

Digitaler Einspeiserschutz in Mittelspannungsnetzen

Schutz- und Steuerrelais REX640

Das frei konfigurierbare Relais ist ein Multifunktions-Schutz- und Steuerrelais, das für vielfältige Einsatzbereiche geeignet ist, wie Einspeiser, Umrichter, Laststufenschalter, Motoren, Generatoren, Sammelschienen, Zusammenschaltung, Autosynchronisation und Petersen-Spulen.

Mit seiner modularen und skalierbaren Soft- und Hardware lässt sich es derzeit über die gesamte Lebensdauer von Relais und Schaltanlage an sich ändernde Anforderungen der Schutzanwendung anpassen. Das Relais bietet jederzeit über die gesamte Lebensdauer des Relais die Möglichkeit, die Hardware und die Funktionalität zu aktualisieren und modifizieren.

Mechanische und Konstruktionsdetails

- Das Schutz- und Steuerrelais soll eine Haupteinheit (Relais) und eine lokale Mensch-Maschine-Schnittstelle (LHMI) umfassen.
- Die Abmessungen des Relais sollten die Höhe 6U nicht überschreiten.
- Das Relais soll im NS-Fach der Schaltanlage oder an der Rückseite der NS-Fachtür montierbar sein.
- Das Relais soll in einem 19-Zoll-Relaischrank montierbar sein.
- Es soll möglich sein, die LHMI bündig oder halbbündig mit oder ohne Zwischenrahmen oder neigbaren Rahmen zu montieren.
- Für den vereinfachten schnellen Austausch soll das Relais mit abnehmbaren Steckverbindern mit sicherem Kurzschluss der Sekundärseite des Stromwandlers (CT) ausgestattet sein. Es soll möglich sein, das fehlerhafte Modul oder das komplette Relais mit einem Ersatzteil und ohne Störung der Verdrahtung schnell zu ersetzen.
- CT- und VT-Steckverbinder sollen als Ringkabelschuh- und als Schraubklemmen verfügbar sein.
- Signalanschlüssen sollen als Schraubklemmen und als Steckklemmen verfügbar sein.
- Das Relais und die LHMI sollen über eine Option für die konforme Beschichtung verfügen.
- Das Relais soll an der Vorderseite/dem Steckverbinder die Anforderung der Schutzart IP20 erfüllen, IP30 an der Ober-/Unterseite und IP40 an der Rückseite.
- Bündig montiert soll die LHMI die Anforderung an die Schutzart IP54 der Vorderseite erfüllen.

Lokale Mensch-Maschine-Schnittstelle (LHMI)

- Die LHMI des Relais soll über einen Farb-Touchscreen mit kapazitiver Berührungserkennungstechnologie verfügen. Die Größe des Touchscreens soll 7 Zoll nicht unterschreiten, mit einer Auflösung von mindestens 800 x 480 Pixel.
- Das Relais soll auch ohne die LHMI normal arbeiten können.
- Die LHMI soll über zwei Datenpräsentations- und Befehlsbearbeitungskategorien verfügen:
 - Darstellung der Informationen auf anpassbaren Seiten für die normalen Aktivitäten des Bedieners, wie Übersichtsschaltbilder, Steuerungen, Messungen, Ereignisse und Alarmer.
 - Auf vordefinierten Seiten dargestellte Informationen unterstützt durch Relaisparametrierung, Tests, Analyse und Inbetriebnahme sowie Fehlerbehandlung.
- Von anpassbaren Seiten zu unterstützende Funktionen:
 - Bis zu zehn (10) benutzerdefinierbare Seiten sollen möglich sein.
 - Es soll möglich sein, vollständig anpassbare Seiten zu erzeugen oder vordefinierte Elemente oder vollständige Seiten zu verwenden.
 - Auf der Ereignisseite soll es möglich sein, die Ereignisliste basierend auf der Funktionskategorie zu filtern, z. B. Schutz, Steuerung, Messung usw.
 - Die LHMI soll die grafische Darstellung der Messwerte in der Form von Balken, Messwerten, Kurven und Vektordiagrammen unterstützen.
 - Die LHMI soll eine umfassenden Symbolbibliothek enthalten und die Möglichkeit bieten, eigene Symbole zu erstellen.
 - Das Übersichtsschaltbild (SLD) soll Verriegelungsinformationen zum primären Gerät bereitstellen.
 - Regelbare Primärgeräte sollen im SLD von einem rechtwinkligen Bereich umgeben sein.
 - Es soll möglich sein, Alarmer auf einer spezifischen Alarmseite darzustellen. Die Alarmer sollen in zwei Kategorien dargestellt werden: beständige Alarmer und flüchtige Alarmer. Es soll möglich sein, für jeden Alarm einen frei definierbaren Beschreibungstext zu definieren.

