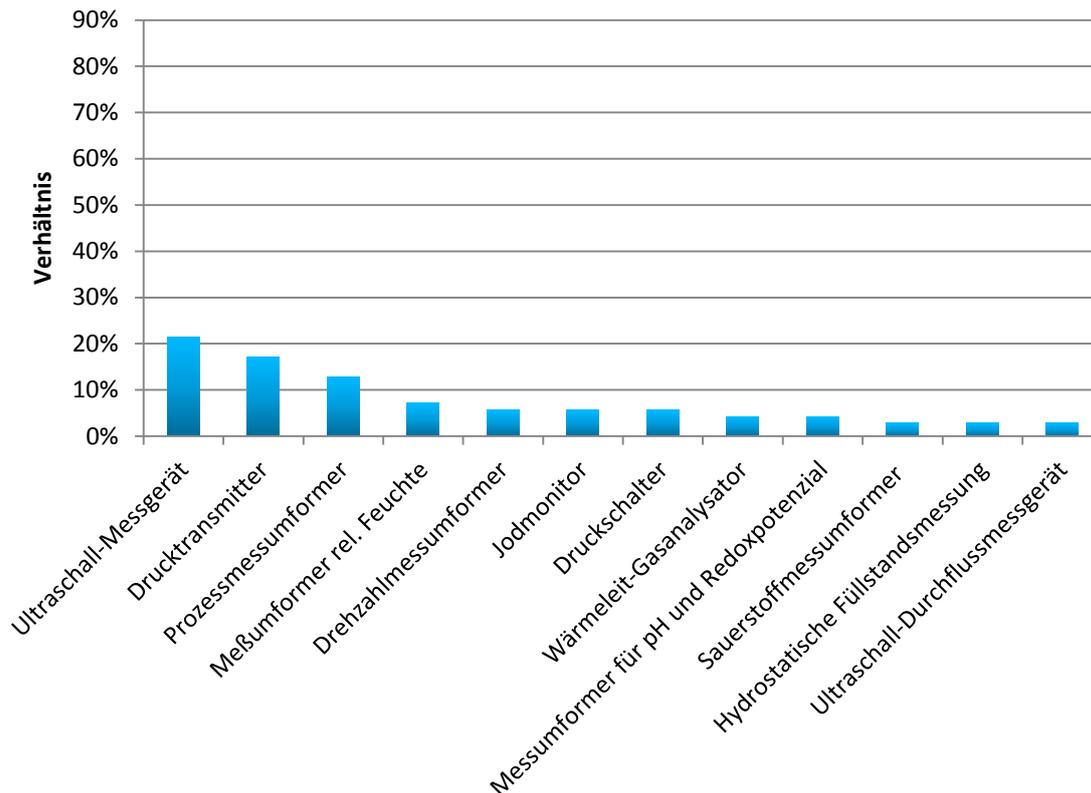


Abb. 4.51 Verhältnis der Anzahl der Messumformer-Ereignisse einer Betriebsmittelart zur Gesamtanzahl der Messumformer-Ereignisse für die Anlage DWR C

4.5.2 Zeitlicher Verlauf der Ereignisse

Für die Auswertung des zeitlichen Verlaufs der Ereignisse wurden die jeweiligen Anteile der Ereignisse aus den Jahren 2006 bis 2013 in Abbildung 4.52 für die Elektrotechnik-Komponenten und in Abbildung 4.53 für die Messumformer aufgetragen.

Im Jahr 2007 kam es in 50 % der Fälle zu einem Kondensator austausch (Abbildung 4.52), andere Auffälligkeiten wurden nicht entdeckt. Aufgrund der geringen Datenmenge ist die statistische Aussagekraft sehr gering. Im Jahr 2008 wurden keine Ereignisse zu elektrotechnischen Komponenten übermittelt.

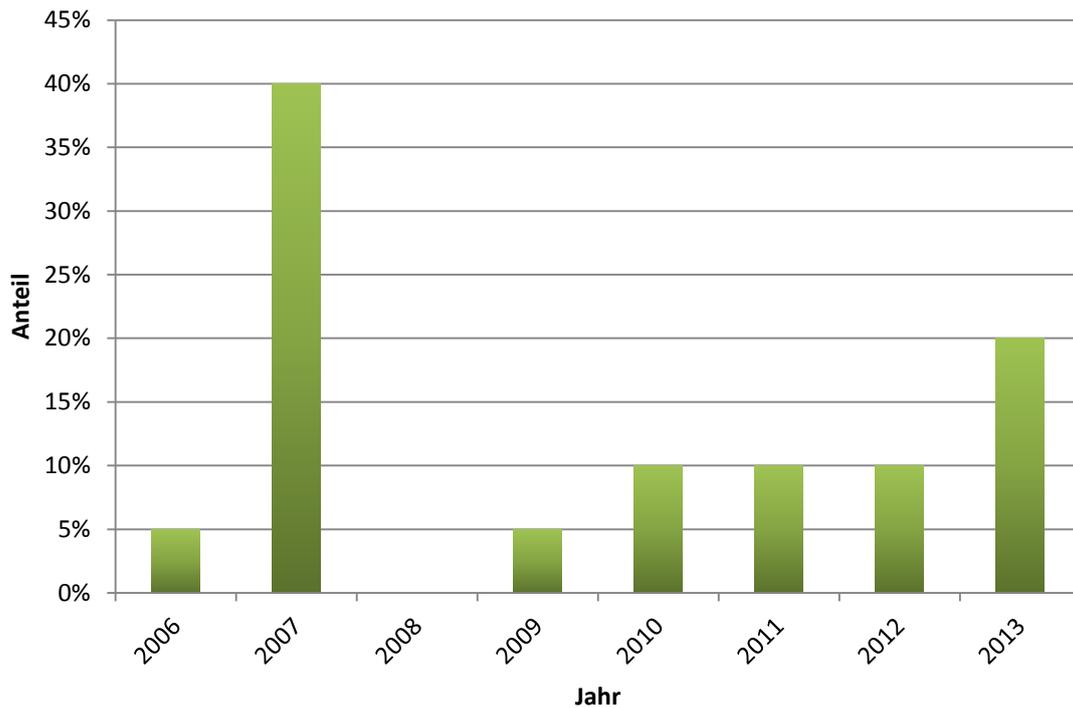


Abb. 4.52 Prozentualer Anteil der Ereignisse pro Jahr in Bezug auf die Gesamtanzahl der Ereignisse für die Elektrotechnik-Komponenten der Anlage DWR C

Insgesamt ist die Verteilung der Ereignisse bei den Messumformern (Abbildung 4.53) recht homogen und ohne größere Auffälligkeiten. Im Jahr 2006 wurden keine Ereignisse zu Messumformern übermittelt.

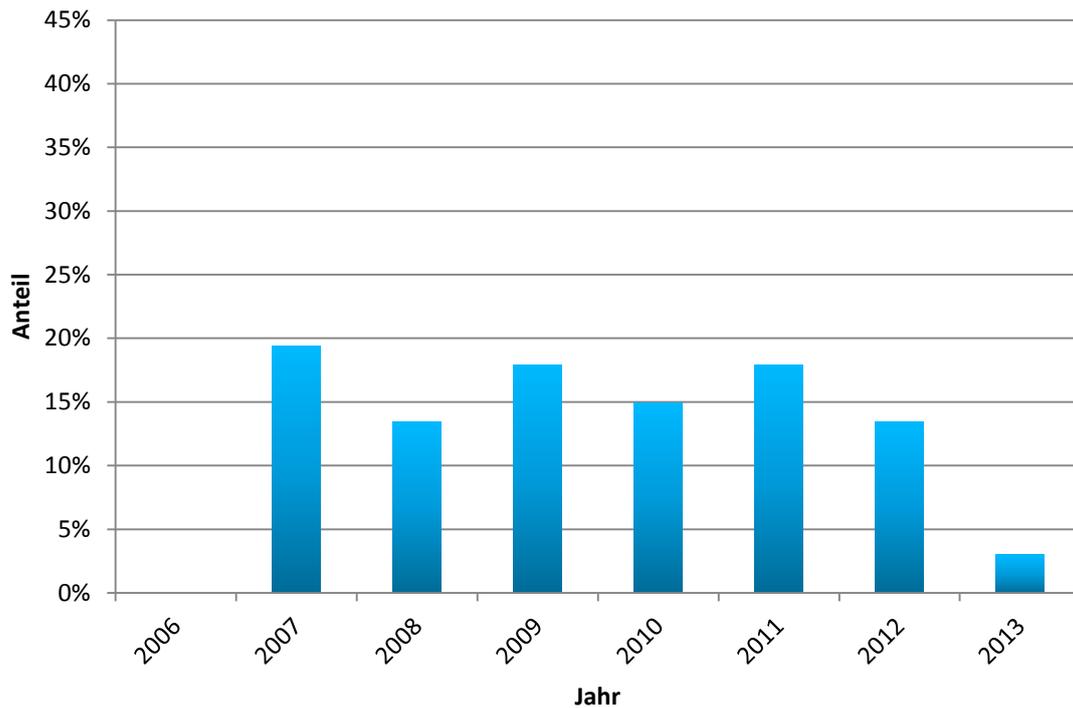


Abb. 4.53 Prozentualer Anteil der Ereignisse pro Jahr in Bezug auf die Gesamtanzahl der Ereignisse für die Messumformer der Anlage DWR C

4.5.3 Hersteller

In diesem Kapitel wird zu Beginn dargestellt, von welchem Hersteller die erfassten Elektrotechnik-Komponenten waren. Darauf aufbauend wird analysiert, welchen Anteil der jeweilige Hersteller an den Ereignissen hat.

Hierfür sind in der Abbildung 4.54 die jeweiligen Anteile der Hersteller an den Elektrotechnik-Komponenten gezeigt. Es ist erkennbar, dass der Großteil (ca. 60 %) der Komponenten auf Hersteller A entfiel. Ein weitaus geringerer Anteil entfiel auf den Hersteller G (ca. 30 %) und etwa 10 % auf den Hersteller I.

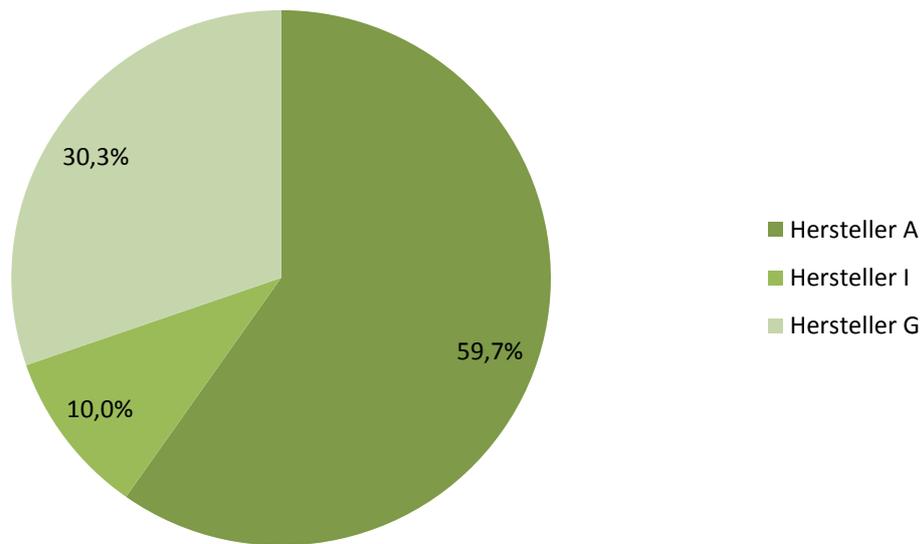


Abb. 4.54 Anteile der Hersteller an den für den Standort der Anlage DWR C erfassten programmierbaren oder rechnerbasierten Elektrotechnik-Komponenten

In Abbildung 4.55 sind die jeweiligen Anteile der Hersteller an den erfassten Messumformern gezeigt. Es fällt auf, dass sehr viele Hersteller vertreten waren. Den größten Anteil nahm Hersteller E mit etwa 80 % ein. Während Hersteller M bei einem Anteil von ca. 11 % lag, nahmen alle anderen sieben Hersteller einen Anteil von 0,5 bis etwa 2 % ein.

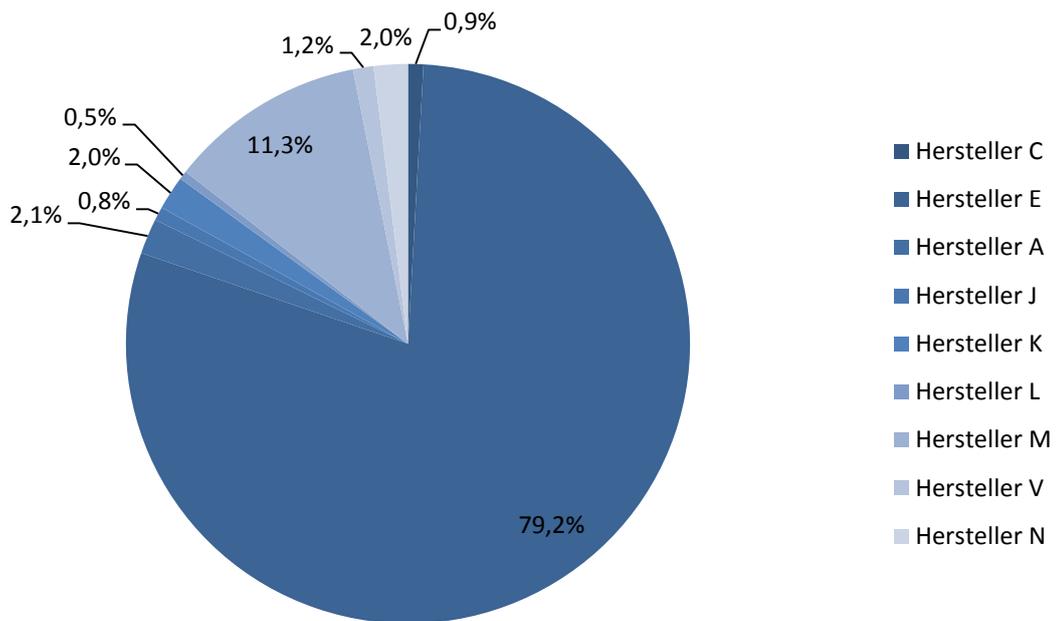


Abb. 4.55 Anteile der Hersteller an den für den Standort der Anlage DWR C erfassten programmierbaren oder rechnerbasierten Messumformern

In Abbildung 4.56 ist das Verhältnis von Ereignisanzahl an Komponenten eines bestimmten Herstellers zur Anzahl der eingesetzten Komponenten für diesen Hersteller für die erfassten Messumformer, so erkennt, dass Hersteller L den größten Anteil einnimmt und dessen Komponenten zu ca. 80 % betroffen waren. Dieser ist allerdings nur mit 0,5 % an den Anlagendaten vertreten und somit fallen schon wenige Ereignisse sehr ins Gewicht. Bei den Ereignissen handelt es sich fast ausschließlich um Ereignisse mit Drift.

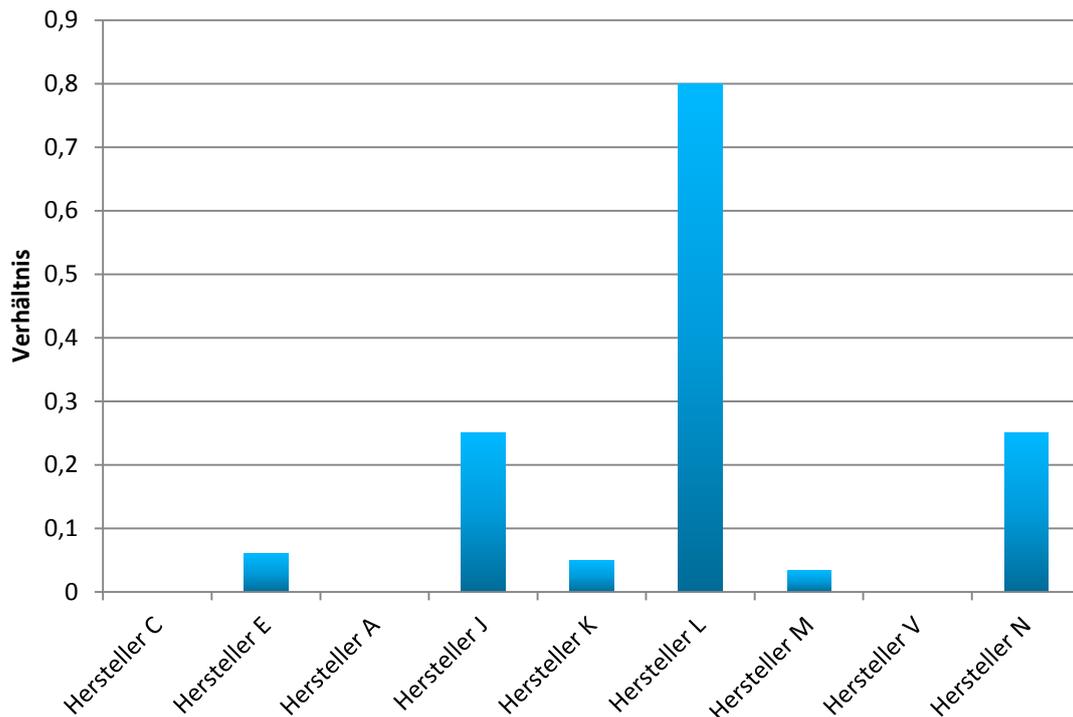


Abb. 4.56 Verhältnis von Ereignisanzahl an Komponenten eines bestimmten Herstellers zur Anzahl der eingesetzten Komponenten für diesen Hersteller für die erfassten Messumformer der Anlage DWR C

Bei den Ereignissen mit elektrotechnischen Komponenten war Hersteller M mit ca. 25 % und Hersteller C mit ca. 17 % betroffen. Bei den Ereignissen des Herstellers M hat es sich in Bezug auf das Betriebsmittel ausschließlich um Frequenzrelais gehandelt.

4.5.4 Vergleich zwischen Leittechnik-Komponenten und Messumformern

Wie bereits erwähnt, ist das Ziel des Projektes die in Kernkraftwerken eingesetzten programmierbaren oder rechnerbasierten Elektrotechnik-Komponenten (E) und Messumformern (M) näher zu untersuchen. Im Gegensatz dazu, werden im Bericht „Entwicklung und Einsatz von Analysemethoden zur Beurteilung softwarebasierter leittechnischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken“ /GRS 15/ auch Auswertungen von Leittechnik-Komponenten (L) durchgeführt. Da ein Vergleich der verschiedenen programmierbaren oder rechnerbasierten Komponenten weitere Erkenntnisse bringen könnte, wird im Folgenden untersucht, ob die unterschiedlichen Komponentenarten (L, E, M) verschiedene Ausfallzahlen oder Charakteristika aufweisen. Dazu werden die

Ereignisse von L, E und M hinsichtlich verschiedener Attribute relativ zueinander verglichen.

Die Farbgebung in den folgenden Abbildungen ist im gesamten Bericht konsistent. Auswertungen von Leittechnik-Komponenten (L) werden in Rot dargestellt, Auswertungen von Elektrotechnik-Komponenten (E) in Grün und Auswertungen von Messumformern (M) in Blau.

