



Relion® 630 Serie

Abzweigschutz und Steuerung REF630 Produktdatenblatt

Inhaltsverzeichnis

1. Beschreibung.....	3	15. "Fuse failure" Überwachung.....	20
2. Anwendung.....	3	16. Stromkreisüberwachung.....	20
3. Grundkonfigurationen.....	8	17. Zugangskontrolle.....	20
4. Schutzfunktionen.....	17	18. Ein- und Ausgänge.....	20
5. Steuerung.....	18	19. Kommunikation.....	22
6. Fehlerortung.....	18	20. Technische Daten.....	24
7. Messungen.....	18	21. Lokales HMI.....	68
8. Störschreiber.....	19	22. Montagemöglichkeiten.....	68
9. Power Quality.....	19	23. Auswahl- und Bestelldaten.....	70
10. Ereignisspeicher.....	19	24. Zubehör.....	74
11. Störschriebdaten.....	20	26. Tools.....	75
12. Leistungsschalterüberwachung.....	20	27. Unterstützte ABB-Lösungen.....	76
13. Auslösekreisüberwachung.....	20	28. Anschlussdiagramm.....	78
14. Selbstüberwachung.....	20	29. Referenzmaterial.....	80
		30. Funktionen, Codes und Symbole.....	81
		31. Frühere Versionen des Dokuments.....	84

Haftungsausschluss

Die in diesem Dokument enthaltenen Informationen können ohne Vorankündigung geändert werden und dürfen nicht als eine Verpflichtung von ABB gesehen werden. ABB übernimmt keine Verantwortung für etwaige Fehler in diesem Dokument.

© Copyright 2015 ABB.

Alle Rechte vorbehalten.

Marken

ABB und Relion sind eingetragene Warenzeichen der ABB Group. Alle sonstigen Marken- oder Produktnamen, die in dieser Dokumentation erwähnt werden, sind gegebenenfalls Warenzeichen oder eingetragene Warenzeichen der jeweiligen Inhaber.

- 1. Beschreibung**
- REF630 ist ein Abzweigschutz- und Steuergerät zur Steuerung, Messung, Überwachung und zum Schutz von Kabel- und Freileitungsabgängen sowie Mess- oder Sammelschienenkuppelfeldern. REF630 gehört zur ABB Relion®-Produktfamilie für Schutz und Steuerung und ist Bestandteil der 630er Geräteserie, die sich unter anderem durch komfortable Funktionsplanprogrammierung und ihre flexible Konfigurierbarkeit auszeichnet. REF630 bietet die Steuerfunktionen, die eine ideale Lösung für die Steuerung von Einspeisungen darstellen.
- Die Geräte der 630er Serie unterstützen die Stationsautomatisierungsnorm IEC 61850, sowie die Kommunikationsprotokoll DNP3 und IEC 60870-5-103 und ermöglichen so eine nahtlose Verbindung zu Stationsautomatisierungs- und SCADA Systemen.
- 2. Anwendung**
- REF630 bietet Hauptschutzfunktionen für Freileitungen und Kabelabgänge in Verteilnetzen. Das Gerät ist sowohl für den Einsatz in Netzen mit isoliertem Sternpunkt als auch in Netzen mit niederohmiger Sternpunktterdung geeignet. Vier Grundkonfigurationen für typische Abzweigschutz und Steuerfunktionen stehen ab Werk zur Verfügung. Die vier vordefinierten Konfigurationen können so verwendet oder mit frei wählbaren Zusatzfunktionen angepasst und erweitert werden. Dadurch kann das Gerät für den jeweiligen Anwendungsfall optimiert werden.

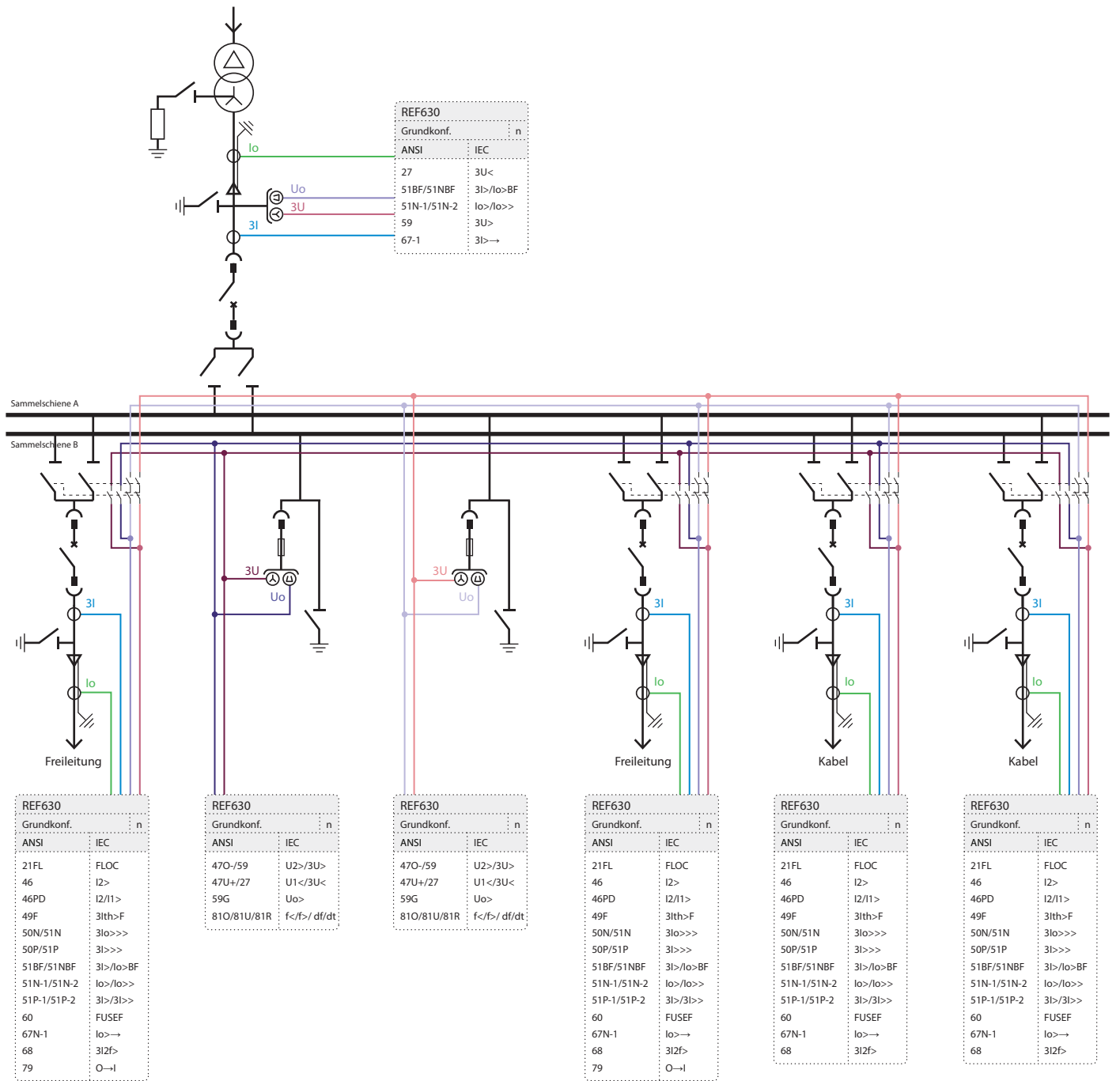


Abb. 1. Anwendungsbeispiel einer Schaltanlage mit Doppel-Sammelschiene mit einer Einspeisung und mehreren Abzweigen für Freileitungen und Kabelleitungen in Grundkonfiguration n

Die Fehlerortungsfunktion ist an allen Abzweigen verfügbar und die automatische Wiedereinschaltung ist für die Freileitungen reserviert.

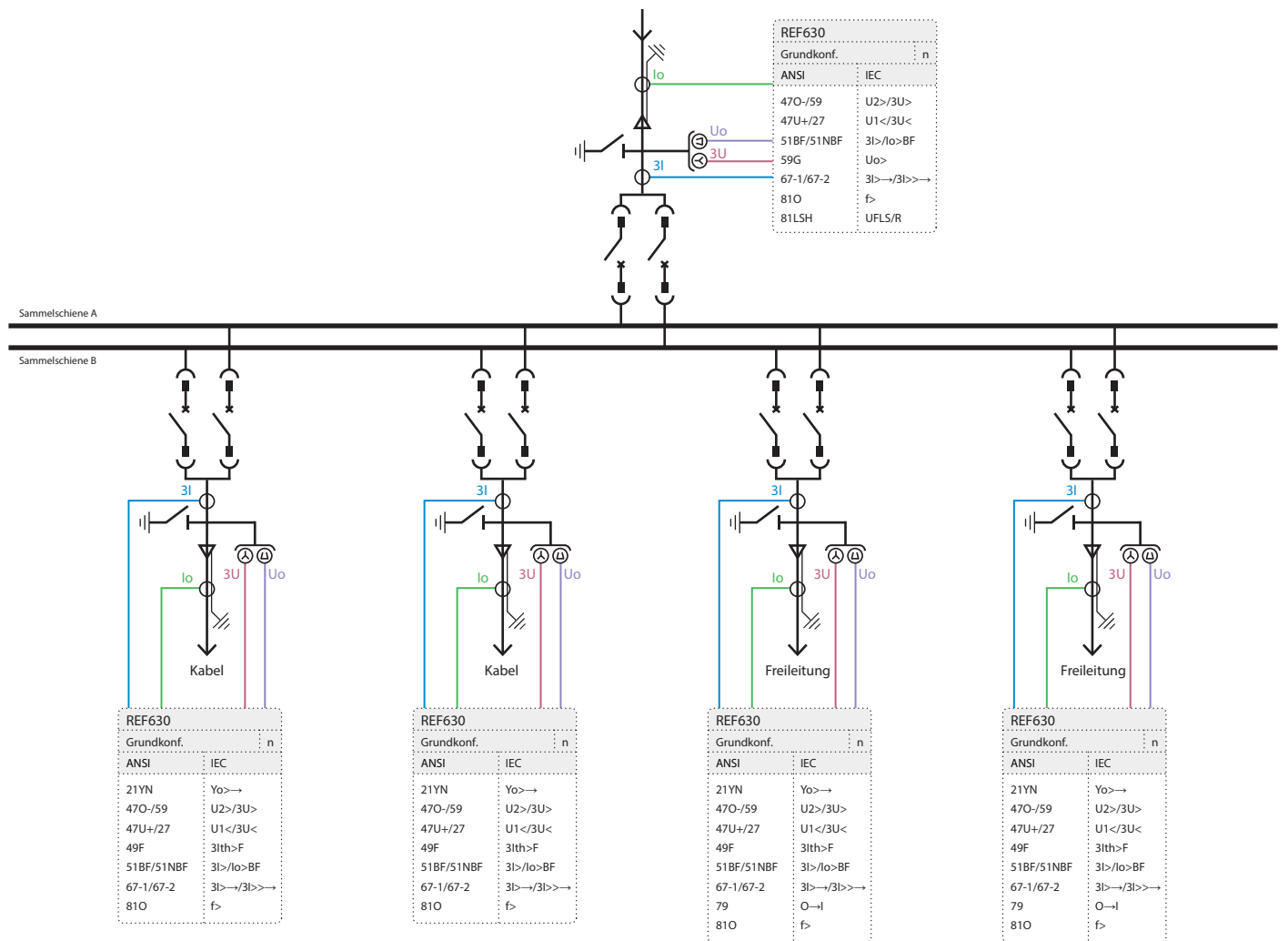


Abb. 2. Anwendungsbeispiel einer Schaltanlagenanordnung mit Doppel-Sammelschiene ("Back 2 Back") mit dedizierter Spannungsmessung an jeder Einspeisung

Der admittanzbasierte Erdfehlerschutz wird in allen Abzweigen verwendet. Die automatische Wiedereinschaltungsfunktion für die Abzweige mit Freileitungen verwendet.

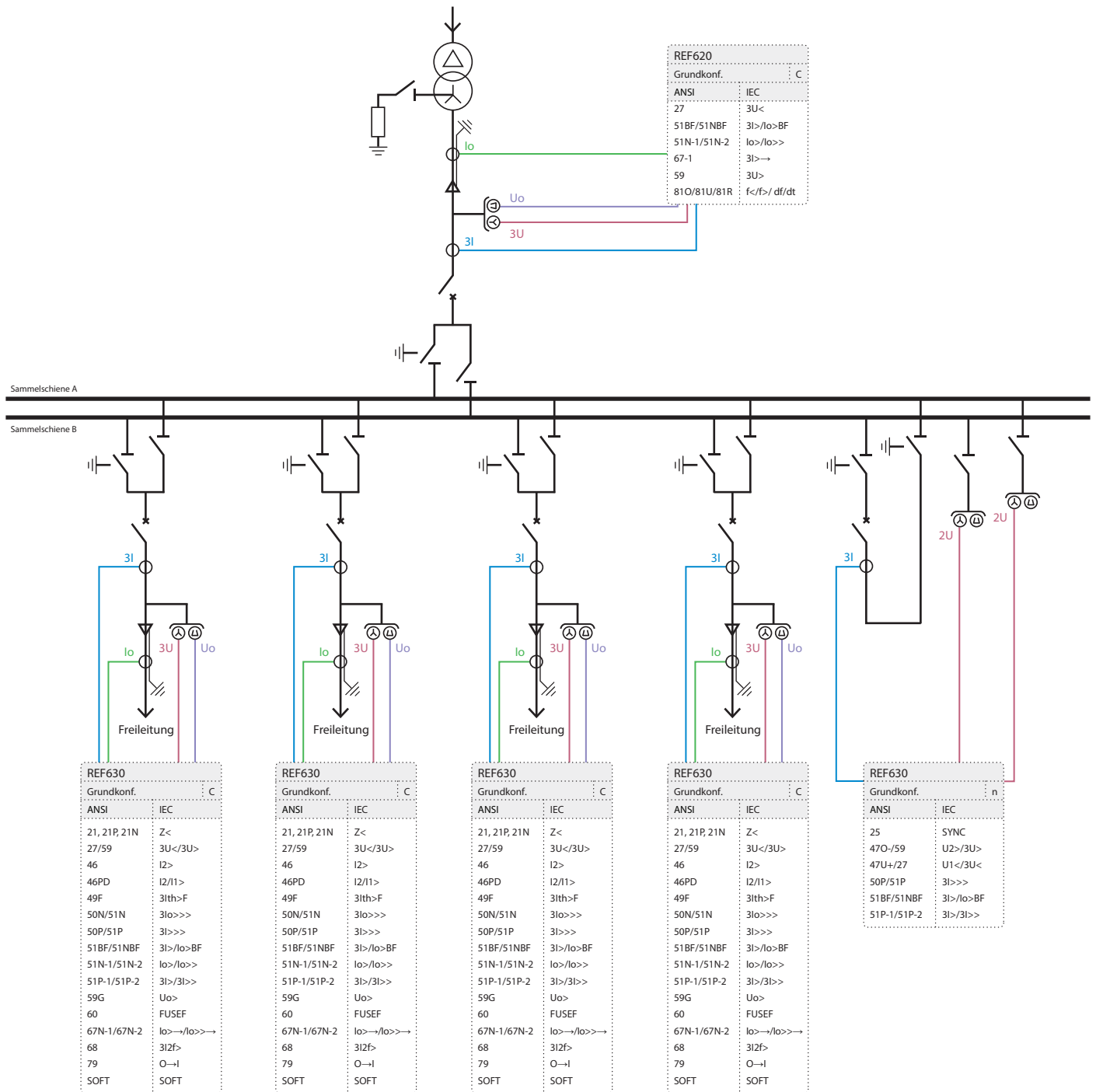


Abb. 3. Anwendungsbeispiel einer Schaltanlage mit Doppel-Sammelschiene. Typisch für eine gasisolierte Schaltanlage mit 3 Trennschalterstellungen und Spannungsmessung in jeder Einspeisung

Das Kuppelfeld mit unabhängiger Spannungsmessung an beiden Sammelschienen ermöglicht die Schaltanlagenauslösung während Wartungsarbeiten an einem

der Sammelschienenabschnitt erforderlich sind. Grundkonfiguration C mit Distanzschutz ist vorkonfiguriert für Abgangsfelder in ringförmigen / vermaschten Netzen.

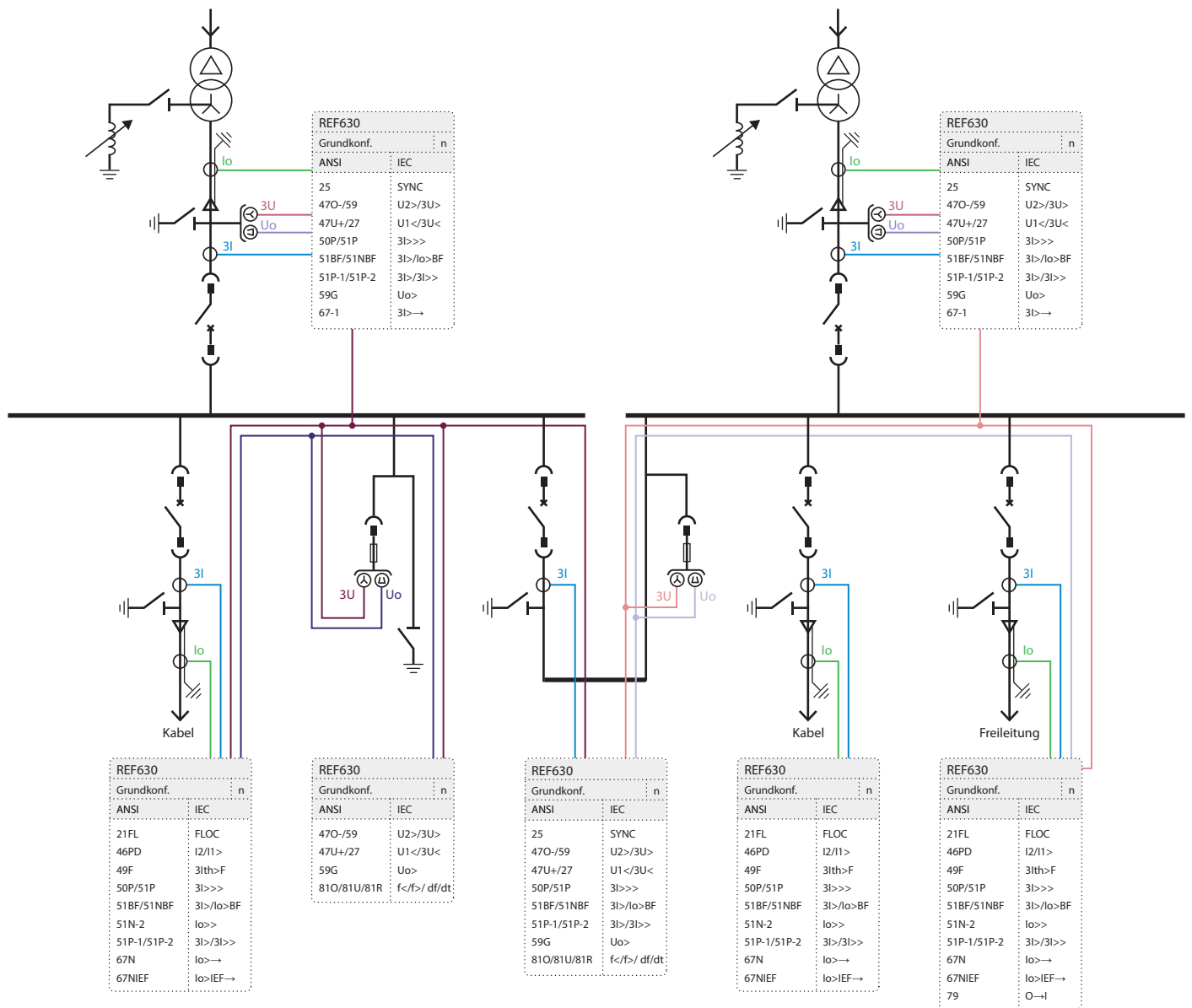


Abb. 4. Anwendungsbeispiel einer Schaltanlage mit einer Einzel-Sammelschiene, getrennt in zwei Sammelschienenabschnitte durch Sammelschienenkupplung

Hochohmig geerdete Netze mit Grundkonfiguration N und gerichtetem Überstrom und gerichteten Erdfehlerfunktionen werden verwendet. Bei Einspeisungen und

Sammelschienenkupplungen wird die Synchrocheck-Funktion verwendet, um die unsynchrone Verbindung von zwei separaten Netzen miteinander zu verhindern.

3. Grundkonfigurationen

Die Geräte der 630er Serie werden mit optionalen werksseitigen Grundkonfigurationen für unterschiedliche Anwendungen angeboten. Die Grundkonfigurationen beschleunigen die Inbetriebnahme und verringern den Engineering-Bedarf am IED. Sie beinhalten die Standardfunktion, die üblicherweise für eine bestimmte Anwendung erforderlich ist. Jede Grundkonfiguration kann mithilfe des Bedien- und Parametrierungstools PCM600 angepasst werden. Die Anpassung ermöglicht die Konfiguration des Geräts für bestimmte Anwendungen.

Bei der Anpassung können Schutz-, Steuer- oder andere Funktionen je nach Anwendung hinzugefügt bzw. gelöscht, Parametereinstellungen geändert, die Konfiguration der Standardalarme sowie die Einstellungen des Ereignisspeichers

geändert werden. Außerdem können die in der HMI angezeigten Texte sowie die Konfiguration der LEDs und Funktionstasten geändert und das einpolige Blindschaltbild angepasst werden.

Eine Anpassung der Grundkonfiguration schließt immer das Communication Engineering zur Konfiguration der Kommunikation gemäß der Gerätefunktionen ein. Das Communication Engineering erfolgt über die Funktion zur Kommunikationskonfiguration des PCM600.

Wenn keine dieser Grundkonfigurationen die Aufgaben im vorgesehenen Anwendungsbereich erfüllen, können Geräte der 630 Serie auch ohne Grundkonfiguration bestellt werden. In diesem Fall muss das Gerät von Grund auf konfiguriert werden.

