



Relion® 670 series

Distanzschutz REL670

Kundenspezifisch

Produktdatenblatt

Inhaltsverzeichnis

1. Merkmale.....	3	5. Hardware-Beschreibung.....	25
2. Funktionen.....	4	6. Anschlusspläne.....	28
3. Anwendung.....	7	7. Technische Daten.....	38
4. Funktionalität.....	7	8. Bestellung.....	93

Haftungsausschluss

© Urheberrecht 2009 ABB AB.

All rights reserved.

Geschützte Marken

1. Merkmale

- Ein Schutz-, Steuer- und Überwachungsgerät mit umfangreichen Funktionen und Konfigurierungsmöglichkeiten und erweiterbarer Hardware, das spezielle Benutzeranforderungen erfüllt
- Für Freileitungen und Kabel
- Für ein- und/oder dreiphasige Auslösung
- Hochohmiger Differentialschutz für T-Abzweige
- Voller Phase/Phase und PhaseErd Distanzschutz mit bis zu fünf Zonen:
 - Alternative Wahl der Anwendung für serienkompensierten/ Leitungen, der polygonen Zonencharakteristik Funktion, Polygon- oder Kreischarakteristik
 - Phasenbevorzugungslogik und empfindlich gerichtete Erdfehlerfunktion für hochohmige Systeme.
 - Alle Arten der Signalkommunikation inklusive der phasenselektiven Kommunikation für sichere Phasenwahl bei simultanen Fehlern
 - Lastausparung
- Last-Pendelerkennung inklusive zusätzlicher Logik
- Polschlupfschutz
 - Erfassung von Schwingungen von 0,2 bis 8 Hz im Stromversorgungssystem
 - Auslösung nach einer eingestellten Anzahl von Schlüpfen
- Gerichteter Leistungsschutz
 - Rückleistung, Unter-, Wirk-, Blindleistungsschutz
 - Phasenwinkelkompensation
 - Zweistufig (Alarm/Auslösung)
- Vier-Stufen gerichteter und/oder ungerichteter Phasenüberstromschutz
 - Spannung polarisiert mit Memoryfunktion
 - Jede Stufe kann abhängig oder unabhängig zeitverzögert sein
 - Jede Stufe kann von einer zweiten Oberwellenkomponente blockiert werden
- Synchronisierung, Synchrocheck und Erkennung von spannungsloser Leitung für Einzel- und Mehrfach-Leistungsschalteranordnungen:
 - Wählbare Einspeiserichtung
 - Zwei Funktionen mit eingebauter Spannungsauswahl
 - Für automatisches und manuelles Synchronvergleich und Synchrocheck mit verschiedenen Einstellungen
 - Synchronisierung von asynchronen Netzwerken mit einstellbarer Leistungsschaltereinschaltzeit
- Automatische Wiedereinschaltfunktion für ein-, zwei- und/oder dreipoliges Wiedereinschalten:
 - Zwei Funktionen mit Prioritäten für Mehrfachleistungsschalteranordnungen
 - Zusammenarbeit mit der Synchronisierung, Synchrocheckfunktion
 - Kann ein- und ausgeschaltet werden von Ferne über Kommunikation oder vom mittelgroßen LHMI oder mit lokalen Schaltern über binäre Eingänge
- Wählbare zusätzliche Softwarefunktionen wie Frequenzschutz, Steuerung und Überwachung

- Datenkommunikationsmodule für den Stationsbus IEC 61850-8-1
- Datenkommunikationsmodule für den Stationsbus IEC 60870-5-103, TCP/IP oder EIA-485 DNP 3.0, LON und SPA
- Datenkommunikationsmodule zur Gegenstation für C37.94
 - Kapazität für 192 binäre Signale
 - Kurz-, Medium- und Langreichweite optische Faser Modem
 - Externe Modems für G.703 und G.703E1, gespeist vom optischen Kurzreichweitemodem zum Montieren auf dem Kommunikationsrahmen
 - X21 galvanisches Kommunikationsmodul
- Integrierte Stördaten- und Ereignisaufzeichnung für bis zu 40 analoge und 96 binäre Signale
- Funktion zur Energiekalkulation und Bedarfshandhabung
 - Ausgänge der Messfunktion (MMXU) können zur Kalkulation der Energie verwendet werden. Sowohl aktive als auch reaktive Werte werden in der Import- bzw. Exportrichtung kalkuliert. Die Werte können als Impulse gelesen und wiedergegeben werden. Maximale Leistungsanforderungswerte werden ebenfalls mit dieser Funktion kalkuliert.
- Zeitsynchronisierung über IEC 61850-8-1, LON, SPA, binärer Eingang oder mit optionalem GPS Modul (GSM) oder IRIG-B Modul
- Analoge Messungsgenauigkeit für bis zu unter 0,5 % der Leistung und 0,25 % des Stromes und der Spannung und mit Bustellenkalibrierung zur Optimierung der Gesamtgenauigkeit
- Vielseitige lokale Mensch-Maschine-Schnittstelle

- Umfassende Selbstüberwachung mit interner Ereignisaufzeichnung
- Sechs unabhängige Gruppen von kompletten Einstellungsparametern mit Passwortschutz
- Leistungsfähiges PC-Software-Tool für Einstellung, Stördatenauswertung und Konfiguration

2. Funktionen

- Differentialschutz
 - Hochimpedanz-Differentialschutz (PDIF, 87)
- Impedanzschutz
 - Distanzschutz zonen, Mho (PDIS, 21)
 - Distanzschutz zonen, Quad (PDIS, 21)
 - Phasenauswahl mit Lastaussparung, polygone Kennlinien (PDIS, 21)
 - Phasenauswahl mit Lastaussparung, Mho (PDIS, 21)
 - Phasenbevorzugungslogik (PHIZ)
 - Pendlungserkennung (RPSB, 78)
 - Pendlungszusatzlogik (RPSL, 78)
 - Polschlupfschutz (PPAM, 78)
 - Überwachung von Leiterbruch (PTOC, 46)
- Stromschutz
 - Unverzögerter Phasenüberstromschutz (PIOC, 50)
 - Vierstufiger Phasenüberstromschutz (POCM, 51/67)
 - Unverzögerter Erdschlussschutz (PIOC, 50N)
 - Vierstufiger Erdschlussschutz (PEFM, 51N/67N)
 - Empfindlicher Erdschluss- und Leistungsschutz (PSDE)
 - Thermischer Überladungsschutz, eine Zeitkonstante (PTTR, 26)
 - Leistungsschalterversagerschutz (RBRF, 50BF)
 - Stickleitungsschutz (PTOC, 50STB)

- Pol Diskrepanz/ Schutz (RPLD, 52PD)
- Gerichteter Niedrigleistungsschutz (PDUP, 37)
- Gerichteter Überleistungsschutz (PDOP, 32)
- Spannungsschutz
 - Zweistufiger Spannungsschutz (PUVM, 27)
 - Zweistufiger Überspannungsschutz (POVM, 59)
 - Zweistufiger Nullspannungsschutz (POVM, 59N)
 - Übererregungsschutz (VPH, 24)
 - Spannungsdifferentialschutz (PTOV, 60)
 - Prüfung auf Spannungsverlust (PTUV, 27)
- Frequenzschutz
 - Unterfrequenzschutz (PTUF, 81)
 - Überfrequenzschutz (PTUF, 81)
 - Gradientenfrequenzschutz (PFRC, 81)
- Mehrzweckschutz
 - Allgemeine strom- und spannungsbasierte Schutzfunktion (GAPC)
- Überwachung des Sekundärsystems
 - Stromkreisüberwachung (RDIF)
 - Spannungswandlerkreisüberwachung (RFUF)
- Steuerung
 - Synchronisierung, Synchrocheck und Einschaltprüfung (RSYN, 25)
 - Wiedereinschaltautomatik (RREC, 79)
- Schaltgerätesteuerung für einzelnes Feld, max. 8 Schaltgeräte (1 CB) inklusive Verriegelung (APC8)
- Schaltgerätesteuerung für einzelnes Feld, max. 15 Schaltgeräte (2 CBs) inklusive Verriegelung (APC15)
- Schaltgerätesteuerung für bis zu 6 Felder, max. 30 Schaltgeräte (6 CBs) inklusive Verriegelung (APC30)
- Signalausgleich
 - Signalvergleichslogik für Distanzschutz (PSCH, 85)
 - Phasenselektive Signalvergleichslogik für Distanzschutz (PSCH, 85)
 - Stromrichtungsumkehrungs- und Schwacheinspeiselogik für Distanzschutz (PSCH, 85)
 - Stromrichtungsumkehrungs- und Schwacheinspeiselogik für phasenselektive Distanzschutz (PSCH, 85)
 - Lokale Beschleunigungslogik (PLAL)
 - Signalvergleichslogik für Restüberstromschutz (PSCH, 85)
 - Stromrichtungsumkehrungs- und Schwacheinspeiselogik für Erdfehlerschutz (PSCH, 85)
- Logik
 - Auslöselogik (PTRC, 94)
 - Auslösematrixlogik
 - Konfigurierbare Logikblöcke
 - Stationärer Signalfunktionsblock
- Überwachung
 - Messungen (MMXU)
 - Überwachung von mA-Eingangssignalen (MVGGIO)
 - Ereigniszähler (GGIO)
 - Ereignisfunktion
 - Stördatenaufzeichnung (RDRE)
 - Fehlerortung (RFLO)

- Messung
 - Energiemessung (MMTR)
 - Impulszählerlogik (GGIO)
- Stationskommunikation
 - IEC61850-8-1 Kommunikation
 - LON-Kommunikationsprotokoll
 - SPA Kommunikationsprotokoll
 - IEC 60870-5-103 Kommunikationsprotokoll
 - Horizontale Kommunikation über GOOSE
 - DNP3.0 Kommunikation
 - Einzelbefehl, 16 Signale
 - Multipler Befehl, 16 Signale für jeden
 - Ethernetkonfiguration von Links
- Fernkommunikation
 - Binärsignalübertragung
- Grundlegende IED Funktionen
 - Selbstüberwachung mit interner Ereignisliste
 - Zeitsynchronisierung (TIME)
 - Parametereinstellungsgruppen
 - Prüfmodus-Funktionalität (TEST)
 - Änderungssperrfunktion
 - IED-Kennzeichnungen
 - Nenn-Systemfrequenz
- Hardware
 - Spannungsversorgungsmodul (PSM)
 - Binäreingangsmodul (BIM)
 - Binärausgangsmodul (BOM)
 - Statisches binäres Ausgangsmodul (SOM)
 - Binär-Ein-/Ausgangsmodul (IOM)
 - mA-Eingangsmodul (MIM)
 - Transformator-Eingangsmodul
 - Optisches-Ethernet-Modul (OEM)
 - SPA/LON/IEC Modul (SLM)
 - DNP3.0 Serielles Kommunikationsmodul (RS485)
 - Leitungsdatenkommunikationsmodul (LDCM)
 - GPS-Zeitsynchronisierungsmodul (GSM)
 - IRIG-B Zeitsynchronisierungsmodul (IRIG-B)
- Zubehör
 - GPS-Antenne einschließlich Befestigungs-Garnitur
 - Externer Schnittstellenumsetzer von C37.94 zu G703 bzw. G703.E1
 - Hochohmische Widerstandseinheit
 - Testschaltermodul RTXP24
 - Ein-/Ausschalter

3. Anwendung

Das REL 670 IED wird zum Schutz, zur Steuerung und zur Überwachung von Freileitungen und Kabeln in starr geerd Netzen verwendet. Das IED kann bis zu den höchsten Spannungsebenen verwendet werden. Es eignet sich für den Schutz stark belasteter Leitungen und Mehrfach-Leitungen, wo ein-, zwei- und/oder dreipolige Auslösung erforderlich ist. Das IED eignet sich auch als Reserveschutz für Leistungstransformatoren, Drosselspulen usw.

Der Distanzschutz bietet Schutz von Hochspannungsleitungen mit hoher Empfindlichkeit bei niedrigen Anforderungen an die Gegenstations-Kommunikation. Die fünf Zonen verfügen über völlig unabhängige Messungen und Einstellungen, dadurch erhält man eine hohe Flexibilität für alle Arten von Leitungen und Kabeln.

Die Wiedereinschaltautomatik für ein-, zwei- und/oder dreiphasiges Wiedereinschalten enthält Prioritätskriterien für Mehrfach-Leistungsschalter-Anordnungen. Sie arbeitet mit der Synchrocheck mit schnellem oder verzögertem Wiedereinschalten zusammen.

Ein hochohmiger Differentialschutz kann zum Schutz der T-Abzweige oder Leitungsdrosselspulen verwendet werden.

Hoch eingestellter unverzögerter Phasen und Erdüberstrom, 4 stufige gerichtete oder gerichteter verzögerter Phasen und ungsüberstrom, thermische Überlast und zweistufige Unter- und Überstromfunktionen sind Beispiele für die verfügbaren Funktionen, die es dem Nutzer ermöglichen, jegliche Anwendungserfordernisse zu erfüllen.

Distanz- und Erdfehlerschutz können in jedem beliebigen Kommunikationsschema mit einer Gegenstation kommunizieren. Mit dem enthaltenen Kommunikations-Protokoll gemäß IEEE C37.94 stehen in der Kommunikation zwischen den IEDs 6 x 32 Kanäle für Fernauslösung und Binärsignale zur Verfügung.

Das IED kann auch mit einer vollen Steuerungs- und Verriegelungsfunktion einschließlich Zusammenarbeit mit der vergleichsfunktion ausgestattet sein.

Die programmierbare Logikfunktion, bei welcher die Benutzerlogik mit einem grafischen Tool erstellt wird, ermöglicht besondere Anwendungen wie automatisches Öffnen von Trennschaltern in Mehrfach-Leistungsschalter-Anordnungen, Schließen von Leistungsschalter-Ringen, Lastumschaltungslogik usw. Das grafische Konfigurations-Tool gewährleistet einfaches und schnelles Testen und Inbetriebnehmen.

Serielle Datenkommunikation erfolgt über Lichtwellenleiter-Verbindungen, um Störfestigkeit zu gewährleisten.

Die breite Anwendungsflexibilität prädestiniert dieses Produkt sowohl für neue Anlagen als auch für die Ertüchtigung bestehender Anlagen.

4. Funktionalität

Differentialschutz

Hochohmiger Differentialschutz (PDIF, 87)

Der hochohmige Differenzialschutz kann verwendet werden, wenn die betroffenen Stromwandler das gleiche Windungszahlverhältnis und ähnliche magnetische Eigenschaften aufweisen. Der Schutz verwendet eine externe Summierung der Phasenströme und neutralen Strom, einen externen seriellen Stabilisierungs- und einen externen spannungsabhängigen Widerstand.

Impedanzschutz

Distanzmesszonen, polygone Kennlinien (PDIS, 21)

Der Leitungs distanzschutz ist ein fünf Zonen Vollsystemschutz mit drei Fehlermessschleifen für Phase-Phase-Kurzschlüsse und drei Fehlermessschleifen für Erd Fehler für jede der unabhängigen

Zonen. Individuelle Einstellungen für jede Zone im resistiven und reaktiven Bereich bieten Flexibilität für die Verwendung die an Freileitungen und Kabeln verschiedener Typen und Längen angeschlossen sind.

Alternativ zu polygonen sind auch rho-Charakteristiken verfügbar.

Die Funktion hat eine Funktionalität für die Lastausparung, welche die Möglichkeit der Erfassung hochohmiger Fehler in stark belasteter Leitungen verbessert(see figure 1).

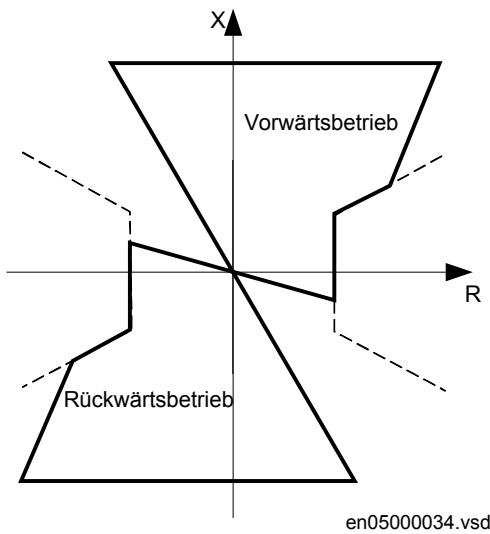


Abb. 1. Typische polygonen Distanzschutzzone mit aktivierter Lastausparungszone

Die unabhängige Impedanzmessung für jede Fehlerschleife zusammen mit einer eingebauten empfindlichen und zuverlässigen Phasenauswahl machen diese Funktion für Anwendungen mit einphasiger Wiedereinschaltautomatik geeignet.

Der eingebaute adaptive Lastkompensationsalgorithmus verhindert Übererreichung von Zone 1 für load exporting end at phase-to-Erdfehler an stark belasteten Leitungen an der speisenden Stationen.

Die Distanzschutz zonen können unabhängig voneinander arbeiten, im gerichteten (vorwärts oder umgekehrt) oder ungerichteten Modus. Dies, zusammen mit

diversen Kommunikationsschemata, macht sie zum Schutz von Stromleitungen und Kabeln in komplexen Netzwerkkonfigurationen, sowie parallelen Leitungen, Multiterminalleitungen etc. geeignet.

Distanzschutz zonen, polygonen Kennlinien für seriell kompensierte Leitungen (PDIS)

Der Distanzschutz ist ein fünf Zonen Vollsystemschutz mit drei Fehlermessschleifen für Phase-Phase-Fehler und drei Fehlermessschleifen für Erd Fehler für jede der unabhängigen Zonen.

Individuelle Einstellungen für jede Zone im resistiven und reaktiven Bereich bieten Flexibilität für die Verwendung Freileitungen und Kabeln verschiedener Typen und Längen angeschlossen sind.

Polygonen Charakteristiken sind verfügbar.

Die Funktion hat eine Funktionalität für die Lastausparung, welche die Möglichkeit der Erfassung hochohmiger Fehler in stark geladenen Leitungen verbessert

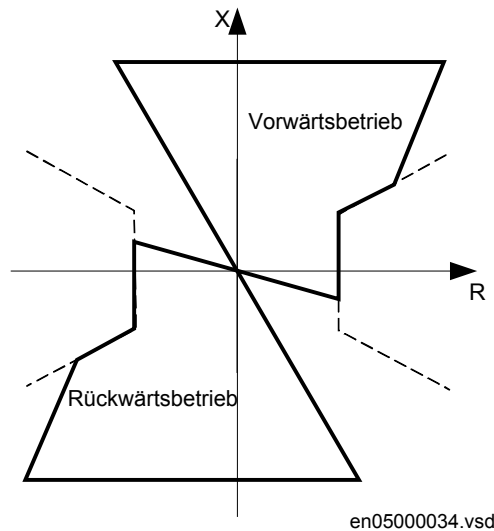


Abb. 2. Typische polygonen Distanzschutzzone mit aktivierter Lastausparungszone

Die unabhängige Impedanzmessung für jede Fehlerschleife zusammen mit einer eingebauten empfindlichen und zuverlässigen Phasenauswahl machen diese Funktion für

Anwendungen mit einphasiger Wiedereinschaltautomatik geeignet.

Der eingebaute adaptive Lastkompensationsalgorithmus verhindert Überreichweite von Zone 1 für Erdfehler an stark belasteten Leitungen an der speisenden Stationen.

Die Distanzschutz zonen können unabhängig voneinander im gerichteten (vorwärts oder umgekehrt) oder ungerichteten Modus arbeiten. Dies, zusammen mit diversen Kommunikationsschemata, macht sie zum Schutz von Stromleitungen und Kabeln in komplexen Netzwerkkonfigurationen, so wie parallelen Leitungen, Multiterminalleitungen etc. geeignet.

Volle Distanzmessung, Mho Kennlinien (PDIS 21)

Der numerische mho Leitungsdistanzschutz ist ein fünf zonen voller Fünfzonenschutz zur Reserve-Erfassung von Kurzschlüssen und Erd-schlüssen. Diese Technik bietet Reserve-Schutz von Hochspannungsleitungen mit hoher Empfindlichkeit bei niedrigen Anforderungen an die Kommunikation mit Gegenstation. Die fünf Zonen haben völlig unabhängige Messungen und Einstellungen, die ihnen hohe Flexibilität für alle Leitungstypen verleihen.

Die moderne technische Lösung bietet schnelle Auslösezeiten in bis zu $\frac{3}{4}$ Zyklen.

Das IED kann bis zu den höchsten Spannungsebenen verwendet werden. Es eignet sich für den Schutz stark belasteter Leitungen und Mehrfach-Leitungen, wo ein-, zwei- und/oder dreipolige Auslösung erforderlich ist.

Die unabhängige Impedanzmessung für jede Fehlermessschleife zusammen mit einer eingebauten empfindlichen und zuverlässigen eingebauten Phasenauswahl machen diese Funktion für Anwendungen mit einphasiger Wiedereinschaltautomatik geeignet.

Der eingebaute adaptive Lastkompensationsalgorithmus Verhindert

Übererreichung bei Erdfehlern in stark belasteten Stromleitungen vor, siehe Abb. 3.

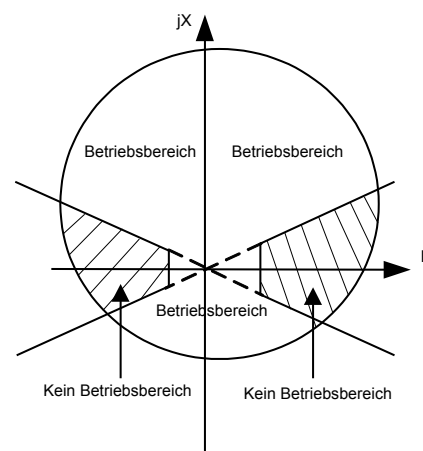


Abb. 3. Lastausparungseinfluss auf ausgeschaltete mho Kennlinien

Die Distanzschutz zonen können unabhängig voneinander arbeiten, im gerichteten (vorwärts oder umgekehrt) oder ungerichteten Modus. Dies macht sie zusammen mit diversen Kommunikationsschemata zum Schutz von Stromleitungen und Kabeln in komplexen Netzwerkkonfigurationen, sowie parallelen Leitungen, Multiterminalleitungen etc. geeignet.

Die Möglichkeit, polygone Phase-Erde-Charakteristiken zusammen mit den mho Kennlinien zu nutzen, verbessert die Möglichkeit, einem eventuellen Empfindlichkeitsverlust des mho Elements aufgrund der Umformung der Kurve bei Fehlern an der Gegenstation, zu beseitigen.

Die integrierten Steuer- und Überwachungsfunktionen bieten effektive Lösungen zur Bedienung und Überwachung aller Arten von Übertragungs- und Subübertragungsleitungen.

Voller Distanzschutz, polygon für Mho (PDIS 21)

Der Distanzschutz ist ein fünfzonenschutz mit drei Fehlermessschleifen für Phase/ErFehler für jede der unabhängigen Zonen. Individuelle Einstellungen in jeder Zone des resistiven und reaktiven Bereiches verleihen

Flexibilität zur Verwendung von Freileitungen und Kabeln verschiedener Typen und Längen.

Die Funktion hat eine Funktionalität für die Lastausparung, welche die Möglichkeit der Erfassung hochohmigen Fehler in stark belasteter Leitungen verbessert (siehe Abb. 1).

Die unabhängige Impedanzmessung für jede Messschleife zusammen mit einer eingebauten empfindlichen und zuverlässigen Phasenauswahl machen diese Funktion für Anwendungen mit einphasiger Wiedereinschaltautomatik geeignet.

Die Distanzschutzonen können unabhängig voneinander arbeiten, im gerichteten (vorwärts oder umgekehrt) oder ungerichteten Modus. Dies macht sie zusammen mit diversen Kommunikationsschemata zum Schutz von Stromleitungen und Kabeln in komplexen Netzwerkkonfigurationen, sowie parallelen Leitungen, Multiterminalleitungen etc. geeignet.

Gerichteter Impedanz- Mho (RDIR)

Die Phase/Erd Impedanzelemente können optional mit einer nicht phasenselektiven gerichteten Funktion überwacht werden (nicht phasenselektiv, da sie auf symmetrischen Komponenten basiert).

Fehlerhafte Phasenidentifizierung mit Lastverletzung (PDIS, 21)

Der Betrieb von Übertragungsnetzwerken liegt heutzutage in vielen Fällen dicht an der Stabilitätsgrenze. Aufgrund des Umweltschutzes wurde das Ausmaß der Erweiterung und Verstärkung des Stromversorgungssystems eingeschränkt, es gibt Schwierigkeiten, eine Baugenehmigung für neue Stromleitungen zu erhalten. Die Fähigkeit, verschiedene Fehlertypen genau und zuverlässig zu klassifizieren, damit einpoliges Auslösen und automatisches Wiedereinschalten verwendet werden können, spielt bezüglich dessen eine wesentliche Rolle. Die Phasenauswahlfunktion wurde entwickelt, um die richtige Fehlermessschleife in der

Distanzfunktion abhängig vom Fehlertypen genau zu selektieren.

Die Übertragung von grossen Lasten, die in vielen Übertragungsnetzwerken gewöhnlich ist, kann sich in manchen Fällen mit der Distanzschutzzone überschneiden und unerwünschte Operationen auslösen. Deshalb wurde die Funktion im Algorithmus zur Lastausparung errichtet, was ihr die Möglichkeit gibt, die ohmschen Einstellungen sowohl für die Phasenauswahl als auch für die Messzonen zu erweitern, ohne sich mit der Last zu überschneiden.

Die Ausgabesignale der Phasenauswahlfunktion geben wichtige Informationen über fehlerhafte Phase/n, die für die Fehleranalyse verwendet werden können.

Phasenbevorzugungslogik (PHIZ)

Der Hauptzweck der optionalen Phasenbevorzugungslogik besteht darin, ein selektiven Auslösen bei Doppelerdschlüssen in isolierten oder hochohmig geer Netzen zu bieten.

Pendelerkennung (RPSB, 78)

Leistung-Pendelungen können nach dem Abschalten starker Ladungen oder der Abschaltung großer Generatoren auftreten.

Die Pendelerkennungsfunktion wird verwendet, um Netzpendelungen zu erfassen und die Blockierung von ausgewählten Distanzschutzonen zu initiieren. Das Auftreten von Erdfehlern während einer Netzpendelung kann die Pendelerkennungsfunktion blockieren, um die Fehlerlösung zu ermöglichen.

Netzpendelungslogik (RPSL, 78)

Zusätzliche Logik ist zur Sicherung der Auslösung für Fehler während Pendelungen und zur Blockierung der Auslösung bei Netzpendelungen, die von einem Fehler im Netz ausgelöst worden sind, erhältlich.

Polschlupfschutz (PPAM, 78)

Manche Ereignisse in einem elektrischen Stromsystem wie grosse Laständerungen, Auftreten und Beheben von Fehlern, können Leistungsschwingungen hervorrufen, die auch als Netzpendelungen bezeichnet werden. In einer nicht behebbaren Situation, werden die Netzpendelungen so stark, dass die Synchronität verloren geht, was den Bedingungen des Polschlupffehlers entspricht. Der Hauptzweck des Polschlupfschutzes besteht darin, den Polschlupf zu erkennen, zu analysieren und die erforderlichen Maßnahmen im Stromnetz zu ergreifen. Die Teile des elektrischen Systems, die zueinander schwingen und am dichtesten am Zentrum der Leistungsschwankung liegen, können mit der/den Leitung/en getrennt werden, indem den beiden Systemen erlaubt wird, als getrennte Inseln stabil zu sein.

Stromschutz**Unverzögerter Phasenüberstromschutz (PIOC, 50)**

Die unverzögerte dreiphasige Überstromfunktion hat eine geringe Empfindlichkeit auf transiente Vorgänge und eine kurze Auslösezeit, wodurch sie zur Verwendung als hoch eingestellte Kurzschluss-Schutzfunktion in einem Bereich, der auf weniger als typisch achzig Prozent des Fehlerstrom

Vierstufen-Phasenüberstromschutz (POCM, 51/67)

Die Vierstufen-Phasenüberstromfunktion hat eine inverse oder definitive Zeitverzögerung, unabhängig für jede einzelne Stufe.

Alle IEC- und ANSI-Charakteristiken sind zusammen mit einer optionalen benutzerdefinierten Zeitcharakteristik verfügbar.

Die Funktion kann für jede der Stufen unabhängig als gerichtet oder ungerichtet eingestellt werden.

Unverzögerter Erdfehlerschutz (PIOC, 50N)

Die Überstromfunktion mit einem Stromingang hat eine geringe Empfindlichkeit auf transiente Vorgänge und kurze Auslösezeiten, die eine Verwendung für den unverzögerten Erdungsfehlerschutz in einem Bereich zulassen, der auf weniger als typisch achzig Prozent der Leitungs bei minimaler Quellimpedanz begrenzt ist. Die Funktion kann konfiguriert werden, um den Erdfehlerstrom aus den dreiphasigen Stromeingängen oder den Strom von einem separaten Stromeingang zu messen.