- Von vordefinierten Seiten zu unterstützende Funktionen:
 - Es soll möglich sein, Relaisparameter darzustellen und zu ändern.
 - Es soll möglich sein, Relaisgänge sowie zwangsgeführte Relaisausgänge und Funktionsblockausgänge zu überwachen und zu simulieren. Diese Funktion soll nur im Testmodus des Relais verfügbar sein.
 - Sekundäre Injektionstests des Relais sollen durch eine spezifische Seite unterstützt werden. Auf dieser Seite soll es möglich sein, gewählte Schutzfunktionen zu deaktivieren, um Tests einer spezifischen Schutzfunktion zu vereinfachen. Diese Funktion soll nur im Testmodus des Relais verfügbar sein. Wenn ein Relais in den Normalmodus zurückgesetzt wird, sollen die Originaleinstellungen wieder übernommen werden.
 - Für Tests der Kommunikation soll es möglich sein, MMS-Ereignisse nacheinander oder als Gruppe ohne die relevante Funktionsaktivierung zu erzeugen. Diese Funktion soll nur im Testmodus des Relais verfügbar sein.
 - Überwachung gesendeter und empfangener IEC 61850-8-1 GOOSE-Datensätze und deren Inhalte.
 - Überwachung gesendeter und empfangener IEC 61850-9-2LE SMV-Ströme und deren Inhalte.
- Die LHMI soll eine dedizierte Start-Taste an einem festen Ort haben, um den Relaisstatus anzuzeigen. Statusanzeigen: statisch Grün (keine aktiven Alarme), rot blinkend (nicht quittierte(r) Alarm(e)), statisch Rot (Alarme quittiert, aber einer oder mehrere Alarme weiterhin aktiv), grün blinkend (Relais im Testmodus).
- Die Start-Taste soll für das Blättern zwischen spezifischen Seiten auch als Navigationstaste funktionieren. Es soll möglich sein, durch längeres Drücken der Start-Taste (>1 Sek...) auf die Lesezeichen-Seite zuzugreifen.
- Eine bloße Berührung der Start-Taste soll kein Regelverhalten auslösen.
- Die LHMI soll 24-250 VDC und 100-240 VAC Hilfsspannungsversorgung unterstützen.
- Es soll möglich sein, die LHMI in der Nähe des Relais zu montieren, mit einer direkten Ethernet-Verbindung oder an einem Remote-Standort über ein Ethernet-Kommunikationsnetzwerk der Schaltanlage.

Eingänge und Ausgänge

- Die Phasenstromeingänge und der Erdfehlerstromeingang des Relais sollen mit 1/5 A ausgelegt sein. Die Auswahl von 1 A oder 5 A soll softwarebasiert erfolgen.
- Für Anwendungen, die einen empfindlichen Erdfehlerschutz benötigen, soll das Relais einen optionalen 0,2/1 A-Erdschlussschutzgang bieten. Die Auswahl von 0,2 A oder 1 A soll softwarebasiert ausgeführt werden.
- Für die Messung von Strömen und Spannungen mit traditionellen Messwandlern soll das Relais über bis zu 20 Analogeingänge verfügen.
- Das Relais muss über einen optionale Strom- (Rogowski-Spule) und Spannungstrennereingänge verfügen und die Verwendung kombinierter Strom- und Spannungssensoren mit einem Steckverbinder pro Phase unterstützen. Die Stromsensoreingänge müssen die Nutzung von Sensoren innerhalb eines Anzeigebereichs von 40...4000 A unterstützen.
- Das Relais soll die kombinierte Nutzung traditioneller Messwandler und Sensoren unterstützen, z. B. Transformator-Differentialschutz mit primärseitigen Stromeingängen aus traditionellen Messwandlern und sekundärseitigen Stromausgängen von Sensoren und umgekehrt.
- Das Relais sollte bis zu 56 Binäreingänge und bis zu 42 Binärausgänge haben und alle sollen der internen Logik des Relais frei zuweisbar sein.
- Um das direkte Ansprechen des Leistungsschalters zu ermöglichen, muss das Relais drei doppelpolige Leistungsausgangsrelais mit integrierter Spulenüberwachung (TCS) aufweisen. Die Ausgangsrelais müssen 30 A für 0,5 s mit einem Ausschaltvermögen von ≥ 1 A ($L/R < 40$ ms) bilden und tragen können.
- Um das direkte Ansprechen des Leistungsschalters zu ermöglichen, muss das Relais über drei optionale statische Hochgeschwindigkeitsausgänge mit Spulenüberwachung (TCS) mit einer Ansprechzeit von ≤ 1 ms verfügen. Die statischen Leistungsausgänge müssen 30 A für 0,5 s mit einem Ausschaltvermögen von ≥ 3 A ($L/R < 40$ ms) bilden und tragen können.
- Für das Schutzkommunikationsschema soll das Relais zwei statische Hochgeschwindigkeitsausgänge mit einer Ansprechzeit ≤ 1 ms unterstützen.
- Die Schwellenwertspannung der Binäreingänge des Relais sollen für jedes Eingangsmodul separat zwischen 16...176 V DC einstellbar sein.
- Die erregten Binäreingänge des Relais sollen einen höheren Einschaltstrom nutzen, um die Abscheidung von Schmutz oder Sulfiden von der Oberfläche des aktivierenden Kontakts zu ermöglichen.
- Das Relais soll bis zu 20 optionale RTD-Eingänge und bis zu vier mA-Kanäle bieten, die entweder im Eingangs- oder Ausgangsmodus verwendet werden können. Die Auswahl des mA-Kanalbetriebs soll softwarebasiert ausgeführt werden.
- Das Relais soll bis zu vier optionale Lichtbogensensoreingänge aufweisen, die als Objektiv- oder Schleifentyp ausgeführt sein können. Die Kombination von Schleifen- oder Objektivsensoren soll frei wählbar sein. Das Relais soll die Überwachung von Schleifen- und Objektivlichtbogensensoren ermöglichen.

