



Serie Relion® 615

Sistemi di protezione e interconnessione per generatori

REG615

Guida al prodotto

Contenuti

1. Descrizione.....	3	17. Ingressi e uscite.....	19
2. Configurazioni standard.....	3	18. Comunicazione della stazione.....	20
3. Funzioni di protezione.....	9	19. Dati tecnici.....	25
4. Applicazione.....	9	20. Display locale.....	62
5. Soluzioni ABB supportate.....	15	21. Metodi di montaggio.....	63
6. Controllo.....	16	22. Alloggiamento del relè e unità estraibile.....	63
7. Misure.....	17	23. Dati per la scelta e l'ordinazione.....	63
8. Qualità dell'energia.....	17	24. Dati per l'ordinazione di accessori.....	64
9. Oscillografo.....	17	25. Strumenti.....	65
10. Registro eventi.....	17	26. Sicurezza informatica.....	66
11. Dati registrati.....	18	27. Schemi dei terminali.....	67
12. Monitoraggio dello stato	18	28. Certificati.....	70
13. Supervisione del circuito di sgancio.....	19	29. Riferimenti.....	70
14. Autodiagnostica.....	19	30. Funzioni, codici e simboli.....	71
15. Supervisione dei guasti ai fusibili.....	19	31. Cronologia delle revisioni del documento.....	76
16. Controllo di accesso.....	19		

Esclusione di responsabilità

Le informazioni contenute nel presente documento possono essere soggette a modifiche senza preavviso e non sono da interpretarsi come garanzia vincolante da parte di ABB. ABB non si assume alcuna responsabilità per eventuali errori contenuti nel presente documento.

© Copyright 2016 ABB.

Tutti i diritti riservati.

Marchi

ABB e Relion sono marchi registrati del Gruppo ABB. Tutti gli altri marchi o i nomi di prodotti menzionati nel presente documento possono essere marchi commerciali o marchi registrati delle rispettive società.

1. Descrizione

REG615 è un relè di protezione studiato per diverse applicazioni di generazione di energia. REG615 è disponibile in tre configurazioni standard, denominate A, C e D. La configurazione standard A è destinata alla protezione dell'interconnessione, controllo, misura e diagnostica del punto comune di accoppiamento della generazione dell'energia distribuita con la rete delle utility. Le configurazioni standard C e D sono destinate a protezione, controllo, misura e supervisione di generatori di piccole e medie dimensioni usati nelle centrali elettriche a diesel, gas, idroelettriche, impianti termoelettrici combinati (CHP) e a vapore. REG615 fa parte della famiglia di prodotti ABB Relion® e della serie 615 per il controllo e la protezione. I relè di protezione della serie 615 sono caratterizzati dal design compatto ed estraibile.

Riprogettata dalle sue stesse basi, la serie serie 615 è stata studiata per sfruttare l'intero potenziale della norma IEC 61850 per la comunicazione e l'interoperabilità dei dispositivi di automazione per sottostazioni. Dopo aver effettuato le impostazioni specifiche dell'applicazione, il relè nella sua configurazione standard può essere messo direttamente in servizio.

Il relè di protezione per generatori fornisce la protezione principale a generatori d'energia di piccole dimensioni. Tale relè viene inoltre impiegato come protezione di back-up per generatori di medie dimensioni in applicazioni che richiedono un sistema di protezione indipendente e ridondante. Il relè di protezione per interconnessioni è impiegato come protezione principale rispondente ai codici della rete per collegare la generazione distribuita con la rete elettrica.

I relè della serie 615 supportano un'ampia gamma di protocolli di comunicazione, fra cui IEC 61850 con supporto dell'Edizione 2, bus di processo secondo IEC 61850-9-2 LE, IEC 60870-5-103, Modbus® e DNP3. Il protocollo di comunicazione Profibus DPV1 Il protocollo di comunicazione è supportato utilizzando il convertitore di protocollo SPA-ZC 302.

2. Configurazioni standard

Il relè REG615 è disponibile in tre diverse configurazioni standard. La configurazione standard dei segnali può essere modificata per mezzo della matrice per segnali oppure attraverso la funzione di applicazione grafica del software PCM600 per il controllo e la protezione dei relè di protezione. Inoltre, la funzione di configurazione dell'applicazione del PCM600 supporta la creazione di funzioni logiche multi-layer utilizzando vari elementi logici, fra cui timer e flip-flop. Associando le funzioni di protezione ai blocchi funzioni logici, la configurazione del relè può essere adattata ai requisiti di applicazione specifici dell'utente.

Il relè di protezione esce dalla fabbrica con le connessioni standard descritte nei diagrammi funzionali per ingressi binari, uscite binarie, connessioni funzione-funzione e LED di allarme. Alcune delle funzioni supportate dal relè REG615 devono essere aggiunte con lo strumento di configurazione dell'applicazione affinché siano disponibili nella matrice di segnali e nel relè. La direzione di misura positiva delle funzioni di protezione direzionale è verso la sbarra.

REG615

Versione del prodotto: 5.0 FP1

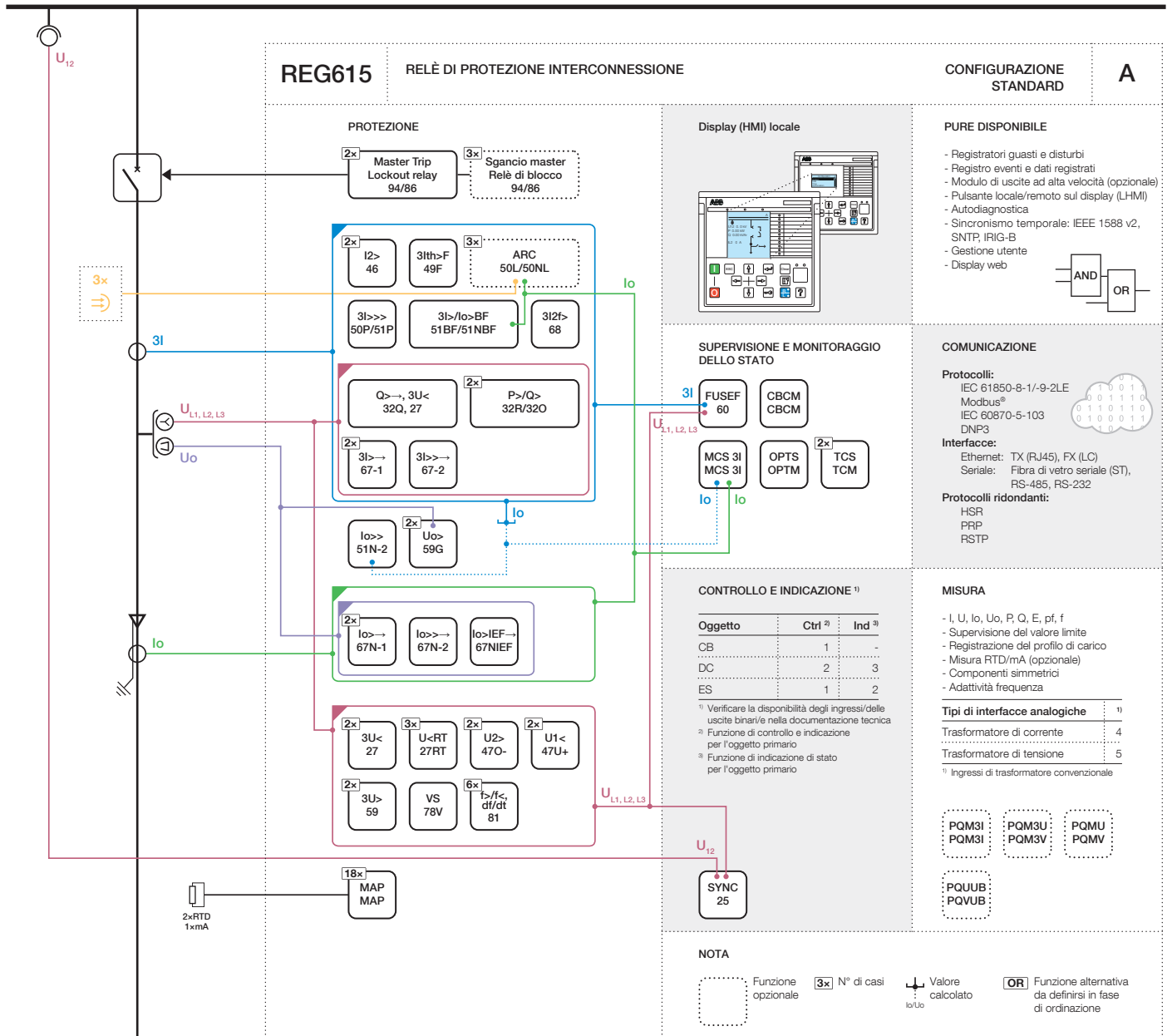


Figura 1. Panoramica delle funzioni nella configurazione standard A

REG615

Versione del prodotto: 5.0 FP1

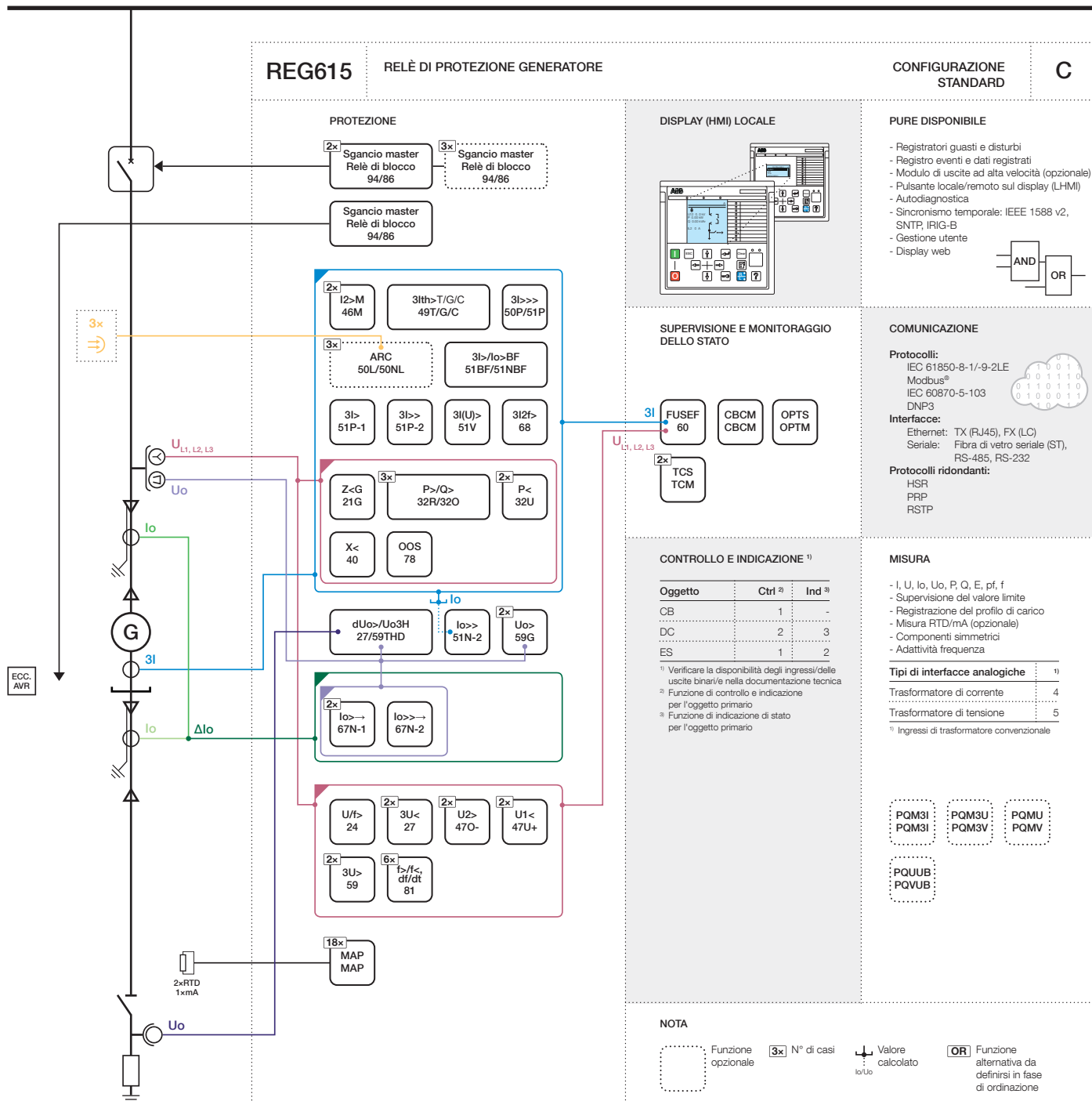


Figura 2. Panoramica delle funzioni nella configurazione standard C

REG615

Versione del prodotto: 5.0 FP1

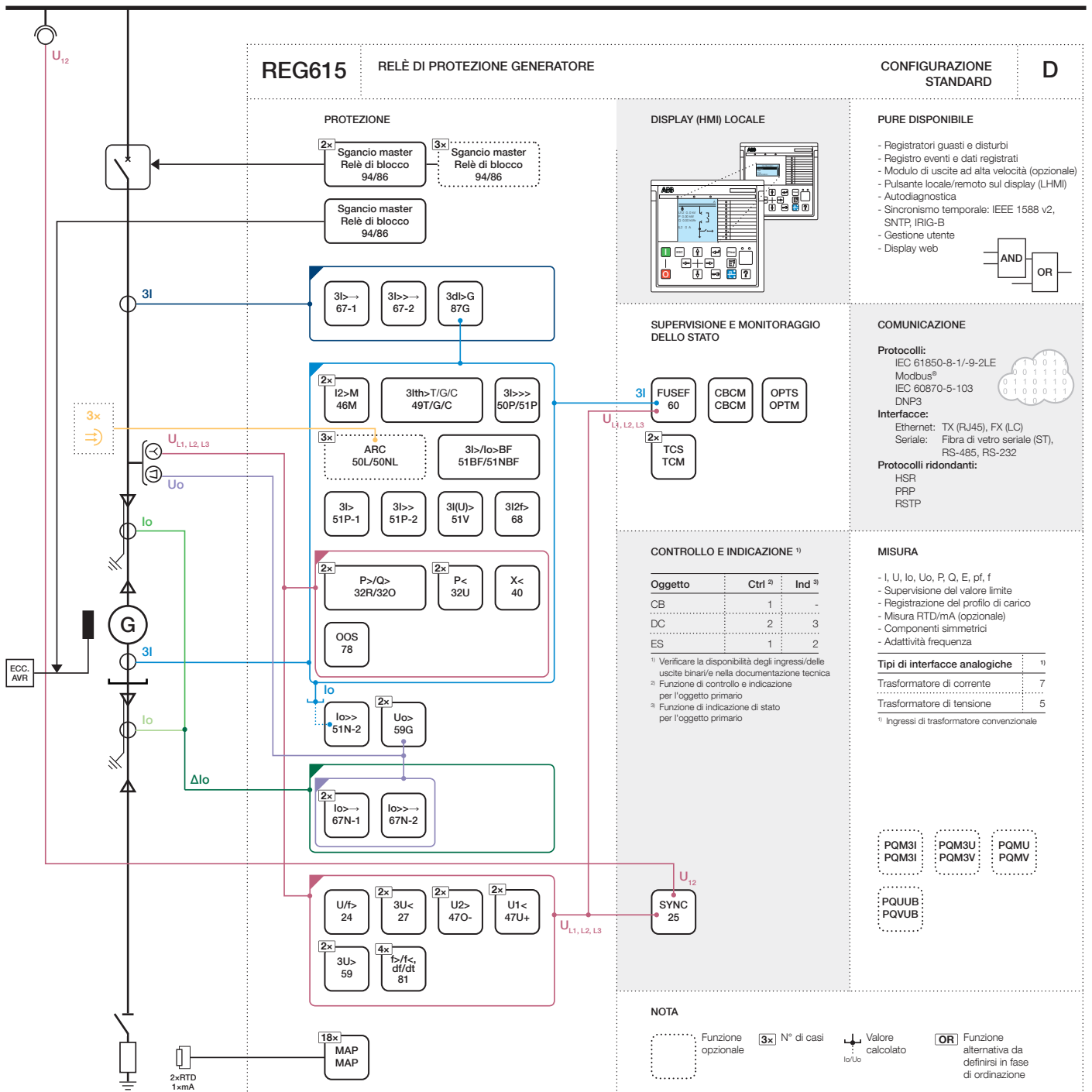


Figura 3. Panoramica delle funzioni nella configurazione standard D

Tabella 1. Configurazioni standard

Descrizione	Conf. std.
Protezione interconnessione per generazione distribuita dell'energia	A
Protezione generatori con protezione da guasto a terra dello statore al 100%	C
Protezione generatori con protezione di massima corrente differenziale e direzionale generatori e controllo del sincronismo	D

Tabella 2. Funzioni supportate

Funzione	IEC 61850	A	C	D
Protezione				
Protezione di massima corrente non direzionale trifase, prima soglia	PHLPTOC		1	1
Protezione di massima corrente non direzionale trifase, seconda soglia	PHHPTOC		1	1
Protezione di massima corrente non direzionale trifase, soglia istantanea	PHIPTOC	1	1	1
Protezione di massima corrente direzionale trifase, prima soglia	DPHLPDOC	2		1 ^{TR}
Protezione di massima corrente trifase direzionale, seconda soglia	DPHHPDOC	1		1 ^{TR}
Protezione da massima corrente, dipendente dalla tensione, trifase	PHPVOC		1	1
Protezione da guasto a terra non direzionale, seconda soglia	EFHPTOC	1	1	1
Protezione da guasto a terra direzionale, prima soglia	DEFLPDEF	2	2	2
Protezione da guasto a terra direzionale, seconda soglia	DEFHPDEF	1	1	1
Protezione da guasto a terra transitorio/intermittente	INTRPTEF	1 ¹⁾		
Protezione di massima corrente con sequenza di fase inversa	NSPTOC	2		
Protezione di massima corrente con sequenza di fase inversa per macchine	MNSPTOC		2	2
Protezione di massima tensione residua	ROVPTOV	2	2	2
Protezione di minima tensione trifase	PHPTUV	2	2	2
Protezione di massima tensione trifase	PHPTOV	2	2	2
Protezione di minima tensione con sequenza di fase positiva	PSPTUV	2	2	2
Protezione di massima corrente con sequenza di fase inversa	NSPTOV	2	2	2
Protezione di frequenza	FRPFRQ	6	6	4
Protezione contro la sovraeccitazione	OEPVPH		1	1
Protezione termica trifase per linee, cavi e trasformatori di distribuzione	T1PTTR	1		
Protezione da sovraccarico termico trifase, due costanti temporali	T2PTTR		1	1
Protezione da guasti dell'interruttore	CCBRBRF	1	1 ²⁾	1 ²⁾
Rilevamento di corrente di spunto trifase	INRPHAR	1	1	1
Sgancio master	TRPPTRC	2 (3) ³⁾	3 (3) ³⁾	3 (3) ³⁾
Protezione contro gli archi elettrici	ARCSARC	(3)	(3) ²⁾	(3) ²⁾
Protezione multifunzione	MAPGAPC	18	18	18
Protezione differenziale stabilizzata e istantanea per macchine	MPDIF			1
Protezione da guasto a terra dello statore basata sulla terza armonica	H3EFPSEF		1	
Protezione da sottocarico	DUPPDPR		2	2
Protezione di massima potenza direzionale/potenza inversa	DOPPDPR	2	3	2
Protezione contro la sottoeccitazione trifase	UEXPDIS		1	1
Protezione contro la sottoimpedenza trifase	UZPDIS		1	
Protezione contro la perdita di passo	OOSRPSB		1	1
Funzioni di interconnessione				
Protezione di minima tensione della potenza reattiva direzionale	DQPTUV	1		
Protezione ride-through a bassa tensione	LVRTPTUV	3		
Protezione contro lo spostamento del vettore di tensione	VVSPPAM	1		
Qualità dell'energia				
Distorsione totale di corrente	CMHAI	(1) ⁴⁾	(1) ⁴⁾	(1) ⁴⁾
Distorsione armonica totale di tensione	VMHAI	(1) ⁴⁾	(1) ⁴⁾	(1) ⁴⁾
Variazione di tensione	PHQVVR	(1) ⁴⁾	(1) ⁴⁾	(1) ⁴⁾
Squilibrio di tensione	VSQVUB	(1) ⁴⁾	(1) ⁴⁾	(1) ⁴⁾
Controllo				
Controllo dell'interruttore	CBXCBR	1	1	1
Controllo del sezionatore	DCXSWI	2	2	2
Controllo del sezionatore di terra	ESXSWI	1	1	1
Indicazione della posizione del sezionatore	DCSXSWI	3	3	3
Indicazione dello stato del sezionatore di terra	ESSXSWI	2	2	2
Controllo del sincronismo	SECRSYN	1		1
Supervisione e monitoraggio dello stato				
Monitoraggio dello stato dell'interruttore	SSCBBR	1	1	1
Supervisione del circuito di sgancio	TCSSCBBR	2	2	2

Tabella 2. Funzioni supportate, continua

Funzione	IEC 61850	A	C	D
Supervisione del circuito di corrente	CCSPVC	1		
Supervisione dei guasti ai fusibili	SEQSPVC	1	1	1
Contatore del tempo d'esercizio per macchine e dispositivi	MDSOPT	1	1	1
Misure				
Oscillografobografo	RDRE	1	1	1
Registrazione del profilo di carico	LDPRLRC	1	1	1
Registrazione di guasto	FLTRFRC	1	1	1
Misura della corrente trifase	CMMXU	1	1	2
Misura della corrente di sequenza	CSMSQI	1	1	1
Misura della corrente residua	RESCMMXU	1	1	1
Misura della tensione trifase	VMMXU	2	1	2
Misura della tensione residua	RESVMMXU	1	2	1
Misura della tensione di sequenza	VSMSQI	1	1	1
Misura della potenza e dell'energia trifase	PEMMXU	1	1	1
Misura RTD/mA	XRGGIO130	(1)	(1)	(1)
Misura della frequenza	FMMXU	1	1	1
Invio dei valori campionati a norma IEC 61850-9-2 LE ⁵⁾⁶⁾	SMVSENDER	(1)	(1)	(1)
Ricezione dei valori campionati a norma IEC 61850-9-2 LE (ripartizione tensione) ⁵⁾⁶⁾	SMVRCV	(1)	(1)	(1)
Altro				
Timer impulso minimo (2 pz.)	TPGAPC	4	4	4
Timer impulso minimo (2 pz., precisione al secondo)	TPSGAPC	1	1	1
Timer impulso minimo (2 pz., precisione al minuto)	TPMGAPC	1	1	1
Timer impulso (8 pz.)	PTGAPC	2	2	2
Ritardo off (8 pz.)	TOFGAPC	4	4	4
Ritardo on (8 pz.)	TONGAPC	4	4	4
Ripristino impostazione (8 pz.)	SRGAPC	4	4	4
Spostamento (8 pz.)	MVGAPC	2	2	2
Punto di controllo generico (16 pz.)	SPCGAPC	2	2	2
Scaling del valore analogico (4 pz.)	SCA4GAPC	4	4	4
Spostamento del valore intero (4 pz.)	MVI4GAPC	1	1	1

1, 2, ... = Numero di istanze incluse. Le istanze di una funzione di protezione rappresentano il numero di blocchi funzioni identici disponibili in una configurazione standard.
 () = opzionale
 TR = il blocco funzione viene utilizzato sul lato dei terminali dell'applicazione.