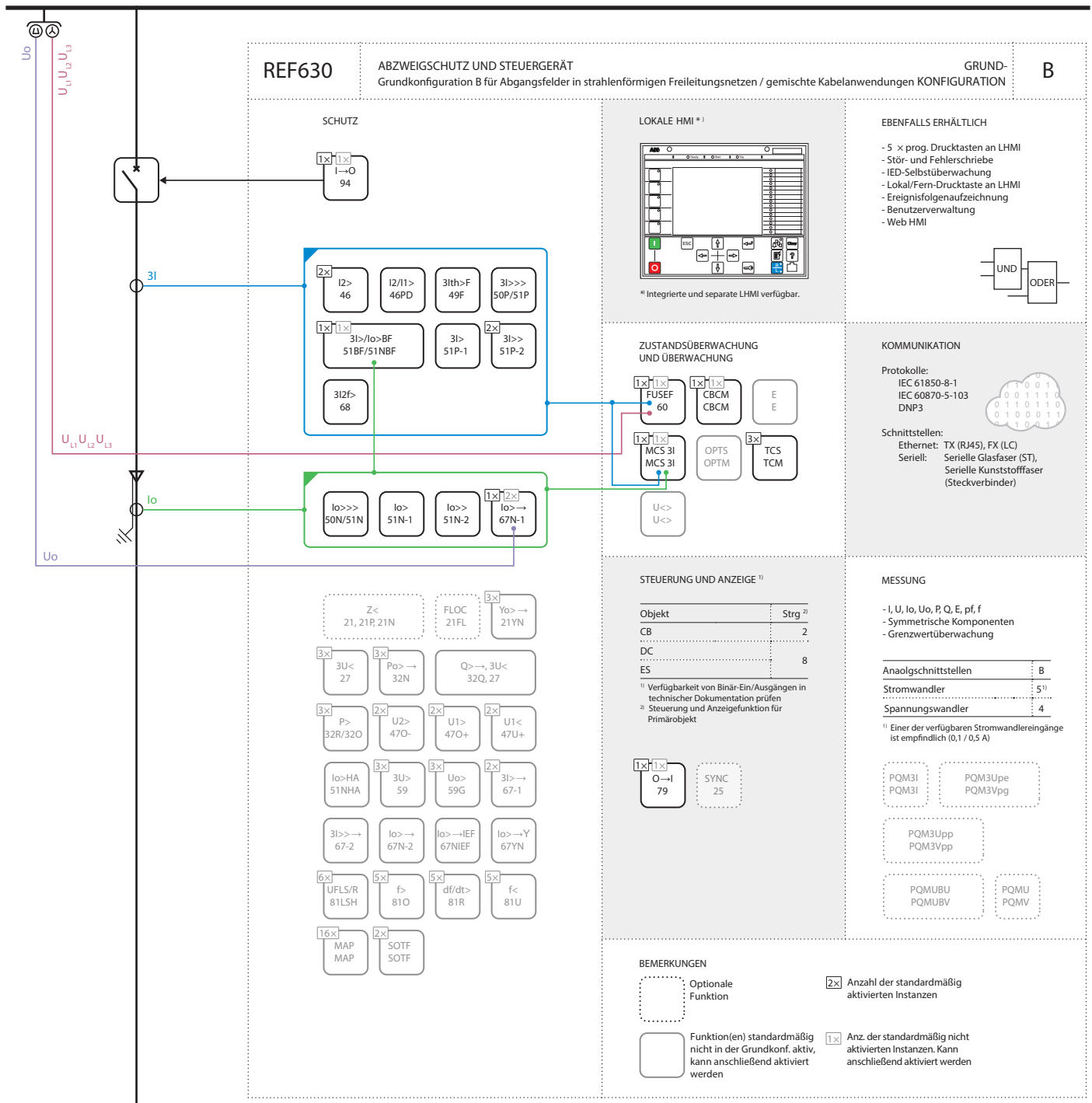


Abb. 6. Funktionsüberblick für Grundkonfiguration B

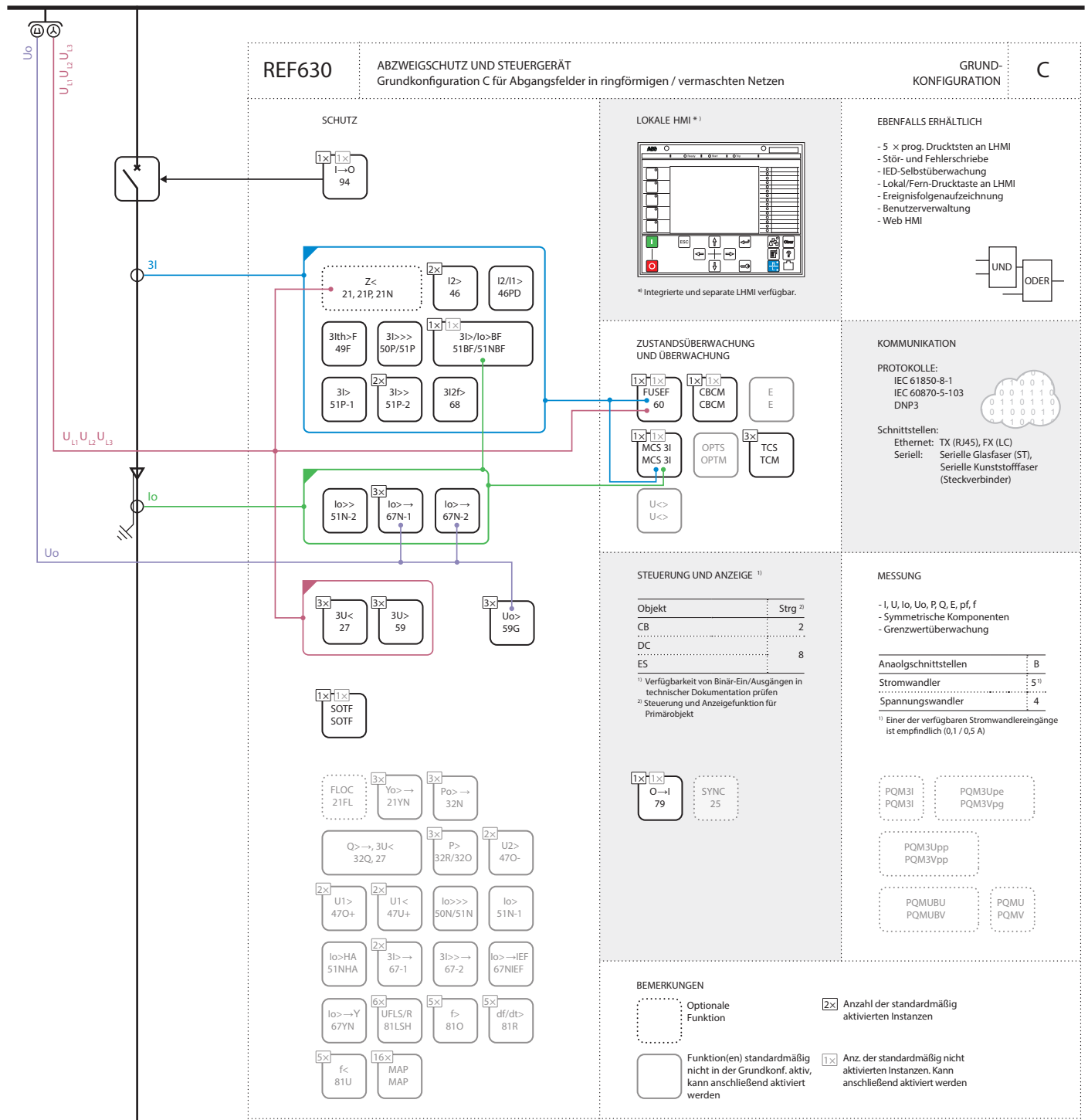


Abb. 7. Funktionsüberblick für Grundkonfiguration C

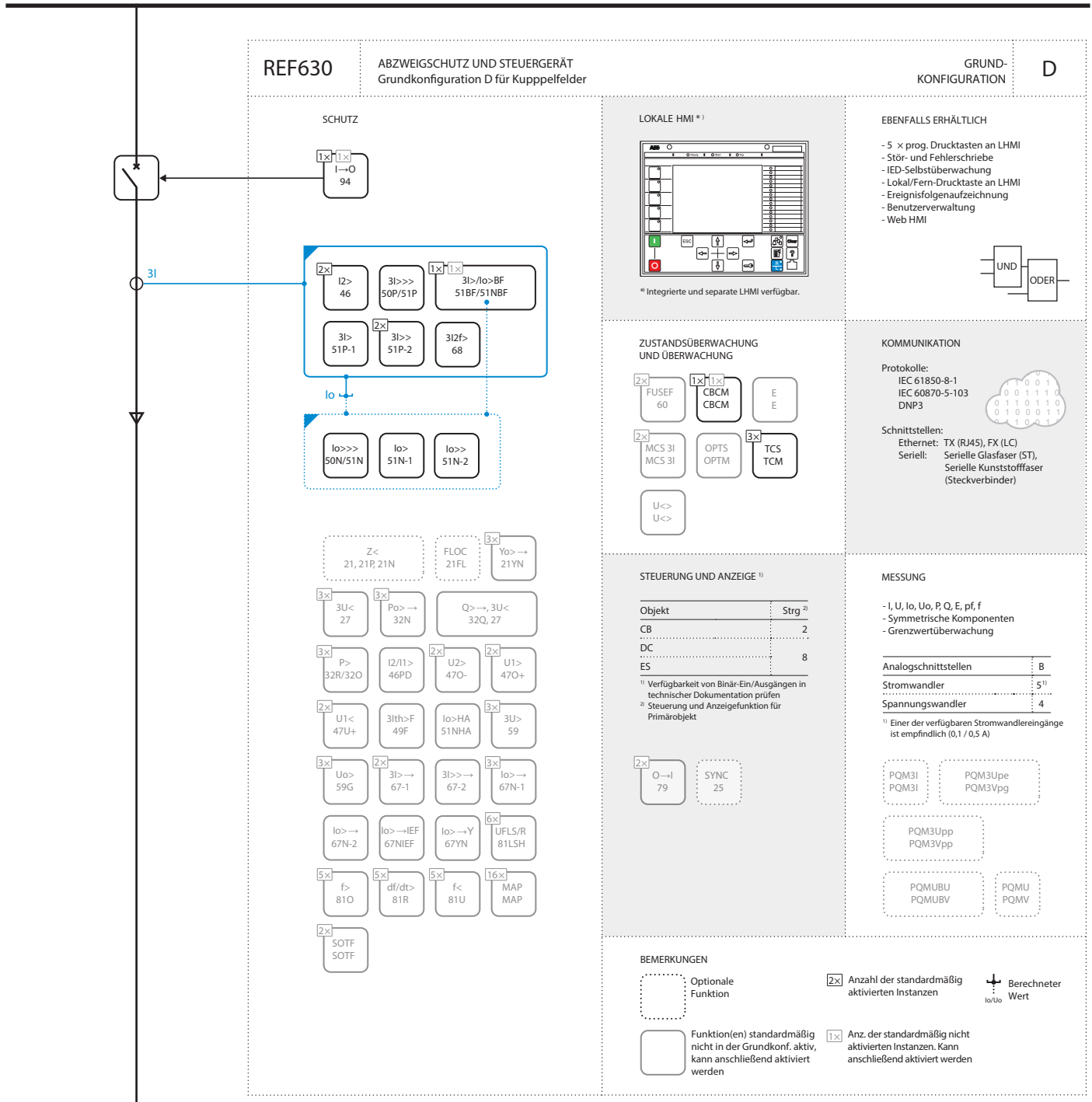


Abb. 8. Funktionsüberblick für Grundkonfiguration D

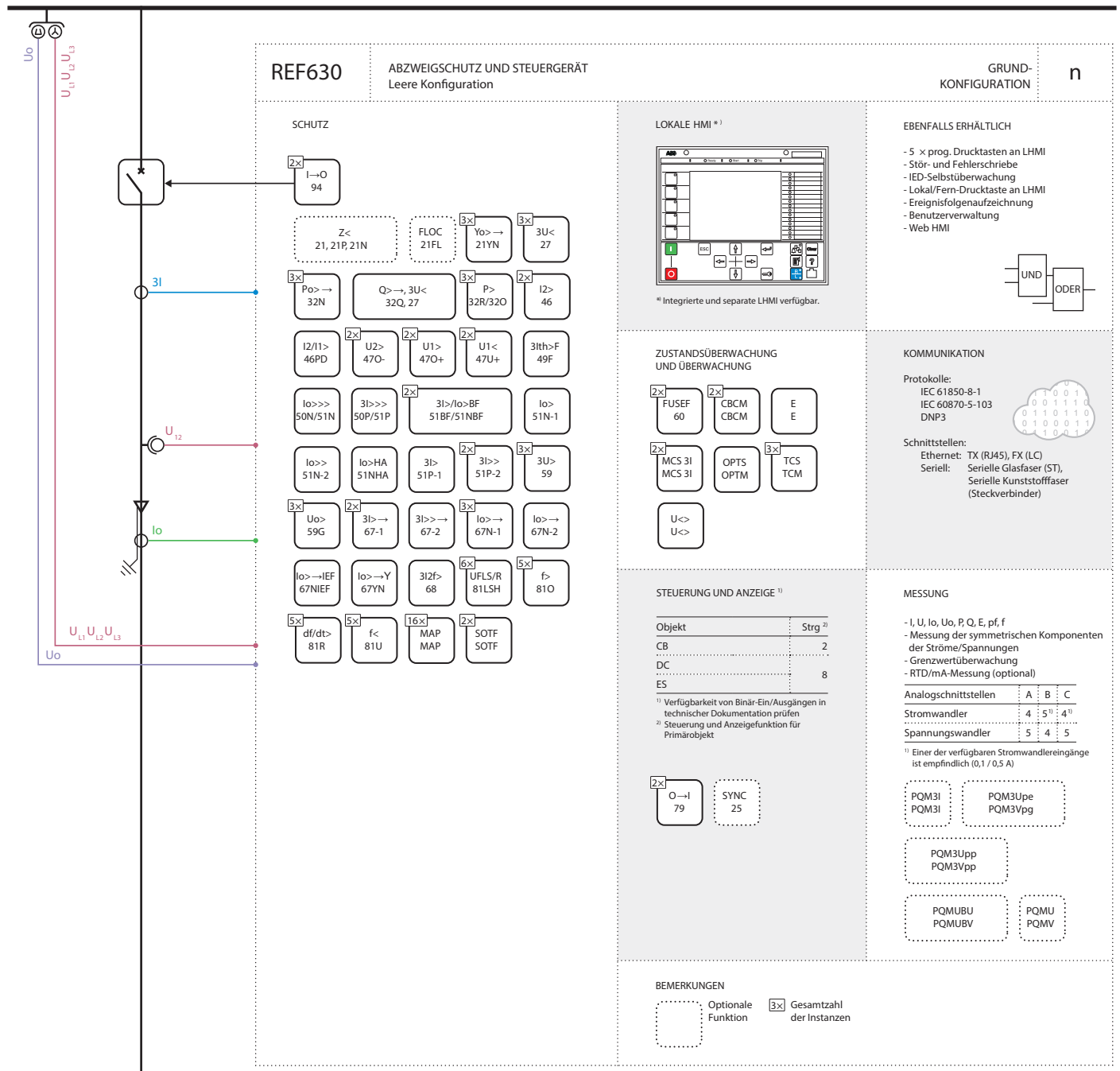


Abb. 9. Funktionsüberblick für Grundkonfiguration n

Tabelle 1. Bestelloptionen für die REF630-Grundkonfiguration

Beschreibung	Grundkonfiguration				
Grundkonfiguration A für Abgangsfelder in geöffneten / geschlossenen Ringkonfigurationen	A				
Grundkonfiguration B für Abgangsfelder in strahlenförmigen Freileitungsnetzen / gemischte Kabelanwendungen		B			
Grundkonfiguration C für Abgangsfelder in ringförmigen / vermaschten Netzen			C		
Grundkonfiguration D für Kuppelfelder				D	
Ohne Grundkonfiguration, Zahl zeigt die Anzahl der Verfügbaren Instanzen					n

Tabelle 2. Funktionen in Grundkonfigurationen

Beschreibung	A	B	C	D	n
Schutz					
Dreiphasiger ungerichteter Überstromschutz, (I>)	1	1	1	1	1
Dreiphasiger ungerichteter Überstromschutz, (I>>)	2	2	2	2	2
Dreiphasiger ungerichteter Überstromschutz, (I>>>)	1	1	1	1	1
Dreiphasiger gerichteter Überstromschutz, (I> →)	2	-	-	-	2
Dreiphasiger gerichteter Überstromschutz, (I>> →)	1	-	-	-	1
Distanzschutz	-	-	1	-	1
Logik für Schalten auf anstehenden Fehler	-	-	1	-	2
Fehlerorter	-	-	-	-	1
Automatische Wiedereinschaltung	1	1	1	-	2
Ungerichteter Erdfehlerschutz, (I0>)	-	1	-	1	1
Ungerichteter Erdfehlerschutz, (I0>>)	1	1	1	1	1
Ungerichteter Erdfehlerschutz, (I0>>>)	-	1	-	1	1
Gerichteter Erdfehlerschutz, (I0> →)	2	1	3	-	3
Gerichteter Erdfehlerschutz, (I0>> →)	1	-	1	-	1
Erdfehlerschutz basierend auf harmonischen Komponenten	-	-	-	-	1
Transienter/intermittierender Erdfehlerschutz, Erdschluss-Wischer	1	-	-	-	1
Admittanzbasierter Erdfehlerschutz	-	-	-	-	3
Multifrequenz admittanzbasierter Erdfehlerschutz	-	-	-	-	1
Wattmetrischer Erdfehlerschutz	-	-	-	-	3
Phasenausfallschutz	1	1	1	-	1
Schieflastschutz	2	2	2	2	2
Dreiphasiger thermischer Überlastschutz	1	1	1	-	1
Dreiphasige Einschaltstromerkennung	1	1	1	1	1
Dreiphasiger Überspannungsschutz	-	-	3	-	3
Dreiphasiger Unterspannungsschutz	-	-	3	-	3
Phasenüberspannungsschutz (Mitsystem)	-	-	-	-	2
Phasenunterspannungsschutz (Mitsystem)	-	-	-	-	2
Spannungs-Unsymmetrieschutz	-	-	-	-	2
Nullspannungsschutz, (U0>)	-	-	3	-	3
Q/U Schutz / Blindleistungsunterspannungsschutz	-	-	-	-	2
Leistungsrichtungsschutz	-	-	-	-	3
Frequenzgradient	-	-	-	-	5
Überfrequenzschutz	-	-	-	-	5
Unterfrequenzschutz	-	-	-	-	5
Lastabwurf	-	-	-	-	6
Schalerversagerschutz	1	1	1	1	2

Tabelle 2. Funktionen in Grundkonfigurationen, Fortsetzung

Beschreibung	A	B	C	D	n
Auslöselogik	1	1	1	1	2
Adaptierbare auf Analogwerten basierende multifunktionale Schutzfunktion	-	-	-	-	16
Schutzbezogene Funktionen					
Mitnahmeschaltung durch Übergreifstufe	-	-	1	-	1
Signalvergleich für Erdfehlerschutz	-	-	1	-	1
Logik zur Signalvergleichschutz	-	-	1	-	1
Logik für Richtungsumkehr und Schwachlastbetrieb	-	-	1	-	1
Logik für Richtungsumkehr und Schwachlastbetrieb bei Erdschlüssen	-	-	1	-	1
Steuerung					
Feldsteuerung	1	1	1	1	1
Verriegelungsfunktionalität	4	4	4	1	10
Steuerung des Leistungsschalters / Trennschalters	4	4	4	1	10
Leistungsschalter	1	1	1	1	2
Trennschalter	3	3	3	-	8
Lokal- und Fern-Umschaltung	-	-	-	-	1
Synchrocheck	-	-	-	-	1
Generischer I/O-Prozess					
Einzelmeldung für Steuerung (8 Signale)	-	-	-	-	5
Doppelmeldung	-	-	-	-	15
Einzelmeldung	-	-	-	-	64
Gemessene Werte	-	-	-	-	15
Virtueller Wahlschalter für Funktionen	-	-	-	-	10
Schaltobjekt für Zusatzfunktionen	-	-	-	-	10
Impulszähler für die Energiezählung	-	-	-	-	4
Ereigniszähler	-	-	-	-	1
Zustandsüberwachung					
Betriebsstundenzähler für Maschinen und Geräte	-	-	-	-	1
Leistungsschalterzustandsüberwachung	1	1	1	1	2
"Fuse failure"-Überwachung	1	1	1	-	2
Stromkreisüberwachung	1	1	1	-	2
Auslösekreisüberwachung	3	3	3	3	3
Überwachung der Stationsbatterie	-	-	-	-	1
Energieüberwachung	-	-	-	-	1
Maximalwertüberwachung der gemessenen Werte	-	-	-	-	40
Power Quality					
Spannungsunsymmetrie	-	-	-	-	1
Spannungsungleichgewicht	-	-	-	-	1

Tabelle 2. Funktionen in Grundkonfigurationen, Fortsetzung

Beschreibung	A	B	C	D	n
Harmonische des Stroms	-	-	-	-	1
Harmonische der Spannung Leiter-Leiter	-	-	-	-	1
Harmonische der Spannung Leiter-Erde	-	-	-	-	1
Messfunktionen					
Dreiphasige Stromanzeige	1	1	1	1	1
Dreiphasige Spannungsanzeige, Leiter - Erde (RMS)	1	1	1	1	2
Dreiphasige Spannungsanzeige, Leiter - Leiter (RMS)	-	-	-	-	2
Erdfehlerstromanzeige	1	1	1	1	1
Nullspannungsanzeige	1	1	1	-	1
Leistungsüberwachung mit Wirk-, Blind- und Scheinleistung, Leistungsfaktor, Frequenz	1	1	1	1	1
Symmetrische Komponenten (Strom)	1	1	1	1	1
Symmetrische Komponenten der Spannung	1	1	1	1	1
Störschreiberfunktionen					
Analogkanäle 1-10	1	1	1	1	1
Analogkanäle 11-20	-	-	-	-	1
Analogkanäle 21-30	-	-	-	-	1
Analogkanäle 31-40	-	-	-	-	1
Binärkanäle 1-16	1	1	1	1	1
Binärkanäle 17-32	1	1	1	1	1
Binärkanäle 33-48	1	1	1	1	1
Binärkanäle 49-64	1	-	1	-	1
Horizontale Stationskommunikation (GOOSE)					
Empfänger für Binärsignale	-	-	-	-	10
Empfänger für Doppelmeldungen	-	-	-	-	32
Empfänger für Verriegelungssignale	-	-	-	-	59
Empfänger für Integerwerte	-	-	-	-	32
Empfänger für Messwerte	-	-	-	-	60
Empfänger für Einzelmeldungen	-	-	-	-	64

n = die Gesamtzahl der verfügbaren Instanzen, unabhängig von der gewählten Grundkonfiguration

1, 2, ... = Anzahl der enthaltenen Instanzen

4. Schutzfunktionen

Das Gerät bietet selektiven Kurzschluss- und Überstromschutz, einschließlich dreiphasigen ungerichteten Überstromschutz mit vier unabhängigen Stufen und dreiphasigen gerichteten Überstromschutz mit drei unabhängigen Stufen. Zusätzlich enthält das Gerät eine dreiphasige Einschaltstromerkennung für die Blockierung ausgewählter Überstromschutzstufen oder für das zeitweise Erhöhen der Einstellwerte. Die enthaltene thermische Überlastschutzfunktion verwendet thermische

Modelle von Freileitungen und Kabeln. Der Überstromschutz für negative Phasenfolge mit zwei unabhängigen Stufen wird für den Leiter-Unsymmetrieschutz verwendet. Das Gerät bietet außerdem Phasenausfallschutz.

Zusätzlich bietet das Gerät selektiven Erdfehler- und Doppelerdfehlerschutz für isolierte neutrale Netze und für Widerstand- bzw. Impedanz-geerdete neutrale Netze, einschließlich fest geerdeten neutralen Netzen. Der

Erdfehlerschutz umfasst ungerichteten Erdfehlerschutz mit drei unabhängigen Stufen und gerichteten Erdfehlerschutz mit vier unabhängigen Stufen. Neben dem konventionellen Erdfehlerschutz bietet das Gerät wattmetrischen, admittanzbasierten und Oberschwingungsbasierten Erdfehlerschutz.

Der enthaltene transiente/intermittierende Erdfehlerschutz basiert auf der Erkennung von Erdfehler-Transienten, die mit durchgängigen oder intermittierenden Fehlern verbunden sind. Bei intermittierenden Erdfehlern handelt es sich um eine spezielle Erdfehlerart, die in kompensierten Netzen mit Erdkabeln auftritt. In fest geerdeten oder kompensierten Netzen erkennt die transiente Erdfehlerschutzfunktion Erdfehler mit geringem Fehlerwiderstand.

Der admittanzbasierte Mehrfrequenz-Erdfehlerschutz bietet selektiven gerichteten Erdfehlerschutz für hochohmig geerdete Netze. Der Betrieb basiert auf mehrfrequenter neutraler Admittanzmessung mit Grundfrequenz und Oberschwingungskomponenten in U_0 und I_0 . Ein spezieller Filteralgorithmus ermöglicht eine zuverlässige und sichere Fehlerrichtung auch bei intermittierenden/wiederzündenden Erdfehlern. Er bietet eine gute Kombination aus zuverlässigem und empfindlichem Schutz mit einer einzelnen Funktion für niederohmige oder hochohmige Erdfehler und für transiente und intermittierende/wiedererzündende Erdfehler.

Der Nullspannungsschutz mit drei unabhängigen Stufen wird für den Erdfehlerschutz des Stationsbus und der Einspeisung sowie für den Reserveschutz der abgehenden Abgänge verwendet.

Das Gerät bietet Distanzschutz mit kreisförmiger (mho) und polygonaler (quad) Zonenkennlinie, drei unabhängige Zonen mit getrennten Reichweiteinstellungen für Leiter-Leiter- und Leiter-Erde-Messelemente und zwei Zonen für die Steuerung der automatischen Wiedereinschaltung der Leistungsschalter. Außerdem bietet das Gerät eine Logik für automatisches Schalten auf Fehler mit spannungs- und strombasierten Erkennungsoptionen.

