

Technische Spezifikation für Schutzsteuergeräte

Diese technische Richtlinie gilt für die EAM Netz GmbH

Mit dieser Spezifikation werden über bestehenden Publikationen hinaus technische Festlegungen getroffen.

Ansprechpartner:

EAM Netz GmbH
Monteverdistrasse 2
34131 Kassel

Jens Pieper
Tel. 0561 9480-1247
Mobil: 0151 1611 5449
Jens.Pieper@EAM-Netz.de

Inhaltsverzeichnis

1	Anwendungsbereich	4
2	Allgemeine Anforderungen	4
3	Technische Spezifikation	5
3.1	Allgemeines	5
3.2	Umgebungsbedingungen	5
3.3	Definition der Typicals	5
3.3.1	Hochspannung	5
3.3.2	Mittelspannung	5
3.4	Geräteanforderungen	6
3.4.1	Generelle Anforderungen	6
3.4.2	Betriebssystem des Gerätes	6
3.4.3	Spannungsversorgung	6
3.4.4	Modularer Aufbau	6
3.4.5	Fern-Ortsteuerung	7
3.4.6	Lieferumfang / Lieferzeit	7
3.4.7	Notlieferzeit	7
3.4.8	Vor-Ort Bedieneinheit	7
3.4.9	Störfallaufzeichnung / interne Protokollierung	8
3.5	Schutzfunktionen	8
3.5.1	Übergreifende Schutzfunktionen	8
3.5.2	Funktionen Distanzschutz	9
3.5.3	Funktionen UMZ-Schutz	10
3.5.4	Funktionen Transformatorendifferentialschutz	11
3.5.5	Funktionen Leitungsdifferentialschutz	11
3.5.6	Funktionen Feldsteuergeräte	11
3.6	Messwertfunktionen	12
3.6.1	Hardware Anforderungen	12
3.6.2	Messwertanforderungen	12
3.7	Steuerungsfunktionen	12
3.8	Kommunikationsschnittstellen	13
3.8.1	Anbindung an die übergeordnete Leittechnik mittels IEC60870-5-104	13
3.8.2	Genormtes Fernwirkprotokoll	13
3.8.3	Anbindung an die übergeordnete Leittechnik mittels IEC60870-5-103	16
3.8.4	Drahtgebundene Prozessanbindung	16
3.8.5	Messwertverarbeitung	17
3.8.6	Sicherheits- und Diagnosefunktionen	18
3.9	Bediensoftware	19
4	Qualitätskontrolle	20
5	Prüfungen, Abnahmen	20
6	Service	20

6.1	Allgemein	20
6.2	Betriebsanleitung Gerät	20
6.3	Transport / Lieferung / Verpackung	20

1 Anwendungsbereich

Diese Technische Spezifikation gilt für sekundärtechnischen Einrichtungen in 110kV/ 20kV bzw. 10kV Umspannwerken der EAM Netz GmbH.

Abweichungen, Änderungen oder Ergänzungen gegenüber dieser Technischen Spezifikation bedürfen der schriftlichen Erläuterung durch den Anbieter bzw. Hersteller und sind nur im Rahmen der Angebotsabgabe zulässig. Voraussetzung für die Zustimmung und positive Bewertung durch den Anwender ist der Nachweis einer gleichwertigen oder höheren Qualität bzw. eines besseren Nutzens, z. B. im Rahmen einer technischen Weiterentwicklung.

2 Allgemeine Anforderungen

Vervielfältigung und Weitergabe dieser Technischen Spezifikation an Dritte – auch auszugsweise – sind nur mit vorheriger schriftlicher Genehmigung der EAM Netz GmbH zulässig.

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

Insbesondere sind zu beachten:

- Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen (FNN 2015)
- VDN-Richtlinie für digitale Schutzsysteme, 1. Auflage 2003 (VDEW 2003)
- Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen (FNN 2009)
- BDEW-Whitepaper „Anforderungen an sichere Steuerungs- und Telekommunikationssysteme“ V2.0 05/2018

3 Technische Spezifikation

3.1 Allgemeines

Die wesentlichen Funktionen der feldbezogenen Steuerungs- und Schutztechnik sind in den Geräten realisiert.

Die Gerätesprache ist deutsch.

In der Hoch- und Mittelspannungsebene kommen Geräte zum Einsatz, welche die Funktionen der Steuerung und des Feldschutzes beinhalten. Diese werden folgend als „Geräte“ bezeichnet.

Die eingesetzten Geräte sind über ein Stationskommunikationssystem an die Netzleitstelle angebunden.

Die Geräte werden für folgende Anlagen eingesetzt:

- 110kV Freiluftschaltanlage (Relaischrankeinbau)
- Gasisierte Mittelspannungs-Schaltanlagen (Nischeneinbau)
- Luftisolierte-metallgekapselte Schaltanlagen (Nischeneinbau)
- Luftisolierte-metallgekapselte Schaltanlagen (Relaischrankeinbau)
- Luft-/Feststoffisolierte Fahrwagenanlagen in offener Bauweise (Relaischrankeinbau)

3.2 Umgebungsbedingungen

Aufstellung: Innenraumaufstellung

Temperaturbereich: Geeignet für Umgebungstemperaturen von mindestens 5°C bis +40°C.