Schutz- und Steuerungsfunktionen - Basisfunktionen für alle Relaisvarianten

- Das Relais soll ungerichteten Phasen-Überstromschutz (50P/51P) und Erdschlussschutz (50G/50N // 51G/51N) mit jeweils neun Stufen aufweisen (drei tief gesetzt, drei hoch gesetzt und drei Momentanstufen). Die Betriebsmerkmale der tief- und hochgesetzten Stufen sollen entweder für eine unabhängig verzögerte Zeit (DT) oder IDTM (Inverse Definite Minimum Time) Umkehrzeit einstellbar sein, und verschiedene Arten umgekehrter Kurven unterstützen, einschließlich einer benutzerdefinierbaren. Die Momentanstufe soll den Peak-to-Peak-Modus für den Schutz des schnellen Betriebs selbst unter primären CT-Sättigungsbedingungen unterstützen.
- Das Relais benötigt sechsstufigen gerichteten Phasen-Überstromschutz (67) mit Spannungsspeicher und wählbarer Mitsystem- und Gegensystempolarisation.
- Das Relais benötigt achtstufigen gerichteten Schutz vor gerichtetem Erdschluss (67N) mit wählbarer Mitsystem- und Gegensystempolarisation. I_0 und U_0 müssen entweder von Phasenströmen und -spannungen oder von gemessenem Neutralstrom und Restspannung abgeleitet werden.

