

Spezifikation

für

Schutzgeräte und Stations- automatisierungssysteme

Inhaltsverzeichnis

1	Anwendungsbereich	3
2	Allgemeine Anforderungen	3
3	Technische Anforderungen - Schutzgeräte	19
4	Technische Anforderungen - Stationsautomatisierungssysteme	26
5	Zulassung und Prüfung	33
6	Dokumentation	33
7	Verpackung, Begleitpapiere und Transport	34
8	Entsorgung	34
9	Anhang	35

1 Anwendungsbereich

Diese Spezifikation gilt für Schutzgeräte und Stationsautomatisierungssysteme.

Diese Spezifikation wurde im Arbeitskreis Schutztechnik erstellt und hat Gültigkeit für die Gesellschaften der Thüga-Gruppe.

Ansprechpartnerin und Leiterin des technischen Arbeitskreises:

M.Sc. Paul Ihrig
Tel.: (089) 38197- 1338
Fax: (089) 38197- 1235
E-Mail: paul.ihrig@thuega.de

Thüga AG
Nymphenburger Straße 39
80335 München

2 Allgemeine Anforderungen

Die nachfolgenden allgemeinen Anforderungen sind Teil der Spezifikation für Schutzgeräte, Fernwirkanlagen, Stationsautomatisierung und -steuerung für Einzelanlagen (Stand-Alone) ebenso wie für Gesamt-Systeme.

Zusätzliche Anforderungen sind für Schutzgeräte in Kapitel 3 und für Stationsautomatisierungssysteme in Kapitel 4 spezifiziert.

2.1 Anforderungen an die IT-Sicherheit

Der Auftragnehmer hat für den Anwendungsbereich Entwicklung und Service ein gültiges ISO/IEC 27001 Zertifikat vorzulegen. Hierbei sind auch die Anforderungen aus ISO/IEC 27002 und ISO/IEC 27019 zu berücksichtigen. Es ist, soweit anwendbar, das BDEW/OE Whitepaper „Anforderungen an sichere Steuerungs- und Telekommunikationssysteme“ in der aktuell gültigen Fassung einzuhalten.

Der Mandatsführer oder ein benannter Vertreter behält sich das Recht vor, die Einhaltung der Anforderungen der o.g. Normen und dem BDEW/OE Whitepaper durch ein Vor-Ort-Audit zu überprüfen. Hierzu findet regelmäßig eine Auftragnehmerbefragung mittels einer Selbstauskunft statt. Der „Lieferantenfragebogen“ zur Informationssicherheit im Rahmen des ISMS nach ISO/IEC 27001 ist auszufüllen und unterschrieben an den Mandatsführer oder den benannten Vertreter zurückzusenden.

2.2 Beschreibung des Netzes und der Topologie

Die Verteilnetze der Unternehmen der Thüga werden mit einer Nennfrequenz von 50 Hz betrieben.

Es ist zu gewährleisten, dass die Steuerung und der Schutz elektrischer Anlagen im Fall folgender Ereignisse keine Fehlfunktionen aufweisen:

- Frequenzabweichungen innerhalb der festgelegten Grenzen von 47 bis 52 Hz.
- Ungerade oder gerade Oberschwingungen in Strom und / oder Spannung
- Schnelle Transienten, insbesondere hervorgerufen durch GIS-Schaltvorgänge.

2.3 Hochspannungsnetz (110/60 kV)

Das Hochspannungsnetz der Unternehmen der Thüga ist vermascht und wird mit geerdeten/gelöschtem Sternpunkten betrieben. Alle Fehlerarten können mit oder ohne Erdberührung auftreten (1-/2-/3-Leiter). Im Hochspannungsnetz mit geerdetem Sternpunkt sind die Freileitungen mit automatischen ein- oder dreipoligen Wiedereinschaltungsrichtungen versehen; in Hochspannungsnetzen mit Petersen-Spulen kommt eine automatische dreipolige Wiedereinschaltung zum Einsatz. Während eines Fehlers oder während der Pausenzeit der Wiedereinschaltungsrichtung können

sich der betroffene Leiter, der Phasenwinkel zwischen Spannung und Strom oder die Richtung des Fehlerstroms ändern. Während oder nach einem Fehler ist eine Abtrennung von Teilen des Netzes möglich.

Die Komponenten der Stationsleittechnik sowie der Schutzgeräte werden in Stationsgebäuden oder kleinen Kompaktstationen eingesetzt.

Die Geräte für die Sekundärtechnik werden dort in Innenraumschränke (19-Zoll-Baugruppenträger) oder auf Tafeln montiert. Freiluftschränke können ebenfalls verwendet werden.

2.4 Mittelspannungsnetz (6 kV bis 35 kV)

Das Mittelspannungsnetz der Unternehmen der Thüga wird vermascht, sternförmig oder in Ringstruktur betrieben. Die Sternpunkte sind über eine oder mehrere Petersen-Spulen bzw. niederohmig über Widerstände oder Impedanzen geerdet oder werden isoliert betrieben.

Für Petersen-Spulen kann im Falle eines Erdschlusses ein temporär geschalteter, Widerstand zur Erhöhung des Erdschlussstromes (KNOSPE) für die wattmetrische Erdschlusserkennung der fehlerbehafteten Leitung bzw. des fehlerbehafteten Kabels oder eine zugeschaltete Kapazität für die Pulsortung verwendet werden.

Die Schutzgeräte müssen durch einfaches Ändern der Parameter an die verschiedenen Sternpunkt-Erdungsmethoden angepasst werden können.

Die Steuer- und Schutzgeräte sind in separaten Innenraumschränken (19-Zoll-Baugruppenträger), auf Tafeln oder direkt im Steuerschrank der Schaltanlage montiert.

2.5 Niederspannungsnetz (0,4 kV)

Das Niederspannungsnetz der Unternehmen der Thüga versorgt private Haushalte und kleinere Industriekunden mit einem dreiphasigen 380/400 V AC-System. Dieses Netz ist starr geerdet. Innenraumschaltanlagen werden verwendet, einschließlich der Leistungstransformatoren MS/0,4 kV. Die Steuer- und Schutzgeräte sind in separaten Innenraumschränken (19-Zoll-Baugruppenträger), auf Tafeln oder direkt im Steuerschrank der Schaltanlage montiert.

2.6 Gas-, Fernwärme und Wasserstationen

Das Gas-, Fernwärme und Wassernetz der Unternehmen der Thüga ist mit Innenraum-Druckreglern und Behältern und innen- wie außenliegenden Pumpen und Schieberventilen ausgerüstet.

Die Geräte für die Fernsteuerung und -überwachung sind in Innenraumschränke (19-Zoll-Baugruppenträger) auf Tafeln oder in Freiluftschränke montiert.

2.7 Betriebsmittel

2.7.1 Stromwandler

Die Stromwandler für die Verwendung in Schaltanlagen der Unternehmen der Thüga sind genormt.

2.7.1.1 Schutz-Stromwandler

Typische Klassen für Schutz-Stromwandler sind 5P10, 5P20, 5P60, 10P10 und 10P20 (TPX).

Die Nennwerte für die Leistung sind 10 bis 60 VA.

Für Distanzschutzgeräte werden auch die Klassen TPZ, 5W verwendet.

Die Sekundär-Nennströme sind 1 A oder 5 A.

Der Auftragnehmer muss die Stromwandler-Anforderungen sowie detaillierte Berechnungsmethoden bei den unterschiedlichen Geräteanschlussmöglichkeiten liefern.

2.7.1.2 **Stromwandler für Messungen und Stationssteuerung**

Typische Stromwandlerklassen für Messungen sind 0,5 FS5 ext. 200 %, der Nennwert für die Leistung beträgt 10 VA.

2.7.2 **Spannungswandler**

In der Regel werden Schutzgeräte an induktiven Spannungswandlern angeschlossen.

An kapazitiven Spannungswandler werden bisher nur Erdschlusswischergeräte angeschlossen.

Die Spannungswandler für die Verwendung in Schaltanlagen der Unternehmen der Thüga sind genormt:

Typische Werte für induktive Spannungswandler sind 100V/ $\sqrt{3}$, 50 VA, 3P (Phasenspannungen) und 100 V/3, 30 VA, 3P für Verlagerungsspannung.

Der Auftragnehmer muss die Spannungswandler-Anforderungen der entsprechenden Gerätetypen zur Verfügung stellen und angeben, ob optional kapazitive Spannungswandler verwendet werden können und welchen Einfluss diese auf das Geräteverhalten haben.

2.7.3 **Leistungsschalter und Trennschalter**

Die Schutzgeräte und Feldsteuereinheiten müssen für ein direktes Auslösen und Schalten des Leistungsschalters (EIN und AUS) und von Trennschaltern ohne externe Hilfsgeräte ausgelegt sein.

Die Stellungsmeldungen des Leistungsschalters (ein/aus, AWE) und der Trennschalter müssen so ausgelegt sein, dass sie direkt an die Binäreingänge der Schutzgeräte und Feldsteuereinheiten angeschlossen werden können.

2.8 **Hilfsspannungsversorgung**

Die Hilfsspannungsversorgung ist 220 V DC, 110 V DC, 60 V DC, 24 V DC +/- 20 % bzw. 230 V AC +/- 10 %. Im Idealfall wird nur eine Baugruppe für alle Spannungen verwendet. Eine Bereichsumschaltung ist zulässig. Werden unterschiedliche Baugruppen für bestimmte Spannungsbereiche verwendet, sind diese modular austauschbar. Weitere Teile im Gerät müssen nicht geändert oder angepasst werden.

Die Unterbrechungs- und Kurzschlusszeit der Versorgungsspannung (d. h. null Volt bis zum Nennwert direkt an den Klemmen des Gerätes) muss mindestens 50 ms ohne Einfluss auf den Betrieb und die spezifischen Gerätedaten oder auf aufgezeichnete, berechnete oder vom Schutzgerät vorgegebene Daten betragen. Eine Restwelligkeit von 12 % darf ebenfalls keinen Einfluss haben.

Der mit einer Quellenimpedanz von null Ohm gemessene Einschaltstrom für die Gleichstromversorgung muss innerhalb der folgenden Grenzen liegen:

- nicht mehr als 18 A Spitzenwert weniger als 0,25 ms
- nicht mehr als 12 A Spitzenwert weniger als 1,0 ms

Die maximale Hochlaufzeit für das Schutzgerät zur Betriebsfähigkeit nach dem Einschalten sollte nicht länger als 30 Sekunden, max. 60 Sekunden sein. Dies gilt auch für die Funktionsfähigkeit der Systemschnittstellen.

Die maximale Hochlaufzeit für das Stations-Automatisierungssystem darf nicht mehr als 5 Minuten betragen.

Der Auftragnehmer gibt die Leistungsaufnahme und die thermischen Verluste jeder Geräteart an.

Für Schutzgeräte mit Wandlerstromauslösung und einige Stationssteuergeräte kann die Hilfsstromversorgung 230 V AC betragen.

Bei Hilfsspannungsversorgungsunterbrechungen beliebiger Dauer darf keine Überfunktion von den Geräten ausgehen.

2.9 Technische Anforderungen und Umgebungsbedingungen

2.9.1 Gehäuse

2.9.1.1 Gehäusebauform

Die Bauform der Gehäuse entsprechen internationalem Standard für 19"-Baugruppenträger. Kleinere Gehäuse müssen ein gängiger Anteil davon sein, z. B. Kassetten mit halber, drittel oder viertel 19"-Breite.

Es muss möglich sein, verschiedene Gerätetypen in einem Baugruppenträger ohne spezielle Montageplatten oder -halterungen zu kombinieren.

Die Höhe muss für alle Geräte einer Systemfamilie in festen 19"-Höheneinheiten (HE) identisch sein.

2.9.1.2 Montage auf Schalttafel (Aufbaugehäuse), bündige bzw. halbbündige Montage, Montage im Baugruppenträger oder auf DIN-Schiene

Es muss möglich sein, die Geräte auf bzw. bündig, halbbündig in Schalttafeln oder in Baugruppenträgern zu montieren. Dies ist für neue Schaltschränke und Schaltanlagen ein Standard.

Es ist nicht erforderlich von den Seiten auf das Gehäuse zugreifen zu können; sämtliche Bedienungen, Ablesungen, Einstellungen, Baugruppenwechsel, usw. müssen von vorn erfolgen können.

Schrauben und andere Kleinteile müssen unverlierbar sein. Außerdem muss eine Schalttafelmontage (Aufbaugehäuse) verfügbar sein, z.B. um Geräte auf bestehende Tafeln zu montieren.

Für kleinere Zusatzgeräte (d. h. Kleinfernwirkanlage, Messwertgeber Kommunikationsumsetzer, Kleinleittechnikanlagen, Messwertumformer usw.) ist eine Montage auf DIN-Schienen zulässig.