4.5.4.1 System

Ein Überblick für die Anlage DWR C über die von den Leittechnik-Ereignissen betroffenen Systeme ist in Abbildung 4.57 dargestellt. Für eine bessere Übersicht sind dabei nur die Systeme dargestellt, die mindestens einen Anteil von 3 % haben.

Der größte Anteil der Leittechnik-Ereignisse betraf die Systeme der sonstigen Schränke und der Leitungssystem-Zwischenspeicher (ca. 14 %), gefolgt von den Systemen der Rückkühlanlage (ca. 10 %) und der Fällung (ca. 9 %) sowie den Systemen der Probeentnahme und der Schränke der Turbine/Generator (Scheibe 2) mit jeweils ca. 7 %. In ca. 5 % der Fälle waren Systeme der Wechseleinrichtungen am Reaktor sowie Schränke für den Kühlturm betroffen. Die anderen Systeme liegen bei einem Anteil von kleiner als 5 %.

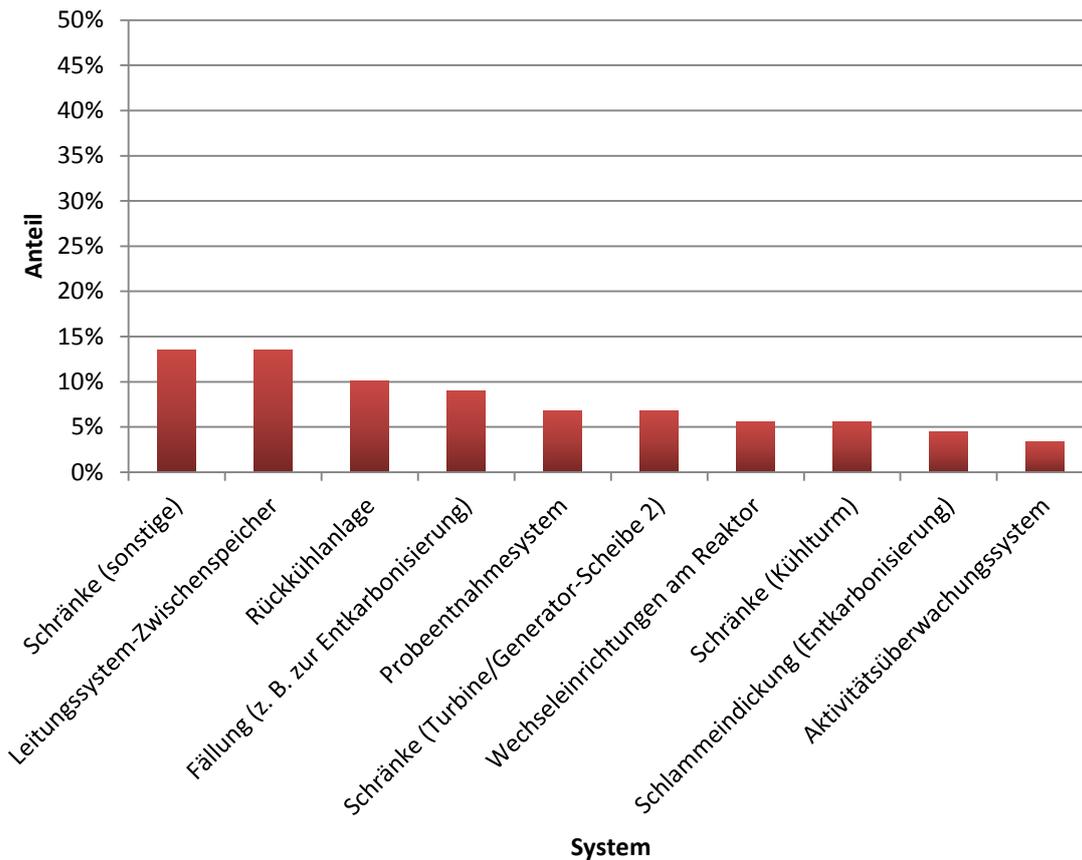


Abb. 4.57 Anteile der von Leittechnik-Ereignissen betroffenen Systeme in der Anlage DWR A

In Abbildung 4.58 sind die Elektrotechnik-Ereignisse nach dem jeweils betroffenen System aufgeschlüsselt dargestellt. Es ist erkennbar, dass in den meisten Fällen das Ereignis in einer lüftungstechnischen Anlage für die verschiedensten Bereiche aufgetreten ist. Hier zu nennen wären die lüftungstechnischen Anlagen für den konventionellen Bereich (ca. 18 %), dem Maschinenhaus/Rucksack (ca. 14 %), dem Schaltanlagegebäude (ca. 14 %), dem Reaktorgebäuderingraum (ca. 9 %) sowie der Kabel- und Rohrkäule (ca. 9 %). Darüber hinaus sind ca. 14 % der Elektrotechnik-Ereignisse dem System des 660V-Normalnetzes des Kühlturmes zuzuordnen. Die anderen Systeme liegen bei einem Anteil von kleiner als 5 %. Da sich diese Auswertung nur auf wenige Ereignisse stützt ist die statische Aussagekraft relativ gering.

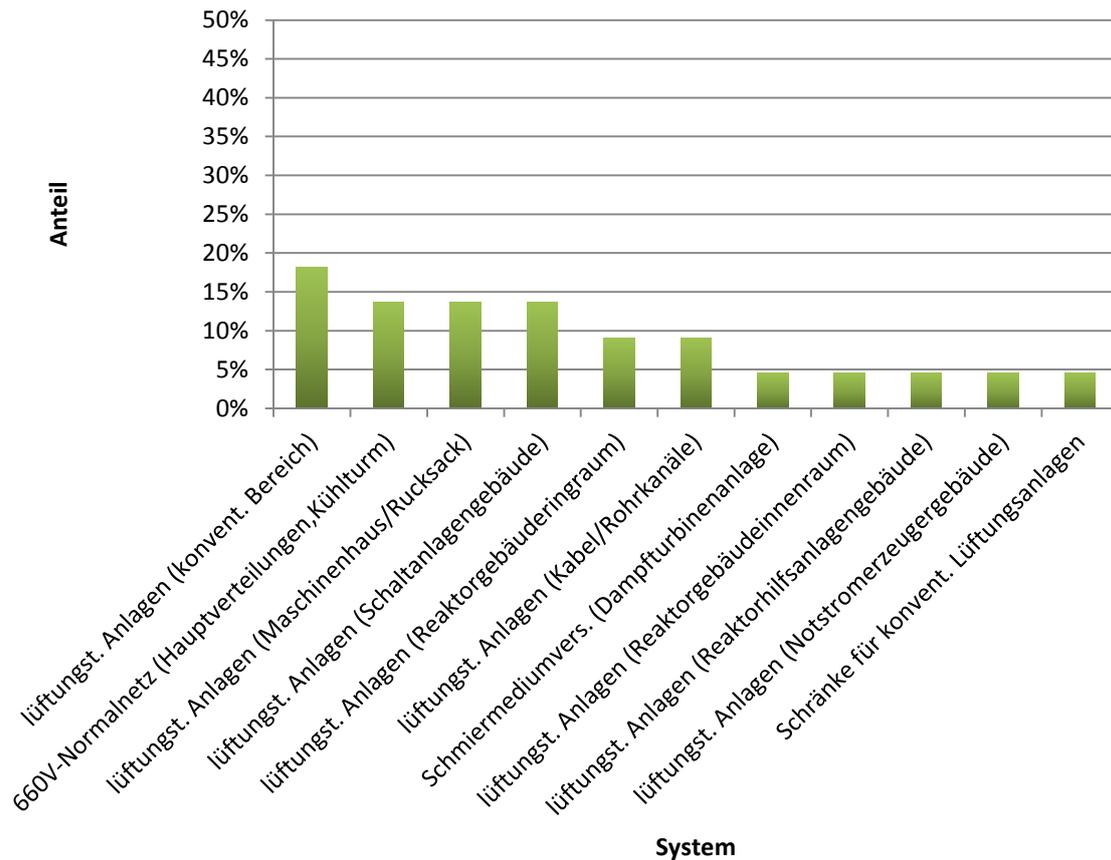


Abb. 4.58 Anteile der von Elektrotechnik-Ereignissen betroffenen Systeme in der Anlage DWR A

In Abbildung 4.59 sind die betroffenen Systeme der Messumformer-Ereignisse dargestellt. Es ist deutlich, dass die meisten Ereignisse in Systemen der Rückkühlanlage aufgetreten sind (ca. 16 %). Des Weiteren sind noch die Systeme der Borwasserlagerung mit ca. 9 % und die Systeme der Lagerung flüssiger radioaktiv kontaminierter Abfälle (Abfalllagerung) mit ca. 7 % zu nennen.

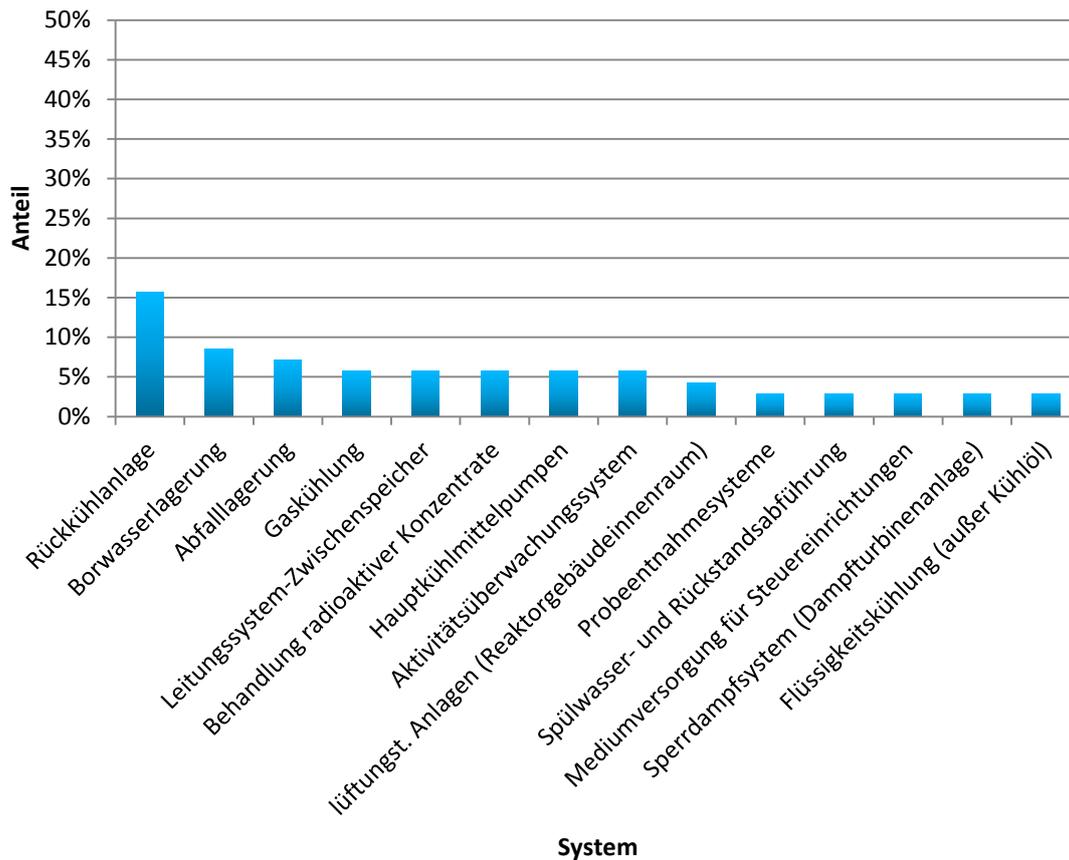


Abb. 4.59 Anteile der von Messumformer Ereignissen betroffenen Systeme in der Anlage DWR A

4.5.4.2 Auswirkungen

Genauso wie bei der Anlage DWR A konnten die Daten der Anlage DWR C hinsichtlich der Auswirkungen, welche durch die Ereignisse verursacht wurden, untersucht werden. In Abbildung 4.60 sind die jeweiligen Anteile der Auswirkungen für Leittechnik-Komponenten und Elektrotechnik-Komponenten sowie Messumformer dargestellt. Zur besseren Übersicht wurden die Auswirkungen, die für die Ereignisse der Leittechnik, der Elektrotechnik und der Messumformer einen Anteil von kleiner als 3 % aufweisen, nicht mit in das Diagramm aufgenommen.

Bei etwa 20 % der Ereignisse führte der Fehler von Leittechnik-Komponenten zu einem Betriebsversagen, bei ca. 10 % bewirkte der Fehler keine Veränderung. Eine gestörte Funktion lag ebenfalls in etwa 10 % der Fälle vor.

Im Bereich der Elektrotechnik lag der größte Anteil mit etwa 23 % bei sporadisch auftretenden Fehlern gefolgt von „Schaltet nicht um“ mit etwa 18 %, „fehlerhafter Abschaltung“ mit etwa 14 % und „Auslösung durch Schutzeinrichtung“ mit etwa 9 %. Der Ausfall ohne Veränderung lag mit etwa 9 % in einem ähnlichen Bereich wie bei den Leittechnik-Komponenten.

Die „sporadischen Fehler“ machten bei den Messumformern mit etwa 14 % den größten Anteil aus, gefolgt von „Betriebsversagen“ mit ca. 10 %, „Ausfall nach Max“ sowie „Toleranzüberschreitung“ mit etwa 9 % und „Fehlmessung“ mit etwa 7 %. Diese Ereignisse lassen sich zumeist auf Driftereignisse zurückführen.

Zu der Auswirkung „Sonstiges“ liegen keine näheren Informationen vor.

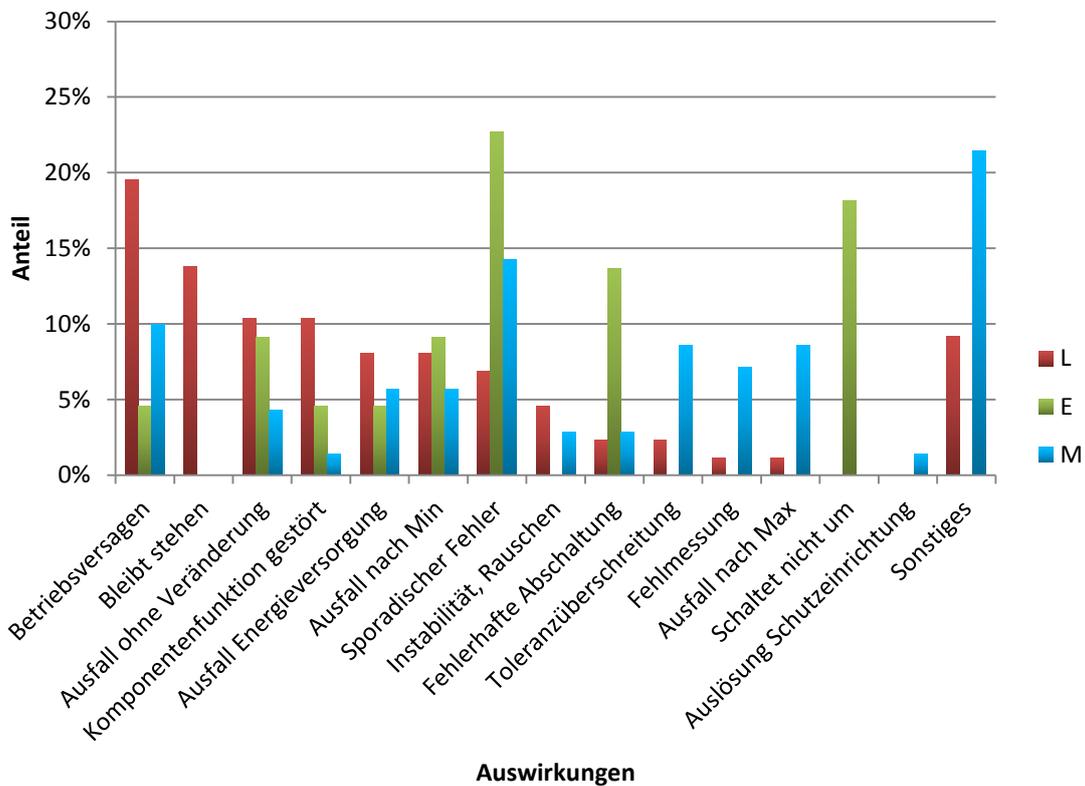


Abb. 4.60 Anteile der Auswirkungen der Ereignisse in der Anlage DWR C für die Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie für Messumformer

4.5.4.3 Fehlererkennung

Im Folgenden wird ausgewertet, wie die jeweiligen Ereignisse in der Anlage erkannt wurden. Hierfür sind in Abbildung 4.61 die jeweiligen Anteile der einzelnen Erkennungsarten „Prüfung“, „Anforderung“, „Betrieb“, „Begehung/Überwachung vor Ort“ und „Wartenüberwachung/Meldung“ getrennt für die verschiedenen Komponentenarten (L, E, M) aufgetragen.

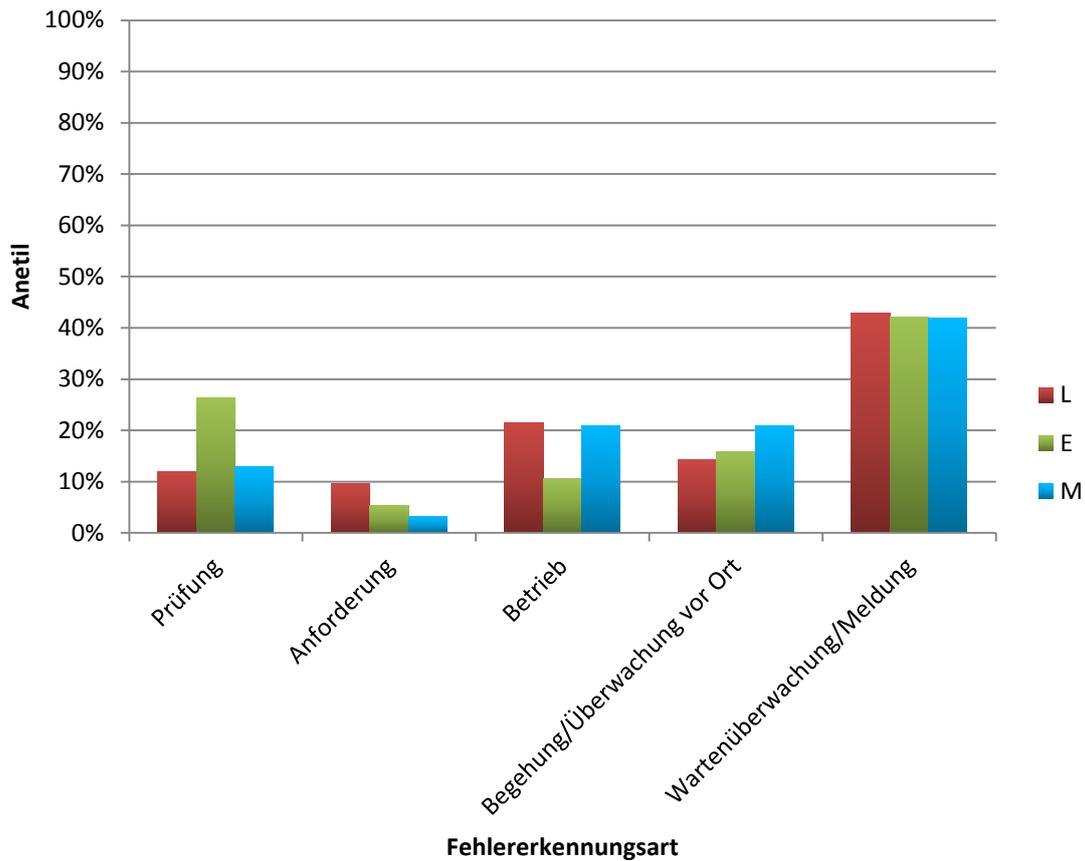


Abb. 4.61 Anteile der verschiedenen Fehlererkennungsarten in der Anlage DWR C für die Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie für Messumformer

Es ist deutlich erkennbar, dass die Ereignisse am häufigsten (ca. 42 %) durch Wartenüberwachung und Meldungen entdeckt wurden. Die anderen Fehlererkennungsarten waren in etwa gleichverteilt (ca. 10 – 20 %) und zeigten keine weiteren Auffälligkeiten.