- Das Relais soll einen Lichtbogenschutz auf Basis der simultanen Erkennung von Strom und Licht haben. Während Wartungsarbeiten an der Schaltanlage soll es möglich sein, die Betriebskriterien zu Licht nur über einen Binäreingang zu ändern.
- Das Relais soll einen dreistufigen Gegensystem-Überstromschutz (46) haben, der zwischen 0,01 und 5 Mal In und betriebsbasiert einstellbar ist, basierend auf der der Auswahl, wie unabhängig verzögerte Zeit (DT) und IDTM (Inverse Definite Minimum Time) Umkehrzeit und IEC- und ANSI/IEEE-Betriebskurven.
- Für die Erkennung von Phasensymmetrie, verursacht durch einen defekten Leiter, soll das Relais mit einem Phasensprungschutz (46PD) ausgestattet sein. Für die optimale Empfindlichkeit und Stabilität muss der Betrieb auf dem Verhältnis zwischen positivem und Gegensystemstrom basieren.
- Das Relais soll einen zweistufigen Gegensystem-Überstromschutz (67Q) aufweisen.
- Das Relais soll einen umfassenden Spannungsschutz aufweisen, einschließlich zumindest Überspannung (59), Unterspannung (27), Überspannungsschutz des Mitsystems (59PS), Unterspannungsschutz des Mitsystems (27PS), Überspannungsschutz des Gegensystems (59NS) und Verlagerungsspannungsschutz (59G/59N).
- Das Relais muss einen 12-stufigen Frequenzschutz (81) aufweisen, einschließlich zumindest Überfrequenz-, Unterfrequenz- und Frequenz Änderungsratenschutz mit frei wählbarer Steigungsrate und Senkungsrate für jede Stufe.
- Das Relais soll eine sechsstufige Frequenz-basierte Lastabwurf- und Wiederherstellungsfunktion (81LSH) haben, für die automatische Trennung und Wiederverbindung nicht kritischer Lasten bei Netzüberlast.
- Für Oberleitungsanwendungen soll das Relais über eine automatische Multishot-Wiedereinschaltfunktion (79) für das Handling von eineinhalb Unterbrecherschemata verfügen.
- Das Relais soll über einen Leistungsschaltersversagerschutz (50BF) für bis zu drei Leistungsschalter verfügen, einschließlich unabhängiger Timer für das wiederholte Ansprechen desselben Leistungsschalters und Backup-Auslösen des vorgeschalteten Leistungsschalters.
- Das Relais soll über Unterstromschutz (37) für die Erkennung von getrennten Freileitern, Schwachlast- und Phasenverlustbedingungen verfügen.
- Das Relais soll einen dreiphasigen spannungsabhängigen Überstromschutz (51V) mit zwei (2) Stufen für den Kurzschlusschutz von Generatoren in der Nähe der Generatorklemmen haben. Die Funktionen sollen setzbare unabhängig verzögerte Zeit- (DT) und IDMT-Schutz (Inverse Definite Minimum Time) Umkehrzeit-Eigenschaften aufweisen. Die Funktion soll ansprechen, wenn der Strom einen Sollwert überschreitet, der dynamisch berechnet auf der gemessenen Klemmenspannung basiert. Es soll auch möglich sein, entweder eine spannungsbeschränkte/Spannungsteilheits- oder spannungsgeregelte/Spannungssprungscharakteristik auszuführen.
- Das Relais soll eine Switch-On-To-Fault (SOTF)-Logik enthalten, die ein schnelles Ansprechen garantiert, wenn der Schutzschalter wegen eines fehlerbehafteten Abzweigs oder Busses schließt. Die Funktion soll die ungerichteten oder gerichteten Überstromschutzfunktionen unterstützen und den Schutzbetrieb beschleunigen.
- Das Relais soll sowohl Hochimpedanz- (87NHI) als auch (87NLI) Niedrigimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutzprinzipien für bis zu zwei Wicklungen unterstützen.
- Der Niedrigimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz (87NLI) soll auf dem numerisch stabilisierten Differenzstromprinzip basieren und die zweiten Oberwelle des Normalstroms soll für die Verriegelung der Funktion im Fall einer Transformatorzuschaltungen verwendet werden. Es sollen weder ein externer Stabilisierungswiderstand noch nichtlineare Widerstände benötigt werden. Die Betriebsmerkmale sollen gemäß der unabhängigen Zeit (DT) sein.
- Das Relais soll eine Drei-Phasen-Einschaltstrom-Detektorfunktion (68HB) mit zwei Stufen beinhalten.
- Das Relais soll eine Synchroüberwachung (25) für das Schließen der Leistungsschalter für drei Trennschalter enthalten. Die Funktion soll sicherstellen, dass Spannung, Phasenwinkel und Frequenz eines geöffneten Leistungsschalters die Anforderungen an die sichere Verbindung von zwei Netzen erfüllen. Die Funktion soll die Erregung der Prüffunktionalität beinhalten und die Betriebsarten tote Leitung/spannungsführende Leitung und toter Bus/spannungsführender Bus unterstützen. Um das Schließen des Leistungsschalters bei der Wiederaufschaltung von zwei asynchronen Netzen zu unterstützen, soll die Funktion die Leistungsschaltereinschaltverzögerung und die gemessene Schlupffrequenz berücksichtigen, um sicherzustellen, dass der Einschaltbefehl im richtigen Moment ausgegeben wird. Die Funktion soll eine Phasenverschiebungskompensation für jene Fälle enthalten, in welchen die Referenzspannung über einen Leistungstransformator gemessen wird. Im Fall eines Sicherheitsausfalls soll es möglich sein, die Spannungsprüfung zu blockieren.
- Damit der Kreis nahe dem thermischen Schutz arbeiten kann und gleichzeitig adäquaten Schutz bietet, soll das Relais mit einem thermischer Drei-Phasen-Schutz (49F) für Zuleiter, Kabel und Verteilungstransformatoren ausgestattet sein. Das thermische Modell soll mit der Norm IEC 60255-149 konform sein.
- Das Relais soll die Regelung von mindestens 14 primären Schaltgeräten unterstützen, von denen mindestens drei (3) Leistungsschalter und elf (11) Trennschalter/Erdungsschalter für die Regelung und Anzeige oder lediglich für die Anzeige frei wählbar sind.
- Es soll möglich sein, dass Relais frei als Multifunktionssteuerung anzuwenden, beispielsweise das Feldsteuergerät (BCU) gemäß den Anforderungen der Anwendung.
- Bei der Nutzung als Feldsteuergerät (BCU) – es soll adäquate Kapazität für die Eingänge und Ausgänge vorhanden sein, eine LHMI-aktivierende Steuerung jedes Primärgerätes in der Einheit mit Verriegelungslogik für auf Schaltanlagen- und Feldsteuergeräteebene, Überwachungs-, Anzeige- und Kontrollfunktionen mit optionalem automatischem Wiedereinschalt- und Backup-Schutz.

Optionale Schutz- und Steuerfunktionen – Einspeiserschutz

Zusätzlich zu den Basisfunktionen sollen die folgenden optionalen Funktionen für den Einspeiserschutz eingeschlossen sein

- In kompensierten, nicht geredeten und in niederohmig geerdeten Netzen soll das Relais über eine spezifische Funktion für die Erkennung von transienten, intermittierenden und permanenten Erdschlüssen verfügen. Das Kriterium für die Fehlerrichtungsberechnung der Schutzfunktion muss mehrere Harmonische enthalten (67NYH).
- In kompensierten, nicht geerdeten und hochohmig geerdeten Netzen soll das Relais über Admittanz- (21NY) und Wattmetrisch-basierten (32N) Erdschluss-Schutz verfügen.