Die Erdungsklemme muss rostfrei und sollte für einen Querschnitt von 6 mm² ausgelegt sein.

2.9.1.3 Abgesetzte Bedieneinheit

Falls ein Schutzgerät oder eine Feldeinheit in räumlich begrenzten Bereichen zu installieren ist, soll die Option einer abgesetzten Bedieneinheit bestehen.

2.9.1.4 Kennzeichnungen und Markierungen

Die Schutzgeräte müssen klar und permanent gekennzeichnet sein.

Die Geräteart, die Nennwerte, die Seriennummer, die Hard- und Softwareversion usw. müssen alphanumerisch und in Volltext angegeben und auf dem Gerät oder im Gerätedisplay ablesbar sein.

Außerdem sind alle Klemmenblöcke, Steckverbinder, Karten, Steckplätze usw. klar zu kennzeichnen.

Sämtliche Beschriftungen müssen für die gesamte Lebensdauer zuverlässig durch Schrauben, Nieten oder gleichwertige Befestigungselemente befestigt sein. Eine hochwertige Klebebeschriftung mit folgenden Merkmalen ist zulässig:

- dauerhafte Klebung
- kontrastreiche Beschriftung
- reinigungsmittelresistent
- UV-beständig

2.9.1.5 Material und Lackierung

Bestehen die Gehäuse aus Metall sind sie durch Verzinkung oder gleichwertige Verfahren gegen Korrosion zu schützen.

Die Lackierung ist für die Oberfläche des Metalls für die gesamte Lebensdauer geeignet.

Beim Lackieren ist sicherzustellen, dass die elektrischen Kontakte, z. B. Erdungsklemmen, nicht mitlackiert werden.

Sämtliche Materialien und Lackierungen sind schwer entflammbar und feuerfest.

Durch geeignete Maßnahmen muss sichergestellt werden, dass durch ein Gerät kein Brand ausgelöst wird. Diese Maßnahmen können Sicherungen, Strombegrenzung, die Auswahl schwer entflammbarer Materialien, ausreichender Platz für die Kühlung usw. sein.

2.9.1.6 EMV, EMI, mechanische und elektrische Belastung

Alle leitenden Teile des Gehäuses sind miteinander verbunden und geerdet.

Sämtliche mechanischen und elektrischen Normen, z.B. für Stöße, Schwingungen, Stoßspannungen, Transienten und Überspannungen müssen erfüllt sein.

Der Auftragnehmer gibt die Belastungsklasse für jedes Gerät an.

Die Geräte dürfen elektromagnetische Störungen nur gemäß den derzeit gültigen Normen ausstrahlen.

Die allgemeinen Störfestigkeitsanforderungen für die Industrieumgebung werden für Schaltstationen als nicht ausreichend betrachtet.

2.9.1.7 Klima, Umweltbedingungen und Schutz

Die Geräteausrüstung und die Klemmen müssen mindestens IP 20 entsprechen.

Das Gehäuse für die Oberflächenmontage (Aufbaugeschütz) und das Bedientableau müssen mindestens IP 51 sein. Das Gehäuse für die Einbaumontage (Einbaugeschütz) muss mindestens IP 20 sein. Der Umgebungstemperaturbereich von -10 bis +55 Grad Celsius darf keinen Einfluss auf den Betrieb und die spezifischen Gerätedaten haben. Die relative Luftfeuchtigkeit kann im Jahresmittel bis zu 75 % und an 56 Tagen im Jahr bis zu 93 % betragen.

Der Auftragnehmer gibt die Klassen für die klimatischen Umweltbedingungen während des Betriebs für jedes Gerät an.

2.9.2 Klemmen

Im Allgemeinen werden Schraubklemmen für alle Verbindungen bevorzugt.

Zugfederklemmen können ebenfalls verwendet werden.

2.9.2.1 Stecker sind mit einem Halter, Verschraubung oder Ähnlichem ausgerüstet, um eine Lockerung zu vermeiden. Flachstecker sind für Stromkreise mit einer Spannung von unter 15 V nicht zulässig. Klemmen für den Anschluss von Stromwandlern

Die Klemmen müssen für flexible und starre Leitungen mit einem Querschnitt für Schutzgeräte bis 4 mm² und für alle weiteren Geräte bis maximal 2,5 mm² geeignet sein. Sie müssen mit Standardwerkzeug (Schlitz- oder Kreuzschlitzschraubendreher) gelöst werden können.

Die Phasenströme müssen durch das Schutzgerät oder die Feldeinheit geführt werden, so dass der Sternpunkt außerhalb des Schutzgerätes oder der Feldeinheit ausgeführt werden kann.

2.9.2.2 Klemmen für den Anschluss von Spannungswandlern

Die Klemmen müssen für flexible und starre Leitungen mit einem Querschnitt bis maximal 2,5 mm² geeignet sein und müssen mit Standardwerkzeug gelöst werden können.

2.9.2.3 Andere Klemmen

Klemmen für Hilfsspannungsversorgung, binäre Eingänge, Ausgänge und Erdung müssen für flexible und starre Leitungen mit einem Querschnitt bis maximal 2,5 mm² geeignet sein und müssen mit Standardwerkzeug gelöst werden können.

2.9.3 Messeingänge (Strom- und Spannungswandler)

Die Nennwerte für die Stromeingänge sind:

- Stromwandler: 1 A und/oder 5 A. Optional sind die Stromeingangsgrößen der Messeingänge parametrierbar.

Die Überlastkapazität für Schutzgeräte beträgt:

- Dauernd: 4-facher Nennstrom
- Kurzzeit (1s): 100-facher Nennstrom
- Spitzenstrom (dynamisch): 250-facher Nennstrom für eine Halbwelle

Die Nennwerte für die Stromeingänge bei Feldsteuergeräten sind:

- Stromwandler: 1 A und/oder 2 A, 5 A.

Die Überlastkapazität der Stromeingänge bei Feldsteuergeräten beträgt:

- Dauernd: 4-facher Nennstrom

Die Nennwerte für die Spannungseingänge bei Schutzgeräten und Feldsteuergeräten sind: Spannungswandler 100 V, optional 200 V, 230 V

Die Spannungswandler haben einen Sekundärausgang von 100 V AC und optional 200 V AC

Die Überlastkapazität beträgt:

- Dauernd: 1,5-fache Nennspannung.
- Langzeit: 1,9-fache Nennspannung für 8h.

Die Eingangskreise für die Leiter-Erde-Spannungen und die e-n-Eingänge (Nullspannung) müssen die gleichen Dauerbemessungswerte wie die Eingangskreise für die Leiter-Leiter-Spannungen aufweisen.

Die Genauigkeit aller Messwerte muss besser als 0,5 % sein.

2.9.4 Kontakte, analoge und binäre Ein- und Ausgänge

Das Schutz- und Stations-Automatisierungssystem muss mindestens die Ein- und Ausgänge mit den nachfolgend angegebenen Bemessungswerten bereitstellen. Es ist möglich, dass unter bestimmten Bedingungen andere Bemessungswerte für die entsprechenden Ein- und Ausgänge der Schutz- und Stationsautomatisierungssysteme erforderlich werden. (z.B. Änderungen in Schaltanlagen, usw.)

2.9.4.1 Allgemein

Die binären Eingänge müssen über Beschaltungen verfügen, die diese vor Kontaktprellen und negativen Spannungen schützen. Die Schwellenwerte müssen einstellbar sein.

Die Eingangsimpedanz muss so gering sein, dass Fehlanregungen ausgeschlossen sind.

Die Eingangsleistung darf nicht höher sein als 1W pro Eingang.

Die Anregung eines Eingangs erfordert mindestens 0,5 W oder 3 mA.

Eine Verkabelung innerhalb von Freiluft-Schaltanlagen muss bis zu 1000 m möglich sein, was einer Kapazität von 220 nF entspricht.

2.9.4.2 Für Schutzkreise ist eine maximale Verzögerung von 1 ms zulässig. Binäre Eingänge

- Einzelmeldungseingänge, Doppelmeldungseingänge, mehrpolige Eingänge, Bitmuster (z. B. 1-von-27, BCD)
- Einzeleingänge müssen in der Bediensoftware zu Doppeleingängen verknüpft werden können

2.9.4.3 • **Betriebsspannung: 24 V DC bis 220 V DC (-20% / +15%) oder 230 V AC Binäre Ausgänge**

- Einschalten/Ausschalten: Schaltleistung > 20 W/VA bei L/R ≤ 50 ms
- Nennstrom: 1 A
- Betriebsspannung: 24 V DC bis 220 V DC (-20% / +15%) oder 230 V AC betragen
- Die Rückfallzeit ist kurz genug damit alle Schutz- und Automatisierungsfunktionen gewährleistet sind, typischerweise nicht mehr als 20 ms.
- Doppelkontakt-Ausgänge eineinhalb-polig bzw. zwei-polig mit Schaltstromkontrolle bzw. mit Außenkreisprüfung

2.9.4.4 **Binäre Leistungsausgänge**

- Doppelkontakt-Ausgänge
- Einschalten: Schaltleistung > 1000 W/VA bei L/R ≤ 50 ms
- Ausschalten: Schaltleistung > 1000 W/VA bei L/R ≤ 50 ms
- Maximalstrom: 5 A kontinuierlich und 30 A für mindestens 0,5 s.
- Betriebsspannung: 24 V DC bis 220 V DC (-20% / +15%) oder 230 V AC
- Rückstellung: innerhalb von 30 ms
- 1 pol. 1,5 pol sowie 2 pol. Ausgaben müssen konfigurierbar sein,
- Außenkreisprüfung mit einstellbaren Widerstandsgrenzen min. / max. 1 aus n-Prüfung

2.9.4.5 **Analoge Eingänge von Leittechnik und Fernwirkgeräten**

- -20/-10/-5/0/1/2/4...5/10/20 mA mit 120 % Messbereich
- 0.. 1/2/5 A mit 120 % Messbereich
- 0... 10 V mit 120 % Messbereich
- 0... 100 V mit 120 % Messbereich

2.9.4.6 **Analoge Ausgänge von Leittechnik und Fernwirkgeräten**

- -20/-10/-5/0/1/2/4...5/10/20 mA mit 120 % Messbereich
- 0...10 V mit 120 % Messbereich

2.9.4.7 **Widerstandsthermometer**

- alle Standardtypen wie Pt100 – Pt1000 oder Ni100
- Mindestbereich -30 ... +120 °C

2.9.4.8 **Widerstandsmessung**

- Mindestbereich 10 ... 200 Ohm mit Distanzkomensation

2.9.5 **Werkzeuge für Montage und Installation**

Für die Montage und Demontage des Gehäuses, für den Ausbau von Platinen und den Anschluss von Klemmen dürfen keine Spezialwerkzeuge erforderlich sein. Alle Schraubgewinde müssen EN-/DIN-Standards entsprechen. Es muss leicht möglich sein alle Platinen und Einheiten ein- und auszubauen, sofern dies durch den Auftragnehmer bei der Instandsetzung vorgesehen ist; ohne dazu Leitungen abzuklemmen.

2.9.6 **Anzeigen und Bedienelemente**

Alle Schutzgeräte und Feldsteuereinheiten haben auf ihrer Vorderseite eine Tastatur und ein Display. Das Display muss unter allen Lichtverhältnissen, selbst in völliger Dunkelheit (z.B. durch eine Display- Hintergrundbeleuchtung) und im definierten Temperaturbereich klar ablesbar sein. Optional sollte es möglich sein, die Bedieneinheit für eine abgesetzte Installation zu montieren.

Symbolbibliotheken, z. B. für Schaltgeräte, müssen nationalen und internationalen Normen entsprechen und außerdem frei konfigurierbar sein.

Melde-LEDs müssen in rot (Alarm, Warnung) und grün (Betriebsbereitschaft) ausgeführt sein.

Es muss über Funktionstasten möglich sein, z.B. die automatische Wiedereinschaltfunktion ein- und auszuschalten, Parametersätze zu wählen, und Funktionstests - wie LS-Schaltung, Rückstellungen, Einstellung lokaler Steuerungen oder Fernsteuerungen, Deaktivierung von Verriegelungs- und anderen Funktionen - durchzuführen.

Alle gemessenen und berechneten Werte des Schutzgerätes bzw. der Feldsteuereinheit (U, I, P, Q, f, Fehlerdistanz usw.) und Vorfälle (Auslösezeit, automatische Wiedereinschaltung usw.) müssen gemäß der Parametrierung auf der Anzeige sichtbar sein.

Es muss möglich sein, nur über eine Passworteingabe Parameter und Einstellungen des Schutzgeräts von der frontseitigen Tastatur aus ohne Verwendung eines Bedien-PC zu ändern.