Das Gerät bietet Spannungsschutzfunktionen einschließlich dreiphasigen Unterspannungs- und Überspannungsschutz mit jeweils drei unabhängigen Stufen. Beide umfassen Leiter-Leiter- bzw. Leiter-Erde-Messung. Das Gerät bietet außerdem Überfrequenz-, Unterfrequenz- und Frequenzänderungsrate-Schutz, der bei Lastabwurf- und Netz wiederherstellungsanwendungen verwendet wird.

Der Blindleistungs-Unterspannungsschutz (QU) kann am Netzverbindungspunkt der verteilten Energieerzeugungseinheiten verwendet werden.

Zusätzlich bietet das Gerät dreipolige mehrzyklische automatische Wiedereinschaltfunktionen für Freileitungen.

Das Gerät verfügt über einen Schaltersversagerschutz, der für eine Wiederauslösung oder Reserveauslösung für vorgeschaltete Leistungsschalter sorgt.

5. Steuerung

Das Gerät ermöglicht die Ort- oder Fernsteuerung des Schaltfeldes und bietet darüber hinaus eine Vielzahl binärer Ein- und Ausgänge sowie grafisch programmierbare Logikfunktionen zur Steuerung und Verriegelung von Schaltern mit Motorantrieb. Unterstützt werden sowohl Einfach – als auch Doppelsammelschienenanlagen. Abhängig von der gewählten Anzahl der Ein- und Ausgänge können bis zu acht Schaltgeräte gesteuert und deren Schaltstellung auf dem übersichtlichen Display grafisch dargestellt werden. Als Alternative zur konventionellen Verdrahtung per Ring- oder Schleifleitungen bieten Geräte der 630er Serie die Möglichkeit von GOOSE-Nachrichten gemäß IEC 61850 zum Signalaustausch für Verriegelungszwecke.

Zudem verfügt das Gerät über eine Synchrocheck-Funktion, damit Spannung, Phasenwinkel und Frequenz auf beiden Seiten eines offenen Leistungsschalters die Bedingungen für eine sichere Verbindung von zwei Netzen erfüllen.

6. Fehlerortung

Das REF630 besitzt einen Fehlerorter mit Impedanzmessverfahren, der zur Lokalisierung von Kurzschlüssen in sternförmigen Verteilnetzen geeignet ist. Erdfehler können in starr und niederohmig geerdeten Netzen lokalisiert werden. Bei einem Fehlerstrom, der mindestens genauso hoch oder höher als der Laststrom ist, können Erdfehler auch in Verteilnetzen mit isoliertem Sternpunkt lokalisiert werden. Die Fehlerortungsfunktion ermittelt die Fehlerart und berechnet die Entfernung zum Fehlerort. Ein Anhaltswert des Fehlerwiderstandes wird ebenfalls ermittelt. Dieser Wert gibt Hinweise auf die Fehlerursache und die Genauigkeit der Fehlerortbestimmung.

7. Messungen

Das Gerät misst ständig die Leiterströme, die symmetrischen Komponenten der Ströme und den Erdfehlerstrom. Das Gerät misst zudem die Phasenspannungen, die symmetrischen Komponenten der Spannung und die Nullspannung. Zusätzlich überwacht das Gerät die Wirk-, Blind- und Scheinleistung, den Leistungsfaktor, den maximalen Lastwert in einem benutzerdefinierbaren, voreingestellten Zeitrahmen sowie die kumulative Wirk- und Blindenergie beider Richtungen. Zudem werden die Leitungsfrequenz, die berechnete Temperatur der Einspeisung und der Wert der Phasenasymmetrie basierend auf dem Verhältnis zwischen den negativen und positiven Leiterströmen berechnet. Für die kumulative und Durchschnittsberechnungen wird der nicht-flüchtige Speicher des Geräts genutzt.

Auf die gemessenen Werte kann vor Ort über die Benutzeroberfläche auf der Vorderseite des Geräts oder von

Fern über die Kommunikationsschnittstelle des Geräts zugegriffen werden. Zugang zu diesen Werten gewährt auch die Benutzeroberfläche im Webbrowser, entweder vor Ort oder von Fern.

8. Störschreiber

Das Gerät ist mit einem Störschreiber mit bis zu 40 analogen und 64 binären Signalkanälen ausgestattet. Die Analogkanäle können so eingestellt werden, dass sie sinusförmige Verläufe der gemessenen Ströme und Spannungen aufzeichnen. Die Analogkanäle können so eingestellt werden, dass sie die Aufzeichnung starten, wenn der gemessene Wert unter- oder oberhalb der eingestellten Werte liegt. Die Binärsignalkanäle können so eingestellt werden, dass sie an der ansteigenden oder der abfallenden Flanke der Binärsignale mit der Aufzeichnung beginnen. Die Binärkanäle werden auf die Aufzeichnung von externen oder internen Gerätesignalen eingestellt, z. B. die Anrege- oder Auslösesignale der Schutzstufen oder externe Blockier- oder Steuersignale. Binäre Gerätesignale, wie z. B. ein Anrege- oder Auslösesignal der Schutzfunktion oder ein externes Gerätesteuersignal über einen Binäreingang, können auf eine Auslösung der Aufzeichnung eingestellt werden. Zudem enthalten die Störschreibereinstellungen Vor- und Nach-Triggerzeiten.

Der Störschreiber kann bis zu 100 Aufzeichnungen speichern. Die Anzahl der Aufzeichnungen kann variieren. Dies ist abhängig von der Länge der Aufzeichnung und der darin enthaltenen Signalanzahl. Der Störschreiber steuert die Anrege- und Auslöse-LEDs der frontseitigen Benutzeroberfläche. Der Betrieb der LEDs ist vollständig konfigurierbar und kann aktiviert werden, wenn eine oder mehrere Bedingungen erfüllt werden, d.h., wenn die Schutzfunktion angeregt oder ausgelöst wird.

Die aufgezeichnete Information wird in einem nicht-flüchtigen Speicher abgelegt und kann zur anschließenden Fehleranalyse hochgeladen werden.

9. Power Quality

Die Power Quality wird in Normen durch die Spannungscharakteristik definiert. Transiente Störungen, kurz und lang anhaltende Spannungsschwankungen, Unsymmetrien und Verzerrungen des Sinusverlaufes sind wichtige Merkmale zur Beschreibung der Power Quality. Die Power Quality ist ein kundenseitiges Thema. Jedes Problem, das die Spannung oder den Strom betrifft, das zu einem Ausfall oder einer fehlerhaften Handlung der Betriebsmittel des Kunden führt, ist ein Problem der Power Quality.

REF630 verfügt über die folgenden Funktionen zur Überwachung der Power Quality:

- Spannungsschwankung
- Spannungsunsymmetrie
- Oberschwingungsbehaftete Ströme
- Oberschwingungsbehaftete Spannung (Leiter-Leiter und Leiter-Erde)

Die Messfunktion der harmonischen Oberwellen werden für die Überwachung einzelner Oberschwingungskomponenten (bis zur 20.) und der harmonischen Verzerrung (THD) verwendet. Die Funktion der Oberschwingungsbehafteten Ströme überwacht auch die Gesamtabnahmeverzerrung (TDD).

Die Schwankungen des Spannungssignals werden durch die Messung von Spannungserhöhungen, -einbrüchen und -unterbrechungen ermittelt. Die Spannungsschwankungsfunktion umfasst eine einphasige, zweiphasige und dreiphasige Messung. Die Spannungsunsymmetriefunktion verwendet fünf verschiedene Methoden für die Berechnung von Unsymmetrien:

- Größe der Gegensystemspannung
- Größe der Nullsystemspannung
- Verhältnis der Größe von Gegensystem-/ Mitsystemspannung
- Verhältnis der Größe von Nullsystem-/Mitsystemspannung
- Verhältnis der maximalen Spannungsabweichung und den durchschnittlichen Spannungen und Leiterspannungen

10. Ereignisspeicher

Das Gerät verfügt über einen Ereignisspeicher zur Protokollierung von Ereignisinformationen. Der Ereignisspeicher kann so konfiguriert werden, dass er Informationen gemäß vom Benutzer festgelegten Kriterien (einschließlich Gerätesignalen) protokolliert. Zur Sammlung von Ereignisfolgen (SoE - sequence-of-events) verfügt das Gerät über einen nicht-flüchtigen Speicher mit einer Aufnahmekapazität von 1000 Ereignissen mit den dazugehörigen Zeitstempeln und benutzerdefinierbaren Ereignistexten. Der nicht-flüchtige Speicher behält die Daten auch im Falle eines vorübergehenden Ausfalls der Hilfsspannung im Gerät. Das Ereignisprotokoll ermöglicht ausführliche Analysen vor oder nach einem Fehler bzw. einer Störung.

Auf die SoE-Information kann vor Ort über die Benutzeroberfläche auf der Vorderseite des Geräts oder von Fern über die Kommunikationsschnittstelle des Geräts zugegriffen werden. Zugang zu diesen Informationen gewährt auch die Benutzeroberfläche im Webbrowser, entweder vor Ort oder von Fern.

Die Protokollierung von Kommunikationsereignissen wird durch das verwendete Kommunikationsprotokoll und das Kommunikations-Engineering bestimmt. Kommunikationsereignisse werden automatisch an Stationsautomatisierungs- und SCADA-Systeme gesendet,

wenn das erforderliche Kommunikations-Engineering vollständig abgeschlossen ist.

11. Störschriebdaten

Das Störschrieb enthält Informationen, die während der Störung erfasst wurden. Das Protokoll enthält allgemeine Informationen wie Aufzeichnungszeit, Zeit vor oder nach einem Fehler. Zudem enthält das Protokoll die Höhe und den Winkel vor dem Fehler sowie die Auslösewerte für Fehlerhöhe und Fehlerwinkel. Die Störschriebe werden automatisch in einem nicht-flüchtigen Speicher abgelegt. Der Zugriff auf das numerischen Störschrieb erfolgt über die lokale, frontseitige Benutzeroberfläche. Über das PCM600 ist ein umfassenderer Störschrieb mit Wellenformen verfügbar.

12. Leistungsschalterüberwachung

Die Gerätefunktionen der Zustandsüberwachung überwachen durchgehend die Leistung und den Zustand des Leistungsschalters. Die Überwachung umfasst die Federaufzugszeit, den SF6-Gasdruck, die Laufzeit, den Auslösezähler, das Berechnungsmodul für die akkumulierte Energie, die Abschätzung der Leistungsschalterlebensdauer und die Inaktivitätszeit des Leistungsschalters.

Die Überwachungsfunktionen bieten Protokolldaten für den Betrieb des Leistungsschalters, die wiederum für die Zeitplanung präventiver Wartungsarbeiten am Leistungsschalter genutzt werden können.

13. Auslösekreisüberwachung

Die Auslösekreisüberwachung überwacht kontinuierlich die Verfügbarkeit und die Funktion des Auslösekreises. Sie bietet eine Überwachung des offenen Kreises sowohl bei geschlossener als auch bei offener Position des Leistungsschalters. Sie detektieren auch den Verlust der Steuerspannung des Leistungsschalters.

14. Selbstüberwachung

Das eingebaute Selbstüberwachungssystem des Geräts überwacht laufend den Zustand der Hardware und die Funktion der Software. Der Bediener wird bei jeder Störung oder Fehlfunktion alarmiert.

Sie Ereignisse der Selbstüberwachung werden in einer internen Ereignisliste gespeichert, auf die lokal über die Benutzeroberfläche auf der Frontseite des Geräts zugegriffen werden kann. Auf die Ereignisliste kann auch mit der Webbrowser-basierten Benutzerschnittstelle oder PCM600 zugegriffen werden.

15. "Fuse failure" Überwachung

Die Sicherheitsausfall-Überwachung erkennt Ausfälle zwischen dem Spannungsmesskreis und dem Gerät. Die Ausfälle werden entweder vom gegensystembasierten Algorithmus oder vom Deltaspannungs- und Deltastromalgorithmus erkannt.

Nachdem ein Ausfall erkannt wurde, aktiviert die Funktion zur Sicherheitsausfall-Überwachung einen Alarm und blockiert spannungsabhängige Schutzfunktionen vor unbeabsichtigter Auslösung.

16. Stromkreisüberwachung

Die Stromkreisüberwachung dient der Erkennung von Fehlern in den Sekundärkreisen der Stromwandler. Wird ein Fehler erkannt, aktiviert die Stromkreisüberwachungsfunktion eine Alarm-LED und blockiert bestimmte Schutzfunktionen, um einen unbeabsichtigten Betrieb zu verhindern. Die Stromkreisüberwachungsfunktion berechnet die Summe der Leiterströme und vergleicht diesen Wert mit den gemessenen Referenzströmen von einem Kabelumbauwandler oder mit einem zweiten Stromwandlersatz.

17. Zugangskontrolle

Zum Schutz des Geräts vor unberechtigtem Zugriff und zur besseren Informationsintegrität verfügt das Gerät über ein Authentifizierungssystem, mit dem auch die Benutzer verwaltet werden können. Über die Benutzerverwaltung im Bedien- und Parametriertool PCM600 wird jedem Benutzer ein eigenes Passwort vom Administrator zugewiesen. Zusätzlich wird der Benutzername einer der vier verfügbaren Benutzergruppen zugeordnet: Betrachter, Bediener, Experten und Administratoren. Das Profil der Benutzergruppe bestimmt, wie das Gerät vom einzelnen Benutzer verwendet werden kann.

18. Ein- und Ausgänge

Je nach gewählter Hardwarekonfiguration ist das Gerät mit drei Leiterstromeingängen und einem oder zwei Erdfehlerstromeingängen für den Erdfehlerschutz ausgestattet. Das Gerät enthält immer einen Nullspannungseingang für gerichteten Erdfehlerschutz bzw. Nullspannungsschutz. Weiterhin verfügt das Gerät über drei Spannungseingänge für Überspannung, Unterspannung und gerichteten Überstromschutz und andere spannungsbasierte Schutzfunktionen. Je nach Hardwarekonfiguration verfügt das Gerät auch über einen speziellen Spannungseingang für Synchrocheck.

Die Stromeingänge sind für 1/5 A ausgelegt. Das Gerät besitzt ein oder zwei alternative Erdfehlerstromeingänge (1/5 A oder 0,1/0,5 A). Der 0,1/0,5-A-Eingang wird normalerweise in Anwendungen eingesetzt, die empfindlichen Erdfehlerschutz erfordern und einen Kabelumbauwandler/Ringwandler aufweisen.

Die drei Spannungseingänge für jede Leiter-zu-Leiter-Spannung oder Leiter-zu-Erde-Spannung, und der Nullspannungseingang decken die Nennspannungen 100 V, 110 V, 115 V und 120 V ab. Die Nennwerte der Strom- und Spannungseingänge werden in der Geräte-Software ausgewählt.

Außerdem werden die Binäreingangsschwellen durch eine Anpassung der Parametereinstellungen des Geräts gewählt. Der Spannungsschwellenwert kann separat für jeden Binäreingang ausgewählt werden.

Das optionale RTD/mA-Modul erleichtert das Messen von bis zu acht Analogsignalen über die RTD/mA-Eingänge und vier mA-Ausgänge. Die RTD-Sensoren und mA-Eingänge können zur Messung der Temperatur von Motorlagern und Statorwicklungen verwendet werden, was die Funktionalität des thermischen Überlastschutzes erweitert und eine vorschnelle Alterung der Wicklungen verhindert. Außerdem sind die RTD/mA-Eingänge zur Temperaturmessung der Kühlmittel oder Lagertemperaturen verwendbar. Mithilfe der RTD/mA-Eingänge können die analogen mA-Signale von externen Wandlern überwacht werden. Die RTD/mA-Eingänge können alternativ als Widerstandseingang oder als Eingang für Spannungsumformer verwendet werden. Das RTD-/mA-Modul ermöglicht den Einsatz von analogen Multifunktionsschutzfunktionen. Diese Schutzfunktionen

können zu Auslöse- und Alarmzwecken auf der Basis von RTD-/mA-Messdaten oder Analogwerten aus GOOSE-Meldungen verwendet werden. Die mA-Ausgänge können für die Übertragung frei wählbarer gemessener oder berechneter Analogwerte zu Geräten verwendet werden, sofern diese über eine mA-Eingangsfunktion verfügen.

Die verbesserte Skalierbarkeit der Gerätevariante 6U ist für optimierte, metallgekapselte Mittelspannungsschaltanlagen vorgesehen, bei denen häufig zusätzliche binäre Eingänge und Ausgänge erforderlich sind.

Alle Binäreingangs- und -ausgangskontakte sind mit der Signalmatrix oder dem Anwendungskonfigurationsfunktion in PCM600 beliebig konfigurierbar.

Ausführliche Informationen über Ein- und Ausgänge sind den Übersichtstabellen Ein-/Ausgängen und den Anschlussdiagrammen zu entnehmen.

Tabelle 3. Konfiguration des Analogeingangs

Konfiguration des Analogeingangs	CT (1/5 A)	CT empfindlich (0,1/0,5 A)	VT	RTD/mA-Eingänge	mA-Ausgänge
AA	4	-	5	-	-
AB	4	1	4	-	-
AC	3	1	5	-	-
BA	4	-	5	8	4
BB	4	1	4	8	4
BC	3	1	5	8	4

Tabelle 4. Optionen für Binäreingang/-ausgang für 4U-Varianten

Binäre Ein- und Ausgangsoptionen	Binäre Eingangskonfiguration	BI	BO
Standard	AA	14	9
Mit einem optionalen Binäreingangs/-ausgangsmo- dul	AB	23	18
Mit zwei optionalen Binäreingangs/-ausgangsmo- dulen ¹⁾	AC	32	27

1) Nicht möglich, wenn das RTD/mA-Modul ausgewählt wird.

Tabelle 5. Optionen für Binäreingang/-ausgang für 6U-Varianten

Binäre Ein- und Ausgangsoptionen	Binäre Eingangskonfiguration	BI	BO
Standard	AA	14	9
Mit einem optionalen Binäreingangs/-ausgangsmodul	AB	23	18
Mit zwei optionalen Binäreingangs/-ausgangsmodulen	AC	32	27
Mit drei optionalen Binäreingangs/-ausgangsmodulen	AD	41	36
Mit vier optionalen Binäreingangs/-ausgangsmodulen ¹⁾	AE	50	45

1) Nicht möglich, wenn das RTD/mA-Modul ausgewählt wird.

19. Kommunikation

Das Gerät unterstützt die Stationsautomatisierungsnorm IEC 61850, einschließlich horizontaler GOOSE-Kommunikation sowie die Protokolle DNP3 (TCP/IP) und IEC 60870-5-103. Über diese Protokolle kann auf sämtliche Betriebsinformationen und -steuerungen zugegriffen werden.

Der Zugriff auf Störschriebe erfolgt über das Protokoll IEC 61850 bzw. IEC 60870-5-103. Störschriebe sind für alle Ethernet-basierten Anwendungen im Standard-COMTRADE-Format verfügbar. Des Weiteren kann das Gerät Binärsignale an andere Geräte senden und empfangen (sog. horizontale Kommunikation). Dies geschieht mithilfe des IEC 61850-8-1 GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event)-Profils. Binäres GOOSE-Messaging kann z.B. für Schutz- und Verriegelungskonzepte eingesetzt werden. Das Gerät erfüllt die GOOSE-Leistungsanforderungen für Auslöseanwendungen in Verteilstationen, die in der Norm IEC 61850 festgelegt sind. Zudem unterstützt das Gerät das Senden und Empfangen von Analogwerten über GOOSE-Messaging. Analoges GOOSE-Messaging ermöglicht die schnellere Übermittlung von analogen Messwerten über den Stationsbus, was die gemeinsame Nutzung von RTD-Eingangswerten, z.B. von Umgebungstemperatur, mit anderen IED-Anwendungen vereinfacht. Analoge GOOSE-Meldungen können auch in Lastabwurfanwendungen verwendet werden. Das Gerät interagiert mit anderen Geräten, Tools und Systemen, die IEC 61850-konform sind, und meldet Ereignisse gleichzeitig an fünf verschiedene Clients am IEC 61850-Stationsbus. In einem System, das DNP3 über TCP/IP verwendet, können Ereignisse an vier verschiedene Master gesendet werden. In Systemen,

die IEC 60870-5-103 verwenden, kann das Gerät mit einem Master in einem Stationsbus mit Sterntopologie verbunden werden.

Alle Kommunikationsanschlüsse, abgesehen von der frontseitigen Schnittstelle, befinden sich auf integrierten Kommunikationsmodulen. Der Anschluss des Geräts erfolgt bei Ethernet-basierter Kommunikation über einen RJ-45-Anschluss (10/100BASE-TX) oder einen optischen LC-Anschluss (100BASE-FX).

IEC 60870-5-103 ist über den optischen seriellen Anschluss verfügbar, an dem serielle Glasfasern (ST-Anschluss) oder serielle Kunststofffasern (Snap-in-Anschluss) verwendet werden können.

Das Gerät unterstützt die folgenden Zeitsynchronisierungsmethoden mit einer Zeitstempelauflösung von 1 ms.

Basierend auf Ethernet-Kommunikation

- SNTP (Simple Network Time Protocol)
- DNP3

Mit spezieller Zeitsynchro-Verdrahtung

- IRIG-B (Inter-Range Instrumentation Group - Time Code Format B)

Die serielle IEC 60870-5-103-Kommunikation verfügt über eine Zeitstempelauflösung von ± 10 ms.

Tabelle 6. Unterstützte Kommunikationsschnittstelle und Protokollalternativen

Schnittstellen/Protokolle¹⁾	Ethernet 100BASE-TX RJ-45	Ethernet 100BASE-FX LC	Serieller Snap-in	Serieller ST
IEC 61850	•	•		
DNP3	•	•		
IEC 60870-5-103			•	•

• = Wird unterstützt

1) Weitere Informationen siehe Abschnitt Auswahl- und Bestelldaten

20. Technische Daten

Tabelle 7. Abmessungen

Beschreibung	Wert
Breite	220 mm
Höhe	177 mm (4HE) 265,9 mm (6HE)
Tiefe	249,5 mm
Gewicht Box	6,2 kg (4HE) 5,5 kg (6HE) ¹⁾
Gewicht LHMI	1,0 kg (4HE)

1) ohne LHMI

Tabelle 8. Stromversorgung

Beschreibung	600PSM02	600PSM03
$U_{aux,nominal}$	100, 110, 120, 220, 240 V AC, 50 und 60 Hz 110, 125, 220, 250 V DC	48, 60, 110, 125 V DC
$U_{aux,variation}$	85 bis 110 % von U_n (85 bis 264 V AC) 80 bis 120 % von U_n (88 bis 300 V DC)	80 bis 120 % von U_n (38,4 bis 150 V DC)
Maximale Last der Hilfsspannungsversorgung	35 W	
Restwelligkeit der DC-Hilfsspannung	Max. 15% des DC-Wertes (bei Frequenz von 100 Hz)	
Maximale Unterbrechungsdauer der Hilfs-DC-Spannung ohne Rücksetzen des Geräts	50 ms bei U_{aux}	
Der Spannungsversorgungseingang muss durch einen externen Miniatur-Leitungsschutzschalter geschützt werden	Beispielsweise Typ S282 UC-K. Die maximale Bemessungslast der Hilfsspannung, die mit 35 Watt angegeben wird. Abhängig von der verwendeten Spannung muss ein geeigneter MCB gewählt werden, der auf dem entsprechenden Strom basiert. Typ S282 UC-K verfügt über einen Bemessungsstrom von 0,75 A bei 400 V AC.	