- Das Relais muss über phasengetrenten Leitungsdifferentialschutz mit zwei Stufen verfügen, eine stabilisierte (tief gesetzt) und die andere (hoch gesetzt) nicht stabilisiert. (87L)
- Der Leitungsdifferentialschutz-Algorithmus soll gemäß des sogenannten Master-Master-Prinzips unabhängig im lokalen und Remote-Relais ausgeführt werden. Um die Schutzkoordination und das gleichzeitige Ansprechen der Leistungsschalter an beiden Enden zu maximieren, sollen die Relais zusätzlich einen Intertrip-Befehl als spezifisches binäres Signal über den Schutzkommunikationskanal an das Remote-Ende senden.
- Der Leitungsdifferentialschutz soll einen Leistungstransformator in der Schutzzone unterstützen können. Das Relais soll sowohl der Stromwandlerverbindungsgruppe als auch den verschiedenen HS- und NS-Stromwandlerverhältnissen entsprechen.
- Damit der selektive Betrieb der Schutzfunktion an der LS-Seite eines kleinen Stufentransformators innerhalb der Schutzzone möglich ist, muss die vorgespante Stufe des Leitungsdifferentialschutzes in der Lage sein, basierend auf den unabhängig verzögerten Zeit- (DT) und IDMT-Schutz (Inverse Definite Minimum Time) Umkehrzeit-Eigenschaften zu arbeiten.
- Es muss möglich sein, die vorgespante Stufe des Leitungsdifferentialschutzes basierend auf der erkannten Einschaltbedingung zu erkennen. Die Erkennung soll auf dem Inhalt der zweiten Oberschwingungskomponenten der gemessenen Phasenströme basieren. Die erkannte Einschaltbedingung soll über den Schutzkommunikationskanal als spezifisch phasengetrente Binärsignale an das Remote-Ende übertragen werden, um den Leitungsdifferentialschutz der Gegenseite zu blockieren.
- Mögliche Störungen in der Schutzkommunikationsverbindung zwischen lokalen und Remote-Einheiten sollen erkannt werden. Die Kontrolle soll fehlende, verzögerte und korrupte Meldungen umfassen.
- Erkannte Störungen in der Schutzkommunikationsverbindung, die zu einem fehlerhaften Ansprechen des Leitungsdifferentialschutzes führen könnten, sollen den Leitungsdifferentialschutz blockieren und den gewählten Backup-Schutz freigeben.
- Sobald die Schutzkommunikation wiederhergestellt ist, soll das Leitungsdifferentialschutzschema automatisch in den normalen Status zurückkehren.
- Optional soll das Relais die Verwendung einer galvanischen Steuerdrahtverbindung unterstützen. Der spätere Wechsel von galvanischen zu faseroptischen Medien soll ohne Veränderung der Hardware oder Software des Relais möglich sein. Die Verwendung von galvanischen Medien darf die Leistung oder die Funktionen des Relais nicht beeinflussen.
- Das Relais soll mindestens fünf komplette Distanzschutzvorrichtungen (21P/21N) enthalten. Der Schutz soll die Kommunikationsschemalogik, WEI-Logik und Stromumkehrlogik sowie lokale Kommunikationsschemalogik unterstützen.
 - Die folgenden Kommunikationsschematypen sollen unterstützt werden: Selektivschutz mit Überreichweite und Freigabe (DUTT), Selektivschutz mit Unterreichweite und Freigabe (PUTT), Selektivschutz mit Überreichweite und Freigabe (POTT) und Richtungsvergleichsschutzschema (DCT):
- Der Distanzschutz soll sowohl kreisrunde (mho) als auch quadrilaterale (quad) Zonenmerkmale unterstützen.
- Das Relais soll ein Fehlerdiagnosesystem enthalten, für die Berechnung des Fehlerorts mit +/- 2,0 % Genauigkeit für Leiter-Leiter- und Phase-Erde-Fehler in direkt geerdeten, niederohmig geerdeten, isolierten und kompensierten Strahlennetzen.