Vierstufen Erdfehlerschutz (PTOC, 51N/67N)

Vierstufen- Erdfehlerschutz-Funktion hat eine inverse oder definitive Zeitverzögerung, unabhängig für jede einzelne Stufe.

Alle IEC- und ANSI-Charakteristiken sind zusammen mit optionalen benutzerdefinierten Eigenschaften verfügbar.

Die Blockierung durch zweite Oberwelle kann für jede Stufe individuell eingestellt werden.

Die Funktion kann als Hauptschutz für einpolige Erdfehler verwendet werden.

Die Funktion kann verwendet werden, um ein System-Reserveschutz zu bieten, wenn der vorrangige Schutz durch einen Kommunikations- oder Fehler in Spannungswandlerkreis ausgefallen sein sollte.

Gerichteter Betrieb kann zusammen mit entsprechenden Kommunikationslogik in einer Freigabe- oder Blockierung-Signalverfahrenlogik kombiniert werden. Stromrichtungsumkehrung und Schwacheinspeislogik sind ebenfalls erhältlich.

Die Funktion kann konfiguriert werden, um den Nullstrom aus den Dreiphasenstromeingängen oder den Strom von einem separaten Stromeingang zu messen.

Empfindlicher gerichteter Erdfehlerstrom- und Leistungsschutz (PSDE, 67N)

In isolierten Netzwerken oder in Netzwerken mit hochohmiger Erdung, ist der Erdschuldsstrom signifikant kleiner als bei Kurzschlussströmen. Hinzukommend ist das Ausmaß des Fehlerstroms beinahe unabhängig von der Lage des Fehlers im Netzwerk. Der Schutz kann eingestellt werden, um entweder den Nullstrom- oder

Nullleistungskomponente $3U_0 \cdot 3I_0 \cdot \cos \varphi$ als Arbeitsgröße zu verwenden. Es sind ebenfalls eine ungerichtete $3I_0$ Stufe und eine $3U_0$ Überspannungstufe verfügbar.

Thermischer Überlastschutz, eine Zeitkonstante (PTTR, 26)

Durch die steigende Nutzung des Stromnetzes näher an seinen thermischen Grenzen ist die thermische Überlastfunktion auch für Stromleitungen erforderlich geworden.

Eine thermische Überlast wird oft nicht von anderen Schutzfunktionen erkannt und der Einsatz einer thermischen Überlastfunktion erlaubt es dem geschützten Stromkreis, näher an den thermischen Grenzen zu operieren.

Die dreiphasige Strommessungsfunktion hat eine I^2t Charakteristik mit einer einstellbaren Zeitkonstante und einem thermischen Speicher.

Eine Alarmpegel meldet eine frühe Warnung, um den Netzbetreibern Handlungen zu ermöglichen, bevor die Leitung abgeschaltet wird.

Leistungschversagerschutz (RBRF, 50BF)

Die Schaltersversagerschutz-Funktion gewährleistet ein schnelles Auslösen der umgebenden Leistungsschalter.

Eine Stromfunktion mit extrem kurzer Rückfallzeit wird als Kontrollkriterium verwendet, um eine hohe Sicherheit gegen ungewolltes Auslösen zu erreichen.

Der Leistungsschaltersversagerchutz kann mit Einzel- oder Dreiphasen gestartet werden, um

die Verwendung mit Einzelphasenauslösungsanwendungen zu ermöglichen. Für die Dreiphasenversion des Leistungsschaltersversagerschutzes kann das Stromkriterium so eingestellt werden, dass es nur arbeitet, wenn zwei von vier beispielsweise zwei Phasen oder eine Phase plus Nullstroms den Schutz starten. Dies gibt dem Reserve-Auslösebefehl höhere Sicherheit.

Diese Funktion kann als Einzelphasen- oder Dreiphasen-Auslösewiederholung des eigenen Leistungsschalters programmiert werden, um ein unnötiges Auslösen der umgebenden Leistungsschalter bei einer fehlerhaften Einleitung aufgrund von Fehlern während eines Tests zu verhindern.

Stichleitungsschutz (PTOC, 50STB)

Wenn eine Stromleitung zur Wartung abgeschlossen wird und der Leitungstrennschalter in Mehrfach-Leistungsschalter-Anordnungen geöffnet ist, werden die meisten Spannungswandler außerhalb des abgetrennten Bereiches liegen. Der primäre Leitungsdistanzschutz wird somit nicht fähig sein, zu arbeiten und muss gesperrt werden.

Der Stichleitungsschutz deckt die Zone zwischen den Stromwandler und dem geöffneten Trennschalter. Die dreiphasige unverzögerte Überstromfunktion wird von einem Öffner- Hilfskontakt auf dem Leitungstrennschalter freigegeben.

Polgleichlaufschutz (RPLD, 52PD)

Einzelpol betriebene Leistungsschalter können aufgrund von elektrischen oder mechanischen Störungen in verschiedenen Polen in verschiedenen Positionen stehen bleiben (geschlossen-offen). Dies kann Gegen- und Nullströme verursachen, die eine Wärmebelastung an laufenden Maschinen und unerwünschtes Ansprechen von Nullstrom- oder Gegenstromfunktionen verursachen können.

Normalerweise wird der eigene Leistungsschalter ausgelöst, um die Positionen zu korrigieren. Wenn die Situation

enthält, können die Gegenstation sowie auch die lokalen Sammelschienenleistungsschalter ausgeschaltet werden, um die unsymmetrische Situation zu klären.

Die Pol gleichlaufschutz-Funktion arbeitet auf der Basis der Informationen von den Hilfskontakten der drei Pole des Leistungsschalters und wenn erforderlich mit Zusatzkriterien vom asymmetrischen Phasenstrom.

Gerichteter Über-/Unterleistungsschutz (PDOP, 32 und PDUP, 37)

Diese beiden Funktionen können verwendet werden, wo ein über-/unter Wirk-, Blind- oder ein Scheinleistung-Schutz oder eine -Warnung nötig ist. Alternativ können sie zur Prüfung der Richtung des aktiven oder reaktiven Leistungsflusses im Versorgungsnetz genutzt werden. Es gibt einige Anwendungen, wo eine solche Funktionalität erforderlich ist. Einige davon sind:

- Erfassung von Rückleistungsfluß
- Erfassung von hohen Blindleistungsfluss

Jede Funktion verfügt über zwei Stufen mit definierter Zeitverzögerung. Rücksetzungszeiten für jede Stufe können ebenfalls eingestellt werden.

Überprüfung auf gebrochene Leiter

Der Hauptzweck der Überprüfung von Leiterunterbrechung-funktion ist das Erkennen gebrochener Leiter in geschützten Stromleitungen und Kabeln (Längsfehler). Die Funktion kann genutzt werden, um nur einen Alarm auszugeben oder den Leistungsleistungsschalter auszuschalten.

Spannungsschutz

Zweistufiger Unterspannungsschutz (PTUV, 27)

Unterspannungen können im Stromversorgungsnetz während Fehlern oder abnormalen Bedingungen auftreten. Die Funktion kann zum Öffnen von Leistungsschaltern bei Wiederherstellung des

Systems bei Stromausfällen oder als langzeitverzögertes Reserve-Schutz verwendet werden.

Die Funktion hat zwei Spannungsstufen, jede davon mit abhängiger oder definierter Zeitverzögerung.

Zweistufiger Überspannungsschutz (PTOV, 59)

Überspannungen treten im Stromversorgungsnetz unter unnormalen Bedingungen wie plötzlicher Lastverlust, Stufensteller-Fehler, offene Leitungsende auf langen Leitungen, auf.

Die Funktion kann zur Ermittlung von offenen Leitungsenden verwendet werden und wird dann normalerweise mit einer gerichteten reaktiven Überleistungsfunktion oder einer Systemspannungsüberwachung kombiniert und schlägt gewöhnlich nur Alarm, schaltet Reaktoren ein oder Kapazitätsdämmungen aus, um die Spannung zu steuern.

Die Funktion hat zwei Spannungsstufen, jede davon mit abhängiger oder unabhängiger Zeitverzögerung.

Die Überspannungsfunktion hat ein extrem hohe Rückfallverhältnis, um eine Einstellung nahe der System-Betriebsspannung zu ermöglichen.

Zweistufiger Nullspannungsschutz (PTUV, 59)

Nullspannungen können im Stromversorgungssystem während Erdfehlern auftreten.

Die Funktion kann konfiguriert werden, dass sie die Nullspannung aus den dreiphasigen Spannungswandlersatz berechnet oder über einen einzelnen Spannungseingang gespest aus einem in offener Dreieckschaltung oder in Sternpunkt geschalteten Spannungswandler, bestimmt.

Die Funktion hat zwei Spannungsstufen, jede davon mit abhängiger oder unabhängiger Zeitverzögerung.

Übererregungsschutz (PVPH, 24)

Wenn der Blechpaket eines Leistungstransformators oder -generators außerhalb seiner konzipierten Grenzen von einer magnetischen Fluss beansprucht ist, fließt der Streufluss in unbeschichtete Bauelemente fließen, die nicht dafür ausgelegt um dort Wirbelströme hervorzurufen. Die Wirbelströme können übermäßige Wärmeentwicklung verursachen und die Isolation und angrenzende Teile in relativ kurzer Zeit zerstören. Die Funktion verfügt über eine parametrierbare inverse Auslösecharakteristik und eine unabhängige Alarmstufe.

Spannungsdifferentialschutz (PTOV, 60)

Eine Spannungsdifferentialüberwachungsfunktion ist verfügbar. Sie vergleicht die Spannungen von zwei dreiphasigen Sätzen von Spannungswandlern und hat eine empfindliche Alarmstufe und eine Auslösestufe. Sie kann verwendet werden, um die Spannung von zwei Spannungswandler-Sicherungsgruppen oder zwei verschiedenen Spannungswandlern als Spannungswandlerringe-Überwachungsfunktion.

Prüfung auf Spannungsverlust (PTUV, 27)

Das Erfassen eines Spannungsverlustes (PTUV, 27) ist für die Verwendung in Netzwerken mit einer automatischen Systemwiederherstellungsfunktion geeignet. Die Funktion gibt einen dreipoligen Auslösebefehl an den Leistungsschalter, wenn alle dreiphasigen Spannungen für eine Zeit, die länger als die eingestellte Zeit dauert, unter den eingestellten Wert fallen und der Leistungsschalter geschlossen bleibt.

Frequenzschutz

Unterfrequenzschutz (PTUF, 81)

Unterfrequenz tritt als Ergebnis fehlender Erzeugung im Netzwerk auf.

Die Funktion kann auch für Lastabwurfssysteme, Fehlerbeseitigungsmaßnahmen, Gasturbinen-Zuschaltungen etc. verwendet werden.

Die Funktion wird mit einer Unterspannungssperre angeboten. Der Betrieb kann auf einer Einzelphasen-, Phasenzu-Phasen oder Mitspannungsmessung beruhen.

Überfrequenzschutz (PTUF, 81)

Überfrequenz kann bei plötzlichem Lastabwurf oder Ausgleichsfehlern im Stromnetzwerk auftreten. In manchen Fällen nahe dem Kraftwerk können auch Reglerprobleme Überfrequenz hervorrufen.

Die Funktion kann zur Erzeugung von Lastabwurf, Fehlerbeseitigungsmaßnahmen usw. verwendet werden. Sie kann auch als subnominale Frequenzstufe zur Iniziiierung der Systemwiederherstellung verwendet werden.

Die Funktion wird mit einer Unterspannungssperre angeboten. Der Betrieb kann auf einer Einzelphasen-, Phasenzu-Phasen oder Mitspannungsmessung beruhen.

Frequenzgradientenschutz (PFRC, 81)

Die Frequenzgradientenschutzfunktion gibt eine frühe Indikation einer Systemstörung.

Die Funktion kann zur Ausgabe von Generator-Abwurf, Lastabwurf Störungsbeseitigungsmaßnahmen etc. verwendet werden.

Die Funktion wird mit einer Unterspannungssperre angeboten. Der Betrieb kann auf einer Einzelphasen-, Phasenzu-Phasen oder Mitspannungsmessung beruhen.

Jede Stufe kann zwischen positivem oder negativem- oder Frequenz-Gradient unterscheiden

Mehrzweck-Schutz

Allgemeine strom- und spannungsbasierte Schutzfunktion (GAPC)

Die Funktion kann als Gegenstromsequenz-Schutz verwendet werden, der unsymmetrische Bedingungen wie offene Phasen oder unsymmetrische Fehler aufdeckt.

Die Funktion kann ebenso zur Verbesserung der Phasenwahl für hochohmige Erdfehler außerhalb der Reichweite des Distanzschutzes für die Übertragungsleitung verwendet werden. Drei Funktionen werden verwendet, welche den Nullstrom und jede der drei Phasenspannungen messen. Dies erzielt eine Unabhängigkeit von Lastströmen und diese Phasenauswahl kann Verbindung mit der Erfassung des Erdfehlers von der gerichteten Erdfehlerschutzfunktion verwendet werden.

Sekundäre system überwachung

Stromkreisüberwachung (RDIF)

Offene oder kurzgeschlossene Stromwandlerkerne können das unerwünschte Funktionieren von vielen Schutzfunktionen wie der Differentialschutz, Erdfehlerschutz und Gegenstrom-Schutz verursachen.

Es muss darauf hingewiesen werden, dass Blockierung von Schutzfunktionen bei einem auftretenden offenen CT Kreislauf bedeutet, dass diese Situation dauerhaft ist und extrem hohe Spannungen in dem Strom-Sekundärkreislauf auftreten.

Die Stromkreis-Überwachungsfunktion vergleicht den Nullstrom von einem Dreiphasensatz eines Stromwandler mit dem Nullstrom vom einem separaten Eingang, der von einem anderen Satz von Kernen des Stromwandlers entnommen wird.

Eine Aufspürung einer Differenz gibt einen Fehler im Kreislauf an und wird als Alarm verwendet oder um Schutzfunktion zu

blockieren, von denen erwartet wird, dass sie eine unerwünschte Auslösung auslösen.

Spannungskreisüberwachung (RFUF)

Fehler in den sekundären Kreisen der Spannungswandler können den unerwünschten Ansprechen des Distanzschutzes, des Unterspannungsschutzes, des Nullspannungsschutzes, der Zuschaltprüfungsfunktion (Synchronisierungsprüfung) etc. auslösen.

Die Spannungswandlerkreisüberwachungsfunktion beugt solchen unerwarteten Operationen vor.

Es gibt drei Methoden, um Spannungskreisfehler aufzuspüren.

Die Methode basierend auf der Erkennung von Nullspannung ohne dazugehörigen Nullstrom. Dieses Prinzip ist nützlich in einem starr geerdSystem und kann ein- oder zweiphasige Spannungswandlerfehler zu erfassen.

Die Methode basierend auf der Erkennung von Nullspannung ohne jeglichen Gegenstrom. Dieses Prinzip ist anwendbar in einem nichtdirekt geerdSystem und kann ein- oder zweiphasige Spannungskreisfehler aufspüren.

Diese Methode basierend auf der Erfassung von du/dt - und di/dt , bei der eine Spannungsänderung mit einer Änderung des Stromes verglichen wird. Nur Spannungsänderungen deuten auf einen Fehler in Spannungswandlerkreisen hin. Dieses Prinzip kann Ein-, Zwei- oder Dreiphasenspannungskreisfehler aufspüren.

Steuerung

Synchronisieren, Sychrontest, Synchronisitätsprüfung und Einschaltprüfung (RSYN, 25)

Die Synchronisierungsfunktion erlaubt das Einschalten unsynchroner Netzwerke zum richtigen Zeitpunkt inklusive der Leistungsschaltereinschaltzeit. Die Systeme

können somit nach einem automatischen Wiedereinschalten oder manuellen Einschalten wieder verbunden werden, was die Netzwerkstabilität verbessert.

Die Synchrotest Funktion prüft, ob die Spannungen auf beiden Seiten des Leistungsschaltes synchron sind oder ob mindestens eine Seite spannungslos ist, um sicher zu stellen, dass das Einschalten sicher durchgeführt werden kann.

Die Funktion beinhaltet einen eingebauten Spannungsauswahlschaltplan für Doppelbus und eineinhalb oder Ringklemmenanordnungen.

Manuelles Einschalten sowie auch automatisches Wiedereinschalten kann von dieser Funktion freigegeben werden und kann über verschiedene Einstellungen verfügen.

Für Systeme, die asynchron laufen, wird eine Synchronisierungsfunktion angeboten. Der hauptsächliche Zweck der Synchronisierungsfunktion besteht darin, kontrolliertes Einschalten von Leistungsschaltern zu gewährleisten, wenn zwei asynchrone Systeme miteinander verbunden werden sollen. Es wird für Frequenzdifferenzen verwendet, die größer sind als solche für den Synchrotest und kleiner als das eingestellte Maximallevel für die Synchronisierungsfunktion.

Wiedereinschaltautomatik (RREC, 79)

Die Wiedereinschalt-Funktion gestattet schnelles und/oder verzögertes automatisches Wiedereinschalten für Einzel- oder Mehrfach-Leistungsschalter-Anwendungen.

Bis zu fünf Wiedereinschaltversuche können programmiert werden. Der erste Versuch kann als ein-, zwei- und/oder drei phasen für einphasige bzw. mehrphasige Fehler ausgeführt werden.

Für Mehrfach-Leistungsschalter-Anordnungen sind Mehrfach-Wiedereinschalt-Funktionen vorhanden. Eine Prioritätsfunktion gestattet, zuerst nur einen Leistungsschalter zu schließen und den zweiten erst dann zu

schließen, wenn der Fehler sich als vorübergehend erwiesen hat.

Each Wiedereinschaltautomatik-Funktion kann so konfiguriert werden, dass sie mit einer synchrocheck funktion zusammenarbeitet.

Schaltgerätesteuerung (APC)

Die Schaltgerätesteuerung ist eine Funktion zur Steuerung und Überwachung der Leistungsschalter, Trennschalter und der Erdungs innerhalb eines Feldes. Das Erlaubnis zum Schalten wird nach der Auswertung der Bedingungen anderer Funktionen wie Verriegelung, Synchrocheck, Steuerhochheit und externe oder interne Blockaden erteilt.

Verriegelung

Die Verriegelungsfunktion blockiert die Möglichkeit, primäre Schaltgeräte zu schalten, zum Beispiel, wenn ein Trennschalter unter Strom steht, um Materialbeschädigungen und/oder Körperverletzungen durch Unfälle vorzubeugen.

Jede Schaltgerätesteuerungsfunktion enthält Verriegelungsmodule für verschiedene Schaltanlagenanordnungen, wobei jede Funktion für die Verriegelung eines Abzweiges sorgt. Die Verriegelungsfunktion ist an alle IED verteilt und ist von keiner zentralen Funktion abhängig. Für die stationsumfassende Verriegelung kommunizieren die IEDs über das systemumfassende Interbay-Bus (IEC 61850-8-1) oder durch Verwendung der verdrahteten binären Eingänge/Ausgänge. Die Verriegelungsbedingungen hängen von der Anlegekonfiguration und der aktuellen Schaltgerätestellungen ab.

Für einfache und sichere Implementierung der Verriegelungsfunktion wird das IED mit standardisierten und geprüften Software-Verriegelungsmodulen geliefert, die die Logik für die Verriegelungsbedingungen enthalten. Die Verriegelungsbedingungen können verändert werden, um die spezifischen Anforderungen des Kunden zu erfüllen,

indem konfigurierbare Logik mit Hilfe des grafischen Konfigurationswerkzeugs zugefügt wird.

Logikdrehesalter zur Funktionswahl und LHMI Präsentation (SLGGIO)

Der SLGGIO Funktionsblock (oder der Auswahlshalterfunktionsblock) wird innerhalb des CAP Konfigurationssoftware verwendet, um eine Auswahlshalterfunktionalität zu erreichen, die derjenigen gleicht, die von einem Hardware-Auswahlshalter geboten wird. Hardware-Auswahlshalter werden oft in Anwendungen verwendet, um verschiedene Funktionen auf voreingestellten Werten laufen zu lassen. Hardware-Schalter sind Ursachen für Wartungsarbeiten, niedrigere Systemzuverlässigkeit und einen erweiterten Abnahmebestand. Die virtuellen Auswahlshalter eliminieren all diese Probleme.

Auswahlminischalter (VSGGIO)

Der VSGGIO Funktionsblock (oder vielseitiger Schalterfunktionsblock) ist eine Mehrzweckfunktion, die innerhalb des CAP Konfigurationssoftware für eine Anzahl von Anwendungen als Schalter zur allgemeinen Verwendung verwendet wird.

Der Schalter kann vom Menü oder von einem Symbol auf dem Übersichtschaltbild oder dem Bedieninterface betätigt werden.

Allgemeine Einzelpunktsteuerung 8 Signale (SPC8GGIO)

Der SC Funktionsblock ist eine Sammlung von 8 Einzelpunktbefehlen, die zur Einbringung von Befehlen von REMOTE (SCADA) oder LOCAL (HMI) zu solchen Teilen der Logikkonfiguration entwickelt wurden, die keine komplizierten Funktionsblöcke benötigen, welche über die Fähigkeit verfügen, Befehle zu empfangen (zum Beispiel SCSWI). Auf diesem Wege können einfache Befehle direkt zu den IED Ausgängen ohne Bestätigung gesendet werden. Die Bestätigung (Status) der Ausführung der Befehle sollte auf andere

Weise erlangt werden, wie zum Beispiel über Binäreingänge und SPGGIO Funktionsblöcke.

Signalvergleich

Signalvergleichslogik für den Distanzschutz und den gerichteten Erdfehlerschutz (PSCH, 85)

Um unverzügliche Beseitigung von allen Fehlern auf der geschützten Leitung zu erzielen, ist eine Signalvergleichslogik vorhanden. Alle Arten von Kommunikationsschemata, u.a. Freigabeverfahren mit Unterreichweite Freigabeverfahren mit Überreichweite Blockerverfahren Mitnahmeverfahren etc. sind verfügbar. Das eingebaute Kommunikationsmodul (LDCM) kann für die Signaustausch verwendet werden, wenn es enthalten ist.

Für den korrekten Betrieb bei simultanen Fehlern, wenn drei Distanzschutz-Kommunikationskanäle zwischen den Leitungsenden verfügbar sind ist ebenfalls eine phasenselektive Kommunikationslogik verfügbar.

Logik für Stromrichtungsumkehr und schwache Einspeisung für den Distanzschutz und den gerichteten Erfehlerschutz (PSCH, 85)

Die Stromrichtungsumkehrfunktion wird zur Vorbeugung unerwünschter Operationen wegen Stromrichtungsumkehrung verwendet, wenn bei Verwendung von Kommunikationsschemata mit Überreichweite in parallelen Leitungen, wenn die Überreichweiten von den beiden Enden sich auf der paralleln Leitung überlappen.

Die Schwacheinspeislogik wird in Fällen verwendet, wo die Scheinleistung hinter dem Shtuz zu niedrig sein kann, um die die Distanzschutzfunktion zu aktivieren. Wenn aktiviert, erteilt das der empfangene Trägersignal zusammen mit dem lokalen Unterspannungskriterium und ohne Ansprechen von der Rückwärtszone eine unverzügerte Auslösung. Das empfangene Signal wird als Echo zurückgesendet, um die

Auslösung auf dem sendenden Ende zu beschleunigen.das.

Dreiphasen- oder phasenbezogene Logiken sind verfügbar.

Lokale Mitnahmeschaltung (PLAL)

Um schnelle Beseitigung von Fehlern auf der gesamten Leitung zu erreichen, wenn kein Kommunikationskanal verfügbar ist, kann die lokale Mitnahmelogik (ZCLC) verwendet werden. Die Logik macht schnelle Beseitigung von Fehlern unter bestimmten Umständen möglich, aber sie kann natürlich den Kommunikationskanal nicht vollständig ersetzen.

Die Logik kann entweder von der Wiedereinschaltautomatik (Zonenerweiterung) oder durch den Lastausfall (Last-Wegfall Beschleunigung) gesteuert werden.

Signalausgleichslogik für Restüberstromschutz (PSCH, 85)

Um eine schnelle Beseitigung von Erdfehlern in dem Teil der Leitung zu erreichen, der nicht von unverzögerter Stufe des Erdfehlerschutzes gedeckt ist, wird der gerichtete Erdfehlerschutz mit einer Logik unterstützt, die Kommunikationskanäle verwendet.

Im gerichteten Schemata muss die Information über die Richtung des Fehlerstroms zum anderen Leitungsende übertragen werden. Bei der Richtungsvergleich kann eine Kommandozeit des Schutzes von 50-60 ms inklusive einer Signalübertragungszeit von 20 ms erreicht werden. Diese kurze Ansprechzeit ermöglicht eine schnelle Wiedereinschaltung nach Aufklärung des Fehlers.

Das Kommunikationslogikmodul für gerichteten Erdfehlerschutz ermöglicht Blockierungs- sowie auch Unter-/Übererreichweitengebe.

Logik für Stromrichtungsumkehr und schwache Einspeisung für den

Distanzschutz und den gerichteten Erdfehlerschutz (PSCH, 85)

Die EFCA zusätzliche Kommunikationslogik ist eine Ergänzung der Kommunikationslogik für den Erdfehlerschutz (EFC).

Um eine schnelle Beseitigung aller Erdfehler auf der Leitung zu erreichen, kann die gerichtete Erdfehlerschutzfunktion durch eine Logik unterstützt werden, die Kommunikationskanäle verwendet. REX 670 Terminals sind aus diesem Grund mit Ergänzungen zur Kommunikationslogik ausgestattet.

Wenn parallele Leitungen auf beiden Terminalen mit gewöhnlichen Sammelschienen verbunden werden, können Kommunikationsschemata mit einer Freigabeschaltung mit erweitertem Messbereich aufgrund der Fehlerstromrichtungsumkehrung unselektiv ausgelöst werden. Die unerwünschten Auslösungen beeinflussen die fehlerlose Leitung, wenn ein Fehler auf der anderen Leitung aufgelöst wird. Dieser Sicherheitsmangel kann in einem totalen Verlust der Querverbindung zwischen den beiden Bussen enden. Um diese Art der Störung zu vermeiden, kann eine Fehlerstromrichtungs-Umwandlungslogik (transient sperrende Logik) verwendet werden.

Freigebende Kommunikationsschemata für den Restüberstromschutz können grundlegend arbeiten, wenn der Schutz im Terminal der Gegenstation einen Fehler entdecken kann. Die Aufspürung erfordert ein ausreichendes Minimum an Restfehlerstrom, der von diesem Terminal ausgeht. Der Fehlerstrom kann aufgrund eines geöffneten Leistungsschalters oder einer starken Mit- und/oder Nullstromquelle hinter diesem Terminal zu niedrig sein. Um diese Bedingungen zu überwinden, wird die Schwacheinspeiselogik (WEI) verwendet.

Logik

Auslöselogik (PTRC, 94)

Ein Funktionsblock für die SchutzAuslösung wird für jeden Leistungsschalter, der in das Auslösen des Fehlers involviert ist, angeboten. Er bietet eine Impulsverlängerung, um den Auslöseimpuls mit einer ausreichender Länge sowie die gesamte Funktionalität zur korrekten Zusammenarbeit mit der Wiedereinschaltautomatik zu sichern.

Der Auslösefunktionsblock beinhaltet die Funktionalität für Folgefehler und Scalter-Ausverriegelung.

Auslösematrixlogik (GGIO)

Zwölf Auslösematrixlogikblöcke sind im IED enthalten. Die Funktionsblöcke werden in der Konfiguration des IED verwendet, um Auslösesignale und/oder andere logische Ausgangssignale zu verschiedenen Ausgangsrelais zu leiten.

Die Matrix und die physischen Ausgänge werden im PCM 600 Parametrier-Tool dargestellt, was dem Benutzer erlaubt, die Signale entsprechend den spezifischen Bedürfnissen der Anwendung an die physischen Auslöseausgänge anzupassen.

Konfigurierbare Logikblöcke

Es stehen einige Logikblöcke und Zeitglieder für den Nutzer verfügbar, um die Konfiguration den spezifischen Anwendungsbedürfnissen anzupassen.

Funktionsblock mit fest definierten Signalen

Der feste Signalfunktionsblock erzeugt verschiedene, voreingestellte (feste) Signale, die bei der Konfiguration eines Geräts verwendet werden können, entweder zur Vorgabe der ungenutzten Eingänge in den anderen Funktionsblöcken auf einen bestimmten Wert oder zur Erstellung einer bestimmten Logik.