1) Viene sempre impiegata la "lo misurata".

2) Viene sempre impiegata la "lo calcolata".

3) Lo sgancio master è incluso e collegato alla corrispondente HSO nella configurazione solo quando viene impiegato il modulo BIO0007. Se è selezionata anche l'opzione ARC, nella configurazione la protezione ARCSARC è collegata al corrispondente ingresso di sgancio master.

4) L'opzione "qualità dell'energia" include la distorsione totale di corrente, la distorsione armonica totale di tensione, la variazione di tensione e lo squilibrio di tensione.

5) Disponibile solo con IEC 61850-9-2

6) Disponibile solo con COM0031...0037

3. Funzioni di protezione

Il relè di protezione per generatori offre funzioni di protezione per generatori sincroni e il loro motore primario contro i guasti interni e le condizioni anomale dei sistemi esterni. La caratteristica principale nella configurazione standard D è la protezione differenziale. La caratteristica principale nella configurazione standard C è la protezione da guasto a terra dello statore basata sulla 3° armonica, completando la copertura del rilevamento con l'altra protezione fornita contro i guasti di terra. Il relè di protezione per generatori dispone anche di una protezione di potenza inversa e massima potenza direzionale contro l'erogazione di potenza eccessiva oltre la capacità del generatore e contro il funzionamento del generatore come un motore. La protezione da sottocarico protegge i generatori e i motori primari contro gli effetti delle uscite di potenza molto ridotta. Una funzione di protezione dedicata rileva tutte le perdite di sincronismo (condizione perdita di passo) tra il generatore e il resto del sistema di potenza. Il relè di protezione per generatori include anche la protezione supplementare da massima corrente utilizzando la massima corrente dipendente da tensione e, nella configurazione standard D, la protezione da massima corrente direzionale e, nella configurazione standard C, la protezione da sottoimpedenza. La protezione contro la sovraccitazione (U/f) protegge i generatori contro l'eccessiva densità del flusso. La sottoeccitazione (X<) protegge la macchina sincrona dalla condizione di sottoeccitazione o di perdita di eccitazione. Anche la protezione basata su frequenza e tensione e la protezione da sovraccarico termico e squilibrio sono incluse nelle due configurazioni standard C e D destinate alla protezione dei generatori.

Il relè per il punto di interconnessione tra la rete elettrica e la generazione di potenza distribuita è fornito con la configurazione standard A in cui le caratteristiche principali sono la protezione ride-through a bassa tensione, la protezione di minima tensione reattiva direzionale (QU) e la protezione contro lo spostamento del vettore di tensione. Le caratteristiche principali del relè per interconnessioni possono essere usate per supportare la stabilità della rete dell'utilità e rilevare il funzionamento in isola. La protezione consente il monitoraggio della generazione distribuita durante il ride-

through a bassa tensione o di guasto per determinare se e quando disconnetterla dalla rete. La protezione contro lo spostamento del vettore di tensione rileva il funzionamento in isola rispetto alla rete misurando continuamente la durata del ciclo di tensione e può essere garantita ulteriormente con la protezione fornita basata su frequenza e tensione. La configurazione standard A offre inoltre protezione da massima corrente direzionale, protezione da guasto a terra direzionale e protezione di potenza inversa e massima potenza direzionale.

Gli ingressi RTD/mA sono offerti come opzione per la configurazione predefinita. Possono essere usati con funzione di protezione multifunzione a fini di sgancio e allarme. La funzione di protezione multifunzione usa dati di misura RTD/mA o valori analogici tramite messaggi GOOSE.

Potenziato con hardware e software opzionale, il relè dispone inoltre di tre canali di rilevamento luce per la protezione contro gli archi elettrici dell'interruttore, dello scomparto sbarre e cavi di quadri blindati per interno.

Nel modulo di comunicazione opzionale è disponibile l'interfaccia sensori per la protezione da guasto per arco interno. Lo sgancio rapido aumenta la sicurezza del personale e limita i danni materiali nel caso in cui dovesse verificarsi un guasto per arco interno. In via opzionale è possibile selezionare un modulo di ingressi e uscite binari con tre uscite binarie ad alta velocità (HSO), che riduce ulteriormente il tempo di manovra totale, normalmente di 4..6 ms rispetto alle normali uscite di potenza.

4. Applicazione

La configurazione standard A è destinata ad essere usata nel punto comune di accoppiamento tra la generazione di potenza distribuita e la rete dell'utilità. Questa configurazione garantisce la stabilità e l'affidabilità della rete secondo relativi codici stabiliti e determinando se e quando disconnetterla secondo impostazioni definite. Un esempio tipico di applicazione della generazione di potenza distribuita è una centrale elettrica eolica o solare, ma può trattarsi anche di una centrale combinata termoelettrica o idroelettrica.

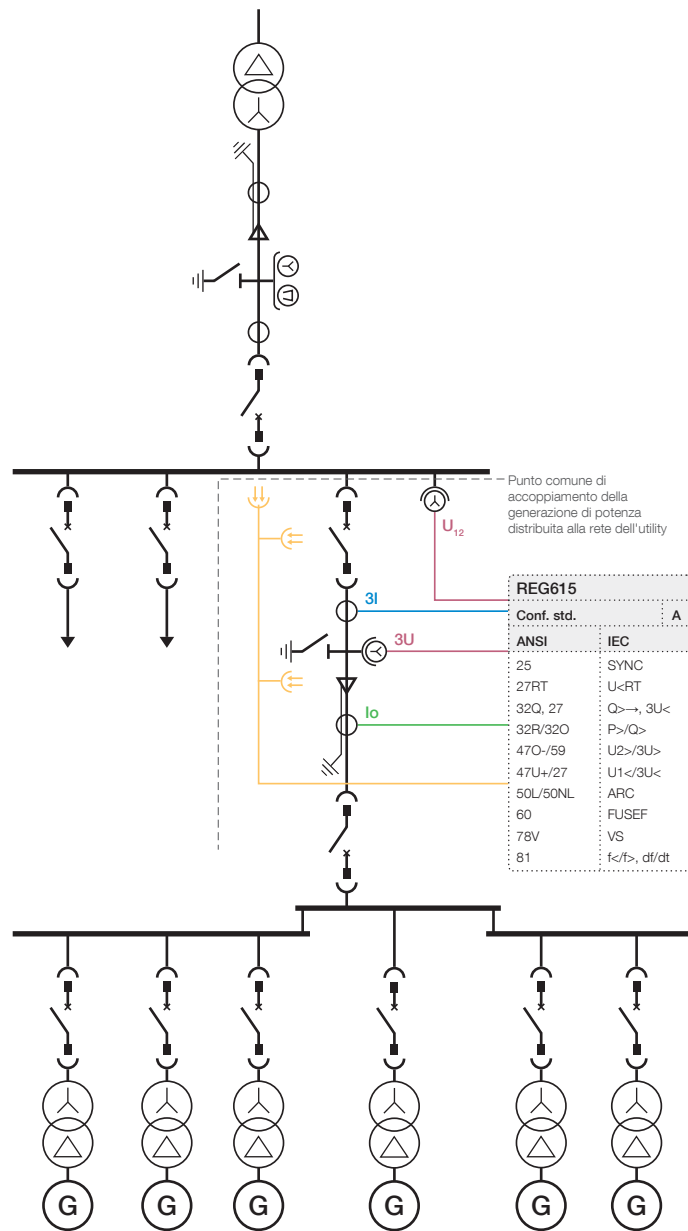


Figura 4. Esempio di applicazione di centrale elettrica eolica come generazione di potenza distribuita accoppiata alla rete dell'utility.

La configurazione standard A non è progettata per utilizzare contemporaneamente tutte le funzioni di protezione disponibili in un relè. Le funzioni di protezione contro guasto a terra direzionale devono essere aggiunte con lo strumento di

configurazione dell'applicazione. La configurazione specifica viene verificata con lo strumento di configurazione dell'applicazione nel PCM600 per garantire le corrette prestazioni del relè.

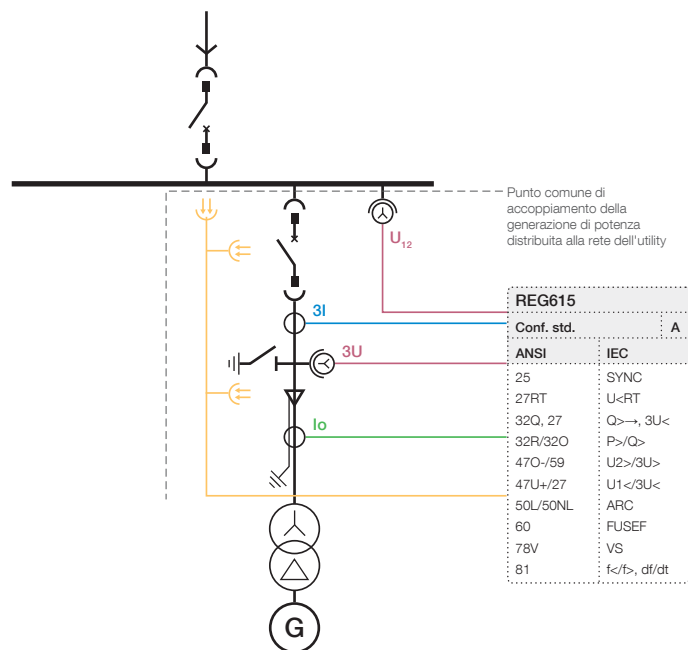


Figura 5. Esempio di applicazione di centrale elettrica combinata termoelettrica/idroelettrica come generazione di potenza distribuita accoppiata alla rete dell'utility.

Le configurazioni standard C e D sono destinate all'uso nell'applicazione a generatori di potenza sincroni dove la copertura della protezione è un generatore, un sistema di eccitazione del campo e un motore primario. Un esempio tipico di applicazione è costituito da generatori a diesel o gas connessi in parallelo con un comune trasformatore step-up, ma può anche essere un generatore in connessione in blocco con un trasformatore. Nelle applicazioni a generatori di potenza di

medie dimensioni, il sistema di protezione indipendente e ridondante può essere un requisito oppure il sistema di protezione in toto può richiedere più di un relè di protezione in un unico set-up. Esistono vari principi riconosciuti di messa a terra e normalmente la selezione della messa a terra dipende dai requisiti del sistema completo in cui è situato il generatore. La protezione contro guasto a terra dipende principalmente dal principio di messa a terra utilizzato.

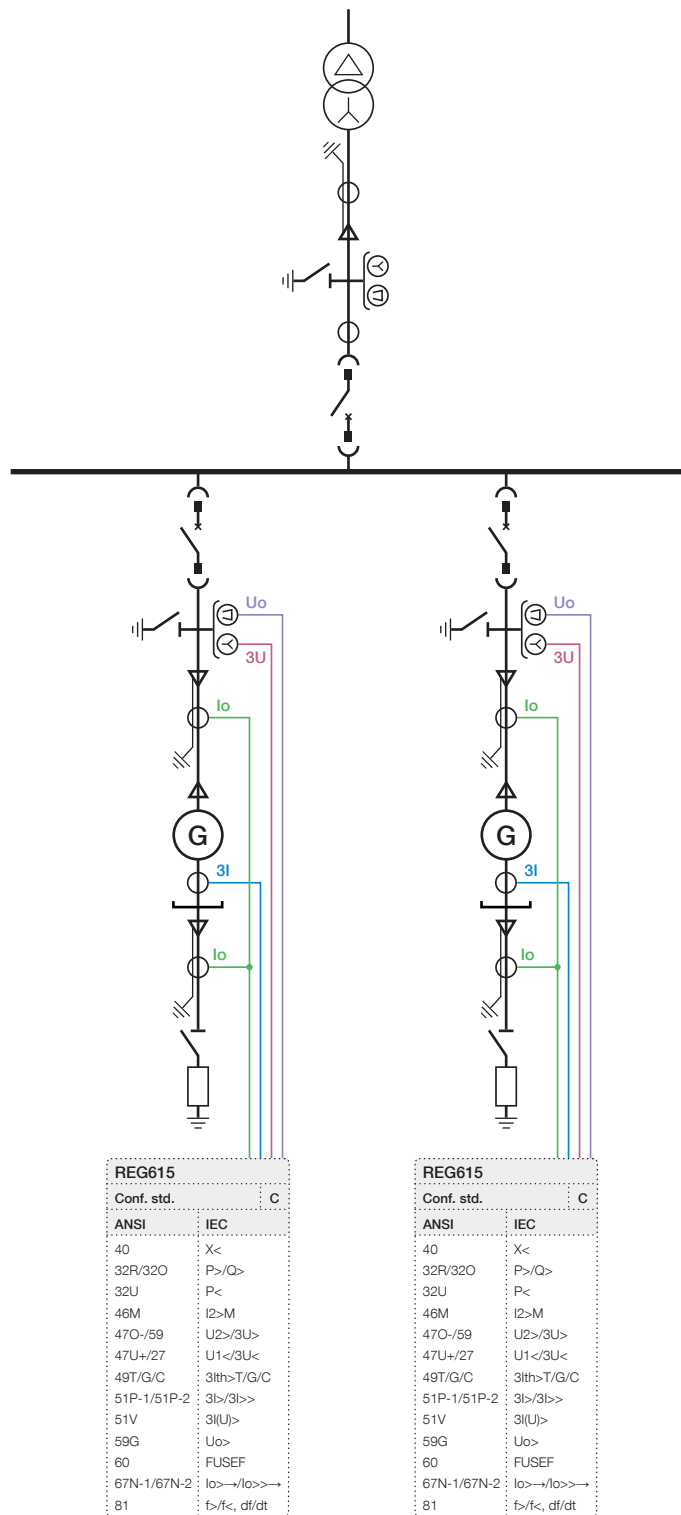


Figura 6. Esempio di applicazione per generatori a diesel/gas, collegati in parallelo con un comune trasformatore step-up, protetti con configurazione standard C.

La Figura 6 mostra diversi generatori collegati in parallelo. Ogni apparecchio è messo a terra individualmente ad alta resistenza. La corrente di guasto a terra è piccola, di norma 3...5 A.

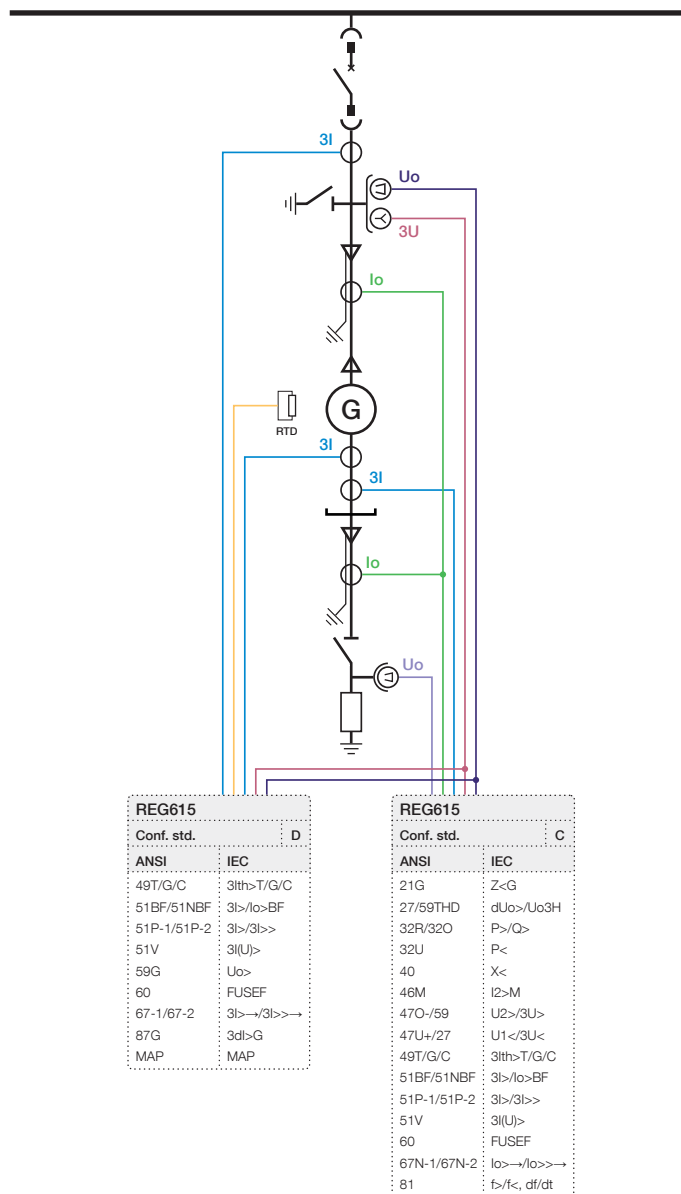


Figura 7. Esempio di applicazione a protezione di generatore di medie dimensioni con configurazione standard C e D.

Nella [Figura 7](#) la protezione è implementata con due relè di protezione per generatori REG615. Uno dei relè REG615 si assume la protezione del generatore con protezione al 100% da guasto a terra dello statore, mentre l'altro REG615 fornisce una protezione differenziale al generatore.

La configurazione standard D non è progettata per utilizzare contemporaneamente tutte le funzioni di protezione disponibili

in un relè. Le funzioni di protezione da massima corrente trifase direzionale, protezione da tensione trifase, protezione da tensione con sequenza di fase positiva e sequenza di fase inversa devono essere aggiunte con lo strumento di configurazione dell'applicazione. La configurazione specifica viene verificata con lo strumento di configurazione dell'applicazione nel PCM600 per garantire le corrette prestazioni del relè.

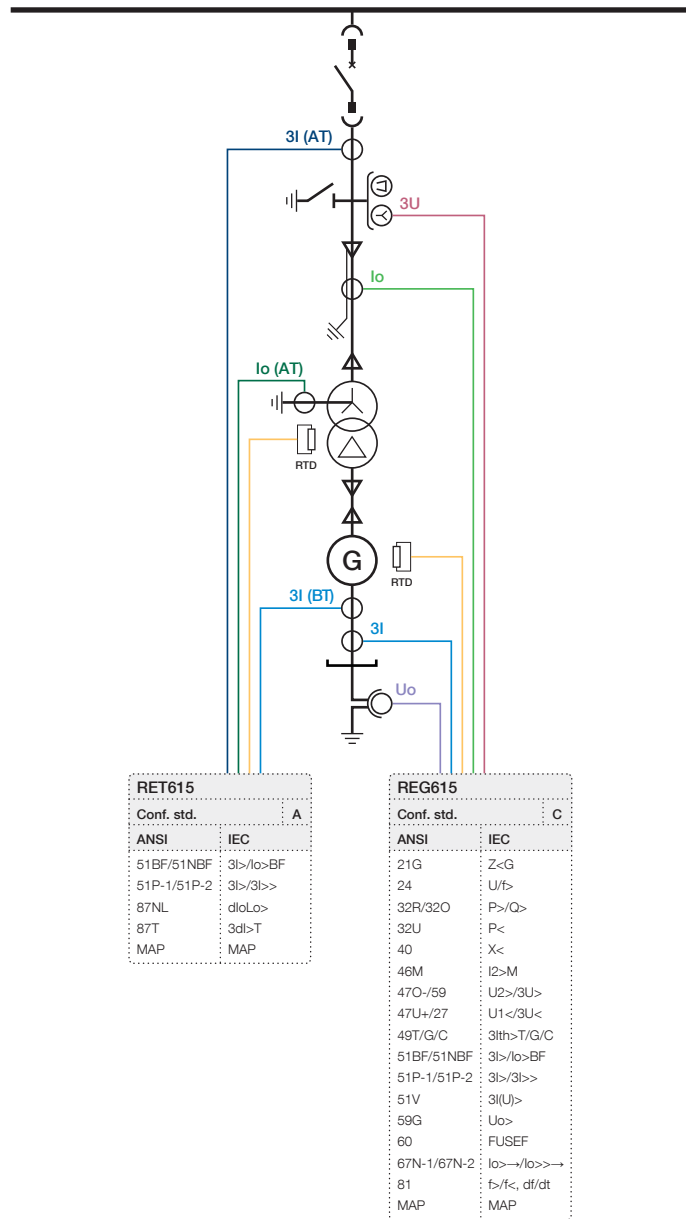


Figura 8. Esempio di applicazione a protezione di generatore di medie dimensioni in connessione in blocco con un trasformatore con configurazione standard C e RET615.

Nella [Figura 8](#) la protezione del generatore è implementata con relè di protezione per generatori REG615. La protezione del trasformatore è implementata con il relè di protezione differenziale RET615 per trasformatore che copre il generatore connesso in blocco con un trasformatore. Un trasformatore di

tensione monofase è collegato al neutro del generatore per la protezione di massima tensione residua. Sul lato del terminale le tensioni fase-terra sono collegate al relè di protezione del generatore.

5. Soluzioni ABB supportate

I relè di protezione della serie 615, unitamente all'unità di gestione per sottostazioni COM600S, formano a pieno diritto una soluzione IEC 61850 per la distribuzione affidabile dell'energia elettrica nei sistemi elettrici delle utility e dell'industria. Per facilitare e velocizzare l'ingegnerizzazione del sistema, i relè ABB utilizzano cosiddetti pacchetti di connettività. Tali pacchetti includono una compilazione di informazioni software e specifiche del relè, fra cui campioni di schemi unifilari e un modello di dati completo del relè. Il modello di dati include elenchi di eventi e parametri. Grazie ai pacchetti di connettività, i relè possono essere facilmente configurati utilizzando il PCM600 e integrati con l'unità di automazione per sottostazioni COM600S o il sistema di controllo e gestione di reti MicroSCADA Pro.