In der Auswertung zur Anlage SWR A wurde bereits darauf hingewiesen (siehe Kapitel 4.1.4.3), dass die Fehlererkennung bei Anforderung von besonderem Interesse ist.

In dem hier vorliegenden Fall liegt diese Fehlererkennungsart für die Ereignisse mit Leittechnik-Komponenten im Bereich von ca. 10 %, bei den Elektrotechnik-Ereignissen bei ca. 5 % und für die Messumformer bei ca. 3 %. Aufgrund dieser geringen Anteile wird diese Thematik im vorliegenden Bericht nicht weiter verfolgt.

4.5.4.4 Ursache

In der folgenden Auswertung geht es um die Ursache der vorliegenden Ereignisse der Anlage DWR C. In Abbildung 4.62 ist dafür für die Leittechnik-Komponenten, die Elektrotechnik-Komponenten und die Messumformer dargestellt, welche Anteile die jeweilige Ursache an den Ereignissen hat. Zur besseren Übersicht wurden die Ursachen, die in der Leittechnik, in der Elektrotechnik und bei den Messumformern einen Anteil von kleiner als 3 % aufweisen, nicht mit in das Diagramm aufgenommen.

Es zeigt sich, dass für die Leittechnik- und Elektrotechnik-Komponenten die höchsten Anteile (ca. 28 % bzw. ca. 50 %) bei einem Bauelementausfall ohne äußeren, erkennbaren Einfluss lagen. Für die Messumformer lag der Anteil dieser Ursache bei ca. 18 %.

Kleinere Anteile hatte die Ursache „Softwareausfall“. Diese Anteile lagen für die Leittechnik-Komponenten bei ca. 17 % und bei ca. 7 % für die Messumformer, wohingegen keine Ereignisse im Bereich der Elektrotechnik mit dieser Ursache vorlagen. In Kapitel 5.1 wird nochmals auf die Thematik der Softwarefehler eingegangen.

Bei den Elektrotechnik-Ereignissen konnte die Ursache mit jeweils einem Anteil von 10 % auf „Alterung“ und „falschen Schalthandlungen“ zurückgeführt werden. Bei den Messumformern lagen erneut zumeist Driftereignisse mit einem Anteil von etwa 21 % vor.

Ebenfalls kann Abbildung 4.62 entnommen werden, dass in ca. 15 % der Fälle für alle Komponententypen (L, E, M) die Ausfallursache nicht feststellbar war.

Zu der Ursache „Sonstiges“ liegen keine näheren Informationen vor.

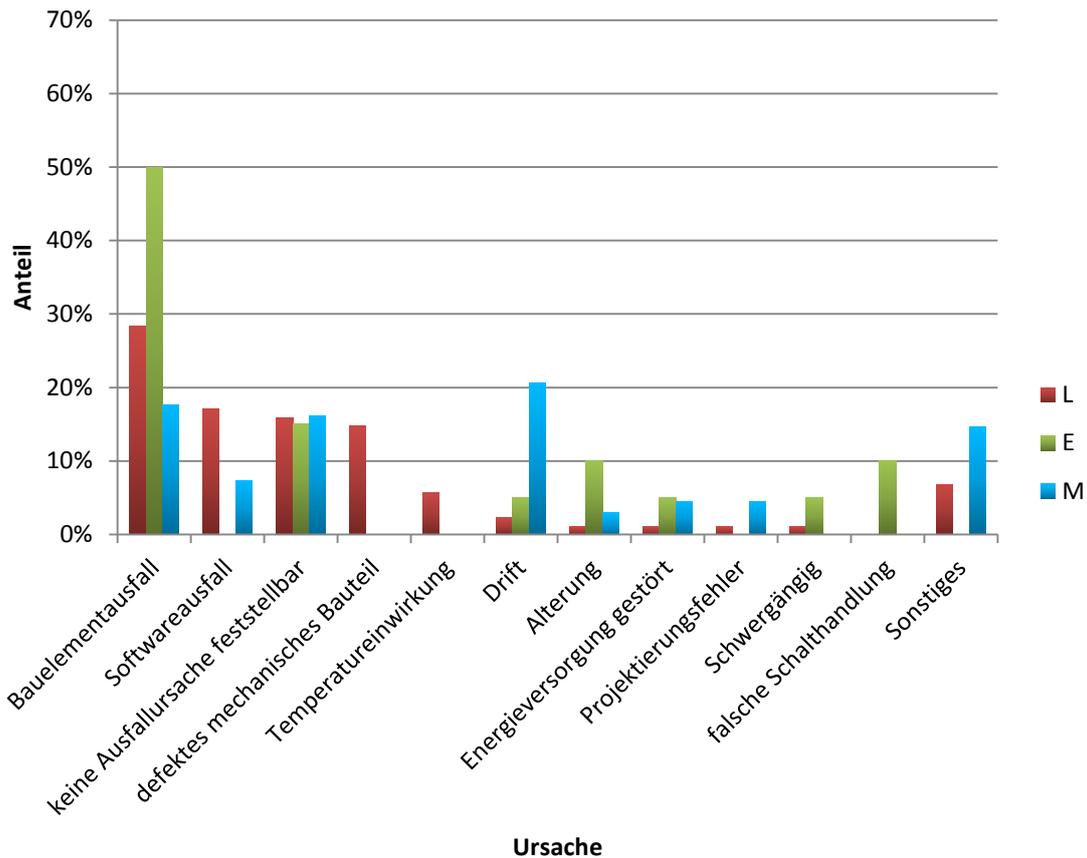


Abb. 4.62 Anteile der verschiedenen Ursachen für die Ereignisse in der Anlage DWR C für die Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie für Messumformer

4.5.4.5 Anlagenzustand bei Ereigniseintritt

Die Analyse der Betriebszustände der Anlage, in der die Ereignisse auftraten, folgt in diesem Kapitel. Die entsprechenden Anteile der Anlagenzustände sind in Abbildung 4.63 zu finden.

Die Grafik verdeutlicht, dass fast alle Ereignisse (> 80 %) für die Komponentenarten L, E und M im Leistungsbetrieb aufgetreten sind. Daneben ist noch der Zustand „Revision“ zu nennen, in dem die Anteile für alle Komponentenarten (L, E, M) bei ca. 15 % liegen. Bei einer genaueren Betrachtung der letztgenannten Ereignisse zeigt sich, dass von diesen Ereignissen erwartungsgemäß mehr als die Hälfte bei Prüfungen bzw. wiederkehrenden Prüfungen (WKPs) entdeckt wurden. Aufgeschlüsselt nach der jewei-

gen Komponentenart liegen diese Anteile bei etwa 45 % (L), 75 % (E) und 55 % (M). Nur sehr geringe Anteile entfallen auf die anderen Anlagenzustände.

In Kapitel 5.4 wird für die Anlage SWR A die Anzahl der Ereignisse bei den jeweiligen Anlagenzuständen in Relation zu den zeitlichen Anteilen, die die einzelnen Anlagenzustände im Jahr einnehmen, gesetzt. Aufgrund der geringen Datendichte für die Anlage DWR C wird dieses hier nicht gemacht.

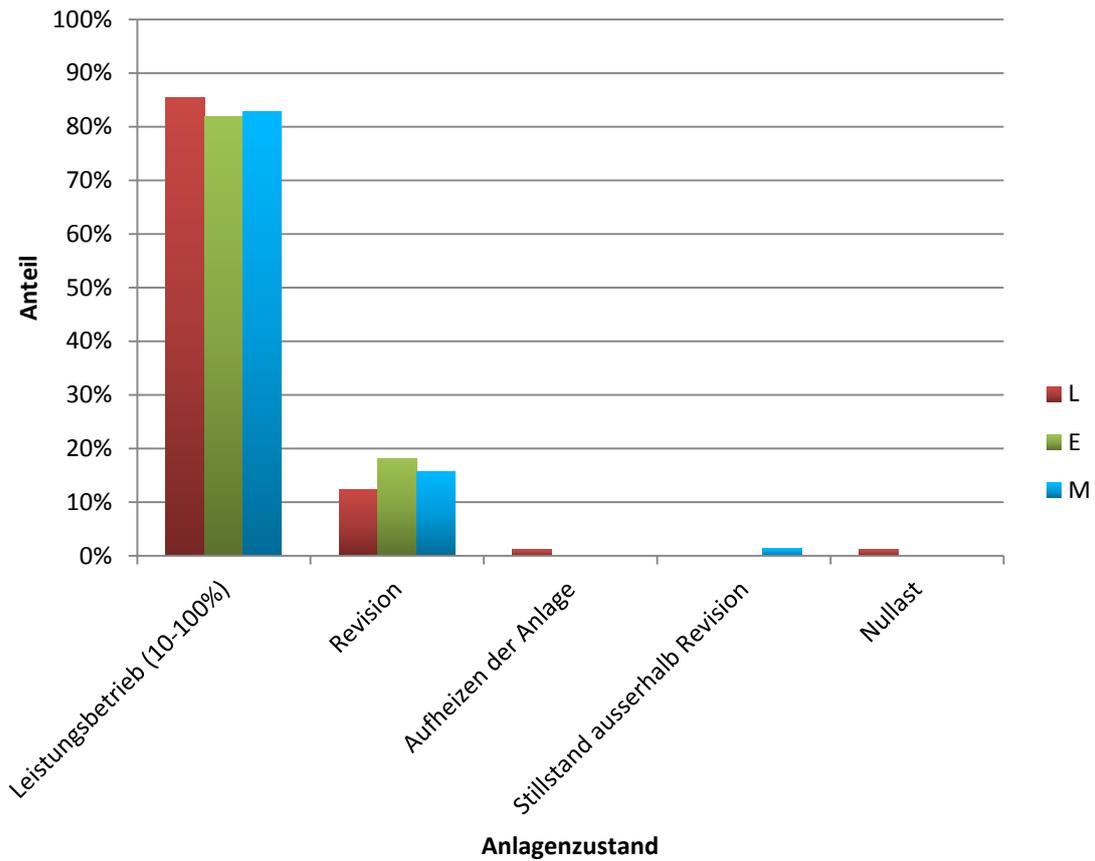


Abb. 4.63 Anteile der Anlagenzustände bei Ereigniseintritt in der Anlage DWR C für die Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie für Messumformer

5 Vertiefte Analyse der Auswertungen

Das folgende Kapitel enthält eine vertiefte Analyse zu den in Kapitel 1 durchgeführten Auswertungen. Die in diesen Auswertungen aufgeworfenen Fragen und die Thematiken, die interessante Erkenntnisse vermuten lassen, werden dafür genauer untersucht. Für diese Untersuchungen werden insbesondere entsprechend detaillierte Informationen hinzugezogen und es wurden Gespräche mit den Anlagen gesucht.

5.1 Softwarefehler

Ein besonderes Augenmerk liegt in diesem Bericht auf den Ereignissen, bei denen Komponenten aufgrund von Fehlern in der Software ausgefallen sind. Zu diesen Fehlern gehören nach Ansicht der GRS nicht nur reine Softwarefehler, sondern auch Fehler die an Bauteilen oder Komponenten, die für die Funktionsfähigkeit oder die Bedienung der Software nötig sind, aufgetreten sind. Aus diesem Grund hat die GRS die vorliegenden Ereignisse auf das Erfüllen der nachfolgenden Kriterien konservativ bewertet und entsprechend eingeteilt:

- RS: Ereignis aufgrund eines Softwarefehlers (z. B. Programmierungsfehler)
- HS: Ereignis aufgrund eines Softwarefehlers, der durch einen Fehler einer zugehörigen Hardware ausgelöst wurde (z. B. Pufferbatterie verursacht Programmverlust)
- KS: Ereignis aufgrund einer Komponente, die in direktem Zusammenhang zur Software steht und die ohne die Software nicht eingesetzt wäre (z. B. Touch-Display)
- Rest: Alle anderen Ereignisse

Auf Grundlage dieser konservativen Einteilung in RS, HS, KS und Rest werden in den folgenden Unterkapiteln die Ereignisse der Anlagen SWR A, DWR A und DWR C vertieft ausgewertet. Die vorliegende Datengrundlage bei den Anlagen SWR B und DWR B ist für diese Einteilung nicht ausreichend, so dass für diese Anlagen keine entsprechende Auswertung durchgeführt werden kann.

5.1.1 SWR A

Entsprechend der zusätzlichen Einteilung in RS, HS, KS und Rest ergeben sich für die Ereignisse der Messumformer der Anlage SWR A die in Abbildung 5.1 gezeigten Anteile. Ereignisse der Elektrotechnik wurden aufgrund der geringen Datenmenge nicht analysiert.

Aus Abbildung 5.1 kann entnommen werden, dass bei den Messumformern der Anteil der Ereignisse, wo der Fehler in keinem Zusammenhang mit der Software steht, bei ca. 97 % liegt. Auf RS entfallen ca. 1 % der Ereignisse und auf KS ca. 3 %.

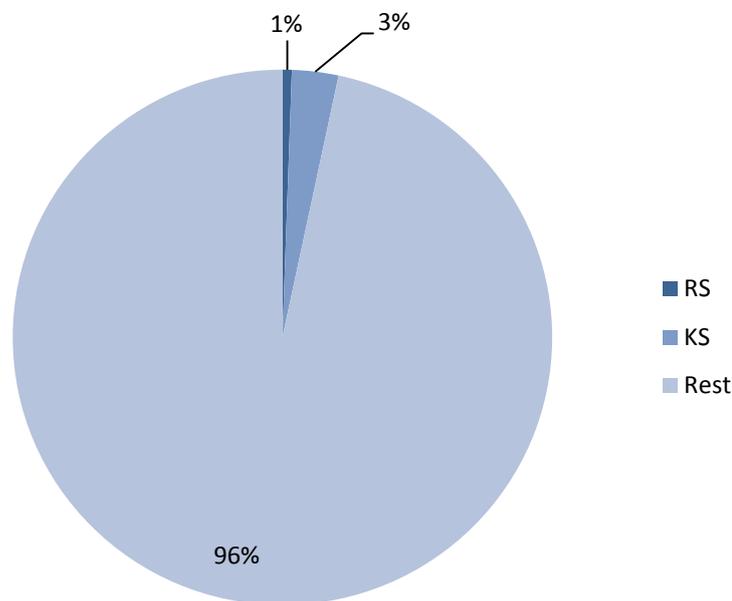


Abb. 5.1 Anteile der Ereignisse der Messumformer an RS, KS und Rest in der Anlage SWR A

Da in diesem Kapitel die „Software-relevanten“ Ereignisse von Interesse sind, werden in der Abbildung 5.2 ausschließlich diese Ereignisse betrachtet. Es zeigt sich, dass der größte Anteil mit etwa 83 % bei KS liegt, während RS einen Anteil von etwa 17 % einnimmt. Bei dem Anteil von KS-Ereignissen handelt es sich in den meistens Fällen um Displayschäden, welche nicht automatisch auch zum Ausfall der Komponente geführt haben, und um Ausfälle aufgrund einer erhöhten Strahlenbelastung (siehe hierzu auch Kapitel 5.5).

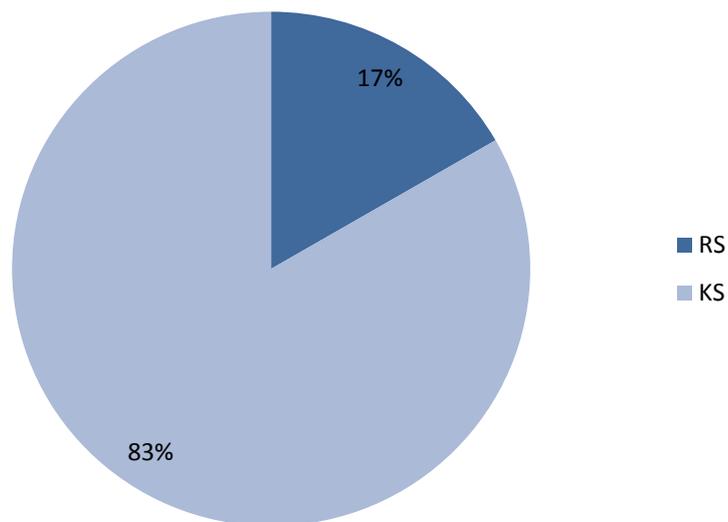


Abb. 5.2 Anteile von RS und KS bei „Software-relevanten“ Ereignissen bei den Messumformern in der Anlage SWR A

Eigentlich sind im Rahmen dieses Projektes nur die reinen Softwarefehler (RS) von besonderem Interesse. Für die Messumformer in der Anlage SWR A liegen hierzu aber keine aussagekräftigen Beispiele vor. Die Elektrotechnik-Ereignisse konnten zwar aufgrund der geringen Datenmenge nicht genauer untersucht werden, jedoch gab es bei diesen Ereignissen ein interessantes Beispiel, weswegen im Folgenden dieser Fehler und die ergriffene Abhilfemaßnahme erläutert wird:

- Falsche, nicht zum Antriebstyp passende Software in der Elektronik hat zur Überlastung eines Ringkerntransformators geführt
 → Software der Elektronik wurde neu geladen und abgeglichen

Da es sich bei den Komponenten, an denen Softwarefehler aufgetreten sind, um nicht sicherheitstechnisch wichtige Komponenten handelt, wurde die Ursache oftmals nicht genau ermittelt. Daher liegen den Anlagen meistens keine weiteren Informationen zur Fehlerursache vor.

5.1.2 DWR A

Für die Ereignisse der Messumformer der Anlage DWR A wird die Einteilung in RS, HS, KS und Rest ebenfalls vorgenommen. Die entsprechenden Anteile der Ereignisse

an RS, HS, KS und Rest können der Abbildung 5.3 entnommen werden. Ereignisse der Elektrotechnik wurden aufgrund der geringen Datenmenge nicht analysiert.

Ähnlich wie bei der Auswertung für die Anlage SWR A ist zu sehen, dass der größte Anteil der Ereignisse (ca. 85 %) auf Fehler, die in keinem Zusammenhang mit der Software stehen, fällt. RS nimmt einen Anteil von etwa 9 % ein, ca. 1 % entfällt auf HS und etwa 5 % auf KS.