3.3 Definition der Typicals

Die Vorgaben der Typicals orientiert sich an den eingesetzten Schaltanlagen, Relaischranken, bzw. 110kV Steuerschranken.

Die Sternpunktbehandlung der EAM variiert innerhalb des Netzgebietes. Die Netze werden isoliert, gelöscht, wie auch niederohmig geerdet betrieben. Die Geräte müssen die verschiedenen Sternpunktbehandlungen umschaltbar beherrschen.

3.3.1 Hochspannung

Folgende Typicals werden im Hochspannungsnetz eingesetzt:

- Transformator-Differenzialschutzgerät
- Leitungs-Differentialschutzgerät
- Distanzschutzsteuergerät
- UMZ-Schutzsteuergerät
- Feldsteuergerät

3.3.2 Mittelspannung

Folgende Typicals werden im Mittelspannungsnetz eingesetzt:

- Leitungs-Differentialschutzgerät
- UMZ-Schutzsteuergerät
- AMZ-Schutzsteuergerät
- Distanzschutzsteuergerät
- Feldsteuergerät

3.4 Geräteanforderungen

3.4.1 Generelle Anforderungen

Die minimale Lebensdauer der Geräte beträgt 25 Jahre.
Die Geräte sind über die gesamte Lebensdauer wartungsfrei.
Mit Ausnahme der Batterie wird kein Bauteiltausch im Rahmen der Gerätewartung akzeptiert.
Die Geräte müssen im Vorfeld so zu konfigurieren sein, dass sowohl ein Schaltschrankeinbau in der Tür des Steuerschranks, wie auch ein Schalttafelaufbau auf der Montageplatte möglich ist.

Als Schutzklasse für das Gerätegehäuse ist mindestens IP50 vorzusehen.
Zur Personensicherheit sind die Spannungs- und Stromklemmen als IP2x auszuführen.

3.4.2 Betriebssystem und Firmware des Gerätes

Die Firmware lässt sich auf Wunsch der EAM auf eine Version einfrieren. Erst nach Freigabe eines neuen Softwarestandes durch die EAM erfolgt die Lieferung in dem neuen Softwarestand.

Die binären Ein- und Ausgänge des Geräts sind mit der zugehörigen Parametriersoftware frei zuzuordnen. Ebenfalls sind die Eingangsschwellen nach den Empfehlungen des FNN auszulegen.

Zur Programmierung von Verriegelungen stehen in der Software eine ausreichende Anzahl an Logikbausteinen zur Verfügung.

Wesentliche Bausteine sind unter anderem:

Boolesche Logiken, Flankenerkennung, Zeitgeberbausteine, Steuerungsbausteine.

Durch diese Bausteine können zusätzliche interne Funktionen realisiert werden. Wie z. B. Zwangsfolge Erder, Probe-KU, Schalterfallmeldungen

Die Verarbeitungszeit innerhalb der Logikfunktionen muss den Anforderungen der Schutztechnik entsprechen.

In die Bildung von Signalen über Logikfunktion sind auch virtuelle Eingaben über das Display der Ortsteuerung zu ermöglichen, sowie die Ausgabe auf das Display, z. B. Pfeile.

Die Verbindung zum Schutzsteuergerät erfolgt über eine Serielle- oder USB-Schnittstelle an der Frontseite des Gerätes. Der Verbindungsaufbau, bzw. Parameteränderung ist passwortgeschützt.

3.4.3 Spannungsversorgung

Die Geräte sind mit einem Weitbereichsnetzteil ausgestattet, dass mindestens ein Gleichspannungsbereich von $0,8 \cdot 60V - 1,1 \cdot 110V$ DC abdeckt.
Ebenfalls müssen die Geräte im Vorfeld für ein Gleichspannungsnetz DC $0,8...1,1 \cdot 220V$ konfigurierbar sein.

3.4.4 Modularer Aufbau

Eine Steckbarkeit der Geräteanschlüsse ist für den unkomplizierten Austausch im Störfall notwendig. Die Steckerverbindungen sind derart auszulegen, dass sie gegen mechanische Beanspruchungen geschützt sind (z.B. durch Verriegelungverschluss oder Arretierung).

3.4.5 Fern-Ortsteuerung

Am Schutzsteuergerät ist von außen eine Umschaltmöglichkeit der Steuerung mittels Schlüsselschalter von „Fern“ auf „Ortsteuerung“ vorhanden. Die Umschaltung über separat beschriftete Funktionstasten ist alternativ akzeptiert.

Die Änderung des Steuerungsmodus wird in der Geräte-Software erfasst und lässt sich als Meldung verarbeiten.

3.4.6 Lieferumfang / Lieferzeit

Das Portfolio des Auftragnehmers beinhaltet alle unter 3.3 genannten Typicals

Die normale Lieferzeit der Geräte beträgt maximal 8 Wochen.