I relè della serie 615 offrono supporto nativo alla norma IEC 61850 Edizione 2, includendo anche il sistema di messaggi GOOSE orizzontale binario e analogico. Inoltre è supportato il bus di processo con l'invio di valori campionati di correnti e tensioni analogiche e la ricezione di valori campionati delle tensioni. Rispetto alla tradizionale comunicazione cablata fra dispositivi, la comunicazione peer-to-peer tramite una rete switched Ethernet LAN offre una piattaforma avanzata e versatile per la protezione del sistema elettrico. La rapida capacità di comunicazione, la supervisione continua dell'integrità del sistema di comunicazione e protezione e l'intrinseca flessibilità per la riconfigurazione e gli ammodernamenti, sono alcune delle caratteristiche distintive dell'approccio al sistema di protezione ammesso dalla completa implementazione della norma sull'automazione delle sottostazioni IEC 61850. Questa serie di relè di protezione è in grado di utilizzare in modo ottimale l'interoperabilità fornita dalle funzioni IEC 61850 Edizione 2.

A livello di sottostazione, il COM600S utilizza i dati contenuti nei relè per offrire una potenziata funzionalità per la sottostazione. Il

COM600 presenta un'interfaccia basata sul browser web con un display grafico personalizzabile per la visualizzazione degli schemi unifilari di varie soluzioni di quadri. La funzione SLD è utile soprattutto quando si utilizzano relè della serie 615 senza la funzione dello schema unifilare opzionale. Inoltre, l'utilizzo della classica pagina web del COM600S come interfaccia del display offre una panoramica dell'intera sottostazione, inclusi schemi unifilari specifici dei singoli relè, consentendo quindi una pratica accessibilità alle informazioni. Per migliorare la sicurezza del personale, l'interfaccia del display tramite la pagina web consente anche l'accesso da remoto ai dispositivi e ai processi di sottostazione.

Inoltre, il COM600S può essere utilizzato come "archivio" dei dati locali per la documentazione tecnica della sottostazione e per i dati di rete raccolti dai relè. I dati raccolti dalla rete semplificano i report lunghi e l'analisi di situazioni di guasto della rete mediante lo storico dei dati e la funzione di gestione degli eventi del COM600S. La cronologia dei dati può essere utilizzata per un preciso monitoraggio della performance di processi e apparecchiature attuando calcoli basati sia su valori storici che in tempo reale. La migliore comprensione della dinamica dei processi si ottiene unendo misure dei processi basate sul tempo ed eventi di produzione e di manutenzione.

Il COM600S presenta inoltre funzioni gateway ed offre una connettività senza soluzione di continuità fra i relè di sottostazione e i sistemi di controllo e gestione a livello di rete, quali MicroSCADA Pro e System 800xA.

L'interfaccia di analisi GOOSE in COM600S consente l'analisi dell'applicazione IEC 61850 orizzontale durante la messa in servizio e il funzionamento a livello di stazione. Registra tutti gli eventi GOOSE durante il funzionamento della sottostazione per una migliore supervisione del sistema.

Tabella 3. Soluzioni ABB supportate

Prodotto	Versione
Unità di gestione per sottostazioni COM600S	4.0 SP1 o superiore
	4.1 o superiore (Edizione 2)
MicroSCADA Pro SYS 600	9.3 FP2 o superiore
	9.4 o superiore (Edizione 2)
System 800xA	5.1 o superiore

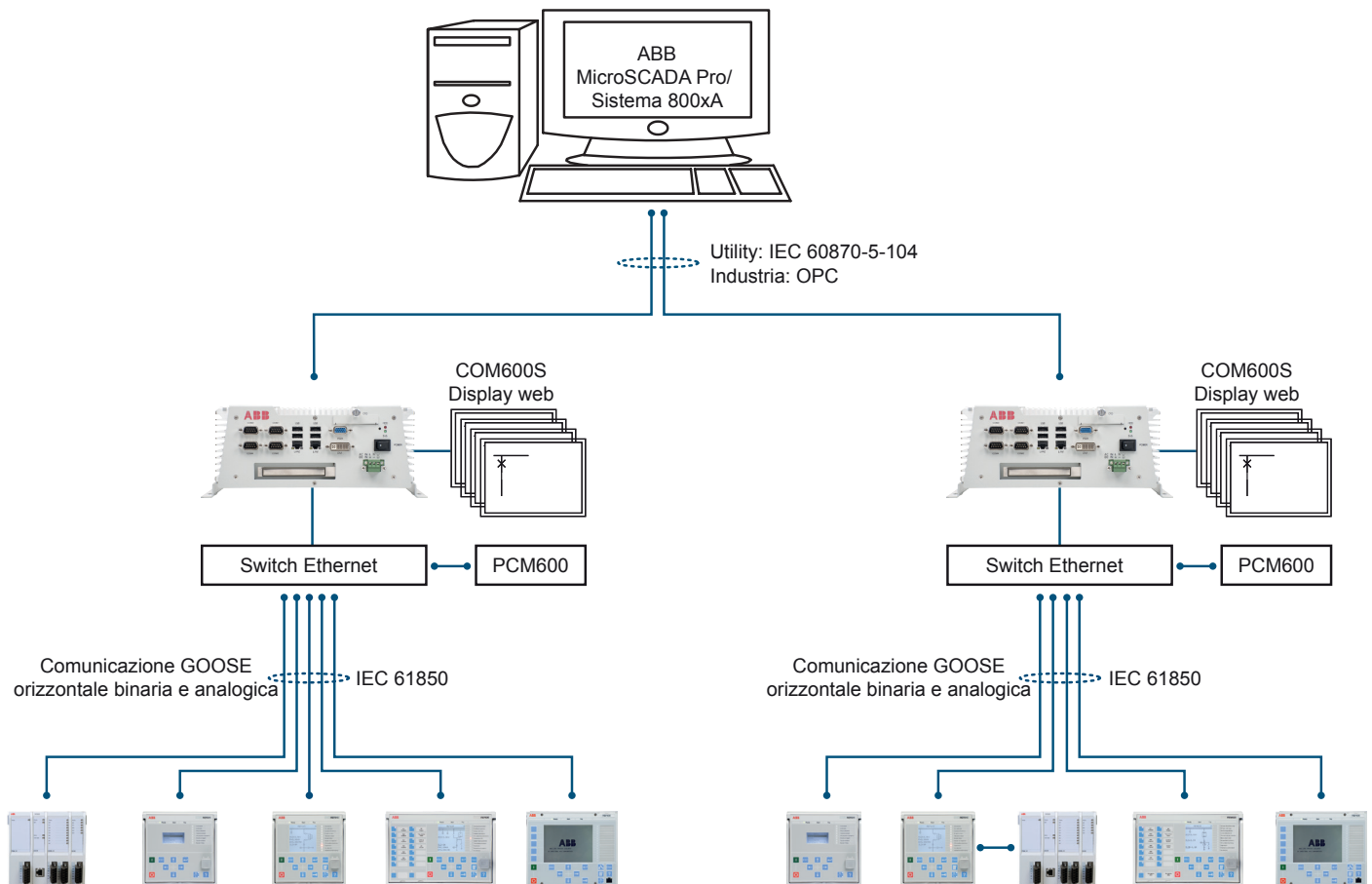


Figura 9. Esempio di sistema di distribuzione dell'energia ABB basato sull'utilizzo di relè Relion, del COM600S e del MicroSCADA Pro/System 800xA

6. Controllo

Il relè REG615 include la funzione di controllo di un interruttore tramite l'interfaccia del display o comandi remoti. In aggiunta al controllo dell'interruttore, il relè presenta due blocchi di controllo destinati al controllo motorizzato di sezionatori o del carrello dell'interruttore e per le loro indicazioni di posizione. Inoltre, il relè dispone di un blocco di controllo destinato al controllo motorizzato di un sezionatore di terra e della sua indicazione di posizione.

Il relè necessita di due ingressi binari fisici e di due uscite binarie fisiche per ogni apparecchio primario controllabile utilizzato. Per default, la chiusura dell'interruttore non è connessa nelle configurazioni standard del relè di protezione del generatore, perché l'interruttore del generatore è chiuso di norma da un sincronizzatore esterno. Il numero di ingressi binari e di uscite binarie non utilizzati varia in base alla configurazione standard prescelta per il relè. Inoltre, alcune configurazioni standard offrono anche moduli hardware opzionali che aumentano il numero di ingressi e uscite binarie.

Nel caso in cui il numero disponibile di uscite e/o ingressi binari della configurazione standard prescelta non fosse sufficiente, è possibile modificare la configurazione standard in modo da abilitare alcuni ingressi o uscite binarie originariamente configurati per altre funzioni, se applicabile, oppure un modulo esterno di ingressi/uscite (ad esempio è possibile integrare RIO600 nel relè). Gli ingressi e le uscite binarie del modulo I/O esterno possono essere utilizzati per i segnali binari dell'applicazione meno critici dal punto di vista temporale. Tale integrazione consente di abilitare alcuni ingressi e uscite binarie del relè inizialmente assegnati nella configurazione standard.

Occorre verificare accuratamente l'idoneità delle uscite binarie del relè selezionate per controllare gli apparecchi primari, ad esempio il potere di chiusura e la portata, nonché il potere di interruzione. Qualora non vengano soddisfatti i requisiti per il circuito di controllo dell'apparecchio primario, occorre valutare l'uso di relè ausiliari esterni.

L'ampio LCD grafico opzionale del display locale del relè include uno schema unifilare (SLD) con indicazione della

posizione dei rispettivi apparecchi primari. Gli schemi di interblocco richiesti dall'applicazione sono configurati utilizzando la matrice di segnali o la funzione di configurazione dell'applicazione del PCM600. A seconda della configurazione standard, il relè integra anche la funzione di controllo del sincronismo per garantire che la tensione, l'angolo di fase e la frequenza su entrambi i lati di un interruttore aperto soddisfino le condizioni di sicura interconnessione delle due reti.

7. Misure

Il relè misura in continuo le correnti e le tensioni di fase, le componenti simmetriche delle correnti e delle tensioni e la corrente e la tensione residue. Il relè calcola inoltre il valore richiesto di corrente tramite un modello temporale prestabilito settabile dall'utente, il sovraccarico termico dell'oggetto protetto e il valore dello squilibrio di fase sulla base del rapporto fra la corrente con sequenza di fase inversa e la corrente con sequenza di fase positiva. Il relè offre altresì la misura della potenza e dell'energia trifase, incluso il fattore di potenza.

Il relè di protezione per generatore e interconnessione è dotato di supporto di adattabilità della frequenza che può essere attivato con un parametro di impostazione. L'adattabilità della frequenza attiva il funzionamento di protezione e misura su un'ampia gamma di frequenze di $0.2...1.4 \times F_n$ utilizzando tre ingressi di tensione di fase per localizzare la frequenza della rete.

I valori misurati sono accessibili in locale tramite HMI locale o in remoto tramite l'interfaccia di comunicazione presente nel relè stesso. Si può accedere ai valori, in locale o da remoto, anche utilizzando il display basato su browser web (HMI).

Il relè include un registratore del profilo di carico. La funzione del profilo di carico memorizza i dati storici di carico acquisiti ad intervalli periodici (intervallo su richiesta). Le registrazioni hanno il formato COMTRADE.

8. Qualità dell'energia

Nelle norme EN la qualità dell'energia viene definita dalle caratteristiche della tensione di alimentazione. I transitori, le variazioni di tensione di breve e lunga durata, lo squilibrio e le distorsioni della forma d'onda sono le caratteristiche principali della qualità dell'energia. Le funzioni di monitoraggio delle distorsioni vengono utilizzate per monitorare la domanda totale di corrente e la distorsione armonica totale della tensione.

Il monitoraggio della qualità dell'energia è una funzione fondamentale che le utility possono mettere a disposizione dei loro clienti industriali più importanti. Un sistema di monitoraggio può fornire informazioni sui disturbi del sistema e le possibili cause degli stessi. Inoltre può rilevare condizioni problematiche in tutto il sistema prima che causino reclami dei clienti, malfunzionamenti o anche guasti o guasti delle apparecchiature. I problemi di qualità dell'energia non sono limitati al lato utility del sistema. Non a caso, la maggior parte di tali problemi è localizzata negli impianti dei clienti. Ne consegue

che il monitoraggio della qualità dell'energia è non solo un'efficace strategia di service offerta ai clienti, ma anche un modo efficace per proteggere il nome dell'utility in relazione alla qualità dell'energia e al service.

Il relè di protezione offre le seguenti funzioni di monitoraggio della qualità dell'energia:

- Variazione di tensione
- Squilibrio di tensione
- Armoniche di corrente
- Armoniche di tensione

Le funzioni squilibrio di tensione e variazione di tensione vengono utilizzate per misurare le variazioni di tensione di breve durata e monitorare le condizioni di squilibrio di tensione in reti di trasmissione e distribuzione dell'energia.

Le funzioni armoniche di corrente e armoniche di tensione consentono di monitorare la qualità dell'energia mediante la distorsione della forma d'onda della corrente e della forma d'onda della tensione. Queste funzioni offrono un valore medio a breve termine di tre secondi e un valore della domanda a lungo termine per la distorsione della domanda totale TDD e la distorsione armonica totale THD.

9. Oscilloperturbografo

Il relè è provvisto di un oscilloperturbografo caratterizzato da un massimo di 12 canali per segnali analogici e 64 canali per segnali binari. I canali analogici possono essere impostati in modo da registrare la forma dell'onda oppure la tendenza delle correnti e tensioni misurate.

I canali analogici possono essere impostati in modo da attivare la funzione di registrazione quando il valore misurato scende sotto oppure sale oltre i valori impostati. I canali binari possono essere impostati in modo da avviare una registrazione sul fronte di salita o su quello di discesa del segnale oppure su entrambi.

Per default, i canali binari sono impostati in modo da registrare i segnali esterni o interni al relè, ad esempio i segnali di avvio o di sgancio delle soglie di protezione, oppure i segnali di blocco o controllo esterni. I segnali binari del relè, quali i segnali di avvio o di sgancio di una protezione, oppure un segnale di controllo esterno del relè tramite un ingresso binario, possono essere impostati in modo da attivare la registrazione. Le informazioni registrate vengono salvate in una memoria non volatile e possono essere caricate per una successiva analisi dei guasti.

10. Registro eventi

Per raccogliere dati sulla sequenza di eventi, il relè è provvisto di una memoria non volatile in grado di memorizzare 1024 eventi con le relative marche temporali (timestamp). La memoria non volatile conserva i dati anche in caso di caduta temporanea dell'alimentazione ausiliaria del relè. Il registro eventi facilita un'accurata analisi pre- e post-guasto dell'evento di guasto e dei disturbi di linea. La notevole capacità di

elaborare e salvare dati ed eventi all'interno del relè rende più facile fare fronte alla crescente domanda di immagazzinamento di informazioni nelle future configurazioni di rete.

Le informazioni sulla sequenza degli eventi sono accessibili in locale tramite HMI locale o in remoto tramite l'interfaccia di comunicazione presente nel relè stesso. Si può accedere alle informazioni, in locale o da remoto, anche utilizzando il display basato su browser web (HMI).

11. Dati registrati

Il relè ha la capacità di salvare le registrazioni degli ultimi 128 eventi di guasto. Questi dati possono essere usati per

analizzare gli eventi del sistema elettrico. Ogni registrazione include, ad esempio, valori di corrente, tensione e angolo di fase e una marca temporale. La registrazione dei guasti può essere attivata dal segnale di avvio o dal segnale di sgancio di un blocco di protezione o da entrambi. Le modalità di misura disponibili includono DFT, RMS e cresta-cresta. Le registrazioni di guasto conservano i valori di misura del relè nel momento di intervento della funzione di protezione. Inoltre, la massima corrente richiesta, con registrazione temporale dell'istante in cui si è verificato tale valore (timestamp), viene registrata separatamente. Le registrazioni vengono salvate nella memoria non volatile.

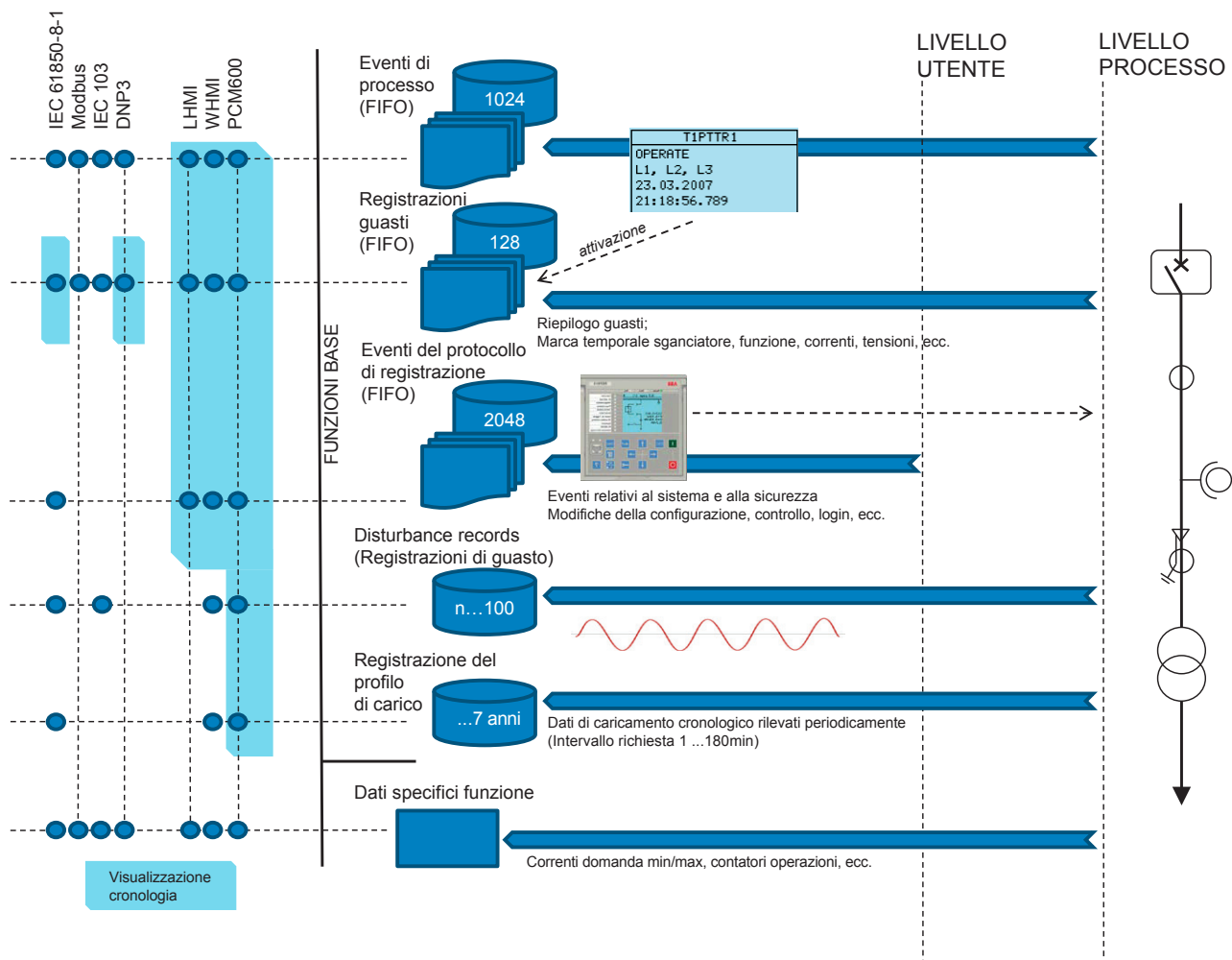


Figura 10. Panoramica delle capacità di registrazione e di eventi

12. Monitoraggio dello stato

Le funzioni di monitoraggio dello stato del relè di protezione tengono sotto costante controllo le prestazioni e lo stato dell'interruttore. Il monitoraggio comprende il tempo di carica

delle molle, la pressione del gas SF6, il tempo di corsa e il tempo di inattività dell'interruttore.

Le funzioni di monitoraggio forniscono la cronologia dei dati operativi dell'interruttore, che possono essere utilizzati per programmare la manutenzione preventiva dell'interruttore.

Inoltre, il relè include un contatore del tempo d'esercizio che calcola il numero di ore di funzionamento di un apparecchio protetto, consentendo la programmazione della manutenzione preventiva dell'apparecchio basata sul tempo.

13. Supervisione del circuito di sgancio

La supervisione del circuito di sgancio registra in continuo la disponibilità e la funzionalità del circuito di sgancio. Essa garantisce il monitoraggio del circuito aperto sia quando l'interruttore è chiuso sia quando è aperto. Essa rileva inoltre la perdita di tensione di controllo dell'interruttore.

14. Autodiagnostica

Il sistema di autodiagnostica integrato nel relè registra in continuo lo stato dell'hardware e il funzionamento del software del relè stesso. Qualsiasi guasto o malfunzionamento rilevato verrà utilizzato per avvisare l'operatore.

Un guasto permanente al relè blocca le funzioni di protezione per impedire un malfunzionamento.

15. Supervisione dei guasti ai fusibili

Tale funzione rileva eventuali guasti fra il circuito di misura della tensione e il relè stesso. I guasti vengono rilevati dall'algoritmo basato sulla sequenza di fase inversa oppure dall'algoritmo del delta di corrente e del delta di tensione. Al rilevamento di un guasto, la funzione di supervisione dei guasti ai fusibili attiva un allarme e blocca le funzioni di protezione basate sulla tensione per impedire un funzionamento accidentale.

16. Controllo di accesso

Per proteggere il relè dall'accesso di persone non autorizzate e per mantenere l'integrità delle informazioni, il relè stesso è provvisto di un sistema di autenticazione basata su quattro livelli, con password individuali programmabili dall'amministratore per il livello di ispettore, operatore, tecnico

e amministratore. Il controllo degli accessi è applicabile all'HMI locale, all'HMI del web e al PCM600.

17. Ingressi e uscite

A seconda della configurazione standard selezionata, il relè è dotato di tre o sei ingressi di corrente di fase e un ingresso di corrente residua, tre ingressi di tensione di fase e un ingresso di tensione residua, e di un ingresso di tensione usato o per il controllo del sincronismo o per la protezione da guasto a terra dello statore basata sulla 3^a armonica a seconda della configurazione standard.

Gli ingressi di corrente di fase hanno la potenza di 1/5 A. Sono disponibili due ingressi di corrente residua opzionali, ovvero 1/5 A o 0,2/1 A. L'ingresso 0,2/1 A viene utilizzato di norma in applicazioni che richiedono la protezione da guasto a terra sensibile e che presentano trasformatori di corrente a nucleo bilanciato. I tre ingressi di tensione di fase e l'ingresso di tensione residua coprono le tensioni nominali di 60...210 V. Possono essere collegate sia tensioni fase-fase che tensioni fase-terra.

L'ingresso di corrente di fase 1 A o 5 A, l'ingresso di corrente residua 1 A o 5 A, in alternativa 0,2 A o 1 A, e la tensione nominale dell'ingresso di tensione residua sono selezionati nel software del relè. Inoltre, le soglie degli ingressi binari nell'intervallo di 16...176 V DC vengono selezionate adattando le impostazioni dei parametri del relè.