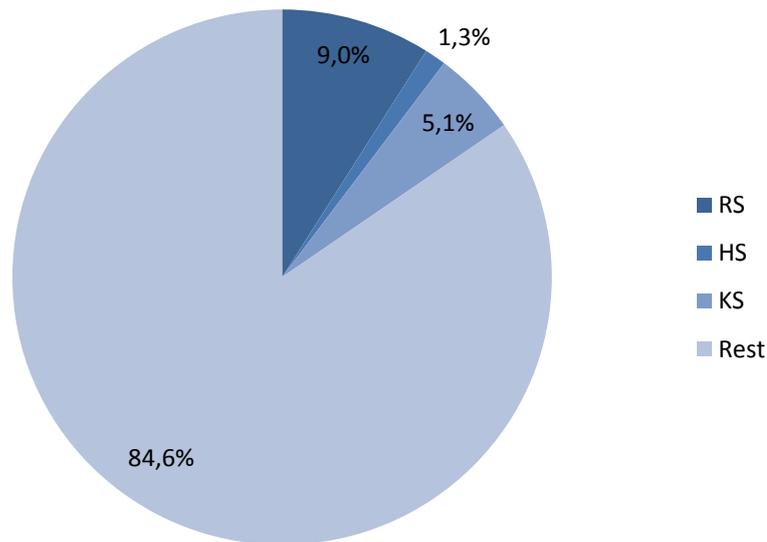


Abb. 5.3 Anteile der Ereignisse der Messumformer an RS, HS, KS und Rest in der Anlage DWR A

Da in diesem Kapitel die „Software-relevanten“ Ereignisse von Interesse sind, werden in Abbildung 5.4 ausschließlich diese Ereignisse betrachtet. Es zeigt sich, dass der Anteil von RS mit ca. 58 % am größten ist und ca. 8 % auf HS entfallen. KS liegt bei einem Anteil von etwa 33 %.

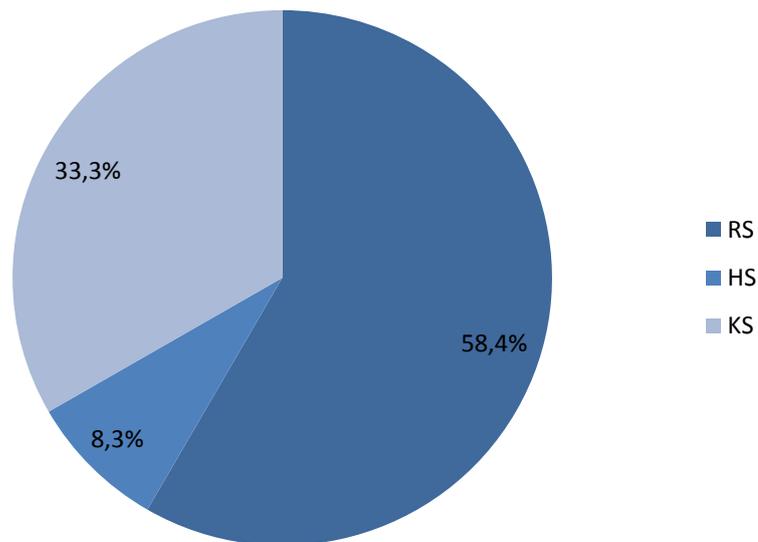


Abb. 5.4 Anteile von RS, HS und KS bei „Software-relevanten“ Ereignissen bei den Messumformern in der Anlage DWR A

Eigentlich sind im Rahmen dieses Projektes nur die reinen Softwarefehler (RS) von besonderem Interesse. Für die Messumformer in der Anlage DWR A liegt hierzu aber nur ein interessantes Beispiele vor, weswegen im Folgenden nur dieser Fehler und die ergriffene Abhilfemaßnahme erläutert wird:

- Differenzmenge nicht ablesbar/keine Einstellungen vor Ort durchführbar
→ Neue Parameter geladen

Da es sich bei den Komponenten, an denen Softwarefehler aufgetreten sind, um nicht sicherheitstechnisch wichtige Komponenten handelt, wurde die Ursache oftmals nicht genau ermittelt. Daher liegen den Anlagen meistens keine weiteren Informationen zur Fehlerursache vor.

5.1.3 DWR C

Entsprechend der zusätzlichen Einteilung in RS, HS, KS und Rest ergeben sich für die Ereignisse der Messumformer der Anlage DWR C die in Abbildung 5.5 gezeigten Anteile. Ereignisse der Elektrotechnik wurden aufgrund der geringen Datenmenge nicht analysiert.

Wie bereits bei den vorangegangenen Einteilungen zeigt sich auch hier, dass der größte Anteil der Ereignisse aufgrund von Fehler, die in keinem Zusammenhang mit der Software stehen, auftreten. Dieser Anteil liegt bei ca. 90 %. Somit haben die „Software-relevanten“-Ereignisse einen Anteil von insgesamt ca. 10 %. Dies teilt sich auf in ca. 4 % RS und ca. 6 % KS.

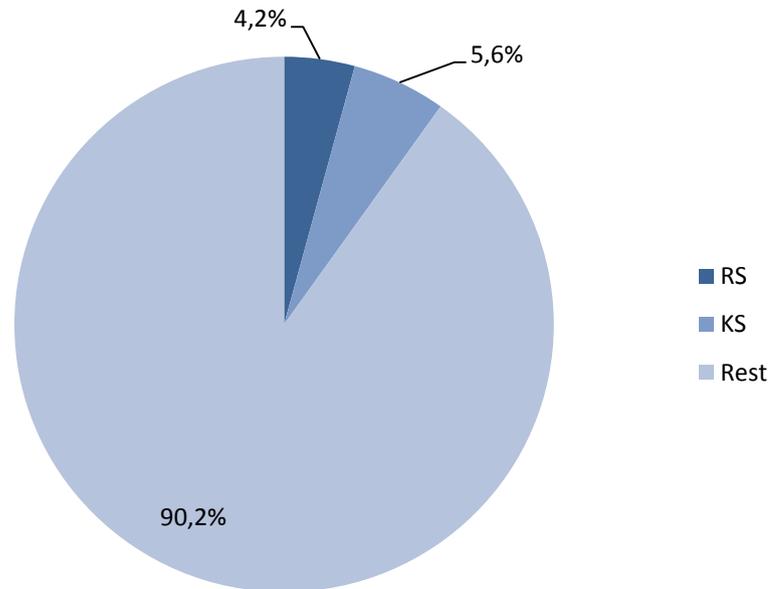


Abb. 5.5 Anteile der Ereignisse der Messumformer an RS, KS und Rest in der Anlage DWR C

Werden nur die „Software-relevanten“ Ereignisse betrachtet, so liegt der Anteil von RS bei ca. 43 % und von KS bei ca. 19 % (siehe Abbildung 5.6).

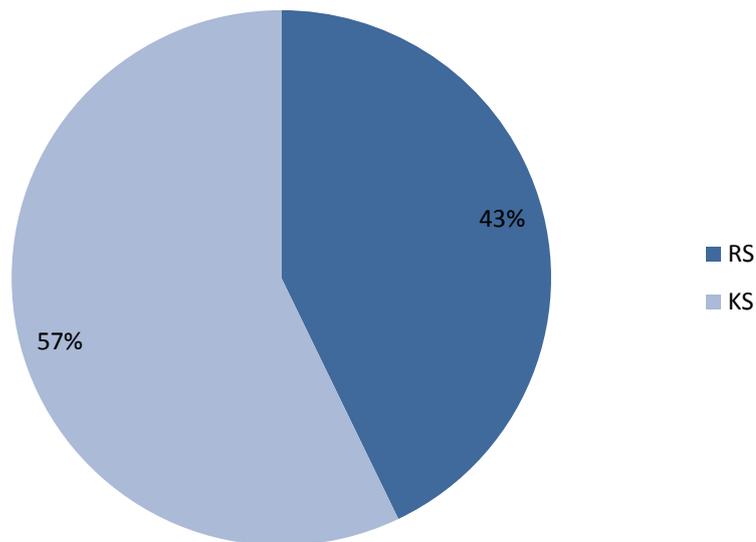


Abb. 5.6 Anteile von RS und KS bei „Software-relevanten“ Ereignissen bei den Messumformern in der Anlage DWR C

Da im Rahmen dieses Projektes die reinen Softwarefehler (RS) von besonderem Interesse sind, werden im Folgenden diese Fehler und die ergriffenen Abhilfemaßnahmen an Beispielen aus den Messumformer-Ereignissen erläutert:

- Automatische Neutralisation funktioniert nicht (Differenzmenge war nicht ablesbar)
→ Reset durchgeführt
- Ausfall des Prozessmessumformers
→ Messumformer zurückgesetzt und neu

Da es sich bei den Komponenten, an denen Softwarefehler aufgetreten sind, um nicht sicherheitstechnisch wichtige Komponenten handelt, wurde die Ursache oftmals nicht genau ermittelt. Daher liegen den Anlagen meistens keine weiteren Informationen zur Fehlerursache vor.

5.1.4 Meldepflichtige Ereignisse mit Softwarefehlern als Ursache

Die GRS untersucht im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit die nach AtSMV meldepflichtigen Ereignisse von Kernkraftwer-

ken. Hierbei fielen in der Vergangenheit einige Ereignisse auf, bei denen Fehler in der Software die Ursache beziehungsweise die vermutliche Ursache waren. Diese meldepflichtigen Ereignisse werden im Folgenden kurz beschrieben.

5.1.4.1 Fehlerhafte sekundärseitige Lastabsenkung und nicht erfolgter Sta-beinwurf

Während des Streckbetriebes sollte ein Gliederzug in der Excore-Neutronenflussinstrumentierung ausgetauscht werden. Hierzu wurden in der Reaktorleistungsleittechnik (TELEPERM XS-System) Simulationen durchgeführt, die zu Fehlsignalen und daraus resultierend zu einer fehlerhaften sekundärseitigen Lastabsenkung führten. Außerdem konnten Steuerstäbe nicht durch betriebliche Anforderungen (wohl aber durch den Reaktorschutz) verfahren werden. Nach Rücknahme der Simulationen funktionierte das System wieder ordnungsgemäß. Die nachfolgenden Untersuchungen zeigten, dass sich bei der gleichzeitigen Durchführung von mehreren Simulationen (in allen sechs Ebenen des Systems) Fehlsignale bis zur Auslöseebene durchsetzen und die oben beschriebenen Auswirkungen nach sich zogen. /ME 00/

5.1.4.2 Absturz eines Brennelementes nach dem fehlerhaften Anheben

Beim Anheben eines Brennelementes mit der Brennelementwechselmaschine verhakte sich dieses mit einem nebenstehenden Brennelement. Dieses nebenstehende Brennelement wurde mit in die Höhe gezogen, rutschte schlussendlich ab und stürzte in seine obere Kerngitterposition zurück. Unter anderem war hierbei die automatische Überlastabschaltung der Steuerung der Brennelementwechselmaschine nicht erfolgt. Der Grund für den Ausfall der automatischen Lastabschaltung lag in den Folgen einer Nachrüstung einer PC-Schnittstelle an die Brennelementwechselmaschinensteuerung zum Anschluss eines externen Diagnose- und Wartungsgerätes (PC). Nach der Nachrüstung der PC-Schnittstelle kam es zu Diskrepanzen in der Lastmessung und es mussten Parameter nachgeladen werden (über die PC-Schnittstelle). Die dem Ereignis nachfolgende Untersuchung zeigte, dass es bei Benutzung der PC-Schnittstelle zu undefinierten Zuständen bis zur Blockierung der automatischen Überlastabschaltung kommen kann. Die PC-Schnittstelle wurde daher bis auf weiteres blockiert. /ME 01/

5.1.4.3 Temporäre Störungen von SYMPHONY MELODY Baugruppen

In einem Leittechnik-Schrank mit betrieblichen Regelungen trat eine Störung in der Buskommunikation von SYMPHONY MELODY Baugruppen auf. Hier führte ein Fehler in der Firmware von bestimmten Hardwaretypen von SYMPHONY MELODY Baugruppen zu einem sporadisch auftretenden Dauersenden von Signalen. Diese Signale blockierten den Kommunikationsbus und somit war eine Kommunikation der SYMPHONY MELODY Baugruppen untereinander nicht mehr möglich, was zu einem Ausfall der betroffenen leittechnischen Einrichtung führte. Im Begrenzungssystem waren ebenfalls Baugruppen des betroffenen Typs eingebaut, so dass prinzipiell auch sicherheitstechnisch wichtige Komponenten von der Fehlfunktion hätten betroffen sein können. /ME 05/

5.1.4.4 Nicht spezifikationsgerechtes Verhalten des SINUPERM N Mittelbereichsmesskanals

Bei einem in SINUPERM N ausgeführten Neutronenfluss-Messsystem kam es wiederholt zu Reaktorschnellabschaltungen im Bereich niedriger, ansteigender Reaktorleistungen. Nach Testreihen in der Revision zeigte sich ein nicht spezifikationsgerechtes Überschwingverhalten bei der Bildung des Signals „Relative Neutronenflussänderungsgeschwindigkeit“ im Neutronenfluss-Mittelbereichsmesskanal. Die Ursache lag in einem Programmierungsfehler in der Firmware. /ME 07/

5.1.4.5 Fehlerhafte Auslösung von Brandschutzklappen

Innerhalb eines Jahres kam es im Zusammenhang mit einer Störung in der Brandmeldeanlage (Siemens SM88) zum unberechtigten Auslösen von Brandschutzklappen (einmal 28 Stück und einmal 26 Stück). Eine nachfolgende Untersuchung zeigte, dass es in der Steuerung der Brandmeldeanlage aus unbekannter Ursache zu sporadisch auftretenden Resets kommt. Bei Wiederanlaufen des Systems kommt es zu undefinierten Zuständen an den Ausgängen der Ausgabebaugruppen, die im Auslösen von Brandschutzklappen resultieren können. Dem Hersteller ist dieser Fehler bekannt und er empfiehlt den Einbau nachgeschalteter Baugruppen, die verhindern, dass undefinierte Zustände als Ausgangssignale weitergegeben werden. /ME 13/

5.2 Ausfallmechanismen

Die Auswertung der Daten hat gezeigt, dass Fehler in der Programmierung der Software auftreten können. Diese Fehler sind aber meist schwer zu detektieren, da sie beispielsweise nur sporadisch oder bei bestimmten Betriebszuständen auftreten. Beispiele für frühzeitig erkannte Programmierungsfehler stellen die Rückrufaktionen aus Kapitel 5.3 dar. Beispiele für Ereignisse bei denen Ausfälle aufgrund von Programmierungsfehlern aufgetreten sind, sind in Kapitel 5.1.4 beschrieben.

Die Auswertung im Bericht „Entwicklung und Einsatz von Analysemethoden zur Beurteilung softwarebasierter leittechnischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken“ /GRS 15/ hat gezeigt, dass der Verlust der Software aufgrund von ausgefallenen Pufferbatterien bei der Betrachtung der programmierbaren oder rechnerbasierten Komponenten einen möglichen neuen Ausfallmechanismus darstellt.

Darüber hinaus ergaben sich aus der Datenauswertung keine weiteren Erkenntnisse für die programmierbaren oder rechnerbasierten Komponenten hinsichtlich weiterer unbekannter Ausfallmechanismen.

Nach Auskunft der Anlagen haben sich mit der Einführung von programmierbaren oder rechnerbasierten Komponenten aber einige der Prüfprozeduren für solche Komponenten vereinfacht bzw. sind nun weniger zeitaufwendig. Geänderte Prüfprozeduren hätten unter Umständen Aufschlüsse über vorher unbekannte Ausfallmechanismen geben können. Die Prüfprozeduren haben sich in dem Sinne vereinfacht, dass beispielsweise nicht mehr jedes Bauelement (z. B. UND- oder ODER-Gatter) in großen Verschaltungen geprüft werden muss, sondern durch den Einsatz von z. B. Mikroprozessoren nur noch deren Funktion einmal getestet werden muss (Funktion/keine Funktion).

Darüber hinaus hat die Auswertung der Daten gezeigt, dass einige der Ausfälle von programmierbaren oder rechnerbasierten Messumformern höchstwahrscheinlich durch eine erhöhte Strahlung verursacht wurden. Da diese Messumformer an betrieblichen Messstellen eingesetzt waren, wurden durch die Anlagen hierzu keine weiteren Untersuchungen durchgeführt. Es wurden lediglich wieder die analogen, strahlengeprüften Messumformer eingebaut. Da es sich um betriebliche Messstellen handelt, sind die neueren Messumformer diesbezüglich nicht qualifiziert. Eine Vermutung, die diese Ausfälle erklären könnte, wäre eine erhöhte Anfälligkeit der Halbleitertechnik der neue-

ren Messumformer durch Strahlenbelastung. In Kapitel 5.5 wird das Thema „Strahlung“ nochmals aufgegriffen.

5.3 Rückrufaktionen

Im Rahmen der durchgeführten Auswertungen sind insbesondere zwei Rückrufaktionen der Hersteller A und C aufgefallen. Zu der Rückrufaktion des Hersteller A liegen keine weiteren Informationen vor. Die Rückrufaktion von Hersteller C war darin begründet, dass die Bürdenüberwachung unberechtigt angesprochen hat (unberechtigte Meldung der Bürdenüberwachung obwohl Bürde nicht überschritten wurde), wohingegen bei der Baugruppe selbst kein Fehler vorlag.

Bei beiden Rückrufaktionen wurde der bei den jeweiligen Komponenten vorgefundene Fehler durch ein Update der Firmware durch eine vorbeugende Instandhaltung behoben. Die Anlagen konnten zur Ursache der jeweiligen Fehler in der Firmware keine Aussage machen, so dass sich nur vermuten lässt, dass der Grund für die Rückrufaktionen Programmierungsfehler waren. Diese Art von Fehler stellt wie bereits erwähnt einen neuartigen Ausfall dar, welcher durch den Einsatz von programmierbaren oder rechnerbasierten Komponenten auftreten kann.

Im Allgemeinen wird eine neue Firmware von der Herstellerfirma geliefert. Dabei ist den Anlagen meistens nicht bekannt, welche Details sich in der neuen Firmware im Vergleich zur alten Firmware geändert haben. Für die nicht sicherheitstechnisch wichtigen Komponenten gibt es hierzu auch keine Anforderungen aus dem Regelwerk, so dass typischerweise auch keine weiteren Nachforschungen Seitens des Betreibers veranlasst werden. Für die sicherheitstechnisch wichtigen Komponenten sind jedoch Anforderungen vorhanden, so dass eine Firmware nur mit einer genehmigten Versionsnummer aufgespielt werden darf.