Überwachung

Messungen (MMXU)

Die Funktion für Betriebsmesswerte wird verwendet, um momentane Informationen vom IED zu erhalten. Sie ermöglicht, Online-Informationen auf dem lokalen HMI und der Stationsleittechnik anzuzeigen,

- gemessene Spannungen, Ströme, Frequenz, Wirk-, Blind- und Scheinleistung und Leistungsfaktor,
- die Primär- und Sekundärzeiger,
- Differentialströme, Stabilisierungsströme,
- Mit-, Gegen- und Nullströme und -spannungen,
- mA, Eingangsströme
- Impulszähler,
- Ereigniszähler
- gemessene Werte und andere Informationen der verschiedenen Parameter für enthaltene Funktionen,
- logische Werte aller Binär-Ein- und Ausgänge und
- allgemeine IED-Informationen.

Überwachung von mA-Eingangssignalen (MVGIO)

Der Hauptzweck der Funktion ist, Signale von verschiedenen Messumformern zu messen und zu verarbeiten. Viele in der Prozesssteuerung verwendeten Einrichtungen stellen verschiedene Parameter wie Frequenz, Temperatur und Batteriegleichspannung als niedrige Stromwerte, gewöhnlich im Bereich 4-20 mA oder 0-20 mA, dar.

Alarmgrenzen können eingestellt und als Schwellwertschalter verwendet werden, z.B. um Auslöse- oder Alarmsignale zu erzeugen.

Die Funktion setzt voraus, dass der IED mit dem mA-Eingangsmodul ausgerüstet ist.

Stördaten-Bericht (RDRE)

Vollständige und zuverlässige Daten über Störungen im Primär- und/oder im Sekundärsystem in Verbindung mit kontinuierlicher Ereignisprotokollierung

werden durch die Stördatenaufzeichnung sichergestellt.

Die Stördatenaufzeichnung, die immer im IED enthalten ist, erfasst abgetastete Daten aller ausgewählten Analogeingangs- und Binärsignale, die mit dem Funktionsblock verbunden sind, d.h. 40 Analog- und 96 Binärsignale.

Die Stördatenaufzeichnungsfunktion besteht aus mehreren Teilfunktionen:

- Ereignisliste (EL)
- Meldungen (IND)
- Ereignisaufzeichnung (ER)
- Auslösewert-Aufzeichnung (TVR)
- Störungsaufzeichnung (DR)
- Fehlerortung (FL)

Die Funktion ist durch eine hohe Flexibilität hinsichtlich Konfiguration, Startbedingungen, Aufzeichnungszeiten sowie eine grosse Speicherkapazität gekennzeichnet.

Der Start einer Stördatenaufzeichnung erfolgt über Eingangssignale der Funktionsblöcke DRAX oder DRBY. Alle Signale vom Beginn der Vor-Fehler-Zeit bis zum Ende der Nach-Fehler-Zeit werden in die Aufzeichnung eingeschlossen.

Jede Stördatenaufzeichnung wird im Standard-Comtrade-Format im IED gespeichert. Mehrere aufeinanderfolgende Ereignisse werden in einem Ringspeicher kontinuierlich gesichert. Die Lokale Mensch-Maschine-Schnittstelle (LHMI) dient dazu, Informationen über die Aufzeichnungen zu erhalten, aber die Stördatenaufzeichnungs-Dateien können auf den PCM 600 (Schutz und Kontrolle IED Manager) hochgeladen und mit dem Stördaten-Auswertetools analysiert werden.

Ereignisliste Ereignissequenz (RDRE)

Das kontinuierliche Protokollieren der Ereignisse ist hilfreich, um das System als Gesamt zu überwachen und ist eine Ergänzung zu spezifischen Störungsaufzeichnung.

Die Ereignisaufzeichnung protokolliert alle mit der Stördatenaufzeichnungsfunktion verbundenen Binäreingangssignale. Die Liste kann bis zu 1000 mit Zeitstempel versehene Ereignisse enthalten, die in einem Ringspeicher abgespeichert werden.

Meldungen (RDRE)

Um schnelle, zusammengefasste und zuverlässige Informationen über Störungen im primären und/oder sekundären System zu erhalten, ist es wichtig, z.B. binäre Signale, die den Status während einer Störung gewechselt haben, zu kennen. Diese Informationen werden zusammengefasst verwendet, um Informationen über das LHMI auf direktem Wege zu erhalten.

Es gibt drei LEDs auf dem LHMI (grün, gelb und rot), welche die Statusinformation des IED und der Stördatenberichtsfunktion anzeigen.

Die Liste von Meldungen gibt alle ausgewählten binären Eingangssignale, die mit der Stördatenberichtsfunktion verbunden sind und ihren Status während einer Störung geändert haben, wieder.

Ereignisaufnahme (RDRE)

Schnelle, vollständige und zuverlässige Informationen über Störungen im Primär- und/oder im Sekundärsystem sind unerlässlich zum Beispiel die mit Zeitstempel versehene Ereignisse, die während Störungen registriert sind. Diese Informationen werden für verschiedene kurzfristige (z.B. Korrekturmaßnahmen) und langfristige Zwecke (z.B. Funktionsanalyse) verwendet.

Die Ereignisaufzeichnung protokolliert alle ausgewählten, mit der Stördatenaufzeichnungsfunktion verbundenen Binäreingangssignale. Jede Aufzeichnung kann bis zu 150 mit Zeitstempel versehene Ereignisse enthalten.

Die Informationen der Ereignisaufzeichnung stehen lokal im IED zur Verfügung.

Die Informationen der Ereignisaufzeichnung sind Bestandteil der Stördatenaufzeichnung (Comtrade-Datei).

Auslösemesswertaufzeichnung (RDRE)

Informationen zu den Messwerten vor und während des Störfalles für Ströme und Spannungen sind für die Störfallanalyse verfügbar.

Die Auslösemesswertaufzeichnung kalkuliert die Werte aller gewählten Analogeingangssignale, die mit der Stördatenaufzeichnungsfunktion verbunden sind. Das Ergebnis ist der Betrag und den Phasenwinkel vor und während des Fehlers für jedes analoge Eingabesignal.

Die Informationen der Störfallmesswertaufzeichnung stehen für alle Störungen lokal im IED zur Verfügung.

Die Informationen der Auslösewertaufzeichnung sind integrierter Bestandteil der Stördatenaufzeichnung (Comtrade-Datei).

Stördatenaufzeichnung (RDRE)

Die Stördatenaufzeichnungsfunktion liefert schnelle, vollständige und zuverlässige Informationen über Störungen im Netz. Sie erleichtert das Verstehen des Systemverhaltens und zugehöriger Primär- und Sekundäreinrichtungen während und nach einer Störung. Die aufgezeichneten Informationen werden für verschiedene kurzfristige (z.B. Korrekturmaßnahmen) und langfristige Zwecke (z.B. Funktionsanalyse) verwendet.

Die Stördatenaufzeichnung erfasst gesammelte Daten aller ausgewählten Analogeingangs- und Binärsignale, welche mit der Stördatenaufzeichnungsfunktion konfiguriert sind (maximal 40 analoge und 96 binäre Signale). Die Binärsignale sind dieselben Signale wie unter der Ereignisaufzeichnungsfunktion verfügbar.

Die Funktion ist durch hohe Flexibilität gekennzeichnet und unabhängig vom Betrieb der Schutzfunktionen. Sie kann die von den

Schutzfunktionen nicht erkannte Störungen aufzeichnen.

Die Stördatenaufzeichnungs-Informationen der letzten 100 Störungen sind im IED gesichert, und die lokale Mensch-Maschine-Schnittstelle (LHMI) wird verwendet, um die Aufzeichnungslisten anzuzeigen.

Ereignisfunktion (EV)

Wenn ein Substation-Automatensystem mit LON oder SPA Kommunikation verwendet wird, können die mit Zeitstempel versehene Ereignisse bei einer Änderung oder periodisch vom IED zur Stationsebene gesendet werden. Diese Ereignisse werden von allen verfügbaren Signalen im IED erstellt, die mit dem Ereignisfunktionsblock verbunden sind. Der Ereignisfunktionsblock wird für LON und SPA Kommunikation verwendet.

Analoge und doppelte Indikationswerte werden ebenso über den Ereignisblock transportiert.

Fehlerortungsgerät (RFLO)

Eine genaue Fehlerortung ist eine wichtige Komponente, um Ausfallhäufigkeit nach einem anhaltendem Fehler und/oder, um einen eine Schwachstelle in der Leitung zu bestimmen.

Das eingebaute Fehlerortungsfunktion ist eine Impedanzmessfunktion, welche die Distanz zum Fehler in Prozent, km oder Meilen. Der Hauptvorteil ist die hohe Genauigkeit, die durch Ausgleich des Laststroms und des korrelativen Nullstromeffektes für Doppelleitungen erzielt werden kann.

Der Ausgleich beinhaltet die Einstellung der lokalen und entlegenen Quellen und die Kalkulation der Verteilung von Fehlerströmen von jeder Seite. Die Verteilung von Fehlerstrom wird zusammen mit den aufgenommenen Ladungsströmen (Vor-Fehler) verwendet, um die Lage des Fehlers exakt zu kalkulieren. Der Fehler kann mit neuen Quelldaten für den aktuellen Fehler erneut kalkuliert werden, um die Genauigkeit weiter zu verbessern.

Insbesondere auf stark geladenen langen Leitungen (wo das Fehlerortungsgerät am wichtigsten ist), wo die Spannungswinkel bis zu 35-40 Grad abweichen können, kann die Genauigkeit durch den erweiterten Ausgleich, der im Fehlerortungsgerät enthalten ist, noch immer aufrecht erhalten werden.

Messwert-Expansionsblock

Alle Funktionen (SVR, CP und VP), MSQI (CSQ und VSQ) und MVGGIO (MV) sind mit einer Messungsüberwachungsfunktionalität ausgestattet. Alle gemessenen Werte können mit vier einstellbaren Grenzen überwacht werden, d.h. niedrig-niedrig Grenze, niedrig Grenze, hoch Grenze und hoch-hoch Grenze. Der Messwertexpansionsblock (XP) wurde eingeführt, um die ganzzahligen Ausgangssignale von den Messfunktion zu den 5 Binärsignalen zu übersetzen, d.h. unter niedrig-niedrig Grenze, unter niedrig Grenze, normal, über hoch Grenze und über hoch-hoch Grenze. Die Ausgangssignale können als Bedingungen in der konfigurierbaren Logik verwendet werden.

Messung

Impulszählerlogik (GGIO)

Die Impulszählerlogikfunktion zählt extern erzeugte binäre Impulse, zum Beispiel Impulse von einem externen Energiemessgerät, für die Kalkulation von Energieverbrauchswerten. Die Impulse werden vom binären Eingangsmodul aufgenommen und von der Impulszählerfunktion gelesen. Ein skaliertes Momentanwert ist über den Stationsbus erhältlich. Das spezielle Binäreingangsmodul mit erweiterten Impulszählerfähigkeiten muss bestellt werden, um diese Funktionalität zu erhalten.

Energiezählung und Höchstlast (MMTR)

Ausgänge der Messfunktion (MMXU) können zur Kalkulation der Energie verwendet werden. Sowohl Wirk- als auch Blindleistungswerte werden in der Import bzw. Exportrichtung kalkuliert. Die Werte können als Impulse gelesen oder

wiedergegeben werden. Maximale Höchstlastwerte werden ebenfalls mit dieser Funktion kalkuliert.

IED Grund-Funktionen

Zeitsynchronisierung

Verwenden Sie den Zeitsynchronisierungsquelle-Auswahlschalter, um eine gemeinsame Quelle der absoluten Zeit für das IED zu wählen, wenn es Teil eines Überwachungssystems ist. Dies ermöglicht den Vergleich von Ereignis- und Störungsdaten zwischen allen IEDs in einem SA System.

Mensch-Maschine-Schnittstelle

Die lokale Mensch-Maschine-Schnittstelle ist in einem kleinen und mittelgroßen Modell verfügbar. Der Hauptunterschied zwischen den beiden besteht in der Größe des LCD. Der Kleinformat - LCD kann sieben Textzeilen anzeigen, während der mittelgroße LCD ein Übersichtsschaltbild mit bis zu 15 Objekten auf jeder Seite darstellen kann.

Bis zu 12 Übersichtsschaltbild-Seiten können definiert werden, abhängig von der Produkteigenschaften.

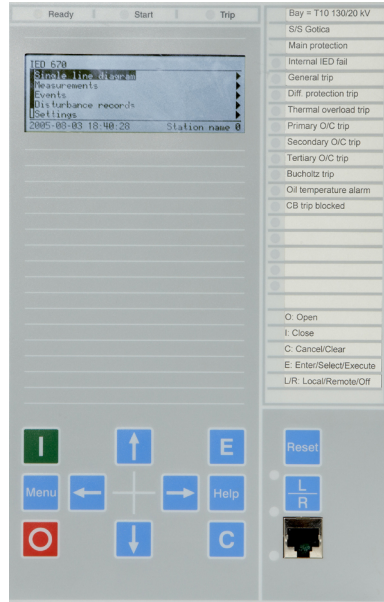
Die lokale Mensch-Maschine-Schnittstelle ist mit einer LCD-Anzeige ausgestattet, welche das Übersichtsschaltbild mit bis zu 15 Objekten anzeigen kann.

Die lokale Mensch-Maschine-Schnittstelle ist einfach und leicht verständlich aufgebaut – die gesamte Frontplatte ist in Bereiche unterteilt, von denen jeder eine definierte Funktion hat:

- Status-LEDs
- Alarmanzeige-LEDs, bestehend aus 15 LEDs (6 roten und 9 gelben) mit druckbaren Benutzeretiketten. Alle LEDs sind mittels des PCM 600 -Tools konfigurierbar
- Flüssigkristallanzeige (LCD)
- Tastenfeld mit Drucktasten für Steuerungs- und Navigationszwecke, Schalter für die Auswahl zwischen

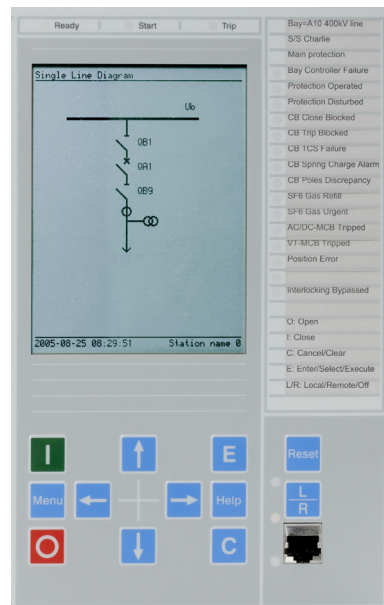
lokaler Steuerung/Rückstellung und Fernsteuerung/Fernrückstellung

- Ein isolierter RJ45-Kommunikationsanschluss



en05000055.jpg

Abb. 4. HMI mit kleiner Grafik



en05000056.jpg

Abb. 5. HMI mit mittelgroßer Grafik, 15 steuerbare Objekte

Stationskommunikation

Überblick

Jedes IED ist mit einer Kommunikationsschnittstelle ausgestattet, welches ihm ermöglicht, mit einem oder vielen Systemen bzw. Geräten auf Unterstationsebene über den Stationsautomatisierungs- (SA-) Bus oder über den Stationsüberwachungs (SM-) Bus zu kommunizieren.

Folgende Kommunikationsprotokolle sind verfügbar:

- IEC 61850-8-1 Kommunikationsprotokoll
- LON-Kommunikationsprotokoll
- SPA oder IEC 60870-5-103 Kommunikationsprotokoll
- DNP3.0 Kommunikationsprotokoll

Theoretisch können verschiedene Protokolle im gleichen Gerät vereint werden.

IEC 61850-8-1 Kommunikationsprotokoll

Einzelne oder doppelte optische Ethernet-Anschlüsse für den neuen Substations-Kommunikationsstandard IEC61850-8-1 für den Stationsbus sind vorhanden. IEC61850-8-1 gestattet intelligenten Geräten (IEDs) verschiedener Hersteller den Informationsaustausch und vereinfacht die Systemstruktur. Unmittelbare Kommunikation gemäß GOOSE ist Teil des Standards. Das Hochladen von Stördaten ist vorgesehen.

Serielle Kommunikation, LON

Vorhandene Stationen mit ABB-Stationsbus LON können unter Verwendung der optischen LON-Schnittstelle erweitert werden. Dies lässt eine volle SA Funktionalität inklusive unmittelbarer Nachrichtenübertragung und Kooperation zwischen den existierenden ABB IED's und dem neuen IED 670 zu.

SPA Kommunikationsprotokoll

Ein einzelner Glas- oder Kunststoffport wird für das ABB SPA Protokoll angeboten. Dies erlaubt Erweiterungen des einfachen

Automationssysteme der Substation, aber die Hauptverwendung liegt im Substation Monitoring Systems SMS.

IEC 60870-5-103 Kommunikationsprotokoll

Ein einfacher Glas- oder Kunststoffport wird für den IEC60870-5-103 Standard angeboten. Dies erlaubt die Errichtung einfacher Substation-Automationssysteme inklusive der Geräte von verschiedenen Herstellern. Das Hochladen von Stördaten ist vorgesehen.

DNP3.0 Kommunikationsprotokoll

Ein elektrischer RS485 oder ein optischer Ethernet Port sind für die DNP3.0 Kommunikation verfügbar. DNP3.0 Level 2 Kommunikation mit unaufgeforderten Ereignissen, Zeitsynchronisierung und Störfallberichterstattung wird für die Kommunikation mit RTU's, Gateways oder HMI Systemen angeboten.

Einzelbefehl, 16 Signale

Die Geräte können Befehle von einem Stationsautomatisierungssystem oder von einem lokalen Mensch-Maschine-Interface (LHMI) erhalten. Der Befehl-Funktionsblock hat Ausgänge, die z.B. zur Steuerung von Hochspannungsgeräten oder für andere, vom Benutzer festgelegte Funktionen genutzt werden können.

Multiple Befehle und Übertragung

Wenn Geräte der Serie 670 in Stationsautomatisierungssystemen mit LON, SPA oder IEC60870-5-103-Kommunikationsprotokollen eingesetzt werden, werden die Ereignis- und Mehrfachbefehl-Funktionsblöcke als Kommunikationsschnittstelle für vertikale Kommunikation zum Stations-HMI und -Gateway und als Schnittstelle für die horizontale Peer-to-Peer-Kommunikation (nur über LON) verwendet.

Fernkommunikation

Analoge und binäre Signalübertragung zur Gegenstation

Drei analoge und acht binäre Signale können zwischen zwei IEDs ausgetauscht werden. Diese Funktionalität wird hauptsächlich für den Leitungsdifferentialschutz verwendet. Sie kann aber auch in anderen Produkten verwendet werden. Ein IED kann mit bis zu 4 IEDs der Gegenstation kommunizieren.

Binärer Signaltransfer zur Gegenstation, 192 Signale

Wenn der Kommunikationskanal nur für den Transfer binärer Signale genutzt wird, können bis zu 192 binäre Signale zwischen den beiden IEDs ausgetauscht werden. Zum Beispiel kann diese Funktionalität verwendet werden, um Informationen wie den Status der primären Schaltgeräte oder Mitnahmeschaltungssignale zum IED der Gegenstation zu senden. Ein IED kann mit bis zu 4 IEDs der Gegenstation kommunizieren.

Leistungsdatenkommunikationsmodul, kurzer, mittlerer und langer Bereich (LDCM)

Das Leistungsdatenkommunikationsmodul (LDCM) wird zur Kommunikation zwischen den IEDs, die voneinander um <150 km entfernt sind oder vom IED zum optischen oder elektrischen Konverter mit G.703 oder G.703E1 Schnittstelle, der in Entfernung von <3 km angebracht ist, verwendet. Das LDCM-Modul sendet und empfängt Daten an ein anderes bzw. von einem anderen LDCM-Modul. Dabei wird das IEEE/ANSI C37.94-Standardformat verwendet.

Galvanisches X.21 Leistungsdatenkommunikationsmodul (X.21-LDCM)

Ein Modul mit eingebautem galvanischen X.21 Konverter, der z.B. an Modems für Hilfsaderleitungen verbunden werden kann, ist ebenfalls verfügbar.

Galvanische Schnittstelle G.703 bzw. G.703E1

Der externe galvanische Datenkommunikationskonverter G. 703/G. 703E1 führt eine optisch-galvanische Übertragung zur Verbindung an einen Multiplexer durch. Diese Einheiten wurden für den 64 kbit/s bzw. 2Mbit/s Betrieb entwickelt. Der Konverter wird mit 19" Rahmenmontagezubehör geliefert.

5. Hardware-Beschreibung

Hardware Module

Stromversorgungsmodul (PSM)

Das Stromversorgungsmodul wird verwendet, um die korrekten internen Spannungen und die volle Isolierung zwischen dem Terminal und dem Batteriesystem zu liefern. Ein Alarmausgang der internen Dauerüberwachung steht zur Verfügung.

Binäreingangsmodul (BIM)

Das Binäreingangsmodul verfügt über 16 optisch isolierte Eingänge und ist in zwei Versionen erhältlich, eine Standardversion und eine mit verbesserten Impulszählerfähigkeiten bei den Eingängen, die für Impulszählerfunktion verwendet werden. Die binären Eingänge sind frei programmierbar und können für die Eingabe logischer Signale zu allen Funktionen verwendet werden. Sie können auch in die Stördaten- und die Ereignisaufzeichnungsfunktionen integriert werden. Dies bietet umfassende Überwachung und Auswertung des Betriebes des IED und für alle damit verbundenen elektrischen Stromkreise.

Binärausgangsmodul (BOM)

Das Binärausgangsmodul hat 24 unabhängige Ausgangsrelais und wird für Auslöse- oder für jegliche Signalisierungszwecke verwendet.

Statisches binäres Ausgangsmodul (SOM)

Das statische binäre Ausgangsmodul hat sechs schnelle statische Ausgänge und sechs Relaisausgänge mit Wachslerkontakt für die Verwendung in Anwendungen mit Hochgeschwindigkeitsanforderungen.

Binär-Ein-/Ausgangsmodul (IOM)

Das binäre Ein-/Ausgangsmodul wird verwendet, wenn nur einige Ein- und Ausgangskanäle erforderlich sind. Die zehn Standardausgangskanäle werden für Auslöse- und für jegliche Signalisierungszwecke verwendet. Zwei Hochgeschwindigkeitsausgangskanäle werden für Anwendungen verwendet, wo eine kurze Ansprechzeit wichtig ist. Die acht optisch isolierten Binäreingänge dienen der erforderlichen binären Eingangsinformation.

mA-Eingangsmodul (MIM)

Das Milliampere-Eingangsmodul wird zur Kopplung von Messumformersignalen im Bereich von -20 to +20 mA z.B. von der Stufensteller-Position, der Temperatur oder Druck-Messumformer verwendet. Das Modul hat sechs unabhängige, galvanisch getrennte Kanäle.

Optisches-Ethernet-Modul (OEM)

Das optische Schnell-Ethernetmodul wird verwendet, um ein IED an die Kommunikationsbusse (wie den Stationsbus), die das IEC 61850-8-1 Protokoll verwenden, anzuschließen. Das Modul hat ein oder zwei optische Ports mit ST Steck-Verbindungen.

Serieller SPA/IEC 60870-5-103 und LON Kommunikationsmodul (SLM)

Der optische serielle Kanal und das LON Kanalmodul werden verwendet, um ein IED mit der Kommunikation zu verbinden, die SPA, LON, oder IEC60870-5-103 verwendet.

Das Modul hat zwei optische Ports für Kunststoff/Kunststoff, Kunststoff/Glas oder Glas/Glas.

Leitungsdatenkommunikationsmodul (LDCM)

Das Leitungsdatenkommunikationsmodul wird für den binären Signaltransfer verwendet. Jedes Modul hat einen optischen Port, einen für jede Gegenstation, mit welcher das IED kommuniziert.

Alternative Karten für Langbereich (1550 nm Monomodemfaser), Mediumbereich (1310 nm Monomodemfaser) und Kurzbereich (900 nm Multimodemfaser) sind verfügbar.

Galvanisches X.21 Leitungsdatenkommunikationsmodul (X.21-LDCM)

Das galvanische X.21 Leitungsdatenkommunikationsmodul wird zur Verbindung mit der Telekommunikationseinrichtung verwendet, zum Beispiel für Telefonstandleitungen. Das Module unterstützt 64 kbit/s Datenkommunikation zwischen IEDs.

Anwendungsbeispiele:

- Leitungsdifferentialschutz
- Binäre Signalübertragung

Galvanisches RS485 serielles Kommunikationsmodul

Das galvanische RS485 serielle Kommunikationsmodul wird als Alternative für DNP3.0 Kommunikation genutzt.

GPS-Zeitsynchronisierungsmodul (GSM)

Dieses Modul enthält den GPS Empfänger, der für die Zeitsynchronisierung verwendet

wird. Das GPS hat einen SMA Kontakt zur Verbindung mit einer Antenne.

IRIG-B Zeitsynchronisierungsmodul

Das IRIG-B Zeitsynchronisierungsmodul wird zur genauen Zeitsynchronisierung der Stationsuhr des IED verwendet.

Unterstützung für elektrische (BNC) und optische Verbindung (ST) für 0XX und 12X IRIG-B Unterstützung.

Transformatoreingangsmodul (TRM)

Das Transformatoreingangsmodul wird zur galvanischen Trennung und Übertragung von sekundären Strömen und Spannungen verwendet, die von den Messwandlern erzeugt werden. Das Modul hat zwölf Eingänge in verschiedenen Kombinationen von Strom- und Spannungseingängen.

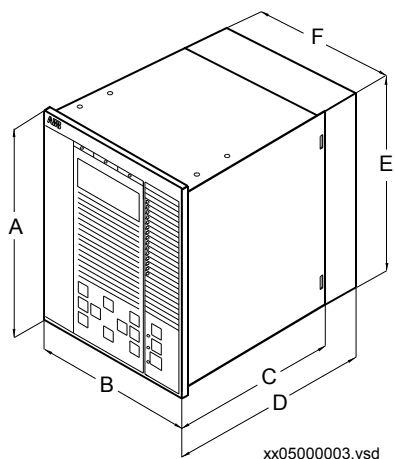
Alternative Anschlüsse von Ringanschlusstechnik oder Kompressionstechnik können bestellt werden.

Hochohmige Widerstandseinheit

Die hochohmige Widerstandseinheit mit Widerständen zur Einstellung der Ansprechwerte und einem spannungsabhängigen Widerstand, ist in einer Einphasen- und in einer Dreiphaseneinheit verfügbar. Beide sind an eine 1/1 19 Zoll Geräteblech mit Anschlussklemmen montiert.

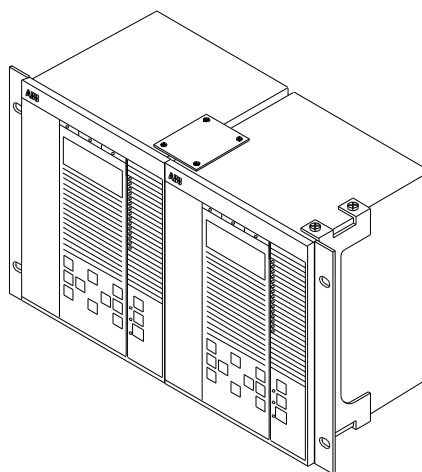
Anordnung und Abmessungen

Abmessungen



xx05000003.vsd

Abb. 6. 1/2 x 19" Gehäuse mit rückseitiger Abdeckung



xx05000004.vsd

Abb. 7. Reihenmontage

Gehäusegröße	A	B	C	D	E	F
6U, 1/2 x 19"	265.9	223.7	201.1	242.1	252.9	205.7
6U, 3/4 x 19"	265.9	336.0	201.1	242.1	252.9	318.0
6U, 1/1 x 19"	265.9	448.1	201.1	242.1	252.9	430.3
(mm)						

Montagealternativen

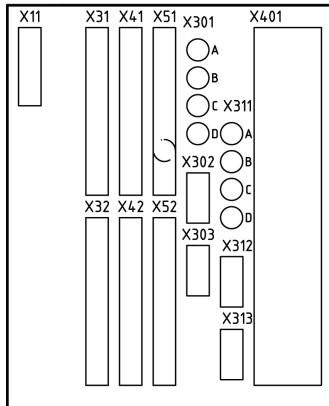
Folgende Befestigungsalternativen (IP40 Schutz an der Vorderseite) sind verfügbar:

- 19"-Rahmenmontageset
- Einbaumontageset mit Ausschnittmaßen:

- 1/2 Gehäusegröße (h) 254,3 mm (w) 210,1 mm
 - 3/4 Gehäusegröße (h) 254,3 mm (w) 322,4 mm
 - 1/1 Gehäusegröße (h) 254,3 mm (w) 434,7 mm
- Wandmontagesatz
- Einzelheiten über lieferbare Befestigungsalternativen siehe Bestellung.