Tutti i contatti degli ingressi e delle uscite binari sono liberalmente configurabili con la matrice di segnali o la funzione di configurazione dell'applicazione del PCM600.

Per maggiori informazioni sugli ingressi e sulle uscite consultare la tabella con la panoramica ingressi/uscite e gli schemi dei terminali.

In via opzionale, è possibile selezionare un modulo di ingressi e uscite binari. Tale modulo possiede tre uscite binarie ad alta velocità (HSO) e riduce il tempo di manovra totale di norma di 4...6 ms rispetto alle normali uscite di potenza.

Tabella 4. Collegamenti d'ingresso/uscita

Conf. std.	Cifra codice ordine		Canali analogici		Canali binari		RTD	mA
	5-6	7-8	TA	TV	BI	BO		
A	AE / AF	AG	4	5	16	4 PO + 6 SO	-	-
		FC	4	5	16	4 PO + 2 SO + 3 HSO	-	-
	FE / FF	AD	4	5	12	4 PO + 6 SO	2	1
		FE	4	5	12	4 PO + 2 SO + 3 HSO	2	1
C	AE / AF	AG	4	5	16	4 PO + 6 SO	-	-
		FC	4	5	16	4 PO + 2 SO + 3 HSO	-	-
	FE / FF	AD	4	5	12	4 PO + 6 SO	2	1
		FE	4	5	12	4 PO + 2 SO + 3 HSO	2	1
D	BC / BD	AD	7	5	12	4 PO + 6 SO	-	-
		FE	7	5	12	4 PO + 2 SO + 3 HSO	-	-
	BE / BF	BA	7	5	8	4 PO + 6 SO	2	1
		FD	7	5	8	4 PO + 2 SO + 3 HSO	2	1

18. Comunicazione della stazione

Il relè supporta vari protocolli di comunicazione fra cui IEC 61850 Edizione 2, IEC 61850-9-2 LE, IEC 60870-5-103, Modbus® e DNP3. Il protocollo di comunicazione Profibus DPV1 è supportato utilizzando il convertitore di protocollo SPA-ZC 302. Questi protocolli mettono a disposizione informazioni operative e controlli. Tuttavia, alcune funzioni di comunicazione, ad esempio la comunicazione orizzontale fra i relè, sono abilitate esclusivamente dal protocollo di comunicazione IEC 61850.

Il protocollo IEC 61850 è una parte fondamentale del relè, in quanto la funzione di protezione e controllo si basa interamente sulla modellazione della norma. Il relè supporta le versioni Edizione 2 e Edizione 1 della norma. Con la conformità all'Edizione 2, il relè può contare sulla più recente modellazione delle funzioni per applicazioni di sottostazioni e sulla migliore interoperabilità per le moderne sottostazioni. Esso integra anche il pieno supporto delle funzioni della modalità del dispositivo standard, che consentono diverse applicazioni di prova. Le applicazioni di controllo possono utilizzare la nuova funzione di autorità di controllo stazione, sicura e avanzata.

L'implementazione della comunicazione IEC 61850 supporta le funzioni di monitoraggio e controllo. Utilizzando il protocollo IEC 61850 è inoltre possibile accedere alle impostazioni dei parametri e alle registrazioni di guasto. Le registrazioni di

guasto sono disponibili per qualsiasi applicazione basata su Ethernet nel formato di file standard COMTRADE. Il relè supporta il simultaneo reporting di eventi a cinque diversi client nel bus della stazione. Il relè è in grado di scambiare segnali con altri dispositivi che utilizzano il protocollo IEC 61850.

Il relè è in grado di inviare segnali analogici e binari ad altri relè utilizzando il profilo GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) IEC 61850-8-1. Il sistema di messaggi GOOSE binario può, ad esempio, essere impiegato per espletare le normali funzioni di protezione e interblocco. Il relè soddisfa i requisiti di performance GOOSE per le applicazioni di sgancio nelle sottostazioni di distribuzione, come definito dalla norma IEC 61850 (<10 ms di scambio dati tra i dispositivi). Inoltre, il relè supporta l'invio e la ricezione di valori analogici utilizzando il sistema di messaggi GOOSE. Il sistema analogico di messaggi GOOSE consente il facile trasferimento di valori di misura analogici tramite il bus della stazione, facilitando in tal modo ad esempio l'invio dei valori di misura tra i relè durante il controllo di trasformatori in parallelo.

Il relè supporta anche il bus di processo IEC 61850 inviando valori campionati di correnti e tensioni analogiche e ricevendo valori campionati di tensioni. Grazie a questa funzione, il cablaggio galvanico fra i pannelli può essere sostituito con la comunicazione Ethernet. I valori misurati vengono trasferiti come valori campionati utilizzando il protocollo IEC 61850-9-2

LE. L'applicazione prevista per i valori campionati ripartisce le tensioni con altri relè della serie 615 che hanno funzioni basate sulla tensione e supporto 9-2. I relè 615 con applicazioni basate su bus di processo utilizzano la sincronizzazione temporale ad alta precisione secondo il protocollo IEEE 1588.

Per la comunicazione Ethernet ridondante, il relè offre due interfacce di rete Ethernet in fibra ottica o due interfacce di rete Ethernet galvaniche. È disponibile anche una terza porta con interfaccia di rete Ethernet galvanica. La terza interfaccia Ethernet offre la connettività per altri dispositivi Ethernet ad un bus della stazione IEC 61850 all'interno di uno stallo, ad es. la connessione per un I/O remoto. La ridondanza della rete Ethernet può essere ottenuta utilizzando il protocollo di ridondanza continua ad elevata disponibilità (HSR) oppure il protocollo di ridondanza parallela (PRP) o ancora con un anello autoripristinante utilizzando RSTP in switch gestiti. La ridondanza Ethernet può essere applicata ai protocolli IEC 61850 basati su Ethernet, Modbus e DNP3.

La norma IEC 61850 definisce una ridondanza di rete che migliora la disponibilità del sistema per la comunicazione della sottostazione. La ridondanza di rete si basa su due protocolli complementari definiti nella norma IEC 62439-3: protocolli PRP e HSR. Entrambi i protocolli sono in grado di eludere il guasto di una connessione o di uno switch con un tempo di commutazione pari a zero. In entrambi i protocolli ogni nodo di rete presenta due porte Ethernet identiche dedicate ad una connessione di rete. I protocolli si basano sulla duplicazione di tutte le informazioni trasmesse e offrono un tempo di commutazione pari a zero in caso di guasto delle connessioni o degli switch, pertanto soddisfano tutti i severi requisiti di tempo reale dell'automazione della sottostazione.

Nel PRP ogni nodo di rete è collegato a due reti indipendenti che funzionano in parallelo. Le reti sono completamente separate per garantire l'indipendenza dai guasti e possono avere diverse topologie. Le reti funzionano in parallelo, pertanto garantiscono un recupero a tempo zero e un controllo continuo di ridondanza per evitare guasti.

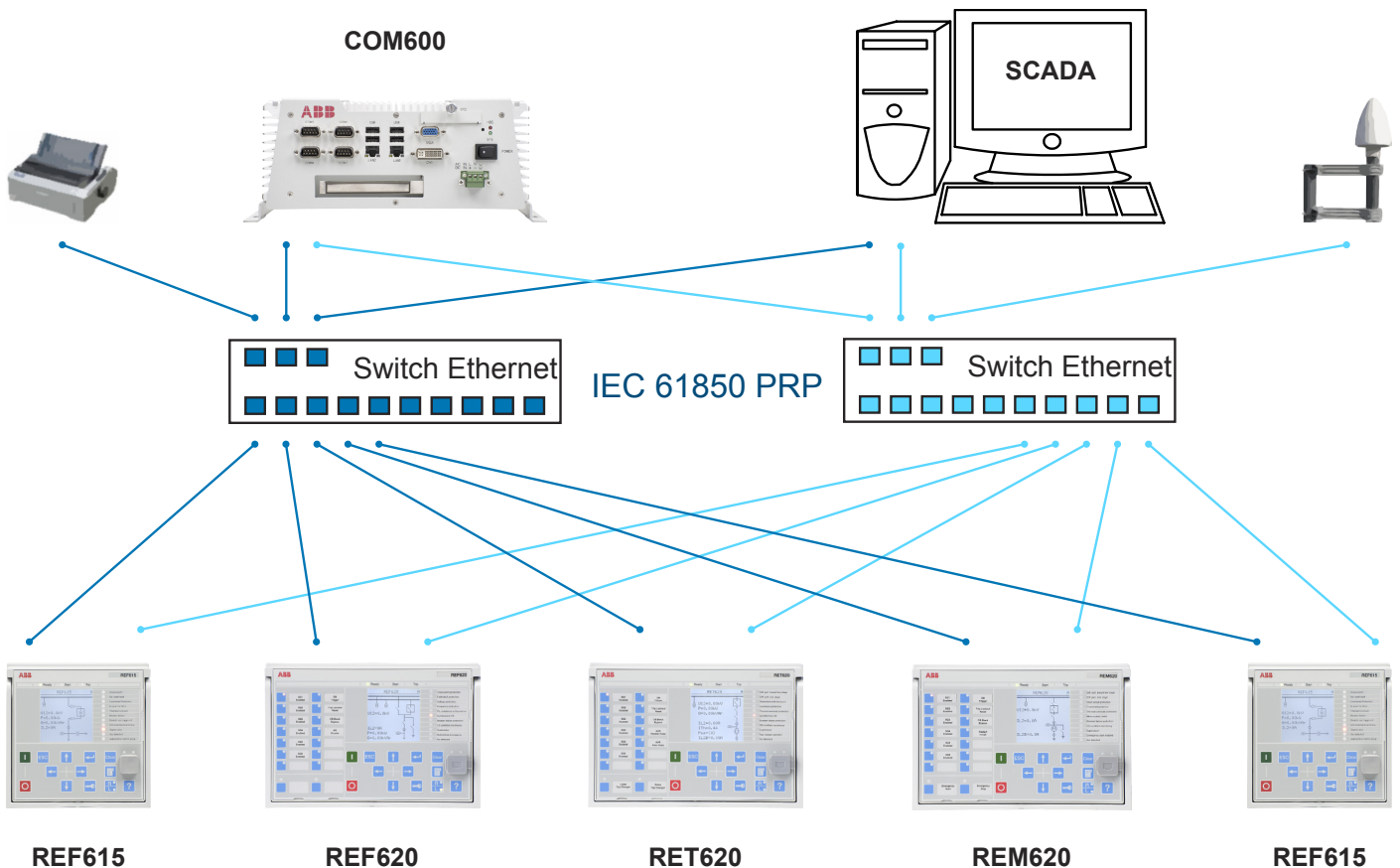


Figura 11. Soluzione con protocollo di ridondanza parallela (PRP)

L'HSR applica il principio PRP del funzionamento in parallelo ad un anello singolo. Per ogni messaggio inviato, il nodo invia due frame, uno attraverso ciascuna porta. Entrambi i frame viaggiano in direzioni opposte sull'anello. Ogni nodo inoltra i frame ricevuti da una porta all'altra per raggiungere il nodo

successivo. Quando un nodo trasmittente originario riceve il frame che ha inviato, esso rifiuta il frame per evitare dei loop. L'anello HSR con relè della serie 615 supporta la connessione di un numero massimo di 30 relè. Se vengono collegati più di 30

relè, si raccomanda di dividere la rete in vari anelli per garantire le prestazioni delle applicazioni in tempo reale.

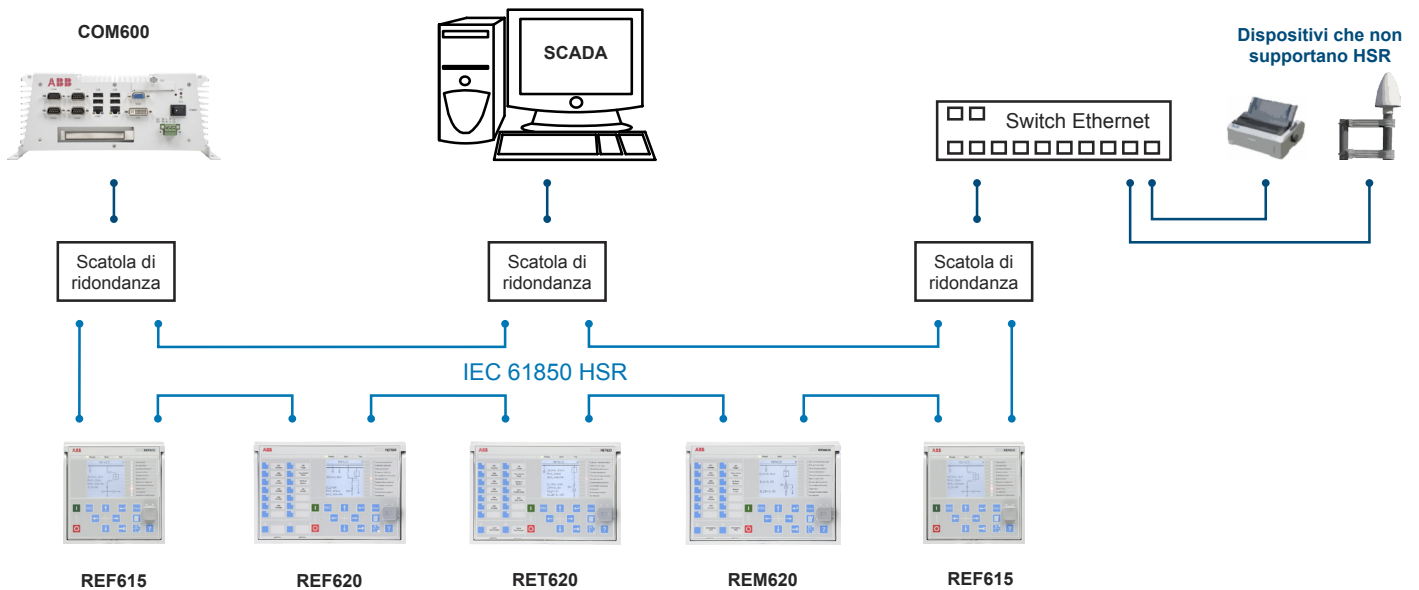


Figura 12. Soluzione con ridondanza continua ad elevata disponibilità (HSR)

La scelta fra i protocolli di ridondanza HSR e PRP dipende dalla funzionalità necessaria, dai costi e dalla complessità.

La soluzione ad anello Ethernet autoripristinante consente la realizzazione di un anello di comunicazione economicamente vantaggioso controllato da uno switch gestito con il supporto del protocollo RSTP (rapid spanning tree protocol) standard. Lo switch gestito controlla la coerenza del loop, instrada i dati e corregge il flusso di dati nel caso di una commutazione della

comunicazione. I relè nella topologia ad anello fungono da switch non gestiti che trasmettono un traffico di dati indipendenti. La soluzione ad anello Ethernet supporta la connessione di un numero massimo di 30 relè della serie 615. Se vengono collegati più di 30 relè, si raccomanda di dividere la rete in vari anelli. La soluzione ad anello Ethernet autoripristinante evita problemi di singoli punti di guasto e migliora l'affidabilità della comunicazione.

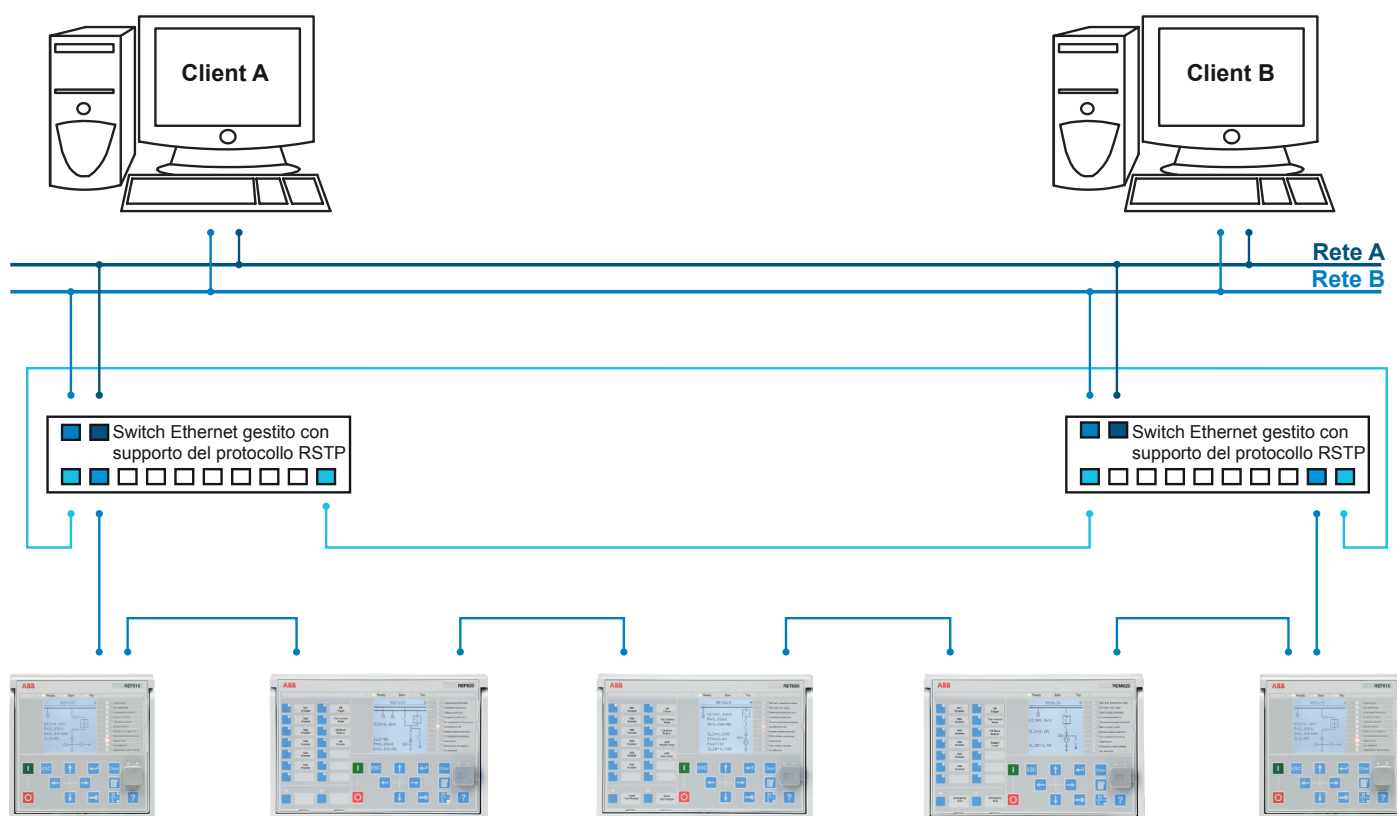


Figura 13. Soluzione ad anello Ethernet autoripristinante

Tutti i connettori di comunicazione, ad eccezione del connettore della porta frontale, sono posizionati sui moduli di comunicazione opzionali integrati. Il relè di protezione può essere collegato a sistemi di comunicazione basati su Ethernet tramite il connettore RJ-45 (100Base-TX) o il connettore a fibre ottiche LC (100Base-FX). Se è richiesta la connessione ad un bus seriale, può essere utilizzato il morsetto a vite RS-485 a 9 pin. Per la comunicazione RS-232 è disponibile un'interfaccia seriale opzionale.

L'implementazione del Modbus supporta le modalità RTU, ASCII e TCP. Oltre alla funzione standard Modbus, il relè supporta il recupero di eventi con timestamp (registro cronologico degli eventi), la modifica del gruppo di impostazioni attive e il caricamento delle ultime registrazioni di guasto. Se viene utilizzata una connessione Modbus TCP, cinque client possono essere collegati simultaneamente al relè. Inoltre, Modbus seriale e Modbus TCP possono essere utilizzati in parallelo; se necessario, possono funzionare simultaneamente sia il protocollo IEC 61850 che Modbus.

L'implementazione IEC 60870-5-103 supporta due connessioni bus seriali parallele a due diversi master. Oltre alla funzione standard di base, il relè supporta la modifica del gruppo di impostazioni attive e il caricamento delle registrazioni dell'oscilloscopio nel formato IEC 60870-5-103. Inoltre,

il formato IEC 60870-5-103 può essere utilizzato contemporaneamente al protocollo IEC 61850.

DNP3 supporta sia la modalità TCP sia la seriale per la connessione di massimo cinque master. È supportata la modifica delle impostazioni attive e la lettura delle registrazioni di guasto. Possono essere utilizzati in parallelo i protocolli DNP seriale e DNP TCP. Se necessario, possono funzionare simultaneamente sia il protocollo IEC 61850 che DNP.

La serie 615 supporta il protocollo Profibus DPV1 con ausilio dell'adattatore SPA-ZC 302 Profibus. Se è richiesto il protocollo Profibus, il relè deve essere ordinato con le opzioni seriali Modbus. L'implementazione del Modbus include la funzione di emulazione del protocollo SPA. Questa funzione consente il collegamento con SPA-ZC 302.

Se il relè utilizza il bus RS-485 per la comunicazione seriale, sono supportate sia connessioni a due che a quattro fili. Resistenze terminali e resistenze pull-up e pull-down possono essere configurate con dei jumper sulla scheda di comunicazione in modo da rendere superflue resistenze esterne.

Il relè supporta i seguenti metodi di sincronizzazione temporale con una precisione di 1 ms.

Basata su Ethernet

- il protocollo SNTP (Simple Network Time Protocol)

Con cablaggio di sincronizzazione temporale speciale

- lo standard IRIG-B (Inter-Range Instrumentation Group - codice di tempo formato B)

Il relè supporta il seguente metodo di sincronizzazione temporale con una precisione di 4 μ s necessaria soprattutto in applicazioni basate su bus di processo.

- PTP (IEEE 1588) v2 con Power Profile

Il protocollo IEEE 1588 è supportato in tutte le varianti che possiedono un modulo di comunicazione Ethernet ridondante.

Funzioni IEEE 1588 v2

- Orologio ordinario con algoritmo Best Master Clock
- Orologio trasparente a uno step per topologia ad anello Ethernet
- 1588 v2 Power Profile

- Ricezione (slave): 1 step/2 step
- Trasmissione (master): 1 step
- Mappatura 2 layer
- Calcolo del ritardo peer-to-peer
- Funzionamento Multicast

La precisione richiesta per l'orologio di Grandmaster è +/-1 μ s. Il relè può fungere da orologio master mediante algoritmo BMC se l'orologio di Grandmaster esterno non è disponibile a breve termine.