3.4.7 Notlieferzeit

Zur Störungsbeseitigung ist eine Notlieferzeit von maximal 5 Werktagen einzuhalten

3.4.8 Vor-Ort Bedieneinheit

- Die Bediensprache ist deutsch
- Mindestens müssen als Displaybilder das Grundbild, die Ereignisanzeige, die Störanzeige und vier weitere Meldeseiten verfügbar sein.
- Dynamisches Rückmeldebild des Schaltfeldes mit Darstellung aller Schaltgeräte und Schaltzustände
 - Alle als Zielanlagen definierten Schaltfeldtypen müssen vollständig darstellbar sein
 - Freie Gestaltung der Schaltfeldtypen, Schalterstellungen, Meldetexte und Messwerte.
- Darstellung von erfassten und gebildeten Messwerten des Feldes mit Einheit und zugehöriger Bezeichnung als Primärmesswert. Die gleichzeitige Darstellung von mindestens 6 Messwerten (z.B. 3 Phasenströme, 3 Phasenspannungen) muss möglich sein.
- Darstellung von Zustandsanzeigen der Warn- und Störmeldungen
 - Mindestens 13 frei parametrierbare Leuchtdioden mit Beschriftungsmöglichkeit oder Nutzung der Anzeigefunktionen eines Grafik-Displays. Hierbei ist der Hinweis auf anstehende Meldungen über Leuchtdioden an der Gerätefront zu erbringen.
- Darstellung von Zustandsanzeigen von Funktionen des Feldes (z.B. Steuerquelle Feld (Ort/Fern))
- Steuerelemente zur Steuerung von Schaltgeräten
 - Die Auswahl der Schaltgeräte erfolgt über eine Anwahl mit richtungsorientierten Cursortasten.
 - Die Auswahl der Schaltrichtung erfolgt über EIN/AUS-Taster. Nach Auswahl muss die vorgewählte Schaltrichtung angezeigt werden und eine Abfrage auf Durchführung erfolgen. Die Bestätigung der Abfrage muss über einen separaten Taster, z. B. „Enter“ (Eingabe) erfolgen, nicht über die Ein/Aus Taster.

→ Steuerelemente zur Ansteuerung von weiteren Feldfunktionen (z.B. AWE AUS/EIN, Probe-KU, Parametersatzumschaltung, Quittierung) müssen vorhanden sein

- Anzeige von Informationen aus dem Schaltfeld (z. B. Binäre Ein- und Ausgängen, Parameterlisten)

- Mindestens 2 separate Funktionstasten zur Auswahl von Meldebildern (z. B. letzte Störschrieb oder Betriebsmesswerte) sowie für das Ein/Ausschalten von Schutzfunktionen (z.B. AWE AUS/EIN, Probe-KU).

- Zustandsanzeige des Gerätes (Störung / Betrieb)

3.4.9 Störfallaufzeichnung / interne Protokollierung

Das interne Betriebs- und Störfallprotokoll ist in einer Ereignisdatenbank gespeichert. Auch im Falle einer Hilfsspannungsunterbrechung müssen die Informationen verfügbar bleiben.

Darüber hinaus sind folgende Punkte zum Störfallprotokoll zu realisieren:

- Störfallprotokoll mit Speicher für 5 Störfälle mit mindestens 15 s Gesamtdauer
- Aufzeichnung und Speicherung von mindestens 3 Störschrieben mit je mindestens 3 s Dauer
- Betriebsprotokoll mit Speicher für mindestens 1000 Meldungen
- Ereignis- / Zugriffsprotokoll
- Triggern der Störfallaufzeichnung über externes Signal
- Die Störfallprotokolle lassen sich mit der Bediensoftware auslesen und speichern. Mit der Bediensoftware ist eine detaillierte Störfallanalyse möglich.

3.5 Schutzfunktionen

3.5.1 Übergreifende Schutzfunktionen

3.5.1.1 Generelle Schutzfunktionen

Folgende generellen Schutzfunktionen sind in allen Geräten zu realisieren:

- Separate Auslösung je Schutzfunktion
- Störschreiber
- Ereignisprotokollierung
- parametrierbare Logikfunktion
- Messkreisüberwachung
- Auslösekreisüberwachung
- Phasenselektive Messung
- Einkopplung externer Auslösesignale

3.5.1.2 Automatisches Wiedereinschalten (AWE)

Die AWE kommt in Netzbereichen mit Freileitungsanteil zum Einsatz. Sie wird bei Bedarf als Funktionseinheit innerhalb der Firmware des Gerätes realisiert.

Das Aus- und Einschalten der AWE-Funktion im Schutzleitgerät erfolgt über die Funktionstasten, bzw. über das Display.

Zur Fehlersuche im Erdschlussfall muss eine Probe-KU frei programmierbar sein, das heißt, ein AWE Zyklus wird entweder über das Leitsystem oder über die Funktionstasten gestartet.

3.5.1.3 unterfrequenzabhängiger Lastabwurf (UFLA)

Die UFLA-Funktion bezieht sich auf die Automatische Letztmaßnahmen zur Vermeidung von Systemzusammenbrüchen“ (VDE-AR-N 4142) des VDE. Er muss mindestens 10 Stufen, inkl. Ober- und Unterfrequenzschutz, beherrschen.

3.5.1.4 Parametersatzumschaltung

In mindestens vier voneinander unabhängigen Parametersätzen können Parameter für Anregungen aller Schutzfunktionen, Sternpunktbehandlung und leitungsbezogene Kennwerte eingestellt werden. Diese sind im Gerät vorbereitet und werden von der Netzleitstelle per Kommunikationsprotokoll oder mittels Displaysteuerung vor Ort aktiviert bzw. umgeschaltet.

Eine Parametersatzumschaltung muss während des laufenden Betriebes erfolgen können und darf zu keinen Fehlfunktionen führen.