6. Anschlusspläne

Tabelle 1. Bezeichnungen für 1/2 x 19" Gehäuse mit 1 TRM Einschub



Modul	Hintere Positionen
PSM	X11
BIM, BOM, SOM oder IOM	X31 und X32 usw. bis X51 und X52
BIM, BOM, SOM, IOM oder GSM	X51, X52
SLM	X301:A, B, C, D
IRIG-B 1)	X302
OEM	X311:A, B, C, D
RS485 oder LDCM 2) 3)	X312
LDCM 2)	X313
TRM	X401

1) IRIG-B Installation, wenn in Platz P30:2 enthalten

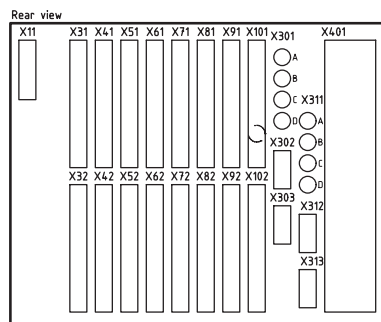
2) LDCM Installationssequenz: P31:2 oder P31:3

3) RS485 Installation, wenn in Platz P31:2 enthalten

Hinweis!

1 Ein LDCM kann je nach Verfügbarkeit von IRIG-B bzw. RS485 Modulen enthalten sein.

Tabelle 2. Bezeichnungen für 3/4 x 19" Gehäuse mit 1 TRM Einschub



Module	Rear Positions
PSM	X11
BIM, BOM, SOM, IOM oder MIM	X31 und X32 usw. bis X101 und X102
BIM, BOM, SOM, IOM, MIM oder GSM	X101, X102
SLM	X301:A, B, C, D
IRIG-B oder LDCM 1) 2)	X302
LDCM 2)	X303
OEM	X311:A, B, C, D
RS485 or LDCM 2) 3)	X312
LDCM 2)	X313
TRM	X401

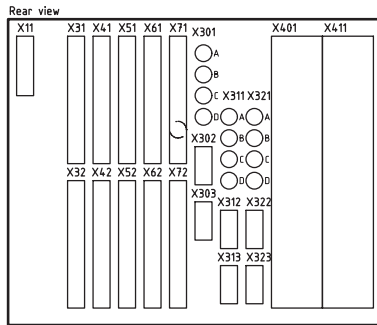
- 1) IRIG-B Installation, wenn in Platz P30:2 enthalten
- 2) LDCM Installationssequenz: P31:2, P31:3, P30:2 und P30:3

- 3) RS482 Installation, wenn in Platz P31:2 enthalten

Hinweis!

2-4 LDCM kann je nach Verfügbarkeit von IRIG-B bzw. RS485 Modulen enthalten sein.

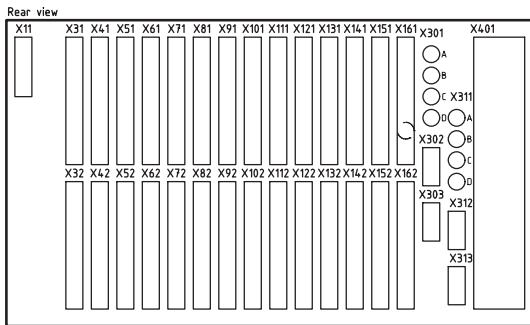
Tabelle 3. Bezeichnungen für 3/4 x 19" Gehäuse mit 2 TRM Einschüben



Modul	Hintere Positionen
PSM	X11
BIM, BOM, SOM, IOM oder MIM	X31 und X32 usw. bis X71 und X72
BIM, BOM, SOM, IOM, MIM oder GSM	X71, X72
SLM	X301:A, B, C, D
IRIG-B oder LDCM 1,2)	X302
LDCM 2)	X303
OEM	X311:A, B, C, D
RS485 or LDCM 2) 3)	X312
LDCM 2)	X313
LDCM 2)	X322
LDCM 2)	X323
TRM 1	X401
TRM 2	X411

1) IRIG-B Installation, wenn in Platz P30:2 enthalten
 2) LDCM Installationssequenz: P31:2, P31:3, P32:2, P32:3, P30:2 und P30:3
 3) RS485 Installation, wenn in Platz P31:2 enthalten
Hinweis!
 2-4 LDCM kann je nach Verfügbarkeit von IRIG-B bzw. RS485 Modulen enthalten sein.

Tabelle 4. Bezeichnungen für 1/1 x 19" Gehäuse mit 1 TRM Einschub



Modul	Hintere Positionen
PSM	X11
BIM, BOM, SOM, IOM oder MIM	X31 und X32 usw. bis X161 und X162
BIM, BOM, SOM, IOM, MIM oder GSM	X161, X162
SLM	X301:A, B, C, D
IRIG-B oder LDCM 1,2)	X302
LDCM 2)	X303
OEM	X311:A, B, C, D
RS485 oder LDCM 2) 3)	X312
LDCM 2)	X313
TRM	X401

1) IRIG-B Installation, wenn in Platz P30:2 enthalten

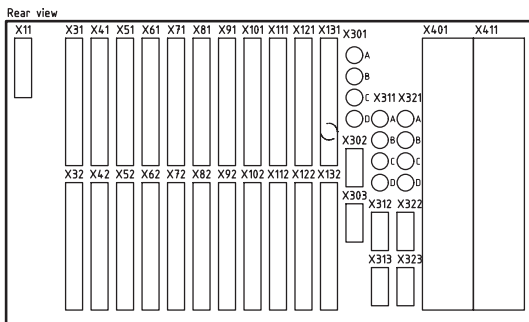
2) LDCM Installationssequenz: P31:2, P31:3, P30:2
und P30:3

3) RS485 Installation, wenn in Platz P31:2 enthalten

Hinweis!

2-4 LDCM kann je nach Verfügbarkeit von IRIG-B
bzw. RS485 Modulen enthalten sein.

Tabelle 5. Bezeichnungen für 1/1 x 19" Gehäuse mit 2 TRM Einschüben



Modul	Hintere Positionen
PSM	X11
BIM, BOM, SOM, IOM oder MIM	X31 und X32 usw. bis X131 und X132
BIM, BOM, SOM, IOM, MIM oder GSM	X131, X132
SLM	X301:A, B, C, D
IRIG-B oder LDCM 1,2)	X302
LDCM 2)	X303
OEM 4)	X311:A, B, C, D
RS485 oder LDCM 2) 3)	X312
LDCM 2)	X313
LDCM 2)	X322
LDCM 2)	X323
TRM 1	X401
TRM 2	X411
1) IRIG-B Installation, wenn in Platz P30:2 enthalten 2) LDCM Installationssequenz: P31:2, P31:3, P32:2, P32:3, P30:2 und P30:3 3) RS485 Installation, wenn in Platz P31:2 enthalten Hinweis! 2-4 LDCM kann je nach Verfügbarkeit von IRIG-B bzw. RS485 Modulen enthalten sein.	

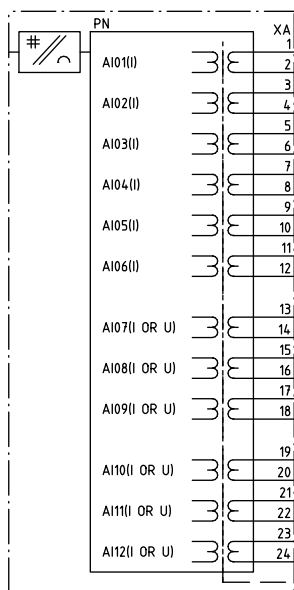


Abb. 8. Transformereingangsmodul (TRM)

CT/VT-Eingangsbezeichnung gemäß Abbildung 8												
Strom-/Spannungskonfiguration (50/60 Hz)	AI01	AI02	AI03	AI04	AI05	AI06	AI07	AI08	AI09	AI10	AI11	AI12
9I+3U, 1A	1A	1A	1A	1A	1A	1A	1A	1A	1A	110-220V	110-220V	110-220V
9I+3U, 5A	5A	5A	5A	5A	5A	5A	5A	5A	5A	110-220V	110-220V	110-220V
5I, 1A +4I, 5A +3U	1A	1A	1A	1A	1A	5A	5A	5A	5A	110-220V	110-220V	110-220V
7I+5U, 1A	1A	1A	1A	1A	1A	1A	1A	110-220V	110-220V	110-220V	110-220V	110-220V
7I+5U, 5A	5A	5A	5A	5A	5A	5A	5A	110-220V	110-220V	110-220V	110-220V	110-220V
6I+6U, 1A	1A	1A	1A	1A	1A	1A	110-220V	110-220V	110-220V	110-220V	110-220V	110-220V
6I+6U, 5A	5A	5A	5A	5A	5A	5A	110-220V	110-220V	110-220V	110-220V	110-220V	110-220V
6I, 1A	1A	1A	1A	1A	1A	1A	-	-	-	-	-	-
6I, 5A	5A	5A	5A	5A	5A	5A	-	-	-	-	-	-

■ Gibt hohen Polarität. Beachten Sie, dass interne Polarität kann durch Einstellung der analogen Eingang CT neutral Richtung und / oder auf SMAI Pre-Processing-Funktionsbausteine angepasst werden.

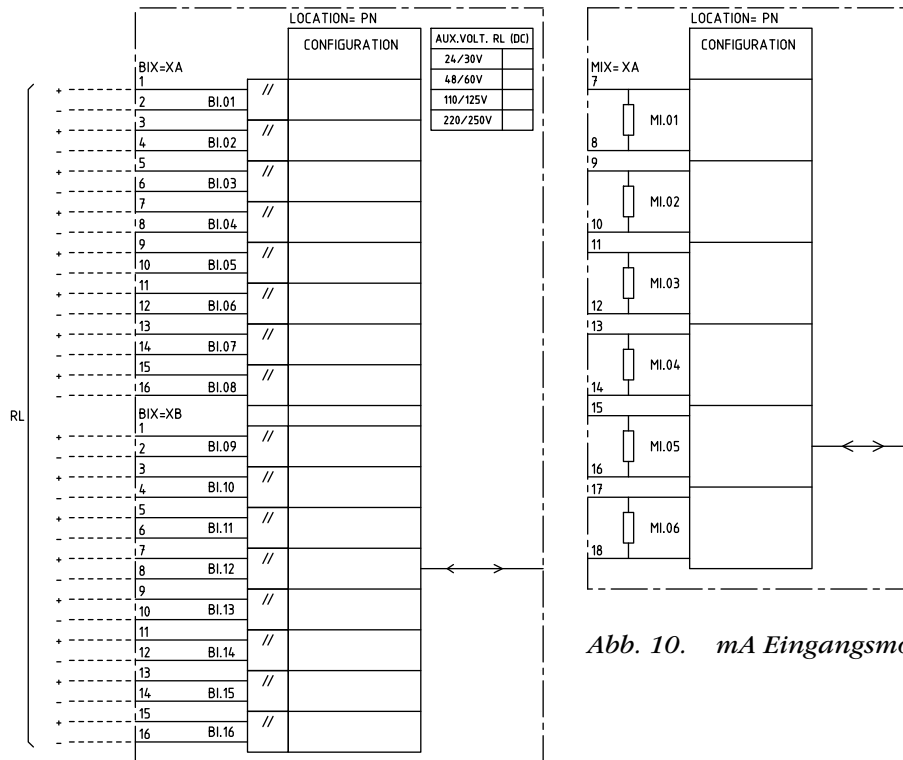


Abb. 10. mA Eingangsmodule (MIM)

Abb. 9. Binäreingangsmodul (BIM).
 Eingangskontakte mit dem Namen XA korrespondieren mit der Rückseitenposition X31, X41, etc. und Eingangskontakte mit dem Namen XB mit der Rückseitenposition X32, X42, etc.

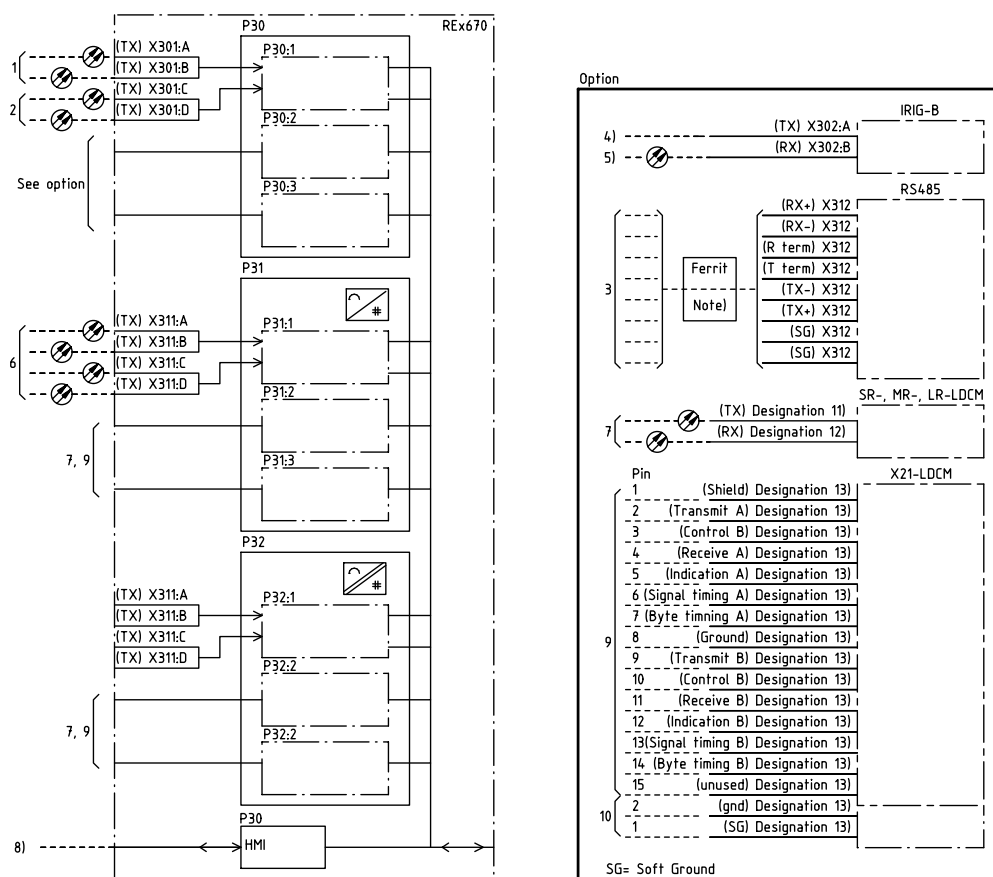


Abb. 11. Kommunikationsschnittstellen (OEM, LDCM, SLM und HMI)

Hinweis auf Abbildung 11

- 1) Rückseitiger Kommunikationsport SPA/IEC 61850-5-103, ST-Verbindung für Glas alt. HFBR Snap-in Verbindung für Kunststoff wie bestellt
- 2) Rückseitiger Kommunikationsport LON, ST Steckverbinder für Glas alt. HFBR Snap-in Verbindung für Kunststoff wie bestellt
- 3) Rückseitiger Kommunikationsport RS485, Klemmenblock
- 4) Zeitsynchronisierungsport IRIG-B, BNC-Verbindung
- 5) Zeitsynchronisierungsport PPS oder Optische IRIG-B, ST-Steckverbinder
- 6) Rückseitiger Kommunikationsanschluss IEC 61850, ST-Steckverbinder
- 7) Rückseitiger Kommunikationsanschluss C37.94, ST-Steckverbinder
- 8) Frontkommunikationsport, Ethernet, RJ45 Verbindung
- 9) Rückseitiger Kommunikationsport 15-Pol Buchse Mikro D-sub, 1,27 mm (0,050") Abstand
- 10) Rückseitiger Kommunikationsport, Klemmenblock

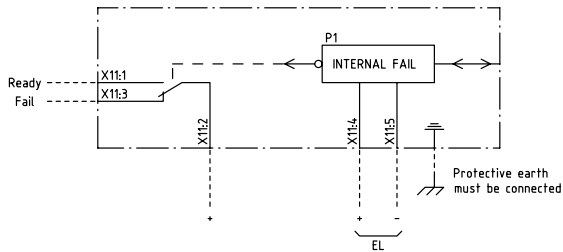


Abb. 12. Stromversorgungsmodul (PSM)

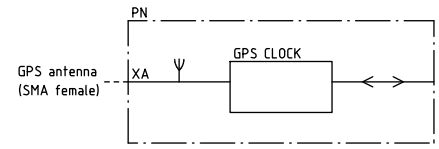


Abb. 13. GPS-Zeitsynchronisierungsmodul (GSM)

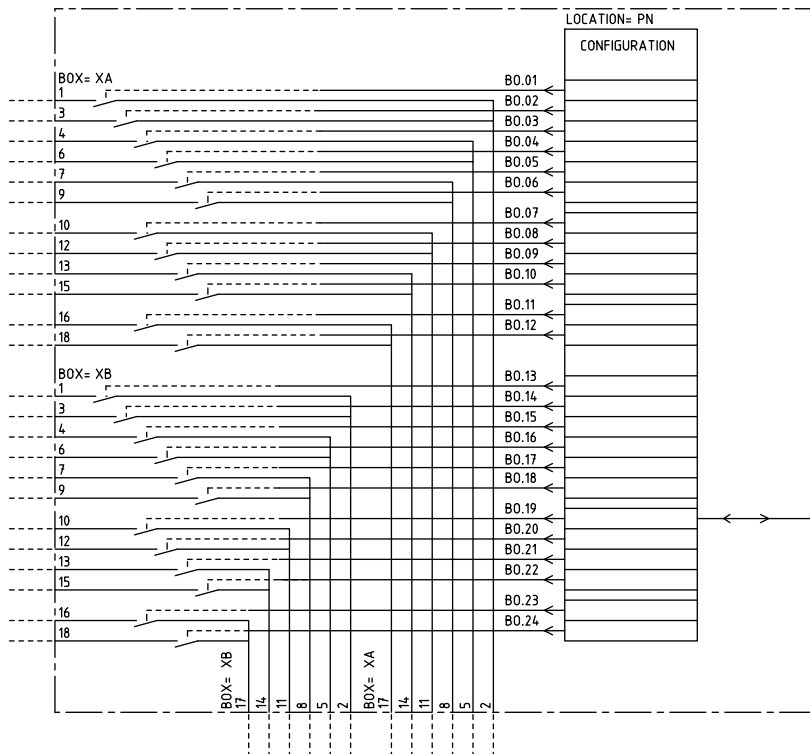


Abb. 14. Binärausgangsmodul (BOM). Mit XA bezeichnete Ausgangskontakte entsprechen Rückseitenposition mit der Rückseitenposition X31, X41, usw. und mit XB bezeichnete Ausgangskontakte entsprechen Rückseitenposition X32, X42 usw.

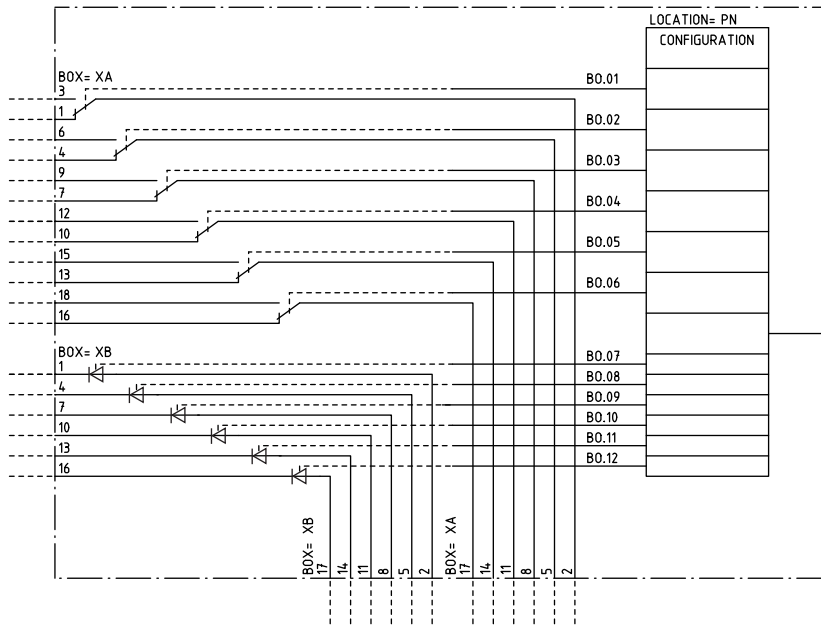


Abb. 15. Static output module (SOM)

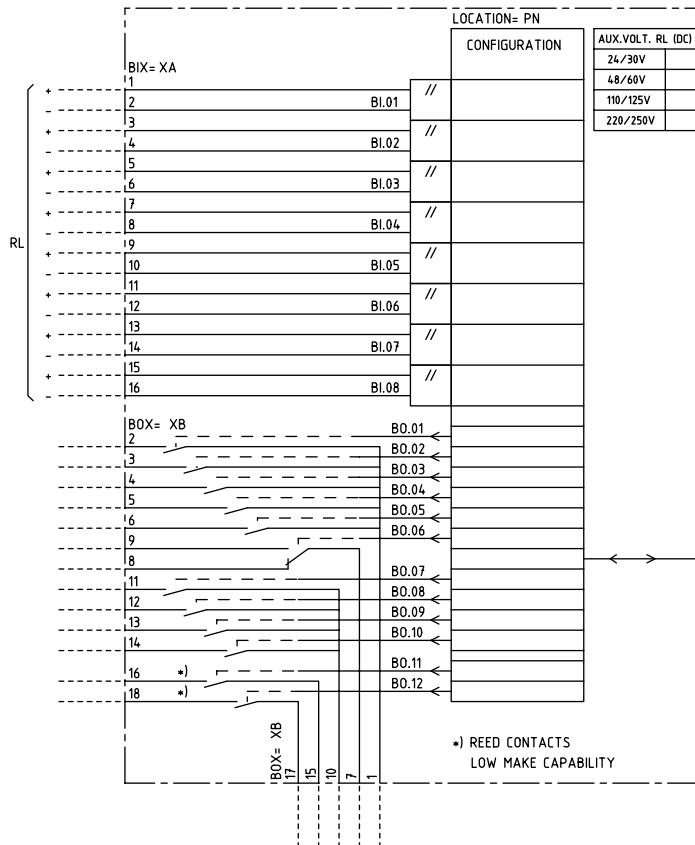


Abb. 16. Binär-Ein-/Ausgangsmodul (IOM). Mit XA bezeichnete Eingangskontakte entsprechen Rückseitenposition mit der Rückseitenposition X31, X41, usw. und mit XB bezeichnete Ausgangskontakte entsprechen Rückseitenposition X32, X42 usw.

7. Technische Daten

Allgemeines

Begriffsbestimmungen	
Referenzwert	Der spezifizierte Wert eines Einflussfaktors, auf welchen sich die Eigenschaften des Gerätes beziehen.
Nennbereich	Der Wertebereich einer Einflussgröße (eines Faktors), innerhalb welcher das Gerät die festgelegten Anforderungen unter spezifischen Bedingungen erfüllt.
Arbeitsbereich	Der Wertebereich einer vorgegebenen Eingangsgröße unter denen das Gerät unter bestimmten Bedingungen in der Lage ist, seine vorgesehenen Funktionen laut den festgelegten Anforderungen zu erfüllen.

TRM - Eingangsgrößen, Bemessungs- und Grenzwerte

Analoge Eingänge

Tabelle 6. TRM - Eingangsgrößen, Bemessungswerte und Grenzwerte

Menge	Bemessungswert	Nennbereich
Strom	$I_r = 1$ oder 5 A	$(0.2-40) \times I_r$
Arbeitsbereich	$(0-100) \times I_r$	
Zulässige Überlast	$4 \times I_r$ cont. $100 \times I_r$ für 1 s ^{*)}	
Bürde	< 150 mVA bei $I_r = 5$ A < 20 mVA bei $I_r = 1$ A	
Wechselspannung	$U_r = 110$ V	0.5-288 V
Arbeitsbereich	$(0-340)$ V	
Zulässige Überlast	420 V andauernd 450 V 10 s	
Bürde	< 20 mVA bei 110 V	
Frequenz	$f_r = 50/60$ Hz	$\pm 5\%$
*) max. 350 A für 1 s, wenn COMBITEST-Prüfschalter enthalten ist.		

Tabelle 7. MIM - mA-Eingangsmodul

Menge:	Bemessungswert:	Nennbereich:
Eingangsbereich	$\pm 5, \pm 10, \pm 20\text{mA}$ 0-5, 0-10, 0-20, 4-20mA	-
Eingangswiderstand	$R_{in} = 194 \text{ Ohm}$	-
Stromverbrauch jedes mA-Modul jeder mA Eingang	$\leq 4 \text{ W}$ $\leq 0.1 \text{ W}$	-

Tabelle 8. OEM - Optisches-Ethernet-Modul

Menge	Bemessungswert
Anzahl Kanäle	1 oder 2
Standard	IEEE 802.3u 100BASE-FX
Fasertyp	62.5/125 μm Multimodalfaser
Wellenlänge	1300 nm
Optischer Anschluss	Typ ST
Kommunikationsgeschwindigkeit	Schnelles Ethernet 100 MB

DC Hilfsspannung

Tabelle 9. PSM -Stromversorgungsmodul

Menge	Bemessungswert	Nennbereich
Hilfs-Gleichspannung, EL (Eingang)	EL = (24 - 60) V EL = (90 - 250) V	EL $\pm 20 \%$ EL $\pm 20 \%$
Stromverbrauch	50 W typischerweise	-
Einaschaltpitze der Hilfsspannungsversorgung	< 5 A über 0.1 s	-

Binäre Ein-/Ausgänge

Tabelle 10. BIM - Binäreingangsmodul

Menge	Bemessungswert	Nennbereich
Binäre Eingänge	16	-
Gleichspannung, RL	24/40 V 48/60 V 110/125 V 220/250 V	RL ± 20 % RL ± 20 % RL ± 20 % RL ± 20 %
Stromverbrauch 24/40 V 48/60 V 110/125 V 220/250 V	max. 0.05 W/Eingang max. 0.1 W/Eingang max. 0.2 W/Eingang max. 0.4 W/Eingang	-
Zähler-Eingangsfrequenz	max. 10 Impulse/s	-
Flattersperre	Blockierung einstellbar 1–40 Hz Freigabe einstellbar 1-30 Hz	

Tabelle 11. BIM - Binäreingangsmodul mit erweiterten Impulzzählerfähigkeiten

Menge	Bemessungswert	Nennbereich
Binäre Eingänge	16	-
Gleichspannung, RL	24/40 V 48/60 V 110/125 V 220/250 V	RL ± 20 % RL ± 20 % RL ± 20 % RL ± 20 %
Stromverbrauch 24/40 V 48/60 V 110/125 V 220/250 V	max. 0.05 W/Eingang max. 0.1 W/Eingang max. 0.2 W/Eingang max. 0.4 W/Eingang	-
Zähler-Eingangsfrequenz	max. 10 Impulse/s	-
Symmetrische Zählereingangsfrequenz	max. 40 Impulse/s	-
Flattersperre	Blockierung einstellbar 1–40 Hz Freigabe einstellbar 1-30 Hz	

Tabelle 12. IOM- Binäres Ein-/Ausgangsmodul

Menge	Bemessungswert	Nennbereich
Binäre Eingänge	8	-
Gleichspannung, RL	24/40 V 48/60 V 110/125 V 220/250 V	RL ± 20 % RL ± 20 % RL ± 20 % RL ± 20 %
Stromverbrauch 24/40 V 48/60 V 110/125 V 220/250 V	max. 0.05 W/Eingang max. 0.1 W/Eingang max. 0.2 W/Eingang max. 0.4 W/Eingang	-

Tabelle 13. IOM - Binärausgangsmodul-Kontaktdaten (Referenzstandard: IEC 61810-2)

Funktion oder Größe	Auslöse- und Signalrelais	Schnelle Signalrelais (paralleles Reed-Relais)
Binärausgänge	10	2
Max. Systemspannung	250 V AC, DC	250 V AC, DC
Prüfspannung über offenen Kontakt, 1 min	1000 V rms	800 V DC
Strombelastbarkeit Kontinuierlich 1 s	8 A 10 A	8 A 10 A
Einschaltvermögen bei induktiver Last mit L/R > 10 ms		
0.2 s	30 A	0.4 A
1.0 s	10 A	0.4 A
Ausschaltvermögen für Wechselspannung, $\cos \varphi > 0.4$	250 V/8.0 A	250 V/8.0 A
Ausschaltvermögen für Gleichspannung mit L/R < 40 ms	48 V/1 A 110 V/0.4 A 125 V/0.35 A 220 V/0.2 A 250 V/0.15 A	48 V/1 A 110 V/0.4 A 125 V/0.35 A 220 V/0.2 A 250 V/0.15 A
Maximale kapazitive Last	-	10 nF