5.4 Anlagenzustand bei Ereigniseintritt

In diesem Kapitel wird für die Anlage SWR A die Anzahl der Ereignisse bei den jeweiligen Anlagenzuständen in Relation zu den zeitlichen Anteilen, die die einzelnen Anlagenzustände im Jahr einnehmen, gesetzt. Hierfür wird zuerst einmal die Definition der hier vorkommenden Anlagenzustände aus den „Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke“ aufgeführt /BMU 12/:

- Leistungsbetrieb
Die Betriebsphase eines Kernkraftwerks, in der eine gezielte nukleare Wärmeproduktion erfolgt (Betriebsphase A).
- Brennelementwechsel/Revision
Flutraum vollständig geflutet (Betriebsphase E)
- Anfahren
Das gezielte Überführen der Anlage in die Betriebsphase A (Leistungsbetrieb).
- Abfahren
Gezieltes Überführen der Anlage von Betriebsphase A oder B in die Betriebsphase C.
- Abgeschaltet
Heiß unterkritisch – Betriebliche Nachwärmeabfuhr über Nachkühlsystem nicht möglich (Betriebsphase B)
- Abgefahren
Kalt unterkritisch – Betriebliche Nachwärmeabfuhr über Nachkühlsystem und Primärkreislauf druckdicht verschlossen (Betriebsphase C) / Nicht druckdicht verschlossener Primärkreis und Flutraum nicht vollständig geflutet (Betriebsphase D)

Die unterschiedlichen Zeiträume, die diese Anlagenzustände im Jahr einnehmen, wurden durch die Anlage abgeschätzt und durch die GRS mit den vorliegenden Betriebsberichten aus den Jahren 2000 bis 2009 abgeglichen. Da die einzelnen Zeiten in den Jahren leicht variieren, wurden für die folgende Betrachtung die jeweiligen Zeiten gemittelt. Für die einzelnen Anlagenzustände ergeben sich somit folgende Zeitannahmen:

- Leistungsbetrieb: 330 Tage
- Brennelementwechsel/Revision: 23 Tage
- Anfahren: 2 Tage
- Abfahren: 2 Tage
- Abgeschaltet/Abgefahren: 8 Tage

Die jeweiligen Anteile dieser Werte am gesamten Jahr sind in Abbildung 5.7 dargestellt. Die Farben wurden hier so gewählt, dass keine Unstimmigkeiten zu den oben gezeigten Abbildungen auftreten. Wie zu erwarten, nimmt der Leistungsbetrieb mit

ca. 90 % den größten Anteil ein. Der Anlagenzustand „Brennelementwechsel/Revision“ nimmt zeitlich einen Anteil von ca. 6 % ein, wohingegen das Anfahren und Abfahren anteilig jeweils bei ca. 0,5 % liegt. Die Zustände „Abgefahren“ und „Abgeschaltet“ setzen sich zusammen zu ca. 2 %.

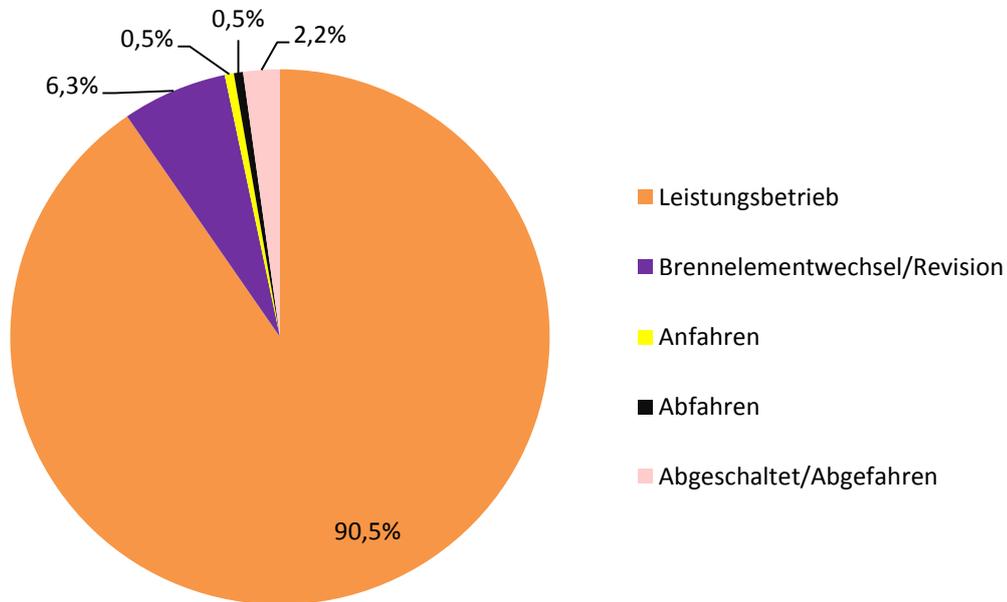


Abb. 5.7 Gemittelte Zeitanteile der verschiedenen Anlagenzustände der Anlage SWR A im Jahr

In Abbildung 5.8 ist der Anlagenzustand zum Zeitpunkt der Ereignisse normiert auf den Zeitanteil des jeweiligen Anlagenzustands am Gesamtjahr dargestellt. Unter der Annahme, dass die Ereignisse in den Anlagenzuständen entsprechend den Zeitanteilen der Anlagenzustände am Gesamtjahr gleichverteilt sind, wird ein Wert von 1 erwartet. Bei Werten von kleiner als 1 sind entsprechend weniger Ereignisse im jeweiligen Anlagenzustand aufgetreten, als unter der Annahme erwartet. Demgegenüber zeigen Werte größer 1 eine um den entsprechenden Faktor erhöhte Anzahl an aufgetretenen Ereignissen.

Ein Grund für die Verteilung der Ereignisse liegt in der Betriebsweise der verschiedenen Komponentenarten und der Verteilung der jeweiligen Komponenten-Prüfungen in den verschiedenen Anlagenzuständen. Die meisten wiederkehrenden Prüfungen (WKP) werden beispielsweise bei Brennelementwechsel/Revision durchgeführt.

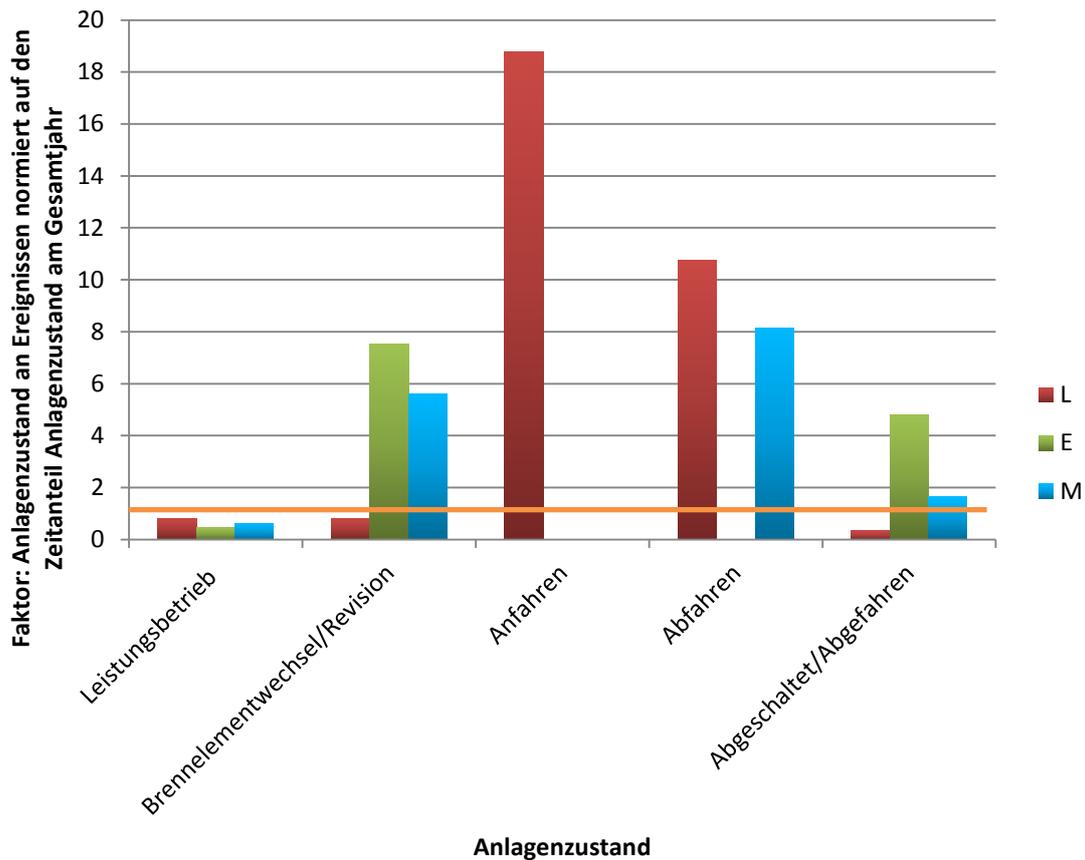


Abb. 5.8 Anlagenzustand zum Zeitpunkt der Ereignisse normiert auf den Zeitan- teil des Anlagenzustands am Gesamtjahr in der Anlage SWR A für die Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie für Messumformer

Des Weiteren ist in Abbildung 5.8 erkennbar, dass der Faktor der Ereignisanzahl für die Leittechnik-Komponenten während des Anfahrens der Anlage am größten ist. Ein möglicher Grund dafür könnte sein, dass in diesem Anlagenzustand auch Ereignisse auftreten können, die ggf. durch Arbeiten im Brennelementwechsel/Revision verursacht worden sind. Beispielsweise könnte ein benachbarter Schrankeinschub bei einem Test versehentlich beschädigt worden sein oder eine Parameterrückstellung nach einem Test versehentlich fehlerhaft oder nicht durchgeführt worden sein. Genauere Untersuchungen zu den Ereignissen während des Anfahrens haben ergeben, dass diese im hier vorliegenden Fall ausnahmslos aus dem Jahr 2004 stammen und mit einem Generatorschaden korrelieren, der sich auf verschiedene Komponenten ausgewirkt hatte. Es handelt sich somit um einen Einzelfall, auf den näher im Bericht „Entwicklung und Einsatz von Analysemethoden zur Beurteilung softwarebasierter leittechnischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken“ /GRS 15/ eingegangen wird. Der erhöhte Faktor der Ereignisanzahl für die Leittechnik-Komponenten beim Abfahren kann ebenfalls auf

das Ereignis „Generatorschaden“ zurückgeführt werden. Der entsprechende Faktor für die Messumformer kann auf Drift- und Austauschereignisse zurückgeführt werden. Insbesondere wurden programmierbare oder rechnerbasierte Messumformer, die sich als anfällig für Strahlung erwiesen haben, durch analoge, ältere Typen ersetzt (siehe Kapitel 5.5).

5.5 Umwelteinflüsse

Für dieses Kapitel wurde für die programmierbaren oder rechnerbasierten Komponenten überprüft, ob die Umweltbedingungen/-einflüsse am jeweiligen Einsatzort negative Auswirkungen auf das Verhalten der Komponente (z. B. Ausfallrate, Ausfallmechanismen,...) haben. Hierzu wurden insbesondere die vorgelegten Fehlerbeschreibungen der Ereignisse analysiert. Dabei wurde u. a. auf solche Hinweise geachtet, die einen Einfluss von Umweltbedingungen wie z. B. Feuchtigkeits-, Hitze- und Strahlungseinflüsse aufzeigen.

Bei allen Anlagen ist festzustellen, dass Feuchtigkeit und Hitze keine vermehrte Ursache für die erfassten Ereignisse (Komponentenausfälle) darstellen. Bei den Messumformern sind aber Ereignisse zu finden, bei denen neuere programmierbare oder rechnerbasierte Messumformer aufgrund einer erhöhten Strahlenbelastung ausgefallen sind. In diesen Fällen wurden diese neuen Messumformer gegen die alt-bewährten Messumformertypen ausgetauscht. Es ist bekannt, dass Strahlung auf Halbleiter sowie programmierbare Speicher wie EPROMs oder EEPROMs negative Auswirkungen haben kann. Zum Beispiel in /IGN 06/ ist beschrieben, dass die elektrisch gespeicherte Programmierung durch den Einfluss von Strahlung verändert werden kann. Die Untersuchungen zum Einfluss von Strahlung auf verschiedene Speichertypen sind noch nicht abgeschlossen, weswegen diese Thematik weiterhin Gegenstand von internationalen Forschungsarbeiten ist.

Auf Grundlage der vorliegenden Daten ist hinsichtlich des Einflusses von Strahlung auf programmierbare oder rechnerbasierte Messumformern nur eine begrenzte Auswertung möglich, da nur vereinzelte Ereignisse (13) mit dieser Ausfallursache vorliegen. Hierbei handelt es sich um 5 Ereignisse an Zählern in den Lüftungsanlagen des Kontrollbereiches und um 8 Ereignisse an Druckmessumformern direkt am Reaktordruckbehälter. In einem Fall wurde aufgrund einer zu hohen örtlichen Strahlenbelastung der physische Einbauplatz des Messumformers geändert.

Aus den vorliegenden Daten geht direkt kein Ausfall einer leittechnischen oder elektro-technischen Komponente aufgrund einer erhöhten Strahlenbelastung hervor. Jedoch gab es einige Ereignisse, die eine unklare Ursache aufweisen bzw. wo keine Ursache gefunden wurde. Für diese kann also nicht gänzlich ausgeschlossen werden, dass es sich hierbei nicht doch um Ausfälle aufgrund einer Strahlenbelastung handelt.

5.6 Zeitliche Entwicklung der Fehlererkennung

Bisher bezogen sich alle Auswertungen auf den jeweiligen kompletten Betrachtungszeitraum. Im Folgenden wird untersucht, ob sich hinsichtlich der Erkennungsart der Ereignisse im zeitlichen Verlauf Änderungen ergeben haben. Dies könnte unter Umständen einen Rückschluss auf z.B. veränderte Prüfprozeduren geben.

Für die folgende beispielhafte Auswertung werden alle Ereignisdaten (L, E, M) der Jahre 2001–2012 (das Jahr 2000 wurde aufgrund der geringen Ereigniszahl nicht berücksichtigt) der Anlage SWR A zusammengefasst und in drei Gruppen in Abhängigkeit des Ereignisjahres unterteilt:

- Gruppe 1: Jahre 2001 – 2004
- Gruppe 2: Jahre 2005 – 2008
- Gruppe 3: Jahre 2009 – 2012

Bei einer derartigen Auswertung ist zu berücksichtigen, dass die gewählte Gruppeneinteilung das Ergebnis beeinflussen kann. Eine grafische Auftragung dieser Einteilung ist in Abbildung 5.9 dargestellt. Die Farben wurden hier so gewählt, dass keine Unstimmigkeiten zu den oben gezeigten Abbildungen auftreten.

Den größten Unterschied zwischen den Jahresgruppen ist bei der Fehlererkennungsart „vorbeugende Instandhaltung“ auszumachen. Hierbei ist die Gruppe 2 (2005–2008) besonders auffällig. Der erhöhte Anteil an Ereignissen in diesen Jahren ist auf mehrere Rückrufaktionen durch Hersteller (siehe dazu auch Kapitel 5.3), welche eine erhöhte Anzahl von Instandhaltungsvorgängen zur Folge hatten, zurückzuführen.

Der erhöhte Anteil von ca. 54 % für Gruppe 3 (2009 – 2012) bei Prüfungen liegt in 85 % der Fälle an Driftereignissen bei Messumformern. Ansonsten finden sich keine Auffälligkeiten bei dieser Fehlererkennungsart.

Die weiteren Zahlen sind im Rahmen der statistischen Genauigkeit nicht auffällig. Dies lässt den Schluss zu, dass es nur geringe bis keine Änderungen bei Prüfprozeduren aufgrund von Ereignissen gegeben hat. Dies wurde auch in Gesprächen mit den Anlagen bestätigt.

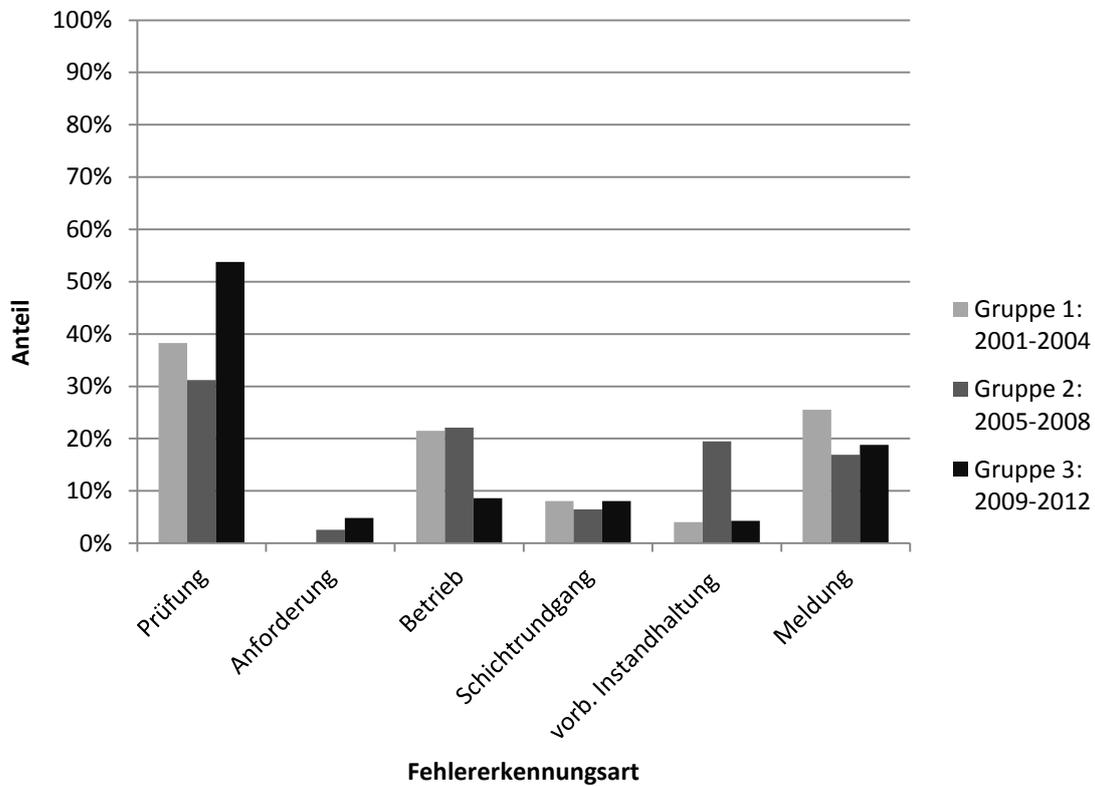


Abb. 5.9 Anteile der verschiedenen Fehlererkennungsarten in der Anlage SWR A bezogen auf die Ereignisjahrgruppe für die Gesamtanzahl der Ereignisse für die Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie für Messumformer

5.7 Mehrfachausfälle

Wie bereits mehrfach erwähnt, wird die Ersatzteilbeschaffung für die in den Anlagen eingebauten Komponenten immer schwieriger, weswegen die Komponenten derzeit bevorzugt repariert werden. In diesem Zusammenhang wird in diesem Kapitel untersucht, ob einzelne Komponenten vermehrt an Ereignissen beteiligt waren und dadurch vermehrt repariert wurden. Mögliche Mehrfachausfälle könnten ggf. aufgrund von unbekanntem Ausfallmechanismen oder Fehlern auftreten und ggf. vorhandene Reparaturmechanismen unwirksam machen (z. B. unbekannte Programmierungsfehler, die

nur in ganz bestimmten Betriebszuständen auftreten). Möglich ist diese Untersuchung, am Beispiel der Anlage SWR A, weil dort den einzelnen Komponenten sog. Individuumsnummern bzw. Objektnummern zugeordnet sind. Diese Nummern werden für jede Komponente individuell vergeben, wodurch eine Verfolgung der Komponente über die Zeit und durch die Anlage möglich ist.