3.5.1.5 Rückwärtige Verriegelung

Als Sammelschienenenschutz wird die rückwärtige Verriegelung realisiert. Das bedeutet, dass die einzelnen Anregesignale der Netzabgangsfelder mit dem Typical Trafoeinspeisekuppelfeld verbunden sind und im Anregefall einschließlich Richtungsentscheid die Schnellauslösung des Trafoeinspeisekuppelfeldes blockiert wird. Die Rückwärtige Verriegelung muss über die Bediensoftware programmiert werden können.

3.5.2 Funktionen Distanzschutz

Folgende Funktionen sind enthalten:

- Distanzschutz mit folgenden Anregekriterien:
 - Impedanzanregung (U/I-Anregung)
 - Überstromanregung (I> Anregung)
- Distanzschutzfunktion mit mindestens 4 Impedanz-/Zeitstufen und 2 Endzeitstufen
- UMZ-Notbetrieb-Funktion mit 2 Überstrom-/ Zeitstufen
- AWE
- Erfassung der Verlagerungsspannung
- Frequenzschutz (UFLA)
- Rückwärtige Verriegelung
- Überlastschutzfunktion

- Rush-Stabilisierung (Stufenweise parametrierbar)
- Messkreisüberwachung
- Funktion Zuschalten auf Kurzschluss (Hand-EIN)
- Parametersatzumschaltung
- Über-/ Unterspannungsschutz
- Grenzwertüberwachung
- QU-Schutz
- Wattmetrische Erdschluss-Richtungserfassung
- Erdschluss-Wischer-Erkennung
- Leistungsschalter-Versagerschutzfunktion
- Flattersperre

3.5.3 Funktionen UMZ-Schutz

Folgende Funktionen sind enthalten:

- UMZ-Schutzfunktion mit mind. 4 gerichteten Überstrom- / Zeitstufen
- Richtungserkennung vor Anregung
- AMZ-Schutzfunktion
- Automatische Wiedereinschaltung
- Erfassung der Verlagerungsspannung
- Unter-/ Überspannungsschutz mit je mindestens 2 Stufen
- Überlastschutzfunktion
- Rückwärtige Verriegelung
- Rush-Stabilisierung (Stufenweise parametrierbar)
- Funktion Zuschalten auf Kurzschluss (Hand-EIN)
- Parametersatzumschaltung
- Grenzwertüberwachung
- Blockieren einzelner UMZ-Stufen über Binäreingang
- Drehfeldanpassung
- UFLA
- Flattersperre
- Erdschluss-Wischer-Erkennung

- QU-Schutz
- Leistungsschalterversagerschutzfunktion
- Wattmetrisch Erdschluss-Richtungserfassung

3.5.4 Funktionen Transformatorendifferentialschutz

Folgende Funktionen sind enthalten:

- Transformatorendifferentialschutz für 2-Wickler- Transformatoren
- Differentialstrom-Schutzfunktion mit mindestens 2 Diffstrom / Zeitstufen
- Frei definierbare Auslösekennlinie
- Inrush-Stabilisierung
- Überlastschutz
- Transformatorendifferentialschutz für 3-Wickler- Transformatoren (optional)

3.5.5 Funktionen Leitungsdifferentialschutz

Folgende Funktionen sind enthalten:

- Leitungsdifferentialschutz für zwei Leitungsenden
- Diff-Schutzfunktion mit mindestens 2 Diffstrom / Zeitstufen
- Frei definierbare Auslösekennlinie
- Wirkschnittstelle in 2-Draht-Kommunikation, alternativ über LWL (ST-Stecker)
62,5/125µm bei 820 nm
- Überwachung der Wirkschnittstelle auf Funktionsfähigkeit
- Inrush-Stabilisierung
- Überlastschutz
- Transformator im Schutzbereich (optional)

3.5.6 Funktionen Feldsteuergeräte

- keine Schutzfunktionen notwendig
- Verriegelungslogiken frei programmierbar

3.6 Messwertfunktionen

3.6.1 Hardware Anforderungen

Es sind grundsätzlich für die Geräte 4 Strom (IL1, IL2, IL3, IE, optional IE mit höherer Stromempfindlichkeit für Wattmetrische Erdschlusserfassung) und 4 Spannungseingänge vorhanden (UL1, UL2, UL3, UE,).

Die Nennspannung beträgt für die Spannungseingänge 50V bis 120V. Eine Überspannung von $2U_N$ muss dauerhaft gehalten werden können.

Der Nennstrom beträgt für die Stromeingänge 1A/5A. Ein Überstrom von $2I_N$ muss dauerhaft gehalten werden können. Kurzzeitige Überlast von $100I_N$ ist für 1s möglich.

Der Nennverbrauch darf 0,1VA bei I_N nicht überschreiten

Am Diff-Relais sind keine Spannungseingänge notwendig. Stattdessen sind mindestens 8 Stromeingänge vorzusehen.

Am Feldsteuergerät sind die Messwerteingänge optional.