Tabelle 14. SOM - Statische Ausgangsmoduldaten (Referenzstandard: IEC 61810-2)

Funktion oder Größe	Auslöse- und Signalrelais
Statische binäre Ausgänge	6
Elektromechanische Relaisausgänge	6
Max. Systemspannung	250 V AC, DC
Prüfspannung über offenen Kontakt, 1 min	1000 V eff
Strombelastbarkeit Kontinuierlich 1 s	8 A 10 A
Statische binäre Ausgänge: Einschaltvermögen bei kapazitiver Ladung mit maximaler Kapazität von 0.2µF 0.2 s 1.0 s	20 A 10 A
Elektromechanische Relaisausgänge: Einschaltvermögen bei induktiver Last mit L/R > 10 ms 0.2 s 1.0 s	20 A 10 A
Ausschaltvermögen für Wechselspannung, $\cos \varphi > 0.4$	250 V/8.0 A
Ausschaltvermögen für Gleichspannung mit L/R < 40 ms	48 V/1 A 110 V/0.4 A 125 V/0.35 A 220 V/0.2 A 250 V/0.15 A
Ansprechzeit, Statische Ausgänge	<1 ms

Tabelle 15. BOM - Binärausgangsmodul-Kontaktaten (Referenzstandard: IEC 61810-2)

Funktion oder Menge	Auslöse- und Signalrelais
Binärausgänge	24
Max. Systemspannung	250 V AC, DC
Prüfspannung über offenen Kontakt, 1 min	1000 V rms
Strombelastbarkeit Kontinuierlich 1 s	8 A 10 A
Einschaltvermögen bei induktiver Last mit L/ R > 10 ms 0,2 s 1,0 s	30 A 10 A
Ausschaltvermögen für Wechselfspannung, cos φ > 0,4	250 V/8,0 A
Ausschaltvermögen für Gleichspannung mit L/R < 40 ms	48 V/1 A 110 V/0,4 A 125 V/0,35 A 220 V/0,2 A 250 V/0,15 A

Einflussfaktoren

Tabelle 16. Einfluss von Temperatur und Luftfeuchte

Parameter	Referenzwert	Nennbereich	Einfluss
Umgebungs- temperatur, Arbeitswert	+20 °C	-10 °C bis +55 °C	0,02 %/°C
Relative Luftfeuchte Arbeitsbereich	10%-90% 0%-95%	10%-90%	-
Lagerungstemperatur	-40 °C bis +70 °C	-	-

Tabelle 17. Einfluss der Hilfs-Versorgungsgleichspannung auf die Funktionalität während des Betriebs

Abhängigkeit von	Referenzwert	Innerhalb des Nennbereichs	Einfluss
Welligkeit, in Versorgungsgleichspannung Arbeitsbereich	max. 2 % Vollwellen- gleichgerichtet	12 % von EL	0.01% /%
Hilfsspannungs-Abhängigkeit, Arbeitswert		± 20 % von EL	0.01% /%
Unterbrechung Hilfsgleichspannung		24-60 V DC ± 20 % 90-250 V DC ± 20 %	Keine Wiedereinschaltung Korrektes Verhalten bei Abschaltung <180 s
Unter- brechungs- intervall 0-50 ms			
0-∞ s			
Wiederein- schaltungszeit			

Tabelle 18. Frequenzeinfluss (Referenzstandard: IEC 60255-6)

Abhängigkeit von	Innerhalb des Nennbereichs	Einfluss
Frequenzabhängigkeit, Arbeitswert	$f_r \pm 2,5$ Hz für 50 Hz $f_r \pm 3,0$ Hz für 60 Hz	± 1,0 % / Hz
Oberwellen- frequenzabhängigkeit (20 % Anteil)	2., 3. und 5. Oberwelle von f_r	± 1.0%
Oberwellen- frequenzabhängigkeit für Distanzschutz (10 % Anteil)	2., 3. und 5. Oberwelle von f_r	± 6.0%

Typentests gemäß den Standards

Tabelle 19. Elektromagnetische Verträglichkeit

Test	Typprüfungs-Werte	Referenzstandards
1 MHz -Hochfrequenzprüfung	2,5 kV	IEC 60255-22-1, Klasse III
Gedämpfte Schwingungen	2-4 kV	IEC 61000-4-12, Klasse III
Stoßfestigkeit Leistungstest	2,5 kV, schwingend 4,0 kV, schnell transient	ANSI/IEEE C37.90.1
Elektrostatische Entladung Direkte Anwendung Indirekte Anwendung	15 kV-Luftentladung 8 kV Kontaktentladung 8 kV Kontaktentladung	IEC 60255-22-2, Klasse IV IEC 61000-4-2, Klasse IV
Elektrostatische Entladung Direkte Anwendung Indirekte Anwendung	15 kV-Luftentladung 8 kV Kontaktentladung 8 kV Kontaktentladung	ANSI/IEEE C37.90.1
Schnelle transiente Störgrößen	4 kV	IEC 60255-22-4, Klasse A
Stoßimmunitätstest	1-2 kV, 1.2/50 µs energiereich	IEC 60255-22-5
Netzfrequente Störgrößen	150-300 V, 50 Hz	IEC 60255-22-7, Klasse A
Magnetfelder mit energietechnischen Frequenzen	1000 A/m, 3 s	IEC 61000-4-8, Klasse V
Test des gedämpft schwingenden Magnetfeldes	100 A/m	IEC 61000-4-10, Klasse V
Elektromagnetische Felder	20 V/m, 80-1000 MHz	IEC 60255-22-3
Elektromagnetische Felder	20 V/m, 80-2500 MHz	EN 61000-4-3
Elektromagnetische Felder	35 V/m 26-1000 MHz	IEEE/ANSI C37.90.2
Leitungsgeführte Störgrößen	10 V, 0,15-80 MHz	IEC 60255-22-6
Gestrahlte Störaussendung	30-1000 MHz	IEC 60255-25
Leitungsgeführte Störaussendung	0,15-30 MHz	IEC 60255-25

Tabelle 20. Isolierung

Test	Typprüfungs-Werte	Referenzstandard
Spannungsprüfung	2,0 kV AC, 1 min.	IEC 60255-5
Stoßspannungsprüfung	5 kV, 1.2/50 µs, 0.5 J	
Isolationswiderstand	>100 MΩ bei 500 V DC	

Tabelle 21. Umgebungsbedingungs-Prüfungen

Test	Typprüfungs-Werte	Referenzstandard
Kälteprüfung	Test Ad für 16 h bei -25°C	IEC 60068-2-1
Lagerungsprüfung	Test Ad für 16 h bei -40°C	IEC 60068-2-1
Prüfung bei trockener Wärme	Test Bd für 16 h bei +70°C	IEC 60068-2-2
Prüfung bei feuchter Wärme, stationär	Test Ca für 4 Tage bei +40 °C und Feuchtigkeit 93 %	IEC 60068-2-78
Prüfung bei feuchter Wärme, zyklisch	Test Db für 6 Zyklen bei +25 bis +55 °C und Feuchtigkeit 93 bis 95 % (1 Zyklus = 24 Stunden)	IEC 60068-2-30

Tabelle 22. CE-Konformität

Test	Gemäß
Störfestigkeit	EN 50263
Abstrahlung	EN 50263
Niederspannungsrichtlinie	EN 50178

Tabelle 23. Mechanische Prüfungen

Test	Typprüfungs-Werte	Referenzstandards
Vibrationsfestigkeit	Klasse I	IEC 60255-21-1
Stoß- und Erschütterungsfestigkeit	Klasse I	IEC 60255-21-2
Erdbebenfestigkeit	Klasse I	IEC 60255-21-3

Differentialschutz

Tabelle 24. Hochohmiger Differentialschutz (PDIF, 87)

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Ansprechspannung	(20-400) V	$\pm 1,0 \%$ von U_r für $U < U_r$ $\pm 1,0 \%$ von U für $U > U_r$
Rückfallverhältnis	>95%	-
Maximale kontinuierliche Spannung	$U > \text{Auslösung}^2 / \text{serieller Widerstand} \leq 200 \text{ W}$	-
Auslösezeit	10 ms typischerweise bei 0 bis $10 \times U_d$	-
Rückfallzeit	90 ms typischerweise bei 10 bis $0 \times U_d$	-
Kritische Impulsdauer	2 ms typischerweise bei 0 bis $10 \times U_d$	-

Impedanzschutz

Tabelle 25. Distanzschutzzonen, Polygon ZMQPDIS

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit	
Anzahl Zonen	5 mit einstellbarer Richtung	-	
Minimaler Ansprechreststrom, Zone 1	(5-30) % von I_{base}	-	
Minimaler Ansprechstrom, Ph-Ph und Ph-E	(10-30) % von I_{base}	-	
Mitreaktanzen, Zone 1	(0.10-3000.00) Ω /Phase	$\pm 2,0$ % statische Genauigkeit $\pm 2,0$ Grad statische Messgenauigkeit Bedingungen: Spannungsbereich: (0.1-1.1) x U_r Strombereich: (0.5-30) x I_r Winkel: bei 0 Grad und 85 Grad	
Mitreaktanzen, Zonen 2-5	(0.50-3000.00) Ω /Phase		
Mitwiderstand	(0.10-1000.00) Ω /Phase		
Nullsequenzreaktanzen, Zone 1	(0.10-9000.00) Ω /Phase		
Nullsequenzreaktanzen, Zonen 2-5	(0.50-9000.00) Ω /Phase		
Nullsequenzwiderstand	(0.50-3000.00) Ω /Phase		
Fehlerwiderstand, Ph-E	(1.00-9000.00) Ω /Schleife		
Fehlerwiderstand, Ph-E	(1.00-3000.00) Ω /Schleife		
Dynamische Überreichweite	<5 % bei 85 Grad gemessen mit kapazitivem Spannungswandler und $0.5 < SIR < 30$		-
Zeitverzögerung der Zonen	(0.000-60.000) s		$\pm 0,5$ % ± 10 ms
Auslösezeit	24 ms typischerweise	-	
Rückfallverhältnis	105 % typischerweise	-	
Rückfallzeit	30 ms typischerweise	-	

Tabelle 26. Distanzschutzzonen, polygone Kennlinien für seriell kompensierte Leitungen (PDIS, 21)

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Anzahl Zonen	5 mit einstellbarer Richtung	-
Minimaler Ansprechreststrom, Zone 1	(5-30)% von I_{base}	-
Minimaler Ansprechstrom, Ph-Ph und Ph-E	(10-30)% von I_{base}	-
Mitreaktanzen, Zone 1	(0.10-3000.00) Ω /Phase	± 2,0 % statische Genauigkeit ± 2,0 Grad statische Messgenauigkeit Bedingungen: Spannungsbereich: (0.1-1.1) x U_r Strombereich: (0.5-30) x I_r Winkel: bei 0 Grad und 85 Grad
Mitreaktanzen, Zonen 2-5	(0.50-3000.00) Ω /Phase	
Mitwiderstand	(0.10-1000.00) Ω /Phase	
Nullsequenzreaktanzen, Zone 1	(0.10-9000.00) Ω /Phase	
Nullsequenzreaktanzen, Zonen 2-5	(0.50-9000.00) Ω /Phase	
Nullsequenzwiderstand	(0.50-3000.00) Ω /Phase	
Fehlerwiderstand, Ph-E	(1.00-9000.00) Ω /Schleife	
Fehlerwiderstand, Ph-E	(1.00-3000.00) Ω /Schleife	
Dynamische Überreichweite	<5 % bei 85 Grad gemessen mit CCVT's und $0.5 < SIR < 30$	-
Zeitverzögerung der Zonen	(0.000-60.000) s	± 0,5 % ± 10 ms
Auslösezeit	24 ms typischerweise	-
Rückfallverhältnis	105 % typischerweise	-
Rückfallzeit	30 ms typischerweise	-

Tabelle 27. Voller Distanzschutz, Mho Kennlinien (PDIS, 21)

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit	
Anzahl der Zonen mit einstellbaren Richtungen	5 mit einstellbarer Richtung	-	
Minimaler Ansprechstrom	(10–30)% von I_{Base}		
Mitstromimpedanz, Phase–Erde Umlauf	(0.005–3000.000) Ω /Phase	± 2.0% statische Genauigkeit Bedingungen: Spannungsbereich: (0.1-1.1) x U_r Strombereich: (0.5-30) x I_r Winkel: bei 0 Grad und 85 Grad	
Mitstromimpedanz Kurve, Phase–Erde Umpauf	(10–90) Grad		
Gegentragweite, Phase–Erde Umlauf (Menge)	(0.005–3000.000) Ω /Phase		
Impedanztragweite für Phase/Phase-Elemente	(0.005–3000.000) Ω /Phase		
Kurve für Mitstromimpedanz, Phase/Phase-Elemente	(10–90) Grad		
Gegentragweite des Phase/Phase-Umlaufs	(0.005–3000.000) Ω /Phase		
Menge des Erde Rücklaufkompensationsfaktors KN	(0.00–3.00)		
Kurve für Erde Kompensationsfaktor KN	(-180–180) Grad		
Dynamische Überreichweite	><5 % bei 85 Grad gemessen mit CVT's und $0.5 < SIR < 30$		-
Zeitgeber	(0.000-60.000) s		± 0.5% ± 10 ms
Auslösezeit	15 ms typischerweise (mit statischen Ausgängen)	-	
Rückfallverhältnis	105% typischerweise	-	
Rückfallzeit	30 ms typischerweise	-	

Tabelle 28. Voller Distanzschutz, polygon für Mho

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Anzahl Zonen	5 mit einstellbarer Richtung	-
Minimaler Ansprechstrom	(10-30) % von I_{base}	-
Mitreaktanz	(0.50-3000.00) Ω /Phase	$\pm 2,0$ % statische Genauigkeit $\pm 2,0$ Grad statische Messgenauigkeit Bedingungen: Spannungsbereich: $(0.1-1.1) \times U_r$ Strombereich: $(0.5-30) \times I_r$ Winkel: bei 0 Grad und 85 Grad
Mitwiderstand	(0.10-1000.00) Ω /Phase	
Nullsequenzreaktanz	(0.50-9000.00) Ω /Phase	
Nullsequenzwiderstand	(0.50-3000.00) Ω /Phase	
Fehlerwiderstand, Ph-E	(1.00-9000.00) Ω /Schleife	
Dynamische Überreichweite	<5 % bei 85 Grad gemessen mit CCVT's und $0.5 < SIR < 30$	-
Impedanzonenzeitähler	(0.000-60.000) s	$\pm 0,5$ % ± 10 ms
Auslösezeit	24 ms typischerweise	-
Rückfallverhältnis	105 % typischerweise	-
Rückfallzeit	30 ms typischerweise	-

Tabelle 29. Identifizierung von fehlerhaften Phasen mit Lastausparung FMPSPDIS

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Minimaler Ansprechstrom	(5-30)% von I_{Base}	$\pm 1.0\%$ von I_r
Lastausparungskriterien: Lastwiderstand, vorwärts und rückwärts	(0.5–3000) Ω /Phase (5–70) Grad	$\pm 2.0\%$ statische Genauigkeit Bedingungen: Spannungsbereich: $(0.1-1.1) \times U_n$ Strombereich: $(0.5-30) \times I_n$ Winkel: bei 0 Grad und 85 Grad

Tabelle 30. Phasen-Präferenzlogik PPLPHIZ

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Auslösewert, Phase-Phase und Phase-Nullspannung	(10,0 - 100,0)% von Ubase	± 0,5% von Ur
Rückfallverhältnis, Unterspannung	< 105%	-
Auslösewert, Verlagerungsspannung	(5,0 - 70,0)% von Ubase	± 0,5% von Ur
Rückfallverhältnis, Verlagerungsspannung	> 95%	-
Auslösewert, Nullstrom	(10 - 200)% von Ibase	± 1,0% von Ir für I < Ir ± 1,0% von I für I > Ir
Rückfallverhältnis, Nullstrom	> 95%	-
Zeitgeber	(0,000 - 60,000) s	± 0,5% ± 10ms
Betriebsmodus	Kein Filter, Keine Präferenz Zyklisch: 1231c, 1321c Azyklisch: 123a, 132a, 213a, 231a, 312a, 321a	

Tabelle 31. Pendlungserkennung ZMRPSB

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Reaktive Reichweite	(0.10-3000.00) Ω/Phase	± 2,0 % statische Genauigkeit Bedingungen: Spannungsbereich: (0.1-1.1) x Ur Strombereich: (0.5-30) x Ir
Resistive Reichweite	(0.10-1000.00)Ω/Schleife	Winkel: bei 0 Grad und 85 Grad
Zeitverzögerung	(0.000-60.000) s	± 0,5 % ± 10 ms

Tabelle 32. Polschlupfschutz (PPAM, 78)

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Impedanzreichweite	(0.00-1000.00) % von Zbase	± 2,0 % von Ur/Ir
Charakteristischer Winkel	(72.00-90.00) Grad	±5.0 Grad
Start- und Auslösewinkel	(0.0-180.0) Grad	±5.0 Grad
Zone 1 und Zone 2 Auslösezähler	(1-20)	-

Tabelle 33. Einschaltfehlerlogik (SOTF), auf Spannungs- und Strombasis (PSOF)

Parameter	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Ansprechspannung, Erkennung von spannungsloser Leitung	(1-100) % von U_{base}	$\pm 1.0\%$ von U_r
Ansprechstrom, für Erkennung von spannungsloser Leitung	(1-100) % von I_{base}	$\pm 1,0\%$ von I_r
Verzögerung nach der Erkennung einer spannungslosen Leitung, bevor die SOTF Funktion automatisch gestartet wird	(0,000–60,000) s	$\pm 0,5\% \pm 10$ ms
Zeitperiode nach dem Schließen des Leistungsschalters, in welcher die SOTF Funktion aktiv ist	(0,000–60,000) s	$\pm 0,5\% \pm 10$ ms

Stromschutz

Tabelle 34. Unverzögerter Phasenüberstromschutz PHPIOC

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Ansprechstrom	(1-2500)% von I_{Base}	$\pm 1.0\%$ von I_r bei $I \leq I_r$ $\pm 1.0\%$ von I bei $I > I_r$
Rückfallverhältnis	> 95%	-
Ansprechzeit	25 ms typischerweise bei 0 bis 2 x I_{set}	-
Rückfallzeit	25 ms typischerweise bei 2 bis 0 x I_{set}	-
Kritische Impulsdauer	10 ms typischerweise bei 0 bis 2 x I_{set}	-
Ansprechzeit	10 ms typischerweise bei 0 bis 10 x I_{set}	-
Rückfallzeit	35 ms typischerweise bei 10 bis 0 x I_{set}	-
Kritische Impulsdauer	2 ms typischerweise bei 0 bis 10 x I_{set}	-
Dynamischer Transienteneinfluß	< 5% bei $\tau = 100$ ms	-

Tabelle 35. Vierstifen-Phasenüberstromschutz OC4PTOC

Funktion	Einstellbereich	Genauigkeit
Ansprechstrom	(1-2500)% von IBase	± 1.0% von I _r bei I ≤ I _r ± 1.0% von I bei I > I _r
Rückfallverhältnis	> 95%	-
Freigabestrom für Richtungsvergleich	(1-100)% von IBase	± 1.0% von I _r
Charakteristischer Winkel des Relais (RCA)	(-70.0– -50.0) Grad	± 2.0 Grad
Maximaler Winkel der Vorwärtsrichtung	(40.0–70.0) Grad	± 2.0 Grad
Minimaler Winkel der Vorwärtsrichtung	(75.0–90.0) Grad	± 2.0 Grad
Blockieren durch 2. Oberwelle	(5–100)% von Grundfrequenz	±2.0% von I _r
Unabhängige Zeitverzögerung	(0.000-60.000) s	± 0.5% ± 10 ms
Miniler Auslösezeit	(0.000-60.000) s	± 0.5% ± 10 ms
Stromabhängige Charakteristiken siehe Tabelle 98 und Tabelle 99	19 Kurventypen	Siehe Tabelle 98 und Tabelle 99
Auslösezeit, Start funktion	25 ms typischerweise bei 0 bis 2 x I _{set}	-
Rückfallzeit, Start funktion	25 ms typischerweise bei 2 bis 0 x I _{set}	-
Kritische Impulsdauer	10 ms typischerweise bei 0 bis 2 x I _{set}	-
Impulsbereichszeit	15 ms typischerweise	-

Tabelle 36. Unverzögerter Erdfehlerschutz EFPIOC

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Ansprechstrom	(1-2500)% von I _{Base}	± 1.0% von I _r bei I ≤ I _r ± 1.0% von I bei I > I _r
Rückfallverhältnis	> 95%	-
Auslösezeit	25 ms typischerweise bei 0 bis 2 x I _{set}	-
Rückfallzeit	25 ms typischerweise bei 2 bis 0 x I _{set}	-
Kritische Impulsdauer	10 ms typischerweise bei 0 bis 2 x I _{set}	-
Auslösezeit	10 ms typischerweise bei 0 bis 10 x I _{set}	-
Rückfallzeit	35 ms typischerweise bei 10 bis 0 x I _{set}	-
Kritische Impulsdauer	2 ms typischerweise bei 0 bis 10 10 x I _{set}	-
Dynamischer Transienteneinfluß	< 5% bei τ = 100 ms	-

Tabelle 37. Vier-Stufen Erdfehlerschutz EF4PTOC

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Ansprechstrom	(1-2500)% von I_{base}	$\pm 1,0$ % von I_r bei $I \leq I_r$ $\pm 1,0$ % von I bei $I > I_r$
Rückfallverhältnis	> 95%	-
Freigebestrom für den Richtungsvergleich	(1-100) % von I_{base}	$\pm 1,0$ % oder I_r
Zeitverzögerung	(0.000-60.000) s	$\pm 0,5\% \pm 10$ ms
Stromabhängige Kurven siehe Tabelle 98 und Tabelle 99	19 Kurventypen	Siehe Tabelle 98 und Tabelle 99
Stabilisierung bei der zweiten Oberwelle	(5-100) % oder fundamental	$\pm 2,0$ % oder I_r
Relais typischer Winkel	(-180 to 180) Grad	$\pm 2,0$ Grad
Minimale polarisierende Spannung	(1-100) % von U_{base}	$\pm 0,5\%$ von U_r
Minimaler polarisierende Strom	(1-30)% von I_{Base}	$\pm 0,25\%$ von I_r
RNS, XNS	(0.50–3000.00) Ω /Phase	-
AuslösezeitStartfunktion	25 ms typischerweise bei 0 bis 2 x I_{set}	-
Rückfallzeit Startfunktion	25 ms typischerweise bei 2 bis 0 x I_{set}	-
Kritische Impulsdauer	10 ms typischerweise bei 0 bis 2 x I_{set}	-
Impulsbereichszeit	15 ms typischerweise	-

Tabelle 38. Empfindlicher Erdfehler- und Leistungsschutz SDEPSDE

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Ansprechwert für $3I_0 \cos\varphi$ gerichteten-Erdfehlerstrom	(0.25-200.00)% von IBase Bei niedriger Einstellung: (2.5-10) mA (10-50) mA	$\pm 1.0\%$ von I_r bei $I \leq I_r$ $\pm 1.0\%$ von I bei $I > I_r$ ± 1.0 mA ± 0.5 mA
Ansprechwert für $3I_0 \cdot 3U_0 \cos\varphi$ gerichtete Nullleistung	(0.25-200.00)% von SBase Bei niedriger Einstellung: (0.25-5.00)% von SBase	$\pm 1.0\%$ von S_r bei $S \leq S_r$ $\pm 1.0\%$ von S bei $S > S_r$ $\pm 10\%$ des eingestellten Wertes
Ansprechwert für $3I_0 \cos\varphi$ Erdfehlerstrom	(0.25-200.00)% von IBase Bei niedriger Einstellung: (2.5-10) mA (10-50) mA	$\pm 1.0\%$ von I_r bei $I \leq I_r$ $\pm 1.0\%$ von I bei $I > I_r$ ± 1.0 mA ± 0.5 mA
Ansprechwert für ungerichteten Überstrom	(1.00-400.00)% von IBase Bei niedriger Einstellung: (10-50) mA	$\pm 1.0\%$ von I_r bei $I \leq I_r$ $\pm 1.0\%$ von I bei $I > I_r$ ± 1.0 mA
Ansprechwert für ungerichtete Nullspannung	(1.00-200.00)% von UBase	$\pm 0.5\%$ von U_r bei $U \leq U_r$ $\pm 0.5\%$ von U bei $U > U_r$
Freigabe Erdfehlerstrom für alle gerichteten Modi	(0.25-200.00)% von IBase Bei niedriger Einstellung: (2.5-10) mA (10-50) mA	$\pm 1.0\%$ von I_r bei $I \leq I_r$ $\pm 1.0\%$ von I bei $I > I_r$ ± 1.0 mA ± 0.5 mA
Freigabe Nullspannung für alle gerichteten Modi	(0.01-200.00)% von UBase	$\pm 0.5\%$ von U_r bei $U \leq U_r$ $\pm 0.5\%$ von U bei $U > U_r$
Rückfallverhältnis	> 95%	-
Zeitverzögerung	(0.000-60.000) s	$\pm 0.5\% \pm 10$ ms
Stromabhängige Charakteristiken siehe Tabelle 98 und Tabelle 99	19 Kurventypen	Siehe Tabelle 98 und Tabelle 99
Charakteristischer Winkel des Relais RCA	(-179 bis 180) Grad	± 2.0 Grad

Tabelle 38. Empfindlicher Erdfehler- und Leistungsschutz SDEPSDE, Fortsetzung

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Offener Winkel des Relais ROA	(0-90) Grad	± 2.0 Grad
Auslösezeit, ungerichteter Erdfehlerstrom	60 ms typischerweise bei 0 bis $2 \cdot I_{set}$	-
Rückfallzeit, ungerichteter Erdfehlerstrom	60 ms typischerweise bei 2 bis $0 \cdot I_{set}$	-
Auslösezeit, Start funktion	150 ms typischerweise bei 0 bis $2 \cdot I_{set}$	-
Rückfallzeit, Start funktion	50 ms typischerweise bei 2 bis $0 \cdot I_{set}$	-

Tabelle 39. Thermischer Überlastschutz, eine Zeitkonstante LPTTR

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Referenzstrom	(0-400)% von I_{base}	± 1,0 % oder I_r
Anfang-Temperaturreferenz	(0-400)°C	± 1.0°C
Auslösezeit: $t = \tau \cdot \ln \left(\frac{I^2 - I_p^2}{I^2 - I_b^2} \right)$ (Gleichung 1) $I = I_{measured}$	I_p = Laststrom bevor einer Überlastauftritt Zeitkonstante $\tau = (0-1000)$ Minuten	IEC 60255-8, Klasse 5 + 200 ms
Alarmtemperatur	(0-200)°C	± 2,0 % der Wärmeinhaltsauslösung
Auslösetemperatur	(0-400)°C	± 2,0 % der Wärmeinhaltsauslösung
Rückfalltemperatur	(0-400)°C	± 2,0 % der Wärmeinhaltsauslösung

Tabelle 40. Schalterversagerschutz CCRBRF

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Ansprech-Phasenstrom	(5-200)% von IBase	± 1.0% von I_r bei $I \leq I_r$ ± 1.0% von I bei $I > I_r$
Rückfallverhältnis, Phasenstrom	> 95%	-
Ansprech-Nullstrom	(2-200)% von IBase	± 1.0% von I_r bei $I \leq I_r$ ± 1.0% von I bei $I > I_r$
Rückfallverhältnis, Nullstrom	> 95%	-
Ansprech wert für Blockierung der LS- Stellungabfrage	(5-200)% von IBase	± 1.0% von I_r bei $I \leq I_r$ ± 1.0% von I bei $I > I_r$
Rückfallverhältnis	> 95%	-
Zeitverzögerung	(0.000-60.000) s	± 0.5% ± 10 ms
Ansprechzeit für Stromerkennung	10 ms typischerweise	-
Rückfallzeit für Stromerkennung	15 ms maximal	-

Tabelle 41. Kurzzonenschutz STBPTOC

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Ansprechstrom	(1-2500)% von IBase	± 1.0% von I_r bei $I \leq I_r$ ± 1.0% von I bei $I > I_r$
Rückfallverhältnis	> 95%	-
Zeitverzögerung	(0.000-60.000) s	± 0.5% ± 10 ms
Auslösezeit, Start funktion	25 ms typischerweise bei 0 bis 2 $\times I_{set}$	-
Rückfallzeit, Start funktion	25 ms typischerweise bei 2 bis 0 $\times I_{set}$	-
Kritische Impulsdauer	10 ms typischerweise bei 0 bis 2 $\times I_{set}$	-
Impulsbereichszeit	15 ms typischerweise	-

Tabelle 42. Polgleichlauf- Schutz CCRPLD

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Ansprechstrom	(0–100)% von IBase	$\pm 1.0\%$ von I_r
Zeitverzögerung	(0.000-60.000) s	$\pm 0.5\% \pm 10$ ms