Messungen, Alarmer und Berichte

- Das Relais soll mehrere Dreiphasenstrom- und Spannungsmessfunktionen (grundlegend oder RMS-basiert als wählbare Optionen) enthalten, mit einer Genauigkeit von $\pm 0,5\%$ und Null-, Negativ- und Positiv-Sequenzstrom und Spannungsmessungen mit einer Genauigkeit von $\pm 1\%$ innerhalb von ± 2 Hz der Nennfrequenz. Es muss möglich sein, die Messfunktionen für die Strom- und Spannungseingänge innerhalb des Relais frei zuzuordnen. Diese Messfunktionen müssen auch für empfangene IEC 61850-9-2 LE-basierende Strom- und Spannungswerte verfügbar sein.
- IEC 61850-9-2LE-basierende Messungen sollen hinsichtlich der Konnektivität mit den Schutz-, Mess-, Störschreiber- und Kontrollfunktionen als lokale Messungen behandelt werden.
- Das Relais muss verschiedene Leistungs- und Energiemessfunktionen (P, Q, S, kWh und kVarh) mit einer Genauigkeit von $\pm 1,5\%$ unterstützen. Außerdem soll eine Leistungsfaktormessung mit einer Genauigkeit von $\pm 0,015$ eingeschlossen sein. Es muss möglich sein, die Messfunktionen für jeden der dreiphasigen Strom- und Spannungseingänge im Relais frei zuzuordnen. Diese Messfunktionen müssen auch für empfangene IEC 61850-9-2 LE-basierende Strom- und Spannungswerte verfügbar sein.
- Das Relais soll in der Lage sein, die Leistungsqualität basierend auf den gemessenen Strömen und Spannungen zu überwachen.
- Die Überwachung der Spannungsqualität soll phasengetrente Oberschwingungen, einschließlich Gesamtzahl der Oberschwingungen (THD), individuelle Oberschwingungen und die Gleichstromkomponenten, kurzzeitige Spannungsschwankung (Einbrüche, Spitzen und Unterbrechungen) sowie Spannungsungleichgewicht umfassen. Die Überwachung der Spannungsqualität soll EN 50160 entsprechen.
- Die Überwachung der Stromqualität soll phasengetrente Oberschwingungen umfassen, einschließlich Gesamtzahl der Oberschwingungen (THD), Gesamtabnahmeverzerrung (TDD), einzelne Oberschwingungen und Gleichstromkomponente.
- Das Relais soll die Oberschwingungswerte von Strömen und Spannungen sowie individuelle Oberschwingungsanteile an der LHMI visuell darstellen und über die Stationskommunikation an das übergeordnete System übergeben.
- Für die Sammlung der Informationen zu Ereignisreihen (SoE) muss das Relais mit einem nichtflüchtigen Speicher mit einer Kapazität für die Speicherung von mindestens 1024 Ereigniscodes mit verknüpften Zeitstempeln ausgestattet sein.
- Das Relais muss die Speicherung von mindestens 128 Störaufzeichnungen im nichtflüchtigen Speicher des Relais unterstützen.
- Die Störaufzeichnungswerte müssen zumindest Phasenströme, Phasenspannungen, Null-, Negativ- und Positiv-Sequenzströme und -spannungen, Differenzströme und Stabilisierungsströme sowie die aktive Einstellungsgruppe enthalten.
- Das Relais muss über einen Störschreiber mit einer Abtastrate von 32 Abtastungen pro Zyklus und mit bis zu 24 Analog- und 64 Binärsignalkanälen verfügen.
- Der Störschreiber des Relais muss mindestens 12 Dreisekunden-Störschriebe mit 32 Abtastungen pro Zyklus für zehn (10) Analogkanäle und 64 Binärkanäle unterstützen.
- Das Relais soll bis zu 100 Störschriebe speichern.
- Das Relais muss einen Lastprofilschreiber für Phasenströme und Spannungen für bis zu 12 wählbare Lastmengen und mit einer Aufzeichnungslänge von über einem (1) Jahr enthalten. Die Ausgabe aus dem Lastprofilschreiber muss im COMTRADE-Format erfolgen.