3.6.2 Messwertanforderungen

Folgende Betriebsmesswerte werden durch die Analogen Strom und Spannungseingänge gebildet: IL1,2,3, UL1,2,3, UL1-L3, P, Q, f

Die Effektivwertbildung der Messwerte erfolgt im Schutzsteuergerät. Die Werte werden spontan, bei Änderung, als Wert mit Vorzeichen übertragen. Die Mindestauflösung der Messwerte beträgt 12 Bit + Vorzeichen

Von den erfassten Messgrößen sind weitere Messwerte abzuleiten:

- P, Q (vorzeichenbehaftet, bei P gilt: positives Vorzeichen entspricht Leistungsfluss weg von der Sammelschiene und negatives Vorzeichen entspricht Leistungsfluss hin zur Sammelschiene; bei Q gilt: positives Vorzeichen entspricht induktivem Blindleistungsfluss und negatives Vorzeichen entspricht kapazitivem Blindleistungsfluss, gemäß Definition wird der technische Drehsinn und nicht der mathematische Drehsinn vorausgesetzt.)

- ausgewählte P, Q

- Frequenz

- Verlagerungsspannung

Alle intern gebildeten Messwerte müssen wie ein erfasster Messwert weiterverarbeitet und an die Netzleitstelle übertragen werden können.

3.7 Steuerungsfunktionen

Da durch die Fernsteuerung Maßnahmen der fünf Sicherheitsregeln durchgeführt werden, muss die Steuerung eindeutige Rückmeldungen und Verriegelungsmaßnahmen zur Verfügung stellen.

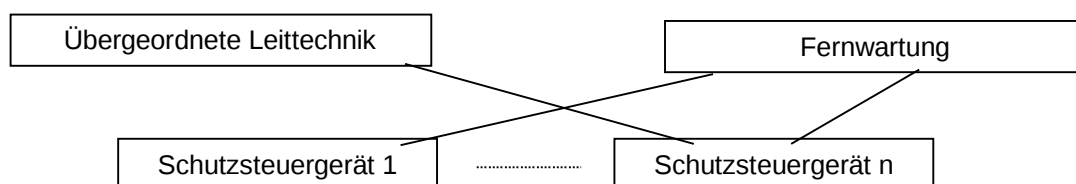
Alle Schaltgeräte mit Motorantrieb werden über die Stationsleittechnik und vor Ort gesteuert (Fern- und Ortsteuerung). Die Stellungsrückmeldung an die Stationsleittechnik erfolgt grundsätzlich von allen Schaltgeräten, auch wenn diese keinen Motorantrieb besitzen.

Durch die Steuerungslogiken des Gerätes muss sichergestellt sein, dass die Erdungsbedingungen eingehalten werden. Die Steuerung der Leistungs- und Erdungs-/Trennschalter sollte nach Möglichkeit direkt und ohne Endrelais erfolgen. Diese Forderung gilt Schaltanlagenherstellerunabhängig.

3.8 Kommunikationsschnittstellen

Die Anbindung der Geräte an eine übergeordnete Fernwirk- oder Leittechnik erfolgt mittels Normprotokoll IEC60870-5-103 oder IEC60870-5-104. Die Anbindung selbst erfolgt dabei aus Gründen der Potentialtrennung über Lichtwellenleiter. Die Verkabelungsstrukturen können dabei wahlweise sternförmig oder ringförmig aufgebaut sein. Bezüglich der Funktionsverteilung gilt:

- Die übergeordnete Technik übernimmt die Zentralfunktionen
- Das Schutzsteuergerät übernimmt Unterstationsfunktionen



Die nachfolgenden Kapitel geben hierzu genauere Anforderungsbeschreibungen.

3.8.1 Anbindung an die übergeordnete Leittechnik mittels IEC60870-5-104

3.8.1.1 Struktur

3.8.1.1.1 Netzwerkschnittstelle (Stern)

Die fernwirktechnische Anbindung erfolgt über einen LWL

1000 Mbit/s

Alternativ: 100 Mbit/s

820 nm Glasfaser-Lichtwellenleiter mit Bajonett-Stecker.

Multimode-Gradientenfaser.

Faserabmessungen: 62,5 / 125 µm

Alternativ:

1000 Mbit/s und SFP (Small Form-factor Pluggable, Type 1000BASE-SX, Wellenlänge 850 nm, Medium 62,5µm/125µm Faserpaar, IEEE 802.3 Standard Clause 38).

3.8.2 Genormtes Fernwirkprotokoll

Die herstellerunabhängige Anbindung von leittechnischen Geräten an übergeordnete Leitsysteme basiert auf der Verwendung von genormten Fernwirkprotokollen. Dabei kommt folgendes Fernwirkprotokoll zum Einsatz:

- Fernwirkprotokoll IEC 60870-5-104, kurz IEC104
Netzwerkbasierendes Fernwirkprotokoll mit Übertragungsgeschwindigkeiten größer 1 Mbit/s

Grundlage für den Betrieb der leittechnischen Anbindung auf Basis des Fernwirkprotokolles nach IEC ist die zugehörige Kompatibilitätsliste (siehe Anhang). Folgende Datentypen kommen zum Einsatz:

Prozessinformation in Überwachungsrichtung

- Einfachmeldungen mit und ohne Zeitstempel
- Doppelmeldungen mit und ohne Zeitstempel
- Messwerte (Normiert, Skaliert, Gleitkommazahlen)

Prozessinformation in Steuerungsrichtung

- Einzelbefehl
- Doppelbefehl

Systeminformation in Überwachungsrichtung

- Initialisierungsende

Systeminformation in Steuerungsrichtung

- Generalabfragebefehl

Zeitsynchronisation

- Uhrensetzbefehl

Zudem kann die max. Telegrammlänge der leittechnischen Komponente frei eingestellt werden.