In Abbildung 5.10 ist für die einzelnen Komponenten (L, E, M) aus den Ereignissen aufgetragen in wie viele Ereignisse sie jeweils verwickelt waren. Die meisten Individuen treten nur bei einem Ereignis in Erscheinung. Für die Leittechnik-Komponenten bedeutet dies in ca. 93 % der Fälle, für die Elektrotechnik-Komponenten in ca. 80 % der Fälle und für die Messumformer in ca. 73 % der Fälle.

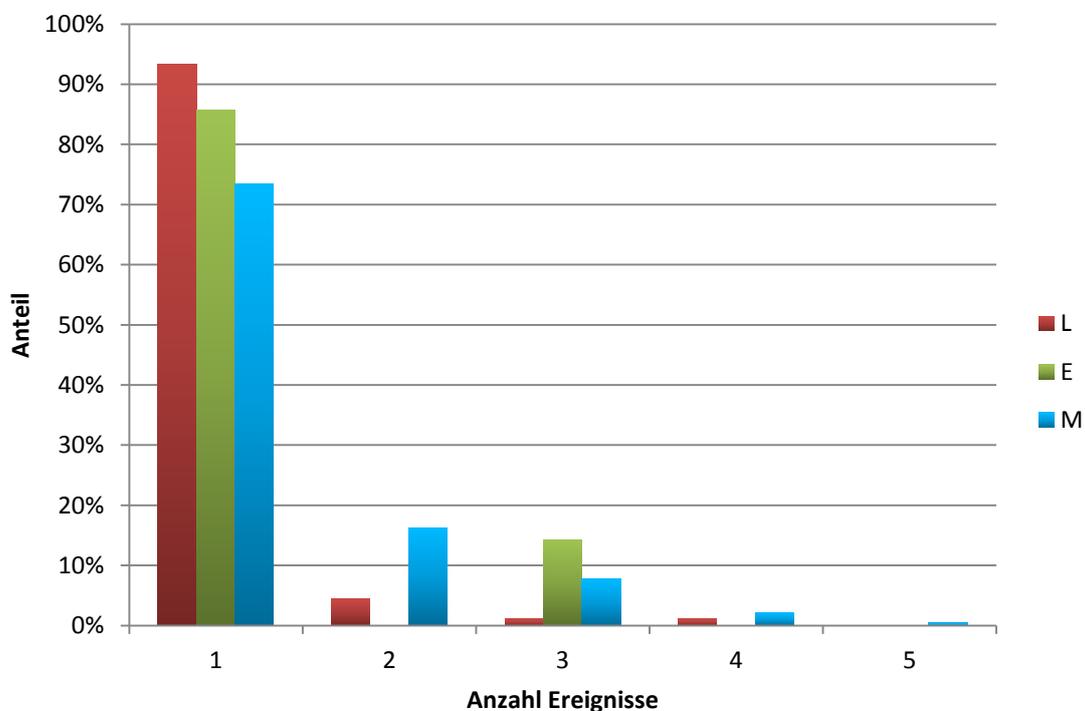


Abb. 5.10 Anteile der einzelnen Individuen hinsichtlich ihrer Anzahl an Ereignissen in der Anlage SWR A für die Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie für Messumformer

In dem zugrunde gelegten Betrachtungszeitraum sind bei ca. 16 % der Messumformer-Ereignisse und bei ca. 4 % der Leittechnik-Ereignisse zwei Ereignisse pro Individuum aufgetreten, wohingegen bei den Elektrotechnik-Ereignissen gar keine Individuen mit zwei Ereignissen gefunden wurden. 3 Ereignisse pro Individuum können bei ca. 1 % der Leittechnik-Ereignisse, bei ca. 13 % der Elektrotechnik-Ereignisse und bei ca. 8 %

der Messumformer-Ereignisse verzeichnet werden. Für eine noch höhere Anzahl von Ereignissen (≥ 4) pro Individuum sind nur vereinzelte Fälle registriert.

Die erhöhten Anteile an mehreren Ereignissen pro Individuum bei den Messumformern lassen sich mit dem bereits angesprochenen „Driften“ erklären. Driften bedeutet in diesem Zusammenhang, dass sich das Signal eines Messumformers mit der Zeit verändert. Diese Veränderung wird hauptsächlich durch den mechanischen (analogen) Teil des Messumformers verursacht. Aufgrund dieser „Drift-Ereignisse“ ist eine große Anzahl der Messumformer-Ereignisse auf die Neueinstellung/Justierung von Messumformern zurückzuführen. Da dieses „Driften“ bekannt ist, war zu erwarten, dass in dem vorliegenden Betrachtungszeitraum die Messumformer häufiger von Driftereignissen betroffen sind. Die erhöhten Anteile an mehreren Ereignissen pro Individuum bei den Leittechnik-Komponenten sind zurückzuführen auf Pufferbatterie-Fälle, welche im Bericht „Entwicklung und Einsatz von Analysemethoden zur Beurteilung softwarebasierter leittechnischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken“ /GRS 15/ beschrieben sind. Weitere Mehrfachausfälle beispielsweise aufgrund von Softwarefehlern wurden in den Ereignisdaten nicht gefunden.

Da die Komponenten nicht nur repariert werden, sondern auch ausgetauscht werden ist in Abbildung 5.11 ein Vergleich zwischen der Anzahl der ausgetauschten und der reparierten Komponenten für alle Komponentenarten (L, E, M) dargestellt.

Bei den Messumformern liegt der Reparaturanteil, u. a. aufgrund der beschriebenen Drift, gegenüber dem Austauschanteil mit etwa 70 % erwartungsgemäß hoch. Bei den anderen Komponentenarten (L und E) dominieren die Ereignisse mit Komponentenaustausch.

Es hat sich gezeigt, dass einige Probleme, die bei den Komponenten aufgetreten sind, mit Hilfe eines Firmware-Updates (siehe Kapitel 5.3) behoben wurden. Da dies auf ein Problem mit der Software hinweist, erschienen diese Fälle besonders interessant für dieses Projekt zu sein. Jedoch gestaltete sich eine Auswertung der vorliegenden Daten hinsichtlich der Ereignisse mit Firmware-Updates schwierig, da solche Ereignisse teilweise als Austausch und teilweise als Reparatur klassifiziert wurden. Darüber hinaus waren genauere Beschreibungen zu den Firmware-Updates nicht verfügbar.

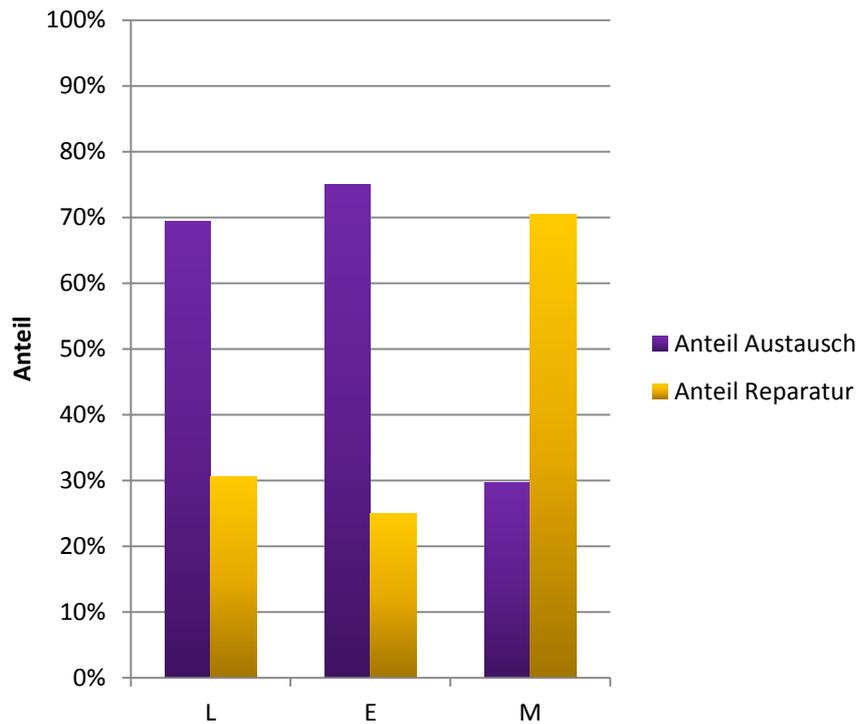


Abb. 5.11 Anteile der Ereignisse bei denen eine Komponente ausgetauscht wurde im Vergleich zum Anteil der Ereignisse, in denen eine Komponente repariert wurde auf geschlüsselt für die Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie für Messumformer der Anlage SWR A

6 Zusammenfassung und Fazit

Aufgrund der Tatsache, dass in den deutschen Kernkraftwerken vermehrt programmierbare oder rechnerbasierte Komponenten zum Einsatz kommen, ist es notwendig Erkenntnisse über das Ausfallverhalten und die Ausfallhäufigkeiten dieser Komponenten zu erfassen und zu untersuchen. Ziel des Projektes war es aus solchen Untersuchungen neue Erkenntnisse zu Ausfallmechanismen zu erlangen, wodurch ggf. eine Grundlage für eine zukünftige Bewertung der Zuverlässigkeit solcher Komponenten gegeben werden kann.

Zunächst wurden im Rahmen der Aufbereitung des für dieses Vorhaben relevanten Stands von Wissenschaft und Technik die gebräuchlichen programmierbaren und rechnerbasierten Baugruppen sowie ihre Funktionsweise beschrieben. Danach folgte eine Beschreibung der gängigen Kommunikationsprotokolle, die typischerweise verwendet werden, um programmierbare oder rechnerbasierte elektrotechnische Komponenten oder Messumformer in ein modernes Leittechniksystem zu integrieren. Des Weiteren wurden bereits eingesetzte, gängige programmierbare oder rechnerbasierte elektrotechnische Komponenten und Messumformer beschrieben.

Für die Untersuchungen zu Ausfallmechanismen von programmierbaren oder rechnerbasierten Komponenten wurden für dieses Projekt umfangreiche Daten zu Ereignissen unterhalb der Meldeschwelle gesammelt und hinsichtlich verschiedener Fragestellungen ausgewertet. Diese Daten wurden von sechs kerntechnischen Anlagen zur Verfügung gestellt. Fragen, die sich aus den Auswertungen ergeben haben und durch die erfassten Daten nicht beantwortet werden konnten, wurden durch Vertreter der Anlagen in Gesprächen mit der GRS diskutiert. Falls notwendig wurden weitere Informationen zur Verfügung gestellt. Die im Rahmen dieser Arbeiten übermittelten Daten zu den programmierbaren oder rechnerbasierten Komponenten und den entsprechenden Ereignissen variieren in ihrer Anzahl und ihrem Detailierungsgrad zwischen den betrachteten Anlagen, weswegen die Ergebnisse nicht mit einander verglichen werden konnten. Neben den Diskussionen mit den Anlagen wurden die verschiedenen Komponentenhersteller kontaktiert und um weitere Informationen zu den Komponenten gebeten.

In dem vorliegenden Bericht werden insbesondere die Auswertungen für die programmierbaren oder rechnerbasierten elektrotechnischen Komponenten und die Messumformer vorgestellt. Die entsprechenden Auswertungen für die leittechnischen Komponenten sind im Bericht „Entwicklung und Einsatz von Analysemethoden zur Beurteilung

softwarebasierter leittechnischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken“ /GRS 15/ zu finden.

Die Auswertungen haben gezeigt, dass zwar bereits einige elektrotechnische Komponenten und Messumformer durch programmierbare oder rechnerbasierte Modelle ersetzt wurden, ein großer Teil der Anlagentechnik aber noch mit herkömmlichen, konventionellen Komponenten betrieben wird.

Da in diesem Projekt hauptsächlich Ereignisse unterhalb der Meldeschwelle betrachtet wurden, sind zu den jeweiligen Fehlerursachen nur weniger detaillierte Informationen verfügbar, als dies bei den meldepflichtigen Ereignissen der Fall ist. Dies liegt daran, dass bei betrieblichen Komponenten in den meisten Fällen das Interesse der Anlagen nicht in der Fehlersuche liegt, sondern im Betrieb der Komponente, d. h. ist der Fehler beispielsweise durch einen Austausch behoben worden, wird meistens nicht nach der Ursache gesucht.

Im Allgemeinen kann zusammengefasst werden, dass die durchgeführten Auswertungen der erfassten Ereignisse kaum Auffälligkeiten hinsichtlich einer Problematik in Bezug auf die Softwareanteile oder die Programmierbarkeit gezeigt haben. Dennoch konnten neue Ausfallmechanismen und Fehlerursachen für programmierbare oder rechnerbasierte Komponenten identifiziert werden. Hier zu nennen wäre die nicht zu vernachlässigende Anzahl an Komponentenausfällen aufgrund von Programmierungsfehlern. Typischerweise wurden in diesen Fällen Firmware-Updates der Hersteller eingespielt, wonach die jeweiligen Fehler behoben waren. Die genauen Ursachen dieser Fehler konnte im Rahmen dieses Projektes jedoch nicht verifiziert werden. Zusätzlich dazu kam es in mehreren Fällen zu Softwareausfällen aufgrund von ausgefallenen/defekten Pufferbatterien.

Aufgrund der Auswertungen und Diskussionen kann aber auch positiv vermerkt werden, dass sich verschiedene Prüfprozeduren und Abläufe durch den Einsatz der programmierbaren oder rechnerbasierten Technik vereinfacht haben.

Abschließend kann aus den Ergebnissen der im Rahmen dieses Projektes durchgeführten Auswertungen folgendes Fazit gezogen werden:

1. Bei den vorliegenden Daten wurde keine besondere Häufung von Ausfällen von programmierbaren oder rechnerbasierten Komponenten entdeckt.

2. Einige Prüfprozeduren vereinfachen sich (z. B. entfallen komplexe Prüfvorgänge aller möglichen Schalterstellungen einer analogen Schaltung bei Einsatz eines Mikroprozessors, da dieser entweder funktioniert oder nicht), andere hingegen werden komplizierter (z. B. durch die vielzähligen Einstellungsmöglichkeiten programmierbarer oder rechnerbasierter Komponenten, wobei viele dieser Möglichkeiten sogar überflüssig für die in der Anlage konkret genutzte Funktion sind).
3. Einige der herkömmlichen Ausfallmechanismen und Fehlerursachen entfallen durch die programmierbare oder rechnerbasierte Technik, neue kommen jedoch hinzu.
4. Programmierungsfehler treten selten in Erscheinung, aber sie werden beobachtet.
5. Firmware-Updates werden von den Herstellerfirmen geliefert. Die Anlagen können beim Aufspielen der Updates durch Abgleichen der Versionsnummer die Firmware unterscheiden. Über den Inhalt der Updates, d. h. welche Fehler durch diese behoben werden, liegen den Anlagen üblicherweise keine Informationen vor.

Im Rahmen dieses Berichtes als auch im Rahmen des Berichtes „Entwicklung und Einsatz von Analysemethoden zur Beurteilung softwarebasierter leittechnischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken“ /GRS 15/ haben sich folgende offene Fragestellungen ergeben, die im Rahmen dieser Projekte nicht abschließend geklärt werden konnten:

- Einfluss von Strahlung auf programmierbare oder rechnerbasierte Speicherbausteine
Einige der programmierbaren oder rechnerbasierten Komponenten werden in Bereichen erhöhter Strahlung eingesetzt. Es wäre wünschenswert, genau zu analysieren, ob erhöhte Strahlung zu neuartigen Ausfällen in der Elektronik führen kann. Halbleiterbausteine sind bekanntlich anfälliger gegenüber erhöhter Strahlung. Darüber hinaus ist es vorstellbar, dass es zu Speicheränderungen bei elektronischen Speicherchips (z. B. EPROM oder EEPROM) durch erhöhte Strahlung kommen kann /IGN 06/. Was dies im Einzelnen für programmierbare oder rechnerbasierte Komponenten bedeutet, ist unklar.
- Vorgänge bei Firmware-Updates in den Anlagen und beim Hersteller
Durch die von extern gelieferten Firmware-Updates und deren Einspielung in größerem Umfang ist ein Potential bezüglich gemeinsam verursachter Ausfälle und dem Einbringen von Schadsoftware gegeben. Hier wäre es wünschenswert, die

Prozesse bei den verschiedenen Herstellern und beim Aufspielen neuer Software in den Anlagen zu untersuchen, um festzustellen, wie groß dieses Potential ist und welche Verbesserungen ggf. umzusetzen wären.

A Anhang: Auswertungstabelle

Im Folgenden wird die Auswertungstabelle am Beispiel der Anlage SWR A vorgestellt. Zur besseren Übersichtlichkeit wird ein Auszug aus dieser Tabelle aufgeteilt über die nächsten 6 Seiten (Abbildung A.1 bis Abbildung A.6) dargestellt. Die Tabelle beginnt mit den Ereignisdaten und danach folgen die Anlagendaten. Dabei beziehen sich die rot beschrifteten Spalten auf die ausgefallene Komponente (gekennzeichnet mit A_) und die blau beschrifteten Spalten auf die neu eingebaute Komponente (gekennzeichnet mit N_). Wurde die Komponente in dem jeweiligen Ereignis repariert sollten die Einträge der alten und der neuen Komponente identisch sein. Eine Erklärung der einzelnen Attribute (Spaltenüberschriften) ist in Tabelle 3.1 in Kapitel 3.2 zu finden.