Il protocollo IEEE 1588 è supportato in tutte le varianti che possiedono un modulo di comunicazione Ethernet ridondante.

Inoltre, il relè supporta la sincronizzazione temporale attraverso i protocolli di comunicazione seriale Modbus, DNP3 e IEC 60870-5-103.

Tabella 5. Interfacce e protocolli di comunicazione per stazione supportati

Interfacce/ Protocolli	Ethernet		Seriale	
	100BASE-TX RJ-45	100BASE-FX LC	RS-232/RS-485	ST a fibre ottiche
IEC 61850-8-1	•	•	-	-
IEC 61850-9-2 LE	•	•	-	-
MODBUS RTU/ASCII	-	-	•	•
MODBUS TCP/IP	•	•	-	-
DNP3 (seriale)	-	-	•	•
DNP3 TCP/IP	•	•	-	-
IEC 60870-5-103	-	-	•	•

• = Supportato

Sistemi di protezione e interconnessione per generatori	1MRS758613 A
REG615	
Versione del prodotto: 5.0 FP1	

19. Dati tecnici

Tabella 6. Dimensioni

Descrizione	Valore	
Larghezza	Telaio	177 mm
	Involucro	164 mm
Altezza	Telaio	177 mm (4 unità)
	Involucro	160 mm
Profondità	201 mm (153 + 48 mm)	
Peso	Relè di protezione completa	4,1 kg
	Solo unità estraibile	2,1 kg

Tabella 7. Alimentazione

Descrizione	Tipo 1	Tipo 2
Tensione ausiliaria nominale U_n	100, 110, 120, 220, 240 V AC, 50 e 60 Hz 48, 60, 110, 125, 220, 250 V DC	24, 30, 48, 60 V DC
Durata di interruzione massima della tensione DC ausiliaria senza ripristino del relè	50 ms a U_n	
Variazione di tensione ausiliaria	38...110% di U_n (38...264 V AC) 80...120% di U_n (38,4...300 V DC)	50...120% di U_n (12...72 V DC)
Soglia di avvio	19,2 V DC (24 V DC × 80%)	
Carico di alimentazione di tensione ausiliaria in condizioni di riposo (P_q)/d'esercizio	DC <13,0 W (nominale)/< 18,0 W (max.) AC <16,0 W (nominale)/< 21,0 W (max.)	
Ondulazione (ripple) nella tensione ausiliaria DC	Max 15% del valore DC (alla frequenza di 100 Hz)	
Tipo di fusibile	T4A/250 V	

Tabella 8. Ingressi di alimentazione

Descrizione		Valore	
Frequenza nominale		50/60 Hz	
Ingressi di corrente	Corrente nominale, I_{n_n}	0,2/1 A ¹⁾	1/5 A ²⁾
	Capacità di resistenza termica:		
	• in continuo	4 A	20 A
	• Per 1 s	100 A	500 A
	Resistenza a corrente dinamica:		
• Valore di semionda	250 A	1250 A	
	Impedenza d'ingresso	<100 mΩ	<20 mΩ
Ingressi di tensione	Tensione nominale	60...210 V AC	
	Tensione di tenuta:		
	• in continuo	240 V AC	
	• Per 10 s	360 V AC	
	Carico a tensione nominale	<0,05 VA	

1) Opzione di ordinazione per ingresso di corrente residua

2) Corrente residua e/o corrente di fase

Tabella 9. Ingressi binari

Descrizione	Valore
Range d'esercizio	±20% della tensione nominale
Tensione nominale	24...250 V DC
Corrente assorbita	1,6...1,9 mA
Potenza consumata	31,0...570,0 mW
Tensione soglia	16...176 V DC
Tempo di reazione	<3 ms

Tabella 10. Misura RTD/mA (XRGGIO130)

Descrizione		Valore	
Ingressi RTD	Sensori RTD supportati	100 Ω platino 250 Ω platino 100 Ω nichel 120 Ω nichel 250 Ω nichel 10 Ω rame	TCR 0.00385 (DIN 43760) TCR 0.00385 TCR 0.00618 (DIN 43760) TCR 0.00618 TCR 0.00618 TCR 0.00427
	Range di resistenza supportato	0...2 kΩ	
	Resistenza massima conduttore (misura a tre fili)	25 Ω per conduttore	
	Isolamento	2 kV (ingressi a terra di protezione)	
	Tempo di risposta	<4 s	
	RTD/Corrente di rilevamento resistenza	Max. 0,33 mA eff	
	Precisione operativa	Resistenza ± 2,0% o ±1 Ω	Temperatura ±1°C 10 Ω rame: ±2°C
Ingressi mA	Range di corrente supportato	0...20 mA	
	Impedenza d'ingresso di corrente	44 Ω ± 0,1%	
	Precisione operativa	±0,5% o ±0,01 mA	

Tabella 11. Uscita di segnale X100: SO1

Descrizione	Valore
Tensione nominale	250 V AC/DC
Portata continua dei contatti	5 A
Chiusura e portata per 3,0 s	15 A
Chiusura e portata per 0,5 s	30 A
Potere d'interruzione se la costante temporale del circuito di controllo L/ R <40 ms	1 A/0,25 A/0,15 A
Carico minimo dei contatti	100 mA a 24 V AC/DC

Tabella 12. Uscite segnali e uscita IRF

Descrizione	Valore
Tensione nominale	250 V AC/DC
Portata continua dei contatti	5 A
Chiusura e portata per 3,0 s	10 A
Chiusura e portata per 0,5 s	15 A
Potere d'interruzione con costante temporale del circuito di controllo L/ R<40 ms, a 48/110/220 V DC	1 A/0,25 A/0,15 A
Carico minimo dei contatti	10 mA a 5 V AC / DC

Tabella 13. Uscite relè di potenza bipolari con funzione TCS

Descrizione	Valore
Tensione nominale	250 V AC/DC
Portata continua dei contatti	8 A
Chiusura e portata per 3,0 s	15 A
Chiusura e portata per 0,5 s	30 A
Potere d'interruzione con costante temporale del circuito di controllo L/R < 40 ms, a 48/110/220 V DC (due contatti collegati in serie)	5 A/3 A/1 A
Carico minimo dei contatti	100 mA a 24 V AC/DC
Supervisione del circuito di sgancio (TCS):	
• Range di tensione di controllo	20...250 V AC/DC
• Corrente assorbita dal circuito di supervisione	~1,5 mA
• Tensione minima sul contatto TCS	20 V AC/DC (15...20 V)

Tabella 14. Uscite relè di potenza unipolari

Descrizione	Valore
Tensione nominale	250 V AC/DC
Portata continua dei contatti	8 A
Chiusura e portata per 3,0 s	15 A
Chiusura e portata per 0,5 s	30 A
Potere d'interruzione con costante temporale del circuito di controllo L/R < 40 ms, a 48/110/220 V DC	5 A/3 A/1 A
Carico minimo dei contatti	100 mA a 24 V AC/DC

Tabella 15. Uscita ad alta velocità HSO con BIO0007

Descrizione	Valore
Tensione nominale	250 V AC/DC
Portata continua dei contatti	6 A
Chiusura e portata per 3,0 s	15 A
Chiusura e portata per 0,5 s	30 A
Potere d'interruzione con costante temporale del circuito di controllo L/R < 40 ms, a 48/110/220 V DC	5 A/3 A/1 A
Tempo di manovra	<1 ms
Reset	<20 ms, carico resistivo

Tabella 16. Interfaccia Ethernet porta frontale

Interfaccia Ethernet	Protocollo	Cavo	Velocità di trasmissione dati
Fronte	Protocollo TCP/IP	Cavo Ethernet CAT 5 standard con connettore RJ-45	10 MBit/s

Tabella 17. IRIG-B

Descrizione	Valore
Formato del codice di tempo IRIG	B004, B005 ¹⁾
Isolamento	500V 1 min
Modulazione	Non modulato
Livello logico	5 V TTL
Corrente assorbita	<4 mA
Potenza consumata	<20 mW

1) Secondo lo standard 200-04 IRIG

Tabella 18. Grado di protezione del relè montato a filo della porta della pannello/sull'interruttore

Descrizione	Valore
Lato anteriore	IP 54
Lato posteriore, terminali di collegamento	IP 20

Tabella 19. Condizioni ambientali

Descrizione	Valore
Range della temperatura d'esercizio	-25...+55°C (in continuo)
Range della temperatura d'esercizio di breve durata	-40...+85°C (<16 ore) ¹⁾²⁾
Umidità relativa	<93%, senza formazione di condensa
Pressione atmosferica	86...106 kPa
Altitudine	Fino a 2000 m
Range di temperatura di trasporto e stoccaggio	-40...+85°C

1) Riduzione delle prestazioni del display e dell'MTBF all'esterno del range di temperatura di -25...+55°C

2) Per i relè con un'interfaccia di comunicazione LC, la temperatura d'esercizio massima è +70 °C

Tabella 20. Prove di compatibilità elettromagnetica

Descrizione	Valore di prova	Riferimento
Prova di immunità ai disturbi a 1 MHz/100 kHz		IEC 61000-4-18 IEC 60255-26, classe III IEEE C37.90.1-2002
<ul style="list-style-type: none"> • Modo comune • Modo differenziale 	2,5 kV 2,5 kV	
Prova di immunità ai disturbi a 3 MHz, 10 MHz e 30 MHz		IEC 61000-4-18 IEC 60255-26, classe III
<ul style="list-style-type: none"> • Modo comune 	2,5 kV	
Prova delle scariche elettrostatiche		IEC 61000-4-2 IEC 60255-26 IEEE C37.90.3-2001
<ul style="list-style-type: none"> • Scarica a contatto • Scarica in aria 	8 kV 15 kV	
Prova di interferenza da radiofrequenza		IEC 61000-4-6 IEC 60255-26, classe III
	10 V (eff) f = 150 kHz...80 MHz	IEC 61000-4-3 IEC 60255-26, classe III
	10 V/m (eff) f = 80...2700 MHz	ENV 50204 IEC 60255-26, classe III
	10 V/m f=900 MHz	IEEE C37.90.2-2004
	20 V/m (eff) f = 80...1000 MHz	
Prova di immunità ai transitori/treni elettrici veloci		IEC 61000-4-4 IEC 60255-26 IEEE C37.90.1-2002
<ul style="list-style-type: none"> • Tutte le porte 	4 kV	
Prova di immunità agli impulsi ad alta energia		IEC 61000-4-5 IEC 60255-26
<ul style="list-style-type: none"> • Comunicazione • Altre porte 	1 kV, linea-terra 4 kV, linea-terra 2 kV, linea-linea	
Prova di immunità a campo magnetico alla frequenza di rete (50 Hz)		IEC 61000-4-8
<ul style="list-style-type: none"> • Continuo • 1...3 s 	300 A/m 1000 A/m	
Prova di immunità a campo magnetico ad impulso		IEC 61000-4-9
	1000 A/m 6,4/16 µs	
Prova di immunità a campo magnetico oscillatorio smorzato		IEC 61000-4-10
<ul style="list-style-type: none"> • 2 s • 1 MHz 	100 A/m 400 transitori/s	
Immunità a buchi di tensione e brevi interruzioni		IEC 61000-4-11
	30%/10 ms 60%/100 ms 60%/1000 ms >95%/5000 ms	

Tabella 20. Prove di compatibilità elettromagnetica, continua

Descrizione	Valore di prova	Riferimento
Prova di immunità alla frequenza industriale	Solo ingressi binari	IEC 61000-4-16 IEC 60255-26, classe A
• Modo comune	300 Veff	
• Modo differenziale	150 Veff	
Disturbi condotti di modo comune	15 Hz...150 kHz Livello di prova 3 (10/1/10 Veff)	IEC 61000-4-16
Prove di emissione elettromagnetica		EN 55011, classe A IEC 60255-26 CISPR 11 CISPR 12
• Condotti		
0,15...0,50 MHz	<79 dB (µV) quasi cresta <66 dB (µV) media	
0,5...30 MHz	<73 dB (µV) quasi cresta <60 dB (µV) media	
• Radiati		
30...230 MHz	<40 dB (µV/m) quasi cresta, misurati a distanza di 10 m	
230...1000 MHz	<47 dB (µV/m) quasi cresta, misurati a distanza di 10 m	
1...3 GHz	< 76 dB (µV/m) cresta < 56 dB (µV/m) media, misurati a distanza di 3 m	
3...6 GHz	< 80 dB (µV/m) cresta < 60 dB (µV/m) media, misurati a distanza di 3 m	

Tabella 21. Prove di isolamento

Descrizione	Valore di prova	Riferimento
Prove dielettriche	2 kV, 50 Hz, 1 min 500 V, 50 Hz, 1 min, comunicazione	IEC 60255-27
Prova di tensione di tenuta ad impulso	5 kV, 1,2/50 µs, 0,5 J 1 kV, 1,2/50 µs, 0,5 J	IEC 60255-27
Misure di resistenza dell'isolamento	>100 MΩ, 500 V DC	IEC 60255-27
Resistenza di bonding protettiva	<0,1 Ω, 4 A, 60 s	IEC 60255-27

Tabella 22. Prove meccaniche

Descrizione	Riferimento	Requisito
Prove di risposta alle vibrazioni (sinusoidali)	IEC 60068-2-6 (prova Fc) IEC 60255-21-1	Classe 2
Prova d'urto	IEC 60068-2-27 (prova Ea) IEC 60068-2-29 (prova Eb) IEC 60255-21-2	Classe 2
Prova sismica	IEC 60255-21-3	Classe 2

Tabella 23. Prove ambientali

Descrizione	Valore di prova di tipo	Riferimento
Prova di caldo secco	• 96 ore a +55°C	IEC 60068-2-2
Prova di freddo secco	• 96 ore a -25°C • 16 ore a -40°C	IEC 60068-2-1
Prova di caldo umido	• 6 cicli (12 ore + 12 ore) a +25°C...+55°C, umidità >93%	IEC 60068-2-30
Prova di variazione termica	• 5 cicli (3 ore + 3 ore) a -25°C...+55°C	IEC60068-2-14
Prova di stoccaggio	• 96 ore a -40°C • 96 ore a +85°C	IEC 60068-2-1 IEC 60068-2-2

Tabella 24. Sicurezza del prodotto

Descrizione	Riferimento
Direttiva Bassa Tensione	2006/95/CE
Standard	EN 60255-27 (2013) EN 60255-1 (2009)

Tabella 25. Conformità CEM

Descrizione	Riferimento
Direttiva CEM	2004/108/CE
Standard	EN 60255-26 (2013)

Tabella 26. Conformità RoHS

Descrizione
Conforme alla Direttiva RoHS 2002/95/CE

Funzioni di protezione

Tabella 27. Protezione di massima corrente non direzionale trifase (PHxPTOC)

Caratteristica	Valore			
Precisione operativa	PHLPTOC	In funzione della frequenza della corrente misurata: $f_n \pm 2$ Hz $\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times I_n$		
	PHHPTOC e PHIPTOC	$\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times I_n$ (a correnti nel range di $0,1 \dots 10 \times I_n$) $\pm 5,0\%$ del valore impostato (a correnti nel range di $10 \dots 40 \times I_n$)		
Tempo di avvio ¹⁾²⁾	PHIPTOC: $I_{\text{guasto}} = 2 \times \text{valore di avvio impostato}$ $I_{\text{guasto}} = 10 \times \text{valore di avvio impostato}$	Minimo	Normale	Massimo
		16 ms	19 ms	23 ms
		11 ms	12 ms	14 ms
	PHHPTOC e PHLPTOC: $I_{\text{guasto}} = 2 \times \text{valore di avvio impostato}$	23 ms	26 ms	29 ms
Tempo di ripristino	Normale 40 ms			
Rapporto di ripristino	Normale 0,96			
Tempo di ritardo	<30 ms			
Precisione del tempo di manovra con curva a tempo indipendente	$\pm 1,0\%$ del valore impostato o ± 20 ms			
Precisione del tempo di manovra con curva a tempo inverso	$\pm 5,0\%$ del valore teorico o ± 20 ms ³⁾			
Soppressione delle armoniche	RMS: nessuna soppressione DFT: -50 dB a $f = n \times f_n$, dove $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ Cresta-cresta: nessuna soppressione P-P+backup: nessuna soppressione			

1) Impostare *ritardo di manovra* = 0,02 s, *tipo di curva di funzionamento* = a tempo indipendente IEC, *modalità di misura* = default (in funzione della soglia), corrente a monte del guasto = $0,0 \times I_n$, $f_n = 50$ Hz, corrente di guasto in una fase con frequenza nominale iniettata da angolo di fase casuale; risultati basati sulla distribuzione statistica di 1000 misure

2) Include il ritardo del contatto di uscita del segnale

3) Include il ritardo del contatto di uscita heavy-duty

Tabella 28. Impostazioni principali della protezione di massima corrente trifase non direzionale (PHxPTOC)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Step
valore di avvio	PHLPTOC	$0,05 \dots 5,00 \times I_n$	0.01
	PHHPTOC	$0,10 \dots 40,00 \times I_n$	0.01
	PHIPTOC	$1,00 \dots 40,00 \times I_n$	0.01
Moltiplicatore temporale	PHLPTOC e PHHPTOC	0.05...15.00	0.01
Ritardo di manovra	PHLPTOC e PHHPTOC	40...200000 ms	10
	PHIPTOC	20...200000 ms	10
Tipo di curva di manovra ¹⁾	PHLPTOC	Tempo indipendente o inverso Tipo di curva: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	
	PHHPTOC	Tempo indipendente o inverso Tipo di curva: 1, 3, 5, 9, 10, 12, 15, 17	
	PHIPTOC	Tempo indipendente	

1) Per ulteriori informazioni consultare la tabella delle caratteristiche di funzionamento

Tabella 29. Protezione di massima corrente direzionale trifase (DPHxPDOC)

Caratteristica	Valore			
Precisione operativa	DPHLPDOC	In funzione della frequenza della corrente/tensione misurata: $f_n \pm 2$ Hz Corrente: $\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times I_n$ Tensione: $\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times U_n$ Angolo di fase: $\pm 2^\circ$		
	DPHHPDOC	Corrente: $\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times I_n$ (a correnti nel range di $0,1 \dots 10 \times I_n$) $\pm 5,0\%$ del valore impostato (a correnti nel range di $10 \dots 40 \times I_n$) Tensione: $\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times U_n$ Angolo di fase: $\pm 2^\circ$		
Tempo di avvio ¹⁾²⁾	$I_{\text{guasto}} = 2,0 \times \text{Valore di avvio}$	Minimo	Normale	Massimo
		39 ms	43 ms	47 ms
Tempo di ripristino	Normale 40 ms			
Rapporto di ripristino	Normale 0,96			
Tempo di ritardo	<35 ms			
Precisione del tempo di manovra con curva a tempo indipendente	$\pm 1,0\%$ del valore impostato o ± 20 ms			
Precisione del tempo di manovra con curva a tempo inverso	$\pm 5,0\%$ del valore teorico o ± 20 ms ³⁾			
Soppressione delle armoniche	DFT: -50 dB a $f = n \times f_n$, dove $n = 2, 3, 4, 5, \dots$			

1) Modalità di misura e Quantità pol = default, corrente a monte del guasto = $0,0 \times I_n$, tensione a monte del guasto = $1,0 \times U_n$, $f_n = 50$ Hz, correnti di guasto in una fase con frequenza nominale iniettata da angolo di fase casuale; risultati basati sulla distribuzione statistica di 1000 misure

2) Include il ritardo del contatto di uscita del segnale

3) Massimo valore di avvio = $2,5 \times I_n$, valore di avvio moltiplicato nel range di 1,5...20

Tabella 30. Impostazioni principali della protezione di massima corrente trifase direzionale (DPHxPDOC)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Step
Valore di avvio	DPHLPDOC	$0,05 \dots 5,00 \times I_n$	0.01
	DPHHPDOC	$0,10 \dots 40,00 \times I_n$	0.01
Moltiplicatore temporale	DPHxPDOC	0.05...15.00	0.01
Ritardo di manovra	DPHxPDOC	40...200000 ms	10
Modalità direzionale	DPHxPDOC	1 = non direzionale 2 = avanti 3 = indietro	-
Angolo caratteristico	DPHxPDOC	-179...180°	1
Tipo di curva di manovra ¹⁾	DPHLPDOC	Tempo indipendente o inverso Tipo di curva: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	
	DPHHPDOC	Tempo indipendente o inverso Tipo di curva: 1, 3, 5, 9, 10, 12, 15, 17	

1) Per ulteriori informazioni consultare la tabella delle caratteristiche di funzionamento

Tabella 31. Protezione da massima corrente dipendente dalla tensione, trifase (PHPVOC)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa	In funzione della frequenza della corrente e della tensione misurata: $f_n \pm 2 \text{ Hz}$ Corrente: $\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times I_n$ Tensione: $\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times U_n$
Tempo di avvio ¹⁾²⁾	Normale 26 ms
Tempo di ripristino	Normale 40 ms
Rapporto di ripristino	Normale 0,96
Precisione del tempo di manovra con curva a tempo indipendente	$\pm 1,0\%$ del valore impostato o $\pm 20 \text{ ms}$
Precisione del tempo di manovra con curva a tempo inverso	$\pm 5,0\%$ del valore impostato o $\pm 20 \text{ ms}$
Soppressione delle armoniche	-50 dB a $f = n \times f_n$, dove $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

1) *modalità di misura* = default, corrente a monte del guasto = $0.0 \times I_n$, $f_n = 50 \text{ Hz}$, corrente di guasto in una fase con frequenza nominale iniettata da angolo di fase casuale; risultati basati sulla distribuzione statistica di 1000 misure

2) Include il ritardo del contatto di uscita del segnale

Tabella 32. Impostazioni principali della protezione di massima corrente trifase dipendente da tensione (PHPVOC)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Fase
valore di avvio	PHPVOC	$0,05 \dots 5,00 \times I_n$	0,01
Valore avviamento basso	PHPVOC	$0,05 \dots 1,00 \times I_n$	0,01
Limite tensione alto	PHPVOC	$0,01 \dots 1,00 \times U_n$	0,01
Limite tensione basso	PHPVOC	$0,01 \dots 1,00 \times U_n$	0,01
Valore inserimento Mult	PHPVOC	0,8...10,0	0,1
Moltiplicatore temporale	PHPVOC	0,05...15,00	0,01
Tipo di curva di manovra ¹⁾	PHPVOC	Tempo indipendente o inverso Tipo di curva: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	
Ritardo di manovra	PHPVOC	40...200000 ms	10

1) Per ulteriori informazioni consultare la tabella delle caratteristiche di funzionamento

Tabella 33. Protezione da guasto a terra non direzionale (EFxPTOC)