Kommunikation

- Das Relais muss IEC 61850 Edition 1 sowie Edition 2 unterstützen.
- Das Relais soll zwei IP-Subnetze unterstützen, die unterschiedlichen Ethernet-Anschlüssen zugewiesen sind.
- Das Relais muss die flexible Produktnamenzuordnung (PFN) unterstützen, um die Zuordnung des IEC 61850-Datenmodells des Relais zum anwenderdefinierten IEC 61850-Datenmodell zu vereinfachen.
- Neben IEC 61850 muss das Relais die simultane Kommunikation mithilfe eines der folgenden Kommunikationsprotokolle unterstützen: Modbus® (RTU-ASCII/TCP), IEC 60870-5-103, IEC 60870-5-104 oder DNP3 (seriell/TCP). Wo dies erforderlich ist, muss es Profibus mithilfe eines externen Adapters unterstützen.
- Das Relais soll sicheres DNP3 TCP/IP und IEC 60870-5-104 basierend auf IEC 62351 unterstützen.
- Die serielle Schnittstelle soll sowohl mit optischen als auch mit galvanischen Anschlüssen angeboten werden.
- Die LHMI muss über einen Ethernet-Anschluss (RJ45) für die lokale Parametrierung und den Datenabruf verfügen.
- Die LHMI muss über einen USB-Anschluss für den Anschluss eines Speichersticks verfügen. Es muss möglich sein, die folgenden Daten aus dem Relais auszulesen: Störschriebe, Fehlerschriebe, Ereignisse, Lastprofil, Geräteinformationen, Einstellungen und Protokolldateien. Es muss möglich sein, den USB-Anschluss mit einer Einstellung elektrisch zu trennen.
- Das Relais muss bis zu fünf IEC 61850 (MMS)-Clients gleichzeitig unterstützen.
- Für die redundante Ethernet-Kommunikation soll das Relais entweder zwei optische oder zwei galvanische Ethernet-Netzwerkschnittstellen mit HSR und RPR haben.
- Das Relais soll einen dritten Ethernet-Anschluss haben, galvanisch oder optisch, für die Herstellung der Konnektivität mit anderen Ethernet-Geräten mit dem IEC 61850-Stationsbus. Der Ethernet-Anschluss soll auch auf IEC 61850-8-1 basierende Remote-E/A-Signale unterstützen.
- Das Relais muss IEC 61850 GOOSE Messaging und die Leistungsanforderungen für ansprechende Anwendungen (<10 ms) gemäß der Norm IEC 61850 unterstützen.
- Das Relais soll die Freigabe von Analogwerten unterstützen, wie Temperatur, Widerstand und Schalterstellungen mit IEC 61850 GOOSE Messaging.
- Das Relais muss IEEE 1588 v2 für die hochgenaue Zeitsynchronisierung (<4 µs) in Ethernet-Anwendungen unterstützen. Das Relais soll auch die Zeitsynchronisierungsmethoden SNTP (Simple Network Time Protocol) und IRIG-B (Inter-Range Instrumentation Group - Time Code Format B) (<4 µs) unterstützen.
- Das Relais muss auch den IEC 61850-9-2 LE-Prozessbus zum Senden abgetasteter Werte von Strömen und Spannungen unterstützen.
- Das Relais soll in der Lage sein, vier vollständige Ströme (4 Ströme und 4 Spannungen) gemäß IEC 61850-9-2 LE zu empfangen und es muss möglich sein, basierend auf vordefinierten Bedingungen zwischen den Strömen umschalten zu können.
- Das Relais soll eine spezifische Punkt-zu-Punkt-Schutzkommunikation für Distanzen bis zu 50 km über die integrierte optische Verbindung oder bis zu 8km mit galvanischer Verbindung über ein externes Modem ermöglichen. Der Schutzkommunikationskanal soll Leitungsdifferentialschutz unterstützen und darüber hinaus eine Möglichkeit für die Übertragung von mindestens 16 zusätzlichen Binärsignalen zwischen Leitungen enthalten, die beispielsweise mit der Leitungsdifferentialschutz-Schemakommunikation verwendet werden. Um künftige Anforderungen zu unterstützen, soll diese Schnittstelle, unabhängig davon ob sie anfänglich benötigt wird oder nicht, in allen Kommunikationsmodulen enthalten sein.

Cybersicherheit

- Das Relais soll die Möglichkeit der Definition der Zugriffskontrolle für individuelle Benutzer basierend auf unterschiedlichen Rollen unterstützen.
- Das Relais muss die rollenbasierte Zugriffskontrolle (RBAC) gemäß IEC 62351-8 unterstützen.
- Das Relais soll individuelle Benutzerkonten für bis zu 50 Benutzer unterstützen.
- Das Relais soll die zentrale Administration von Benutzern und Rollen über Active Directory (AD)- oder Lightweight Directory Access Protocol (LDAP)-Server unterstützen.
- Das Relais soll ein Sicherheitsprotokoll mit bis zu 2048 im nichtflüchtigen Speicher abgelegten Ereignissen unterstützen.
- Das Relais soll die zentrale Sicherheitsprotokollierung mithilfe des Syslog-Protokolls unterstützen.
- Das Relais muss die Möglichkeit der Aktualisierung des X.509-Zertifikats für die sichere Kommunikation und die Geräteerkennung unterstützen.
 - Automatische Verwendung der öffentlichen Schlüsselinfrastruktur (Public Key Infrastructure, PKI)
 - Manuell mit dem Relaiskonfigurationstool
- Es soll möglich sein, nicht genutzte Ethernet- und serielle Kommunikationsanschlüsse zu deaktivieren.
- Es soll möglich sein, unterstützte Dienste für jedes Ethernet-Subnetz zu definieren.
- Das Relais soll gemäß den relevanten Teilen von NERC CIP, IEEE 1686 und IEC 62351 ausgeführt werden.
- Das Relais soll Ethernet-Filter- und Ethernet-Geschwindigkeitsbegrenzerfunktionen bieten, um den Ethernet-/TCP-Netzwerkverkehr zu begrenzen, beispielsweise bei einem Denial-of-Service-Angriff.

Engineering und Konfigurierbarkeit

- Das Relais muss sechs (6) unabhängige Einstellungsgruppen für die relevanten Schutzeinstellungen haben (Startwert und Schaltzeit). Es muss möglich sein, die Werte der Schutzeinstellungen zwischen den Einstellungsgruppen in weniger als 20 ms ab der Aktivierung des binären Eingangs zu ändern. Die Änderung einer Einstellungsgruppe darf keinen Neustart des Relais veranlassen.
- Das Relais muss über eine Webbrowser-basierte Mensch-Maschine-Schnittstelle (WHMI) mit gesicherter Kommunikation (TLS) verfügen, und muss die folgenden Funktionen bereitstellen:
 - Alarm- und Ereignislisten
 - Systemüberwachung
 - Parametereinstellungen
 - Messungen