Tabelle 43. Gerichteter Minimumleistungsschutz GUPPDUP

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Leistung-Ansprechwert	(0.0–500.0)% von Sbase Bei niedriger Einstellung: (0.5-2.0)% von Sbase (2.0-10)% von Sbase	$\pm 1.0\%$ von S_r bei $S < S_r$ $\pm 1.0\%$ von S bei $S > S_r$ $< \pm 50\%$ des eingestellten Wertes $< \pm 20\%$ des eingestellten Wertes
Kennlinienwinkel	(-180.0–180.0) Grad	2 Grad
Zeitverzögerung	(0.00-6000.00) s	$\pm 0.5\% \pm 10$ ms

Tabelle 44. Gerichteter Maximum-Leistungsschutz (PDOP)

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Leistung-Ansprechwert	(0.0-500.0)% von S_{base} Bei niedriger Einstellung: (0.5-2.0)% von S_{base} (2.0-10)% von S_{base}	$\pm 1,0 \%$ von S_r bei $S < S_r$ $\pm 1,0 \%$ von S bei $S > S_r$ $< \pm 50\%$ des eingestellten Wertes $< \pm 20 \%$ des eingestellten Wertes
Kennlinienwinkel	(-180.0-180.0) Grad	2 Grad
Zeitverzögerung	(0.00-6000.00) s	$\pm 0,5 \%$ ± 10 ms

Tabelle 45. Leiterbruch-Prüfung BRCPTOC

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Minimaler Phasenstrompegel	(5–100)% von IBase	$\pm 0.1\%$ von I_r
Pegel für unsymmetrischen Strom	(0–100)% des maximalen Stroms	$\pm 0.1\%$ von I_r
Zeitverzögerung	(0.00-6000.00) s	$\pm 0.5\% \pm 10$ ms

Spannungsschutz

Tabelle 46. Zwei Stufen Unterspannungsschutz UV2PTUV

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Ansprechspannung, beide Stufen	(1–100)% von UBase	± 1.0% von U _r
Absolute Hysterese	(0–100)% von UBase	± 1.0% von U _r
Internes Blockierungslevel, beide Stufen	(1–100)% von UBase	± 1.0% von U _r
Spannungsabhängige Charakteristiken für beide Stufen, siehe Tabelle 100	-	Siehe Tabelle 100
Unabhängige Zeitverzögerung	(0.000–60.000) s	± 0.5% ±10 ms
Auslösezeit, abhängige Charakteristiken	(0.000–60.000) s	± 0.5% ± 10 ms
AuslösezeitStartfunktion	25 ms typischerweise bei 2 bis 0 x U _{set}	-
Rückfallzeit Startfunktion	25 ms typischerweise bei 0 bis 2 x U _{set}	-
Kritische Impulsdauer	10 ms typischerweise bei 2 bis 0 x U _{set}	-
Impulsbereichszeit	15 ms typischerweise	-

Tabelle 47. Zwei Stufen Überspannungsschutz OV2PTOV

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Ansprechspannung, beide Stufen	(1-200)% von U_{base}	$\pm 1.0\%$ von U_r bei $U < U_r$ $\pm 1.0\%$ von U bei $U > U_r$
Absolute Hysterese	(0-100)% von U_{base}	$\pm 1.0\%$ von U_r bei $U < U_r$ $\pm 1.0\%$ von U bei $U > U_r$
Spannungsabhängige Charakteristiken für beide Stufen, siehe Tabelle 101	-	Siehe Tabelle 101
Unabhängige Zeitverzögerung	(0.000-60.000) s	$\pm 0.5\% \pm 10$ ms
Minimum Auslösezeit, abhängige Charakteristiken	(0.000-60.000) s	$\pm 0.5\% \pm 10$ ms
Auslösezeit, Start function	25 ms typischerweise bei 0 bis $2 \times U_{set}$	-
Rückfallzeit, Start function	25 ms typischerweise bei 2 bis 0 $\times U_{set}$	-
Kritische Impulsdauer	10 ms typischerweise bei 0 bis $2 \times U_{set}$	-
Impulsbereichszeit	15 ms typischerweise	-

Tabelle 48. Zweistufen - Nullspannungsschutz ROV2PTOV

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Ansprechspannung, beide Stufen	(1-200)% von U _{base}	± 1.0% von U _r bei U < U _r ± 1.0% von U bei U > U _r
Absolute Hysterese	(0-100)% von U _{base}	± 1.0% von U _r bei U < U _r ± 1.0% von U bei U > U _r
Spannungsabhängige Charakteristiken für beide Stufen, siehe Tabelle 102	-	Siehe Tabelle 102
Unabhängige Zeitverzögerung	(0.000-60.000) s	± 0.5% ± 10 ms
Zeitverzögerung	(0.000-60.000) s	± 0.5% ± 10 ms
Auslösezeit, Start funktion	25 ms typischerweise bei 2 bis x U _{set}	-
Rückfallzeit, Start funktion	25 ms typischerweise bei 2 bis 0 x U _{set}	-
Kritische Impulsdauer	10 ms typischerweise bei 0 bis 2 x U _{set}	-
Impulsbereichszeit	15 ms typischerweise	-

Tabelle 49. Übererregungsschutz OEXPVPH

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Ansprechwert	(100-180) % von (U_{base}/f_{rated})	$\pm 1,0$ % von U
Alarmstufe	(50-120) % des Startlevel	$\pm 1,0$ % von U_r bei $U \leq U_r$ $\pm 1,0$ % von U bei $U > U_r$
Ansprechwert, hohes Level	(100-200) % von (U_{base}/f_{rated})	$\pm 1,0$ % von U
Kurventyp	IEEE oder kundenspezifisch $IEEE : t = \frac{(0.18 \cdot k)}{(M - 1)^2}$ (Gleichung 2) wo M = relativ (V/Hz) = (E/f)/ (Ur/fr)	Klasse 5 + 40 ms
Minimale Zeitverzögerung abhängige Charakteristik	(0.000-60.000) s	$\pm 0,5$ % ± 10 ms
Maximale Zeitverzögerung abhängige Charakteristik	(0.00-9000.00) s	$\pm 0,5$ % ± 10 ms
Alarmzeitverzögerung	(0.000-60.000) s	$\pm 0,5$ % ± 10 ms

Tabelle 50. Spannungsdifferentialschutz (PTOV)

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Spannungsdifferenz für Alarm- und Auslöse-Stufe	(0.0-100.0)% von U_{base}	± 0.5 % von U_r
Niederspannungspegel	(0.0-100.0)% von U_{base}	± 0.5 % von U_r
Zeitverzögerung	(0.000-60.000) s	± 0.5 % ± 10 ms

Tabelle 51. Prüfung auf Spannungsverlust LOVPTUV

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Ansprechspannung	(0-100)% von U_{base}	± 0.5 % von U_r
Impulstaktgeber	(0.050-60.000) s	± 0.5 % ± 10 ms
Zeitverzögerung	(0.000-60.000) s	± 0.5 % ± 10 ms

Frekuenzschutz

Tabelle 52. Unterfrequenzschutz SAPTUF

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Ansprechwert Start funktion	(35.00-75.00) Hz	± 2.0 mHz
Auslösezeit Start funktion	100 ms typischerweise	-
Rückfallzeit Start funktion	100 ms typischerweise	-
Ansprechzeit, unabhängige Zeitfunktion	(0.000-60.000)s	± 0.5% + 10 ms
Rückfallzeit, unabhängige Zeitfunktion	(0.000-60.000)s	± 0.5% + 10 ms
Spannungsabhängige Zeitverzögerung $t = \left[\frac{U - U_{Min}}{U_{Nom} - U_{Min}} \right]^{Exponent} \cdot (t_{Max} - t_{Min}) + t_{Min}$ <p style="text-align: center;">(Gleichung 3)</p> $U = U_{measured}$	Settings: UNom=(50-150)% von U _{base} UMin=(50-150)% von U _{base} Exponent=0.0-5.0 tMax=(0.000-60.000)s tMin=(0.000-60.000)s	Class 5 + 200 ms

Tabelle 53. Überfrequenzschutz SAPTOF

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Ansprechwert, Start funktion	(35.00-75.00) Hz	± 2.0 mHz
Auslösezeit, Start funktion	100 ms typischerweise	-
Rückfallzeit, Start funktion	100 ms typischerweise	-
Ansprechzeit, unabhängige Zeitfunktion	(0.000-60.000)s	± 0.5% + 10 ms
Rückfallzeit, unabhängige Zeitfunktion	(0.000-60.000)s	± 0.5% + 10 ms

Tabelle 54. Gradientenfrequenzschutz SAPFRC

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Ansprechwert, Start funktion	(-10.00-10.00) Hz/s	± 10.0 mHz/s
Ansprechwert, internes Blockierungspegel	(0-100)% von U _{base}	± 1.0% von U _r
Auslösezeit, Start funktion	100 ms typischerweise	-

Mehrzweckschutz

Tabelle 55. Allgemeine strom- und spannungsbasierte Schutzfunktion (GAPC)

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Messstromeingang	phase1, phase2, phase3, PosSeq, NegSeq, 3*ZeroSeq, MaxPh, MinPh, UnbalancePh, phase1-phase2, phase2-phase3, phase3-phase1, MaxPh-Ph, MinPh-Ph, UnbalancePh-Ph	-
Basisstrom	(1 - 99999) A	-
Messspannungseingang	phase1, phase2, phase3, PosSeq, -NegSeq, -3*ZeroSeq, MaxPh, MinPh, UnbalancePh, phase1-phase2, phase2-phase3, phase3-phase1, MaxPh-Ph, MinPh-Ph, UnbalancePh-Ph	-
Basisspannung	(0.05 - 2000.00) kV	-
Auslösewert Überstrom, Stufe 1 und 2	(2 - 5000) % von I_{base}	$\pm 1,0$ % von I_r für $I < I_r$ $\pm 1,0$ % von I für $I > I_r$
Auslösewert Unterstrom, Stufe 1 und 2	(2 - 150) % von I_{base}	$\pm 1,0$ % von I_r für $I < I_r$ $\pm 1,0$ % von I für $I > I_r$
Unabhängige Zeitverzögerung	(0.00 - 6000.00) s	$\pm 0,5$ % ± 10 ms
Auslösezeit, Startfunktion Überstrom	25 ms typischerweise bei 0 bis 2 $\times I_{set}$	-
RückfallzeitStartfunktion Überstrom	25 ms typischerweise bei 2 bis 0 $\times I_{set}$	-
Ansprechzeit, Start Unterstrom	25 ms typischerweise bei 2 bis 0 $\times I_{set}$	-
Rückfallzeit Start Unterstrom	25 ms typischerweise bei 0 bis 2 $\times I_{set}$	-

**Tabelle 55. Allgemeine strom- und spannungsbasierte Schutzfunktion (GAPC),
 Fortsetzung**

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Siehe Tabelle 98 und Tabelle 99	Parameterbereiche für kundenspezifische Charakteristik Nr. 17: k: 0.05 - 999.00 A: 0.0000 - 999.0000 B: 0.0000 - 99.0000 C: 0.0000 - 1.0000 P: 0.0001 - 10.0000 PR: 0.005 - 3.000 TR: 0.005 - 600.000 CR: 0.1 - 10.0	Siehe Tabelle 98 und Tabelle 99
Spannungslevel ab dem Spannungsspeicher übernommen wird	(0,0 - 5,0) % von U_{base}	$\pm 1,0$ % von U_r
Ansprechwert Überspannung, Stufe 1 und 2	(2.0 - 200.0) % von U_{base}	$\pm 1,0$ % von U_r für $U < U_r$ $\pm 1,0$ % von U für $U > U_r$
Ansprechwert Unterspannung, Stufe 1 und 2	(2.0 - 150.0) % von U_{base}	$\pm 1,0$ % von U_r für $U < U_r$ $\pm 1,0$ % von U für $U > U_r$
Auslösezeit, Start Überspannung	25 ms typischerweise bei 0 bis 2 x U_{set}	-
Rückfallzeit Start Überspannung	25 ms typischerweise bei 2 bis 0 x U_{set}	-
Auslösezeit, Start Unterspannung	25 ms typischerweise bei 2 bis 0 x U_{set}	-
Rückfallzeit Start Unterspannung	25 ms typischerweise bei 0 bis 2 x U_{set}	-
Spannungsgrenzbereich Ober- und Untergrenze, spannungsabhängige Charakteristik	(1.0 - 200.0) % von U_{base}	$\pm 1,0$ % von U_r für $U < U_r$ $\pm 1,0$ % von U für $U > U_r$
Gerichtete Funktion	Einstellbar: ungerichtet, vorwärts und rückwärts	-
Relais typischer Winkel	(-180 bis +180) Grad	$\pm 2,0$ Grad
Relais Auslösewinkel	(1 to 90) Grad	$\pm 2,0$ Grad
Rückfallverhältnis, Überstrom	> 95%	-
Rückfallverhältnis, Unterstrom	< 105%	-

Tabelle 55. Allgemeine strom- und spannungsbasierte Schutzfunktion (GAPC), Fortsetzung

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Rückfallverhältnis, Überspannung	> 95%	-
Rückfallverhältnis, Unterspannung	< 105%	-
Übersstrom:		
Kritische Impulsdauer	10 ms typischerweise bei 0 bis 2 x I _{set}	-
Impulsbereichszeit	15 ms typischerweise	-
Unterstrom:		
Kritische Impulsdauer	10 ms typischerweise bei 2 bis 0 x I _{set}	-
Impulsbereichszeit	15 ms typischerweise	-
Überspannung:		
Kritische Impulsdauer	10 ms typischerweise bei 0 bis 2 x U _{set}	-
Impulsbereichszeit	15 ms typischerweise	-
Unterspannung:		
Kritische Impulsdauer	10 ms typischerweise bei 2 bis 0 x U _{set}	-
Impulsbereichszeit	15 ms typischerweise	-

Sekundäre system Überwachung

Tabelle 56. Stromwandlerkreisüberwachung CCSRDI

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Ansprechstrom	(5-200) % von I _r	± 10.0% von I _r bei I ≤ I _r ± 10.0% von I bei I > I _r
Blockierstrom	(5-500)% von I _r	± 5,0 % von I _r bei I ≤ I _r ± 5,0 % von I bei I > I _r

Tabelle 57. Spannungswandlerkreisüberwachung SDDRFUF

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Ansprechspannung, Nullstrom	(1-100) % von U_{base}	$\pm 1,0$ % von U_r
Anprechstrom, Nullstrom	(1-100) % von I_{base}	$\pm 1,0$ % von I_r
Ansprechspannung, Gegenstrom	(1-100) % von U_{base}	$\pm 1,0$ % von U_r
Anprechstrom, Gegenstrom	(1-100) % von I_{base}	$\pm 1,0$ % von I_r
Anprechwert für Spannungsänderung	(1-100) % von U_{base}	$\pm 5,0$ % von U_r
Anprechwert für Stromänderung	(1-100) % von I_{base}	$\pm 5,0$ % von I_r

Steuerung

Tabelle 58. Synchronisierung, Synchrocheck und Zuschaltprüfung SESRSYN

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Phasenverschiebung, $\varphi_{\text{line}} - \varphi_{\text{bus}}$	(-180 to 180) Grad	-
Spannungsdifferenz, $U_{\text{bus}}/U_{\text{line}}$	(0.20-5.00)% von U_{base}	-
Spannungsobergrenze für Synchrocheck	(50.0-120.0)% von U_{base}	$\pm 1,0$ % von U_r bei $U \leq U_r$ $\pm 1,0$ % von U bei $U > U_r$
Rückfallverhältnis, Synchrocheck	> 95%	-
Frequenzdifferenzgrenze zwischen Sammelschiene und Leitung	(0.003-1.000) Hz	± 2.0 mHz
Phasenwinkeldifferenzgrenze zwischen Sammelschiene und Leitung	(5.0-90.0) Grad	± 2.0 Grad
Spannungsdifferenzgrenze zwischen Sammelschiene und Leitung	(2.0-50.0) % von U_{base}	$\pm 1,0$ % von U_r
Zeitverzögerungsausgang für Synchrocheck	(0.000-60.000) s	$\pm 0,5$ % ± 10 ms
Spannungsobergrenze für Zuschaltprüfung	(50.0-120.0) % von U_{base}	$\pm 1,0$ % von U_r bei $U \leq U_r$ $\pm 1,0$ % von U bei $U > U_r$
Rückfallbereich, Spannungsobergrenze	> 95%	-
Spannungsuntergrenze für Zuschaltprüfung	(10.0-80.0)% von U_{base}	$\pm 1,0$ % von U_r
Rückfallbereich, Spannungsuntergrenze	< 105%	-
Maximalspannung für die Zuschaltung	(80.0-140.0)% von U_{base}	$\pm 1,0$ % von U_r bei $U \leq U_r$ $\pm 1,0$ % von U bei $U > U_r$
Zeitverzögerung für die Anregungsprüfung	(0.000-60.000) s	$\pm 0,5$ % ± 10 ms
Ansprechzeit für den Synchrocheckfunktion	160 ms typischerweise	-
Ansprechzeit für die Zuschaltprüfungsfunktion	80 ms typischerweise	-

Tabelle 59. Wiedereinschaltautomatik SMBRREC

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Anzahl der Wiedereinschaltversuche	1 - 5	-
Anzahl der Wiedereinschaltprogramme	8	-
Offene Zeit der Wiedereinschaltautomatik: Versuch 1 - t1 1Ph Versuch 1 - t1 2Ph Versuch 1 - t1 3PhHS Versuch 1 - t1 3PhDId	(0.000-60.000) s	± 0.5% ± 10 ms
Versuch 2 - t2 Versuch 3 - t3 Versuch 4 - t4 Versuch 5 - t5	(0.00-6000.00) s	
Erweiterte offene Zeit der Wiedereinschaltautomatik	(0.000-60.000) s	
Wiedereinschaltautomatik maximale Wartezeit für die Synchronisation	(0.00-6000.00) s	
Maximale Auslöseimpulsdauer	(0.000-60.000) s	
Sperrung Resetzeit	(0.000-60.000) s	
Reclaim time	(0.00-6000.00) s	
Minimale Zeit in der das CB wiedereingeschaltet werden muss, bevor das AR für den Wiedereinschaltautomatikkreislauf bereit ist	(0.00-6000.00) s	
Kreislaufleistungsschalter Wiedereinschaltimpulslänge	(0.000-60.000) s	
Kreislaufleistungsschalter Testzeit vor Erfolglosigkeit	(0.00-6000.00) s	
Warten auf die Masterfreigabe	(0.00-6000.00) s	
Wartezeit nach dem Wiedereinschaltbefehl vor Durchführung des nächsten Versuches	(0.000-60.000) s	

Signalausgleichs

Tabelle 60. Signalausgleichslogik für Distanzschutz (PSCH, 85)

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Schema	Unmittelbare Fernauslösung Freigabe mit Unterreichweite Freigabe mit Überreichweite Blockierung	-
Koordinationszeit für Blockierung-Logik	(0.000-60.000) s	± 0.5% ± 10 ms
Minimale Dauer eines Sendeübertragungssignals	(0.000-60.000) s	± 0.5% ± 10 ms
Sicherheitszeitverzögerung für Erkennen von Übertragungsstörung	(0.000-60.000) s	± 0.5% ± 10 ms
Modus der Deblockierungslogik	Aus Kein Neustart Neustart	-

Tabelle 61. Phasenselektive Signalausgleichslogik für Distanzschutz (PSCH, 85)

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Schema	Unmittelbare Fernauslösung Freigabe mit Unterreichweite Freigabe mit Überreichweite Blockierung	-
Koordinationszeit für Blockierung-Logik	(0.000-60.000) s	± 0,5 % ± 10 ms
Minimale Dauer eines Sendeübertragungssignals	(0.000-60.000) s	± 0,5 % ± 10 ms
Sicherheitszeitverzögerung für das Erkennen von Übertragungsstörung	(0.000-60.000) s	± 0,5 % ± 10 ms
Modus der Deblockierungslogik	Aus Kein Neustart Neustart	-

Tabelle 62. Stromsumkehr- und Schwacheinspeislogik für Distanzschutz ZCRWPSCH

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Pegel für Spannung Ph-E	(10-90)% von U_{base}	$\pm 1.0\%$ von U_r
Pegel für Spannung Ph-Ph	(10-90)% von U_{base}	$\pm 1.0\%$ von U_r
Rückfallverhältnis	<105%	-
Ansprechzeit für Stromumkehr	(0.000-60.000) s	$\pm 0.5\% \pm 10$ ms
Verzögerungszeit für Stromumkehr	(0.000-60.000) s	$\pm 0.5\% \pm 10$ ms
Koordinationszeit für Schwacheinspeislogik	(0.000-60.000) s	$\pm 0.5\% \pm 10$ ms

Tabelle 63. Signalvergleichslogik für Erfehlerschutz ECPSCH

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Signalausgleichs-koordinationszeit	(0.000-60.000) s	$\pm 0.5\% \pm 10$ ms
Signaltyp	Freigabe Unterreichend Freigabe überreichend Blockierung	-

Tabelle 64. Stromumkehr- und Schwacheinspeislogik für Erdfehlerschutz ECRWPSCH

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Spannungspegel $3U_0$ für Schwacheinspeisung-Auslösung	(5-70)% von U_{base}	$\pm 1.0\%$ von U_r
Rückfallverhältnis	>95%	-
Ansprechzeit für Stromumkehr	(0.000-60.000) s	$\pm 0.5\% \pm 10$ ms
Verzögerungszeit für Stromumkehr	(0.000-60.000) s	$\pm 0.5\% \pm 10$ ms
Koordinationszeit für Schwacheinspeislogik	(0.000-60.000) s	$\pm 0.5\% \pm 10$ ms

Tabelle 65. Stromumkehr- und Schwacheinspeislogik für phasenselektive Kommunikation (PSCH, 85)

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Pegel für Spannung Ph-E	(10-90)% von U_{base}	$\pm 1.0\%$ von U_r
Pegel für Spannung Ph-Ph	(10-90)% von U_{base}	$\pm 1.0\%$ von U_r
Rückfallverhältnis	<105%	-
Ansprechzeit für Stromumkehr	(0.000-60.000) s	$\pm 0.5\% \pm 10$ ms
Verzögerungszeit für Stromumkehr	(0.000-60.000) s	$\pm 0.5\% \pm 10$ ms
Koordinationszeit für Schwacheinspeislogik	(0.000-60.000) s	$\pm 0.5\% \pm 10$ ms

Logik

Tabelle 66. Auslöselogik SMPPTRC

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Auslösevorgang	3-polig, 1/3-polig, 1/2/3-polig	-
Minimale Auslöseimpulslänge	(0.000-60.000) s	$\pm 0.5\% \pm 10$ ms
Zeitgeber	(0.000-60.000) s	$\pm 0.5\% \pm 10$ ms

Tabelle 67. Konfigurierbare Logikblöcke

Logikblock	Anzahl mit Aktualisierungsrate			Bereich oder Wert	Genauigkeit
	scnell	mittel	normal		
LogicAND	60	60	160	-	-
LogicOR	60	60	160	-	-
LogicXOR	10	10	20	-	-
LogicInverter	30	30	80	-	-
LogicSRMemory	10	10	20	-	-
LogicGate	10	10	20	-	-
LogicTimer	10	10	20	(0.000–90000.000) s	± 0.5% ± 10 ms
LogicPulseTimer	10	10	20	(0.000–90000.000) s	± 0.5% ± 10 ms
LogicTimerSet	10	10	20	(0.000–90000.000) s	± 0.5% ± 10 ms
LogicLoopDelay	10	10	20	(0.000–90000.000) s	± 0.5% ± 10 ms

Überwachung

Tabelle 68. Messungen CVMMXN

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Frequenz	$(0.95-1.05) \times f_r$	± 2.0 mHz
Spannung	$(0.1-1.5) \times U_r$	± 0.5% von U_r bei $U \leq U_r$ ± 0.5% von U bei $U > U_r$
Strom	$(0.2-4.0) \times I_r$	± 0.5% von I_r bei $I \leq I_r$ ± 0.5% von I bei $I > I_r$
Wirkleistung, P	$0.1 \times U_r < U < 1.5 \times U_r$ $0.2 \times I_r < I < 4.0 \times I_r$	± 1.0% von S_r bei $S \leq S_r$ ± 1.0% von S bei $S > S_r$
Blindleistung, Q	$0.1 \times U_r < U < 1.5 \times U_r$ $0.2 \times I_r < I < 4.0 \times I_r$	± 1.0% von S_r bei $S \leq S_r$ ± 1.0% von S bei $S > S_r$
Scheinleistung, S	$0.1 \times U_r < U < 1.5 \times U_r$ $0.2 \times I_r < I < 4.0 \times I_r$	± 1.0% von S_r bei $S \leq S_r$ ± 1.0% von S bei $S > S_r$
Leistungsfaktor, cos (φ)	$0.1 \times U_r < U < 1.5 \times U_r$ $0.2 \times I_r < I < 4.0 \times I_r$	± 0.02

Tabelle 69. Überwachung von mA-Eingangssignalen (MVGGIO)

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
mA-Messfunktion	± 5, ± 10, ± 20 mA 0-5, 0-10, 0-20, 4-20 mA	± 0,1 % des eingestellten Wertes ± 0,005 mA
Max. Strom vom Messwertumformer zum Eingang	(-20,00 bis +20,00) mA	
Min. Strom vom Messwertumformer zum Eingang	(-20,00 bis +20,00) mA	
Alarmpegelfür Eingang	(-20,00 bis +20,00) mA	
Warnpegelfür Eingang	(-20,00 bis +20,00) mA	
Alarmhysterese für Eingang	(0,0-20,0) mA	

Tabelle 70. Stördatenaufzeichnung DRPRDRE

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Vor-Fehler-Zeit	(0.05–0.30) s	-
Nach-Fehler-Zeit	(0.1–5.0) s	-
>Zeitgrenze	(0.5–6.0) s	-
Maximale Anzahl von Aufzeichnungen	100	-
Auflösung der Absolutzeiterfassung	1 ms	Siehe Tabelle 94
Maximale Anzahl von Analogeingängen	30 + 10 (externe + intern abgeleitete)	-
Maximale Anzahl von Binäreingängen	96	-
Maximale Anzahl von Zeigern im Auslösewert-Aufzeichnungsgerät pro Aufzeichnung	30	-
Maximale Anzahl von Angaben in einer Stördatenaufzeichnung	96	-
Maximale Anzahl von Ereignissen in der Ereignisaufzeichnung pro Aufzeichnung	150	-
Maximale Anzahl von Ereignissen in der Ereignisliste	1000, first in - first out	-
Maximale Gesamt-Aufzeichnungsdauer (3.4 s Aufzeichnungsdauer und maximale Anzahl von Kanälen, typischer Wert)	340 Sekunden (100 Aufnahmen) bei 50 Hz, 280 Sekunden (80 Aufnahmen) bei 60 Hz	-
Abtastrate	1 kHz bei 50 Hz 1.2 kHz bei 60 Hz	-
Aufzeichnungsbandbreite	(5-300) Hz	-

Tabelle 71. Fehlerortung LMBRFLO

Funktion	Wert oder Bereich	Genauigkeit
Reaktive oder ohmische Reichweite	(0.001-1500.000) Ω /Phase	$\pm 2,0$ % statische Genauigkeit $\pm 2,0$ % Grad statische Messgenauigkeit Bedingungen: Spannungsbereich: $(0.1-1.1) \times U_r$ Strombereich: $(0.5-30) \times I_r$
Phasenauswahl	Entsprechend den Eingabesignalen	-
Maximale Zahl der Fehlerortsbestimmungen	100	-

Tabelle 72. Ereignisliste

Funktion	Wert
Speicherkapazität	Maximale Anzahl von Ereignissen in der Liste
	1000
Auflösung	1 ms
Genauigkeit	Abhängig von der Zeitsynchronisierung

Tabelle 73. Meldungen

Funktion	Wert
Speicherkapazität	Maximale Zahl der Meldungen, die für eine einzige Störung angezeigt werden
	96
	Maximale Anzahl an aufgenommenen Störungen
	100

Tabelle 74. Ereignisaufzeichnung

Funktion		Wert
Speicherkapazität	Maximale Zahl der Ereignisse im Störbericht	150
	Maximale Anzahl an Störberichten	100
Auflösung		1 ms
Genauigkeit		Abhängig von der Zeitsynchronisierung

Tabelle 75. Störfallmesswertaufzeichnung

Funktion		Wert
Speicherkapazität	Maximale Anzahl von Analogeingängen	30
	Maximale Anzahl an Störberichten	100