Caratteristica	Valore		
Precisione operativa	EFLPTOC	In funzione della frequenza della corrente misurata: $f_n \pm 2$ Hz	
	EFHPTOC e EFIPTOC	$\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times I_n$	
Tempo di avvio ¹⁾²⁾	EFHPTOC e EFLPTOC: $I_{\text{guasto}} = 2 \times \text{valore di avvio impostato}$	Minimo	Normale
	EFHPTOC e EFLPTOC: $I_{\text{guasto}} = 10 \times \text{valore di avvio impostato}$	16 ms 11 ms	19 ms 12 ms
	EFHPTOC e EFLPTOC: $I_{\text{guasto}} = 2 \times \text{valore di avvio impostato}$	23 ms	26 ms
		Massimo	
			23 ms 14 ms
Tempo di ripristino	Normale 40 ms		
Rapporto di ripristino	Normale 0,96		
Tempo di ritardo	<30 ms		
Precisione del tempo di manovra con curva a tempo indipendente	$\pm 1,0\%$ del valore impostato o ± 20 ms		
Precisione del tempo di manovra con curva a tempo inverso	$\pm 5,0\%$ del valore teorico o ± 20 ms ³⁾		
Soppressione delle armoniche	RMS: nessuna soppressione DFT: -50 dB a $f = n \times f_n$, dove $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ Cresta-cresta: nessuna soppressione		

1) Modalità di misura = default (in funzione della soglia), corrente a monte del guasto = $0,0 \times I_n$, $f_n = 50$ Hz, corrente da guasto a terra con frequenza nominale iniettata da angolo di fase casuale; risultati basati sulla distribuzione statistica di 1000 misure

2) Include il ritardo del contatto di uscita del segnale

3) Massimo valore di avvio = $2,5 \times I_n$, valore di avvio moltiplicato nel range di 1,5...20

Tabella 34. Impostazioni principali della protezione da guasto a terra non direzionale (EFxPTOC)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Step
Valore di avvio	EFLPTOC	$0,010 \dots 5,000 \times I_n$	0.005
	EFHPTOC	$0,10 \dots 40,00 \times I_n$	0.01
	EFIPTOC	$1,00 \dots 40,00 \times I_n$	0.01
Moltiplicatore temporale	EFLPTOC e EFHPTOC	0.05...15.00	0.01
Ritardo di manovra	EFLPTOC e EFHPTOC	40...200000 ms	10
	EFIPTOC	20...200000 ms	10
Tipo di curva di manovra ¹⁾	EFLPTOC	Tempo indipendente o inverso Tipo di curva: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	
	EFHPTOC	Tempo indipendente o inverso Tipo di curva: 1, 3, 5, 9, 10, 12, 15, 17	
	EFIPTOC	Tempo indipendente	

1) Per ulteriori informazioni consultare la tabella delle caratteristiche di funzionamento

Tabella 35. Protezione da guasto a terra direzionale (DEFxPDEF)

Caratteristica	Valore			
Precisione operativa	DEFPLPDEF	In funzione della frequenza della corrente misurata: $f_n \pm 2$ Hz		
		Corrente: $\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times I_n$ Tensione $\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times U_n$ Angolo di fase: $\pm 2^\circ$		
	DEFHPDEF	Corrente: $\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times I_n$ (a correnti nel range di $0,1 \dots 10 \times I_n$) $\pm 5,0\%$ del valore impostato (a correnti nel range di $10 \dots 40 \times I_n$) Tensione: $\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times U_n$ Angolo di fase: $\pm 2^\circ$		
Tempo di avvio ¹⁾²⁾		Minimo	Normale	Massimo
	DEFHPDEF $I_{\text{guasto}} = 2 \times \text{valore di avvio impostato}$	42 ms	46 ms	49 ms
	DEFPLPDEF $I_{\text{guasto}} = 2 \times \text{valore di avvio impostato}$	58 ms	62 ms	66 ms
Tempo di ripristino	Normale 40 ms			
Rapporto di ripristino	Normale 0,96			
Tempo di ritardo	<30 ms			
Precisione del tempo di manovra con curva a tempo indipendente	$\pm 1,0\%$ del valore impostato o ± 20 ms			
Precisione del tempo di manovra con curva a tempo inverso	$\pm 5,0\%$ del valore teorico o ± 20 ms ³⁾			
Soppressione delle armoniche	RMS: nessuna soppressione DFT: -50 dB a $f = n \times f_n$, dove $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ Cresta-cresta: nessuna soppressione			

1) Impostare *ritardo di manovra* = 0,06 s, *tipo di curva di manovra* = curva a tempo indipendente, *modalità di misura* = default (in funzione della soglia), corrente a monte del guasto = $0,0 \times I_n$, $f_n = 50$ Hz, corrente da guasto a terra con frequenza nominale iniettata da angolo di fase casuale; risultati basati sulla distribuzione statistica di 1000 misure

2) Include il ritardo del contatto di uscita del segnale

3) Massimo *valore di avvio* = $2,5 \times I_n$, *valore di avvio* moltiplicato nel range di 1,5...20

Tabella 36. Impostazioni principali della protezione da guasto a terra direzionale (DEFxPDEF)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Step
valore di avvio	DEFLPDEF	$0.010...5.000 \times I_n$	0.005
	DEFHPDEF	$0,10...40,00 \times I_n$	0.01
Modalità direzionale	DEFLPDEF e DEFHPDEF	1 = non direzionale 2 = avanti 3 = indietro	-
Moltiplicatore temporale	DEFLPDEF	0.05...15.00	0.01
	DEFHPDEF	0.05...15.00	0.01
Ritardo di manovra	DEFLPDEF	50...200000 ms	10
	DEFHPDEF	40...200000 ms	10
Tipo di curva di manovra ¹⁾	DEFLPDEF	Tempo indipendente o inverso Tipo di curva: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	
	DEFHPDEF	Tempo indipendente o inverso Tipo di curva: 1, 3, 5, 15, 17	
Modalità manovra	DEFxPDEF	1 = angolo di fase 2 = $I_0 \sin$ 3 = $I_0 \cos$ 4 = angolo di fase 80 5 = angolo di fase 88	-

1) Per ulteriori informazioni consultare la tabella delle caratteristiche di funzionamento

Tabella 37. Protezione da guasto a terra transitorio / intermittente (INTRPTEF)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa (criteri U_0 con protezione transitoria)	In funzione della frequenza della corrente misurata: $f_n \pm 2$ Hz $\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times U$
Precisione del tempo di manovra	$\pm 1,0\%$ del valore impostato o ± 20 ms
Soppressione delle armoniche	DFT: -50 dB a $f = n \times f_n$, dove $n = 2, 3, 4, 5$

Tabella 38. Impostazioni principali della protezione da guasto a terra transitorio / intermittente (INTRPTEF)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Step
Modalità direzionale	INTRPTEF	1 = non direzionale 2 = avanti 3 = indietro	-
Ritardo di manovra	INTRPTEF	40...1200000 ms	10
Valore tensione iniziale	INTRPTEF	$0,05...0,50 \times U_n$	0.01
Modalità manovra	INTRPTEF	1 = guasto a terra intermittente 2 = guasto a terra transitorio	-
Limite contatore creste	INTRPTEF	2...20	1
Corrente di manovra min.	INTRPTEF	$0,01...1,00 \times I_n$	0.01

Tabella 39. Protezione di massima corrente con sequenza di fase inversa (NSPTOC)

Caratteristica		Valore		
Precisione operativa		In funzione della frequenza della corrente misurata: f_n $\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times I_n$		
Tempo di avvio ¹⁾²⁾	$I_{\text{guasto}} = 2 \times \text{valore di avvio impostato}$ $I_{\text{guasto}} = 10 \times \text{valore di avvio impostato}$	Minimo	Normale	Massimo
		23 ms 15 ms	26 ms 18 ms	28 ms 20 ms
Tempo di ripristino		Normale 40 ms		
Rapporto di ripristino		Normale 0,96		
Tempo di ritardo		<35 ms		
Precisione del tempo di manovra con curva a tempo indipendente		$\pm 1,0\%$ del valore impostato o ± 20 ms		
Precisione del tempo di manovra con curva a tempo inverso		$\pm 5,0\%$ del valore teorico o ± 20 ms ³⁾		
Soppressione delle armoniche		DFT: -50 dB a $f = n \times f_n$, dove $n = 2, 3, 4, 5, \dots$		

1) Corrente con sequenza di fase inversa a monte del guasto = 0,0, $f_n = 50$ Hz; risultati basati sulla distribuzione statistica di 1000 misure

2) Include il ritardo del contatto di uscita del segnale

3) Massimo valore di avvio = $2,5 \times I_n$, valore di avvio moltiplicato nel range di 1,5...20

Tabella 40. Impostazioni principali della protezione di massima corrente con sequenza inversa (NSPTOC)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Step
Valore di avvio	NSPTOC	$0,01 \dots 5,00 \times I_n$	0.01
Moltiplicatore temporale	NSPTOC	0.05...15.00	0.01
Ritardo di manovra	NSPTOC	40...200000 ms	10
Tipo di curva di manovra ¹⁾	NSPTOC	Tempo indipendente o inverso Tipo di curva: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	

1) Per ulteriori informazioni consultare la tabella delle caratteristiche di funzionamento

Tabella 41. Protezione di massima corrente con sequenza inversa per macchine (MNSPTOC)

Caratteristica		Valore		
Precisione operativa		In funzione della frequenza della corrente misurata: f_n $\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times I_n$		
Tempo di avvio ¹⁾²⁾	$I_{\text{guasto}} = 2,0 \times \text{valore di avvio}$	Minimo	Normale	Massimo
		23	25 ms	28 ms
Tempo di ripristino		Normale 40 ms		
Rapporto di ripristino		Normale 0,96		
Tempo di ritardo		<35 ms		
Precisione del tempo di manovra con curva a tempo indipendente		$\pm 1,0\%$ del valore impostato o ± 20 ms		
Precisione del tempo di manovra con curva a tempo inverso		$\pm 5,0\%$ del valore teorico o ± 20 ms ³⁾		
Soppressione delle armoniche		DFT: -50 dB a $f = n \times f_n$, dove $n = 2, 3, 4, 5, \dots$		

1) Corrente con sequenza di fase inversa a monte del guasto = 0,0, $f_n = 50$ Hz; risultati basati sulla distribuzione statistica di 1000 misure

2) Include il ritardo del contatto di uscita del segnale

3) Valore di avvio moltiplicato nel range da 1,10 a 5,00

Tabella 42. Impostazioni principali della protezione di massima corrente con sequenza di fase inversa per macchine (MNSPTOC)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Step
Valore di avvio	MNSPTOC	$0,01 \dots 0,50 \times I_n$	0.01
Tipo di curva di funzionamento	MNSPTOC	Tempo indipendente o inverso Tipo di curva: 5, 15, 17, 18	
Ritardo di manovra	MNSPTOC	100...120000 ms	10
Funzionamento	MNSPTOC	1 = on 5 = off	-
Tempo di raffreddamento	MNSPTOC	5...7200 s	1

Tabella 43. Protezione di massima tensione residua (ROVPTOV)

Caratteristica	Valore						
Precisione operativa	In funzione della frequenza della corrente misurata: $f_n \pm 2$ Hz $\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times U_n$						
Tempo di avvio ¹⁾²⁾	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Minimo</th> <th>Normale</th> <th>Massimo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>48 ms</td> <td>51 ms</td> <td>54 ms</td> </tr> </tbody> </table>	Minimo	Normale	Massimo	48 ms	51 ms	54 ms
Minimo	Normale	Massimo					
48 ms	51 ms	54 ms					
Tempo di ripristino	Normale 40 ms						
Rapporto di ripristino	Normale 0,96						
Tempo di ritardo	<35 ms						
Precisione del tempo di manovra con curva a tempo indipendente	$\pm 1,0\%$ del valore impostato o ± 20 ms						
Soppressione delle armoniche	DFT: -50 dB a $f = n \times f_n$, dove $n = 2, 3, 4, 5, \dots$						

1) Tensione residua a monte del guasto = $0,0 \times U_n$, $f_n = 50$ Hz, tensione residua con frequenza nominale iniettata da angolo di fase casuale; risultati basati sulla distribuzione statistica di 1000 misure

2) Include il ritardo del contatto di uscita del segnale

Tabella 44. Impostazioni principali della protezione di massima tensione residua (ROVPTOV)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Step
Valore di avvio	ROVPTOV	$0.010 \dots 1.000 \times U_n$	0.001
Ritardo di manovra	ROVPTOV	40...300000 ms	1

Tabella 45. Protezione di minima tensione trifase (PHPTUV)

Caratteristica	Valore						
Precisione operativa	In funzione della frequenza della tensione misurata: $f_n \pm 2$ Hz $\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times U_n$						
Tempo di avvio ¹⁾²⁾	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Minimo</th> <th>Normale</th> <th>Massimo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>62 ms</td> <td>66 ms</td> <td>70 ms</td> </tr> </tbody> </table>	Minimo	Normale	Massimo	62 ms	66 ms	70 ms
Minimo	Normale	Massimo					
62 ms	66 ms	70 ms					
	$U_{\text{guasto}} = 0,9 \times \text{valore di avvio}$						
Tempo di ripristino	Normale 40 ms						
Rapporto di ripristino	In funzione dell'isteresi <i>relativa impostata</i>						
Tempo di ritardo	<35 ms						
Precisione del tempo di manovra con curva a tempo indipendente	$\pm 1,0\%$ del valore impostato o ± 20 ms						
Precisione del tempo di manovra con curva a tempo inverso	$\pm 5,0\%$ del valore teorico o ± 20 ms ³⁾						
Soppressione delle armoniche	DFT: -50 dB a $f = n \times f_n$, dove $n = 2, 3, 4, 5, \dots$						

- 1) *valore di avvio* = $1,0 \times U_n$, tensione a monte del guasto = $1,1 \times U_n$, $f_n = 50$ Hz, minima tensione fase-fase con frequenza nominale iniettata da angolo di fase casuale; risultati basati sulla distribuzione statistica di 1000 misure
- 2) Include il ritardo del contatto di uscita del segnale
- 3) Minimo *valore di avvio* = 0,50, *valore di avvio moltiplicato* nel range di 0,90...0,20

Tabella 46. Impostazioni principali della protezione di minima tensione trifase (PHPTUV)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Step
Valore di avvio	PHPTUV	$0,05 \dots 1,20 \times U_n$	0.01
Moltiplicatore temporale	PHPTUV	0.05...15.00	0.01
Ritardo di manovra	PHPTUV	60...300000 ms	10
Tipo di curva di manovra ¹⁾	PHPTUV	Tempo indipendente o inverso Tipo di curva: 5, 15, 21, 22, 23	

- 1) Per ulteriori informazioni consultare la tabella delle caratteristiche di funzionamento

Tabella 47. Protezione di massima tensione trifase (PHPTOV)

Caratteristica	Valore						
Precisione operativa	In funzione della frequenza della corrente misurata: $f_n \pm 2$ Hz $\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times U_n$						
Tempo di avvio ¹⁾²⁾	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Minimo</th> <th>Normale</th> <th>Massimo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>23 ms</td> <td>27 ms</td> <td>31 ms</td> </tr> </tbody> </table>	Minimo	Normale	Massimo	23 ms	27 ms	31 ms
Minimo	Normale	Massimo					
23 ms	27 ms	31 ms					
	$U_{\text{guasto}} = 1,1 \times \text{valore di avvio}$						
Tempo di ripristino	Normale 40 ms						
Rapporto di ripristino	In funzione dell'isteresi <i>relativa impostata</i>						
Tempo di ritardo	<35 ms						
Precisione del tempo di manovra con curva a tempo indipendente	$\pm 1,0\%$ del valore impostato o ± 20 ms						
Precisione del tempo di manovra con curva a tempo inverso	$\pm 5,0\%$ del valore teorico o ± 20 ms ³⁾						
Soppressione delle armoniche	DFT: -50 dB a $f = n \times f_n$, dove $n = 2, 3, 4, 5, \dots$						

- 1) *Valore di avvio* = $1,0 \times U_n$, tensione a monte del guasto = $0,9 \times U_n$, $f_n = 50$ Hz, massima tensione fase-fase con frequenza nominale iniettata da angolo di fase casuale; risultati basati sulla distribuzione statistica di 1000 misure
- 2) Include il ritardo del contatto di uscita del segnale
- 3) Massimo *Valore di avvio* = $1,20 \times U_n$, *valore di avvio moltiplicato* nel range di 1,10...2,00

Tabella 48. Impostazioni principali della protezione di massima tensione trifase (PHPTOV)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Step
Valore di avvio	PHPTOV	0,05...1,60 × U _n	0.01
Moltiplicatore temporale	PHPTOV	0.05...15.00	0.01
Ritardo di manovra	PHPTOV	40...300000 ms	10
Tipo di curva di manovra ¹⁾	PHPTOV	Tempo indipendente o inverso Tipo di curva: 5, 15, 17, 18, 19, 20	

1) Per ulteriori informazioni consultare la tabella delle caratteristiche di funzionamento

Tabella 49. Protezione di minima tensione con sequenza positiva (PSPTUV)

Caratteristica	Valore		
Precisione operativa	In funzione della frequenza della corrente misurata: f _n ±2 Hz ±1,5% del valore impostato o ±0,002 × U _n		
Tempo di avvio ¹⁾²⁾	Minimo	Normale	Massimo
U _{guasto} = 0,99 × Valore di avvio	52 ms	55 ms	58 ms
U _{guasto} = 0,9 × valore di avvio	44 ms	47 ms	50 ms
Tempo di ripristino	Normale 40 ms		
Rapporto di ripristino	In funzione dell'isteresi <i>relativa impostata</i>		
Tempo di ritardo	<35 ms		
Precisione del tempo di manovra con curva a tempo indipendente	±1,0% del valore impostato o ±20 ms		
Soppressione delle armoniche	DFT: -50 dB a f = n × f _n , dove n = 2, 3, 4, 5,...		

1) *valore di avvio* = 1,0 × U_n, tensione con sequenza di fase positiva a monte del guasto = 1,1 × U_n, f_n = 50 Hz, minima tensione con sequenza di fase positiva con frequenza nominale iniettata da angolo di fase casuale; risultati basati sulla distribuzione statistica di 1000 misure

2) Include il ritardo del contatto di uscita del segnale

Tabella 50. Impostazioni principali della protezione di minima tensione con sequenza positiva (PSPTUV)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Step
Valore di avvio	PSPTUV	0.010...1.200 × U _n	0.001
Ritardo di manovra	PSPTUV	40...120000 ms	10
Valore del blocco tensione	PSPTUV	0,01...1,00 × U _n	0.01

Tabella 51. Protezione di massima tensione con sequenza inversa (NSPTOV)

Caratteristica		Valore		
Precisione operativa		In funzione della frequenza della tensione misurata: f_n		
		$\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times U_n$		
Tempo di avvio ¹⁾²⁾		Minimo	Normale	Massimo
	$U_{\text{guasto}} = 1,1 \times \text{valore di avvio}$	33 ms	35 ms	37 ms
	$U_{\text{guasto}} = 2,0 \times \text{valore di avvio}$	24 ms	26 ms	28 ms
Tempo di ripristino		Normale 40 ms		
Rapporto di ripristino		Normale 0,96		
Tempo di ritardo		<35 ms		
Precisione del tempo di manovra con curva a tempo indipendente		$\pm 1,0\%$ del valore impostato o ± 20 ms		
Soppressione delle armoniche		DFT: -50 dB a $f = n \times f_n$, dove $n = 2, 3, 4, 5, \dots$		

1) Tensione con sequenza di fase negativa a monte del guasto = $0,0 \times U_n$, $f_n = 50$ Hz, massima tensione con sequenza di fase negativa con frequenza nominale iniettata da angolo di fase casuale; risultati basati sulla distribuzione statistica di 1000 misure

2) Include il ritardo del contatto di uscita del segnale

Tabella 52. Impostazioni principali della protezione di massima tensione con sequenza inversa (NSPTOV)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Step
Valore di avvio	NSPTOV	$0.010 \dots 1.000 \times U_n$	0.001
Ritardo di manovra	NSPTOV	40...120000 ms	1

Tabella 53. Protezione di frequenza (FRPFRQ)

Caratteristica		Valore
Precisione operativa	$f > / f <$	± 5 mHz
	df/dt	± 50 mHz/s (nel range $ df/dt < 5$ Hz/s) $\pm 2,0\%$ del valore impostato (nel range 5 Hz/s $< df/dt < 15$ Hz/s)
Tempo di avvio	$f > / f <$	<80 ms
	df/dt	<120 ms
Tempo di ripristino		<150 ms
Precisione del tempo di manovra		$\pm 1,0\%$ del valore impostato o ± 30 ms

Tabella 54. Impostazioni principali della protezione di frequenza (FRPFRQ)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Step
Modalità manovra	FRPFRQ	1 = Freq< 2 = Freq> 3 = df/dt 4 = Freq< + df/dt 5 = Freq> + df/dt 6 = Freq< O df/dt 7 = Freq< O df/dt	-
Valore di avvio freq.>	FRPFRQ	0,9000...1,2000 × f _n	0.0001
Valore di avvio freq.<	FRPFRQ	0,8000...1,1000 × f _n	0.0001
Valore di avvio df/dt	FRPFRQ	-0,2000...0,2000 × f _n /s	0.005
T _m freq. manovra	FRPFRQ	80...200000 ms	10
T _m df/dt manovra	FRPFRQ	120...200000 ms	10

Tabella 55. Protezione contro la sovraeccitazione (OEPVPH)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa	In funzione della frequenza della corrente misurata: f _n ±2 Hz ±3,0% del valore impostato
Tempo di avvio ¹⁾²⁾	Variazione di frequenza: Normale 200 ms Variazione di tensione: Normale 40 ms
Tempo di ripristino	Normale 40 ms
Rapporto di ripristino	Normale 0,96
Tempo di ritardo	<35 ms
Precisione del tempo di manovra con curva a tempo indipendente	±1,0% del valore impostato o ±20 ms
Precisione del tempo di manovra con curva a tempo inverso	±5,0% del valore teorico o ±50 ms

1) f_n = 50 Hz; risultati basati sulla distribuzione statistica di 1000 misure

2) Include il ritardo del contatto di uscita del segnale

Tabella 56. Impostazioni principali della protezione contro la sovraeccitazione (OEPVPH)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Fase
Valore di avvio	OEPVPH	100...200%	1
Tipo di curva di manovra	OEPVPH	Tempo indipendente o inverso Tipo di curva: 5, 15, 17, 18, 19, 20	
Moltiplicatore temporale	OEPVPH	0.1...100.0	0.1
Ritardo di manovra	OEPVPH	200...200000 ms	10
Tempo di raffreddamento	OEPVPH	5...10000 s	1