2.9.7 Sonstiges

Es sollten in den Geräten keine rotierenden Bauteile, wie z. B. Lüfter zur Temperaturabführung oder rotierende Festplatten verwendet werden.

2.10 Schnittstellen

2.10.1 Allgemein

Je nach Benutzeranforderungen können verschiedene Schnittstellentypen erforderlich sein. Die Laserklasse von Glasfaseroptik-Schnittstellen muss Klasse 1 sein. Höhere Klassen sind nicht erlaubt.

2.10.2 Bedienschnittstelle

Eine Schnittstelle für die Firmwareübertragung, Initialisierung, Parametrierung, Inbetriebnahme, Fehlersuche, den Service und das Auslesen des Fehlerspeichers muss leicht zugänglich an der Front vorhanden sein. Es müssen über eine direkte Kommunikationsleitung ohne Einrichtung eines Bussystems/ Netzwerks ein Verbindungsaufbau sowie eine Datenübertragung möglich sein. Eine Ausführung als USB-Schnittstelle wird bevorzugt. Alternativ kann die Schnittstelle auch als RS232- oder als 10/100 Base-T-Netzwerkschnittstelle ausgeführt sein.

2.10.3 Serviceschnittstelle

Eine Schnittstelle für die Parametrierung, Inbetriebnahme, Fehlersuche, den Service und das Auslesen des Fehlerspeichers muss vorhanden sein, sofern diese Dienste nicht zusätzlich über die Systemschnittstelle realisiert werden können. Es müssen bis zu 32 Geräte mit einem Bussystem/ Netzwerk zusammengefasst werden können. Die Schnittstelle kann als RS 485-, RS232- oder als 10/100 Base-T-Netzwerkschnittstelle ausgeführt sein.

2.10.4 Systemschnittstelle

Es müssen Schnittstellen für die serielle Kommunikation und für die Kommunikation über Ethernet in einfacher und redundanter sowie in elektrischer und optischer Ausführung verfügbar sein..

Das eingesetzte Kommunikationsprotokoll muss unabhängig von der eigentlichen Gerätefunktion und –hardwarebasis änderbar sein. Sollte dafür ein Hardwarewechsel erforderlich sein, muss der Auftragnehmer die Verfügbarkeit gemäß Kapitel 2.16 sicherstellen.

2.10.5 Schnittstelle für den Fernservice

Eine Schnittstelle für den Fernservice und für das Auslesen der Daten aus dem Fehlerspeicher bzw. dem Ereignisspeicher muss zur Verfügung stehen.

2.10.6 TCP-/ IP-basierter Fernzugriff

Alle IP-fähigen Schutzgeräte und Komponenten der Sekundärtechnik müssen den Remote-Zugang über das Netzwerk ermöglichen. Die Adresse entspricht der konfigurierbaren IP-Adresse. Die Oberfläche soll die Bedienung des Gerätes erlauben. Für die Bedienung über PC, Kommunikationsschnittstelle und Bedientastatur ist ein Passwortschutz notwendig, der durch gezielte Vergaben von Passwörtern Zugriffsrechte ermöglicht. Die im Schutzgerät gespeicherten Daten müssen durch entsprechende Maßnahmen gegen ungewolltes Überschreiben durch Daten vom Datenträger des Bedien- PC gesichert werden.

2.10.7 Passwortverwaltung

Damit Passwörter einen effektiven Zugriffsschutz bieten, müssen folgende Anforderungen in der Passwortverwaltung des Endgerätes möglich sein:

- Passwörter müssen eine Mindestlänge von 8 Zeichen haben,
- Das Passwort muss mindestens drei der vier Zeichenarten enthalten können: Kleinbuchstaben, Großbuchstaben, Ziffern, Sonderzeichen
- Es müssen rollenbasierte Passwörter konfigurierbar sein.
- Optional: Die Passwörter sollen ein einstellbares Verfalldatum haben.
- Es müssen verschiedene Ebenen der Zugriffsberechtigungen konfigurierbar sein: mindestens User, Operator und Administrator.
- Eine automatische Log-off-Funktion mit einstellbarer Zeit (z. B. wiederkehrende Passwort-Abfrage) muss enthalten sein.

2.11 Selbstüberwachung

Alle Schutzgeräte und Steuereinheiten müssen mit einem Selbstüberwachungssystem ausgerüstet werden, das sämtliche Fehler innerhalb der Geräte und der externen Stromkreise (entweder mittels Hardware oder über die Kommunikationskanäle) erkennt und meldet, z. B.:

- Interne Daten- und RAM-Fehler (Prüfsumme)
- Interne Komponenten (Prozessor/-en, Gerätespulen, Halbleiter usw.)
- Externe Stromkreise, Symmetrie von Spannungs- und Stromwandler
- Kommunikation

2.12 Software und Lizenzen

2.12.1 Software für Parametrierung, Prüfung und Analyse

Die Gerätesoftware für die Parametrierung aller Schutz- und Stations-Automatisierungsgeräte muss in den jeweils aktuellen Versionen in Deutsch und Englisch verfügbar sein.

Jeder Parameter darf in einem Gerät nur jeweils einmal gesetzt sein; z. B. Verhältnis Strom-/Spannungswandler, Nennwerte.

Der Benutzer muss in der Lage sein, Parameter oder Parametersätze, die nicht benötigt werden, zu verbergen.

Es wird nur eine Software für alle Schutzgeräte je Auftragnehmer und eine Software für alle Stations-Automatisierungssysteme je Auftragnehmer akzeptiert; die volle Kompatibilität zu der entsprechenden Gerätegeneration muss gegeben sein.

Die Software muss auf einer Standardinstallation gemäß den Sicherheitsrichtlinien des Unternehmens laufen. Sie muss auf aktuellen Microsoft-Standard-Betriebssystemen wie z.B. Windows 10 laufen. Werden vom Betriebssystemlieferanten „Servicepacks“ herausgegeben, wird eine Auftragnehmerfreigabe der Software in angemessener Zeit erwartet. Der Auftragnehmer muss angeben, ob die Bediensoftware auf Betriebssystem-Emulationen, wie z. B. VMWARE lauffähig ist und ob sämtliche Konfigurationswerkzeuge unterstützt werden.

Die Software für alte Geräte muss auf allen aktuell gültigen Standardbetriebssystemen, z. B. Windows 10 laufen. Der Auftragnehmer muss eine Kompatibilität zwischen Software und Betriebssystem von mindestens 20 Jahren ab der Abkündigung garantieren bzw. so lange gewährleisten, wie die Betriebssysteme vom Hersteller supportet werden.

Der Auftragnehmer muss ein vollständiges Softwarepaket liefern, das die eigene und jegliche benötigte Drittanbieter-Software beinhaltet.

Diese Software muss mindestens die folgenden Funktionalitäten umfassen:

- Setzen und Ändern aller oder vom Kunden gewählter Parameter
- Dokumentation aller oder vom Kunden gewählter Parameter
- Vergleich von Parametern innerhalb externer Parametersätze und dem jeweiligen Gerät
- Austausch von Parametern mit Prüfeinrichtungen: z. B. RIO, XRIO für OMICRON
- Prüfmodus ohne Einfluss auf den Primärprozess
- Prüfung und Simulation aller Funktionen für die Inbetriebnahme und die Fehlersuche, wählbar als Realmodus oder Prüfmodus
- Import und Export aller Parameter und Daten, z. B. XML oder CSV
- Export aktueller Messwerte (P, Q, U, I...)
- Export und Import von Fehleraufzeichnungen in COMTRADE
- Analyse von Ereignissen und Fehleraufzeichnungen
- Service, Diagnose und Wartung
- Parametrierung und Prüfung logischer Funktionen
- Parametrierung der Bedienoberfläche des Schutzgerätes
- Parametrierung der Feldsteuerungs-Bedienoberfläche
- Parametrierung der Stations-Bedienoberfläche
- Projektierungswerkzeuge für IEC 61850
- Fernzugriff
- Parametrierung von Zubehör (wie LAN-Komponenten oder Zeitsynchronisierungsgeräten)

Die Software unterstützt serielle Schnittstellenanbindung an die Geräte über den COM-Port und USB sowie Netzwerkschnittstellenanbindung über 10/100 Base-T.

2.12.2 Lizenz und Updates für Parametrierung, Prüfung und Analyse

Der Auftragnehmer muss eine vollständige Lizenz für die im Unternehmen verwendete Software für die Parametrierung aller Schutz- und Stations-Steuergeräte einschließlich aller Funktionen gemäß Kapitel 2.12 zur Verfügung stellen. Dies gilt ebenfalls für die Software und die Lizenzen von Drittanbietern, die für die Nutzung zusätzlicher Tools erforderlich sind.

Es muss für den Kunden kostenneutral möglich sein, diese Software vollständig und ohne Einschränkungen - weder in Bezug auf Zeit, Funktion, Leistung oder anderes - auf allen seinen PCs und vom Servicepersonal genutzten Notebooks zu installieren.

Wenn die Software oder eine Drittanbietersoftware durch einen Softwareschlüssel geschützt ist, muss der Auftragnehmer diesen Schlüssel den Kunden ohne weitere Kosten für unbegrenzte Verwendung zur Verfügung stellen.

Hardwareschlüssel (Dongles) und andere Zusatzausrüstungen (Kabel, Stecker usw.) müssen für das gesamte involvierte Personal ohne Mehrkosten zur Verfügung gestellt werden.

Außerdem muss der Auftragnehmer seine Kunden über sämtliche sicherheitsrelevante Updates und Upgrades informieren, sowie diese zur Verfügung stellen.

Die Software sowie die zugehörigen Dokumentationen müssen in den jeweils aktuellen Versionen einschließlich aller Treiber von der Webseite des Auftragnehmers heruntergeladen werden können. Gegebenenfalls kann dies mit einem kundenspezifischen Login auf der Downloadseite des Auftragnehmers erfolgen.

2.12.3 Lizenzen und Updates für Betriebssystem und Gerätesoftware

Der Auftragnehmer muss alle Betriebssystem- oder Gerätesoftwarelizenzengebühren in seinem Angebot angeben. Dies umfasst ebenfalls die Lizenzen von Drittanbietern.

Sämtliche sicherheitsrelevante Updates und Upgrades müssen zur Verfügung gestellt werden.

Diese Software muss in den jeweils aktuellen Versionen von der Webseite des Auftragnehmers heruntergeladen werden können.

Firmware-Updates sind nur mittels Software (Loader) zulässig, nicht durch Hardware-austausch, z. B. mittels EPROMs.

2.13 Interne Logik

Alle Schutzgeräte und Stations-Automatisierungsgeräte müssen über eine interne Logik (Automatisierungsfunktion) verfügen, die vom Kunden frei programmiert werden kann.

Diese Logik kann für Sonderfunktionen verwendet werden, die nicht in der Bibliothek enthalten sind. Die Logik sollte IEC 61131 entsprechen. Ist dies nicht der Fall muss im Angebot explizit darauf hingewiesen werden.

2.14 Einstellbereiche der Parameter

Sämtliche Parameter müssen innerhalb von Grenzen einstellbar sein, die allen möglichen Konfigurationen und Werten entsprechen, die in Anlagen der Hoch- und Mittelspannung vorkommen. Beispiele: Strom- und Spannungswandlerverhältnisse, Einschaltströme, Impedanzen, Zeiten, AWE-Zyklen, usw.

2.15 Fehleraufzeichnung und Ereignisspeicher

Der Fehlerspeicher zeichnet im Fehlerfall mind. 10 Störschriebe mit jeweils einer Länge von mindestens 5 Sekunden innerhalb des Schutzgerätes auf. Die Aufzeichnungen sind im COMTRADE-Format über die Bedien-, System- und die Serviceschnittstelle abrufbar. Die Schutzgeräte und Stations-Automatisierungssysteme müssen einen internen Signal- und Ereignisspeicher für alle binären Signale besitzen.

Für alle binären Signale wird ein Zeitstempel mit einer Auflösung von 1 ms benötigt. Analoge Signale müssen zusammen mit den binären Signalen synchronisiert werden.

Alle Aufzeichnungen werden über die Bedien-, System- und die Serviceschnittstelle übertragen.

2.16 Garantie, Ersatzteile, Service und Produktionseinstellung

Die Garantiezeit für die Geräte beträgt für alle auftretenden Fehler (Software oder Hardware) 60 Monate.

Wenn der Auftragnehmer die Einstellung der Produktion eines Gerätes beabsichtigt, muss er mindestens ein Jahr vor Produktionseinstellung (Abkündigung) eine schriftliche Information (Auslaferklärung) hierüber an den Kunden, der das Gerät im Einsatz hat,

senden. Der Auftragnehmer muss 25 Jahre ab dieser schriftlichen Information (Auslaferklärung) vollständigen Softwaresupport bieten.