EREIGNISDATEN							
AEL_NR	AKZ	EBP	EIN_DAT	AUSF_ART	AUSF_ARTK	VANLZUST	VANLZUSTK
B0011/2006		+00HD03C 007 -A12	17.01.2006	AA	Ausfall aktiv (selbstmeldend. z.B. Störmeldung)	LB	Leistungsbetrieb
B0448/2007		+00HD04A 005 -A04	2007-10-23	AA	Ausfall aktiv (selbstmeldend. z.B. Störmeldung)	LB	Leistungsbetrieb
B0043/2012	=20VC12L 001 -B01		02.03.2012	KA	Kein Ausfall	LB	Leistungsbetrieb
B0505/2012	=20UB92L 001 -B01		16.07.2012	AV	Ausfall mit voller Ausgangsspannung	LB	Leistungsbetrieb
B0373/2000	=20XM12L 004 -A01	+20NB05A 008 -A01	31.12.2000			AB	Abfahren

Abb. A.1 Auszug aus der Auswertungstabelle für die Anlage SWR A (1 von 6)

VAUSF_ERK	VAUSF_ERKK	VAUSF_ERK_SONST	VAUSF_ERK_TEXT	VFEHLBES	VFEHLBESK	REPA_ART	REPA_ARTK	REPAA_DAT
F	Meldung, Anzeige			DA	Fehler dauernd	E	Sonstiges (Im Klartext erläutern)	20060117
F	Meldung, Anzeige			DA	Fehler dauernd	E	Sonstiges (Im Klartext erläutern)	20071023
F	Meldung, Anzeige			ZW	Fehler zeitweise	F	vorbeugende Instandhaltung (evtl. vorbeugende Reparatur)	20120227
F	Meldung, Anzeige			DA	Fehler dauernd	A	Austausch des ausgefallenen Betriebsmittels / Bauteils	20120716
L	WKP			DA	Fehler dauernd	B	Neueinstellung des ausgefallenen Betriebsmittels/Bauteils	20000322

Abb. A.2 Auszug aus der Auswertungstabelle für die Anlage SWR A (2 von 6)

REPAA_UHR	REPAE_DAT	REPAE_UHR	VAUSF_DAT	VAUSF_UHR	AEL_KURZ	AEL_ERROR	AEL_FEHLER
09:00	20060117	09:45	20060117	07:15	Baugruppe CMC60-2 gewechselt	CMC60-2 setzt Störmeldung ab - Baugruppe nicht ansprechbar;	Fehlerbild: Störlampe "rot": Dauerlicht, Betriebslampe "grün": dunkel; Die Baugruppe ist mit dem Melody-Analyser nicht mehr ansprechbar. Die redundante Baugruppe hat die Funktionen übernommen.
14:00	20071023	15:00	20071023	08:30	Baugruppe CMC60-2 gewechselt	CMC60-2 setzt Störmeldung ab - Baugruppe nicht ansprechbar	Fehlerbild: Störlampe "rot": Dauerlicht, Betriebslampe "grün": dunkel; Die Baugruppe ist mit dem Melody-Analyser nicht mehr ansprechbar. Die redundante Baugruppe hat die Funktionen übernommen. Baugruppe war schon einmal mit dem selben Fehler zur Reparatur.
14:00	20120228	15:30	20120224	09:56	IEM1 Brunnensonde nach oben ausgefallen	ASL800 ca. 5 Stunden nach oben ausgefallen/gestört	
09:30	20120716	13:00	20120706	09:36	IEM-Füllstandsmessung instandsetzen	Messung nach oben ausgefallen	
16:00	20000322	16:00	20000322	09:00	FM67/Z E&H MU eingestellt, Grenzwert nicht angesprochen.		Grenzwert bei unterem Schaltpunkt nicht rückgeschaltet.

Abb. A.3 Auszug aus der Auswertungstabelle für die Anlage SWR A (3 von 6)

AEL_ARBEIT	VFEHLART	VFEHLARTK	ABLAUF_W
<p>Fehlerbild: Störlampe "rot": Dauerlicht, Betriebslampe "grün": dunkel; Die Baugruppe ist mit dem Melody-Analyser nicht mehr ansprechbar. Die Redundante Baugruppe hat die Funktionen übernommen. Vorübergehend wurde die Baugruppe mit der Individium Nr. 5350 eingebaut (Herstellertyp und Sachnummer sind identisch). Die ausgebaute, defekte Baugruppe CMC6-2 mit der Ind. Nr. 5345 wird nach externer Reparatur wieder an diesem Einbauort eingebaut.</p> <p>Reparaturbericht ABB:</p> <p>Nicht lokalisierbarer Fehler auf der CPU-Karte, Leiterplatte muss ersetzt werden, Instandsetzung und Prüfung Am 14.03.2006 wurde die Baugruppe CMC60-2 mit der Ind. Nr. 5345 nach externer Reparatur wieder an diesem Einbauort eingebaut.</p>	SAM	selbstmeldend mit Signaländerung Meldeteil	R
<p>Fehlerbild: Störlampe "rot": Dauerlicht, Betriebslampe "grün": dunkel; Die Baugruppe ist mit dem Melody-Analyser nicht mehr ansprechbar. Die Redundante Baugruppe hat die Funktionen übernommen. Vorübergehend wurde die Baugruppe mit der Individium Nr. 5667 eingebaut (Herstellertyp und Sachnummer sind identisch). Die ausgebaute, defekte Baugruppe CMC6-2 mit der Ind. Nr. 5343 wird nach externer Reparatur wieder an diesem Einbauort eingebaut.</p> <p>Die Baugruppe CMC60-2 mit der Serien-Nr. 5343 war im Oktober 2006 wegen dem gleichen Fehler bei Fa. ABB zur Reparatur und wurde am 24.10.2006 nach erfolgter Reparatur wieder am selben Einbauort eingebaut. Die CMC60-2 soll auf Gewährleistung repariert werden.</p> <p>Leiterplatte defekt.</p> <p>FNET-Karte defekt, muss erneuert werden.</p> <p>Auf den neuen FNET-Karten wurde das Layout und die Bestückung geändert. Eine Mischung der Netzkarten CNET/FNET alter und neuer Hardwarestand ist nicht zulässig. Somit muss auch die CNET-Karte erneuert werden. Der Hardwarestand der kompletten CMC60-2 ändert sich auf HW 04.21. Prüfung der kompletten Baugruppe erforderlich.</p> <p>Die Baugruppe CMC60-2 mit der Ind.Nr. 5343 wurde am 20.03.2008 nach externer Reparatur wieder rückgebaut. Die Baugruppe arbeitete wieder fehlerfrei.</p> <p>Messkreis laut MKP überprüft.</p> <p>Alle Werte innerhalb der Toleranz. Kein Fehler feststellbar.</p> <p>Messung vom 25.02.12 bis 01.03.12 nicht mehr ausgefallen</p> <p>---> Sonde wurde nicht ausgetauscht.</p>	SAM	selbstmeldend mit Signaländerung Meldeteil	R
<p>Füllstandssonde H&B gegen VEGAWELL 52 getauscht.</p>	SAF	selbstmeldend mit Signaländerung Funktionsteil	A
<p>MU neu eingestellt, Sonde abgeglichen (Kennlinie neu aufgenommen).</p>	NPF	nicht selbstmeldend ohne Signaländerung Funktionsteil	V
<p>MU neu eingestellt, Sonde abgeglichen (Kennlinie neu aufgenommen).</p>	NAF	nicht selbstmeldend mit Signaländerung Funktionsteil	R

Abb. A.4 Auszug aus der Auswertungstabelle für die Anlage SWR A (4 von 6)

Anlagendaten alte (ausgefallene) Komponente									
A_BFS	A_AKZ	A_RAUM	A_HERSTELLER	A_HTA	A_BAUART	A_IND_NR	A_OBJEKT_NR	A_BAUJAHR	A_PLANERTYP
KGG-AH 00240*0174	+00HD03C 007 -A12	0G02.05	HARTMANN & BRAUN	CMC60- 2/72262-5- 9280162	MULTIFUNKTIONSB AUGRUPPE PROFIBUS	5345	1546917		
KGG-AH 00240*0174	+00HD04A 005 -A04	0G02.05	HARTMANN & BRAUN	CMC60- 2/72262-5- 9280162	MULTIFUNKTIONSB- BAUGRUPPE PROFIBUS	5343	1551285		
KGG-BP 00240*0380	=20VC12L 001 -B01	2P01.42	HARTMANN & BRAUN	15933-2- 0014	ASL 800	15933-540473	1066305		T47A
KGG-BP 00240*0381	=20UB92L 001 -B01	2F02.41	HARTMANN & BRAUN	15933-2- 0018	ASL 800	15933-T- 422709			
KGG-AX 00176*0002	+20NB05A 008	2F09.18	ENDRESS & HAUSER MESSTECHN.	FMC671Z	FUELLSTANDS- MESSGEREAT, MIKROPROZESS- GESTEUERT	V850186-EP6	1300802		T436

Abb. A.5 Auszug aus der Auswertungstabelle für die Anlage SWR A (5 von 6)

Anlagendaten neue (reparierte/neu eingebaute) Komponente									
N_BFS	N_AKZ	N_RAUM	N_HERSTELLER	N_HTA	N_BAUART	N_IND_NR	N_OBJEKT_NR	N_BAUJAHR	N_PLANERTYP
KGG-AH 00240*0174	+00HD03C 007 -A12	0G02.05	HARTMANN & BRAUN	CMC60- 2/72262-5- 9280162	MULTIFUNKTIONSB AUGRUPPE PROFIBUS	5345	1546917		
KGG-AH 00240*0174	+00HD04A 005 -A04	0G02.05	HARTMANN & BRAUN	CMC60- 2/72262-5- 9280162	MULTIFUNKTIONSB- BAUGRUPPE PROFIBUS	5343	1551285		
KGG-BP 00240*0380	=20VC12L 001 -B01	2P01.42	HARTMANN & BRAUN	15933-2- 0014	ASL 800	15933-540473	1066305		T47A
KGG-BP 01299*0005	=20UB92L 001 -B01	2F02.41	VEGA GRIESHABER KG	WELL52. XXX4AL D1CD2X	HÄNGEDRUCK- MESSUMFORMER		1663418		
KGG-AX 00176*0002	+20NB05A 008	2F09.18	ENDRESS & HAUSER MESSTECHN.	FMC671Z	FUELLSTANDS- MESSGEREAT, MIKROPROZESS- GESTEUERT	V850186-EP6	1300802		T436

Abb. A.6 Auszug aus der Auswertungstabelle für die Anlage SWR A (6 von 6)

B Anhang: Ausfallarten

Die vorliegenden Ereignisse von der Anlage SWR A wurden auch hinsichtlich der aufgetretenen Ausfallart der jeweiligen Komponente untersucht. Hierbei wurde die Ausfallart insbesondere in aktive und passive Ausfälle unterteilt. Der Unterschied zwischen diesen beiden Ausfallarten soll die Abbildung B.1 verdeutlichen.

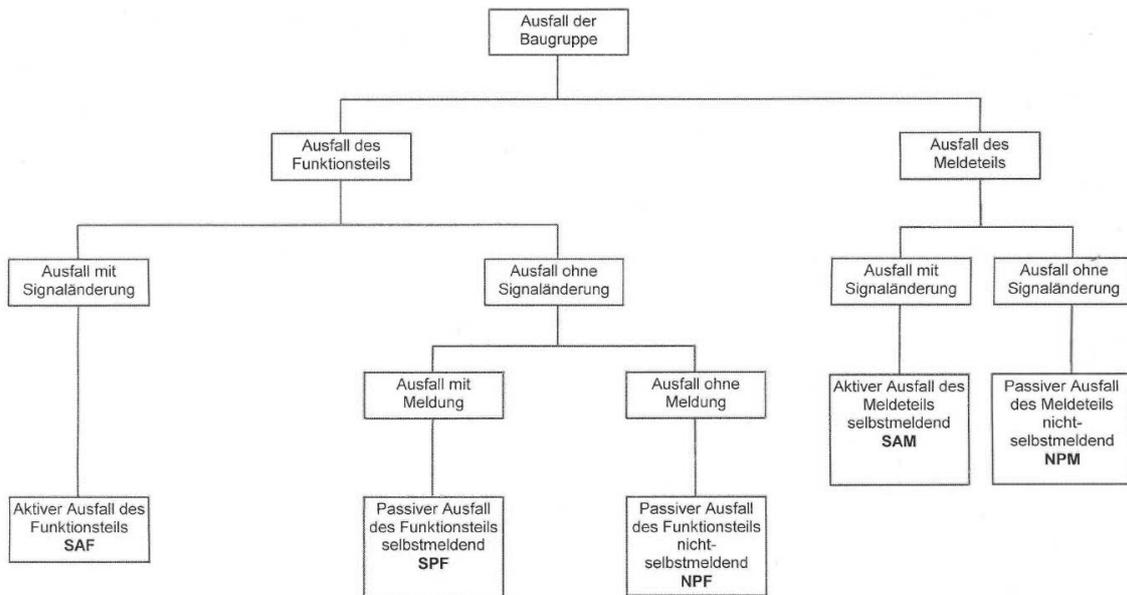


Abb. B.1 Einsortierung der Ausfallart für die Anlage SWR A

Die Abkürzungen die in Abbildung B.1 genutzt werden lauten wie folgt:

- Für den Funktionsteil gilt:
 - „SAF“ = selbstmeldend, mit Signaländerung (aktiver Ausfall)
 - „SPF“ = selbstmeldend, ohne Signaländerung (passiver Ausfall)
 - „NPF“ = nicht selbstmeldend, ohne Signaländerung (passiver Ausfall)
- Für den Meldeteil gilt:
 - „SAM“ = selbstmeldend, mit Signaländerung (aktiver Ausfall)
 - „NPM“ = nicht selbstmeldend, ohne Signaländerung (passiver Ausfall)

Die Angabe der Signaländerung bezieht sich auf das Verhalten der Signalgröße im gestörten Funktions- oder Meldeteil der Komponente. Verursacht die Störung einen Sig-

nalzustandswechsel am Funktionsteil ausgang gegenüber dem ungestörten Normalzustand, so liegt eine Signaländerung vor. Das gleiche gilt auch für dynamische Systeme, wie z. B. dem EDM-System, welche einen Taktausfall oder eine unzulässige Taktänderung als Anregebedingung erkennen. Ein veränderter Takt entspricht somit ebenfalls einer Signaländerung.

Das Meldeverhalten bezieht sich auf die Randbedingungen der Störungserkennung. Würde sich z. B. die Störung nur in Form einer lokalen Anzeige auf dem Gerät zeigen und diese Örtlichkeit nicht mit dem Ziel einer Störungserkennung regelmäßig begangen, so handelt es sich um eine nicht selbstmeldende Störung.

Im Gegensatz dazu sind die gezielte und wahrnehmbare Anregung einer Sammelmeldung und die damit initiierte Störungssuche als selbstmeldend zu bewerten.

Unter dem Funktionsteil sind die für die Aufgabenstellung der Komponente benötigten Einrichtungen zu verstehen. So gehört z. B. ein Einstellpotentiometer oder eine UND-Funktion, eine Verwendung in der Anlage vorausgesetzt, zu dem Funktionsanteil.

Unter Meldeteil werden die Komponenteneinrichtungen verstanden, die ausschließlich nur für die Generierung, Verknüpfung, Ausgabe und Anzeige von Meldungen dienen. Ein Defekt innerhalb der vorgenannten Geräteanteile wirkt sich somit nicht auf den Funktionsteil der Komponente aus.

Referenzen

- /ABB 00a/ Datenblatt Contrans P ASL 800, ABB ehemals Hartmann & Braun, Stand 2000
- /ABB 00b/ Datenblatt Contrans P Hart Messumformer ASD 800, ABB ehemals Hartmann & Braun, Stand 2000
- /ABB 00c/ Datenblatt Contrans P Hart Messumformer ASD 810, ABB ehemals Hartmann & Braun, Stand 2000
- /ABB 02/ Datenblatt Advance Optima Modulares Geräteprogramm für die Prozessgasanalyse, ABB ehemals Hartmann & Braun, Stand 2002
- /ABB 10/ SUE 3000 Schnellumschaltvorrichtung, Produktdatenblatt, ABB 2010
- /AEG 00/ Profitec 2000S Batterieladegleichrichter für gesicherte Gs – Versorgungen, Betriebsanleitung 4418 BAL, de, AEG 2000
- /AEG 11/ Technische Information Automatisierungsgeräte, Homepage AEG 2011
- /BMU 12/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke, Stand: 22. November 2012
- /BMU 13/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Interpretationen zu den Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke, Stand: 29. November 2013
- /E&H 93/ Picomag DMI 6530 Durchflussmesstechnik, Montage- und Betriebsanleitung, Endress & Hauser, Stand 1993
- /E&H 00a/ Technische Information, Ultraschall-Füllstandmessung Sensoren DU 40 C, DU 41 C, Stand 2000
- /E&H 00b/ Technische Information, Ultraschall-Füllstandmessung nivosonic FMU 671, FMU 676, Stand 2000

- /E&H 00c/ Technische Information, Durchfluss-Messsystem Promag30/33, Stand 2000

- /E&H 04/ Technische Informationen zum Messumformer Mycom S CLM153, Endress & Hauser, Stand 04/04

- /E&H 10/ Technische Informationen zu Messumformer Levelflex M FMP 40, Endress & Hauser, Stand 12/10

- /E&H 11a/ Technische Informationen zur Messumformerfamilie Micropilot M FMR230/231/240/244/245, Endress & Hauser, Stand 06/2011

- /E&H 11b/ Technische Informationen zu Messumformer Deltabar S PMD 25K, Endress & Hauser, Stand 2011

- /E&H 11c/ Technische Informationen zur Messumformerfamilie Cerabar S für Prozessdruckmessung, Endress & Hauser, Stand 2011

- /E&H 11d/ Technical Information Level Measurement Silometer FMC 672 Z, Endress + Hauser

- /E&H 11e/ Technische Information Liquisys M CLM 223/253, Endress&Hauser, Stand 12/11

- /E&H 11f/ Technische Information zum Druckschalter Ceraphant T, Endress&Hauser, Stand 11/11

- /E&H 12a/ Technische Informationen zur Messumformerfamilie Deltapilot S DB50/50L/51/52/53, Endress & Hauser, Stand 01/2012

- /E&H 12b/ Technische Information zur Messumformerfamilie Deltapilot M FMB50/51/52/53, Endress & Hauser, Stand 2012

- /E&H 12c/ Technische Informationen zur Messumformerfamilie Prosonic M FMU40, 41, 42, 43, 44, Endress & Hauser, Stand 04/2012

- /E&H 12d/ Technische Information zur Messumformerfamilie Levelflex FMP51, FMP52, FMP54, Endress & Hauser, Stand 04/12

- /E&H 12e/ Technische Information zu Drucktransducer mit Keramik- und Metallsensoren Cerabar T PMC131, PMP131, PMP135, Endress & Hauser, Stand 09/12
- /E&H 12f/ Technische Informationen zur Messumformerfamilie Deltabar S für Differenzdruckmessung, Endress & Hauser, Stand 02/2012
- /E&H 14a/ Technische Informationen zur Messumformerfamilie Cerabar M PMC51, PMP51, PMP55, Endress & Hauser Stand 06/14
- /E&H 14b/ Technische Information zum Messumformer Deltabar PMD55, Endress & Hauser, Stand 06/14
- /FLE 12/ User's Manual Flexim Fluxus ultrasonic flowmeters Fluxus ADM 7XX7, 12/2004
- /GEE 05/ Produktbeschreibung DigitalFlow™ DF868, General Eastern, Stand 2005
- /GEE 08/ Technische Information RH Plus MR 2350 Relative Humidity Analyzer, General Eastern Sensing & Inspection Technologies, Stand 2008
- /GRS 15/ Entwicklung und Einsatz von Analysemethoden zur Beurteilung softwarebasierter leittechnischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken (3610R01361), ISBN 978-3-944161-36-5, GRS-355, 2015
- /H&B 90/ Datenblatt des Wärmeleitgasanalysators Caldos 5G, Hartmann & Braun, Stand Januar 1990
- /H&B 91/ Technische Information Contrans P Messumformer ASK 700/720 für Differenzdruck, Durchfluss und Füllstand, Hartmann & Braun, Stand 1991
- /H&B 95/ Listenblatt Analysatoren für IR-absorbierende Gase Uras 10 E und Uras 10 P, Hartmann & Braun, Stand 1995
- /H&B 00/ Technische Information Contrans P HART Messumformer ASK 800 für Differenzdruck, Durchfluss und Füllstand, Hartmann & Braun/ABB, Stand 2000

- /Jaquet/ Betriebsanweisung Jaquet Tachometer Serie 1300, Jaquet

- /Knick 98/ Handbuch zur Prozess Unit 37 pH, Knick Instruments, Stand 1998

- /KTA 14a/ Kerntechnischer Ausschuss, KTA 3501 „Reaktorschutzsystem und Überwachungseinrichtungen des Sicherheitssystems“, Regeländerungsentwurf (Gründruck), Fassung November 2014