Tabelle 9. Wandlereingänge

Beschreibung		Wert	
Bemessungsfrequenz		50/60 Hz	
Betriebsbereich		Bemessungsfrequenz ± 5 Hz	
Stromeingänge	Bemessungsstrom, I_n	0,1/0,5 A ¹⁾	1/5 A ²⁾
	Thermische Belastbarkeit:		
	• Kontinuierlich	4 A	20 A
	• 1 s	100 A	500 A
	• 10 s	25 A	100 A
	Dynamische Strombelastbarkeit:		
• Halbwellenwert	250 A	1250 A	
Eingangsimpedanz		< 100 m Ω	< 20 m Ω
Spannungseingänge	Bemessungsspannung, U_n	100 V AC/ 110 V AC/ 115 V AC/ 120 V AC	
	Belastbarkeit der Spannungspfad:		
	• Dauernd	425 V AC	
	• Für 10 s	450 V AC	
Bürde bei Bemessungsspannung		< 0,05 VA	

1) Erdfehlerstrom

2) Leiterströme oder Erdfehlerstrom

Tabelle 10. Binäre Eingänge

Beschreibung	Wert
Betriebsbereich	Maximale Eingangsspannung 300 V DC
Bemessungsspannung	24...250 V DC
Eingangsstrom	1,6...1,8 mA
Stromverbrauch/Eingang	< 0,3 W
Schwellenspannung	15 bis 221 V DC (im Bereich in Schritten von 1 % der Bemessungsspannung parametrierbar)
Schwellenspannungsgenauigkeit	$\pm 3,0\%$

Tabelle 11. RTD-Eingänge

Beschreibung		Wert	
RTD-Eingänge	Unterstützter RTD-Messfühler	100 Ω Platin	TCR 0.00385 (DIN 43760)
		250 Ω Platin	TCR 0.00385
		100 Ω Nickel	TCR 0.00618 (DIN 43760)
		120 Ω Nickel	TCR 0.00618
		10 Ω Kupfer	TCR 0,00427
	Unterstützter Widerstandsbereich	0...10 k Ω	
	Maximaler Leitungswiderstand (Drei-Leiter-Messung)	100 Ω Platin	25 Ω pro Leitung
		250 Ω Platin	25 Ω pro Leitung
		100 Ω Nickel	25 Ω pro Leitung
		120 Ω Nickel	25 Ω pro Leitung
		10 Ω Kupfer	2,5 Ω pro Leitung
	Widerstand	25 Ω pro Leitung	
	Isolation	4 kV	Eingänge zu allen Ausgängen und Schutzerdung
	RTD/Widerstandserfassungsstrom	Maximal 0,275 mA effektiv (rms)	
	Ansprechgenauigkeit / Temperatur	• $\pm 1^\circ\text{C}$	Pt- und Ni-Sensoren für den Messbereich für Umgebungstemperatur -40°C bis 200°C und -40°C bis 70°C
• $\pm 2^\circ\text{C}$		CU-Sensor für den Messbereich für Raumtemperatur -40°C bis 200°C	
• $\pm 4^\circ\text{C}$		CU-Sensoren Umgebungstemperatur -40°C bis 70°C	
• $\pm 5^\circ\text{C}$		Von -40°C bis -100°C des Messbereichs	
Ansprechgenauigkeit / Widerstand	$\pm 2,5 \Omega$	Bereich 0...400 Ω	
	$\pm 1,25 \%$	Bereich 400 Ω ...10 K Ω	
Ansprechzeit	< Filterzeit +350 ms		
mA-Eingänge	Unterstützter Strombereich	$-20\dots+20$ mA	
	Stromeingangsimpedanz	100 $\Omega \pm 0,1 \%$	
	Ansprechgenauigkeit	$\pm 0,1 \%$ ± 20 ppm pro $^\circ\text{C}$ der Vollaussteuerung	Umgebungstemperatur -40°C ... 70°C
Spannungseingänge	Unterstützter Spannungsbereich	-10 V DC... $+10$ V DC	
	Ansprechgenauigkeit	$\pm 0,1 \%$ ± 40 ppm pro $^\circ\text{C}$ der Vollaussteuerung	Umgebungstemperatur -40°C ... 70°C

Tabelle 12. Signalausgang und Selbstüberwachungsausgang (IRF)

Signalausgangsrelais des Typs Selbstüberwachungsrelais (Wechsler)

Beschreibung	Wert
Bemessungsspannung	250 V AC/DC
Kontinuierlicher Kontaktstrom	5 A
Einschaltstrom bis 3,0 s	10 A
Einschaltstrom bis 0,5 s	15 A
Abschaltleistung bei Steuerkreis-Zeitkonstante L/R < 40 ms, bei U < 48/110/220 V DC	$\leq 0,5 \text{ A} / \leq 0,1 \text{ A} / \leq 0,04 \text{ A}$
Mindestkontaktlast	100 mA bei 24 V AC/DC

Tabelle 13. Leistungsrelais ohne TCS-Funktion

Beschreibung	Wert
Bemessungsspannung	250 V AC/DC
Kontinuierlicher Kontaktstrom	8 A
Einschaltstrom bis 3,0 s	15 A
Einschaltstrom bis 0,5 s	30 A
Abschaltleistung bei Steuerkreis-Zeitkonstante L/R < 40 ms, bei U < 48/110/220 V DC	$\leq 1 \text{ A} / \leq 0,3 \text{ A} / \leq 0,1 \text{ A}$
Mindestkontaktlast	100 mA bei 24 V AC/DC

Tabelle 14. Leistungsrelais mit TCS-Funktion

Beschreibung	Wert
Bemessungsspannung	250 V DC
Kontinuierlicher Kontaktstrom	8 A
Einschaltstrom bis 3,0 s	15 A
Einschaltstrom bis 0,5 s	30 A
Abschaltleistung bei Steuerkreis-Zeitkonstante L/R < 40 ms, bei U < 48/110/220 V DC	$\leq 1 \text{ A} / \leq 0,3 \text{ A} / \leq 0,1 \text{ A}$
Mindestkontaktlast	100 mA bei 24 V DC
Steuerspannungsbereich	20 bis 250 V DC
Auslösekreisüberwachungsstrom	~1,0 mA
Mindestspannung auf dem Auslösekreisüberwachungskontakt	20 V DC

Tabelle 15. mA-Ausgänge

Beschreibung	Wert	
mA-Ausgänge	Ausgangsbereich	-20 mA...+20 mA
	Ansprechgenauigkeit	$\pm 0,2 \text{ mA}$
	Maximalbelastung (einschließlich Kabelwiderstand)	700 Ω
	Hardware-Antwortzeit	~80 ms
	Isolationsgrad	4 kV

Tabelle 16. Ethernet-Schnittstellen

Ethernet-Schnittstelle	Protokoll	Kabel	Datenübertragungsrate
LAN1 (X1)	TCP/IP -Protokoll	Glasfaserkabel LC-Klemmen oder abgeschirmtes CAT 5e-Twisted-Pair-Kabel oder besser	100 MBits/s

Tabelle 17. LAN (X1) Glasfaserkabel-Kommunikationsverbindung

Wellenlänge	Fasertyp	Stecker	Erlaubte Streckendämpfung ¹⁾	Abstand
1300 nm	MM 62,5/125 µm oder MM 50/125 µm Glasfaserkern	LC	<7,5 dB	2 km

1) Maximal zulässige Dämpfung durch Stecker und Kabel zusammen

Tabelle 18. X4/IRIG-B-Schnittstelle

Typ	Protokoll	Kabel
Schraubanschluss, Pin-Verteilerbuchse	IRIG-B	Verdrilltes abgeschirmtes Kabel Empfohlen: CAT 5, Belden RS-485 (9841- 9844) oder Alpha Wire (Alpha 6222-6230)

Tabelle 19. X9 Optischer serieller Anschluss Charakteristiken

Wellenlänge	Fasertyp	Stecker	Erlaubte Streckendämpfung	Abstand
820 nm	MM 62,5/125	ST	4 dB/km	1000 m
820 nm	MM 50/125	ST	4 dB/km	400 m
660 nm	1 mm	Snap-in		10 m

Tabelle 20. Schutzklasse des bündig montierten IED

Beschreibung	Wert
Vorderseite	IP 40
Rückseite, Anschlussklemmen	IP 20

Tabelle 21. Schutzklasse des Displays

Beschreibung	Wert
Vorderseite und Seite	IP 42

Tabelle 22. Umgebungsbedingungen

Beschreibung	Wert
Betriebstemperaturbereich	-25 bis +55 °C (dauernd)
Kurzfristiger Betriebstemperaturbereich	-40 bis +70 °C (<16 h) Anmerkung: Verschlechterung der Leistung von MTBF und HMI außerhalb des Temperaturbereichs von -25 bis +55 °C
Relative Feuchtigkeit	<93 %, ohne Kondensation
Luftdruck	86 bis 106 kPa
Höhe	bis zu 2000 m
Transport- und Lagertemperaturbereich	-40 bis +85 °C

Tabelle 23. Umgebungsprüfungen

Beschreibung	Typ-Testwert	Referenz
Temperaturprüfung (trockene Hitze - Feuchtigkeit <50 %)	<ul style="list-style-type: none">• 96 h bei +55 °C• 16 h bei +85 °C	IEC 60068-2-2
Kälteprüfung	<ul style="list-style-type: none">• 96 h bei -25 °C• 16 h bei -40 °C	IEC 60068-2-1
Temperaturprüfung, zyklisch	<ul style="list-style-type: none">• 6 Zyklen bei +25 bis 55 °C, Rh >93 %	IEC 60068-2-30
Lagerprüfung	<ul style="list-style-type: none">• 96 h bei -40 °C• 96 h bei +85 °C	IEC 60068-2-1 IEC 60068-2-2

Tabelle 24. Prüfungen der elektromagnetischen Verträglichkeit

Beschreibung	Typ-Testwert	Referenz
Störfestigkeitstest gegen 100 kHz und 1 MHz		IEC 61000-4-18, Klasse 3 IEC 60255-22-1
<ul style="list-style-type: none"> Gleichtakt Differenzmodus 	2,5 kV 1,0 kV	
Prüfung der Störfestigkeit gegen 3 MHz, 10 MHz und 30 MHz		IEC 61000-4-18 IEC 60255-22-1, Klasse III
<ul style="list-style-type: none"> Gleichtakt 	2,5 kV	
Störfestigkeitstest gegen die Entladung statischer Elektrizität		IEC 61000-4-2, Klasse 4 IEC 60255-22-2 IEEE C37.90.3.2001
<ul style="list-style-type: none"> Kontaktentladung Luftentladung 	8 kV 15 kV	
Funkbeeinflussung		
<ul style="list-style-type: none"> Geleitet, Gleichtakt Gestrahlt, impulsmoduliert Gestrahlt, amplitudenmoduliert 	10 V (rms), f=150 kHz...80 MHz 10 V/m (rms), f=900 MHz 10 V/m (rms), f=80...2.700 MHz	IEC 61000-4-6, Klasse 3 IEC 60255-22-6 ENV 50204 IEC 60255-22-3 IEC 61000-4-3, Klasse 3 IEC 60255-22-3
Störfestigkeitsprüfung gegen schnelle transiente elektrische Störgrößen		IEC 61000-4-4 IEC 60255-22-4, Klasse A
<ul style="list-style-type: none"> Alle Schnittstellen 	4 kV	
Störfestigkeitsprüfung gegen Stoßspannungen		IEC 61000-4-5, Klasse 3/2 IEC 60255-22-5
<ul style="list-style-type: none"> Kommunikation Binäre Eingänge, Spannungseingänge Andere Anschlüsse 	1 kV, Leiter-Erde 2 kV, Leiter-Erde 1 kV, Leiter-Leiter 4 kV Leiter-Erde, 2 kV Leiter-Leiter	
Netzfrequenz (50 Hz) Magnetfeld		IEC 61000-4-8
<ul style="list-style-type: none"> 1...3 s dauernd 	1000 A/m 300 A/m	
Prüfung der Störfestigkeit gegen pulsierende Magnetfelder	1000 A/m 6,4/16 µs	IEC 61000-4-9
Prüfung der Störfestigkeit gegen gedämpft schwingende Magnetfelder		IEC 61000-4-10
<ul style="list-style-type: none"> 2 s 1 MHz 	100 A/m 400 Transiente/s	
Netzfrequenzimmunitätstest	Nur binäre Eingänge	IEC 60255-22-7, Klasse A IEC 61000-4-16
<ul style="list-style-type: none"> Gleichtakt Differenzmodus 	300 V rms 150 V rms	
Eingekoppelt, Gleichtakt Störungen	15 Hz...150 kHz Prüfpegel 3 (10/1/10 V rms)	IEC 61000-4-16

Tabelle 24. Prüfungen der elektromagnetischen Verträglichkeit, Fortsetzung

Beschreibung	Typ-Testwert	Referenz
Spannungseinbrüche und kurze Unterbrechungen	30%/10 ms 60%/100 ms 60%/1000 ms >95%/5000 ms	IEC 61000-4-11
Elektromagnetische Emissionsprüfungen		EN 55011, Klasse A IEC 60255-25
<ul style="list-style-type: none"> Leitungsgebundene HF-Emission (Netzanschlussklemme) 		
0,15...0,50 MHz	<79 dB (µV) Quasi-Spitze <66 dB (µV) Durchschnitt	
0,5...30 MHz	<73 dB (µV) Quasi-Spitze <60 dB (µV) Durchschnitt	
<ul style="list-style-type: none"> HF-Abstrahlung 		
30...230 MHz	< 40 dB (µV/m) Quasi-Spitze, gemessen in einem Abstand von 10 m	
230...1000 MHz	< 47 dB (µV/m) Quasi-Spitze, gemessen in einem Abstand von 10 m	

Tabelle 25. Isolationsprüfungen

Beschreibung	Typ-Testwert	Referenz
Dielektrische Prüfungen		IEC 60255-5 IEC 60255-27
<ul style="list-style-type: none"> Prüfspannung 	2 kV, 50 Hz, 1 Min 500 V, 50 Hz, 1 Min, Kommunikation	
Stoßspannungsprüfung		IEC 60255-5 IEC 60255-27
<ul style="list-style-type: none"> Prüfspannung 	5 kV, 1,2/50 µs, 0,5 J 1 kV, 1,2/50 µs, 0,5 J, Kommunikation	
Isolationswiderstandsmessungen		IEC 60255-5 IEC 60255-27
<ul style="list-style-type: none"> Isolationswiderstand 	>100 MΩ, 500 V DC	
Potentialausgleichswiderstand		IEC 60255-27
<ul style="list-style-type: none"> Widerstand 	<0,1 Ω, 4 A, 60 s	

Tabelle 26. Mechanische Prüfungen

Beschreibung	Referenz	Anforderung
Vibrationsprüfung (sinusförmig)	IEC 60068-2-6 (Test Fc) IEC 60255-21-1	Klasse 1
Stoß- und Schlagprüfung	IEC 60068-2-27 (Test Ea-Stoß) IEC 60068-2-29 (Test Eb-Schlag) IEC 60255-21-2	Klasse 1
Erdbebenprüfung	IEC 60255-21-3 (Methode A)	Klasse 1

REF630

Produktversion: 1.3

Tabelle 27. Produktsicherheit

Beschreibung	Referenz
LV-Richtlinie	2006/95/EC
Norm	EN 60255-27 (2005) EN 60255-1 (2009)

Tabelle 28. EMV-Konformität

Beschreibung	Referenz
EMC-Richtlinie	2004/108/EC
Norm	EN 50263 (2000) EN 60255-26 (2007)

Tabelle 29. RoHS-Konformität

Beschreibung
Erfüllt die RoHS-Richtlinie 2002/95/EG

Schutzfunktionen

Tabelle 30. Dreiphasiger ungerichteter Überstromschutz (PHxPTOC)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$
	PHLPTOC $\pm 1,5\%$ des eingestellten Werts oder $\pm 0,002 \times I_n$
Anregezeit ¹⁾²⁾	PHHPTOC und PHIPTOC $\pm 1,5\%$ des eingestellten Werts oder $\pm 0,002 \times I_n$ (bei Strömen im Bereich von $0,1 \dots 10 \times I_n$) $\pm 5,0\%$ des eingestellten Wertes (bei Strömen im Bereich von $10 \dots 40 \times I_n$)
	PHIPTOC: $I_{\text{Fehler}} = 2 \times$ eingestellter Wert <i>Anregezeit</i> Üblicherweise 17 ms (± 5 ms)
	$I_{\text{Fehler}} = 10 \times$ eingestellter Wert <i>Anregezeit</i> Üblicherweise 10 ms (± 5 ms)
	PHHPTOC: $I_{\text{Fehler}} = 2 \times$ eingestellter Wert <i>Anregezeit</i> Üblicherweise 19 ms (± 5 ms)
	PHLPTOC: $I_{\text{Fehler}} = 2 \times$ eingestellter Wert <i>Anregezeit</i> Üblicherweise 23 ms (± 15 ms)
Rückfallzeit	< 45 ms
Rückfallverhältnis	Üblicherweise 0,96
Verzögerungszeit	< 30 ms
Verzögerungsgenauigkeit im zeitlich festgelegten Modus	$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Verzögerungsgenauigkeit im Umkehrzeit-Modus	$\pm 5,0\%$ des theoretischen Wertes oder ± 20 ms ³⁾
Oberschwingungsunterdrückung	RMS: Keine Unterdrückung DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ Peak-to-Peak: Keine Unterdrückung P-to-P+backup: Keine Unterdrückung

1) Eingestellt *Verzögerungszeit* = 0,02 s, *Umkehrzeit* = IEC zeitlich festgelegt, *Messmethode* = Standard (stufenabhängig), Strom vor Fehler = $0,0 \times I_n$, $f_n = 50$ Hz, aus zufälligem Phasenwinkel injizierter Fehlerstrom in einem Leiter mit nominaler Frequenz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

3) Inkl. Verzögerung des Hochleistungsausgangskontakts

Tabelle 31. Wichtigste Einstellungen des dreiphasigen ungerichteten Überstromschutzes (PHxPTOC)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert	PHLPTOC	0,05...5,00 pu	0.01
	PHHPTOC	0,10...40,00 pu	0.01
	PHIPTOC	0,10...40,00 pu	0.01
Zeitmultiplikator	PHLPTOC	0.05...15.00	0.01
	PHHPTOC	0.05...15.00	0.01
Verzögerungszeit	PHLPTOC	0,04...200,00 s	0.01
	PHHPTOC	0,02...200,00 s	0.01
	PHIPTOC	0,02...200,00 s	0.01
Umkehrzeit ¹⁾	PHLPTOC	Definite oder inverse time Kurven-Typ: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	
	PHHPTOC	Definite oder inverse time Kurven-Typ: 1, 3, 5, 9, 10, 12, 15, 17	
	PHIPTOC	Definite time	

1) Weitere Informationen finden Sie in der Tabelle zu den Betriebsmerkmalen

Tabelle 32. Dreiphasiger gerichteter Überstromschutz (DPHxPDOC)

Charakteristik		Wert
Ansprechgenauigkeit	DPHLPDOC	Bei der Frequenz $f = f_n$ Strom: $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times I_n$ Spannung: $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_n$ Phasenwinkel: $\pm 2^\circ$
	DPHHPDOC	Strom: $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times I_n$ (bei Strömen im Bereich von $0,1 \dots 10 \times I_n$) $\pm 5,0\%$ des eingestellten Wertes (bei Strömen im Bereich von $10 \dots 40 \times I_n$) Spannung: $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_n$ Phasenwinkel: $\pm 2^\circ$
Anregezeit ¹⁾²⁾	$I_{\text{Fehler}} = 2,0 \times \text{eingestellter Wert Anregewert}$	Üblicherweise 24 ms (± 15 ms)
Rückstellzeit		<40 ms
Rückstellverhältnis		Üblicherweise 0,96
Verzögerungszeit		<35 ms
Verzögerungsgenauigkeit im zeitlich festgelegten Modus		$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Verzögerungsgenauigkeit im Umkehrzeit-Modus		$\pm 5,0\%$ des theoretischen Wertes oder ± 20 ms ³⁾
Oberschwingungunterdrückung		RMS: Keine Unterdrückung DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ Peak-to-Peak: Keine Unterdrückung P-to-P+backup: Keine Unterdrückung

1) Messmethode = Standard (stufenabhängig), Strom vor Fehler = $0,0 \times I_n$, $f_n = 50$ Hz, Erdfehlerstrom in einer Phase mit nominaler Frequenz, aus zufälligem Phasenwinkel injiziert, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

3) Höchstens $Anregewert = 2,5 \times I_n$, $Anregewert$ wird mit Werten zwischen 1,5 und 20 multipliziert

Tabelle 33. Wichtige Einstellungen des dreiphasigen gerichteten Überstromschutzes (DPHxPDOC)

Parameter	Funktion	Anzeigebereich	Stufe
Anregewert	DPHLPDOC	0,05...5,00 pu	0.01
	DPHHPDOC	0,05...5,00 pu	0.01
Zeitmultiplikator	DPHxPDOC	0.05...15.00	0.01
Auslöseverzögerung	DPHxPDOC	0,04...200,00 s	0.01
Gerichteter Modus	DPHxPDOC	1 = Ungerichtet 2 = Vorwärts 3 = Rückwärts	
Charakteristischer Winkel	DPHxPDOC	-179...180°	1
Umkehrzeit ¹⁾	DPHLPDOC	Definite oder inverse Zeit Kurven-Typ: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	
	DPHHPDOC	Definite oder inverse Zeit Kurven-Typ: 1, 3, 5, 9, 10, 12, 15, 17	

1) Weitere Informationen finden Sie in der Tabelle zu den Betriebsmerkmalen am Ende des Kapitels "Technische Daten"

Tabelle 34. Distanzschutz (DSTPDIS)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ Strom: $\pm 1,5\%$ des eingestellten Werts oder $\pm 0,003 \times I_n$ Spannung: $\pm 1,0\%$ des eingestellten Werts oder $\pm 0,003 \times U_n$ Impedanz: $\pm 2,0\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,01 \Omega$ statische Genauigkeit Phasenwinkel: $\pm 2^\circ$
Genauigkeit ¹⁾²⁾ SIR ³⁾ : 0,1...60	Üblicherweise 40...50 ms (± 15 ms)
Transiente Überreichweite SIR = 0,1...60	<6 %
Rückfallzeit	< 65 ms
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,95/1,05
Auslösezeitgenauigkeit	$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms

1) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

2) Bezieht sich auf die Startsignale von Zone Z1–Zone ZAR2

3) SIR = Quellimpedanzverhältnis

Tabelle 35. Wichtigste Einstellungen des Distanzschutzes (DSTPDIS)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritte
Spannungsmessung	DSTPDIS	Messung Leiter-Erde Messung Leiter-Leiter ohne Summenspannung	-
Sternpunktbehandlung für Fehlererfassung	DSTPDIS	niederohmige Erdung hochohmige Erdung vom Eingang	-
Leiterauswahlmodus	DSTPDIS	Überstromanregung spannungsgesteuerte Überstromanregung Unterimpedanzanregung Überstrom- und Unterimpedanzgradient	-
Erdfehlererfassungsmodus	DSTPDIS	Io Io ODER Uo Io UND Uo Io UND Ioref	-
Anregungsverzögerung	DSTPDIS	0,100...60,000 s	0.001
Ansprechwert Überstromanregung	DSTPDIS	0,10...10,00 pu	0.01
Ansprechwert Fußpunktstromanregung	DSTPDIS	0,10...10,00 pu	0.01
Ansprechwert Unterspannungsanregung für Leiter-Erde-Spannung	DSTPDIS	0,10...1,00 pu	0.01
Ansprechwert Unterspannungsanregung für Leiter-Leiter-Spannung	DSTPDIS	0,10...1,00 pu	0.01
Unterimpedanzcharacteristik	DSTPDIS	Polygonal Mho	-
Lasterfassungsmodus	DSTPDIS	Off On	-
X Vorwärtsreichweite beim Fehler Leiter-Erde	DSTPDIS	0,01...3000,00 Ω	0.01
X Rückwärtsreichweite beim Fehler Leiter-Erde	DSTPDIS	0,01...3000,00 Ω	0.01
R Reichweite beim Fehler Leiter-Erde	DSTPDIS	0,01...500,00 Ω	0.01
X Vorwärtsreichweite beim Fehler Leiter-Leiter	DSTPDIS	0,01...3000,00 Ω	0.01
X Rückwärtsreichweite beim Fehler Leiter-Leiter	DSTPDIS	0,01...3000,00 Ω	0.01
R Reichweite beim Fehler Leiter-Leiter	DSTPDIS	0,01...100,00 Ω	0.01
R Reichweite für Lastsektorausblendung	DSTPDIS	1,00...3000,00 Ω	0.01
Winkel für Lastsektorausblendung	DSTPDIS	5...45°	1
Impedanzwert bei maximaler Last	DSTPDIS	1,00...10000,00 Ω	0.01
Summenstromansprechwert	DSTPDIS	0,01...10,00 pu	0.01
Sternpunkterdstrom	DSTPDIS	0,01...10,00 pu	0.01