Tabelle 76. Stördatenaufzeichnung

Funktion		Wert
Speicherkapazität	Maximale Anzahl von Analogeingängen	40
	Maximale Anzahl von Binäreingängen	96
	Maximale Anzahl von Störberichten	100
Maximale Gesamt-Aufzeichnungsdauer (3,4 s Aufzeichnungsdauer und maximale Anzahl von Kanälen, typischer Wert)		340 Sekunden (100 Aufnahmen) bei 50 Hz 280 Sekunden (80 Aufnahmen) bei 60 Hz

Messung

Tabelle 77. Impulszählerlogik PCGGIO

Funktion	Einstellbereich	Genauigkeit
Eingangsfrequenz	Siehe Binäreingangsmodule (BIM)	-
Zeitzklus für die Anzeige des Zählwertes	(0–3600) s	-

Tabelle 78. Energiemessung ETPMMTR

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Energiemessung	kWh Export/Import, kvarh Export/Import	Eingang vom MMXU. Kein Extrafehler bei stationärer Last

Stationskommunikation

Tabelle 79. IEC 61850-8-1 Kommunikationsprotokoll

Funktion	Wert
Protokoll	IEC 61850-8-1
Kommunikationsgeschwindigkeit für die IEDs	100BASE-FX

Tabelle 80. LON Kommunikationsprotokoll

Funktion	Wert
Protokoll	LON
Kommunikationsgeschwindigkeit	1,25 Mbit/s

Tabelle 81. SPA Kommunikationsprotokoll

Funktion	Wert
Protokoll	SPA
Kommunikationsgeschwindigkeit	300, 1200, 2400, 4800, 9600, 19200 oder 38400 Bd
Slave - Nummer	1 bis 899

Tabelle 82. IEC 60870-5-103 Kommunikationsprotokoll

Funktion	Wert
Protokoll	IEC 60870-5-103
Kommunikationsgeschwindigkeit	9600, 19200 Bd

Tabelle 83. SLM – LON-Anschluss

Menge	Bereich oder Wert
Optischer Anschluss	Glasfaser: Typ ST Kunststoff-Faser: Typ HFBR, einrastend
Faser, zulässige Dämpfung	Glasfaser: 11 dB (1000 m typischerweise *) Kunststoff-Faser: 7 dB (10 m typischerweise *)
Faser durchmesser	Glasfaser: 62.5/125 µm Kunststoff-Faser: 1 mm
*) je nach Berechnung der max. Streckendämpfung	

Tabelle 84. SLM – SPA/IEC 60870-5-103 Anschluss

Menge	Bereich oder Wert
Optischer Anschluss	Glasfaser: Typ ST Kunststoff-Faser: Typ HFBR, einrastend
Faser, zulässige Dämpfung	Glasfaser: 11 dB (3000ft/1000 m typischerweise *) Kunststoff-Faser: 7 dB (24 3840cm/25 m typischerweise *)
Faserdurchmesser	Glasfaser: 62.5/125 µm Kunststoff-Faser: 1 mm
*) je nach Berechnung der max. Streckendämpfung	

Tabelle 85. Galvanisches X.21 Leitungsdaten-Kommunikationsmodul (X.21-LDCM)

Menge	Bereich oder Wert
Anschluss, X.21	Miniatur-D-SUB, 15-polige Buchse, Pitch 1,27 mm (0.050")
Anschluss, Massenauswahl	2-poliges Schraubterminal
Standard	CCITT X21
Kommunikationsgeschwindigkeit	64 kbit/s
Isolation	1 kV
Kabelhöchstlänge	100 m

Tabelle 86. Galvanisches RS485 Kommunikationsmodul

Menge	Bereich oder Wert
Kommunikationsgeschwindigkeit	2400–19200 Baud
Anschlusstyp	RS-485 6-poliger Stecker Softerdungs 2-Pol Verbinder

Fernkommunikation

Tabelle 87. Leitungsdatenkommunikationsmodule (LDCM)

Eigenschaften	Bereich oder Wert		
	Kurzer Bereich (SR)	Mittlerer Bereich (MR)	Langer Bereich (LR)
Fasertyp	Gradientenindex multimode 62.5/125 µm oder 50/125 µm	Monomode 8/125µm	Monomode 8/125µm
Wellenlänge	820 nm	1310 nm	1550 nm
Optisches Budget			
Gradientenindex multimode 62.5/125µm,	11 dB (typische Länge ca. 3 km *)	20 dB (typische Länge ca. 80 km *)	26 dB (typische Länge ca. 120 km *)
Gradientenindex multimode 50/125µm,	7 dB (typische Länge ca. 2 km *)		
Optischer Anschluss	Typ ST	Typ FC/PC	Typ FC/PC
Protokoll	C37.94	C37.94 Anwendung **)	C37.94 Anwendung **)
Datenübertragung	Synchron	Synchron	Synchron
Übertragungsrate / Datenmenge	2 Mb/s / 64 kbit/s	2 Mb/s / 64 kbit/s	2 Mb/s / 64 kbit/s
Taktquelle	Intern oder abgeleitet vom empfangenen Signal	Intern oder abgeleitet vom empfangenen Signal	Intern oder abgeleitet vom empfangenen Signal
*) je nach Berechnung der max. Streckendämpfung			
**) C37.94 original bestimmt nur für Multimodus; unter Verwendung des gleichen Sammlers und Datenformat wie C37.94			

Hardware

IED

Tabelle 88. Gehäuse

Material	Stahlblech
Frontplatte	Stahlblechprofil mit Ausschnitt für HMI
Oberflächen- behandlung	Aluzink vorbeschichteter Stahl
Endbearbeitung	Hellgrau (RAL 7035)

Tabelle 89. Wasser- und Staubschutzlevel gemäß IEC 60529

Frontseite	IP40 (IP54 mit Dichtungstreifen)
Rückseite, Seiten, Decke und Boden	IP20

Tabelle 90. Gewicht

Gehäusegröße	Gewicht
6U, 1/2 x 19"	≤ 10 kg
6U, 3/4 x 19"	≤ 15 kg
6U, 1/1 x 19"	≤ 18 kg

Anschlussystem

Tabelle 91. Strom- und Spannungswandler-Anschlüsse

Verbindertyp	Nennspannung und - strom	Maximaler Leiterquerschnitt
Durchgangsklemme	250 V AC, 20 A	4 mm ²
Terminalblöcke geeignet für Ringkabelschuh	250 V AC, 20 A	4 mm ²

Tabelle 92. Binäres E/A Anschlussystem

Verbindertyp	Bemessene Spannung	Maximaler Leiterquerschnitt
Schraubkompressionstyp	250 V AC	2,5 mm ² 2 × 1 mm ²
Terminalblöcke geeignet für Ringanschlusstechnik	300 V AC	3 mm ²

IED Grund-Funktionen

Tabelle 93. Selbstüberwachung mit interner Ereignisliste

Daten	Wert
Aufnahmeart	Kontinuierlich, ereigniskontrolliert
Listengröße	1000 Ereignisse, FIFO

Tabelle 94. Zeitsynchronisierung, Absolutzeiterfassung

Funktion	Wert
Auflösung der Absolutzeiterfassung, Ereignisse und gesammelte Messwerte	1 ms
Absolutzeiterfassungsfehler mit Synchronisation einmal/Minute (minütliche Impulssynchronisierung), Ereignisse und gesammelte Messwerte	± 1.0 ms typischerweise
Absolutzeiterfassungsfehler mit SNTP Synchronisierung, gesammelte Messwerte	± 1.0 ms typischerweise

Tabelle 95. GPS-Zeitsynchronisierungsmodul (GSM)

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Empfänger	–	±1µs relatives UTC
Zeit zur zuverlässigen Zeitreferenz mit Antenne in neuer Position oder nach einer Abschaltung länger als 1 Monat	<30 Minuten	–
Zeit zur zuverlässigen Zeitreferenz nach Abschaltung über mehr als 48 Stunden	<15 Minuten	–
Zeit zur zuverlässigen Zeitreferenz nach Abschaltung über weniger als 48 Stunden	<5 Minuten	–

Tabelle 96. GPS – Antenne und Kabel

Funktion	Wert
Maximale Antennenkabeldämpfung	26 db @ 1.6 GHz
Antennenkabelimpedanz	50 ohm
Blitzschutz	Muss extern angeboten werden
Antennenkabelanschluss	SMA im Empfängerende TNC im Antennenende

Tabelle 97. IRIG-B

Menge	Bemessungswert
Anzahl Kanäle IRIG-B	1
Anzahl Kanäle PPS	1
Elektrischer Anschluss IRIG-B	BNC
Optischer Anschluss PPS	Typ ST
Fasertyp	62.5/125 µm Multimodalfaser

Stromabhängige Charakteristiken

Tabelle 98. Stromabhängige Charakteristiken nach ANSI

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Ansprechkurven: $t = \left(\frac{A}{(I^P - 1)} + B \right) \cdot k$ (Gleichung 4) Rückfallkurven: $t = \frac{t_r}{(I^2 - 1)} \cdot k$ (Gleichung 5) $I = I_{\text{measured}}/I_{\text{set}}$	k = 0.05-999 in Stufen von 0.01 falls nicht anders angegeben	-
ANSI Extrem inverse Nr. 1	A=28.2, B=0.1217, P=2.0, tr=29.1	ANSI/IEEE C37.112, Klasse 5 + 30 ms
ANSI very ivers Nr. 2	A=19.61, B=0.491, P=2.0, tr=21.6	
ANSI Normal ivers Nr. 3	A=0.0086, B=0.0185, P=0.02, tr=0.46	
ANSI moderately inverse Nr. 4	A=0.0515, B=0.1140, P=0.02, tr=4.85	
ANSI long time extremly inverse Nr. 6	A=64.07, B=0.250, P=2.0, tr=30	
ANSI long time very inverse Nr. 7	A=28.55, B=0.712, P=2.0, tr=13.46	
ANSI long time inverse Nr. 8	k=(0.01-1.20) in Stufen von 0.01 A=0.086, B=0.185, P=0.02, tr=4.6	

Tabelle 99. Stromabhängige-Charakteristiken nach IEC

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Ansprechkurven: $t = \left(\frac{A}{(I^P - 1)} \right) \cdot k$ (Gleichung 6) $I = I_{\text{measured}}/I_{\text{set}}$	k= (0.05-1.10) in Stufen von 0.01	-
Verzögerung bis inverse, IEC inverse	(0.000-60.000) s	± 0,5 % der eingestellten Zeit ± 10 ms
IEC Normal inverse Nr. 9	A=0.14, P=0.02	IEC 60255-3, Klasse 5 + 40 ms
IEC very inverse Nr. 10	A=13.5, P=1.0	
IEC Umgekehrt Nr. 11	A=0.14, P=0.02	
IEC Extremlu inverse Nr. 12	A=80.0, P=2.0	
IEC short-time inverse Nr. 13	A=0.05, P=0.04	
IEC long-time inverse Nr. 14	A=120, P=1.0	

Tabelle 99. Stromabhängige-Charakteristiken nach IEC, Fortsetzung

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
<p>Kundenspezifische Charakteristiken Nr. 17 Ansprechkurven:</p> $t = \left(\frac{A}{(I^P - C)} + B \right) \cdot k$ <p>(Gleichung 7)</p> <p>Rückfallkurven:</p> $t = \frac{TR}{(I^{PR} - CR)} \cdot k$ <p>(Gleichung 8)</p> <p>$I = I_{\text{measured}}/I_{\text{set}}$</p>	<p>k=0.5-999 in Stufen von 0.1 A=(0.005-200.000) in Stufen von 0.001 B=(0.00-20.00) in Stufen von 0.01 C=(0.1-10.0) in Stufen von 0.1 P=(0.005-3.000) in Stufen von 0.001 TR=(0.005-100.000) in Stufen von 0.001 CR=(0.1-10.0) in Stufen von 0.1 PR=(0.005-3.000) in Stufen von 0.001</p>	<p>IEC 60255, Klasse 5 + 40 ms</p>
<p>RI stromabhängige Charakteristik Nr. 18</p> $t = \frac{1}{0.339 - \frac{0.236}{I}} \cdot k$ <p>(Gleichung 9)</p> <p>$I = I_{\text{measured}}/I_{\text{set}}$</p>	<p>k= (0.05-999) in Stufen von 0.01</p>	<p>IEC 60255-3, Klasse 5 + 40 ms</p>
<p>Logarithmisch stromabhängige Charakteristik Nr. 19</p> $t = 5.8 - \left(1.35 \cdot \ln \frac{I}{k} \right)$ <p>(Gleichung 10)</p> <p>$I = I_{\text{measured}}/I_{\text{set}}$</p>	<p>k= (0.05-1.10) in Stufen von 0.01</p>	<p>IEC 60255-3, Klasse 5 + 40 ms</p>

Tabelle 100. Spannungsabhängige Charakteristiken für Zweistufen-Unterspannungsschutz (PUVM, 27)

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Typ-A-Kurve: $t = \frac{k}{\left(\frac{U < -U}{U <}\right)}$ (Gleichung 11) $U < = U_{\text{set}}$ $U = UV_{\text{measured}}$	$k = (0.05-1.10)$ in Stufen von 0.01	Class 5 +40 ms
Typ-B-Kurve: $t = \frac{k \cdot 480}{\left(32 \cdot \frac{U < -U}{U <} - 0.5\right)^{2.0}} + 0.055$ (Gleichung 12) $U < = U_{\text{set}}$ $U = U_{\text{measured}}$	$k = (0.05-1.10)$ in Stufen von 0.01	
Programmierbare Kurve: $t = \left[\frac{k \cdot A}{\left(B \cdot \frac{U < -U}{U <} - C\right)^P} \right] + D$ (Gleichung 13) $U < = U_{\text{set}}$ $U = U_{\text{measured}}$	$k = (0.05-1.10)$ in Stufen von 0.01 $A = (0.005-200.000)$ in Stufen von 0.001 $B = (0.50-100.00)$ in Stufen von 0.01 $C = (0.0-1.0)$ in Stufen von 0.1 $D = (0.000-60.000)$ in Stufen von 0.001 $P = (0.000-3.000)$ in Stufen von 0.001	

Tabelle 101. Spannungsabhängige Charakteristiken für Zweistufen-Überspannungsschutz (POVM, 59)

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
<p>Typ-A-Kurve:</p> $t = \frac{k}{\left(\frac{U - U_{>}}{U_{>}}\right)}$ <p>(Gleichung 14)</p> <p>$U_{>} = U_{\text{set}}$ $U = U_{\text{measured}}$</p>	<p>k = (0.05-1.10) in Stufen von 0.01</p>	<p>Class 5 +40 ms</p>
<p>Typ-B-Kurve:</p> $t = \frac{k \cdot 480}{\left(32 \cdot \frac{U - U_{>}}{U_{>}} - 0.5\right)^{2.0} - 0.035}$ <p>(Gleichung 15)</p>	<p>k = (0.05-1.10) in Stufen von 0.01</p>	
<p>Typ-C-Kurve:</p> $t = \frac{k \cdot 480}{\left(32 \cdot \frac{U - U_{>}}{U_{>}} - 0.5\right)^{3.0} - 0.035}$ <p>(Gleichung 16)</p>	<p>k = (0.05-1.10) in Stufen von 0.01</p>	
<p>Programmierbare Kurve:</p> $t = \frac{k \cdot A}{\left(B \cdot \frac{U - U_{>}}{U_{>}} - C\right)^P} + D$ <p>(Gleichung 17)</p>	<p>k = (0.05-1.10) in Stufen von 0.01 A = (0.005-200.000) in Stufen von 0.001 B = (0.50-100.00) in Stufen von 0.01 C = (0.0-1.0) in Stufen von 0.1 D = (0.000-60.000) in Stufen von 0.001 P = (0.000-3.000) in Stufen von 0.001</p>	

Tabelle 102. Umkehrzeiteigenschaften für Zweistufen-Überspannungsschutz (POVM, 59N)

Funktion	Bereich oder Wert	Genauigkeit
Typ-A-Kurve: $t = \frac{k}{\left(\frac{U - U >}{U >}\right)}$ (Gleichung 18) $U > = U_{\text{set}}$ $U = U_{\text{measured}}$	k = (0.05-1.10) in Stufen von 0.01	Class 5 +40 ms
Typ-B-Kurve: $t = \frac{k \cdot 480}{\left(32 \cdot \frac{U - U >}{U >} - 0.5\right)^{2.0} - 0.035}$ (Gleichung 19)	k = (0.05-1.10) in Stufen von 0.01	
Typ-C-Kurve: $t = \frac{k \cdot 480}{\left(32 \cdot \frac{U - U >}{U >} - 0.5\right)^{3.0} - 0.035}$ (Gleichung 20)	k = (0.05-1.10) in Stufen von 0.01	
Programmierbare Kurve: $t = \frac{k \cdot A}{\left(B \cdot \frac{U - U >}{U >} - C\right)^P} + D$ (Gleichung 21)	k = (0.05-1.10) in Stufen von 0.01 A = (0.005-200.000) in Stufen von 0.001 B = (0.50-100.00) in Stufen von 0.01 C = (0.0-1.0) in Stufen von 0.1 D = (0.000-60.000) in Stufen von 0.001 P = (0.000-3.000) in Stufen von 0.001	

8. Bestellung

Hinweise

Um eine reibungslose Bearbeitung der Bestellung zu gewährleisten, bitten wir Sie, die aufgeführten Regeln zu beachten. Bitte beachten Sie, dass einige Funktionen nur in Kombination mit anderen Funktionen bestellt werden können und dass manche Funktionen spezifische Hardware-Vorraussetzungen erfordern.

Grund-Hardware und -Funktionen

Plattform und Grundfunktionen

Basisplattform IED 670 und übliche Funktionen im gewählten Gehäuse

Gebrauchsanweisungen auf CD

Bedienungsanleitung

Installations- und Inbetriebnahmeanleitung

Technische Referenzhandbuch

Anwendungshandbuch

Kurzeinführung

IED Grund-Funktionen

Selbstüberwachung mit interner Ereignisliste
Zeit- und Synchronisierungsfehler
Zeitsynchronisierung
Parameter setting groups
Prüfmodus-Funktionalität
Änderungssperrfunktion
IED-Kennzeichnungen
Produktinformationen
Verschiedenes auf gemeinsamer Basis
IED Laufzeitvergleich
Nenn-Systemfrequenz
Signalmatrix für Binäreingänge
Signalmatrix für Binärausgänge
Signalmatrix für mA-Eingänge
Signalmatrix für Analogeingänge
Summierung Block 3 Phase
Parametereinstellfunktion für HMI in PCM 600
Lokale HMI Signale
Steuerhochheitstatus
Steuerhochheitcheck
FTP Zugang mit Passwort
SPA Kommunikationsfunktion

Impedanzschutz

Phasenauswahl mit Lastaussparung, polygone Kennlinien
Identifikation von fehlerhaften Phasen mit Lastaussparung
Eischaltefehlerschutzlogik, auf Spannungs- und Strombasis (*PSOF*)

Überstromschutz

Prüfung von Leiterbruch (*PTOC*)

Spannungsschutz

Prüfung auf Spannungsverlust (*PTUV, 27*)

Steuerung

Logikdrehshalter zur Funktionswahl und LHMI Präsentation (*SLGGIO*)
Auswahlminischalter (*VSGGIO*)
IEC 618850 allgemeine Kommunikation I/O Funktionen (*DPGGIO*)
Einzelpunkt allgemeine Steuerung 8 Signale

Signalvergleichlogik

Lokale Beschleunigungslogik (*PLAL*)

Logik

Auslöselogik (*PTRC, 94*)
Auslösematrixlogik (*GGIO*)
Konfigurierbare Logikblöcke
Funktionsblock mit fest definierten Signalen
Boolesche 16 zu Integer Konvertierung mit logischer Knotendarstellung
Konvertierung Integer 16 mit logischer Knotendarstellung

Überwachung

Messungen (*MMXU, MSQI*)
Funktionsblock zur Momentanwertrepräsentation der analogen Eingänge
Ereigniszähler
Ereignisfunktion
Stördatenaufzeichnung (*RDRE*)
IEC 61850 generic E/A Kommunikation-Funktionen (*SPGGIO, SP16GGIO, MVGGIO*)
Logischer Signalstatusbericht
Fehlerortung (*RFLO*)
Messwert-Expansionsblock

Messung

Impulszählerlogik (*GGIO*)
Energimessung und Bedarfshandhabung (*MMTR*)

Stationskommunikation

SPA Kommunikationsprotokoll
LON-Kommunikationsprotokoll
IEC 60870-5-103 Kommunikationsprotokoll
Funktionsauswahl zwischen SPA und IEC 60870-5-103 für SLM
DNP3.0 für TCP/IP Kommunikationsprotokoll
DNP3.0 für EIA-485 Kommunikationsprotokoll
Parametereinstellungsfunktion für IEC 61850
Horizontale Kommunikation über GOOSE für Verriegelung
Goose Binärempfang
Einzelbefehl, 16 Signale
AutomationBits, Befehlsfunktion für DNP3.0
Multiple Befehle und Übertragung
Ethernetkonfiguration von Verbindung

Fernkommunikation

Binärer Signaltransfer zur Gegenstation, 32 Signale
Binärer Signaltransfer zur Gegenstation, 8 Signale
Übertragung analoger Daten vom LDCM
Empfang analoger Daten vom entfernten LDCM
Empfang des binären Status vom entfernten LDCM, 8 Signale
Empfang des binären Status vom entfernten LDCM, 32 Signale

Hardware

Numerisches Aufarbeitungsmodul

Produktspezifikation

REL 670

Menge:

1MRK 002 812-AB

Default:

Das IED wird mit meiner Vorkonfiguration geliefert. Verwenden Sie das Konfigurations- und Programmierungswerkzeug (PCM 600), um die Konfiguration zu erstellen oder zu modifizieren. Das gleiche Werkzeug kann auch zur Adaption einer enthaltenen Beispielfunktion verwendet werden.

Option:

Kundenspezifische Konfiguration

Nach Aufforderung

Anschlusstyp für Stromversorgungsmodule und E/A-Module

Regel: Gleicher Verbindungstyp für Stromversorgungs- und E/A Module muss bestellt werden

Standard Kompressionsverbindungsklemmen

1MRK 002 960-
AA

Ringanschlusstechnikklemmen

1MRK 002 960-
BA

Stromversorgungsmodul

Regel: Ein Stromversorgungsmodul muss angegeben werden

Stromversorgungsmodul (PSM)

24-60 - VDC 1MRK 002 239-AB

90-250 - VDC 1MRK 002 239-BB

Impedanzschutz

Regel: Ein und nur eine der Alternativen (Alt. 1-3) müssen bestellt werden

Alternative 1: Regel: Alle Funktionen innerhalb der alternativen müssen bestellt werden
 Distanzschutz zonen, quadrilaterale Charakteristik (PDIS, 21)

Mge: 1 2 3 4 5 1MRK 002 904-XA

Distanzschutz, quadrilaterale Charakteristik (RDIR)

Mge: 1MRK 002 904-YA

Alternative 2: Regel: Alle Funktionen innerhalb der alternativen müssen bestellt werden
 Distanzmess zonen, quadrilaterale Charakteristik für reihenkompen sierte Leitungen, einschließlich der Phase der Auswahl (PDIS, 21)

Mge: 1 2 3 4 5 1MRK 002 925-AA

Richtungsimpedanz quadrilaterale Charakteristik für reihenkompen sierte Leitungen (RDIR)

Mge: 1MRK 002 925-CB

Alternative 3: Regel: Alle Funktionen innerhalb der alternativen müssen bestellt werden
 Vollschema-Distanzmessung, Mho-Kennlinie (PDIS, 21)

Mge: 1 2 3 4 5 1MRK 002 925-EA

Vollschema-Distanzmessung, quadrilaterale für Mho-Kennlinie (PDIS, 21)

Mge: 1 2 3 4 5 1MRK 002 925-GA

Richtungsimpedanz für Mho-Kennlinie (RDIR)

Mge: 1MRK 002 924-PA

Zusätzlicher Abstand Schutz direktionale Funktion für Erdschluss (RDIR)

Mge: 1MRK 002 908-VA

Mho Impedanz Überwachung Logik (GAPC)

Mge: 1MRK 002 908-UA

Optionale Funktionen

Differentialschutz

1-phasiger hochohmiger Differentialschutz (PDIF, 87) Mge: 1 2 3 1MRK 002 901-HA

Impedanzschutz

Erfassung von Netzpendelungen (RPSB, 78) Mge: 1MRK 002 904-NA

Netzpendelungen-Logik (RPSL) Mge: 1MRK 002 924-RA

Polschlupfschutz (PPAM, 78) Mge: 1 2 1MRK 002 925-LA

Phasenbevorzugungslogik (PHIZ) Mge: 1MRK 002 908-LA

Überstromschutz

Unverzögerter Phasenüberstromschutz (<i>PIOC, 50</i>)	Mge:	1 2 3 <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	1MRK 002 906-AB
Vierstufiger-Phasenüberstromschutz (<i>PTOV, 51/67</i>)	Mge:	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	1MRK 002 906-BB
Unverzögerter Erdfehlerschutz (<i>PIOC, 50N</i>)	Mge:	1 2 3 <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	1MRK 002 906-CB
Vier Stufen Erdfehlerschutz (<i>PTOC, 51N/67N</i>)	Mge:	1 2 3 <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	1MRK 002 906-DB
Empfindlicher gerichteter Erdfehler- und Leistungsschutz (<i>PSDE, 67N</i>)	Mge:	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	1MRK 002 907-DA
Thermischer Überlastschutz, eine Zeitkonstante (<i>PTTR, 26</i>)	Mge:	1 2 <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	1MRK 002 906-LB
Leistungsschalerversagerschutz (<i>RBRF, 50BF</i>)	Mge:	1 2 <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	1MRK 002 906-RB
Stichleitungsschutz (<i>PTOC, 50STB</i>)	Mge:	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	1MRK 002 906-ZB
Pol gleichlauf Schutz (<i>RPLD, 52PD</i>)	Mge:	1 2 <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	1MRK 002 907-AB
Gerichteter Minimalleistungsschutz(<i>PDUP, 37</i>)	Mge:	1 2 <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	1MRK 002 902-FA
Gerichteter Maximalleistungsschutz (<i>PDOP, 32</i>)	Mge:	1 2 <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	1MRK 002 902-GA

Spannungsschutz

Zwei Stufen Unterspannungsschutz (<i>PTUV, 27</i>)	Mge:	1 2 <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	1MRK 002 908-AB
Zwei Stufen Überspannungsschutz (<i>POVM, 59</i>)	Mge:	1 2 <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	1MRK 002 908-DB
Zwei Stufen Nullspannungsschutz (<i>POVM, 59N</i>)	Mge:	1 2 <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	1MRK 002 908-GB
Übererregungsschutz (<i>PVPH, 24</i>)	Mge:	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	1MRK 002 908-MB
Spannungsdifferentialschutz (<i>PTOV, 60</i>)	Mge:	1 2 <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	1MRK 002 924-TA

Frequenzschutz

Unterfrequenzschutz(*PTUF, 81*)

Mge: 1 2 1MRK 002 908-NB

Überfrequenzschutz(*PTUF, 81*)

Mge: 1 2 1MRK 002 908-RB

Gradientenfrequenzschutz (*PFRC, 81*)

Mge: 1 2 1MRK 002 908-SA

Mehrzweckschutz

Allgemeine Strom- und spannungsbasierte
Schutzfunktion (*GAPC*)

Mge: 1 2 3 4 1MRK 002 902-AA

Überwachung des Sekundärsystems

Stromwandlerkreisüberwachung (*RDIF*)

Mge: 1 2 1MRK 002 914-AA

Spannungswandlerkreis-überwachung (*RFUF*)

Mge: 1 2 3 1MRK 002 914-GB

Steuerung

Synchrocheck, Einschaltprüfung und Synchronisierung
(*RSYN, 25*)

Mge: 1 2 1MRK 002 916-AB

Wiedereinschaltautomatik (*RREC,*
79)

Mge: 1 2 3 4 1MRK 002 916-EB

*Regel: Nur eine Schaltgerätesteuerung kann bestellt
werden*

Schaltgerätesteuerung für einzelnes Feld, max. 8
Schaltgeräte (1LS) inkl. Verriegelung

1MRK 002 916-GC

Schaltgerätesteuerung für einzelnes Feld, max. 15
Schaltgeräte (2LSs) inkl. Verriegelung

1MRK 002 916-HC

Signalvergleich-Logik

Regel: Nur eine von (ZCPSCH, 85/ZC1PPSCH, 85) kann bestellt werden

Signalvergleichslogik für Distanzschutz oder Überstromschutz (ZCPSCH, 85) 1MRK 002 904-RA

Phasengetrennte Signalvergleichslogik für Distanzschutz (ZC1PPSCH, 85) 1MRK 002 924-VA

Regel: Nur eine von (ZCPSCH, 85/ZC1WPSCH, 85) kann bestellt werden

Stromumkehr- und Schwacheinspeislogik für Distanzschutz (ZCRWPSCH, 85) 1MRK 002 904-SA