- Fehleraufzeichnung
- Zeigerdiagramm
- Übersichtsschaltbild (SDL)
- Schreiben und Lesen von Parametern, Auslesen von Ereignisreihen (SoE) und Störschrieben.
- Die LHMI und das Konfigurationstool des Relais müssen mehrsprachig ausgelegt sein.
- Die LHMI und das Konfigurationstool des Relais müssen IEC-, ANSI-, und benutzerdefinierbare Schutzfunktionscodes unterstützen.
- Das Relais soll mindestens 33 frei konfigurierbare und programmierbare zweifarbige virtuelle Alarm-LEDs haben.
- Das Relais soll über ein grafisches Konfigurationstool für die gesamte Relaisanwendung verfügen, einschließlich mehrstufiger Logik-Programmierungsunterstützung und einem Editor für LHMI-Ansichten.
- Es muss möglich sein, physikalische und abgetastete Messwerte (SMV) basierend auf Strom- und Spannungsmessungen hinsichtlich der Schutz- und Messfunktionen und der Störschreiber-Analogeingangskanäle frei zu konfigurieren.
- Die Relaiskonfiguration muss die Online-Visualisierung des Relaisanwendungszustands einschließen.
- Wenn eine Schutzfunktion deaktiviert oder aus der Konfiguration entfernt wird, dürfen diese funktionsbezogenen Einstellungen weder am Relais noch im Konfigurationstool angezeigt werden.
- Es muss möglich sein, das Relais-Konfigurationstool mithilfe einer Online-Update-Funktionen auf dem neuesten Stand zu halten.
- Das Relais-Konfigurationstool soll die Anzeige von Relaisereignissen, Störschrieben und Fehleraufzeichnungen ermöglichen.
- Das Relais-Konfigurationstool muss die vollständige Relaisdokumentation enthalten, einschließlich der Betriebs- und technischen Details.
- Das Relais-Konfigurationstool muss eine Funktionalität für den Vergleich von archivierter Konfiguration und Konfiguration im Relais enthalten.
- Die Relais-Konfigurationstool muss die Konfiguration von IEC 61850 vertikaler und horizontaler Kommunikation ermöglichen, einschließlich GOOSE und abgetasteten Messwerten (SMV).
- Das Relais-Konfigurationstool muss den Import und Export von gültigen IEC 61850-Dateien (ICD, CID, SCD, IID) unterstützen.
- Das Relais-Konfigurationstool muss die Konstruktion von Relais gemäß IEC 61850 Edition 1 und Edition 2 in demselben System unterstützen.
- Die aktuelle Version des Konfigurationstools muss auch mit älteren Relaisversionen kompatibel sein.
- Das Relais-Konfigurationstool benötigt eine IEC 61850 Edition 2-Bescheinigung von einem akkreditierten Level A-Prüflabor.
- Das Relais-Konfigurationstool muss über die gesamte Lebensdauer des Relais die Möglichkeit bieten, die Hardware und die Funktionalität des Relais vor Ort zu aktualisieren und modifizieren, ohne Eingriffe des Herstellerpersonals.

Typprüfungen und andere Konformitätsanforderungen

- Das Relais muss einen kontinuierlichen Betriebstemperaturbereich von 25 ... +55° C und einen Transport-/Lagertemperaturbereich von 40...+85° C aufweisen.
- Das Relais muss die mechanischen Prüfanforderungen gemäß IEC 60255-21-1 and -2 Klasse 2 für Vibration, Schock und Erschütterungen erfüllen.
- Der maximale Hilfsspannungsverbrauch des Relais muss (unter Betriebsbedingungen) 25 W unterschreiten.
- Das Relais benötigt eine IEC 61850 Edition 2-Bescheinigung von einem akkreditierten Level A-Prüflabor.
- Das Relais muss die Prüfanforderungen hinsichtlich der elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV) gemäß EN 60255-26 erfüllen und der EMV-Richtlinie 2014/30/EU entsprechen.
- Das Relais muss der RoHS-Richtlinie 2011/65/EU entsprechen.
- Die Prüfbescheinigung für mechanischen, Umwelt-, Sicherheits- und EMV-Prüfungen muss von einem akkreditierten externen Labor ausgestellt sein.

Zusätzliche Informationen

Weitere Informationen erhalten Sie bei ABB vor Ort oder besuchen Sie unserer Website unter:

www.abb.com/mediumvoltage

Die Informationen in diesem Dokument können ohne vorherige Ankündigung geändert werden und sind nicht als für ABB verbindlich zu betrachten. Für eventuelle Fehler im Dokument übernimmt ABB keinerlei Haftung.

ABB ist eine eingetragene Marke der ABB Group. Alle anderen in diesem Dokument erwähnten Marken- oder Produktnamen sind Warenzeichen oder eingetragene Warenzeichen ihrer jeweiligen Inhaber.

Im Falle von Abweichungen zwischen der englischen und einer anderen Sprachversion ist der Wortlaut der englischen Version maßgeblich.