Der Auftragnehmer stellt sicher, dass die jeweils mit Geräteeinführung (Vertriebs- und Lieferfreigabe) auf dem Markt gelieferten Versionen der Funktionssoftware für mindestens 25 Jahre dokumentiert und lieferbar sind. Der Auftragnehmer muss 15 Jahre ab der Geräteeinführung die Dokumentation liefern können. Für mindestens 10 Jahre nach der Abkündigung des Gerätes muss der Auftragnehmer alle Ersatzteile sowie vollständig kompatible Geräte liefern können.

Der Auftragnehmer bietet die empfohlenen Ersatzteile als optionale Positionen an.

Der Auftragnehmer muss nach der Information durch den Kunden innerhalb von 48 Stunden (2 Tagen) an Arbeitstagen (72 Stunden während der Wochenenden) Service liefern können.

Dieser Service schließt alle technischen Unterstützungen mittels Telefon oder E-Mail, die Lieferung von Ersatzteilen und kompatiblen Komponenten sowie die Lieferung vollständiger Schutzgeräte zur Wiederherstellung der Funktionalität ein.

Der Auftragnehmer muss eine Standard-Reparaturzeit für alle Geräte mit einer maximalen Reparaturdauer von 4 Wochen während und nach der Garantiezeit angeben.

Für eine Lebensdauer von mindestens 25 Jahren darf kein Austausch von Teilen erforderlich sein. Lediglich der Austausch von Batterien ist akzeptabel; diese Batterien dürfen jedoch nur für die Sicherung des Fehlerspeichers und des Ereignisspeichers verwendet werden. Eine Sicherung von Parametern mittels Batterien ist unzulässig.

2.17 Technischer Support

Der Auftragnehmer stellt eine Hotline für technische Fragestellungen während der normalen Arbeitszeiten (5 Tage/ 8 Stunden) ohne zusätzliche Kosten zur Verfügung. Eine Hotline 7 Tage/ 24 Stunden ist als Option (z.B. Servicelevel) anzubieten.

Bei der telefonischen Hotline (5 Tage/ 8 Stunden) muss jemand zu den angegebenen Zeiten den Anruf entgegennehmen, bei einer maximalen Wartezeit von 5 Minuten. Innerhalb von 4 Stunden (bezogen auf die Servicezeit der telefonischen Hotline) hat eine Antwort mit einer Lösung bzw. mit dem Aufzeigen einer Lösungsstrategie zu erfolgen.

Bei einem höheren Servicelevel werden in einem separaten Vertrag individuelle Vereinbarungen getroffen.

Die Hotline-Sprachen sind vorzugsweise Deutsch sowie Englisch auf ausreichend fachsprachlicher Ebene. Kontaktdaten für den technischen Support in Form einer Funktionsmailbox sowie die Telefonnummer der Hotline sind den Kunden mitzuteilen und bei Veränderungen aktualisiert bereit zu stellen.

2.18 Honorare und Ausbildung des Supportpersonals

Der Auftragnehmer gibt die Ausbildung und Qualifikationen seines Personals sowie die Honorare für die Unterstützung des Kunden für die Projektierung, die Parametrierung, Installation, Inbetriebnahme und den Service (= vor-Ort-Service) an.

Diese Honorare beinhalten alle Kosten, außer Übernachtungs- und Reisekosten, die separat berechnet werden können.

Sämtliche Honorare sind auf einer Stunden- oder Tagesbasis anzubieten.

2.19 Qualitätsanforderungen

2.19.1 Allgemein

Das System und die verwendeten Komponenten müssen den Anforderungen der jeweils gültigen und anwendbaren Normen mit nationalen Anmerkungen in der neuesten Fassung entsprechen.

Wenn Unterschiede zwischen internationalen und nationalen Normen vorliegen, entscheidet der Kunde, welche Normen verbindlich sind.

2.19.2 Patchmanagement

Wenn der Auftragnehmer Kenntnis über mögliche Defekte, Fehler oder Probleme von Hard-, Firm- oder Software (systemrelevante Fehler) hat oder erhält, die den Betrieb der Geräte beeinträchtigen können, ist er verpflichtet, alle involvierten Parteien aktiv und ohne Aufforderung durch den Vertragskunden während der gesamten Lebensdauer des Gerätes (25 Jahre) unverzüglich zu informieren.

Folgende Angaben müssen hierbei – soweit zutreffend - aufgeführt sein:

- Lieferzeitraum
- Liefermenge
- Fertigungszeitraum
- Chargennummer
- Fertigungsstandort
- Typ
- Genaue Beschreibung des Fehlers
- Abschätzung des Gefährdungspotentials
- Vorschlag zur Schadensbeseitigung und zum Produktaustausch

Wenn für die Funktion eines Gerätes systemrelevante Fehler vorliegen, muss der Auftragnehmer kostenlos und während der gesamten Lebensdauer (bis zur Abkündigung des Gerätes plus 10 Jahre) des Gerätes Ersatzteile, Platinen, Firm- und/oder Software zur Verfügung stellen.

2.19.3 Zuverlässigkeit

2.19.3.1 Allgemeines

Wenn eine Komponente ausfällt, muss die Schaltanlage gemäß dem Teilausfallprinzip weiterarbeiten. Es darf keinen einzelnen Ausfallpunkt geben, der die Schaltanlage vollständig ausfallen lässt. Eine adäquate lokale Überwachung und Kontrolle muss aufrechterhalten werden. Der Ausfall einer Komponente darf weder zu einem unerkannten Verlust an Funktionen noch zu einem mehrfachen und kaskadierenden Ausfall von Komponenten führen.

Bei einigen Applikationen sind besondere Vorkehrungen in der Implementierung des Stations-Automatisierungssystems erforderlich; das System muss diese berücksichtigen. Ein Beispiel dafür ist, dass bei redundanter Stationsautomatisierung im Fehlerfall automatisch und unterbrechungsfrei umgeschaltet wird. Bei Redundanzbetrieb darf es keinen Einzelausfallmodus geben, der beide redundanten Elemente deaktivieren würde. Redundante Elemente des Stations-Automatisierungssystems sind durch separate unabhängige Stromversorgungen zu speisen.

Es wird ein ausfallsicheres Systemkonzept benötigt. Es darf keinen Einzelausfallmodus geben, der dazu führt, dass das Stations-Automatisierungssystem unerwünschte Steueraktionen initiiert, wie z. B. das Auslösen oder Schließen eines Leistungsschalters.

2.19.3.2 MTTF/ MTBF

Der Auftragnehmer muss die MTTF (Mean Time To Failure) und/ oder MTBF (Mean Time Between Failures) der gelieferten Geräte einschließlich einer Referenz auf die Standardberechnungsmethode klar angeben.

2.19.3.3 Kritische Funktionen in der Schaltanlage

Ein einzelner Ausfallpunkt darf keine kritischen Funktionen deaktivieren (Schutz, primäre Steuerfunktion, Messung usw.). Um diese Anforderung zu erfüllen, muss das Stations-Automatisierungssystem folgende Eigenschaften haben:

- Die Schutzfunktionen arbeiten autonom.

- Das Stations-Automatisierungssystem kann zur Durchführung von Steuerlogikaktionen verwendet werden, die teilweise nicht als zeitkritisch betrachtet werden, wie z. B. eine automatische Umschaltung nach einem Transformatorfehler. Wenn solche Automatisierungsfunktionen verwendet werden, gibt der Auftragnehmer die Zeit (in Millisekunden) zum Abschluss der Umschaltung klar an.
- Die vor-Ort-Steuerung des Stations-Automatisierungssystems muss zu einem unabhängigen Betrieb von der Fernwirkchnittstelle bis zur Netzleitstelle in der Lage sein.

2.19.4 Systemverfügbarkeit

2.19.4.1 Allgemein

Der Auftragnehmer gibt die Verfügbarkeit des Stations-Automatisierungssystems klar an. Das Angebot muss die erwartete Verfügbarkeit für ein Jahr oder für einen Zeitraum von 1000 Stunden enthalten, und die Berechnungen müssen sich auf alle historischen, statistischen und experimentellen Grundlagen beziehen. Die Berechnungen enthalten die Werte für den mittleren Ausfallabstand (Mean Operating Time Between Failures, MTBF) sowie die mittlere Wiederherstellungszeit (Mean Time To Recover, MTTR) für alle Komponenten. Jede für diese Berechnungen gemachte Annahme ist anzugeben, wie z. B. die Verfügbarkeit von Ersatzteilen und die Verfahren für die Präventivwartung.

2.19.4.2 Automatische Wiederherstellung

Für das Stations-Automatisierungssystem sind System- und Datensicherungen vorzunehmen. Wenn eine Sicherung vorgenommen wird, darf ein Ausfall einer einzelnen Einheit im Stations-Automatisierungssystem weder einen Datenverlust verursachen noch die normale Aktivität des Systems beeinträchtigen. Nach der Reparatur kann das Zurückschalten auf die normale Konfiguration einen manuellen Eingriff erforderlich machen. Die für die Funktionalität des Stations-Automatisierungssystems kritischen Kommunikationsverbindungen müssen redundant sein oder eine automatische Umschaltung zulassen, um einen Systemausfall aufgrund einer Unterbrechung in der Infrastruktur des Informationstransports zu verhindern.

2.19.5 Wartbarkeit

Das Steuersystem muss in der Lage sein, Fehler zu erkennen und eine leichte Isolierung bzw. Reparatur/Ersatz von fehlerhaften Komponenten zulassen.

2.19.6 Datenintegrität

Die Zuverlässigkeit der Datenübertragung des Stations-Automatisierungssystems muss bei Übertragungs- und Ablauf Fehlern, schwankenden Übertragungsverzögerungen sowie Ausfall von Geräten im Kommunikationssystem gewährleistet sein. Daher muss es Folgendes zur Verfügung stellen:

- Eindeutige Erkennung von Übertragungsfehlern im laufenden Betrieb, auch unter maximaler Belastung bzw. bei hohen Störpegeln;
- Automatische Wiederaufnahme der Übertragung nach Verbindungsüberlastungen;
- Optionalen Support für die Redundanz von Verbindungen, Übertragungseinrichtungen und Geräten.

2.19.7 Allgemeine Netzwerkanforderungen

2.19.7.1 Anforderungen an das Stationslayout

Das optische Kommunikationsnetzwerk (LWL) innerhalb der Schaltstation muss in der Lage sein, Entfernungen von bis zu 2 km ohne Repeater abzudecken.

2.19.7.2 Geräteanzahl

Das Kommunikationsnetzwerk innerhalb der Schaltstation muss in der Lage sein, alle typischen Feldkonfigurationen in einer Freileitungs-Schaltanlage für Hoch-/Mittel-

/Niederspannung, einschließlich Systemen mit 1½-Leistungsschalter-Anordnungen und ringförmigen Sammelschienen bedienen zu können.

2.20 Datenkommunikation - Kommunikationsprotokollarten

Alle Protokolle, die vom Auftragnehmer geliefert werden können, sind für alle eingesetzten Geräte anzugeben.

Die Arten der Hardwareschnittstellen sind im allgemeinen Teil der Spezifikation, Kapitel 2.9, beschrieben.

Vom Auftragnehmer wird für alle verwendeten Protokolle ein Testgerät/-software (Sniffing-Tool) zur Verfügung gestellt.

Je nach Benutzeranforderungen können verschiedene Arten an Kommunikationssystemen mit verschiedenen Protokollen für die entsprechenden Schutzgeräte und Stations-Automatisierungssysteme erforderlich werden.