Stromrichtungsumkehr- und Schwacheinspeislogik für phasenselektive Kommunikation (ZC1WPSCH, 85) 1MRK 002 925-DA

Signalvergleichslogik für Erdfehlerstromschutz (ECPSCH, 85) 1MRK 002 906-GA

Stromrichtungsumkehr- und Schwacheinspeislogik für Erdfehlerstromschutz (ECRWPSCH, 85) 1MRK 002 906-HA

Logik

Regel: Eine Funktion ist als Grundfunktion enthalten

Auslöselogik (PTRC, 94) Mge: 2 1MRK 002 917-AA

Erste HMI Sprache

Regel: Eine Sprache muss bestellt werden

HMI Sprache, Englisch IEC 1MRK 002 930-AA

HMI Sprache, Englisch ANSI 1MRK 002 930-BA

Zusätzliche HMI-Sprache

Regel: Maximal eine Alternative kann ausgewählt werden

HMI Sprache, Deutsch 1MRK 002 920-AA

HMI Sprache, Russisch 1MRK 002 920-BA

HMI Sprache, Französisch 1MRK 002 920-CA

HMI Sprache, Spanisch 1MRK 002 920-DA

HMI Sprache, Italienisch 1MRK 002 920-EA

HMI Sprache, Polnisch 1MRK 002 920-GA

HMI Sprache, Ungarisch 1MRK 002 920-FA

HMI Sprache, Tschechisch 1MRK 002 920-HA

HMI Sprache, Schwedisch 1MRK 002 920-KA

Optionale Hardware

Mensch-Maschine-Schnittstelle

Regel: Eine muss bestellt werden

Kleindisplay - nur Text, IEC Symbole, 1/2 19"

1MRK 000 008-HB

Kleindisplay - nur Text, IEC Symbole, 3/4 19"

1MRK 000 008-PB

Kleindisplay - nur Text, IEC Symbole, 1/1 19"

1MRK 000 008-KB

Grafikanzeige im mittelgroßen Display-Format, IEC Symbole, 1/2 19"

1MRK 000 008-LB

Grafikanzeige im mittelgroßen Display-Format, IEC Symbole, 3/4 19"

1MRK 000 008-NB

Grafikanzeige im mittelgroßen Display-Format, IEC Symbole, 1/1 19"

1MRK 000 008-MB

Grafikanzeige im mittelgroßen Display-Format, ANSI Symbole, 1/2 19"

1MRK 000 008-LC

Grafikanzeige im mittelgroßen Display-Format, ANSI Symbole, 3/4 19"

1MRK 000 008-NC

Grafikanzeige im mittelgroßen Display-Format, ANSI Symbole, 1/1 19"

1MRK 000 008-MC

Analoges System

Regel: Ein Transformatoreingangsmodul TRM muss bestellt werden

Hinweis: Der gleiche Typ von Verbindungsterminalen muss für beide TRMs bestellt werden

Transformator-Eingangsmodul mit Ringanschlusstechnik-Klemmen	9I+3U, 1A, 50/60 Hz	Mge:	<input type="checkbox"/> 1	<input type="checkbox"/> 2	1MRK 002 247-BG
Transformator-Eingangsmodul mit Ringanschlusstechnik-Klemmen	9I+3U, 5A, 50/60 Hz	Mge:	<input type="checkbox"/> 1	<input type="checkbox"/> 2	1MRK 002 247-BH
Transformator-Eingangsmodul mit Ringanschlusstechnik-Klemmen	5I, 1A+4I, 5A+3U, 50/60 Hz	Mge:	<input type="checkbox"/> 1	<input type="checkbox"/> 2	1MRK 002 247-BK
Transformator-Eingangsmodul mit Ringanschlusstechnik-Klemmen	7I+5U, 1A, 50/60 Hz	Mge:	<input type="checkbox"/> 1	<input type="checkbox"/> 2	1MRK 002 247-AP
Transformator-Eingangsmodul mit Ringanschlusstechnik-Klemmen	7I+5U, 5A, 50/60 Hz	Mge:	<input type="checkbox"/> 1	<input type="checkbox"/> 2	1MRK 002 247-AR
Transformator-Eingangsmodul mit Ringanschlusstechnik-Klemmen	6I+6U, 1A, 50/60 Hz	Mge:	<input type="checkbox"/> 1	<input type="checkbox"/> 2	1MRK 002 247-AG
Transformator-Eingangsmodul mit Ringanschlusstechnik-Klemmen	6I+6U, 5A, 50/60 Hz	Mge:	<input type="checkbox"/> 1	<input type="checkbox"/> 2	1MRK 002 247-AH
Transformator-Eingangsmodul mit Ringanschlusstechnik-Klemmen(<i>Nur als zweites TRM</i>)	6I, 1A, 50/60 Hz	Mge:		<input type="checkbox"/> 1	1MRK 002 247-DG
Transformator-Eingangsmodul mit Ringanschlusstechnik-Klemmen(<i>Nur als zweites TRM</i>)	6I, 5A, 50/60 Hz	Mge:		<input type="checkbox"/> 1	1MRK 002 247-DH
Transformatoreingabemodule, Ringklemmenterminale	9I+3U, 1A, 50/60 Hz	Mge:	<input type="checkbox"/> 1	<input type="checkbox"/> 2	1MRK 002 247-BC
Transformatoreingabemodule, Ringklemmenterminale	9I+3U, 5A, 50/60 Hz	Mge:	<input type="checkbox"/> 1	<input type="checkbox"/> 2	1MRK 002 247-BD
Transformatoreingabemodule, Ringklemmenterminale	5I, 1A+4I, 5A+3U, 50/60 Hz	Mge:	<input type="checkbox"/> 1	<input type="checkbox"/> 2	1MRK 002 247-BF
Transformatoreingabemodule, Ringklemmenterminale	7I+5U, 1A, 50/60 Hz	Mge:	<input type="checkbox"/> 1	<input type="checkbox"/> 2	1MRK 002 247-AS
Transformatoreingabemodule, Ringklemmenterminale	7I+5U, 5A, 50/60 Hz	Mge:	<input type="checkbox"/> 1	<input type="checkbox"/> 2	1MRK 002 247-AT
Transformatoreingabemodule, Ringklemmenterminale	6I+6U, 1A, 50/60 Hz	Mge:	<input type="checkbox"/> 1	<input type="checkbox"/> 2	1MRK 002 247-AC

Transformatoreingabemodule, Ringklemmenterminale	6I+6U, 5A, 50/60 Hz	Mge:	1 <input type="checkbox"/>	2 <input type="checkbox"/>	1MRK 002 247-AD
Transformatoreingabemodule, Ringklemmenterminale <i>(Nur als zweites TRM)</i>	6I, 1A, 50/60 Hz	Mge:	1 <input type="checkbox"/>		1MRK 002 247-DC
Transformatoreingabemodule, Ringklemmenterminale <i>(Nur als zweites TRM)</i>	6I, 5A, 50/60 Hz	Mge:	1 <input type="checkbox"/>		1MRK 002 247-DD

Hinweis: Ein Analog digital conversion module mit Zeitsynchronisierung wird mit jedem Transformatoreingabemodul mitgeliefert.

Gehäusegröße

Beim Bestellen von E/A-Modulen bitte die maximal Anzahl gemäß der unten stehenden Tabelle beachten.

Hinweis: Die Standard-Anordnungsreihenfolge für E/A-Module lautet von links nach rechts, von der Rückseite des IED her gesehen, BIM-BOM-SOM-IOM-MIM-GSM aber auch eine freie Anordnung ist möglich. Nur das GSM (GPS-Zeitsynchronisierungsmodul) hat eine bestimmte Steckplatzbezeichnung, welche von der Gehäusegröße abhängt.

Hinweis: Die maximale Menge der E/A-Module hängt vom Typ der Verbindungsterminale ab.

Maximale Anzahl von E/A-Modulen

Gehäusegrößen	BIM	IOM	BOM/ SOM	MIM	GSM	Maximal im Gehäuse	
1/1 x 19", ein (1) TRM	14	6	4	4	1	14 (max. 4 BOM+SOM +MIM)	<input type="checkbox"/> 1MRK 000 151-NC
1/1 x 19", zwei (2) TRM	11	6	4	4	1	11 (max. 4 BOM+SOM +MIM)	<input type="checkbox"/> 1MRK 000 151-ND
3/4 x 19", ein (1) TRM	8	6	4	1	1	8 (max. 4 BOM+SOM+1 MIM)	<input type="checkbox"/> 1MRK 000 151-NB
3/4 x 19", zwei (2) TRM	5	5	4	1	1	5 (max. 4 BOM+SOM+1 MIM)	<input type="checkbox"/> 1MRK 000 151-NE
1/2 x 19", ein (1) TRM	3	3	3	0	1	3	<input type="checkbox"/> 1MRK 000 151-NA

Maximale Menge an E/A-Modulen mit Ringklemmenterminalen, Modulbegrenzungen siehe oben

Gehäusegrößen	Maximal im Gehäuse	Mögliche Positionen für E/A Module mit Ringklemmen	
1/1 x 19", ein (1) TRM	7	P3, P5, P7, P9, P11, P13, P15 <i>Hinweis: Keine Ringklemmen in P15 wenn GSM bestellt wird</i>	<input type="checkbox"/> 1MRK 000 151-NC
1/1 x 19", zwei (2) TRM	5	P3, P5, P7, P9, P11	<input type="checkbox"/> 1MRK 000 151-ND
3/4 x 19", ein (1) TRM	4	P3, P5, P7, P9 <i>Hinweis: Keine Ringklemmen in P9 wenn GSM bestellt wird</i>	<input type="checkbox"/> 1MRK 000 151-NB
3/4 x 19", zwei (2) TRM	2	P3, P5	<input type="checkbox"/> 1MRK 000 151-NE
1/2 x 19", ein (1) TRM	1	P3	<input type="checkbox"/> 1MRK 000 151-NA

Binäre Eingabe/Ausgabemodule

Binäreingangsmodul (BIM) 16 Eingänge

RL 24-30 VDC

Mge: 1 2 3 4 5 6 7

8 9 10 11 12 13 14

1MRK 000 508-DB

RL 48-60 VDC

Mge: 1 2 3 4 5 6 7

8 9 10 11 12 13 14

1MRK 000 508-AB

RL 110-125 VDC

Mge: 1 2 3 4 5 6 7

8 9 10 11 12 13 14

1MRK 000 508-BB

RL 220-250 VDC

Mge: 1 2 3 4 5 6 7

8 9 10 11 12 13 14

1MRK 000 508-CB

Binäreingangsmodul (BIMp) mit erweiterten
Impulszählerfähigkeiten, 16 Eingänge

RL 24-30 VDC

Mge: 1 2 3 4 5 6 7

8 9 10 11 12 13 14

1MRK 000 508-HA

RL 48-60 VDC

Mge: 1 2 3 4 5 6 7

8 9 10 11 12 13 14

1MRK 000 508-EA

RL 110-125 VDC

Mge: 1 2 3 4 5 6 7

8 9 10 11 12 13 14

1MRK 000 508-FA

RL 220-250 VDC

Mge: 1 2 3 4 5 6 7

8 9 10 11 12 13 14

1MRK 000 508-GA

Binäreausgangsmodul 24 Ausgänge (BOM) Mge: 1 2 3 4 1MRK 000 614-AB

Statisches binäres Ausgangsmodul (SOM) Mge: 1 2 3 4 1MRK 002 614-AA

Binäres Eingangs-/Ausgangsmodul (IOM) 8 Eingänge, 10 Ausgänge, 2 Hochgeschwindigkeitsausgänge

RL 24-30 VDC Mge: 1 2 3 4 5 6 1MRK 000 173-GB

RL 48-60 VDC Mge: 1 2 3 4 5 6 1MRK 000 173-AC

RL 110-125 VDC Mge: 1 2 3 4 5 6 1MRK 000 173-BC

RL 220-250 VDC Mge: 1 2 3 4 5 6 1MRK 000 173-CC

Binäres Eingangs-/Ausgangsmodul (IOM mit MOV) 8 Eingänge, 10 Ausgänge, 2 Hochgeschwindigkeitsausgänge

RL 24-30 VDC Mge: 1 2 3 4 5 6 1MRK 000 173-GC

RL 48-60 VDC Mge: 1 2 3 4 5 6 1MRK 000 173-AD

RL 110-125 VDC Mge: 1 2 3 4 5 6 1MRK 000 173-BD

RL 220-250 VDC Mge: 1 2 3 4 5 6 1MRK 000 173-CD

mA Eingangsmodul 6 Kanäle (MIM) Mge: 1 2 3 4 1MRK 000 284-AB

Stationskommunikationsports

Nur eines der optischen Ethernet bzw. SPA/LON/IEC-103 Module kann bestellt werden.

Optisches Ethernetmodul, 1 Glasfaser-Schnittstelle 1MRK 002 266-AA

Optisches Ethernetmodul, 2 Glasfaser-Schnittstellen 1MRK 002 266-BA

Seriell SPA/IEC 60870-5-103 und LON Kommunikationsmodul (Kunststoff-Faser) 1MRK 001 608-AA

Seriell SPA /IEC 60870-5-103 (Kunststoff-Faser) und LON (Glasfaser) Kommunikationsmodul 1MRK 001 608-BA

Seriell SPA/IEC 60870-5-103 und LON Kommunikationsmodul (Glasfaser) 1MRK 001 608-CA

Galvanisches RS485 Kommunikationsmodul für DNP 3.0 1MRK 002 309-AA

Serielle Kommunikation mit der Gegenstation für C37.94

Regel: Max. zwei LDCM können bestellt werden, only one LDCM in 1/2 x 19" case

Optisches Kurzentfernung-Leitungsdatenkommunikationsmodul (Multimode 900 nm) (SR LDCM)	Mge:	1 <input type="checkbox"/>	2 <input type="checkbox"/>	1MRK 002 122-AB
Optisches Mittelentfernung-Leitungsdatenkommunikationsmodul (Monomode 1310 nm) (MR LDCM)	Mge:	1 <input type="checkbox"/>	2 <input type="checkbox"/>	1MRK 002 311-AA
Optisches Grossentfernung-Leitungsdatenkommunikationsmodul (Monomode 1550 nm) (LR LDCM)	Mge:	1 <input type="checkbox"/>	2 <input type="checkbox"/>	1MRK 002 311-BA
Galvanisches X21 Leitungsdatenkommunikationsmodul (X21 LDCM)	Mge:	1 <input type="checkbox"/>	2 <input type="checkbox"/>	1MRK 002 307-AA

Zeitsynchronisierung

Regel: Nur eine Zeitsynchronisierung kann bestellt werden.

GPS Zeitsynchronisierungsmodul	<input type="checkbox"/>	1MRK 002 282-AA
IRIG-B Zeitsynchronisierungsmodul	<input type="checkbox"/>	1MRK 002 305-AA

Befestigungsgarnituren

19" Rahmenmontagekit für 1/2 x 19" Gehäuse oder 2xRHGS6 oder RHGS12	Menge:	<input type="checkbox"/>	1MRK 002 420-BB
19" Rahmenmontagekit für 3/4 x 19" IED oder 3 x RHGS6	Menge:	<input type="checkbox"/>	1MRK 002 420-BA
19" Rahmenmontageset für 1/1 x 19" IED	Menge:	<input type="checkbox"/>	1MRK 002 420-CA
<i>Regel: Wandmontage ist nicht für die Kommunikation Module mit Glasfaser-Anschluss empfohlen; Serial SPA / IEC 60870-5-103 und LON-Kommunikationsmodul (SLM), Optical Ethernet Modul (OEM) und Line-Daten Kommunikationsmodul (LDCM).</i>			
Wandmontagesatz für alle IED	Menge:	<input type="checkbox"/>	1MRK 002 420-DA
Einbaumontagesatz für alle IED	Menge:	<input type="checkbox"/>	1MRK 000 020-Y
Einbaumontagesatz + IP54 Dichtung (fabriksmontiert). Kann nicht separat bestellt werden müssen deshalb bei der Bestellung angegebenen ein IED werden.	Menge:	<input type="checkbox"/>	1MRK 002 420-EA

Zubehör

GPS-Antennen- und Befestigungsdetails

GPS-Antenne einschließlich Befestigungs-Garnitur	Menge:	<input type="checkbox"/>	1MRK 001 640-AA
Antennenkabel, 20 m	Menge:	<input type="checkbox"/>	1MRK 001 665-AA
Antennenkabel, 40 m	Menge:	<input type="checkbox"/>	1MRK 001 665-BA

Schnittstellen-Umsetzer (für Gegenstations-Datenkommunikation)

Externer Schnittstellenumsetzer von C37.94 zu G703 inklusive 1 U 19" Rahmenmontagezubehör	Menge:	1 <input type="checkbox"/> 2 <input type="checkbox"/>	1MRK 002 245-AA
Externer Schnittstellenumsetzer von C37.94 zu G703.E1	Menge:	1 <input type="checkbox"/> 2 <input type="checkbox"/>	1MRK 002 245-BA

Prüfschalter

Das Prüfsystem COMBITEST für die Verwendung mit IED 670 Produkten wird in 1MRK 512 001-BEN und 1MRK 001024-CA beschrieben. Bitte besuchen Sie die Website: www.abb.com/substationautomation and ABB Product Guide > High Voltage Products > Protection and Control > Modular Relay > Test Equipment für detaillierte Informationen. Wenn FT Schalter in Betracht gezogen werden, besuchen Sie bitte die Website: [www.abb.com>ProductGuide>Medium Voltage Products>Protection and Control \(Distribution\)](http://www.abb.com>ProductGuide>MediumVoltageProducts>ProtectionandControl(Distribution)) für detaillierte Information.

Wegen der hohen Flexibilität unseres Produkts und der breiten Vielfalt von möglichen Anwendungen müssen die Prüfschalter für jede spezifische Anwendung ausgewählt werden.

Wählen Sie Ihren passenden Prüfschalter aus den in der Referenzdokumentation gezeigten verfügbaren Kontaktanordnungen.

Unsere Vorschläge für geeignete Varianten:

Einzel-Leistungsschalter/Ein- oder dreiphasige Auslösung mit interner Sternpunktbildung (Bestellnummer RK926 315-AK).

Einzel-Leistungsschalter/Ein- oder dreiphasige Auslösung mit externer Sternpunktbildung (Bestellnummer RK926 315-AK).

Mehrfach-Leistungsschalter/Ein- oder dreiphasige Auslösung mit interner Sternpunktbildung (Bestellnummer RK926 315-BE).

Mehrfach-Leistungsschalter/Ein- oder dreiphasige Auslösung mit externer Sternpunktbildung (Bestellnummer RK926 315-BV).

Der "In-Prüfmodus"-Schließkontakt 29-30 an den RTXP-Prüfschaltern sollte an den Eingang des Prüf-Funktionsblocks angeschlossen werden, um eine einzelne Aktivierung von Funktionen während des Prüfens zu ermöglichen.

Prüfschalter Typ RTXP 24 sind separat bestellt werden. Finden Sie in Abschnitt ["Zugehörige Dokumente"](#) für die Bezugnahme auf die entsprechenden Dokumente.

RHGS 6 Gehäuse oder RHGS 12 Gehäuse mit montiertem RTXP 24 und der Ein / Aus für die DC-Versorgung bestellt werden separat zu wechseln. Finden Sie in Abschnitt ["Zugehörige Dokumente"](#) für die Bezugnahme auf die entsprechenden Dokumente.

Schutzabdeckung

Schutzabdeckung für die Rückseite von RHGS6, 6U, 1/4 x 19"	Menge:	<input type="checkbox"/>	1MRK 002 420-AE
Schutzabdeckung für die Rückseite von IED, 6U, 1/2 x 19"	Menge:	<input type="checkbox"/>	1MRK 002 420-AC
Schutzabdeckung für die Rückseite von IED, 6U, 3/4 x 19"	Menge:	<input type="checkbox"/>	1MRK 002 420-AB
Schutzabdeckung für die Rückseite für IED, 6U, 1/1 x 19"	Menge:	<input type="checkbox"/>	1MRK 002 420-AA

Externe Widerstandseinheit für hochohmigen Differentialschutz

Hochohmige Widerstand-Einheit 1-phasig mit einem spannungsabhängigen Widerstand und einem Widerstand für Einstellungen 20-100V	Menge:	1 <input type="checkbox"/> 2 <input type="checkbox"/> 3 <input type="checkbox"/>	RK795101-MA
Hochohmige Widerstand-Einheit, 3-phasig mit spannungsabhängigen Widerständen und Widerständen für Einstellungen 20-100V	Menge:	<input type="checkbox"/>	RK795101-MB
Hochohmige Widerstand-Einheit, 1-phasig mit einem spannungsabhängigen Widerstand und Widerstand für Einstellungen 100-400V	Menge:	1 <input type="checkbox"/> 2 <input type="checkbox"/> 3 <input type="checkbox"/>	RK795101-CB
Hochohmige Widerstand-Einheit, 3-phasig mit spannungsabhängigen Widerständen und Widerständen für Einstellungen 100-400V	Menge:	<input type="checkbox"/>	RK795101-DC

Combiflex

Schlüsselschalter zur Sperrung von Einstellungen über LCD-HMI	Menge:	<input type="checkbox"/>	1MRK 000 611-A
Hinweis: Um den Schlüsselschalter zu verbinden, müssen Zuleitungen mit 10 A Combiflex Buchsen an einem Ende verwendet werden.			
Reihenmontage-Garnitur	Menge:	<input type="checkbox"/>	1MRK 002 420-Z

Konfigurations- und Überwachungstools

Front-Verbindungskabel zwischen LCD-HMI und PC	Menge:	<input type="checkbox"/>	1MRK 001 665-CA
--	--------	--------------------------	-----------------

LED Etikettenspezialpapier DIN A4 Format, 1 St.	Menge:	<input type="checkbox"/>	1MRK 002 038-CA
LED Etikettenspezialpapier Letter-Format, 1 St.	Menge:	<input type="checkbox"/>	1MRK 002 038-DA
Schutz- und Steuerungs-IED-Manager PCM 600 PCM 600 ver. 1.5, IED Manager	Menge:	<input type="checkbox"/>	1MRK 003 395-AB
PCM 600 ver. 1.5, Engineering, IED Manager + CAP 531	Menge:	<input type="checkbox"/>	1MRK 003 395-BB
PCM 600 Engineering – Firmenlizenz	Menge:	<input type="checkbox"/>	1MRK 003 395-BL
PCM 600 ver. 1.5, Engineering, IED Manager + CAP 531 + CCT für IEC 61850-8-1 Konfiguration des IED	Menge:	<input type="checkbox"/>	1MRK 003 395-CB
PCM 600 Engineering Pro – 10 Lizenzen	Menge:	<input type="checkbox"/>	1MRK 003 395-CL

Gebrauchsanweisungen

Hinweis: Eine (1) CD "IED Connect" mit der Benutzerdokumentation (Bedienungsanleitung, Technisches Referenzhandbuch, Installations- und Inbetriebsetzungsanleitung, Anwendungshandbuch und Kurzeinführung), ein Anschlussmaterial-Paket und eine LED-Etikett-Schablone liegen immer jedem IED bei.

Regel: Bitte geben Sie die Menge zusätzlich benötigter CDs "IED Connect" an. Benutzerdokumentation

Menge: 1MRK 002 290-AB

*Regel: Bitte geben Sie die Anzahl der benötigten
gedruckten Handbücher an Bedienungsanleitung*

IEC Menge: 1MRK 506.276-UEN

ANSI Menge: 1MRK 506.276-UUS

Technisches Referenzhandbuch

IEC Menge: 1MRK 506.275-UEN

ANSI Menge: 1MRK 506.275-UUS

Installations- und Inbetriebnahmeanleitung

IEC Menge: 1MRK 506.277-UEN

ANSI Menge: 1MRK 506.277-UUS

Anwendungshandbuch

IEC Menge: 1MRK 506.278-UEN

ANSI Menge: 1MRK 506.278-UUS

Technischer Leitfaden IED 670-Produkte

Menge: 1MRK 511.179-UEN

Referenzinformation

Für unsere Referenz und die Statistik würden wir uns über folgende Anwendungsdaten freuen:

Land:

Endnutzer:

Stationsname:

Spannungspegel:

kV

Zugehörige Dokumente

Zugehörige Dokumente zu REL 670

	Dokumentenummer
Bedienungsanleitung	1MRK 506 276-UDE
Installations- und Inbetriebnahmeanleitung	1MRK 506 277-UDE
Technisches Referenzhandbuch	1MRK 506 275-UEN
Anwendungshandbuch	1MRK 506 278-UEN
Produktdatenblatt	1MRK 506 280-BDE
Sample-Spezifikation	SA2005-001282
Anschlussdiagramm, Einzelleistungsschalteranordnung Drei-Phasen - Auslöseanordnung	1MRK 002 801-BA
Anschlussdiagramm, Einzelleistungsschalteranordnung Ein-Phasen- - Auslöseanordnung	1MRK 002 801-CA
Anschlussdiagramm, Mehrfachleistungsschalteranordnung Drei-Phasen - Auslöseanordnung	1MRK 002 801-DA
Anschlussdiagramm, Mehrfachleistungsschalteranordnung Ein-Phasen- - Auslöseanordnung	1MRK 002 801-EA
Konfigurationsdiagramm A, Einzel-Leistungsschalter mit Einzel- oder Doppel-Sammelschiene, 3-Pol-Auslösung (A31)	1MRK 004 500-86
Konfigurationsdiagramm B, Einzel-Leistungsschalter mit Einzel- oder Doppel-Sammelschiene, 1/3-Pol-Auslösung (A32)	1MRK 004 500-87
Konfigurationsdiagramm C, Mehrfachleistungsschalter wie 1 1/2 oder Ring-Sammelschienenanordnung 3-Pol-Auslösung (B31)	1MRK 004 500-88
Konfigurationsdiagramm D, Mehrfachleistungsschalter wie 1 1/2 oder Ring-Sammelschienenanordnung 1/3-Pol-Auslösung (B32)	1MRK 004 500-89
Einstellungsbeispiel 1, 400 kV Langkabelleitung mit 1 1/2 Leistungsschalteranordnung, polygone Kennlinien	1MRK 506 267-WEN
Einstellungsbeispiel 2, Einstellungsbeispiel 1, 400 kV Langkabel-Freileitung mit 1 1/2 Leistungsschalteranordnung Mho Kennlinien	1MRK 506 291-WEN
Einstellbeispiel 3, 230 kV Extrem lange Freileitung, Doppel-Sammelschiene, Einzel-Leistungsschalter-Anordnung, polygone Kennlinien	1MRK 506 268-WEN
Einstellbeispiel 4, 230 kV Extrem lange Freileitung, Doppel-Sammelschiene, Einzel-Leistungsschalter-Anordnung Mho Kennlinien	1MRK 506 292-WEN
Einstellbeispiel 5, 132 kV Kurze Freileitung, Doppel-Sammelschiene, Einzel-Leistungsschalter-Anordnung polygone Kennlinien	1MRK 506 269-WEN
Einstellbeispiel 6, 132 kV Kurze Freileitung, Doppel-Sammelschiene, Einzel-Leistungsschalter-Anordnung Mho Kennlinien	1MRK 506 290-WEN
Einstellbeispiel 7, 70 kV Stromleitung in einem impedanzgeerdeten Netz. Doppelsammelschiene, Einzelleistungsschalteranordnung	1MRK 506 293-WEN
Einstellbeispiel 8, 400 kV lange, seriell kompensierte Leitung. 1 1/2 Leistungsschalteranordnung.	1MRK 506 294-WEN

Verbindungs- und Montagekomponenten	1MRK 013 003-BEN
Test system, COMBITEST	1MRK 512 001-BEN
Zubehör für IED 670	1MRK 514 012-BEN
IED 670 Kurzeinführung	1MRK 500 080-UDE
SPA und LON Signalliste für IED 670, Version 1.1	1MRK 500 083-WEN
IEC 61850 Datenobjektliste für IED 670, Version 1.1	1MRK 500 084-WEN
Allgemeines IEC 61850 IED Konnexitätspaket	1KHA001027-UEN
Schutz und Kontrolle IED Manager PCM 600 Installationsblatt	1MRS755552
Technischer Leitfaden IED 670-Produkte	1MRK 511 179-UEN

Die letzten Versionen der genannten Dokumentationen befinden sich auf www.abb.com/substationautomation.

Kontakt

ABB AB

Substation Automation Products

SE-721 59 Västerås, Schweden

Telefon +46 (0) 21 34 20 00

Fax +46 (0) 21 14 69 18

ABB AG

Energietechnik-Produkte

Postfach 10 03 51

D-68 128 Mannheim,

Telefon 0621 381-3000

Fax 0621 381-2645

E-Mail Netzautomatisierung.deabb@de.abb.com

www.abb.com/substationautomation