Tabella 57. Protezione termica trifase per linee, cavi e trasformatori di distribuzione (T1PTTR)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa	In funzione della frequenza della corrente misurata: $f_n \pm 2$ Hz Misura della corrente: $\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times I_n$ (a correnti nel range di $0,01 \dots 4,00 \times I_n$)
Precisione del tempo di manovra ¹⁾	$\pm 2,0\%$ del valore teorico o $\pm 0,50$ s

1) Corrente di sovraccarico $> 1,2 \times$ temperatura del livello di manovra

Tabella 58. Impostazioni principali della protezione termica trifase per linee, cavi e trasformatori di distribuzione (T1PTTR)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Step
Impostazione temperatura amb	T1PTTR	-50...100°C	1
Riferimento corrente	T1PTTR	$0,05 \dots 4,00 \times I_n$	0.01
Sovratemperatura	T1PTTR	0,0...200,0°C	0.1
Costante temporale	T1PTTR	60...60000 s	1
Temperatura massima	T1PTTR	20,0...200,0°C	0.1
Valore allarme	T1PTTR	20,0...150,0°C	0.1
Temperatura di richiusura	T1PTTR	20,0...150,0°C	0.1
Moltiplicatore corrente	T1PTTR	1...5	1
Temperatura iniziale	T1PTTR	-50,0...100,0°C	0.1

Tabella 59. Protezione da sovraccarico termico trifase, due costanti temporali (T2PTTR)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa	In funzione della frequenza della corrente misurata: $f_n \pm 2$ Hz Misura della corrente: $\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times I_n$ (a correnti nel range di $0,01 \dots 4,00 \times I_n$)
Precisione del tempo di manovra ¹⁾	$\pm 2,0\%$ del valore teorico o $\pm 0,50$ s

1) Corrente di sovraccarico $> 1,2 \times$ temperatura del livello di manovra

Tabella 60. Impostazioni principali della protezione da sovraccarico termico trifase, due costanti temporali (T2PTTR)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Step
Sovratemperatura	T2PTTR	0,0...200,0°C	0.1
Temperatura max.	T2PTTR	0,0...200,0°C	0.1
Temperatura d'esercizio	T2PTTR	80,0...120,0%	0.1
Costante a breve termine	T2PTTR	6...60000 s	1
Fattore di ponderazione p	T2PTTR	0.00...1.00	0.01
Riferimento corrente	T2PTTR	$0,05 \dots 4,00 \times I_n$	0.01
Funzionamento	T2PTTR	1 = on 5 = off	-

Tabella 61. Protezione da guasti dell'interruttore (CCBRBRF)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa	In funzione della frequenza della corrente misurata: $f_n \pm 2$ Hz $\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times I_n$
Precisione del tempo di manovra	$\pm 1,0\%$ del valore impostato o ± 20 ms
Tempo di ripristino	Normale 40 ms
Tempo di ritardo	<20 ms

Tabella 62. Impostazioni principali della protezione da guasti all'interruttore (CCBRBRF)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Step
Valore corrente	CCBRBRF	$0,05...2,00 \times I_n$	0.05
Res valore corrente	CCBRBRF	$0,05...2,00 \times I_n$	0.05
Modalità guasto CB	CCBRBRF	1 = corrente 2 = stato interruttore 3 = entrambi	-
Modalità sgancio guasto interruttore	CCBRBRF	1 = off 2 = senza controllo 3 = controllo corrente	-
Tempo di nuovo sgancio	CCBRBRF	0...60000 ms	10
Ritardo guasto interruttore	CCBRBRF	0...60000 ms	10
Ritardo errore interruttore	CCBRBRF	0...60000 ms	10

Tabella 63. Rilevamento di corrente di spunto trifase (INRPHAR)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa	Alla frequenza $f = f_n$ Misura della corrente: $\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times I_n$ Misura del rapporto $I2f/I1f$: $\pm 5,0\%$ del valore impostato
Tempo di ripristino	+35 ms / -0 ms
Rapporto di ripristino	Normale 0,96
Precisione del tempo di manovra	+35 ms / -0 ms

Tabella 64. Impostazioni principali del rilevamento della corrente di spunto trifase (INRPHAR)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Step
valore di avvio	INRPHAR	5...100%	1
Ritardo di manovra	INRPHAR	20...60000 ms	1

Tabella 65. Protezione contro gli archi elettrici (ARCSARC)

Caratteristica		Valore		
Precisione operativa		±3% del valore impostato o $\pm 0,01 \times I_n$		
Tempo di manovra	Modalità manovra = "Luce + corrente" ¹⁾²⁾	Minimo	Normale	Massimo
		9 ms ³⁾ 4 ms ⁴⁾	12 ms ³⁾ 6 ms ⁴⁾	15 ms ³⁾ 9 ms ⁴⁾
	Modalità manovra = "Solo luce" ²⁾	9 ms ³⁾ 4 ms ⁴⁾	10 ms ³⁾ 6 ms ⁴⁾	12 ms ³⁾ 7 ms ⁴⁾
		Tempo di ripristino		
Rapporto di ripristino		Normale 0,96		

1) Valore di avvio di fase = $1,0 \times I_n$, corrente a monte del guasto = $2,0 \times$ valore impostato Valore di avvio di fase, $f_n = 50$ Hz, guasto con frequenza nominale, risultati basati sulla distribuzione statistica di 200 misure

2) Include il ritardo del contatto di uscita heavy-duty

3) Uscita potenza normale

4) Uscita ad alta velocità

Tabella 66. Impostazioni principali della protezione contro gli archi elettrici (ARCSARC)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Step
Valore avvio fase	ARCSARC	$0,50 \dots 40,00 \times I_n$	0.01
Valore avvio terra	ARCSARC	$0,05 \dots 8,00 \times I_n$	0.01
Modalità manovra	ARCSARC	2 = solo luce 3 = ingresso binario controllato	-

Tabella 67. Protezione multifunzione (MAPGAPC)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa	±1,0% del valore impostato o ±20 ms

Tabella 68. Impostazioni principali della protezione multifunzione (MAPGAPC)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Step
Valore di avvio	MAPGAPC	-10000.0...10000.0	0.1
Ritardo di manovra	MAPGAPC	0...200000 ms	100
Modalità manovra	MAPGAPC	1 = massima 2 = minima	-

Tabella 69. Protezione differenziale stabilizzata e istantanea per macchine (MPDIF)

Caratteristica	Valore			
Precisione operativa	In funzione della frequenza della corrente misurata: $f_n \pm 2$ Hz $\pm 3\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times I_n$			
Tempo di manovra ¹⁾²⁾	Minimo	Normale	Massimo	
	Prima soglia	36 ms	40 ms	42 ms
	Seconda soglia	18 ms	22 ms	27 ms
Tempo di ripristino	<40 ms			
Rapporto di ripristino	Normale 0,95			
Tempo di ritardo	<20 ms			

1) $f_n = 50$ Hz; risultati basati sulla distribuzione statistica di 1000 misure

2) Include il ritardo del contatto di uscita della potenza

Tabella 70. Impostazioni principali della protezione differenziale stabilizzata e istantanea per macchine (MPDIF)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Fase
Valore di manovra basso	MPDIF	5...30 %Ir	1
valore di manovra alto	MPDIF	100...1000 %Ir	10
Sezione pendenza 2	MPDIF	10...50%	1
Sezione terminale 1	MPDIF	0...100 %Ir	1
Sezione terminale 2	MPDIF	100...300 %Ir	1
Abilitazione limitazione DC	MPDIF	0 = Falso 1 = Vero	-
Tipo di connessione TA	MPDIF	1 = Tipo 1 2 = Tipo 2	-
Rapporto TA Cor Line	MPDIF	0.40...4.00	0.01
Rapporto TA Cor Neut	MPDIF	0.40...4.00	0.01

Tabella 71. Protezione da guasto a terra dello statore basata sulla terza armonica (H3EFPSEF)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa	In funzione della frequenza della tensione misurata: $f_n \pm 2$ Hz $\pm 5\%$ del valore impostato o $\pm 0,004 \times U_n$
Tempo di avvio ¹⁾²⁾	Normale 35 ms
Tempo di ripristino	Normale 35 ms
Rapporto di ripristino	Tipicamente 0,96 (modalità differenziale) Tipicamente 1,04 (modalità minima tensione)
Precisione del tempo di manovra	$\pm 1,0\%$ del valore impostato o ± 20 ms

1) $f_n = 50$ Hz; risultati basati sulla distribuzione statistica di 1000 misure

2) Include il ritardo del contatto di uscita del segnale

Sistemi di protezione e interconnessione per generatori	1MRS758613 A
REG615	
Versione del prodotto: 5.0 FP1	

Tabella 72. Impostazioni principali della protezione da guasto a terra dello statore basata sulla terza armonica (H3EFPSEF)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Fase
Beta	H3EFPSEF	0,50...10,00	0,01
Tensione N 3,H Lim	H3EFPSEF	0,005...0,200 x U _n	0,001
Ritardo di manovra	H3EFPSEF	20...300000 ms	10
Selezione tensione	H3EFPSEF	1 = Tensione assente 2 = U _o misurato 3 = U _o calcolato 4 = Fase A 5 = Fase B 6 = Fase C	-
Fattore interruttore aperto	H3EFPSEF	1,00...10,00	0,01

Tabella 73. Protezione da sottocarico (DUPPDPR)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa ¹⁾	In funzione della frequenza della corrente e della tensione misurata: f _n ±2 Hz Precisione di misura della potenza ±3% del valore impostato o ±0,002 × S _n Angolo di fase: ±2°
Tempo di avvio ²⁾³⁾	Normale 45 ms
Tempo di ripristino	Normale 30 ms
Rapporto di ripristino	Normale 1,04
Precisione del tempo di manovra	±1,0% del valore impostato o ±20 ms
Soppressione delle armoniche	-50 dB a f = n × f _n , dove n = 2, 3, 4, 5,...

1) modalità di misura = "Seq. Pos." (default)

2) U = U_n, f_n = 50 Hz, risultati basati sulla distribuzione statistica di 1000 misure

3) Include il ritardo del contatto di uscita del segnale

Tabella 74. Impostazioni principali della protezione da sottocarico (DUPPDPR)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Fase
valore di avvio	DUPPDPR	0,01...2,00 × S _n	0,01
Ritardo di manovra	DUPPDPR	40...300000 ms	10
Inversione poli	DUPPDPR	0 = Falso 1 = Vero	-
Disabilita funzione tempo	DUPPDPR	0...60000 ms	1000

Tabella 75. Protezione di massima potenza direzionale/potenza inversa (DOPPDPR)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa ¹⁾	In funzione della frequenza della corrente e della tensione misurata: $f = f_n \pm 2 \text{ Hz}$ Precisione di misura della potenza $\pm 3\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times S_n$ Angolo di fase: $\pm 2^\circ$
Tempo di avvio ²⁾³⁾	Normale 45 ms
Tempo di ripristino	Normale 30 ms
Rapporto di ripristino	Normale 0,94
Precisione del tempo di manovra	$\pm 1,0\%$ del valore impostato o $\pm 20 \text{ ms}$
Soppressione delle armoniche	-50 dB a $f = n \times f_n$, dove $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

1) *modalità di misura* = "Seq. Pos." (default)2) $U = U_n$, $f_n = 50 \text{ Hz}$, risultati basati sulla distribuzione statistica di 1000 misure

3) Include il ritardo del contatto di uscita del segnale

Tabella 76. Impostazioni principali della protezione di massima potenza direzionale/potenza inversa (DOPPDPR)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Fase
valore di avvio	DOPPDPR	$0,01 \dots 2,00 \times S_n$	0,01
Ritardo di manovra	DOPPDPR	40...300000 ms	10
Modalità direzionale	DOPPDPR	2 = avanti 3 = indietro	-
Angolo di potenza	DOPPDPR	-90...90°	1

Tabella 77. Protezione da sotto-eccitazione trifase (UEXPDIS)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa	In funzione della frequenza della corrente e della tensione misurata: $f = f_n \pm 2 \text{ Hz}$ $\pm 3,0\%$ del valore impostato o $\pm 0,2\% Z_b$
Tempo di avvio ¹⁾²⁾	Normale 45 ms
Tempo di ripristino	Normale 30 ms
Rapporto di ripristino	Normale 1,04
Tempo di ritardo	Tempo totale di ritardo quando l'impedenza ritorna al cerchio di comando <40 ms
Precisione del tempo di manovra	$\pm 1,0\%$ del valore impostato o $\pm 20 \text{ ms}$
Soppressione delle armoniche	-50 dB a $f = n \times f_n$, dove $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

1) $f_n = 50 \text{ Hz}$; risultati basati sulla distribuzione statistica di 1000 misure

2) Include il ritardo del contatto di uscita del segnale

Tabella 78. Impostazioni principali della protezione da sotto-eccitazione trifase (UEXPDIS)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Fase
Diametro	UEXPDIS	1...6000 %Z _n	1
Offset	UEXPDIS	-1000...1000 %Z _n	1
Spostamento	UEXPDIS	-1000...1000 %Z _n	1
Ritardo di manovra	UEXPDIS	60...200000 ms	10
Los Det Ena esterno	UEXPDIS	0 = Disabilitare 1 = Abilitare	-

Tabella 79. Protezione da sottoimpedenza trifase (UZPDIS)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa	In funzione della frequenza della corrente e della tensione misurate: $f_n \pm 2$ Hz $\pm 3,0\%$ del valore impostato o $\pm 0,2\%$ Z _b
Tempo di avvio ¹⁾²⁾	Normale 50 ms
Tempo di ripristino	Normale 40 ms
Rapporto di ripristino	Normale 1,04
Tempo di ritardo	<40 ms
Precisione del tempo di manovra	$\pm 1,0\%$ del valore impostato o ± 20 ms

1) $f_n = 50$ Hz; risultati basati sulla distribuzione statistica di 1000 misure

2) Include il ritardo del contatto di uscita del segnale

Tabella 80. Impostazioni principali della protezione da sottoimpedenza trifase (UZPDIS)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Fase
Range percentuale	UZPDIS	1...6000% Z _n	1
Ritardo di manovra	UZPDIS	40...200000 ms	10

Tabella 81. Protezione da perdita di passo OOSRPSB

Caratteristica	Valore
Range di impedenza	In funzione della frequenza della corrente e della tensione misurate: $f_n \pm 2$ Hz $\pm 3,0\%$ del valore di range o $\pm 0,2\%$ di $U_n/(\sqrt{3} \cdot I_n)$
Tempo di ripristino	$\pm 1,0\%$ del valore impostato o ± 40 ms
Precisione del tempo di manovra	$\pm 1,0\%$ del valore impostato o ± 20 ms
Soppressione delle armoniche	DFT: -50 dB a $f = n \times f_n$, dove $n = 2, 3, 4, 5...$

Tabella 82. Impostazioni principali della protezione da perdita di passo (OOSRPSB)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Fase
Modalità sgancio Oos	OOSRPSB	1 = Entrata 2 = Uscita 3 = Adattativo	-
Range avanti	OOSRPSB	0,00...6000,00 Ω	0,01
Range inversione	OOSRPSB	0,00...6000,00 Ω	0,01
Blinder interno R	OOSRPSB	1,00...6000,00 Ω	0,01
Blinder esterno R	OOSRPSB	1,01...10000,00 Ω	0,01
Angolo impedenza	OOSRPSB	10,0...90,0°	0,1
Tempo oscillazione	OOSRPSB	20...300000 ms	10
Ritardo sgancio	OOSRPSB	20...60000 ms	10
Range zona 1	OOSRPSB	1...100%	1

Tabella 83. Caratteristiche di funzionamento

Parametro	Valore (range)
Tipo di curva di funzionamento	1 = ANSI Est. inv. 2 = ANSI Molto inv. 3 = ANSI Norm. inv. 4 = ANSI Mod. inv. 5 = ANSI Tempo indep. Tempo 6 = L.T.E. inv. 7 = L.T.V. inv. 8 = L.T. inv. 9 = IEC Norm. inv. 10 = IEC Molto inv. 11 = IEC inv. 12 = IEC Est. inv. 13 = IEC S.T. inv. 14 = IEC L.T. inv. 15 = IEC Tempo indep. Tempo 17 = Programmabile 18 = Tipo RI 19 = Tipo RD
Tipo di curva di funzionamento (prot. tensione)	5 = ANSI Tempo indep. Tempo 15 = IEC Tempo indep. Tempo 17 = Curva inv. A 18 = Curva inv. B 19 = Curva inv. C 20 = Programmabile 21 = Curva inv. A 22 = Curva inv. B 23 = Programmabile

Funzioni di interconnessione

Tabella 84. Protezione di minima tensione della potenza reattiva direzionale (DQPTUV)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa	In funzione della frequenza della corrente e della tensione misurata: $f_n \pm 2$ Hz Range di potenza reattiva $ PF < 0,71$ Energia: $\pm 3,0\%$ o $\pm 0,002 \times Q_n$ Tensione: $\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times U_n$
Tempo di avvio ¹⁾²⁾	Normale 46 ms
Tempo di ripristino	<50 ms
Rapporto di ripristino	Normale 0,96
Precisione del tempo di manovra	$\pm 1,0\%$ del valore impostato o ± 20 ms
Soppressione delle armoniche	DFT: -50 dB a $f = n \times f_n$, dove = 2, 3, 4, 5,...

1) Valore di avvio = $0,05 \times S_n$, potenza reattiva a monte del guasto = $0,8 \times$ valore di avvio, potenza reattiva superiore di 2 volte; risultati basati sulla distribuzione statistica di 1000 misure

2) Include il ritardo del contatto di uscita del segnale

Tabella 85. Impostazioni principali della protezione di minima tensione della potenza reattiva direzionale (DQPTUV)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Fase
Valore tensione iniziale	DQPTUV	0,20...1,20 $\times U_n$	0,01
Ritardo di manovra	DQPTUV	100...300000 ms	10
Potenza reattiva min.	DQPTUV	0,01...0,50 $\times S_n$	0,01
Corrente Seq. Pos. Min.	DQPTUV	0,02...0,20 $\times I_n$	0,01
Riduzione settore pot.	DQPTUV	0...10°	1

Tabella 86. Protezione ride-through a bassa tensione (LVRTPTUV)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa	In funzione della frequenza della tensione misurata: $f_n \pm 2$ Hz $\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times U_n$
Tempo di avvio ¹⁾²⁾	Normale 40 ms
Tempo di ripristino	Basato sul valore massimo dell'impostazione del <i>Tempo di recupero</i> impostazione
Precisione del tempo di manovra	$\pm 1,0\%$ del valore impostato o ± 20 ms
Soppressione delle armoniche	DFT: -50 dB a $f = n \times f_n$, dove = 2, 3, 4, 5,...

1) Testato per Numero di fasi di avvio = 1 di 3; risultati basati sulla distribuzione statistica di 1000 misure

2) Include il ritardo del contatto di uscita del segnale

Tabella 87. Impostazioni principali della protezione ride-through a bassa tensione (LVRTPTUV)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Fase
Valore tensione iniziale	LVRTPTUV	0,05...1,20 x U _n	0,01
Num. di fasi di avvio	LVRTPTUV	4 = Esattamente 1 di 3 5 = Esattamente 2 di 3 6 = Esattamente 3 di 3	-
Selezione tensione	LVRTPTUV	1 = Fase-terra massima 2 = Fase-terra minima 3 = Fase-fase massima 4 = Fase-fase minima 5 = Seq. positiva	-
Coordinate attive	LVRTPTUV	1...10	1
Livello di tensione 1	LVRTPTUV	0,00...1,20 ms	0,01
Livello di tensione 2	LVRTPTUV	0,00...1,20 ms	0,01
Livello di tensione 3	LVRTPTUV	0,00...1,20 ms	0,01
Livello di tensione 4	LVRTPTUV	0,00...1,20 ms	0,01
Livello di tensione 5	LVRTPTUV	0,00...1,20 ms	0,01
Livello di tensione 6	LVRTPTUV	0,00...1,20 ms	0,01
Livello di tensione 7	LVRTPTUV	0,00...1,20 ms	0,01
Livello di tensione 8	LVRTPTUV	0,00...1,20 ms	0,01
Livello di tensione 9	LVRTPTUV	0,00...1,20 ms	0,01
Livello di tensione 10	LVRTPTUV	0,00...1,20 ms	0,01
Tempo di recupero 1	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tempo di recupero 2	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tempo di recupero 3	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tempo di recupero 4	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tempo di recupero 5	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tempo di recupero 6	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tempo di recupero 7	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tempo di recupero 8	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tempo di recupero 9	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tempo di recupero 10	LVRTPTUV	0...300000 ms	1

Tabella 88. Protezione contro lo spostamento del vettore di tensione (VSPPAM)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa	In funzione della frequenza della tensione misurata: $f_n \pm 1$ Hz $\pm 1^\circ$
Tempo di manovra ¹⁾²⁾	Normale 53 ms

1) $f_n = 50$ Hz; risultati basati sulla distribuzione statistica di 1000 misure

2) Include il ritardo del contatto di uscita del segnale

Sistemi di protezione e interconnessione per generatori	1MRS758613 A
REG615	
Versione del prodotto: 5.0 FP1	

Tabella 89. Impostazioni principali della protezione contro lo spostamento del vettore di tensione (VVSPPAM)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Fase
Valore di avvio	VVSPPAM	2,0...30,0°	0,1
Valore di Bulk Mas. Tens.	VVSPPAM	0,40...1,50 × Un	0,01
Valore di Bulk Min. Tens.	VVSPPAM	0,15...1,00 × Un	0,01
Supervisione fase	VVSPPAM	7 = Ph A + B + C 8 = Pos sequence	-

Funzioni di qualità dell'energia

Tabella 90. Variazione di tensione (PHQVVR)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa	$\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,2\%$ della tensione di riferimento
Rapporto di ripristino	Tipicamente 0,96 (aumento), 1,04 (caduta, interruzione)

Tabella 91. Squilibrio di tensione (VSQVUB)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa	$\pm 1,5\%$ del valore impostato o $\pm 0,002 \times U_n$
Rapporto di ripristino	Normale 0,96

Funzioni di controllo

Tabella 92. Controllo del sincronismo e dell'alimentazione (SECRSYN)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa	In funzione della frequenza della tensione misurata: $f_n \pm 1$ Hz Tensione: $\pm 3,0\%$ del valore impostato o $\pm 0,01 \times U_n$ Frequenza: ± 10 mHz Angolo di fase: $\pm 3^\circ$
Tempo di ripristino	<50 ms
Rapporto di ripristino	Normale 0,96
Precisione del tempo di manovra con curva a tempo indipendente	$\pm 1,0\%$ del valore impostato o ± 20 ms