Der Auftragnehmer muss in der Lage sein, mindestens folgende Kommunikationsprotokolle liefern zu können:

2.20.1.1 Zwischen Stations-Automatisierungssystem / Fernwirkssystem und Leitsystem

- IEC 60870-5-101
- IEC 60870-5-104

2.20.1.2 Zwischen Stations-Automatisierungssystem / Fernwirkssystem und Feldebene-Geräten wie z. B. Feldleit- Geräten

- Optional IEC 60870-5-101
- IEC 60870-5-103
- IEC 61850 (Edition 1 und 2)
- IEC 60870-5-104

Für Systeme mit (redundanten) Ethernet-Schnittstellen müssen zudem noch die Protokolle RSTP, PRP, HSR sowie SNTP und SNMP ab Version 3.0 verfügbar sein

2.20.1.3 Zwischen Stations-Automatisierungssystem / Fernwirkssystem und digitalem Schutzgerät/ IEDs/ Sondergeräten

- IEC 60870-5-103
- IEC 60870-5-104
- IEC 61850 (Edition 1 und 2)

Für Systeme mit (redundanten) Ethernet-Schnittstellen müssen zudem noch die Protokolle RSTP, PRP, HSR sowie SNTP und SNMP ab Version 3.0 verfügbar sein

2.20.1.4 Zwischen Feldeinheiten des Stations-Automatisierungssystems und digitalem Schutzgerät/ IEDs/ Sondergeräten

- IEC 60870-5-103
- IEC 61850 (Edition 1 und 2)

2.20.1.5 Zwischen Stations-Automatisierungssystem / Fernwirkssystem und Gas-/ Fernwärme-/ Wassereinheiten

- IEC 60870-5-101
- IEC 60870-5-104
- Profibus DP
- Profinet
- Modbus RTU/TCP

- DSfG („Digitale Schnittstelle für Gasmessgeräte“ == „digital interface for gas meters“)

2.20.1.6 Zwischen Stations-Automatisierungsgeräten / Fernwirkssystem sowie Prüf- und Parametereinrichtung

- IEC 60870-5-101
- IEC 60870-5-104
- IEC 61850 (Edition 1 und 2)
- IP-basierende Protokolle, z. B. http, ftp, usw.

2.21 Normen, Bestimmungen und Vorschriften

Die Schutzgeräte und Stationsautomatisierungssysteme müssen die Anforderungen der im Anhang 9.1 aufgeführten Normen und Bestimmungen erfüllen, soweit in dieser Spezifikation keine abweichenden Forderungen gestellt werden.

Grundsätzlich sind alle in der Bundesrepublik Deutschland geltenden Normen, Bestimmungen, Vorschriften, Verordnungen und Gesetze einzuhalten, auch wenn sie in dieser Spezifikation nicht genannt werden.

Die Geschäfts- und Verkehrssprache ist deutsch.

Es gilt deutsches Recht. Gerichtsstand ist der Sitz des Auftraggebers.

2.22 Fertigungsstätten

Bei Verlagerung der Produktion, auch nur von Teilmengen, ist der Mandatsführer in Kenntnis zu setzen. Produktionsstätten, die nicht Gegenstand des letzten Präqualifikationsverfahrens des betreffenden Auftragnehmers waren, sind meldepflichtig und während eines laufenden Auftrages nur im gegenseitigen Einvernehmen zugelassen.

2.23 Qualitätskontrolle

Der Auftragnehmer hat ein durchgängiges Qualitätsmanagementsystem entsprechend DIN EN ISO 9001 nachzuweisen, das eine kontinuierliche Sicherung der in dieser Spezifikation geforderten und durch den Auftragnehmer zugesicherten gleichbleibenden Produkteigenschaften gewährleistet ist.

Der Mandatsführer behält sich vor, jederzeit unangemeldet ein Audit des Fertigungsstandortes vorzunehmen. Dabei können auch Bauteile aus der laufenden Produktion entnommen werden, um diese zu prüfen.

Die Thüga AG ist berechtigt, jederzeit die Einhaltung der Produkteigenschaften und Qualitätsparameter zu prüfen bzw. prüfen zu lassen. Bei Produktmängeln können sämtliche dadurch verursachte Kosten (Aufwand für fehlerhaftes Teil und neue Produktmuster) dem Auftragnehmer in Rechnung gestellt werden.

2.24 Meldepflicht des Auftragnehmers

Nach der Feststellung eines Produktmangels (Hard- und Softwaremängel, Cybersecurity) durch den Auftragnehmer ist der Mandatsführer unverzüglich zu informieren. Mögliche weitere fehlerhafte Produktlieferungen sind zu benennen. Alle betroffenen Unternehmen der Thüga-Gruppe sind unaufgefordert schriftlich in Kenntnis zu setzen.

Folgende Angaben müssen hierbei – soweit zutreffend - aufgeführt sein:

- Lieferzeitraum
- Liefermenge
- Fertigungszeitraum
- Chargennummer
- Fertigungsstandort

- Genaue Beschreibung des Fehlers
- Abschätzung des Gefährdungspotentials
- Vorschlag zur Schadensbeseitigung und zum Produktaustausch

2.25 Reklamation

Dieser Punkt wird in den Gewährleistungsbedingungen des Thüga-Gruppenrahmenvertrages behandelt

3 Technische Anforderungen - Schutzgeräte

3.1 Einleitung, allgemeine Anforderungen an Schutzgeräte

Die allgemeinen Anforderungen in Bezug auf die Widerstandsfähigkeit gegen hohe Ströme und Spannungen, Oberschwingungen, Unterbrechungen und Kurzschlüsse der Hilfsspannung sowie in Bezug auf EMV-Anforderungen gelten gemäß den aktuellen Normen (Kapitel 2.8 und 9.1). Das gleiche gilt für die Festigkeit gegenüber hohen und niedrigen Temperaturen, feuchtem Klima und mechanischen Belastungen.

Die Kompatibilität des Service-Schutzprogramms muss während der gesamten Lebensdauer gewährleistet sein. Die Schutzgeräte müssen sowohl mit einem Transienten-Recorder als auch mit einem Signal- und Ereignisspeicher ausgerüstet sein (Kapitel 2.14). Die Abtastrate muss mindestens 1 kHz (1 ms) bzw. 600 Hz (1,66 ms) bei Differentialschutz betragen.

Die Schnittstellen sind in Kapitel 2.10 aufgeführt.

Außerdem gelten für alle Schutzgeräte folgende Anforderungen:

- Frontabdeckung und Anzeige auf dem Schutzgerät selbst, für die Parametrierung und das Auslesen von Schutzparametern
- Ereignisabhängige Visualisierung von wählbaren Betriebs- und Störungswerten auf dem Display
- Die möglichen aktiven Funktionen des Schutzes müssen durch Bestellung und mittels Software wählbar sein
- Die Parameter von nicht ausgewählten Funktionen dürfen nicht sichtbar sein
- Frontseitig befinden sich entweder ein Touch-Display oder mindestens vier Tasten für verschiedene Funktionen und mindestens zwei frei programmierbare Tasten
- Programmierbare Logik (SPS-Funktionalität)
- Glasfaser-Schnittstelle, Kommunikationsschnittstellen, Schnittstellen sind frei wählbar
- 1 LED für die Signalisierung des Betriebs-/Störungstatus des Schutzgerätes, 1 Alarm-LED. Eine Realisierung ist auch über eine dreifarbige LED mit unterschiedlicher Farbe je Funktion möglich. Zudem müssen mindestens bis zu 10 weitere, einstellbare LEDs gemäß den aktivierten Schutzfunktionen vorhanden sein.
- Genauigkeit: 3 % mit nur 1 Messwert, 5 % mit einem kombinierten oder berechneten Wert, 1 % oder 10 ms in Bezug auf die Zeitverzögerung und ≤ 10 mHz für Frequenzgeräte.

3.2 Funktionalitäten der Schutzgeräte

Hinweis: Zusätzlich zu den nachfolgenden Spezifikationen müssen die nationalen Anhänge und Anforderungen (Kapitel 9.1 und 2.21) erfüllt werden.

3.2.1 Distanzschutz

- 2 Parametersätze, optional 4 Sätze
- Typische Auslösezeit 20 ... 30 ms
- Rückfallzeit max. 30 ms,

- Rückfallverhältnis 0,95 in Bezug auf Ströme bzw. 1,05 in Bezug auf Spannungen und Impedanzen
- Anregeprogramme (wählbar oder in Kombination):
- Überstrom, Unterspannung und phasenwinkelgesteuerter Überstrom, und polygonale Unterimpedanz mit Lastbegrenzung,
- mindestens 4 Zonen mit polygonalen Auslösecharakteristiken, die alle vorwärts, rückwärts oder richtungsfrei eingestellt bzw. deaktiviert werden können
- Der resistive und der reaktive Bereich sowohl der Anregezone als auch der Auslösezone müssen unabhängig voneinander eingestellt werden können
- 1 Erweiterungszone für automatische Wiedereinschaltung (AWE), Transfer-Auslöseschemata und Schalten-auf-Fehler-Schutz
- Unabhängiger einstellbarer Resistanzwert für Leiter-Erde- und Leiter-Leiter-Fehler je Zone
- 2 zusätzliche Zonen (1 einstellbare gerichtete und eine ungerichtete Zone), welche durch die Anrefunktion gestartet werden
- Spannungsspeicher für Richtungserkennung und Nahkurzschlüsse
- Komplexer Erdschluss-Kompensationsfaktor. Ausdruck als $X_e/X_l + R_e/R_l$, $Z+\phi$, $f_E = (Z_0 - Z_1) / 3Z_1$ und Z_0/Z_1 .
- Einstellbare Methode für die Sternpunktbehandlung des Netzes
- Einstellbare Phasenbevorzugung bei Erdfehlern mit zwei Fußpunkten in kompensierten oder isolierten Netzen
- Optional: Einstellbare Leistungsspendel-Blockierfunktion (Pendelsperre) und Schutz gegen asynchronen Betrieb oder Polschlüpfen
- Einen (optional 2) separate zusätzliche Spannungswandlereingang/-eingänge für die Nullspannung und/oder die Synchrocheck-Funktion nach Dreiphasen-AWE (Teilnetz- oder Inselbetrieb) oder bei manuellem Einschaltbefehl
- Einen (optional 2) separate zusätzliche Stromwandlereingang/-eingänge mit einem möglicherweise anderen Übersetzungsverhältnis für die empfindliche Erdschlussstrommessung der eigenen Leitung oder der Parallelleitung für die Kompensation der mutuellen Kopplung
- Automatische Wiedereinschaltfunktion (AWE), einstellbar
 - Einstellbare Sperr-, Wirk-, Blockier- und Pausenzeit
 - Einpolige AWE in starr geerdeten (Hochspannungs-) Netzen und dreipolige AWE in kompensierten oder isolierten (Hoch- und Mittelspannungs-) Netzen. Bei Folgefehlern muss die AWE ausgesetzt werden können.
 - Auswertung der Hilfskontakte des Leistungsschalters; während einer einpoligen AWE muss diese durch Öffnen eines zweiten Pols des Leistungsschalters blockiert werden
 - zweite dreipolige AWE mit unterschiedlichen Zeiten und einer zweiten Erweiterungszone nach einer einpoligen oder dreipoligen AWE
 - Die AWE muss nach einem manuellen Einschaltbefehl oder durch die aktive Schalten-auf-Fehler-Funktion blockiert werden.
 - Kombination der dreipoligen AWE mit der Synchrocheck-Funktion
 - Abfrage des Leistungsschalters (LS) vor Starten der AWE; wenn das Signal "LS bereit" gesetzt ist, wird die AWE ohne weitere Abfrage durchgeführt
 - Beschränkung der AWE für einen Teil der Leitung, wenn es eine Kombination aus Freileitung und Kabel gibt

- Einstellbarer Selektivschutz mit Überreichweite, Unterreichweite und Signalverfahren der Erweiterungszone und überwachten Kommunikationsverbindungen (vorzugsweise Glasfaser, Kupferkabel als Option auch Trägerfrequenzkanal auf Hochspannungsleitungen). Der normale Distanzschutz muss bei einem Ausfall der Kommunikationsverbindung aktiv bleiben.
- Einstellbare rückwärtsgerichtete Verriegelung (Blockierung) als Sammelschienenschutz und als Reserve-Schutz für die Sammelschienenabgänge
- Unverzögerter Auslösebefehl bei Schalten-auf-Fehler innerhalb der Erweiterungszone oder der Startfunktion (einstellbar)
- zweistufiger LS-Versagerschutz mit Reststromerkennung mit einstellbaren Verzögerungszeiten über die zweite Auslösespule des LS selbst oder über den Sammelschienenschutz, falls verfügbar
- dreistufiger Überstrom-Zeitschutz mit zwei unabhängigen und einer abhängigen Stufe, wahlweise aktivierbar als Not-Überstromzeitschutz und Aktivierung durch einen binären Eingang (Überwachung Spannungswandlerautomat) oder eine Plausibilitätsprüfung der Spannungs- und Stromeingänge (Vergleich der restlichen und/oder negativen Sequenzkomponenten), wenn ein Ausfall in den Spannungswandler-Stromkreisen vorliegt
- optionale Überwachung der LS-Auslösekreise (für zwei unabhängige Kreise) mit einem oder zwei Binäreingängen
- Fehlerortungsfunktion
- Wählbare und einstellbare Erdschlusskriterien: I0, U0, I0 und U0, I0 oder U0
- Hochimpedanzerdfehlerschutz als Option
- Wattmetrische Erdschluss- und/oder transiente (Wischer) Erdschlusserfassung
- Realisierung einer kurzzeitigen niederohmigen Sternpunktterdung des Netzes mit Signal- oder Auslösebefehl als Option
- Erkennung des Erdschlussortes durch eine zeitgesteuerte Erhöhung des ohmschen Reststromes
- optionaler intermittierender Erdschlussschutz