Tabelle 35. Wichtigste Einstellungen des Distanzschutzes (DSTPDIS), Fortsetzung

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritte
Ansprechwert für Summenspannung	DSTPDIS	0,02...1,00 pu	0.01
Leiterbevorzugung bei hochohmiger Erdung	DSTPDIS	Keine Filterung Keine Bevorzugung zyklisch L1-L2-L3-L1 zyklisch L1-L3-L2-L1 antizyklisch L1-L2-L3 antizyklisch L1-L3-L2 antizyklisch L2-L1-L3 antizyklisch L2-L3-L1 antizyklisch L3-L1-L2 antizyklisch L3-L2-L1	-
Leiterbevorzugung bei niederohmiger Erdung	DSTPDIS	Alle Leiterschleifen Leiter-Erde-Schleife Leiter-Leiter-Schleife Block voreilende Leiter-Erde-Schleife Block nacheilende Leiter-Erde-Schleife	-
Summenstromansprechwert bei Doppelerdschluss	DSTPDIS	0,10...10,00 pu	0.01
Leiter-Leiter Unterpannungansprechwert bei Doppelerdschlusserfassung	DSTPDIS	0,10...1,00 pu	0.01
Verzögerungszeit Doppelerdschlusserfassung	DSTPDIS	0,00...10,00 s	0.01
Impedanzmodus Zone	DSTPDIS	Kartesische Koordinaten Polarkoordinaten	-
Auslösecharakteristik Fehler Leiter-Erde	DSTPDIS	Polygonal Mho Kreis Schubkreis mit Richtungskennlinie Kreis mit Richtungskennlinie Kombinierte Kennlinie	-
Auslösecharakteristik Fehler Leiter-Leiter	DSTPDIS	Polygonal Mho Kreis Schubkreis mit Richtungskennlinie Kreis mit Richtungskennlinie Kombinierte Kennlinie	-
Maximale Richtungsöffnungswinkel (rechte Seite)	DSTPDIS	0...45°	1
Minimale Richtungsöffnungswinkel (linke Seite)	DSTPDIS	90...135°	1
Polarisationsmessgröße für MHO-Kreis	DSTPDIS	Mitsystemspannung Selbstpolarisation Fremdpolarisation	-
Richtungsmodus Zone 1	DSTPDIS	ungerichtet Vorwärts Rückwärts	-
Aktivierungsmodus für Leiter-Leiter und 3poligen Fehler Zone 1	DSTPDIS	Deaktiviert Aktiviert	-

Tabelle 35. Wichtigste Einstellungen des Distanzschutzes (DSTPDIS), Fortsetzung

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritte
Auslösezeit Zone 1	DSTPDIS	Deaktiviert Aktiviert	-
R1 Reichweite für Zone 1	DSTPDIS	0,01...3000,00 Ω	0.01
X1 Reichweite für Zone 1	DSTPDIS	0,01...3000,00 Ω	0.01
X1 Reichweite in Rückwärtsrichtung bzw. ohne Richtungsentscheid	DSTPDIS	0,01...3000,00 Ω	0.01
Z1 Zone 1	DSTPDIS	0,01...3000,00 Ω	0.01
Z1 Winkel Zone 1	DSTPDIS	15...90°	1
Z1 Rückwärtszone 1	DSTPDIS	0,01...3000,00 Ω	0.01
Minimale R Reichweite für Leiter-Leiter und 3poligen Fehler Zone 1	DSTPDIS	0,01...100,00 Ω	0.01
Maximale R Reichweite Zone 1 für Leiter-Leiter und 3poligen Fehler Zone 1	DSTPDIS	0,01...100,00 Ω	0.01
R0 Zone 1	DSTPDIS	0,01...3000,00 Ω	0.01
X0 Zone 1	DSTPDIS	0,01...3000,00 Ω	0.01
Erdfaktor K0 Zone 1	DSTPDIS	0.0...4.0	0.1
Erdfaktorwinkel Zone 1	DSTPDIS	-135...135°	1
Minimale R Reichweite für Leiter-Erde Fehler Zone 1	DSTPDIS	0,01...500,00 Ω	0.01
Maximale R Reichweite für Leiter-Erde Fehler Zone 1	DSTPDIS	0,01...500,00 Ω	0.01
Auslösezeit für Leiter-Erde Fehler	DSTPDIS	0,030...60,000 s	0.001

Tabelle 36. Automatische SOTF-Funktion (CVRSOFF)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ Strom: $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times I_n$ Spannung: $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_n$
Verzögerungsgenauigkeit	$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 35 ms
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

Tabelle 37. Fehlerortung (SCEFRFLO)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeiten	Bei der Frequenz $f = f_n$ Strom: $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times I_n$ Spannung: $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_n$ Genauigkeit der Fehlerposition: $\pm 2,5\%$ der Leitungslänge oder $\pm 0,2$ km / 0,13 Meilen Die tatsächliche Fehlerortungsgenauigkeit hängt vom Fehler und den Merkmalen des Netzes ab.
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

Tabelle 38. Wichtigste Einstellungen der Fehlerortung (SCEFRFLO)

Parameter	Funktion	Anzeigebereich	Schritt
Phasenspannungsmessung	SCEFRFLO	Genaueres PP ohne Uo	-
Berechnungs-Trg-Modus	SCEFRFLO	Extern/Interndauernd	-
Vor-Fehler-Zeit	SCEFRFLO	0,100...300,000 s	0.001
Z Max Phasenlast	SCEFRFLO	1,00...10000,00 Ω	0.01
Ph Leck Ris	SCEFRFLO	1...1000000 Ω	1
Ph kapazitive Reaktion	SCEFRFLO	1...1000000 Ω	1
R1 Leitungsauswahl A	SCEFRFLO	0,001...1000,000 Ω /pu	0.001
X1 Leitungsauswahl A	SCEFRFLO	0,001...1000,000 Ω /pu	0.001
R0 Leitungsauswahl A	SCEFRFLO	0,001...1000,000 Ω /pu	0.001
X0 Leitungsauswahl A	SCEFRFLO	0,001...1000,000 Ω /pu	0.001
Leitungslängenauswahl A	SCEFRFLO	0,001...1000,000 pu	0.001

Tabelle 39. Automatische Wiedereinschaltung (DARREC)

Charakteristik	Wert
Verzögerungsgenauigkeit	$\pm 1,0$ % des eingestellten Wertes oder ± 20 ms

Tabelle 40. Ungerichteter Erdfehlerschutz (EFxPTOC)

Charakteristik		Wert
Ansprechgenauigkeit		Bei der Frequenz $f = f_n$
	EFLPTOC	$\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,001 \times I_n$
	EFHPTOC und EFIPTOC	$\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times I_n$ (bei Strömen im Bereich von $0,1 \dots 10 \times I_n$) $\pm 5,0\%$ des eingestellten Wertes (bei Strömen im Bereich von $10 \dots 40 \times I_n$)
Anregezeit ¹⁾²⁾	EFIPTOC: $I_{\text{Fehler}} = 2 \times \text{eingestellter Wert Anregezeit}$	Üblicherweise 12 ms (± 5 ms)
	EFHPTOC: $I_{\text{Fehler}} = 2 \times \text{eingestellter Wert Anregezeit}$	Üblicherweise 19 ms (± 5 ms)
	EFLPTOC: $I_{\text{Fehler}} = 2 \times \text{eingestellter Wert Anregezeit}$	Üblicherweise 23 ms (± 15 ms)
Rückfallzeit		< 45 ms
Rückfallverhältnis		Üblicherweise 0,96
Auslösekennlinie		< 30 ms
Toleranz im definite time mode		$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Toleranz im inverse time mode		$\pm 5,0\%$ des theoretischen Wertes oder ± 20 ms ³⁾
Oberschwingungsunterdrückung		RMS: Keine Unterdrückung DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ Peak-to-Peak: Keine Unterdrückung

1) Umkehrzeit = IEC Verzögerung, Messmethode = Standard (stufenabhängig), Strom vor Fehler = $0,0 \times I_n$, $f_n = 50$ Hz, aus zufälligem Phasenwinkel injizierter Erdfehlerstrom mit nominaler Frequenz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

3) Höchstens $Anregezeit = 2,5 \times I_n$, $Anregezeit$ wird mit Werten zwischen 1,5 und 20 multipliziert

Tabelle 41. Wichtigste Einstellungen des ungerichteten Erdfehlerschutzes (EFxPTOC)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert	EFLPTOC	0,010...5,000 pu	0.005
	EFHPTOC	0,10...40,00 pu	0.01
	EFIPTOC	0,10...40,00 pu	0.01
Zeitmultiplikator	EFLPTOC	0.05...15.00	0.01
	EFHPTOC	0.05...15.00	0.01
Verzögerungszeit	EFLPTOC	0,04...200,00 s	0.01
	EFHPTOC	0,02...200,00 s	0.01
	EFIPTOC	0,02...200,00 s	0.01
Umkehrzeit ¹⁾	EFLPTOC	Definite oder inverse time Kurven-Typ: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	
	EFHPTOC	Definite oder inverse time Kurven-Typ: 1, 3, 5, 9, 10, 12, 15, 17	
	EFIPTOC	Definite time	

1) Weitere Informationen finden Sie in der Tabelle zu den Betriebsmerkmalen

Tabelle 42. Gerichteter Erdfehlerschutz (DEFxPDEF)

Charakteristik		Wert
Ansprechgenauigkeit	DEFLPDEF	Bei der Frequenz $f = f_n$ Strom: $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times I_n$ Spannung $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_n$ Phasenwinkel: $\pm 2^\circ$
	DEFHPDEF	Strom: $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times I_n$ (bei Strömen im Bereich von $0,1 \dots 10 \times I_n$) $\pm 5,0\%$ des eingestellten Wertes (bei Strömen im Bereich von $10 \dots 40 \times I_n$) Spannung: $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_n$ Phasenwinkel: $\pm 2^\circ$
Anregezeit ¹⁾²⁾	DEFHPDEF und DEFLPTDEF: $I_{\text{Fehler}} = 2 \times \text{eingestellter Wert Anregewert}$	Üblicherweise 54 ms (± 15 ms)
Rückfallzeit		Üblicherweise 40 ms
Rückfallverhältnis		Üblicherweise 0,96
Verzögerungszeit		< 30 ms
Toleranz im definite time mode		$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Toleranz im inverse time mode		$\pm 5,0\%$ des theoretischen Wertes oder ± 20 ms ³⁾
Oberschwingungsunterdrückung		RMS: Keine Unterdrückung DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ Peak-to-Peak: Keine Unterdrückung

1) Eingestellt *Verzögerungszeit* = 0,06 s, *Umkehrzeit* = IEC zeitlich festgelegt, *Messmethode* = Standard (stufenabhängig), Strom vor Fehler = $0,0 \times I_n$, $f_n = 50$ Hz, aus zufälligem Phasenwinkel injizierter Erdfehlerstrom mit nominaler Frequenz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

3) Höchstens *Anregewert* = $2,5 \times I_n$, *Anregewert* wird mit Werten zwischen 1,5 und 20 multipliziert

Tabelle 43. Wichtigste Einstellungen des gerichteten Erdfehlerschutzes (DEFxPDEF)

Parameter	Funktion	Anzeigebereich	Stufe
Anregewert	DEFLPDEF	0,010...5,000 pu	0.005
	DEFHPDEF	0,10...40,00 pu	0.01
Gerichteter Modus	DEFLPDEF und DEFHPDEF	1=Ungerichtet 2=Vorwärts 3=Rückwärts	
Zeitmultiplikator	DEFLPDEF	0.05...15.00	0.01
	DEFHPDEF	0.05...15.00	0.01
Auslöseverzögerung	DEFLPDEF	0,06...200,00 s	0.01
	DEFHPDEF	0,06...200,00 s	0.01
Umkehrzeit ¹⁾	DEFLPDEF	Definite oder inverse Zeit Kurven-Typ: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	
	DEFHPDEF	Definite oder inverse Zeit Kurven-Typ: 1, 3, 5, 15, 17	
Betriebsmodus	DEFLPDEF und DEFHPDEF	1=Phasenwinkel 2=IoSin 3=IoCos 4=Phasenwinkel 80 5=Phasenwinkel 88	

1) Weitere Informationen finden Sie in der Tabelle zu den Betriebsmerkmalen

Tabelle 44. Erdfehlerschutz basierend auf harmonischen Komponenten (HAEFPTOC)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ $\pm 5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,004 \times I_n$
Anregezeit ¹⁾²⁾	Üblicherweise 83 ms
Rückfallzeit	< 40 ms
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus	$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Auslösezeitgenauigkeit im IDMT-Modus ³⁾	$\pm 5,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	-80 dB bei $f = f_n$ -3 dB bei $f = 11 \times f_n$

1) Grundfrequenzstrom = $1,0 \times I_n$, Oberschwingungsstrom vor Fehler = $0,0 \times I_n$, Oberschwingungsfehlerstrom $2,0 \times$ Anregewert. Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen.

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

3) Maximaler Anregewert = $2,5 \times I_n$, Anregewert wird mit Werten zwischen 2 und 20 multipliziert

Tabelle 45. Erdfehlerschutz basierend auf harmonischen Komponenten (HAEFPTOC) - Wichtigste Einstellungen

Parameter	Funktion	Anzeigebereich	Stufe
Anregewert	HAEFPTOC	0,05...5,00 pu	0.01
Zeitmultiplikator	HAEFPTOC	0.05...15.00	0.01
Typ Auslösekurve	HAEFPTOC	Definite oder inverse Zeit Kurven-Typ: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	
Auslöseverzögerung	HAEFPTOC	0,10...200,00 s	0.01
Minimale Auslösezeit	HAEFPTOC	0,10...200,00 s	0.01

Tabelle 46. Transienter/intermittierender Erdfehlerschutz (INTRPTEF)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit (U _o Kriterien mit transientem Schutz)	Bei der Frequenz $f = f_n$ $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_o$
Verzögerungsgenauigkeit	$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Oberwellenunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wenn $n = 2, 3, 4, 5$

Tabelle 47. Wichtigste Einstellungen des Transienten/intermittierenden Erdfehlerschutzes (INTRPTEF)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Leistungsmodus	INTRPTEF	1=Ungerichtet 2=Vorwärts 3=Zurück	-
Verzögerungszeit	INTRPTEF	0,04...1200,00 s	0.01
Spannung Startwert (Spannung Startwert für transienten EF)	INTRPTEF	0,005...0,500 pu	0.001
Betriebsmodus	INTRPTEF	1=Intermittierender EF 2=Transienter EF	-
Spitzenzählerbegrenzung (Mindestanforderung für Spitzenzähler vor dem Start im IEF-Modus)	INTRPTEF	2...20	-
Min Auslösestrom	INTRPTEF	0,01...1,00 $\times I_n$	0.01

Tabelle 48. Admittanzbasierter Erdfehlerschutz (EFPADM)

Charakteristik	Wert
Auslösegenauigkeit ¹⁾	Bei der Frequenz $f = f_n$ $\pm 1,0\%$ oder $\pm 0,01$ mS (im Bereich zwischen 0,5 und 100 mS)
Anregezeit ²⁾	Üblicherweise 65 ms (± 15 ms)
Rückfallzeit	< 50 ms
Verzögerungsgenauigkeit	$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	-50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

1) I_o variiert während der Prüfung. $U_o = 1,0 \times U_n$ = Leiter-Erde-Spannung bei Erdfehler in kompensiertem oder ungeerdetem Netz.

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts. Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen.

Tabelle 49. Wichtigste Einstellungen des admittanzbasierten Erdfehlerschutzes (EFPADM)

Parameter	Funktion	Anzeigebereich	Stufe
Betriebsmodus	EFPADM	Yo Go Bo Yo, Go Yo, Bo Go, Bo Yo, Go, Bo	-
Leistungsmodus	EFPADM	Ungerichtet Vorwärts Rückwärts	-
Spannungsanregewert	EFPADM	0,01...2,00 pu	0.01
Kreiskonduktanz	EFPADM	-500,00...500,00 mS	0.01
Kreissuszeptanz	EFPADM	-500,00...500,00 mS	0.01
Kreisradius	EFPADM	0,05...500,00 mS	0.01
Konduktanz vorwärts	EFPADM	-500,00...500,00 mS	0.01
Konduktanz rückwärts	EFPADM	-500,00...500,00 mS	0.01
Suszeptanz vorwärts	EFPADM	-500,00...500,00 mS	0.01
Suszeptanz rückwärts	EFPADM	-500,00...500,00 mS	0.01
Auslöseverzögerung	EFPADM	0,06...200,00 s	0.01

Tabelle 50. Multifrequenz admittanzbasierter Erdfehlerschutz (MFADPSDE)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_n$
Anregezeit ¹⁾	Üblicherweise 50 ms (± 10 ms)
Rückfallzeit	< 40 ms
Verzögerungsgenauigkeit	$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms

1) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts. Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen.

Tabelle 51. Multifrequenz admittanzbasierter Erdfehlerschutz (MFADPSDE) - Wichtigste Einstellungen

Parameter	Funktion	Anzeigebereich	Stufe
Gerichteter Modus	MFADPSDE	Vorwärts Rückwärts	-
Spannungsanregewert	MFADPSDE	0,01...1,00 pu	0,01
Auslöseverzögerung	MFADPSDE	0,06...200,00 s	0,01
Auslösemessgröße	MFADPSDE	Adaptierend Amplitude	-
Betriebsmodus	MFADPSDE	Intermittierender EF Allgemeiner EF Alarm EF	-
Min Vorw Ausl.-Strom	MFADPSDE	0,01...1,00 pu	0,01
Min Rückw Ausl.-Strom	MFADPSDE	0,01...1,00 pu	0,01
Limit Spitzenzähler	MFADPSDE	3...20	1

Tabelle 52. Wattmetrischer Erdfehlerschutz (WPWDE)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ $\pm 3,0\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times S_n$
Anregezeit ¹⁾²⁾	Üblicherweise 65 ms (± 15 ms)
Rückfallzeit	< 45 ms
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96
Verzögerungsgenauigkeit	$\pm 1,0 \%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Toleranz im inverse time mode	$\pm 5,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	-50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

1) I_0 variiert während der Prüfung. $U_0 = 1,0 \times U_n$ = Leiter-Erde-Spannung bei Erdfehler in kompensiertem oder ungeerdetem Netz. Die Restleistung vor dem Fehler = 0,0 p.u., $f_n = 50$ Hz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen.

2) Enthält Verzögerung des Signalausgabekontakts.

Tabelle 53. Wichtigste Einstellungen des wattmetrischen Erdfehlerschutzes (WPWDE)

Parameter	Funktion	Anzeigebereich	Stufe
Gerichteter Modus	WPWDE	Vorwärts Rückwärts	-
Stromanregewert	WPWDE	0,01...5,00 pu	0.01
Spannungsanregewert	WPWDE	0,010...1,000 pu	0.001
Leistungsanregewert	WPWDE	0,003...1,000 pu	0.001
Referenzleistung	WPWDE	0,050...1,000 pu	0.001
Charakteristischer Winkel	WPWDE	-179...180°	1
Zeitmultiplikator	WPWDE	0.05...2.00	0.01
Typ Auslösekurve	WPWDE	ANSI Def. Zeit IEC Def. Zeit Wattmetrische IDMT	-
Auslöseverzögerung	WPWDE	0,06...200,00 s	0.01

Tabelle 54. Phasenausfallsschutz (PDNSPTOC)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ $\pm 2 \%$ des eingestellten Wertes
Anlaufzeit	Üblicherweise 15 ms
Rückfallzeit	< 40 ms
Rückfallverhältnis	Üblicherweise 0,96
Verzögerungszeit	< 35 ms
Verzögerungsgenauigkeit im zeitlich festgelegten Modus	$\pm 1,0 \%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

Tabelle 55. Wichtigste Einstellungen Phasenausfallsschutz (PDNSPTOC)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Anregewert (Stromübersetzungsverhältnis I_2/I_1)	PDNSPTOC	10...100 %	1
Verzögerungszeit	PDNSPTOC	0,100...30,000 s	0.001
Mindestphasenstrom	PDNSPTOC	0,05...0,30 pu	0.01

Tabelle 56.
Schieflastschutz (NSPTOC)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times I_n$
Anregezeit ¹⁾²⁾	$I_{\text{Fehler}} = 2 \times \text{einstellen Startwert}$ Üblicherweise 23 ms (± 15 ms) $I_{\text{Fehler}} = 10 \times \text{einstellen Startwert}$ Üblicherweise 16 ms (± 15 ms)
Rückfallzeit	< 40 ms
Rückfallverhältnis	Üblicherweise 0,96
Verzögerungszeit	< 35 ms
Toleranz im definite time mode	$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Toleranz im inverse time mode	$\pm 5,0\%$ des theoretischen Wertes oder ± 20 ms ³⁾
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wenn $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

1) Umkehrzeit = IEC Verzögerung, Gegenstrom vor Fehler = 0,0, $f_n = 50$ Hz

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

3) Höchstens *Anregewert* = $2,5 \times I_n$, *Anregewert* wird mit Werten zwischen 1,5 und 20 multipliziert

Tabelle 57. Wichtigste Einstellungen des Schieflastschutzes (NSPTOC)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert	NSPTOC	0,01...5,00 pu	0.01
Zeitmultiplikator	NSPTOC	0.05...15.00	0.01
Verzögerungszeit	NSPTOC	0,04...200,00 s	0.01
Umkehrzeit ¹⁾	NSPTOC	Definite oder inverse time Kurven-Typ: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	

1) Weitere Informationen finden Sie in der Tabelle zu den Betriebsmerkmalen

Tabelle 58. Dreiphasiger thermischer Überlastschutz (T1PTTR)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ Strommessung: $\pm 0,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times I_n$ (bei Strömen im Bereich von $0,01...4,00 \times I_n$)
Genauigkeit der Auslöseverzögerung ¹⁾	$\pm 2,0\%$ oder $\pm 0,50$ s

1) Überlaststrom > $1,2 \times$ Temperaturstufe für Betrieb, *Stromreferenz* > 0,50 pu

Tabelle 59. Dreiphasiger thermischer Überlastschutz (T1PTTR) - Wichtigste Einstellungen

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Eingestellte Umgebungstemperatur (Verwendete Umgebungstemperatur, wenn AmbSens ausgeschaltet ist)	T1PTTR	50...100°	1
Strommultiplikator (Strommultiplikator, wenn Funktion für Parallelleitungen genutzt wird)	T1PTTR	1...5	1
Stromreferenz	T1PTTR	0,05...4,00 pu	0.01
Temperaturanstieg (Endtemperaturanstieg über Umgebungstemperatur)	T1PTTR	0,0...200,0°	0.1
Zeitkonstante (Zeitkonstante der Leitung in Sekunden)	T1PTTR	1...1000 min	1
Maximaltemperatur (Temperaturstufe für Betrieb)	T1PTTR	20,0...200,0°	0.1
Alarmtemperatur (Temperaturstufe für Start (Alarm))	T1PTTR	20,0...150,0°	0.1
Wiedereinschaltungstemperatur (Temperatur für das Zurücksetzen der Block-Wiedereinschaltung nach Betrieb)	T1PTTR	20,0...150,0°	0.1
Anfangstemperatur (Temperaturanstieg über Umgebungstemperatur bei Startup)	T1PTTR	-50,0...100,0°	0.1

Tabelle 60. Dreiphasige Einschaltstromerkennung (INRPHAR)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ Strommessung: $\pm 1,5$ % des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times I_n$ Messung des Verhältnisses I_{2f}/I_{1f} : $\pm 5,0$ % des eingestellten Wertes
Rückfallzeit	+35 ms / -0 ms
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96
Verzögerungsgenauigkeit	+30 ms / -0 ms

Tabelle 61. Dreiphasige Einschaltstromerkennung (INRPHAR) - Wichtigste Einstellung

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert (Verhältnis des 2. zum 1. Oberschwellenwert bis zur Unterdrückung)	INRPHAR	5...100 %	1
Verzögerungszeit	INRPHAR	0,02...60,00 s	0.001