- /KTA 14b/ Kerntechnischer Ausschuss, KTA 3701 „Übergeordnete Anforderungen an die elektrische Energieversorgung in Kernkraftwerken“, Fassung 2014-11

- /ME 00/ Meldepflichtiges Ereignis, „Fehlerhafte sekundärseitige Lastabsenkung und nichterfolgter Stabeinwurf“, GKN 1, 10.05.2000

- /ME 01/ Meldepflichtiges Ereignis, „Absturz eines Brennelementes nach dem fehlerhaften Anheben“, KKK, 06.04.2001

- /ME 05/ Meldepflichtiges Ereignis, „Temporäre Störungen von Symphony Baugruppen“, KKI 1, 31.01.2005

- /ME 07/ Meldepflichtiges Ereignis, „Nicht spezifikationsgerechtes Verhalten des SINUPERM N Mittelbereichsmesskanals“, KWB-B, 04.09.2007

- /ME 13/ Meldepflichtiges Ereignis, „Fehlerhafte Auslösung von Brandschutzklappen im USUS infolge einer Störung in der Brandmeldeanlage 1F51“, KKP 1, 31.10.2013

- /MGP 06a/ Faltblatt zum digitalen Signalverarbeitungselektronik TK 250, MGP Instruments, Stand 2006

- /MGP 06b/ Faltblatt zu den digitalen Messkanälen DPK/DFK/DEK 251, MGP Instruments, Stand 2006

- /MGP 06c/ Technische Information zu TK 250, 348 215 DG, MGP Instruments GmbH 2006

- /PNO 10/ PROFIBUS Nutzerorganisation e.V., PROFIBUS Systembeschreibung – Technologie und Anwendung, Version November 2010, Best.-Nr. 4.331

- /SAM 00a/ Samson, Technische Information „Kommunikation im Feld“, April 2000
- /SAM 00b/ Samson, Technische Information „HART-Kommunikation“, Juni 2000
- /SAM 00c/ Samson, Technische Information „PROFIBUS-PA“, Juni 2000
- /SAM 00d/ Samson, Technische Information „FOUNDATION FIELDBUS“, Juli 2000
- /SIE 95/ Bedienungsanleitung Siemens SITRANS T Messumformer, Siemens, Stand 1995
- /SIE 00/ Datenblatt SITRANS T family, Siemens, Stand 2000
- /SIE 02/ Handbuch für die kommunikationsfähigen Leistungsschalter SENTRON WL und SENTRON VL, vorläufiger Entwurf, Siemens, Stand 2002
- /SIE 05/ Bedienungsanleitung Universal Messumformer für Starkstromgrößen SIMEAS T, Siemens, Stand 2005
- /SIE 07/ Multifunktionsschutz mit Steuerung SIPROTEC 4 7SJ61/62/63/64 6MD63, Schutztechnik, Katalog SIP 3.1, Siemens, Stand 2007
- /SIE 09/ SIPROTEC Multifunktionsschutz mit Steuerung 7SJ62/64, Handbuch Version 4.8, C53000-G1100-C207-4, Siemens, Stand 2009
- /SIE 11a/ Siemens Homepage (Industry Automation and Drive Technologies), Regelsystem SIMADYN D – Übersicht über die SIMADYN D Komponenten, September 2011
- /SIE 11b/ Simatic ET 200S Handbuch Fehlersichere Motorstarter, Siemens, Stand März 2011
- /SOM 12/ Sommer, Arians (GRS), „Concepts for the architecture of digital I&C-systems in NPPs and approaches for their assessment“, Eurosafe 2012
- /TÜV 10/ Stellungnahme des TÜV SÜD, Nutzerprogrammierbare Hardware (NPHW) zur Realisierung von Funktionen der Kategorie A, 23.08.2010

- /NRC 09/ U.S. NRC, NUREG/CR-7007 „Diversity Strategies for Nuclear Power Plant Instrumentation and Control Systems“, ORNL/TM-2009/302
- /URS 05/ Das HART Protokoll, Schächli Urs, Berner Fachhochschule Hochschule für Technik und Informatik HTI, 2005
- /VAT 03/ ELIN DRS-LIGHT Technische Kurzbeschreibung, VA TECH SAT GmbH & Co 2003
- /VEG 01/ Produktinformation VEGAPULS WL 61, 61, 62, 63, 65, 66, VEGA GRIESSHABER
- /VEG 02/ Bedienungsanleitung VEGAPULS 68, VEGA GRIESSHABER
- /VEG 03/ Bedienungsanleitung VEGAWELL 52, VEGA GRIESSHABER
- /VEG 04/ Bedienungsanleitung VEGAWELL 72, VEGA GRIESSHABER
- /VEG 97/ Bedienungsanleitung VEGAPULS 64 und VEGAPULS 81, VEGA GRIESSHABER, Stand 01/2997
- /WOO 03/ MFR 11 -Schutzrelais-, Bedienungsanleitung Version 3.xxxx, GR37140, Woodward 2003
- /WOO 07/ MFR 11 Packages, Multifunktionsrelais, Handbuch Version 3.1xxx, Anleitung GR37351A, Woodward 2007
- /WUD 07/ Weitowitz, Urbanski, „Digitaltechnik“, 5.Auflage, 2007

Abbildungsverzeichnis

Abb. 4.1	Anteile der Elektrotechnik-Komponenten an den am Standort der Anlage SWR A gesamt eingesetzten Elektrotechnik-Komponenten aufgeschlüsselt nach ihrer Betriebsmittelart.....	50
Abb. 4.2	Anteile der Messumformer an den am Standort der Anlage SWR A gesamt eingesetzten Messumformern aufgeschlüsselt nach ihrer Betriebsmittelart.....	51
Abb. 4.3	Verhältnis der Anzahl der Ereignisse einer Betriebsmittelart zur Anzahl der insgesamt eingesetzten Komponenten dieser Betriebsmittelart für Elektrotechnik-Komponenten am Standort der Anlage SWR A	52
Abb. 4.4	Verhältnis der Anzahl der Ereignisse einer Betriebsmittelart zur Anzahl der insgesamt eingesetzten Komponenten dieser Betriebsmittelart für Messumformer am Standort der Anlage SWR A.....	53
Abb. 4.5	Prozentualer Anteil der Ereignisse pro Jahr in Bezug auf die Gesamtanzahl der Ereignisse für die Elektrotechnik-Komponenten der Anlage SWR A.....	54
Abb. 4.6	Prozentualer Anteil der Ereignisse pro Jahr in Bezug auf die Gesamtanzahl der Ereignisse für die Messumformer der Anlage SWR A.....	55
Abb. 4.7	Anteile der Hersteller an den für die Anlage SWR A erfassten programmierbaren oder rechnerbasierten Elektrotechnik-Komponenten	56
Abb. 4.8	Anteile der Hersteller an den für die Anlage SWR A erfassten programmierbaren oder rechnerbasierten Messumformern	57
Abb. 4.9	Verhältnis von Ereignisanzahl an Komponenten eines bestimmten Herstellers zur Anzahl der eingesetzten Komponenten für diesen Hersteller für die erfassten Elektrotechnik-Komponenten der Anlage SWR A.....	58

Abb. 4.10	Verhältnis von Ereignisanzahl an Komponenten eines bestimmten Herstellers zur Anzahl der eingesetzten Komponenten für diesen Hersteller für die erfassten Messumformer der Anlage SWR A.....	59
Abb. 4.11	Anteile der in der Anlage SWR A eingebauten Leittechnik-Komponenten an den Systemen.....	61
Abb. 4.12	Anteile der in der Anlage SWR A eingebauten Elektrotechnik-Komponenten an den Systemen.....	62
Abb. 4.13	Anteile der in der Anlage SWR A eingebauten Messumformer an den Systemen	63
Abb. 4.14	Anteile der von Leittechnik-Ereignissen betroffenen Systeme in der Anlage SWR A.....	64
Abb. 4.15	Anteile der von Elektrotechnik-Ereignissen betroffenen Systeme in der Anlage SWR A.....	65
Abb. 4.16	Anteile der von Messumformer-Ereignissen betroffenen Systeme in der Anlage SWR A.....	66
Abb. 4.17	Anteile der verschiedenen Ausfallarten in der Anlage SWR A für die Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie für Messumformer.....	67
Abb. 4.18	Anteile der verschiedenen Fehlererkennungsarten in der Anlage SWR A für die Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie für Messumformer.....	68
Abb. 4.19	Anteile der selbstmeldenden und nicht selbstmeldenden Ereignisse für die Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie für Messumformer.....	70
Abb. 4.20	Anteile der verschiedenen Fehlererkennungsarten für die nicht selbstmeldenden Fehler aus Abb. 4.19 für die Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie für Messumformer.....	71

Abb. 4.21	Anteile der Ausfallbehebungsmöglichkeiten für die Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie für Messumformer.....	73
Abb. 4.22	Verhältnis der Anzahl der Messumformer-Ereignisse einer Betriebsmittelart zur Gesamtanzahl der Messumformer-Ereignisse für die Anlage SWR B.....	75
Abb. 4.23	Prozentualer Anteil der Ereignisse pro Jahr in Bezug auf die Gesamtanzahl der Ereignisse für die Messumformer der Anlage SWR B.....	76
Abb. 4.24	Anteile der Hersteller an den für den Standort der Anlage SWR B erfassten programmierbaren oder rechnerbasierten Messumformern.....	77
Abb. 4.25	Verhältnis von Ereignisanzahl an Komponenten eines bestimmten Herstellers zur Anzahl der eingesetzten Komponenten für diesen Hersteller für die erfassten Messumformer der Anlage SWR B.....	78
Abb. 4.26	Anteile der verschiedenen Fehlerarten in der Anlage SWR B für die Leittechnik-Komponenten sowie für Messumformer.....	79
Abb. 4.27	Anteile der verschiedenen Fehlererkennungsarten für die nicht selbstmeldenden Fehler aus Abb. 4.26.....	80
Abb. 4.28	Anteile der verschiedenen Fehlererkennungsarten in der Anlage SWR B für die Komponenten der Leittechnik sowie für Messumformer ...	81
Abb. 4.29	Anteile der verschiedenen Ursachen für die Ereignisse in der Anlage SWR B für die Komponenten der Leittechnik sowie für Messumformer ...	83
Abb. 4.30	Anteile der Anlagenzustände bei Ereigniseintritt in der Anlage SWR B für die Komponenten der Leittechnik sowie für Messumformer.....	84
Abb. 4.31	Verhältnis der Anzahl der Messumformer-Ereignisse einer Betriebsmittelart zur Gesamtanzahl der Messumformer-Ereignisse für die Anlage DWR A.....	85

Abb. 4.32	Prozentualer Anteil der Ereignisse pro Jahr in Bezug auf die Gesamtanzahl der Ereignisse für die Messumformer der Anlage DWR A	86
Abb. 4.33	Anteile der Hersteller an den für den Standort der Anlage DWR A erfassten programmierbaren oder rechnerbasierten Elektrotechnik-Komponenten	87
Abb. 4.34	Anteile der Hersteller an den für den Standort der Anlage DWR A erfassten programmierbaren oder rechnerbasierten Messumformern.....	88
Abb. 4.35	Verhältnis von Ereignisanzahl an Komponenten eines bestimmten Herstellers zur Anzahl der eingesetzten Komponenten für diesen Hersteller für die erfassten Messumformer der Anlage DWR A.....	89
Abb. 4.36	Anteile der von Leittechnik-Ereignissen betroffenen Systeme in der Anlage DWR A	90
Abb. 4.37	Anteile der von Messumformer-Ereignissen betroffenen Systeme in der Anlage DWR A	91
Abb. 4.38	Anteile der Auswirkungen der Ereignisse in der Anlage DWR A für die Komponenten der Leittechnik sowie für Messumformer.....	92
Abb. 4.39	Anteile der verschiedenen Fehlererkennungsarten in der Anlage DWR A für die Komponenten der Leittechnik sowie für Messumformer ...	93
Abb. 4.40	Anteile der verschiedenen Ursachen für die Ereignisse in der Anlage DWR A für die Komponenten der Leittechnik sowie für Messumformer ...	95
Abb. 4.41	Anteile der Anlagenzustände bei Ereigniseintritt in der Anlage DWR A für die Komponenten der Leittechnik sowie für Messumformer	96
Abb. 4.42	Verhältnis der Anzahl der Messumformer-Ereignisse einer Betriebsmittelart zur Gesamtanzahl der Messumformer-Ereignisse für die Anlage DWR B.....	98

Abb. 4.43	Prozentualer Anteil der Ereignisse pro Jahr in Bezug auf die Gesamtanzahl der Ereignisse für die Messumformer der Anlage DWR B	99
Abb. 4.44	Anteile der Hersteller an den für den Standort der Anlage DWR B erfassten programmierbaren oder rechnerbasierten Messumformern....	100
Abb. 4.45	Verhältnis von Ereignisanzahl an Komponenten eines bestimmten Herstellers zur Anzahl der eingesetzten Komponenten für diesen Hersteller für die erfassten Messumformer der Anlage DWR B.....	101
Abb. 4.46	Anteile der verschiedenen Fehlerarten in der Anlage DWR B für die Leittechnik-Komponenten sowie für Messumformer.....	102
Abb. 4.47	Anteile der verschiedenen Fehlererkennungsarten in der Anlage DWR B für die Komponenten der Leittechnik sowie für Messumformer .	103
Abb. 4.48	Anteile der verschiedenen Ursachen für die Ereignisse in der Anlage DWR B für die Komponenten der Leittechnik sowie für Messumformer .	104
Abb. 4.49	Anteile der Anlagenzustände bei Ereigniseintritt in der Anlage DWR B für die Komponenten der Leittechnik sowie für Messumformer	106
Abb. 4.50	Verhältnis der Anzahl der Elektrotechnik-Ereignisse einer Betriebsmittelart zur Gesamtanzahl der Elektrotechnik-Ereignisse für die Anlage DWR C.....	107
Abb. 4.51	Verhältnis der Anzahl der Messumformer-Ereignisse einer Betriebsmittelart zur Gesamtanzahl der Messumformer-Ereignisse für die Anlage DWR C.....	108
Abb. 4.52	Prozentualer Anteil der Ereignisse pro Jahr in Bezug auf die Gesamtanzahl der Ereignisse für die Elektrotechnik-Komponenten der Anlage DWR C	109

Abb. 4.53	Prozentualer Anteil der Ereignisse pro Jahr in Bezug auf die Gesamtanzahl der Ereignisse für die Messumformer der Anlage DWR C	110
Abb. 4.54	Anteile der Hersteller an den für den Standort der Anlage DWR C erfassten programmierbaren oder rechnerbasierten Elektrotechnik-Komponenten	111
Abb. 4.55	Anteile der Hersteller an den für den Standort der Anlage DWR C erfassten programmierbaren oder rechnerbasierten Messumformern....	112
Abb. 4.56	Verhältnis von Ereignisanzahl an Komponenten eines bestimmten Herstellers zur Anzahl der eingesetzten Komponenten für diesen Hersteller für die erfassten Messumformer der Anlage DWR C	113
Abb. 4.57	Anteile der von Leittechnik-Ereignissen betroffenen Systeme in der Anlage DWR A	115
Abb. 4.58	Anteile der von Elektrotechnik-Ereignissen betroffenen Systeme in der Anlage DWR A	116
Abb. 4.59	Anteile der von Messumformer Ereignissen betroffenen Systeme in der Anlage DWR A	117
Abb. 4.60	Anteile der Auswirkungen der Ereignisse in der Anlage DWR C für die Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie für Messumformer....	118
Abb. 4.61	Anteile der verschiedenen Fehlererkennungsarten in der Anlage DWR C für die Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie für Messumformer.....	119
Abb. 4.62	Anteile der verschiedenen Ursachen für die Ereignisse in der Anlage DWR C für die Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie für Messumformer.....	121

Abb. 4.63	Anteile der Anlagenzustände bei Ereigniseintritt in der Anlage DWR C für die Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie für Messumformer.....	122
Abb. 5.1	Anteile der Ereignisse der Messumformer an RS, KS und Rest in der Anlage SWR A.....	124
Abb. 5.2	Anteile von RS und KS bei „Software-relevanten“ Ereignissen bei den Messumformern in der Anlage SWR A	125
Abb. 5.3	Anteile der Ereignisse der Messumformer an RS, HS, KS und Rest in der Anlage DWR A	126
Abb. 5.4	Anteile von RS, HS und KS bei „Software-relevanten“ Ereignissen bei den Messumformern in der Anlage DWR A	127
Abb. 5.5	Anteile der Ereignisse der Messumformer an RS, KS und Rest in der Anlage DWR C	128
Abb. 5.6	Anteile von RS und KS bei „Software-relevanten“ Ereignissen bei den Messumformern in der Anlage DWR C.....	129
Abb. 5.7	Gemittelte Zeitanteile der verschiedenen Anlagenzustände der Anlage SWR A im Jahr	135
Abb. 5.8	Anlagenzustand zum Zeitpunkt der Ereignisse normiert auf den Zeitanteil des Anlagenzustands am Gesamtjahr in der Anlage SWR A für die Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie für Messumformer.....	136
Abb. 5.9	Anteile der verschiedenen Fehlererkennungsarten in der Anlage SWR A bezogen auf die Ereignisjahrguppe für die Gesamtanzahl der Ereignisse für die Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie für Messumformer.....	139

Abb. 5.10	Anteile der einzelnen Individuen hinsichtlich ihrer Anzahl an Ereignissen in der Anlage SWR A für die Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie für Messumformer.....	140
Abb. 5.11	Anteile der Ereignisse bei denen eine Komponente ausgetauscht wurde im Vergleich zum Anteil der Ereignisse, in denen eine Komponente repariert wurde auf geschlüsselt für die Komponenten der Elektro- und Leittechnik sowie für Messumformer der Anlage SWR A.....	142
Abb. A.1	Auszug aus der Auswertungstabelle für die Anlage SWR A (1 von 6)....	147
Abb. A.2	Auszug aus der Auswertungstabelle für die Anlage SWR A (2 von 6)....	148
Abb. A.3	Auszug aus der Auswertungstabelle für die Anlage SWR A (3 von 6)....	149
Abb. A.4	Auszug aus der Auswertungstabelle für die Anlage SWR A (4 von 6)....	150
Abb. A.5	Auszug aus der Auswertungstabelle für die Anlage SWR A (5 von 6)....	151
Abb. A.6	Auszug aus der Auswertungstabelle für die Anlage SWR A (6 von 6)....	152
Abb. B.1	Einsortierung der Ausfallart für die Anlage SWR A	153

Tabellenverzeichnis

Tab. 3.1	Erläuterungen zu den Attributen der Auswertungstabelle der Anlage SWR A (siehe Anhang A)	46
----------	---	----

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

Schwertnergasse 1
50667 Köln

Telefon +49 221 2068-0

Telefax +49 221 2068-888

Forschungszentrum

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

ISBN 978-3-944161-37-2

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

Schwertnergasse 1
50667 Köln

Telefon +49 221 2068-0

Telefax +49 221 2068-888

Forschungszentrum

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