3.2.2 Differentialschutz für Freileitungen und Kabel in Hoch- und Mittelspannungsnetzen

- Auslösezeit 20 bis 35 ms
- Kein Summenstromwandler, Messung und Anzeige pro Phase
- Einstellbare stabilisierte Auslösekennlinie mit einem Startpunkt und einem oder optional zwei Begrenzungspunkten
- Stabilisierung gegenüber Stromwandler-Sättigung (erforderliche Mindestzeitdauer bis zur Sättigung oder Sonderalgorithmen für die Erkennung einer Sättigung)
- Stromwandler mit unterschiedlichen Nennströmen und Übersetzungsverhältnissen einsetzbar
- Ladungskompensation
- Geeignet für mehrseitig gespeiste Freileitungen und Kabel (optional bis zu 5)
- Automatische Wiedereinschaltfunktion (AWE), einstellbar
 - Einstellbare Sperrzeit, Wirkzeit, Blockierzeit und Pausenzeit
 - Einpolige AWE in starr geerdeten (Hochspannungs-) Netzen und dreipolige AWE in kompensierten oder isolierten (Hoch- und Mittelspannungs-) Netzen. Bei Folgefehlern muss die AWE ausgesetzt werden können.
 - Auswertung der Hilfskontakte des LS; während einer einpoligen AWE muss das Öffnen eines zweiten Pols blockiert werden

- zweite dreipolige AWE mit unterschiedlichen Zeiten
- Die AWE muss nach einem manuellen Einschaltbefehl oder durch die aktive Schalten-auf-Fehler-Funktion blockiert werden.
- Optionale Kombination der dreipoligen AWE mit der Synchrocheck-Funktion
- Abfrage des Leistungsschalters (LS) vor Starten der AWE; wenn das Signal "LS bereit" gesetzt ist, wird die AWE ohne weitere Abfrage durchgeführt
- Kommunikationsverbindungen mit Glasfaser (vorzugsweise), als Option auch Kupfer oder Trägerfrequenzkanal auf Hochspannungsleitungen
-
- Ein Ausfall der Kommunikationsverbindung muss signalisiert werden und muss den Differentialschutz ohne Überfunktionen blockieren
- Optionale Bewertung von Spannungseinbrüchen
- zweistufiger LS-Versagerschutz mit Reststromerkennung mit einstellbaren Verzögerungszeiten über die zweite Auslösespule des LS selbst und über den Sammelschienenschutz, falls verfügbar
- Möglichkeit zur Anzeige von Betriebsströmen, Differentialströmen und Stabilisierungsströmen
- Keine Reaktion bei einzelnen Erdschlüssen in kompensierten Netzen
- optionale Überwachung der LS-Auslösekreise (für zwei unabhängige Kreise) mit einem oder zwei Binäreingängen
- Einschalttrusherkennung zur Verhinderung von Fehlauflösungen bei Zuschaltungen von Transformatoren im Schutzbereich
- Kompatibilität (Wirkschnittstellenverbindung) zwischen Geräten aufeinanderfolgender Generationen

3.2.3 Transformator-Differentialschutz

- Auslösezeit 20 bis 35 ms
- Einstellbare stabilisierte zweifach geknickte Auslösekennlinie
- Einstellbarer Ansprechwert zur Berücksichtigung systembedingter Differentialströme
- zweiter einstellbarer Ansprechwert, oberhalb dessen eine unstabilisierte Auslösung erfolgt
- Geeignet für Dreiwicklungstransformatoren mit allen möglichen Schaltgruppen (einstellbar) und außerdem mit verschiedenen Übersetzungsverhältnissen für den Leistungstransformator selbst und für die Stromwandler (auch mit verschiedenen Nennströmen).
- Stabilisierung gegenüber Einschalttrushvorgängen bei der Zuschaltung sowie Parallelschaltung von Transformatoren mittels Auswertung der 2. Harmonischen einschließlich der Option Auslöseblockierung bei erkanntem Inrush in einzelnen Phasen (Cross blocking) für eine einstellbare Zeit
- einstellbare Stabilisierung gegenüber Übererregung (5. Oberschwingung)
- für alle Seiten unabhängig einstellbare Nullstrombehandlung entsprechend der Sternpunktbehandlung
- Separater empfindlicher Erdfehler-Differentialschutz, optional bis zu drei zusätzliche Stromwandlereingänge
- Stabilisierung gegenüber Stromwandlersättigung (erforderliche Mindestzeitdauer bis zur Sättigung oder Sonderalgorithmen für die Erkennung der Sättigung)
- Möglichkeit zur Anzeige von Betriebsströmen, Differentialströmen und Stabilisierungsströmen

- Option: Einkopplung von Signalen und Auslösebefehlen nichtelektrischer Schutzfunktionen wie Buchholz-Schutz oder Temperaturüberwachung, einschließlich der Start der Störfallaufzeichnung
- optionale Überwachung der LS-Auslösekreise (für zwei unabhängige Kreise) mit einem oder zwei Binäreingängen

3.2.4 Transformator-Sammelschienenabgangsschutz

Dieser Schutz muss sowohl den Anforderungen des Leitungsdifferenzialschutzes (zwei verschiedene Geräte mit Kommunikationsverbindungen) als auch denen des Transformatordifferenzialschutzes mit dessen Sonderanforderungen (Schaltgruppen, Einschaltstromstöße, Übersetzungsverhältnisse) entsprechen.

3.2.5 Sammelschienenschutz einschließlich Leistungsschaltversagerschutz

- Auslösezeit ≤ 15 ms einschließlich Auslöserelais
- Kein Summenstromwandler, Messung und Anzeige pro Phase
- Einstellbare stabilisierte Auslösekennlinie mit einem Ansprechwert
- Stabilisierung gegenüber Stromwandler-Sättigung (erforderliche Mindestzeitdauer bis zur Sättigung oder Sonderalgorithmen für die Erkennung einer Sättigung)
- Stromwandler mit unterschiedlichen Nennströmen und Übersetzungsverhältnissen einsetzbar
- Sicherung der Stabilität des Schutzes durch ein 2. Kriterium (z. B. Phasenverschiebung der Speiseströme). Auslöseentscheidung durch Verwendung einer "2 von 2"-Bewertung
- Erkennung und richtiges Handling von ausgeschalteten Abgängen, von Abgängen in Revision oder stromlosen Abgängen
- Registrierung des Trennerabbildes einschließlich Plausibilitätsprüfung
- Keine besonderen Anforderungen an die Hilfskontakte der Trenner
- Erkennung und Signalisierung nicht plausibler Trennerpositionen (Störstellungsabfrage). Diese Erkennung muss eine Verhinderung aller Schalthandlungen initiieren. Im Fall eines Kurzschlusses muss der am wenigsten plausible oder, als Option, der nächstumfassendere Sammelschienenbereich abgeschaltet werden.
- Abschnittsselektive Verteilung des Auslösebefehls
- Checkzone über alle Abgänge
- Keinerlei Beschränkungen aller möglichen Schalthandlungen
- Erkennung und Handling von temporären Zwischenstellungen von Trennschaltern inkl. Trennerlaufzeitüberwachung
- Geeignet bis zu Dreifachsammelschienen (frei konfigurierbar) mit einer möglichen zusätzlichen Umgehungssammelschiene mit bis zu 6 Abschnitten, einschließlich Querkupplung (1 Querkupplung zählt als 1 Abschnitt).
- Option: Einfaches Schutzgerät für Einfach sammelschienen mit fester Konfiguration
- Richtiges Handling der Querkupplung mit nur einem Stromwandler
- Kommunikation über Glasfaseroptik (vorzugsweise), als Option auch mit Kupferkabeln
- LS-Versagerschutz mit einstellbarem Abzweigmindeststrom und einstellbarer Verzögerungszeit über die 2. Auslösespule des Leistungsschalters. Erkennung durch Stromabfrage.

- Realisierung des LS-Versagerschutzes für den Abzweigschutz (Aktivierung über ein oder zwei binäre Eingänge) mit Reststromüberwachung und Zonenselektiver Auslösung
- Option: Separate Überstrom- oder Distanzschutzfunktion innerhalb der Feldgeräte
- Die Feldgeräte müssen ein Display aufweisen, mit dem wählbare Betriebswerte und die Positionen der Trenner angezeigt werden können
- Überwachung der analogen Stromeingänge und der Kommunikationsverbindung zur Zentraleinheit. Ein Ausfall der Kommunikation muss signalisiert werden und den Sammelschienenschutz blockieren
- Die Sammelschienenkonfiguration kann vom Personal des Kunden/der Unternehmen geändert oder erweitert werden
- Die Möglichkeiten zur Prüfung des Schutzes sind einfach und können vom Personal des Kunden/des Unternehmens durchgeführt werden
- Möglichkeit zur Anzeige der Trennerpositionen, Betriebsströme und der Differentialströme in Bezug auf die Sammelschienen an der Zentraleinheit
- Überwachung der Differentialströme und der Signalisierung oder Blockierung des Sammelschienenschutzes bei längerem Überschreiten eines einstellbaren, kleinen Differentialstroms
- Genauigkeit 5 %

3.2.6 Überstromschutz

- 2 oder optional 4 Parametersätze
- Auslösezeit $\leq 20 \dots 35$ ms einschließlich Auslöserelais
- Rückfallzeit max. 30 ms
- Richtungsschutz mit verschiedenen Charakteristiken für Leiter-Erde- und Leiter-Leiter-Fehler / Vor-Fehler-Spannungsspeicher
- Separater Stromwandlereingang mit einem möglicherweise anderen Übersetzungsverhältnis für einen Kabelumbauwandler innerhalb kompensierter Netze
- 3 einstellbare Phasenstromstufen welche unabhängig voneinander stromabhängig oder stromunabhängig eingestellt werden können
- 3 einstellbare Erdstromstufen welche unabhängig voneinander stromabhängig oder stromunabhängig eingestellt werden können
- Optionaler Schieflastschutz
- Inrusherkennung
- Automatische Wiedereinschaltfunktion (AWE), einstellbar
 - Einstellbare Sperrzeit, Wirkzeit, Blockierzeit und Pausenzeit
 - dreipolige AWE-Funktion
 - Auswertung der Hilfskontakte des LS
 - Die AWE muss nach einem manuellen Einschaltbefehl oder durch die aktive Schalten-auf-Fehler-Funktion blockiert werden
 - Mögliche zweite AWE mit unterschiedlichen Zeiten
 - Abfrage des Leistungsschalters (LS) vor Starten der AWE; wenn das Signal "LS bereit" gesetzt ist, wird die AWE ohne weitere Abfrage durchgeführt
- Einstellbare rückwärtsgerichtete Verriegelung (Blockierung) als Sammelschienenschutz und als Reserve-Schutz für Sammelschienenabgänge
- Wattmetrische Erdschluss- und/oder transiente (Wischer) Erdschlusserfassung in kompensierten Netzen (unabhängig vom bereits erwähnten Erdschlussschutz)

- Optional: $\sin\phi$ -direktionale Charakteristik für Erdschlussschutz in isolierten Netzen
- Stabilisierung gegenüber Inrushvorgängen
- Intermittierender Erdschlussschutz

3.2.7 Erdschlussschutz / wattmetrisches Erdschlussrichtungsgerät mit einstellbarer $\cos\phi$ und $\sin\phi$ - Funktionalität

- Einstellbarer Pegel an Verlagerungsspannung und Erdschlussstrom für die Erdschlusserkennung
- Empfindlichkeit der Geräteeingangswandler: Bis zu 2 A Primärstrom (optional 10 A) mit Stromwandler in Holmgreenschaltung und 1 % mit Kabelumbauwandlern
- Erhöhung des Wattreststroms durch Einsatz einer kurzzeitigen niederohmigen Erdung mit Melde- oder Auslösefunktion
- gerichteter Erdschlussschutz mit einstellbarem Winkel von 0 bis 360 Grad.
- Option: Verwendung einer Richtungsvergleichsfunktion
- Registrierung von Erdschlussmesswerten für die Verlagerungsspannung und den $\cos$ - bzw. $\sin$ -Anteil im Erdschlussstrom
- LED-Signalisierung vor Ort

3.2.8 Transienter Erdschlussschutz / Erdschlusswischergerät

- Einstellbare Werte für die Verlagerungsspannung und Erdschlussstrom
- Vergleich der Polarität der 1. Halbwelle der Verlagerungsspannung und des Erdschlussstroms oder vergleichbares Verfahren
- Einstellbare Bewertungsart der transienten (Wischer) Erdschlüsse (Signalisierung oder Auslösung)
- LED-Signalisierung vor Ort

3.2.9 Systemschutz

3.2.9.1 Spannungsschutz

- Auslösezeit ≤ 50 ms
- Zweistufiger Überspannungszeitschutz
- Zweistufiger Unterspannungszeitschutz, blockierbar mit LS-AUS-Stellungsmeldung
- Zweistufiger Verlagerungsspannungszeitschutz
- Optional: Erfüllung 1-phasiges oder 3-phasiges Kriterium
- Rückfallverhältnis:
Überspannung: einstellbar zwischen 0,95 und 0,98;
Unterspannung: einstellbar zwischen 1,02 und 1,05

3.2.9.2 Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)

- Funktionalität gemäß gültigem „FNN Lastenheft Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)“ und gültigen Normen (z.B. VDE-AR-N 4110)
- Inrush-Stabilisierung

3.2.9.3 Frequenzschutz

- Auslösezeit ≤ 100 ms
- Zweistufiger Überfrequenzzeitschutz und
- Zweistufiger Unterfrequenzzeitschutz oder
- Vierstufiger Unterfrequenzzeitschutz

- Rückfalldifferenz einstellbar zwischen 0,02 Hz und 1,00 Hz

3.2.9.4 Automatischer unterfrequenzabhängiger Lastabwurf (UFLA)

- blockierbar
- Wirkleistungsrichtungsabhängiger Unterfrequenzschutz gemäß aktuellem Dokument „FNN Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung“
- Umschaltung zwischen bis zu 10 Unterfrequenzen innerhalb eines Wertesatzes

3.3 Anbindung an Prozessinformationen

Die Schutzgeräte liefern mindestens die unten aufgeführten Informationsarten. Je nach benutzerdefinierten Einflussfaktoren können weitere Informationsarten erforderlich werden.