Tabelle 62. Dreiphasiger Überspannungsschutz (PHPTOV)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_n$
Anregezeit ¹⁾²⁾	$U_{\text{Fehler}} = 2,0 \times \text{eingestellter Wert}$ <i>Anregewert</i> Üblicherweise 17 ms (± 15 ms)
Rückstellzeit	< 40 ms
Rückstellverhältnis	Abhängig von der eingestellten <i>Relativen Hysterese</i>
Verzögerungszeit	< 35 ms
Verzögerungsgenauigkeit im zeitlich festgelegten Modus	$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Verzögerungsgenauigkeit im Umkehrzeit-Modus	$\pm 5,0\%$ des theoretischen Wertes oder ± 20 ms ³⁾
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

1) $Anregewert = 1,0 \times U_n$, Spannung vor Fehler = $0,9 \times U_n$, $f_n = 50$ Hz, Überspannung in einer Leiter-zu-Leiter mit nominaler Frequenz, aus zufälligem Phasenwinkel injiziert

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

3) Höchstens $Anregewert = 1,20 \times U_n$, $Anregewert$ wird mit Werten zwischen 1,10 und 2,00 multipliziert

Tabelle 63. Wichtigste Einstellungen Dreiphasiger Überspannungsschutz (PHPTOV)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert	PHPTOV	0,05...1,60 pu	0.01
Zeitmultiplikator	PHPTOV	0.05...15.00	0.01
Verzögerungszeit	PHPTOV	0,40...300,000 s	0.10
Betriebskurventyp ¹⁾	PHPTOV	Definite oder inverse time Kurven-Typ: 5, 15, 17, 18, 19, 20	

1) Weitere Informationen finden Sie in der Tabelle zu den Betriebsmerkmalen

Tabelle 64. Dreiphasiger Unterspannungsschutz (PHPTUV)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_{\pm 1,5\%}$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U$
Anregezeit ¹⁾²⁾	$U_U = 0,9 \times \text{eingestellt} = 0,9 \times \text{eingestellter Wert}$ <i>Anregewert</i> Üblicherweise 24 ms (± 15 ms)
Rückstellzeit	< 40 ms
Rückstellverhältnis	Abhängig von der eingestellten <i>Relativen Hysterese</i>
Verzögerungszeit	< 35 ms
Verzögerungsgenauigkeit im zeitlich festgelegten Modus	$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Verzögerungsgenauigkeit im Umkehrzeit-Modus	$\pm 5,0\%$ des theoretischen Wertes oder ± 20 ms ³⁾
Oberwellenunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

1) $Anregewert = 1,0 \times U_{\pm 1,5\%}$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U$, Spannung vor Fehler = $1,1 \times U_n$, $f_n = 50$ Hz, Unterspannung in einem Leiter-zu-Leiter mit nominaler Frequenz, aus zufälligem Phasenwinkel injiziert

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

3) Mindestens $Anregewert = 0,50 \times U_n$, $Anregewert$ wird mit Werten zwischen 0,90 und 0,20 multipliziert

Tabelle 65. Wichtigste Einstellungen des dreiphasigen Phasenunterspannungsschutzes (PHPTUV)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert	PHPTUV	0,05...1,20 pu	0.01
Zeitmultiplikator	PHPTUV	0.05...15.00	0.01
Verzögerungszeit	PHPTUV	0,040...300,000 s	0.010
Betriebskurventyp ¹⁾	PHPTUV	Definite oder inverse time Kurven-Typ: 5, 15, 21, 22, 23	

1) Weitere Informationen finden Sie in der Tabelle zu den Betriebsmerkmalen

Tabelle 66. Phasenüberspannungsschutz (PSPTOV)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ $\pm 1,5\%$ des eingestellten Werts oder $\pm 0,002 \times U_n$
Anregezeit ¹⁾²⁾	$U_{\text{Fehler}} = 1,1 \times \text{eingestellter Wert}$ <i>Anregewert</i> $U_{\text{Fehler}} = 2,0 \times \text{eingestellter Wert}$ <i>Anregewert</i> Üblicherweise 29 ms (± 15 ms) Üblicherweise 24 ms (± 15 ms)
Rückfallzeit	< 40 ms
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96
Verzögerungszeit	< 35 ms
Toleranz im definite time mode	$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

1) Mitsystemspannung vor Fehler = $0,0 \times U_n$, $f_n = 50$ Hz, Mitsystemüberspannung mit nominaler Frequenz, aus zufälligem Phasenwinkel injiziert

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

Tabelle 67. Wichtigste Einstellungen des Phasenüberspannungsschutzes (PSPTOV)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert	PSPTOV	0,800...1,600 pu	0.001
Verzögerungszeit	PSPTOV	0,040...120,000 s	0.001

Tabelle 68. Phasenunterspannungsschutz (PSPTUV)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_{\pm 1,5\%}$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U$
Anregezeit ¹⁾²⁾	$U_{\text{Fehler}} = 0,9 \times \text{eingestellter Wert}$ <i>Anregewert</i> Üblicherweise 28 ms (± 15 ms)
Rückstellzeit	< 40 ms
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96
Verzögerungszeit	< 35 ms
Verzögerungsgenauigkeit im zeitlich festgelegten Modus	$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

1) Mitsystemspannung vor Fehler = $1,1 \times U_{\pm 1,5\%}$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U$, $f_n = 50$ Hz, Mitsystemunterspannung mit nominaler Frequenz, aus zufälligem Phasenwinkel injiziert

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

Tabelle 69. Wichtigste Einstellungen des Phasenunterspannungsschutzes (Mitsystem) (PSPTUV)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert	PSPTUV	0,010...1,200 pu	0.001
Verzögerungszeit	PSPTUV	0,040...120,000 s	0.001
Spannungsblockierwert	PSPTUV	0,01...1,0 pu	0.01

Tabelle 70. Spannungs-Unsymmetrieschutz (NSPTOV)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_{\pm 1,5\%}$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U$
Anregezeit ¹⁾²⁾	$U_{\text{Fehler}} = 1,1 \times \text{eingestellter Wert}$ <i>Anregewert</i> $U_{\text{Fehler}} = 2,0 \times \text{eingestellter Wert}$ <i>Anregewert</i> Üblicherweise 29 ms (± 15 ms) Üblicherweise 24 ms (± 15 ms)
Rückfallzeit	< 40 ms
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96
Verzögerungszeit	< 35 ms
Verzögerungsgenauigkeit im zeitlich festgelegten Modus	$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

1) Gegensystemspannung vor Fehler = $0,0 \times U_{\pm 1,5\%}$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U$, $f_n = 50$ Hz, Gegensystemüberspannung mit nominaler Frequenz, aus zufälligem Phasenwinkel injiziert

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

Tabelle 71. Wichtigste Einstellungen Überspannungsschutz für das Gegensystem (NSPTOV)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert	NSPTOV	0,010...1,000 pu	0.001
Verzögerungszeit	NSPTOV	0,040...120,000 s	0.001

Tabelle 72. Verlagerungsspannungsschutz (ROVPTOV)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_n$
Anregezeit ¹⁾²⁾	$U_{\text{Fehler}} = 1,1 \times \text{eingestellter Wert}$ <i>Anregewert</i> Üblicherweise 27 ms (± 15 ms)
Rückstellzeit	< 40 ms
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96
Verzögerungszeit	< 35 ms
Verzögerungsgenauigkeit im zeitlich festgelegten Modus	$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

1) Verlagerungsspannung vor Fehler = $0,0 \times U_n$, $f_n = 50$ Hz, Verlagerungsspannung mit nominaler Frequenz, aus zufälligem Phasenwinkel injiziert

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

Tabelle 73. Wichtigste Einstellungen Nullspannungsschutz (ROVPTOV)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert	ROVPTOV	0,010...1,000 pu	0.001
Verzögerungszeit	ROVPTOV	0,040...300,000 s	0.001

Tabelle 74. Gerichteter Blindleistungsunterspannungsschutz (DQPTUV)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ Leistung: $1,5\%$ oder $0,002 \times Q_n$ ($\pm 1,5\%$) für Leistung, PF -0,71...0,71 Spannung: $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_n$
Anregezeit ¹⁾	Üblicherweise 22 ms
Rückfallzeit	< 40 ms
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus	$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5$ usw.

1) $Anregewert = 0,05 \times S_n$, Blindleistung vor Fehler = $0,8 \times Anregewert$. Blindleistung überschwingt 2 Mal. Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen.

Tabelle 75. Gerichteter Blindleistungsunterspannungsschutz (DQPTUV) - Wichtigste Einstellungen

Parameter	Funktion	Anzeigebereich	Stufe
Spannungsanregewert	DQPTUV	0,20...1,20 pu	0,01
Auslöseverzögerung	DQPTUV	0,1...300,00 s	0,01
Min Blindleistung	DQPTUV	0,01...0,50 pu	0,01
Min PS-Strom	DQPTUV	0,02...0,20 pu	0,01
Verringerung Leistungssektor	DQPTUV	0,0...10,0°	1,0

Tabelle 76. Frequenz-Gradientschutz (DAPFRC)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	$df/dt < \pm 10 \text{ Hz/s}$; $\pm 10 \text{ mHz/s}$ Unterspannungsblokkierung: $\pm 1,5 \%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_n$
Anregezeit ¹⁾²⁾	<i>Startwert</i> = $0,05 \text{ Hz/s}$ $df/dt_{\text{FEHLER}} = \pm 1,0 \text{ Hz/s}$ Üblicherweise 110 ms ($\pm 15 \text{ ms}$)
Rückfallzeit	$< 150 \text{ ms}$
Toleranz im definite time mode	$\pm 1,0 \%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 30 \text{ ms}$
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

1) Frequenz vor Fehler = $1,0 \times f_n$, $f_n = 50 \text{ Hz}$

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

Tabelle 77. Wichtigste Einstellungen des Frequenz-Gradientschutzes (DAPFRC)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert	DAPFRC	$-10,00 \dots 10,00 \text{ Hz/s}$	0.01
Verzögerungszeit	DAPFRC	$0,120 \dots 60,000 \text{ s}$	0.001

Tabelle 78. Überfrequenzschutz (DAPTOF)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = 35 \dots 66 \text{ Hz}$ $\pm 0,003 \text{ Hz}$
Anregezeit ¹⁾²⁾	$f_{\text{Fehler}} = 1,01 \times \text{eingestellter Startwert}$ Üblicherweise $< 190 \text{ ms}$
Rückfallzeit	$< 190 \text{ ms}$
Toleranz im definite time mode	$\pm 1,0 \%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 30 \text{ ms}$
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

1) Frequenz vor Fehler = $0,99 \times f_n$, $f_n = 50 \text{ Hz}$

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

Tabelle 79. Wichtigste Einstellungen des Überfrequenzschutzes (DAPTOF)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert	DAPTOF	$35,0 \dots 64,0 \text{ Hz}$	0.1
Verzögerungszeit	DAPTOF	$0,170 \dots 60,000 \text{ s}$	0.001

Tabelle 80. Unterfrequenzschutz (DAPTUF)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = 35 \dots 66$ Hz $\pm 0,003$ Hz
Anregezeit ¹⁾²⁾	$f_{\text{Fehler}} = 0,99 \times$ eingestellter <i>Startwert</i> Üblicherweise <190 ms
Rückfallzeit	< 190 ms
Toleranz im definite time mode	$\pm 1,0$ % des eingestellten Wertes oder ± 30 ms
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

1) Frequenz vor Fehler = $1,01 \times f_n$, $f_n = 50$ Hz

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

Tabelle 81. Wichtigste Einstellungen des Unterfrequenzschutzes (DAPTUF)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert	DAPTUF	35,0...64,0 Hz	0.1
Verzögerungszeit	DAPTUF	0,170...60,000 s	0.001

Tabelle 82. Entlastung (LSHDPRFQ)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = 35 \dots 66$ Hz $\pm 0,003$ Hz
Anregezeit ¹⁾²⁾	<i>Entlastungsmodus</i> Üblicherweise 175 ms (± 15 ms) Üblicherweise 250 ms (± 15 ms) Freq<: $f_{\text{Fehler}} = 0,80 \times$ einstellen <i>Startwert</i> freq< AND dfdt>: $df/dt = 0,3$ Hz/s
Rückfallzeit	< 190 ms
Verzögerungsgenauigkeit im zeitlich festgelegten Modus	$\pm 1,0$ % des eingestellten Wertes oder ± 30 ms
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

1) Frequenz vor Fehler = $1,2 \times f_n$, $f_n = 50$ Hz

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

Tabelle 83. Wichtigste Einstellungen der Entlastung und Wiederherstellung (LSHDPFRQ)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Entlastungsmodus	LSHDPFRQ	Freq< Freq< UND dfdt> Freq< ODER dfdt>	-
Wiederherstellungsmodus	LSHDPFRQ	Deaktiviert Automatisch Handbuch	-
Frequenzanregewert	LSHDPFRQ	35,00...60,00 Hz	0.01
Startwert df/dt	LSHDPFRQ	0,10...10,00 Hz/s	0.01
Frequenz Auslös.verzö.	LSHDPFRQ	0,08...200,00 s	0.01
Df/dt Auslöseverzögerung	LSHDPFRQ	0,12...60,00 s	0.01
Wiederherstellen Startwert	LSHDPFRQ	45,00...60,00 Hz	0.01
Wiederherstellen Verzögerungszeit	LSHDPFRQ	0,17...60,00 s	0.01

Tabelle 84. Leistungsrichtungsschutz (DOPPDPR)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ ± 3 % des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times S_n$
Anregezeit ¹⁾²⁾	Üblicherweise 20 ms (± 15 ms)
Rückfallzeit	< 40 ms
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,94
Verzögerungszeit	< 45 ms
Verzögerungsgenauigkeit	$\pm 1,0$ % des eingestellten Wertes oder ± 20 ms

1) $U = U_n$, $F_n = 50$ Hz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen.

2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts.

Tabelle 85. Wichtigste Einstellungen des Leistungsrichtungsschutzes (DOPPDPR)

Parameter	Funktion	Anzeigebereich	Stufe
Gerichteter Modus	DOPPDPR	Vorwärts Rückwärts	-
Anregewert	DOPPDPR	0,01...2,00 pu	0.01
Leistungswinkel	DOPPDPR	-90,00...90,00°	0.01
Auslöseverzögerung	DOPPDPR	0,04...300,00 s	0.01

Tabelle 86. Schalterversagerschutz (CCBRBRF)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ $\pm 1,5$ % des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times I_n$
Verzögerungsgenauigkeit	$\pm 1,0$ % des eingestellten Wertes oder ± 30 ms

Tabelle 87. Wichtigste Einstellungen des Leistungsschaltversagerschutzes (CCBRBRF)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Stromwert (Phasenstrom)	CCBRBRF	0,05...1,00 pu	0.01
Erdfehlerstromwert (Erdfehlerstrom)	CCBRBRF	0,05...1,00 pu	0.01
CB-Fehlermodus (Operationsmodus der Funktion)	CCBRBRF	1 = Strom 2 = Leistungsschalterzustand 3 = Beides	-
CB-Fehlerauslösemodus	CCBRBRF	1 = Aus 2 = Ohne Prüfung 3 = Stromprüfung	-
Wiederauslösezeit	CCBRBRF	0,00...60,00 s	0.01
CB-Ausfallverzögerung	CCBRBRF	0,00...60,00 s	0.01
CB-Fehlerverzögerung	CCBRBRF	0,00...60,00 s	0.01

Tabelle 88. Analoger Multifunktionsschutz (MAPGAPC)

Charakteristik	Wert
Verzögerungsgenauigkeit	± 1,0 % des eingestellten Wertes oder ± 20 ms

Tabelle 89. Wichtigste Einstellungen des analogen Multifunktionsschutzes (MAPGAPC)

Parameter	Funktion	Anzeigebereich	Stufe
Betriebsmodus	MAPGAPC	Über Unter	-
Anregewert	MAPGAPC	-10000,0...10000,0	0.1
Anregewert Add	MAPGAPC	-100,0...100,0	0.1
Auslöseverzögerung	MAPGAPC	0,00...200,00 s	0.01

Tabelle 90. Betriebsmerkmale

Parameter	Wert (Bereich)
Umkehrzeit	1 = ANSI extrem inv. 2 = ANSI stark inv. 3 = ANSI norm. inv. 4 = ANSI Mod. inv. 5 = UMZ (ANSI) Zeit 6 = Langzeit extrem inv. 7 = Langzeit stark inv. 8 = Langzeit inv. 9 = IEC norm. inv. 10 = IEC stark inv. 11 = IEC inv. 12 = IEC extrem inv. 13 = IEC kurzzeit inv. 14 = IEC langzeit inv 15 = UMZ (IEC) Zeit 17 = Programmierbar 18 = RI-Typ 19 = RD-Typ
Umkehrzeit (Spannungsschutz)	5 = UMZ (ANSI) Zeit 15 = UMZ (IEC) Zeit 17 = Inv. Kurve A 18 = Inv. Kurve B 19 = Inv. Kurve C 20 = Programmierbar 21 = Inv. Kurve A 22 = Inv. Kurve B 23 = Programmierbar

Schutzbezogene Funktionen

Tabelle 91. Übergreifstufe (DSTPLAL)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ $\pm 1,5\%$ des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times I_n$
Verzögerungsgenauigkeit	$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

Tabelle 92. Wichtigste Einstellungen der Übergreifstufenfreigabe (DSTPLAL)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Laststromwert	DSTPLAL	0,01...1,00 pu	0.01
Minimalstromwert	DSTPLAL	0,01...1,00 pu	0.01
Mindestzeitdauer für den Minimalstrom	DSTPLAL	0,000...60,000 s	0.001
Freigabezeit für Unterlastzustand	DSTPLAL	0,00...60,000 s	0.001
Rückfallverzögerung für Laststrom	DSTPLAL	0,000...60,000 s	0.001
Auslösezeit bei Unterlastzustand	DSTPLAL	Deaktiviert Aktiviert	-
Übergreifstufe	DSTPLAL	Deaktiviert Aktiviert	-

Tabelle 93. Kommunikationslogik für Fehlerüberstrom (RESCPSCH)

Charakteristik	Wert
Verzögerungsgenauigkeit	$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms

Tabelle 94. Wichtigste Einstellungen der Kommunikationslogik für Fehlerüberstrom (RESCPSCH)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Typ	RESCPSCH	Off Fernauslösung Zulässige UR Zulässige OR Blockieren	-
Zeiten	RESCPSCH	0,000...60,000 s	0.001
Träger Mindestdauer	RESCPSCH	0,000...60,000 s	0.001

Tabelle 95. Logik für Signalvergleich zur Gegenstation (DSOCPSCH)

Charakteristik	Wert
Verzögerungsgenauigkeit	$\pm 1,0\%$ des eingestellten Wertes oder ± 20 ms

Tabelle 96. Wichtigste Einstellungen der Logik für Signalvergleich zur Gegenstation (DSOCPSCH)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Typ	DSOCPSCH	Off Fernauslösung Zulässige UR Zulässige OR Blockieren	-
Zeiten	DSOCPSCH	0,000...60,000 s	0.001
Träger während Zeit	DSOCPSCH	0,000...60,000 s	0.001

Tabelle 97. Richtungsvergleich und WEI-Logik (CRWPSCH)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ $\pm 1,5$ % des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_n$
Verzögerungsgenauigkeit	$\pm 1,0$ % des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

Tabelle 98. Wichtigste Einstellungen des Richtungsvergleichs und der WEI-Logik (CRWPSCH)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Umkehrmodus	CRWPSCH	Off On	-
Wei-Modus	CRWPSCH	Off Echo Echo & Auslösung	-
PhV-Stufe für Wei	CRWPSCH	0,10...0,90 pu	0.01
PPV-Stufe für Wei	CRWPSCH	0,10...0,90 pu	0.01
Umkehrzeit	CRWPSCH	0,000...60,000 s	0.001
Umkehrrücksetzzeit	CRWPSCH	0,000...60,000 s	0.001
Wei Crd-Zeit	CRWPSCH	0,000...60,000 s	0.001

Tabelle 99. Richtungsvergleich und WEI-Logik für Fehlerüberstrom (RCRWPSCH)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ $\pm 1,5$ % des eingestellten Wertes oder $\pm 0,002 \times U_n$
Verzögerungsgenauigkeit	$\pm 1,0$ % des eingestellten Wertes oder ± 20 ms

Tabelle 100. Wichtigste Einstellungen des Richtungsvergleichs und der WEI-Logik für Fehlerüberstrom (RCRWPSCH)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Umkehrmodus	RCRWPSCH	Off On	-
Wei-Modus	RCRWPSCH	Off Echo Echo & Auslösung	-
Sternpunkt-Erdspannung-Wert	RCRWPSCH	0,05...0,70 pu	0.01
Umkehrzeit	RCRWPSCH	0,000...60,000 s	0.001
Umkehrrücksetzzeit	RCRWPSCH	0,000...60,000 s	0.001
Wei Crd-Zeit	RCRWPSCH	0,000...60,000 s	0.001

Steuerfunktionen

Tabelle 101. Synchrocheck (SYNCRSYN)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ Spannung: $\pm 1,0\%$ oder $\pm 0,002 \times U_n$ Frequenz: ± 10 mHz Phasenwinkel $\pm 2^\circ$
Rückfallzeit	< 50 ms
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96
Verzögerungsgenauigkeit	+90 ms/0 ms

Zustandsüberwachungsfunktionen

Tabelle 102. Betriebsstundenzähler für Maschinen und Geräte (MDSOPT)

Charakteristik	Wert
Motorbetriebsstunden-Messgenauigkeit ¹⁾	±0,5%

1) der Ablesung, für ein einzelnes Gerät ohne Zeitsynchronisierung

Tabelle 103. Betriebsstundenzähler für Maschinen und Geräte (MDSOPT) - Wichtigste Einstellungen

Parameter	Funktion	Anzeigebereich	Stufe
Warnwert	MDSOPT	0...299999 h	1
Alarmwert	MDSOPT	0...299999 h	1
Anfangswert	MDSOPT	0...299999 h	1
Auslösezeit Stunde	MDSOPT	0...23 h	1
Auslösezeit Modus	MDSOPT	Unverzögert Zeitliche Warnung Zeitliche Warnung Alarm	-

Tabelle 104. Leistungsschalterzustandsüberwachung (SSCBR)

Charakteristik	Wert
Strommessungsgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ ± 1,5 % oder ± 0,002 × I_n (bei Strömen im Bereich von 0,1...10 × I_n) ± 5,0 % (bei Strömen im Bereich von 10...40 × I_n)
Verzögerungsgenauigkeit	± 1,0 % des eingestellten Wertes oder ± 20 ms
Bewegungszeitmessung	± 10 ms

Tabelle 105. "Fuse-Failure"-Überwachung (SEQRFUF)

Charakteristik	Wert	
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ Strom: ± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × I_n Spannung: ± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × U_n	
Auslösezeit ¹⁾	<ul style="list-style-type: none"> • NPS-Funktion $U_{\text{Fehler}} = 1,1 \times \text{eingest. Geg.-sys. Sp.-pegel}$ $U_{\text{Fehler}} = 5,0 \times \text{eingest. Geg.-sys. Sp.-pegel}$	<ul style="list-style-type: none"> • Üblicherweise 35 ms (±15 ms) • Üblicherweise 25 ms (±15 ms)
	<ul style="list-style-type: none"> • Deltafunktion $\Delta U = 1,1 \times \text{eingest. Spannungswechselrate}$ $\Delta U = 2,0 \times \text{eingest. Spannungswechselrate}$	<ul style="list-style-type: none"> • Üblicherweise 35 ms (±15 ms) • Üblicherweise 28 ms (±15 ms)

1) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts, $f_n = 50$ Hz, Fehlerspannung mit nominaler Frequenz, aus zufälligem Phasenwinkel injiziert

Tabelle 106. Stromkreisüberwachung (CCRDIF)

Charakteristik	Wert
Auslösezeit ¹⁾	< 30 ms

1) Inklusive Verzögerung des Ausgangskontakts

Tabelle 107. Wichtigste Einstellungen Stromkreisüberwachung (CCRDIF)

Parameter	Funktion	Wert (Bereich)	Schritt
Startwert	CCRDIF	0,05...2,00 pu	0.01
Maximaler Betriebsstrom	CCRDIF	0,05...5,00 pu	0.01

Tabelle 108. Auslösekreisüberwachung (TCSSCBR)