3.8.2.1 Parameter des Fernwirkprotokoll IEC104

Geräte, welche über das netzwerkorientierte Fernwirkprotokoll IEC104 an ein übergeordnetes Leitgerät angebunden sind, müssen folgende Randbedingungen erfüllen:

- Anzahl möglicher Zieladressen

Das Schutzsteuergerät muss mindestens zeitgleich mit einer Zentralstation kommunizieren können. Für Redundanzanbindungen erhöht sich die Anforderung auf zwei Zentralgeräte.

- Aufgabenverteilung

Übergeordnetes Leitgerät:	Zentralstation
Schutzsteuergerät:	Unterstation

- Adressparameter

Alle benötigten Adressparameter können frei parametrierbar werden

Netzwerkparameter: Eigene IP-Adresse, Ziel-IP-Adressen, Netzwerkmaske, Gateway

IEC104-Parameter: Adresse der ASDU, Objektadressen, ...

- Die IEC60870-5-104-Kommunikationsparameter sind frei einstellbar (Default Werte).

Sende- oder Test APDUs (t1)	15 Sekunden
-----------------------------	-------------

Quittierung kein Datentelegramm (t2)	10 Sekunden
--------------------------------------	-------------

Gesendete Testtelegramme (t3)	20 Sekunden
-------------------------------	-------------

Max. Länge APDU	253 Byte
-----------------	----------

Quittierung spätestens benötigt nach (k)	12 APDUs
--	----------

Quittieren spätestens nach Empfang von (w)	8 APDUs
--	---------

3.8.2.2 Zeitführung und Zeitsynchronisation

Die Zeitsynchronisation in dem Schutzsteuergerät erfolgt je nach verwendeter Technik unterschiedlich. Grundsätzlich stehen jedoch folgende Möglichkeiten zur Verfügung:

- Zeitsynchronisation über Netzwerk

Das Schutzsteuergerät beschafft sich als NTP-Client mittels NTP-Protokoll (Network-Time-Protocol) über das Netzwerk von einem zur Verfügung stehenden NTP-Server das aktuelle Datum und die aktuelle Uhrzeit.

Hierbei sind mindestens 2 Adressen für die Zeitserver parametrierbar. Bei gestörter Verbindung zu einem Zeitserver wird der nächste in der Liste zur Anfrage herangezogen.

- Zeitsynchronisation über das Fernwirkprotokoll

Das Schutzsteuergerät erhält von der übergeordneten Leittechnik mittels des genormten Fernwirkprotokoll (IEC60870-5-104) das aktuelle Datum und die aktuelle Uhrzeit.

Diese Synchronisation muss möglich sein, ist aber nicht der EAM Netz-Standard.

Besitzt das Schutzsteuergerät kein gültiges Datum und keine gültige Uhrzeit, d.h. es erfolgte noch keine Zeitsynchronisation oder war die letzte Synchronisierung zu lange her (Zeit parametrierbar), so wird dies durch eine entsprechende Systemmeldung „Zeit asynchron“ der übergeordneten Leittechnik mitgeteilt.

Zudem wird der Zeitstempel aller Objekte mit „invalid“ (IV) gekennzeichnet.

Bei Sommerzeit ist das SU-Bit des Zeitstempels zu verwenden.

Es wird die mitteleuropäische Zeit, bzw. mitteleuropäische Sommerzeit verwendet.

3.8.2.3 Fern - Schutz- / Störfalldatenauslesung und Fernparametrierung

Die Fern - Schutz- / Störfalldatenauslesung und Fernparametrierung erfolgt mittels einer Herstellersoftware über die Ethernetschnittstelle, über welche auch das IEC60870-5-104-Protokoll gefahren wird.

Der Zugriff ist rückwirkungsfrei für das Fernwirkprotokoll zu gestalten.

Der hier beschriebene Zugriff ist zusätzlich zum „normalen“ vor Ort Zugriff, der an anderer Stelle beschrieben ist.

3.8.3 Anbindung an die übergeordnete Leittechnik mittels IEC60870-5-103

3.8.3.1 *Serielle Schnittstelle*

Die kommunikationstechnische Anbindung erfolgt über einen LWL.

820 nm Glasfaser-Lichtwellenleiter mit Bajonett-Stecker.

Multimode-Gradientenfaser.

Faserabmessungen: 62,5 / 125 µm

Sternstruktur:

Mindestanforderungen an einstellbare Geschwindigkeiten: 9600 Baud und 19200 Baud

Abweichend zur Norm ist die Pegelruhelage einstellbar (Licht an / Licht aus).

3.8.3.2 *Informationsobjekte*

Für in der Norm enthaltene Objekte und Funktionen sind die Normparameter und Norminformationsobjekte zu verwenden.

Nicht in der Norm definierte Objekte müssen frei parametrierbar sein.

3.8.4 Drahtgebundene Prozessanbindung

Zur klassischen Verarbeitung von drahtgebunden Prozessinformationen gehört prinzipiell in Überwachungsrichtung die Meldungs- und Messwertverarbeitung sowie in Steuerrichtung die Befehlsverarbeitung.

3.8.4.1 *Meldungsverarbeitung*

Die Meldungsverarbeitung umfasst folgende digital erfasste Binärgrößen:

- Einzelmeldungen
- Doppelmeldungen

Die Meldespannung entspricht dabei in der Regel der Gleichstromversorgungsspannung.