- Start
- Auslösungen
- Alarme (Selbstüberwachung)
- Messwerte
- Berechnete Werte, z. B. Fehlerdistanz

3.4 Zubehör Schutzsysteme

3.4.1 Autarke Binärsignalübertrager

Der Binärsignalübertrager ist als autarke Einheit für die Übermittlung von Signalen in bidirektionaler Richtung aufgebaut und weist folgende Eigenschaften auf:

- Übertragung von mindesten zwei Binärsignalen in Senderichtung
- Übertragung von mindesten zwei Binärsignalen in Empfangsrichtung
- Signalübertragung im Nahbereich (Multimode, 820 nm Wellenlänge, 10 dB Sendeleistung + min. 2 dB Systemreserve)
- Signalübertragung im Weitbereich bis 100 km (Singlemode, 1300 / 1550 nm Wellenlänge, angenommene Streckendämpfung von 0,2 dB/km)
- maximal zulässige Signallaufzeit $t < 65$ ms
- Betriebsspannung von 24 V DC bis 220 V DC (± 20 %) und 230 V AC (± 20 %)
- Ansprechwert der Binäreingangsspannung anpassbar auf die verwendete Nennspannung mit mindestens drei Stufen
- EMV-sichere Binäreingänge
- selbstüberwachendes System mit Life-Kontakt

4 Technische Anforderungen - Stationsautomatisierungssysteme

4.1 Einleitung

Das Konzept von Stations-Automatisierungssystemen für die Schaltanlagen von den Unternehmen der Thüga wird von der Konfiguration der Schaltanlagen, der vorhandenen Sekundärtechnik und den Nebenanlagen bestimmt. Das Stations-Automatisierungssystem muss gemäß den konstruktiven und funktionalen Eigenschaften dieser Schaltanlagen projektiert werden.

Diese Anforderungen sind in Gas-, Fernwärme- und Wasserstationen im Allgemeinen ähnlich, können jedoch zusätzliche Anforderungen, z. B. Explosionsschutz aufweisen.

Das Stations-Automatisierungssystem führt alle Funktionen durch, die für den lokalen Betrieb, der Ort- und Fernsteuerung der Primär- und Sekundärprozesse und -technologien in der Station, der Ausrüstung des Station-Automatisierungssystems selbst

sowie für den Anschluss des Station-Automatisierungssystems an ein oder mehrere Leitstellen erforderlich sind.

Die entsprechende Funktionalität des Station-Automatisierungssystems hängt von folgenden Faktoren ab:

- Größe und Wichtigkeit der Station
- Verfügbarkeit je nach Größe und Wichtigkeit der Station
- Einbetten des Station-Automatisierungssystems in das Netzbetriebsmanagement und in das Betriebs- und Signalisierungskonzept des entsprechenden Anwenders
- Den zu überwachenden und zu steuernden Prozess (Elektrizität, Gas, Fernwärme oder Wasser)

Das System kann aus einem oder mehreren Geräten zusammengesetzt sein, die – als ein kohärentes System – die folgenden Hauptaufgaben haben:

- Sammlung, Vorverarbeitung und vorübergehende Speicherung technologischer Daten,
- Senden von Befehlen mit hochsicheren und hochzuverlässigen Technologien,
- Übertragung gesammelter Daten und Befehle innerhalb und außerhalb des Systems.

Das System ist nach Funktionen aufgeteilt; die Aufgaben werden auf der jeweils niedrigsten Hierarchieebene ausgeführt.

Zu verwendende Funktionsebenen:

- Stationsebene
- Feldebene

Das Station-Automatisierungssystem muss gemäß der möglichen Erweiterung der Primärausrüstung ohne den Ausbau der installierten Geräte erweiterbar sein.

Die Kommunikation zwischen den Feld- und den Stationsebenen muss die Verwendung von Systemen anderer Auftragnehmer zulassen und den internationalen Protokollstandardisierungsentwicklungen entsprechen; außerdem muss der Auftragnehmer die Kommunikation und die Aufteilung von Funktionen zwischen den Feld- und den Stationsebenen so offen wie möglich gestalten, so dass sich andere Auftragnehmer daran anschließen können. Die Stationsebene muss auf jeden Fall den Anschluss der Feldebene gemäß den Protokollen IEC 60870-5-101/103/104 und IEC 61850 unterstützen.

4.2 Funktionalitäten von Stations-Automatisierungssystemen

Das Stations-Automatisierungssystem bietet mindestens die unten aufgeführten Funktionen. Je nach Benutzeranforderungen können weitere Funktionen für die entsprechenden Stations-Automatisierungssysteme erforderlich werden.

- Sammlung, Verarbeitung und vorübergehende Speicherung von Prozessdaten
- Erzeugung von Signalen und Messung von technologischen Daten sowie deren vorübergehende Speicherung
- Durchführung einer kontinuierlichen Diagnose des Systemzustandes, und Bereitstellung der Resultate der Diagnose für die Verwendung in anderen Daten und durch andere Funktionen
- Senden von Hochsicherheitsbefehlen an den Prozess
- Blockieren von Befehlen basierend auf Verriegelungskriterien
- Übertragung von gesammelten Daten und Befehlsdaten innerhalb und außerhalb des Systems
- Synchronisierung des Systems mit einer externen Zeitbasis, Aufrechterhalten der Zeitsynchronität zwischen internen Systemkomponenten

- Implementierung einer (Bedienschnittstelle) Mensch-Maschinen-Schnittstelle (MMI).
- Bereitstellung einer modernen Systemkonfiguration (Parametereinstellung) von einem einzelnen Punkt des Systems aus
- PC-basierte Diagnosesoftware für die interne und externe Kommunikation des Systems und für die Statusprüfung.

4.2.1 Prozessinformation

Das Stations-Automatisierungssystem muss an den Primärprozess angeschlossen werden und

- Daten aus dem Prozess sammeln
- allen Daten Zeitstempel hinzufügen, die in den Prozess hinein und aus ihm hinausgehen
- ein Kontaktprellen unterdrücken
- im konfigurierten Zustand schnelle Transientenereignisse unterdrücken (Flutter-sperrre)
- Zwischenstellungen bei Schaltvorgängen unterdrücken
- allgemeine Alarmer generieren
- detaillierte Prozessinformationen liefern
- Zeitinformationen verarbeiten
- den LS auf Auslösungen überwachen
- akustische Signale für Alarmer und Warnungen erzeugen
- Ereignismeldungen unterdrücken, die nicht im Zusammenhang mit dem aktuellen Ereignis stehen.
- eine Ereignisdatenbank verwalten
- allgemeine Abfragen verarbeiten

4.2.2 Messwerte

Für Messwerte muss das System

- Daten aus dem Prozess sammeln
- die Daten bei Bedarf konvertieren
- Wirk-, Blindleistung sowie weitere ableitbare Werte mit Vorzeichen berechnen
- Grenzwerte mehrstufig überwachen
- Nullpunktunterdrückung und das Einstellen von Unempfindlichkeitsbereichen ermöglichen
- über die Zeit integrieren, um den Messwert zu glätten
- Unsymmetrien überwachen
- gesammelte Daten mit verschiedenen mathematischen Methoden wie Summierung und Integration berechnen und verarbeiten
- Min.-/Max-Werte erkennen und berechnen
- Standardwerte zuweisen
- Zählerstände berechnen

4.2.3 Steuerung

Die Steuerfunktionalität muss mindestens folgende Funktionen umfassen:

- Befehlsausgabe (ein-, einhalb- bzw. zweipolig, mit oder/und ohne Rückmeldung)

- Transformatorsteuerung / Kompensationssteuerung
- Sperrung
- Überwachung der Befehlsausführungszeit
- Befehlssequenzen, Schaltfolgen
- Automatische Umschaltung
- Automatische Synchronisierung
- Feldverriegelung
- Stationsverriegelung
- Parallelbetrieb von Transformatoren
- Validierungsprüfung Bedienberechtigungsprüfung
- optional automatische Trafostufenregelung
- optional automatische E-Spulenregelung
- Erdschlussrichtungserkennung (Automatismus: Einschalten des Leistungswiderstands und aufzeichnen von Informationen)

4.2.4 Systemfunktionen

Das Stations-Automatisierungssystem bietet mindestens die unten aufgeführten allgemeinen Funktionalitäten:

- Zeitsynchronisierung
- Melde-/Messwertsperrung
- Prüf-/Testmodus
- Optionale Redundanz des Systems mit automatischer Umschaltung
- Systemstatusinformationen
- Selbstüberwachung

4.2.5 Andere Funktionen

Das Stations-Automatisierungssystem bietet mindestens die unten aufgeführten Funktionalitäten:

- Messung
- Archivierung
- Ereignisspeicherung
- Kommunikationsprotokollkonvertierung
- Knoten-Funktionalität
- Sammlung von Störschrieben
 - aus digitalen Schutzgeräten
 - aus externen Störschreibern
 - als interne Funktion der Stations-Automatisierungsgeräte
- Schnittstelle zu Schutzgeräten, IEDs und anderen Geräten (siehe 'Sondergeräte')
- Fernsteuerung (von der Leitstelle aus)
- Stationssteuerung und -visualisierung (HMI)
- Vor-Ort-Steuerung und Visualisierung (Display/Panel)

4.3 Prozessinformationsarten

Das Stations-Automatisierungssystem bietet mindestens die unten aufgeführten Informationsarten.

Je nach Benutzeranforderungen können weitere Informationsarten für die entsprechenden Stations-Automatisierungssysteme erforderlich werden.

- Einzel- und Doppelmeldungen
- Stufenschalterposition
- Sollwertinformation
- Messwerte
- Zählwerte
- Einzel- und Doppelbefehle
- Stufenschaltersteuerung
- Sollwertsteuerung
- Automatische Operationen

4.4 Datenkommunikation - serielle Schnittstellen

Grundlegende Anforderungen an die Schnittstellen und Datenkommunikation inklusive der Kommunikationsprotokollarten sind im allgemeinen Teil 2.10 und 2.20 zu finden.

4.4.1 Anschlüsse innerhalb des Systems

Die internen Kommunikationsverbindungen im System erfüllen mindestens die folgenden Anforderungen:

- Es kann jede Lösung verwendet werden, die für den Einsatz in einer Umgebung mit hohen elektrischen Störpegeln geeignet ist und den aktuellen Versionen der Störfestigkeitsnormen entspricht. Eine optische Übertragung wird bevorzugt.
- Wenn die Geräte über verdrahtete Datenverbindungen innerhalb des Systems verfügen, werden nur Strukturen mit geschlossenem Ringen akzeptiert. Auf diese Weise kann jedes Gerät weiter kommunizieren, wenn der Ring an einer Stelle unterbrochen wird. (die verwendete Kommunikationssoftware muss für Ringstrukturen geeignet sein und für eine sichere Kommunikation erforderliche Umschaltmechanismen beherrschen.)
- Sollten die Geräte an ein oder mehrere Zentralgeräte mittels Punkt-zu-Punkt-Verbindung angeschlossen sein (z. B. Feldsteuereinheiten an RTU), kann die Übertragung durch einzelne Ausfälle unterbrochen werden, wenn dies nicht mehr als eine Einheit (Verbindung) betrifft.
- Am Ethernet-Anschluss müssen mindestens 6 logische IP-Verbindungen über eine physische Verbindung hergestellt werden.
- Hardwarekomponenten, welche den Anschluss der Diagnosegeräte an das System ermöglichen (Stecker, Konverter usw.) sind ebenfalls als Teil des Systems zu liefern.