Charakteristik	Wert
Zeitgenauigkeit	$\pm 1,0$ % des eingestellten Wertes oder ± 40 ms

Tabelle 109. Stationsbatterieüberwachung (SPVNZBAT)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	$\pm 1,0$ % des eingestellten Wertes
Verzögerungsgenauigkeit	$\pm 1,0$ % des eingestellten Wertes oder ± 40 ms

Tabelle 110. Energieüberwachung (EPDMMTR)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei allen drei Strömen im Bereich $0,10 \dots 1,20 \times I_{n}$ Bei allen drei Spannungen im Bereich $0,50 \dots 1,15 \times U_{n}$ Bei der Frequenz $f = f_n$ Wirkleistung und -energie im Bereich $ PF > 0.71$ Reaktionsleistung und -energie im Bereich $ PF < 0.71$
	$\pm 1,5\%$ für Energie
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

Power Quality-Funktionen

Tabelle 111. Spannungsunsymmetrie (PHQVVR)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	$\pm 1,5\%$ des eingestellten Werts oder $\pm 0,2\%$ der Referenzspannung
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96 (Erhöhung), 1,04 (Einbruch, Unterbrechung)

Tabelle 112. Spannungsunsymmetrie (PHQVVR) - Wichtigste Einstellungen

Parameter	Funktion	Anzeigebereich	Stufe
Eingestellte Spannungserhöhung	PHQVVR	100,0...200,0%	0.1
Eingestellter Spannungseinbruch	PHQVVR	0,0...100,0%	0.1
Eingestellte Spannungsunterbrechung	PHQVVR	0,0...100,0%	0.1
V Var Dur point 1	PHQVVR	0,008...60,000 s	0.001
V Var Dur point 2	PHQVVR	0,008...60,000 s	0.001

Tabelle 113. Spannungsungleichgewicht (VSQVUB) - Wichtigste Einstellungen

Parameter	Funktion	Anzeigebereich	Stufe
Auslösung	VSQVUB	Aus Ein	-
Erkennungsmethode Unb	VSQVUB	Gegenstrom Neutrale Phasenfolge Neg to Pos Seq Zero to Pos Seq Ph vectors Comp	-

Tabelle 114. Wichtigste Einstellungen der Oberwellenströme (CMHAI)

Parameter	Funktion	Anzeigebereich	Stufe
Funktion	CMHAI	Aus Ein	-
Messmodus	CMHAI	Leiter 1 Leiter 2 Leiter 3 Schlechtester Fall	-
Niedrig	CMHAI	1,0...50%	0.1

Tabelle 115. Wichtigste Einstellungen für Spannungsüberwellen (Leiter-Leiter) (VPPMHAI)

Parameter	Funktion	Anzeigebereich	Stufe
Funktion	VPPMHAI	Ein Aus	-
Messmodus	VPPMHAI	Phase L1-L2 Phase L2-L3 Phase L3-L1 Schlechtester Fall	-
Niedrig	VPPMHAI	1,0...50%	0.1

Tabelle 116. Wichtigste Einstellungen für Spannungsüberwellen (Leiter-Erde) (VPHMHAI)

Parameter	Funktion	Anzeigebereich	Stufe
Funktion	VPHMHAI	Ein Aus	-
Messmodus	VPHMHAI	Leiter 1 Leiter 2 Leiter 3 Schlechtester Fall	-
Niedrig	VPHMHAI	1,0...50%	0.1

Messfunktionen

Tabelle 117. Messung von Leiterströmen (CMMXU)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ $\pm 0,5\%$ oder $\pm 0,002 \times I_n$ (bei Strömen im Bereich von $0,01 \dots 4,00 \times I_n$)
Oberwellenunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ RMS: Keine Unterdrückung

Tabelle 118. Dreiphasige Spannungsanzeige, Leiter-Erde (VPHMMXU)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ $\pm 0,5\%$ oder $\pm 0,002 \times U_n$ (bei Spannungen im Bereich von $0,01 \dots 1,15 \times U_n$)
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ RMS: Keine Unterdrückung

Tabelle 119. Dreiphasige Spannungsanzeige, Leiter-Leiter (VPPMMXU)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ $\pm 0,5\%$ oder $\pm 0,002 \times U_n$ (bei Spannungen im Bereich von $0,01 \dots 1,15 \times U_n$)
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ RMS: Keine Unterdrückung

Tabelle 120. Erdfehlerstrommessung (RESCMMXU)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ $\pm 0,5\%$ oder $\pm 0,002 \times I_n$ (bei Strömen im Bereich von $0,01 \dots 4,00 \times I_n$)
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ RMS: Keine Unterdrückung

Tabelle 121. Nullspannungsmessung (RESVMMXU)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ $\pm 0,5\%$ oder $\pm 0,002 \times U_n$
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wenn $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ RMS: Keine Unterdrückung

Tabelle 122. Leistungsüberwachung mit Wirk-, Blind- und Scheinleistung, Leistungsfaktor, Frequenz (PWRMMXU)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei allen drei Strömen im Bereich $0,10 \dots 1,20 \times I_n$ Bei allen drei Spannungen im Bereich $0,50 \dots 1,15 \times U_n$ Bei der Frequenz $f = f_n$ Wirkleistung und -energie im Bereich $ PF > 0,71$ Reaktionsleistung und -energie im Bereich $ PF < 0,71$ $\pm 1,5 \%$ für Leistung (Wirk-, Blind- und Scheinleistung) $\pm 0,015$ für Leistungsfaktor
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

Tabelle 123. Symmetrische Komponenten (Strom) (CSMSQI)

Characteristic	Value
Operation accuracy	Bei der Frequenz $f = f_n$ $\pm 1,0\%$ oder $\pm 0,002 \times I_n$ bei Strömen im Bereich von $0,01 \dots 4,00 \times I_n$
Suppression of harmonics	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

Tabelle 124. Messung der symmetrischen Komponenten der Spannungen (VSMSQI)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz $f = f_n$ $\pm 1,0\%$ oder $\pm 0,002 \times U_n$ Bei Spannungen im Bereich $0,01 \dots 1,15 \times U_n$
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei $f = n \times f_n$, wobei $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

21. Lokales HMI

Die Schutzgeräte der 630 Serie können mit einer separaten Bedienschnittstelle (HMI) bestellt werden. Eine integrierte HMI ist für 4HE-Gehäuse verfügbar. Zur lokalen HMI gehört ein grafischer Monochrom-LCD-Monitor mit einer Auflösung von 320x240 Pixeln. Die Anzahl der Zeichen und Zeilen, die in eine Ansicht passen, ist abhängig von der Zeichengröße, da die Höhe und Breite der Zeichen unterschiedlich sein kann.

Zusätzlich bietet die lokale HMI spezielle Steuertasten zum Öffnen und Schließen und fünf programmierbare

Funktionstasten mit LED-Anzeigen. Die 15 programmierbaren Alarm-LEDs können insgesamt 45 Alarme anzeigen. Die lokale HMI bietet mit Menünavigation, Menüansichten und Betriebsdaten umfassende frontseitige Benutzeroberflächenfunktionen. Zusätzlich kann die lokale HMI mit dem Tool PCM600 so konfiguriert werden, dass sie ein einpoliges Blindschaltbild (SLD) anzeigt. Die SLD-Ansicht zeigt den Status der primären Schaltgeräte, wie z. B. Leistungsschalter und Trennschalter, ausgewählte Messwerte und Sammelschienen-Anordnungen an.

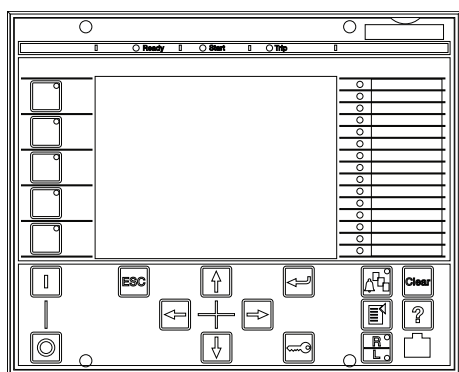


Abb. 10. Lokale HMI

22. Montagemöglichkeiten

Mit dem geeigneten Montagezubehör können die Standardgehäuse für Geräte der 630er Serie bündig, halbversenkt oder wandmontiert werden. Das getrennte HMI ist für eine optimierte Montage in metallgekapselten Mittelspannungs-Schaltanlagen vorgesehen, wodurch die Verdrahtung zwischen dem Niederspannungsschrank und der Tür reduziert wird. Weiterhin können die Geräte mithilfe des 19" Einschub-Montagezubehör in alle standardmäßigen 19" Schutzschränke montiert werden.

Für Routinetests kann das Gerätegehäuse mit Testschaltern vom Typ RTXP (RTXP8, RTXP18 or RTXP24) ausgestattet werden, die nebeneinander mit den Gerätegehäusen in einem 19" Einschub eingebaut werden können.

Montagemöglichkeiten:

- Bündige Montage
- Halbversenkte Montage
- Überkopf-/Decken-Montage
- 19" Einschubmontage
- Wandmontage
- Montage mit einem Testschalter vom Typ RTXP8, RTXP18 oder RTXP24 auf einer 19" Etage
- Türenmontage des lokalen HMI, Gerätegehäuse wird im Niederspannungsschrank der Schaltanlage eingebaut

Um die RTD-Kanäle zu erden, gehört bei Bestellung des optionalen RTD/mA-Moduls eine separate Kabelschirmschiene zum Lieferumfang.

Weitere Informationen zu den verschiedenen Montageoptionen finden Sie im Installationshandbuch.

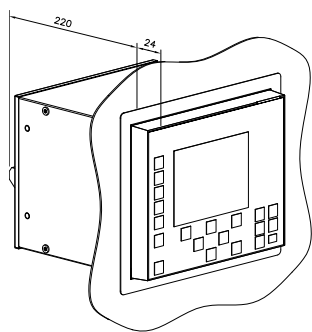


Abb. 11. Bündige Montage

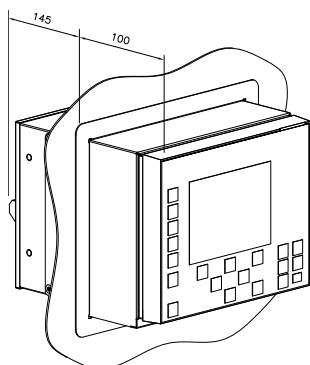


Abb. 12. Halbversenkte Montage

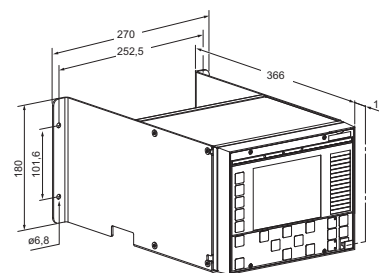


Abb. 13. Wandmontage

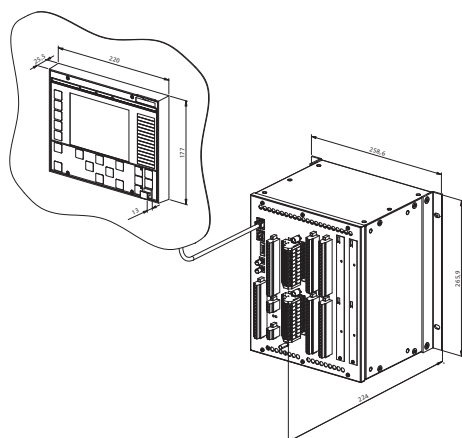


Abb. 14. 6U 19"-Halbgehäuse wandmontiert mit zwei Montagehalterungen und getrenntem LHMI

23. Auswahl- und Bestelldaten

Das Schutz- und Steuergerät wird durch den Aufkleber mit der Geräteart und der Seriennummer gekennzeichnet. Der Aufkleber wird an der Seite des Gerätegehäuses platziert. Zu den Geräteaufklebern gehören kleinere Aufkleber. Jedes Modul des Geräts erhält einen Aufkleber. Die Modulaufkleber zeigen die Art und die Seriennummer des jeweiligen Moduls an.

Der Bestellcode setzt sich aus einer Abfolge von Buchstaben und Zahlen zusammen, die aus Hardware- und Softwaremodulen des Geräts generiert werden. Verwenden Sie die Bestellschlüssel-Informationen in den Tabellen, um den Bestellcode für Schutz- und Steuergeräte zu generieren.

#	Beschreibung	
1	Gerät	
	630 Serie, 4HE, 1/2 19"-Gehäuse	<input type="text" value="S"/>
	630 Serie, 6HE, 1/2 19"-Gehäuse	T
	630 Serie, 4HE, 1/2 19"-Gehäuse & Anschlussverbinder-Satz	U
	630 Serie, 6HE, 1/2 19"-Gehäuse & Anschlussverbinder-Satz	V
2	Norm	
	IEC	<input type="text" value="B"/>
3	Hauptanwendung	
	Abzweigschutz und Steuerung	<input type="text" value="F"/>

S B F A A B A B B B A Z A Z N B X D

Die Grundkonfiguration legt die Optionen der Analog-Ein/Ausgänge fest.
Das Beispiel unten zeigt die Sntadardkonfiguration A mit den gewählten Optionen.

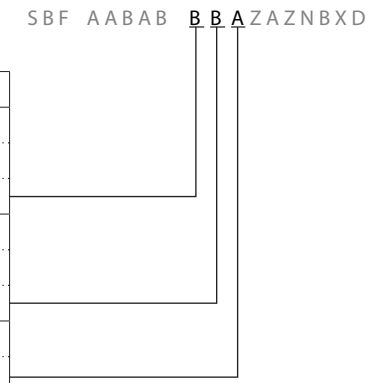
S B F A A B A B B B A Z A Z N B X D

#	Beschreibung	
4-8	Funktionsanwendung, Grundkonfiguration: A = Grundkonfiguration A für offene/geschlossene Ringleitungen B = Grundkonfiguration B für strahlenförmige Freileitungsnetze/gem. Kabel C = Grundkonfiguration C für ringförmigen / vermaschte Netze ¹⁾ D = Grundkonfiguration D für Kuppelfelder N = Keine	
	Grundkonfig.	Verfügbare binäre E/A-Optionen
	A	$AB = 4I (I_0 1/5 A) + 1I (I_0 0.1/0.5 A) + 4U$ $AB = 23 BI + 18 BO$ $AC = 32 BI + 27 BO$ $AD^{2)} = 41 BI + 36 BO$ $AE^{2)} = 50 BI + 45 BO$
	B	$AB = 4I (I_0 1/5 A) + 1I (I_0 0.1/0.5 A) + 4U$ $AB = 23 BI + 18 BO$ $AC = 32 BI + 27 BO$ $AD^{2)} = 41 BI + 36 BO$ $AE^{2)} = 50 BI + 45 BO$
	C ¹⁾	$AB = 4I (I_0 1/5 A) + 1I (I_0 0.1/0.5 A) + 4U$ $AB = 23 BI + 18 BO$ $AC = 32 BI + 27 BO$ $AD^{2)} = 41 BI + 36 BO$ $AE^{2)} = 50 BI + 45 BO$
	D	$AB = 4I (I_0 1/5 A) + 1I (I_0 0.1/0.5 A) + 4U$ $AB = 23 BI + 18 BO$ $AC = 32 BI + 27 BO$ $AD^{2)} = 41 BI + 36 BO$ $AE^{2)} = 50 BI + 45 BO$
	N	$AA = 4I (I_0 1/5 A) + 5U$ $AB = 4I (I_0 1/5 A) + 1I (I_0 0.1/0.5 A) + 4U$ $AC = 3I + 1I (I_0 0.1/0.5 A) + 5U$ $BA = 4I (I_0 1/5 A) + 5U + 8mA/RTD in + 4mA aus$ $BB = 4I (I_0 1/5 A) + 1I (I_0 0.1/0.5 A) + 4U + 8mA/RTD in + 4mA aus$ $BC = 3I + 1I (I_0 0.1/0.5 A) + 5U + 8mA/RTD in + 4mA aus$ $AA = 14 BI + 9 BO$ $AB = 23 BI + 18 BO$ $AC^{3)} = 32 BI + 27 BO$ $AD^{2)} = 41 BI + 36 BO$ $AE^{2,4)} = 50 BI + 45 BO$

- 1) Grundkonfiguration C erfordert die Wahl der Distanzschutz-Option unter Ziffer 14 oder 15
- 2) Die binären E/A-Optionen AD und AE erfordern ein halbes 19"-IED-Gehäuse mit 6HE (Ziffer 1 = T oder V)
- 3) Die binäre E/A-Option AC ist für die 4HE-Variante (Ziffer 1 = S oder U) mit den RTD-Eingangsoptionen (Ziffer 5-6) BA, BB or BC nicht verfügbar.
- 4) Die binäre E/A-Option AE ist für die 6HE-Variante (Ziffer 1 = T oder V) mit den RTD-Eingangsoptionen (Ziffer 5-6) BA, BB or BC nicht verfügbar.

S B F A A B A B B B A Z A Z N B X D

#	Beschreibung	
9	Kommunikationsmodule (seriell)	
	Glasfaser (ST-Anschluss)	A
	Kunststofffaser (Snap-in-Anschluss)	B
10	Kommunikationsmodule (Ethernet)	
	Ethernet 100Base-FX (LC)	A
	Ethernet 100Base-TX (RJ-45)	B
11	Kommunikation (Protokoll)	
	IEC 61850	A
	IEC 61850 und DNP3 TCP/IP	B
	IEC 61850 und IEC 60870-103	C



#	Beschreibung		SBF	A	A	B	B	B	B	B	B	B	Z	A	Z	N	B	X	D
12	Sprache																		
	Sprachpaket	Z																	
13	Frontplatte																		
	Integrierte LHMI ¹⁾	A																	
	Externe LHMI + 1 m Kabel	B																	
	Externe LHMI + 2 m Kabel	C																	
	Externe LHMI + 3 m Kabel	D																	
	Externe LHMI + 4 m Kabel	E																	
	Externe LHMI + 5 m Kabel	F																	
	Keine LHMI ²⁾	N																	
14	Option 1 ³⁾																		
	Fehlerortung und Synchrocheck	A																	
	Fehlerortung und Distanzschutz ⁴⁾	B																	
	Fehlerortung und Leistungsqualität ⁵⁾	C																	
	Synchrocheck und Distanzschutz ⁴⁾	D																	
	Synchrocheck und Leistungsqualität ⁵⁾	E																	
	Distanzschutz und Leistungsqualität ^{4,5)}	F																	
	Alle Optionen	Z																	
	Keine	N																	
15	Option 2 ³⁾																		
	Fehlerortung	A																	
	Synchrocheck	B																	
	Distanzschutz ⁴⁾	D																	
	Leistungsqualität ⁵⁾	E																	
	Keine	N																	
16	Stromversorgung																		
	Stromversorgung 48-125 V DC	A																	
	Stromversorgung 110-250 V DC, 100-240 V AC	B																	
17	Reserviert																		
	Nicht definiert	X																	
18	Version																		
	Version 1.3	D																	

- 1) Integrierte HMI ist für Variante 6HE nicht verfügbar (Ziffer 1 = T oder V)
- 2) Für die Grundkonfiguration ist die HMI erforderlich, daher ist Option N ungültig, wenn eine Grundkonfiguration ausgewählt ist.
Eine separate lokale HMI kann nicht verwendet werden, wenn keine LHMI-Konfiguration ausgewählt wird.
- 3) Jede optionale Funktion kann nur einmal gewählt werden. Abhängig von der Wahl bei Option 1 (Ziffer 14) ist die Wahl bei Option 2 (Ziffer 15) daher eingeschränkt.
- 4) Grundkonfiguration C erfordert die Wahl der Distanzschutz-Option unter Ziffer 14 oder 15
- 5) Leistungsqualitätsfunktionen: Spannungsunsymmetrie, Spannungsungleichgewicht, Oberschwingungen von Strom oder Spannung (Leiter-Leiter) und Spannung (Leiter-Erde)

Beispielcode: **S B F A A B A B B B A Z A Z N B X D**

Ihr Bestellcode:

Ziffer (#) 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18

Code

Abb. 15. Bestellcode für komplette Geräte

24. Zubehör

Tabelle 125. Montagezubehör

Bestellartikel	Bestellnummer
Einbaumontagesatz für ein 4U 1/2 19" Gehäuse	1KHL400040R0001
Einbaumontagesatz mit Zwischenrahmen für ein 4U 1/2 19" Gehäuse	1KHL400444R0001
Montagesatz für Aufbaumontage (Verdrahtung zur Wand) für ein 4U 1/2 19" Gehäuse	1KHL400067R0001
Montagesatz für Aufbaumontage (Verdrahtung nach vorn) für ein 4U 1/2 19" Gehäuse	1KHL400449R0001
19" Etage Montagesatz für ein 4U 1/2 19" Gehäuse	1KHL400236R0001
19" Etage Montagesatz für zwei 4U 1/2 19" Gehäuse	1KHL400237R0001
Überkopf-/Decken-Montagesatz (mit Raum für Verdrahtung) für ein 4U 1/2 19" Gehäuse	1KHL400450R0001
Montagesatz für Aufbaumontage direkt an der Rückwand (mit Verdrahtung nach vorn) für ein 6U 1/2 19" Gehäuse	1KHL400452R0001
Montagesatz für Aufbaumontage (Verdrahtung zur Wand) für ein 6U 1/2 19" Gehäuse	1KHL400200R0001
Überkopf-/Decken-Montagesatz (mit Raum für Verdrahtung) für ein 6U 1/2 19" Gehäuse	1KHL400464R0001

Tabelle 126. Prüfschalter-Montagezubehör

Bestellartikel	Bestellnummer
19"-Etage Montagesatz für ein RTXP8-Testschalter (der Testschalter ist im Lieferumfang nicht enthalten)	1KHL400465R0001
19"-Etage Montagesatz für ein RTXP18-Testschalter (der Testschalter ist im Lieferumfang nicht enthalten)	1KHL400467R0001
19"-Etage Montagesatz für ein RTXP24-Testschalter (der Testschalter ist im Lieferumfang nicht enthalten)	1KHL400469R0001

Tabelle 127. Steckersets

Bestellartikel	Bestellnummer
Anschlussverbinder-Satz für ein Gerät in 4U inkl. Analogeingang-Variante 4I + 5U oder 5I + 4U	2RCA021735
Anschlussverbinder-Satz für ein Gerät in 4U inkl. Analogeingang-Variante 4I + 5U oder 5I + 4U	2RCA021736
Anschlussverbinder-Satz für ein Gerät in 4U inkl. Analogeingang-Variante 7I + 3U	2RCA023041
Anschlussverbinder-Satz für ein Gerät in 6U inkl. Analogeingang-Variante 7I + 3U	2RCA023042
Anschlussverbinder-Satz für ein Gerät in 4U inkl. Analogeingang-Variante 8I + 2U	2RCA023039
Anschlussverbinder-Satz für ein Gerät in 6U inkl. Analogeingang-Variante 8I + 2U	2RCA023040

Tabelle 128. Optionale Kabel für externes Anzeigemodul

Artikel	Bestellnummer
LHMI-Kabel (1 m)	2RCA025073P0001
LHMI-Kabel (2 m)	2RCA025073P0002
LHMI-Kabel (3 m)	2RCA025073P0003
LHMI-Kabel (4 m)	2RCA025073P0004
LHMI-Kabel (5 m)	2RCA025073P0005

26. Tools

Das Gerät wird mit oder ohne optionale, werkseitige Grundkonfiguration ausgeliefert. Die Standardwerte für die Parametereinstellungen können mit dem gerätespezifischen Connectivity Package von der frontseitigen Benutzeroberfläche, der webbrower-basierte Benutzeroberfläche (WebHMI) oder dem Bedien- und Parametriertool PCM600-Tool aus geändert werden.

Das Bedien- und Parametriertool PCM600 bietet umfassende Funktionen zur Konfiguration der Geräte, wie z. B. eine Signalkonfiguration, eine Konfiguration der DNP3-Kommunikation und eine Konfiguration der IEC 61850 - Kommunikation einschließlich horizontaler GOOSE Kommunikation.