Die Anforderungen zur sicheren Erfassung von digitalen Zuständen sind den nachfolgenden Kapiteln zu entnehmen.

3.8.4.2 *Zustandserfassung mit Echtzeitstempel*

Alle binären Ereignisse werden in Form von Zustandswechseln von dem Schutzsteuergerät erfasst und dem übergeordneten System mitgeteilt.

Jeder gemeldete Zustandswechsel wird dabei mit einem Echtzeitstempel versehen.

Auflösung des Echtzeitstempels: 1ms

3.8.4.3 *Prellunterdrückung*

Zur Unterdrückung von Zustandswechseln in Einschwingvorgängen werden digitale Eingänge mit Prellfiltern betrieben. Signalwechsel am Eingang kleiner der parametrierbaren Prellunterdrückungszeit werden ignoriert. Erst wenn das Eingangssignal länger als die eingestellte Prellunterdrückungszeit ansteht wird der Signalwechsel gemeldet.

Parametrierbereich für die Prellunterdrückung: 1 bis 255ms
Auslieferungszustand (Default Größe): 10ms

3.8.4.4 *Flattermeldungsunterdrückung*

Die Flattermeldungsunterdrückung, d.h. innerhalb einer definierten Zeit wird die vorgegebene Anzahl von Zustandswechseln überschritten, dient zur Beruhigung der Meldungserfassung. Greift die Flattermeldungsunterdrückung, so werden keine weiteren Zustandswechsel mehr übertragen und das Informationsobjekt mit IV übertragen. Erst wenn in der vorgegebenen Überwachungszeit die Anzahl Zustandswechsel wieder unterschritten wird, erfolgt eine Fernübertragung mit dem dann aktuell gültigen Zustand.

Eine aktive Flattermeldungsunterdrückung wird durch eine Systemmeldung angezeigt.

Parametrierbereich für die Flattermeldungsunterdrückung:
1 bis 100 Zustandswechsel in einem Zeitraum von 1 bis 60 Sekunden

3.8.4.5 *Zwischen- und Störstellungsunterdrückung bei Doppelmeldungen*

Für Doppelmeldungen ist eine Zwischen- und Störstellungsverarbeitung wie folgt vorhanden.

Unterdrückung der Zustandes Zwischenstellung ('00'):

Schaltgeräte benötigen für den Zustandswechsel von aus nach ein bzw. umgekehrt eine endliche Zeit. In der Zwischenzeit steht am Schutzsteuergerät eine Zwischenstellung an. Für eine parametrierbare Zeit wird diese Zwischenstellung von dem Schutzsteuergerät unterdrückt. Erst nach Ablauf der Überwachungszeit wird der Zustand der Zwischenstellung mit dem Zeitstempel des Eintretens (nicht nach Ablauf der Überwachungszeit) fernwirktechnisch übertragen.

Parametrierbereich für die Zwischenstellungsunterdrückung: 1 bis 60s
Auslieferungszustand (Default Größe): 10s

Unterdrückung der Zustandes Störstellung ('11'):

Melden Schaltgeräte den Zustand „Störstellung“, so liegt im Regelfall ein Fehler im Schaltgerät bzw. in der Erfassung vor. Bei frostigen Witterungsverhältnissen können bei Schaltgeräten schon mal die Meldekontakte schwergängig sein und somit bei Schaltvorgängen zeitlich begrenzt eine Störstellung verursachen. Von dem Schutzsteuergerät wird daher, ähnlich wie bei der Zwischenstellungsunterdrückung, über eine parametrierbare Zeit die Störstellung zurückgehalten.

Parametrierbereich für die Störstellungsunterdrückung: 1 bis 60s
Auslieferungszustand (Default Größe): 1s

3.8.5 *Messwertverarbeitung*

Die analoge Messwerterfassung (Physik) ist an anderer Stelle beschrieben.

3.8.5.1 *Übertragung*

Es gibt die Möglichkeiten der spontanen, zyklischen und abgefragten Methode. Alle Verfahren müssen beliebig kombinierbar parametriert werden können.

3.8.5.2 Nullpunktsunterdrückung

Messgrößen, welche den Wert Null haben sollten, zeigen häufig aus Beeinflussungen in der Erfassung einen kleinen Wert ungleich Null. Um solche „Fehlanzeigen“ zu vermeiden, ist in dem Schutzsteuergerät eine Nullpunktsunterdrückung auf der Kommunikationsschnittstelle parametrierbar.

Parametrierbereich für Nullpunktsunterdrückung: 0% bis 100%
Auslieferungszustand (Default Größe): Keine Nullpunktsunterdrückung

3.8.5.3 Messwertberuhigung

Zur Beruhigung der Messwertübertragung an die übergeordnete Leittechnik sind entsprechende Verfahren in der leittechnischen Komponente des Gerätes integriert.

Integrale schwellwertbasierende Übertragung:

Bei der schwellwertbasierenden Übertragung werden die Messwertänderungen im Sekundenrhythmus vorzeichenlos aufaddiert. Erreicht die Aufsummierung eine parametrierbare Größe, so wird der aktuelle Messwert übertragen und die Summierung beginnt von vorn.