4.4.2 Anschlüsse an externe Systeme

Die Anschlüsse an externe Systeme müssen folgende Anforderungen erfüllen:

- Das Stations-Automatisierungssystem muss in der Lage sein, gleichzeitig mit verschiedenen Protokollen mit mindestens 4 externen Systemen zu kommunizieren (d. h. mit Leitstelle 1, Leitstelle 2, einer weiteren Bedienstation, einer Online-Testverbindung, z. B. als Knoten für eine andere Station).
- Die genaue Konfiguration wird während der Systemplanung festgelegt.
- Am Ethernet-Anschluss müssen mindestens 6 logische IP-Verbindungen über eine physische Verbindung hergestellt werden.

4.5 Geräte des Stations-Automatisierungssystems

4.5.1 Fernwirk-System

Fernwirk-Systeme (Remote Terminal Unit, RTU) müssen in der Lage sein, die Informationen aus dem Prozess (Meldungen, Messwerte usw.), die normalerweise angepasst sind (von externen Signaladaptern, Messwertaufnehmern oder -umformern), zu empfangen, und Befehle an die Primärgeräte der Station mit Anpassung zu senden.

Die Hardware der Geräte auf Stationsebene muss skalierbar und in der Lage sein, die Steuerfunktionen für die gesamte Station auszuführen.

Um dies zu unterstützen, dürfen nur modulare Typen verwendet werden, die auf einfache Weise umkonfiguriert werden können.

Die Geräte müssen für eine Rackmontage geeignet sein.

Je nach Benutzeranforderungen können zusätzliche serielle Ankopplungen an den Prozess oder an andere Feldeinheiten/Schutzgeräte erforderlich werden.

Die RTU muss in der Lage sein, mit der Leitstelle oder mit dem Stations-Automatisierungssystem über serielle Protokolle gemäß Kapitel 2.20 zu kommunizieren.

4.5.2 Feldsteuereinheit

Feldsteuereinheitgeräte müssen in der Lage sein, die Informationen aus dem Prozess (Meldungen, Messwerte usw.) direkt (ohne externe Signaladapter, Messwertaufnehmer oder -umformer) zu empfangen, und Befehle direkt an die Primärgeräte der Station zu senden.

Die Hardware der Feldleitgeräte muss skalierbar sein und die Steuer- und Überwachungsfunktionen für das jeweilige Feld ausführen können. Um dies zu unterstützen, dürfen nur modulare Typen verwendet werden, die auf einfache Weise umkonfiguriert und erweitert werden können.

Die Montage kann bündig, an der Oberfläche, im Baugruppenträger oder mit DIN-Schienen ausgeführt werden.

Je nach Benutzeranforderungen können verschiedene Protokolle für die entsprechenden Stations-Automatisierungssysteme gemäß Kapitel 2.20 erforderlich werden.

4.5.3 Signal- und/ oder Steuereinheit

Je nach Benutzeranforderungen können verschiedene Signal- und/oder Steuereinheiten für die entsprechenden Stations-Automatisierungssysteme erforderlich werden.

Der Auftragnehmer muss in der Lage sein, mindestens folgende Signal- und/oder Steuereinheiten liefern zu können:

- Anzeigemodul
- Stör- und Betriebsmeldeeinheit
- Bedieneinheit (Hardware und Software)

4.5.4 Sondergeräte

Je nach Benutzeranforderungen können verschiedene Sondergeräte für die entsprechenden Stations-Automatisierungssysteme erforderlich werden.

Der Auftragnehmer muss mindestens folgende Geräte ankoppeln können:

- Spannungsregler (Trafostufenregler)
- Resonanz-Regler für Peterson-Spule (E-Spulenregler)
- Synchronisierungs- bzw. Parallelschaltgerät
- Umschalt-Automatisierungseinheit für Transformator/Sammelschienenabgänge

- Automatisierungseinheit zur Steuerung der kurzzeitig niederohmigen Sternpunktterdung (KNOSPE)

4.5.5 Einheiten für die Protokollwandlung

Je nach Benutzeranforderungen können verschiedene Einheiten für die Protokollwandlung für die entsprechenden Stations-Automatisierungssysteme erforderlich werden.

Der Auftragnehmer muss mindestens folgende Protokollwandler liefern:

- IEC 60870-5-103 in -101/-104
- IEC 61850 in -101/-104
- IEC 60870-5-104 in -101
- IEC 60870-5-104 in -104
- IEC 60870-5-101 in -104

Die Geräte-Montage kann bündig, als Aufbau, im Baugruppenträger oder mit DIN-Schienen ausgeführt werden.

4.5.6 Mikro-RTU (Kleinfernwirkgeräte)

Je nach Benutzeranforderungen können kleine Fernwirkereinheiten erforderlich sein. Die Haupteigenschaften dieser kleinen Fernwirkgeräte sind normalerweise:

- Wenige Ein- und Ausgänge
- DIN-Schienenmontage
- Kompakt oder modular
- Einfache Parametrierung (z. B. mit Webbrowser-Schnittstelle)
- Begrenzte Anzahl an Kommunikationsprotokollen

4.5.7 Zubehör

Je nach Benutzeranforderungen kann verschiedenes Zubehör für die Stations-Automatisierungssysteme erforderlich werden.

Der Auftragnehmer sollte folgendes Zubehör liefern können:

- Netzwerkkomponenten, wie Repeater, Switches oder Router mit den für Schaltanlagen geforderten EMV-Festigkeiten sowie der Möglichkeit des Betriebs an der gesicherten Gleichspannungsversorgung
- Gehärtete (rugged environments) Netzwerkkomponenten wie z. B. Switches für IEC 60870-5-104 und 61850
- Gehärteter Fernzugriffs-Router
- Gehärtetes Fernzugriffs-Modem
- Zeitsynchronisierungsausrüstung (DCF, GPS, NTP)
- Konfektionierte Kabel (Kupfer, Glasfaser)
- Akustische Melder
- Sternkoppler
- Opto/ RS-Wandler

5 Zulassung und Prüfung

5.1 Zulassungsbedingungen

Bedingung für den Einsatz des in dieser Spezifikation spezifizierten Produktes ist das Vorliegen einer auftragnehmerabhängigen technischen Produktzulassung (Präqualifikation).

Die technische Produktzulassung kann erfolgen, wenn der Auftragnehmer zu seinen Lasten anhand eines voll funktionsfähigen Geräte- bzw. Anlagenmusters die seitens des Auftraggebers geforderten und durch den Auftragnehmer zugesicherten Produkteigenschaften nachweist, die Eignung für den betrieblichen Einsatz durch entsprechende Erprobung oder Referenzen belegt und die geforderten Prüfsertifikate beibringt.

Die Durchführung der Zulassungsprüfung bzw. die Bemusterung kann auch durch ein vom Mandatsführer bestimmtes Prüfinstitut erfolgen.

Jede Abänderung eines auf Basis dieser Spezifikation zugelassenen Produktes muss neu zugelassen, gegebenenfalls neu verhandelt werden. Änderungen während einer laufenden Bestellung sind nur im gegenseitigen Einvernehmen zulässig.

Eventuelle Zulieferer sind dem Mandatsführer auf Anfrage zu nennen.

6 Dokumentation

Auf Anforderung des Mandatsführers sind vom Auftragnehmer vorzulegen:

- ein gültiges QS-Zertifikat für die Fertigungsstätte nach EN ISO 9001 ggf. DIN ISO 14001. Die Zertifizierungsstelle muss bei der Deutschen Akkreditierungsstelle (DAkkS) oder bei einer Stelle, die Mitglied des European cooperation of Accreditation (EA) ist, akkreditiert sein;
- ggf. Nachweise über die Gültigkeit des QS-Zertifikates und die regelmäßige Überwachung durch die Zertifizierungsstelle;
- Prüfberichte / Nachweise über die Zulassungsprüfungen;
- Typprüfberichte für nicht zeichenfähige Ausführungen (die Zertifizierungsstelle muss bei der Deutschen Akkreditierungsstelle (DAkkS) oder bei einem Mitglied des European co-operation of Accreditation (EA) akkreditiert oder vom VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut auditiert und anerkannt sein);
- Konformitätserklärung des Auftragnehmers für Zusatzforderungen aus dieser Spezifikation;
- Gültiges Zertifikat nach ISO/IEC 27001 (soweit bereits zertifiziert). Die Zertifizierungsstelle muss bei der Deutschen Akkreditierungsstelle (DAkkS) akkreditiert sein;

Ferner sind dem Auftraggeber alle geforderten produktspezifischen Dokumentationen, Nachweise und Prüfprotokolle auf Verlangen in zweifacher Ausfertigung zu übergeben.

Alle Prüfberichte sind beim Auftragnehmer 10 Jahre zu archivieren.

Sämtliche Dokumentationen müssen in den jeweils aktuellen Versionen in Deutsch und Englisch zur Verfügung stehen. Sie müssen klar verständlich sein.

Die Dokumentation muss alle für die Installation, die Inbetriebnahme, die Parametereinstellung, den Betrieb und die Fehleranalyse erforderlichen Informationen beinhalten.

Die Funktionalität und die Arbeitsmethoden aller Geräte und Einheiten müssen klar beschrieben werden, um dem Kunden die Verwendung aller Funktionen zu ermöglichen.

Die Beschreibung muss Blockdiagramme, Logikschemata, Verdrahtungs- und Anschlusspläne enthalten.

Außerdem muss die Dokumentation Qualitätszertifikate, Dokumente zum Nachweis der Erfüllung von Arbeitssicherheitsanforderungen sowie Stückprüfungsberichte enthalten.

Diese Dokumentationen müssen in den jeweils aktuellen Versionen von der Webseite des Auftragnehmers im Format PDF heruntergeladen werden können.

Auf Anforderung muss der Auftragnehmer bis zu zehn gedruckte Handbücher je Unternehmen, Gerätetyp und Softwareversion kostenneutral zur Verfügung stellen können.

Geräte dürfen ohne die o. a. Dokumentationen nicht geliefert werden.

7 Verpackung, Begleitpapiere und Transport

Die Ware ist grundsätzlich so zu verpacken, dass sie ausreichend gegen Erschütterung, Temperatur und andere Umwelteinflüsse geschützt ist, so dass keine Schäden oder Qualitätsminderungen durch den Transport zu erwarten sind.

8 Entsorgung

Mit der Lieferung verpflichtet sich der Auftragnehmer, die umweltgerechte Entsorgung/Wiederverwertung der Geräte auf der Grundlage der entsprechenden Gesetze, Vorschriften und Verordnungen des Landes des Auftraggebers zu gewährleisten.

Die Rücknahme durch den Auftragnehmer hat kostenneutral zu erfolgen.

Bei der Rücknahme durch den Auftragnehmer sind die Vorgaben zur Vertraulichkeit aus der DSGVO und der ISO 27001 ff einzuhalten. Es darf kein Rückschluss gezogen werden können bzgl. gespeicherter Daten, Anwender und Einsatzorte.

Sollte das Gerät durch den Auftragnehmer nicht der sicheren Verschrottung zugeführt werden, sind von diesem alle anwenderbezogenen Beschriftungen zu entfernen und das Gerät auf Werkzustand zurückzusetzen.

9 Anhang

9.1 Anzuwendende Normen

Die neuesten Versionen in der jeweils gültigen Fassung sämtlicher nationaler, europäischer und internationaler Normen müssen erfüllt werden. Diese sind (beispielsweise; die Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit):

- Europäische CE-Norm IEC
- IEEE
- EN
- DIN
- VDE

Wenn Unterschiede zwischen internationalen und nationalen Normen und Regelwerken vorliegen, entscheidet der Kunde, welche Normen und Regelwerke verbindlich sind.

Folgende nationale Anforderungen müssen umgesetzt und eingehalten werden können:

- VDE FNN Hinweise
- VDE-Anwendungsrichtlinien

Entsprechende Kapitel aus folgenden Normen:

- ISO/IEC-27001
- ISO/IEC-27002
- ISO/IEC-27019
- BDEW/OE Whitepaper „Anforderungen an sichere Steuerungs- und Telekommunikationssysteme“ in der aktuell gültigen Fassung