Wird die webbrower-basierte Benutzeroberfläche verwendet, kann über einen Webbrowser (IE 7.0 oder höher) entweder vor

Ort oder von Fern auf das Gerät zugegriffen werden. Aus Sicherheitsgründen wird die webbrower-basierte Benutzeroberfläche standardmäßig deaktiviert. Diese Oberfläche kann mit dem Bedien- und Parametriertool PCM600 oder der frontseitigen Benutzeroberfläche aktiviert werden. Die Funktionen der Schnittstelle sind standardmäßig eingeschränkt und schreibgeschützt. Jedoch kann der Lese- und Schreibzugriff über das PCM600 oder das lokale HMI aktiviert werden.

Ein Connectivity Package ist eine Software- und Geräte-Informationssammlung, die Systemprodukte und - Hilfsprogramme zur Verbindung und Zusammenarbeit mit dem Geräte bietet. Die Connectivity Package reduzieren das Fehlerrisiko bei der Systemintegration und verkürzen die Zeiten für Gerätekonfiguration und Einrichtung.

Tabelle 129. Tools

Konfigurations- und Einstellwerkzeug	Version
PCM600	2.5 oder höher
Webbrowser-basierte Benutzerschnittstelle	IE 8.0, IE 9.0 oder IE 10.0
REF630 Connectivity Package	1.3 oder höher

Tabelle 130. Unterstützte Funktionen

Funktion	WebHMI	Bedien- und Parametriertool PCM600
Parametereinstellung	•	•
Störfallbearbeitung	•	•
Signalüberwachung	•	•
Event viewer	•	•
Anzeigen der Alarm-LED	•	•
Hardwarekonfiguration	-	•
Signalmatrix	-	•
Graphical Display Editor	-	•
Gerätekonfigurationsvorlagen	-	•
Kommunikationsverwaltung	-	•
Störschreiberanalyse	-	•
Gerätebenutzerverwaltung	-	•
Benutzermanagement	-	•
Erstellung/Bearbeitung von Projekten	-	•
Grafikanwendungskonfiguration	-	•
IEC 61850 Kommunikationskonfiguration, einschließlich GOOSE	-	•
Gerätvergleich	-	•

27. Unterstützte ABB-Lösungen

Die ABB-Schutz- und Steuergeräte der 630 Serie bieten zusammen mit dem Stationsautomatisierungsgerät COM600 eine echte IEC 61850-Lösung für die zuverlässige Energieversorgung in Versorgungsnetzen und für den Industriebereich. Um die Systemkonstruktion zu erleichtern und zu optimieren, sind die ABB-Geräte mit Connectivity Packages ausgestattet, die eine Zusammenstellung von Software und gerätespezifischen Informationen enthalten, u. a. Vorlagen für einpolige Übersichtschaltbilder, Handbücher, ein komplettes Gerätedatenmodell mit Ereignis- und Parameterlisten. Durch die Verwendung der Connectivity Packages können die Geräte über das Bedien- und Parametriertool PCM600 fertig konfiguriert und in das Stationsautomatisierungsgerät COM600 bzw. das Netzsteuerungs- und Verwaltungssystem MicroSCADA Pro integriert werden.

Die Geräte der 630er Serie bieten eine optimale Unterstützung für die Norm IEC 61850, einschließlich des horizontalen GOOSE-Messaging. Verglichen mit einer traditionellen Signalgebung zwischen verdrahteten Geräten bietet die Peer-to-Peer-Kommunikation über ein festgeschaltetes Ethernet-LAN eine moderne und vielseitige Plattform für den Schutz von Stromnetzen. Schnelle Software-basierte Kommunikation,

kontinuierliche Überwachung der Integrität des Schutz- und Kommunikationssystems und hohe Flexibilität für Neukonfigurationen und Erweiterungen gehören zu den charakteristischen Merkmalen des Schutzsystems, das durch die vollständige Implementierung der Stationsautomatisierungsnorm IEC 61850 ermöglicht wird.

Auf der Stationsebene verwendet COM600 den Logikprozessor und Dateninhalt der Geräte auf Feldebene, um verbesserte Funktionalität auf Stationsebene anzubieten. COM600 verfügt über eine Webbrowser-basierte HMI mit einem anpassbaren grafischen Display für die Anzeige von Übersichtschaltbildern für Schaltanlagenlösungen. Die WebHMI verbessert den Arbeitsschutz, indem sie den Fernzugriff auf Stationsgeräte und -prozesse ermöglicht. Außerdem kann COM600 als lokales Data Warehouse für die technische Dokumentation der Station und für die von den Geräten erfassten Netzwerkdaten verwendet werden. Die erfassten Netzwerkdaten erleichtern ausführliche Berichte und Analysen von Netzstörungssituationen anhand der Data Historian- und Ereignisverwaltungsfunktionen von COM600.

COM600 bietet zudem eine Gateway-Funktion, die eine nahtlose Konnektivität zwischen den Schaltanlagengeräten und

Steuer- und Managementsystemen auf Netzebene, wie MicroSCADA Pro und System 800xA, ermöglicht.

Tabelle 131. Unterstützte ABB-Lösungen

Produkt	Version
Stationsautomatisierungsgerät COM600	3.5 oder höher
MicroSCADA Pro SYS 600	9.3 FP1 oder höher
System 800xA	5.1 oder höher

28. Anschlussdiagramm

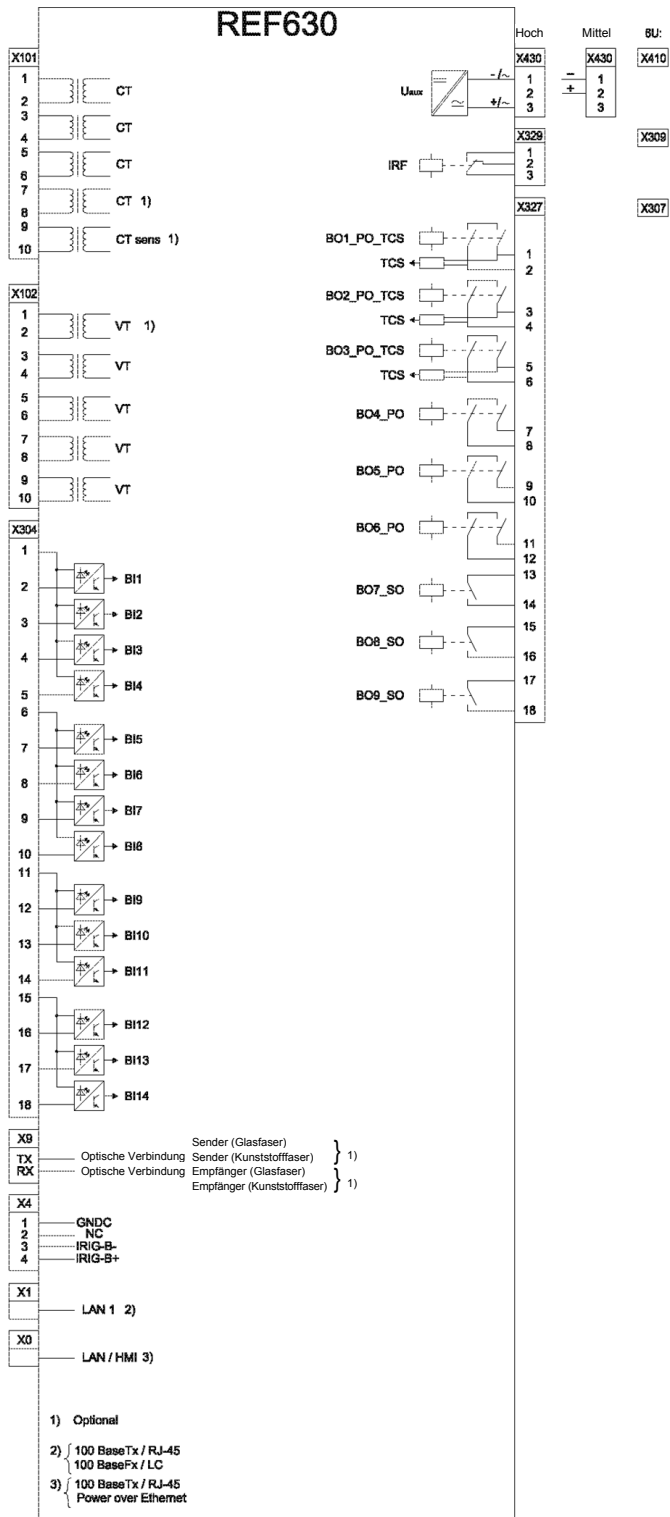


Abb. 16. Anschlussdiagramm für REF630

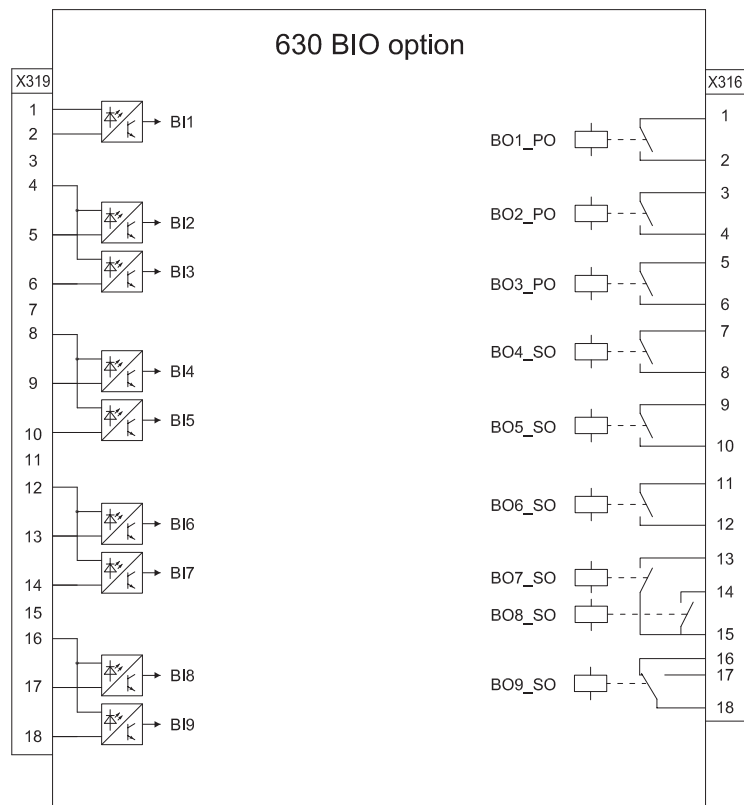


Abb. 17. BIO-Modulooption für die Serie 630

Tabelle 132. BIO-Optionen

Einheit	BI/BO
4U	X319 + X316 ¹⁾
	X324 + X321
6U	X324 + X321 ¹⁾
	X329 + X326
	X334 + X331
	X339 + X336

1) Bei Bestellung vom RTD-Modul belegt

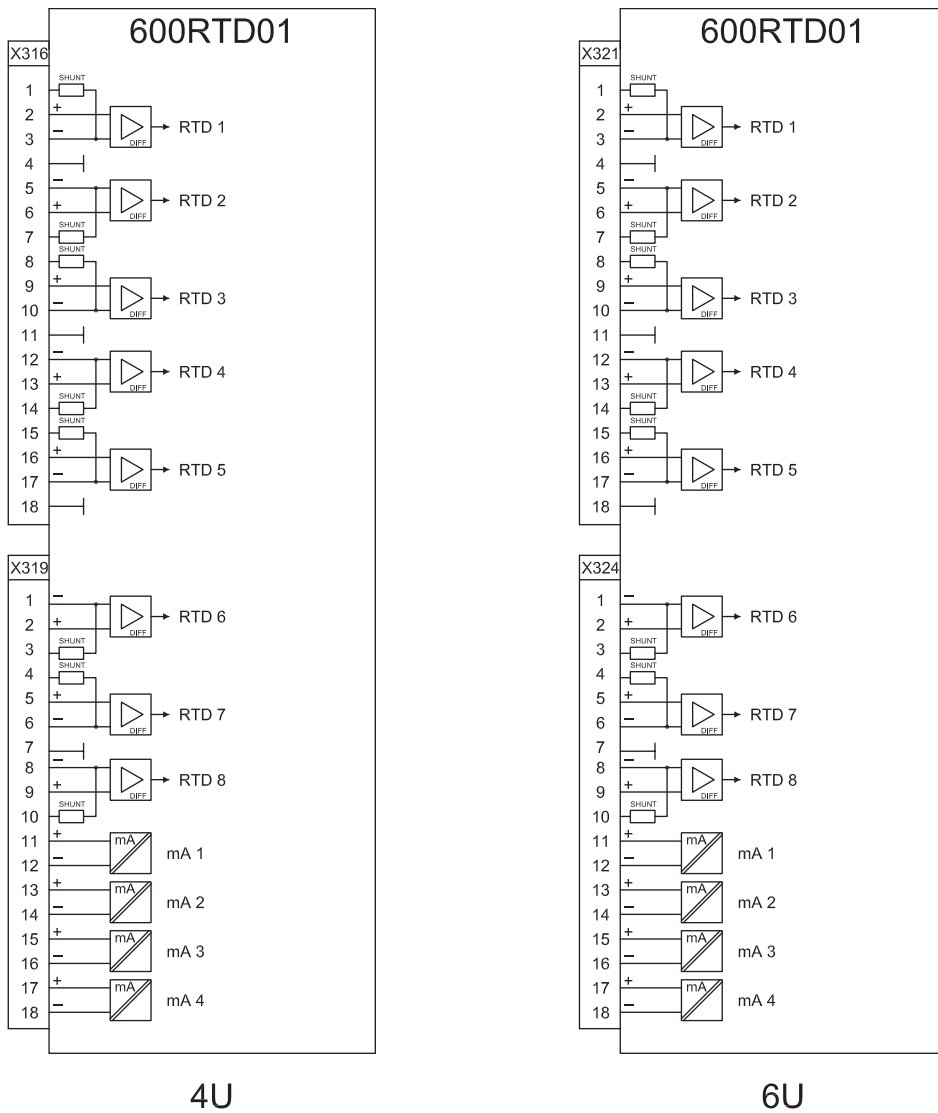


Abb. 18. RTD-Modulooption für die Serie 630

29. Referenzmaterial

Das Portal www.abb.de/reliion bietet Informationen zur Produkt- und Servicevielfalt im Bereich Distribution Automation.

Die neuesten wichtigen Informationen zum REF630-Schutzgerät finden Sie auf der [Produktseite](#). Blättern Sie auf der Seite nach unten, und laden Sie die zugehörige Dokumentation herunter.

30. Funktionen, Codes und Symbole

Tabelle 133. Im Gerät enthaltene Funktionen

Beschreibung	IEC 61850	IEC 60617	ANSI
Schutz			
Dreiphasiger ungerichteter Überstromschutz, (I>)	PHLPTOC	3I>	51P-1
Dreiphasiger ungerichteter Überstromschutz, (I>>)	PHHPTOC	3I>>	51P-2
Dreiphasiger ungerichteter Überstromschutz, (I>>>)	PHIPTOC	3I>>>	50P/51P
Dreiphasiger gerichteter Überstromschutz, (I> →)	DPHLPDOC	3I> →	67-1
Dreiphasiger gerichteter Überstromschutz, (I>> →)	DPHHPDOC	3I>> →	67-2
Distanzschutz	DSTPDIS	Z<	21, 21P, 21N
Logik für Schalten auf anstehenden Fehler	CVR Sof	SOTF	SOTF
Fehlerort	SCEFRFLO	FLOC	21FL
Automatische Wiedereinschaltung	DARREC	O → I	79
Ungerichteter Erdfehlerschutz, (I0>)	EFLPTOC	I0>	51N-1
Ungerichteter Erdfehlerschutz, (I0>>)	EFHPTOC	I0>>	51N-2
Ungerichteter Erdfehlerschutz, (I0>>>)	EFIPTOC	I0>>>	50N/51N
Gerichteter Erdfehlerschutz, (I0> →)	DEFLPDEF	I0> →	67N-1
Gerichteter Erdfehlerschutz, (I0>> →)	DEFHPDEF	I0>> →	67N-2
Erdfehlerschutz basierend auf harmonischen Komponenten	HAEFPTOC	I0>HA	51NHA
Transienter/intermittierender Erdfehlerschutz	INTRPTEF	I0> → IEF	67NIEF
Admittanzbasierter Erdfehlerschutz	EFPADM	Y0>>→	21YN
Multifrequenz admittanzbasierter Erdfehlerschutz	MFADPSDE	I0> →Y	67YN
Wattmetrischer Erdfehlerschutz	WPWDE	P0>>→	32N
Phasenausfallsschutz	PDNSPTOC	I2/I1>	46PD
Schiefastschutz	NSPTOC	I2>	46
Dreiphasiger thermischer Überlastschutz für Speiseleitung	T1PTTR	3Ith>F	49F
Dreiphasige Einschaltstromerkennung	INRPHAR	3I2f>	68
Dreiphasiger Überspannungsschutz	PHPTOV	3U>	59
Dreiphasiger Unterspannungsschutz	PHPTUV	3U<	27
Phasenüberspannungsschutz (Mitsystem)	PSPTOV	U1<	47O+
Phasenunterspannungsschutz	PSPTUV	U1<	47U+
Überspannungsschutz für das Gegensystem	NSPTOV	U2>	47O-
Nullspannungsschutz	ROVPTOV	U0>	59G
Q/U Schutz / Blindleistungsunterspannungsschutz	DQPTUV	Q>→, 3U<	32Q, 27
Leistungsrichtungsschutz	DOPDPR	P>	32R/32O
Frequenzgradientenschutz	DAPFRC	df/dt>	81R
Überfrequenzschutz	DAPTOF	f>	81O
Unterfrequenzschutz	DAPTUF	f<	81U
Lastabwurf	LSHDPRQ	UFLS/R	81LSH

Tabelle 133. Im Gerät enthaltene Funktionen, Fortsetzung

Beschreibung	IEC 61850	IEC 60617	ANSI
Schaltversagerschutz	CCBRBRF	3I>/I0>BF	51BF/51NBF
Auslöselogik	TRPPTRC	I -> O	94
Analoger Multifunktionsschutz	MAPGAPC	MAP	MAP
Schutzbezogene Funktionen			
Mitnahmeschaltung durch Übergreifstufe	DSTPLAL	LAL	LAL
Signalvergleich für Erdfehlerschutz	RESCPSCH	CLN	85N
Logik zur Signalvergleichschutz	DSOCPSCH	CL	85
Logik für Richtungsumkehr und Schwachlastbetrieb	CRWPSCH	CLCRW	85CRW
Logik für Richtungsumkehr und Schwachlastbetrieb bei Erdschlüssen	RCRWPSCH	CLCRWN	85NCRW
Steuerung			
Feldsteuerung	QCCBAY	CBAY	CBAY
Verriegelungsfunktionalität	SCILO	3	3
Steuerung des Leistungsschalters/Trennschalters	GNRLCSWI	I <-> O CB/DC	I <-> O CB/DC
Leistungsschalter	DAXCBR	I <-> O CB	I <-> O CB
Trennschalter	DAXSWI	I <-> O DC	I <-> O DC
Lokal und Fern Umschaltung	LOCREM	R/L	R/L
Synchrocheck	SYNCRSYN	SYNC	25
Generische Prozess-E/A			
Einzelsteuerung (8 Signale)	SPC8GGIO	-	-
Doppelmeldung	DPGGIO	-	-
Einzelmeldung	SPGGIO	-	-
Gemessener Wert	MVGGIO	-	-
Virtueller Wahlschalter für Funktionen	SLGGIO	-	-
Selektor Minischalter	VSGGIO	-	-
Impulszähler für die Energiezählung	PCGGIO	-	-
Ereigniszähler	CNTGGIO	-	-
Zustandsüberwachung			
Betriebsstundenzähler für Maschinen und Geräte	MDSOPT	OPTS	OPTM
Leistungsschalterzustandsüberwachung	SSCBR	CBCM	CBCM
"Fuse failure" Überwachung	SEQRFUF	FUSEF	60
Stromwandler-Überwachung	CCRDIIF	MCS 3I	MCS 3I
Auslösekreisüberwachung	TCSSCBR	TCS	TCM
Überwachung der Stationsbatterie	SPVNZBAT	U<>	U<>
Energieüberwachung	EPDMMTR	E	E
Maximalwertüberwachung der gemessenen Werte	MVEXP	-	-
Power-Quality			
Spannungsabweichung	PHQVVR	PQMU	PQMV

Tabelle 133. Im Gerät enthaltene Funktionen, Fortsetzung

Beschreibung	IEC 61850	IEC 60617	ANSI
Spannungsunsymmetrie	VSQVUB	PQMUBU	PQMUBV
Strom-Oberwelle	CMHAI	PQM3I	PQM3I
Spannungsoberwelle, Leiter-Leiter	VPPMHAI	PQM3Upp	PQM3Vpp
Spannungsoberwelle, Leiter-Erde	VPHMHAI	PQM3Upe	PQM3Vpg
Messfunktionen			
Dreiphasige Stromanzeige	CMMXU	3I	3I
Dreiphasige Spannungsanzeige, Leiter - Erde (RMS)	VPHMMXU	3Upe	3Upe
Dreiphasige Spannungsanzeige, Leiter - Leiter (RMS)	VPPMMXU	3Upp	3Upp
Erdfehlerstrommessung	RESCMMXU	I0	I0
Nullspannungsmessung	RESVMMXU	U0	U0
Leistungsüberwachung mit Wirk-, Blind- und Scheinleistung, Leistungsfaktor, Frequenz	PWRMMXU	PQf	PQf
Messung symmetrische Komponenten (Strom)	CSMSQI	I1, I2	I1, I2
Messung symmetrische Komponenten (Spannung)	VSMSQI	U1, U2	V1, V2
Analog Kanäle 1-10	A1RADR	ACH1	ACH1
Analogkanäle 11-20 (Messungen)	A2RADR	ACH2	ACH2
Analogkanäle 21-30 (Berech. Wert)	A3RADR	ACH3	ACH3
Analogkanäle 31-40 (Berech. Wert)	A4RADR	ACH4	ACH4
Binärkanäle 1-16	B1RBDR	BCH1	BCH1
Binärkanäle 17-32	B2RBDR	BCH2	BCH2
Binärkanäle 33-48	B3RBDR	BCH3	BCH3
Binärkanäle 49-64	B4RBDR	BCH4	BCH4
Kommunikation über Stationsbus (GOOSE)			
Binäresignal empfangen	GOOSEBINRCV	-	-
Double-Point-Information empfangen	GOOSEDPRCV	-	-
Verriegelungsinformation empfangen	GOOSEINTLKRCV	-	-
Ganzzahl empfangen	GOOSEINTRCV	-	-
Messwert empfangen	GOOSEMVRCV	-	-
Single-Point-Information empfangen	GOOSESPRCV	-	-

31. Frühere Versionen des Dokuments

Dokument geändert / am	Produktversion	Historie
A/23.11.2010	1.0	Übersetzt aus dem Englischen Original 1MRS756976 Revision A
B/22.09.2011	1.1	Übersetzt aus dem Englischen Original 1MRS756976 Revision C
C/18.09.2013	1.2	Übersetzt aus dem Englischen Original 1MRS756976 Revision E
D/25.06.2015	1.3	Übersetzt aus dem Englischen Original 1MRS756976 Revision G

ABB AG

Calor Emag Mittelspannungsprodukte

Oberhausener Strasse 33

40472 Ratingen, DEUTSCHLAND

Telefon +49 (0) 21 02/12-0

Fax +49 (0) 21 01/12-17 77

www.abb.de/relion

ABB Schweiz AG

Vertrieb Energietechnik

Bruggerstrasse 72

CH-5401 Baden, SCHWEIZ

Telefon +41 58 585 81 61

Fax +41 58 585 80 81

www.abb.ch/relion

Hinweis:

Technische Änderungen der Produkte sowie Änderungen im Inhalt dieses Dokuments behalten wir uns jederzeit ohne Vorankündigung vor. Bei Bestellungen sind die jeweils vereinbarten Beschaffenheiten maßgebend. Die ABB AG übernimmt keinerlei Verantwortung für eventuelle Fehler oder Unvollständigkeiten in diesem Dokument.

Wir behalten uns alle Rechte an diesem Dokument und den darin enthaltenen Gegenständen und Abbildungen vor. Vervielfältigung, Bekanntgabe an Dritte oder Verwertung seines Inhaltes – auch von Teilen – ist ohne vorherige schriftliche Zustimmung durch die ABB AG verboten.

Copyright© 2015 ABB
Alle Rechte vorbehalten