Parametrierbereich für schwellwertbasierende Übertragung: 0% bis 100%
Auslieferungszustand (Default Größe): 15% vom Nennwert

Der Nennwert ergibt sich aus der Auflösung der Analog-Digital-Wandlung. Bei +/- 11 Bit sind dies zum Beispiel -2047 bis +2047.

Grundsätzlich gilt:

Bei einer Übertragung auf Grund einer Generalabfrage, wird immer der aktuelle Wert übertragen und das Schwellwertverfahren beginnt von vorn.

3.8.6 Sicherheits- und Diagnosefunktionen

3.8.6.1 Allgemeine Funktionen

Der Zugriff auf das Schutzsteuergerät bei Vor-Ort-Parametrierung und Fernparametrierung bzw. Ferndiagnose ist durch Abfrage eines Nutzers und zugehörigem Passwort abgesichert. Nutzer und Passwörter können bei der Erstparametrierung bzw. bei der Vor-Ort-Parametrierung frei eingestellt werden. Es existieren verschiedene Nutzerrollen für

- Admin (Passwortverwaltung)
- Viewer (nur Betrachtung)
- Parametrierung
- Ausführung (z.B. Ausgabe von Befehlen, Sollwerten usw.)

Die bei Auslieferung vorhandenen Default-User müssen löschar/änderbar sein.

Die Rechtevergabe muss frei konfigurierbar sein, d.h. es werden nicht nur komplette Rollen den Usern zugeteilt. Alternativ / zusätzlich sind die Nutzerrollen frei konfigurierbar.

Diese Anforderungen gelten auch für Eingaben über ein eventuell vorhandenes Bediendisplay.

Die IT-Sicherheit muss an die Vorgaben BSI und das BDEW-Whitepaper angelehnt sein.

Eine Weiterentwicklung der Securityfunktionen gemäß den sich verschärfenden Richtlinien muss gewährleistet sein.

3.8.6.2 Diagnosefunktionen

Mit Hilfe eines Standard-PC und der Parametriersoftware können Vor-Ort oder über Netzwerk mindestens folgende Funktionen ausgeführt werden:

- Visualisierung aller System- und Prozesszustände im Gerät
- Auslesen von Störfallaufzeichnungen
- Ausführung eines Neustarts des Gerätes
- Ändern und Einspielen von Parametern

Zur Übertragung sind grundsätzlich die Secure-Varianten des entsprechenden Übertragungsprotokolls zu nutzen (z.B. sftp).

Als zusätzliche Alternative ist eine Diagnose mit Hilfe eines Standard-PC und einem Web-Browser wünschenswert. Die Diagnose erfolgt per https.

3.9 Bediensoftware

Die Bediensoftware ist windowsbasiert (mindestens Version 10) und in deutscher Sprache.

Das Handbuch (online oder in Papierform) zur Bediensoftware ist in deutscher Sprache auszuführen.

Mit der Bediensoftware erfolgen folgende Funktionen:

- Parametrierung der Geräte
- Störfallauslesung und Analyse
- Test- und Inbetriebnahmefunktionen

Die Bediensoftware muss abwärtskompatibel sein. Das heißt, mit einer neuen Version der Bediensoftware müssen ältere Firmwarestände der Geräte parametrierbar sein.

4 Qualitätskontrolle

Der Hersteller hat ein durchgängiges Qualitätskontrollsystem entsprechend ISO 9001 und eine Zertifizierung zur Einhaltung der ISO/IEC 27001 nachzuweisen, dass eine kontinuierliche Sicherung der durch den Auftraggeber geforderten und durch den Hersteller zugesicherten gleichbleibenden Produkteigenschaften gewährleistet.

5 Prüfungen, Abnahmen

Vor der Auslieferung werden die Geräte einer Stückprüfung unterzogen. Die Stückprüfung ist zu protokollieren und dem Gerät beizufügen.

6 Service

6.1 Allgemein

Der Vertrieb erfolgt seitens des Lieferanten in deutscher Sprache.

Der Lieferant muss werktags innerhalb von 48h, bzw. 72h während des Wochenendes, nach Erhalt der Information Serviceleistung erbringen.

Die Serviceleistung beinhaltet jeden technischen Support (telefonisch wie auch per Mail), Lieferung von Ersatzteilen oder kompatiblen Ersatzkomponenten. Die Kommunikation des Supports erfolgt in deutscher Sprache

Der Lieferant bestätigt eine Standard-Reparaturzeit von eingesendeten, defekten Geräten innerhalb von vier Wochen. Dem reparierten Gerät ist ein Reparaturbericht mit eindeutig beschriebener Fehlerursache in deutscher Sprache beigelegt.

6.2 Betriebsanleitung Gerät

Die Betriebsanleitungen je Gerät sowie zur Bediensoftware stehen in digitaler Form und in deutscher Sprache zum Download zur Verfügung. Das Downloadportal ist in deutscher Sprache.

6.3 Transport / Lieferung / Verpackung

Der Transport und die Lieferung erfolgt projektbezogen in das Lager der EAM Netz GmbH oder als Beistellung in ein Schaltanlagenwerk nach Vorgabe der EAM Netz GmbH.

Die Verpackung des Produktes hat so zu erfolgen, dass Schäden beim Transport vermieden werden. Es ist dabei auf eine minimale und umweltverträgliche Verpackung zu achten. Umverpackungen aus Kunststoff sind unerwünscht.