Tabella 93. Impostazioni principali del controllo del sincronismo e dell'alimentazione (SECRSYN)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Step
Modalità in tensione/non in tensione	SECRSYN	-1 = Off 1 = Entrambi non in tensione 2 = L in tensione, B non in tensione 3 = L non in tensione, B in tensione 4 = Bus non in tensione, L indifferente 5 = L non in tensione, bus indifferente 6 = Uno in tensione, non in tensione 7 = Non entrambi in tensione	-
Differenza tensione	SECRSYN	$0,01 \dots 0,50 \times U_n$	0.01
Differenza frequenza	SECRSYN	$0,001 \dots 0,100 \times f_n$	0.001
Differenza di angolo	SECRSYN	$5 \dots 90^\circ$	1
Modalità controllo sincronismo	SECRSYN	1 = Off 2 = Sincrono 3 = Asincrono	-
Valore linea non in tensione	SECRSYN	$0,1 \dots 0,8 \times U_n$	0.1
Valore linea in tensione	SECRSYN	$0,2 \dots 1,0 \times U_n$	0.1
Tensione max. alimentazione	SECRSYN	$0,50 \dots 1,15 \times U_n$	0.01
Modalità controllo	SECRSYN	1 = Continuo 2 = Comando	-
Impulso chiusura	SECRSYN	200...60000 ms	10
Spostamento fase	SECRSYN	$-180 \dots 180^\circ$	1
Tempo minimo sinc.	SECRSYN	0...60000 ms	10
Tempo massimo sinc.	SECRSYN	100...6000000 ms	10
Tempo di alimentazione	SECRSYN	100...60000 ms	10
Durata chiusura interruttore	SECRSYN	40...250 ms	10

Funzioni di supervisione

Tabella 94. Monitoraggio dello stato dell'interruttore (SSCBR)

Caratteristica	Valore
Precisione di misura della corrente	$\pm 1,5\%$ o $\pm 0,002 \times I_n$ (a correnti nel range di $0,1 \dots 10 \times I_n$) $\pm 5,0\%$ (a correnti nel range di $10 \dots 40 \times I_n$)
Precisione del tempo di manovra	$\pm 1,0\%$ del valore impostato o ± 20 ms
Misura tempo di corsa	+10 ms / -0 ms

Tabella 95. Supervisione del circuito di corrente (CCSPVC)

Caratteristica	Valore
Tempo di manovra ¹⁾	<30 ms

1) Incluso il ritardo del contatto di uscita

Tabella 96. Impostazioni principali della supervisione del circuito di corrente (CCSPVC)

Parametro	Funzione	Valore (range)	Step
Valore di avvio	CCSPVC	$0,05 \dots 0,20 \times I_n$	0.01
Corrente di manovra max.	CCSPVC	$1,00 \dots 5,00 \times I_n$	0.01

Tabella 97. Supervisione dei guasti ai fusibili (SEQSPVC)

Caratteristica	Funzione	Valore	Step
Tempo di manovra ¹⁾	Funzione NPS	$U_{\text{guasto}} = 1,1 \times \text{liv. tensione seq. inversa impostato}$	<33 ms
		$U_{\text{guasto}} = 5,0 \times \text{liv. tensione seq. inversa impostato}$	<18 ms
	Funzione delta	$\Delta U = 1,1 \times \text{velocità variazione tensione impostata}$	<30 ms
		$\Delta U = 2,0 \times \text{velocità variazione tensione impostata}$	<24 ms

1) Include il ritardo del contatto di uscita del segnale, $f_n = 50$ Hz, tensione di guasto con frequenza nominale iniettata da angolo di fase casuale; risultati basati sulla distribuzione statistica di 1000 misure

Tabella 98. Contatore del tempo d'esercizio per macchine e dispositivi (MDSOPT)

Descrizione	Valore
Precisione di misura del tempo d'esercizio del motore ¹⁾	$\pm 0,5\%$

1) Della lettura, per un relè stand-alone, senza sincronizzazione temporale.

Funzioni di misura

Tabella 99. Misura della corrente trifase (CMMXU)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa	In funzione della frequenza della corrente misurata: $f_n \pm 2$ Hz $\pm 0,5\%$ o $\pm 0,002 \times I_n$ (a correnti nel range di $0,01 \dots 4,00 \times I_n$)
Soppressione delle armoniche	DFT: -50 dB a $f = n \times f_n$, dove $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ RMS: nessuna soppressione

Tabella 100. Misura della corrente di sequenza (CSMSQI)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa	In funzione della frequenza della corrente misurata: $f/f_n = \pm 2$ Hz $\pm 1,0\%$ o $\pm 0,002 \times I_n$ a correnti nel range di $0,01 \dots 4,00 \times I_n$
Soppressione delle armoniche	DFT: -50 dB a $f = n \times f_n$, dove $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

Tabella 101. Misura della corrente residua (RESCMMXU)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa	In funzione della frequenza della corrente misurata: $f/f_n = \pm 2$ Hz $\pm 0,5\%$ o $\pm 0,002 \times I_n$ a correnti nel range di $0,01 \dots 4,00 \times I_n$
Soppressione delle armoniche	DFT: -50 dB a $f = n \times f_n$, dove $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ RMS: nessuna soppressione

Tabella 102. Misura della tensione trifase (VMMXU)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa	In funzione della frequenza della tensione misurata: $f_n \pm 2$ Hz A tensioni nel range $0,01 \dots 1,15 \times U_n$ $\pm 0,5\%$ o $\pm 0,002 \times U_n$
Soppressione delle armoniche	DFT: -50 dB a $f = n \times f_n$, dove $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ RMS: nessuna soppressione

Tabella 103. Misura della tensione residua (RESVMMXU)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa	In funzione della frequenza della corrente misurata: $f/f_n = \pm 2$ Hz $\pm 0,5\%$ o $\pm 0,002 \times U_n$
Soppressione delle armoniche	DFT: -50 dB a $f = n \times f_n$, dove $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ RMS: nessuna soppressione

Tabella 104. Misura della tensione di sequenza (VSMSQI)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa	In funzione della frequenza della tensione misurata: $f_n \pm 2$ Hz A tensioni nel range $0,01...1,15 \times U_n$ $\pm 1,0\%$ o $\pm 0,002 \times U_n$
Soppressione delle armoniche	DFT: -50 dB a $f = n \times f_n$, dove $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

Tabella 105. Misura della potenza e dell'energia trifase (PEMMXU)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa	A tutte le tre correnti nel range $0,10...1,20 \times I_n$ A tutte le tre tensioni nel range $0,50...1,15 \times U_n$ Alla frequenza $f_n \pm 1$ Hz $\pm 1,5\%$ per potenza apparente S $\pm 1,5\%$ per potenza attiva P ed energia attiva ¹⁾ $\pm 1,5\%$ per potenza reattiva Q ed energia reattiva ²⁾ $\pm 0,015$ per fattore di potenza
Soppressione delle armoniche	DFT: -50 dB a $f = n \times f_n$, dove $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

1) $|PF| > 0,5$ pari a $|\cos\phi| > 0,5$ 2) $|PF| < 0,86$ pari a $|\sin\phi| > 0,5$

Tabella 106. Misura RTD/mA (XRGGIO130)

Descrizione	Valore		
Ingressi RTD	Sensori RTD supportati	100 Ω platino 250 Ω platino 100 Ω nichel 120 Ω nichel 250 Ω nichel 10 Ω rame	TCR 0.00385 (DIN 43760) TCR 0.00385 TCR 0.00618 (DIN 43760) TCR 0.00618 TCR 0.00618 TCR 0.00427
	Range di resistenza supportato	0...2 k Ω	
	Resistenza massima conduttore (misura a tre fili)	25 Ω per conduttore	
	Isolamento	2 kV (ingressi a terra di protezione)	
	Tempo di risposta	<4 s	
	RTD/Corrente di rilevamento resistenza	Max. 0,33 mA eff	
	Precisione operativa	Resistenza $\pm 2,0\%$ o $\pm 1 \Omega$	Temperatura $\pm 1^\circ\text{C}$ 10 Ω rame: $\pm 2^\circ\text{C}$
Ingressi mA	Range di corrente supportato	0...20 mA	
	Impedenza d'ingresso di corrente	44 $\Omega \pm 0,1\%$	
	Precisione operativa	$\pm 0,5\%$ o $\pm 0,01$ mA	

Tabella 107. Misura della frequenza (FMMXU)

Caratteristica	Valore
Precisione operativa	± 5 mHz (nel range di misura 35...75 Hz)

Sistemi di protezione e interconnessione per generatori REG615	1MRS758613 A
Versione del prodotto: 5.0 FP1	

Altre funzioni

Tabella 108. Timer impulso (PTGAPC)

Caratteristica	Valore
Precisione del tempo di manovra	$\pm 1,0\%$ del valore impostato o ± 20 ms

Tabella 109. Ritardo off (8 pz.) (TOFPAGC)

Caratteristica	Valore
Precisione del tempo di manovra	$\pm 1,0\%$ del valore impostato o ± 20 ms

Tabella 110. Ritardo on (8 pz.) (TONGAPC)

Caratteristica	Valore
Precisione del tempo di manovra	$\pm 1,0\%$ del valore impostato o ± 20 ms

20. Display locale

Il relè è disponibile con due display opzionali, uno grande e uno piccolo. Il display grande è adatto per installazioni del relè che prevedono un frequente utilizzo dell'interfaccia utente sul frontalino e che richiedono uno schema unifilare. Il display piccolo è idoneo per sottostazioni controllate in remoto, in cui solo occasionalmente si accede al relè in locale tramite l'interfaccia utente sul frontalino.

Entrambi i display LCD offrono una funzionalità dell'interfaccia utente con navigazione e visualizzazione dei menu. Tuttavia, il display grande offre una maggiore utilizzabilità del frontalino, ovvero una minore necessità di sfogliare i menu e una migliore panoramica delle informazioni. Inoltre, il display grande include uno schema unifilare (SLD) configurabile dall'utente con indicazione della posizione degli apparecchi primari associati. In funzione della configurazione standard prescelta, il relè visualizza i rispettivi valori di misura correlati, indipendentemente dallo schema unifilare di default. Per

accedere alla videata SLD è possibile utilizzare anche l'interfaccia utente basata sul browser web. Lo schema unifilare di default può essere modificato secondo i requisiti dell'utente utilizzando l'editor del display grafico nel PCM600. L'utente può creare fino a 10 pagine SLD.

Il display locale include un pulsante (L/R) per l'azionamento locale/remoto del relè. Se il relè è in modalità locale, può essere azionato esclusivamente utilizzando l'interfaccia utente sul frontalino locale. Viceversa, in modalità remota il relè può eseguire comandi che sono stati inviati da una postazione remota. Il relè supporta la scelta in remoto della modalità locale/remota tramite un ingresso binario. Questa caratteristica facilita, ad esempio, l'uso di uno switch esterno presso la sottostazione per garantire che tutti i relè siano in modalità locale durante gli interventi di manutenzione e non siano ammesse manovre in remoto degli interruttori dal centro di controllo della rete.

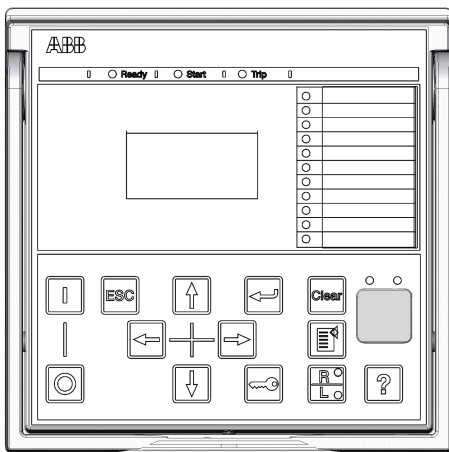


Figura 14. Display piccolo

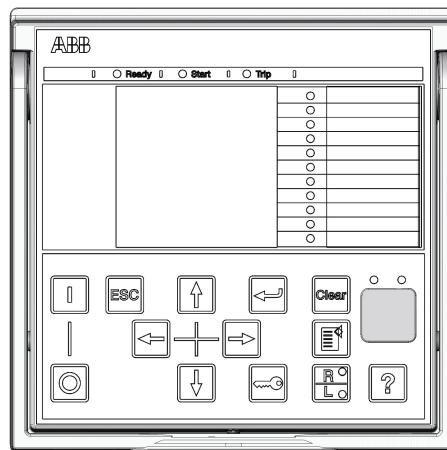


Figura 15. Display grande

Tabella 111. Display piccolo

Dimensione carattere ¹⁾	Righe nella videata	Caratteri per riga
Piccola, spaziatura singola (6 x 12 pixel)	5	20
Grande, larghezza variabile (13 x 14 pixel)	3	8 o più

1) In funzione della lingua selezionata

Tabella 112. Display grande

Dimensione carattere ¹⁾	Righe nella videata	Caratteri per riga
Piccola, spaziatura singola (6 x 12 pixel)	10	20
Grande, larghezza variabile (13 x 14 pixel)	7	8 o più

1) In funzione della lingua selezionata

21. Metodi di montaggio

Mediante gli accessori di montaggio adeguati, l'alloggiamento standard per i relè può essere montato a incasso, semi-incasso o a parete. Gli alloggiamenti dei relè montati a incasso e a parete possono essere montati anche in posizione inclinata (25°) utilizzando speciali accessori.

I relè possono inoltre essere montati in uno scomparto standard per strumentazione da 19" mediante pannelli di montaggio da 19" disponibili con aperture per uno o due relè. In alternativa, i relè possono essere montati in scomparti per strumentazione da 19" utilizzando 4U telai per apparecchiature Combiflex.

Per le consuete procedure di prova, gli alloggiamenti dei relè possono essere provvisti di interruttori di prova tipo RTXP 18, affiancabili agli alloggiamenti dei relè stessi.

Metodi di montaggio

- Montaggio a incasso
- Montaggio semi-incasso
- Montaggio semi-incasso con inclinazione di 25°
- Montaggio su rack
- Montaggio a parete
- Montaggio ad un telaio per apparecchiature da 19"
- Montaggio con un interruttore di prova RTXP 18 su un rack da 19"

Apertura nel pannello per montaggio a incasso

- Altezza: 161,5±1 mm
- Larghezza: 165,5±1 mm

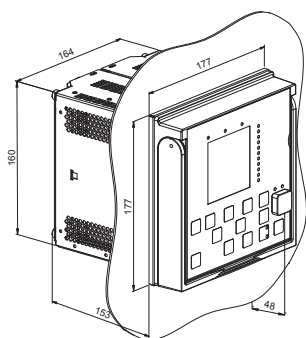


Figura 16. Montaggio a incasso

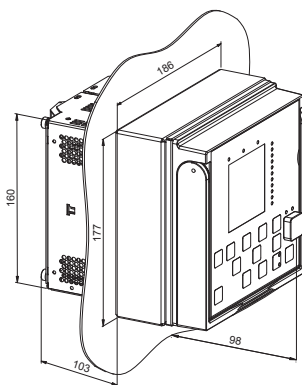


Figura 17. Montaggio semi-incasso

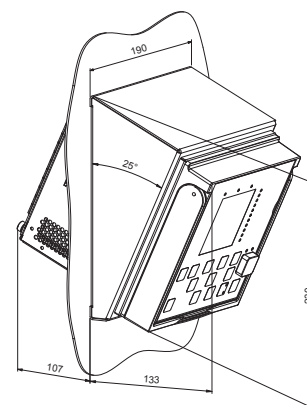


Figura 18. Montaggio semi-incasso con inclinazione di 25°

22. Alloggiamento del relè e unità estraibile

Gli alloggiamenti dei relè sono assegnati a un certo tipo di unità plug-in. Per motivi di sicurezza, gli alloggiamenti dei relè di misura della corrente sono provvisti di contatti automatici per la cortocircuitazione dei circuiti secondari del TA quando un'unità estraibile del relè viene rimossa dal suo alloggiamento. L'alloggiamento del relè è inoltre dotato di un sistema meccanico di codifica per evitare che le unità relè di misura della corrente possano essere inserite in alloggiamenti destinati a unità relè di misura della tensione.

23. Dati per la scelta e l'ordinazione

Utilizzare la [libreria ABB](#) per accedere alle informazioni per la scelta e l'ordinazione e per generare il numero d'ordine.

[Product Selection Tool](#) (PST), uno strumento di nuova generazione per numeri di ordinazione, supporta la creazione di

codici d'ordine per i prodotti IEC per distribuzione automatica ABB, con enfasi, sebbene non esclusiva, sulla famiglia di prodotti Relion. Lo strumento PST è uno strumento online facile da usare, e contiene sempre le informazioni più aggiornate sui prodotti. Il codice d'ordine completo può essere creato con specifiche dettagliate, e il risultato può essere stampato e inviato per mail. È necessaria la registrazione.

24. Dati per l'ordinazione di accessori

Tabella 113. Cavi

Articolo	Numero d'ordine
Sensore ottico per protezione contro gli archi elettrici, lunghezza cavo 1,5 m	1MRS120534-1.5
Sensore ottico per protezione contro gli archi elettrici, lunghezza cavo 3,0 m	1MRS120534-3
Sensore ottico per protezione contro gli archi elettrici, lunghezza cavo 5,0 m	1MRS120534-5
Sensore ottico per protezione contro gli archi elettrici, lunghezza cavo 7,0 m	1MRS120534-7
Sensore ottico per protezione contro gli archi elettrici, lunghezza cavo 10,0 m	1MRS120534-10
Sensore ottico per protezione contro gli archi elettrici, lunghezza cavo 15,0 m	1MRS120534-15
Sensore ottico per protezione contro gli archi elettrici, lunghezza cavo 20,0 m	1MRS120534-20
Sensore ottico per protezione contro gli archi elettrici, lunghezza cavo 25,0 m	1MRS120534-25
Sensore ottico per protezione contro gli archi elettrici, lunghezza cavo 30,0 m	1MRS120534-30

Tabella 114. Accessori di montaggio

Articolo	Numero d'ordine
Kit di montaggio semi-incassato	1MRS050696
Kit di montaggio a parete	1MRS050697
Kit di montaggio semi-incassato inclinato	1MRS050831
Kit di montaggio su rack da 19" con apertura per un relè	1MRS050694
Kit di montaggio su rack da 19" con apertura per due relè	1MRS050695
Staffa di montaggio per un relè con interruttore di prova RTXP in 4U Combiflex (RHGT 19" variante C)	2RCA022642P0001
Staffa di montaggio per un relè in 4U Combiflex (RHGT 19" variante C)	2RCA022643P0001
Kit di montaggio su rack da 19" per un relè e un interruttore di prova RTXP18 (l'interruttore di prova non è incluso nella fornitura)	2RCA021952A0003
Kit di montaggio su rack da 19" per un relè e un interruttore di prova RTXP24 (l'interruttore di prova non è incluso nella fornitura)	2RCA022561A0003
Flangia di messa a terra funzionale per moduli RTD ¹⁾	2RCA036978A0001
Kit di sostituzione per un relè Strömberg serie SP_J40 (apertura nel centro della piastra d'installazione)	2RCA027871A0001
Kit di sostituzione per un relè Strömberg serie SP_J40 (apertura sulla sinistra o sulla destra della piastra d'installazione)	2RCA027874A0001
Kit di sostituzione per due relè Strömberg serie SP_J3	2RCA027880A0001
Kit di sostituzione su rack da 19" per relè Strömberg serie SP_J3/J6 (una sola apertura)	2RCA027894A0001
Kit di sostituzione su rack da 19" per relè Strömberg serie SP_J3/J6 (due aperture)	2RCA027897A0001
Kit di sostituzione per un relè Strömberg serie SP_J6	2RCA027881A0001
Kit di sostituzione per tre relè serie BBC S_	2RCA027882A0001
Kit di sostituzione per un relè serie SPA 300	2RCA027885A0001

1) Non può essere usata se il relè di protezione è montato con il telaio d'impianto Combiflex da 19" (2RCA032826A0001)

25. Strumenti

Il relè di protezione è fornito come un'unità preconfigurata. Le impostazioni di default dei parametri possono essere modificate dall'interfaccia utente sul frontalino (HMI locale), dall'interfaccia utente basata sul browser web (Web HMI) oppure utilizzando il software PCM600 di gestione dei relè di protezione e controllo in combinazione con il pacchetto di connettività specifico del relè.

Il PCM600 presenta funzioni estese di configurazione dei relè. Ad esempio, a seconda del relè di protezione, i segnali, l'applicazione, il display grafico e lo schema unifilare, e la comunicazione IEC 61850, inclusa la comunicazione GOOSE orizzontale, possono essere modificati con il PCM600.

Se si utilizza l'interfaccia utente basata sul browser web, è possibile accedere al relè di protezione sia in locale che in remoto utilizzando un browser web (Internet Explorer). Per

motivi di sicurezza, l'interfaccia utente basata sul web è disabilitata per default, ma può essere abilitata mediante l'HMI locale. La funzionalità Web HMI può essere limitata all'accesso in sola lettura.

Il pacchetto di connettività del relè è una raccolta di informazioni software e specifiche dei relè stessi, che consente il collegamento dei prodotti e degli strumenti del sistema e l'interazione con il relè di protezione. I pacchetti di connettività riducono il rischio di errori di integrazione nel sistema, minimizzando i tempi di configurazione e di impostazione del dispositivo. Inoltre, i pacchetti di connettività per i relè di protezione di questa serie includono uno strumento di aggiornamento flessibile per aggiungere un'ulteriore lingua al display locale del relè. Lo strumento di aggiornamento si attiva utilizzando il PCM600 e permette di attuare molteplici aggiornamenti della lingua aggiunta, offrendo quindi strumenti flessibili per possibili aggiornamenti futuri della lingua.

Tabella 115. Strumenti

Descrizione	Versione
PCM600	2.6 (Roll-up 20150626) o superiore
Browser web	IE 8.0, IE 9.0, IE 10.0 o IE 11.0
Pacchetto di connettività REG615	5.1 o superiore

Tabella 116. Funzioni supportate

Funzione	Display Web	PCM600
Impostazione dei parametri del relè	•	•
Salvataggio delle impostazioni dei parametri nel relè	•	•
Monitoraggio dei segnali	•	•
Gestione dell'oscilloperturbografo	•	•
Visualizzazione dei LED di allarme	•	•
Gestione del controllo di accesso	•	•
Configurazioni dei segnali del relè (matrice di segnali)	-	•
Configurazione della comunicazione Modbus® (gestione della comunicazione)	-	•
Configurazione della comunicazione DNP3 (gestione della comunicazione)	-	•
Configurazione della comunicazione IEC 60870-5-103 (gestione della comunicazione)	-	•
Salvataggio delle impostazioni dei parametri del relè nel tool	-	•
Analisi delle registrazioni dell'oscilloperturbografo	-	•
Esportazione/importazione dei parametri XRIO	•	•
Configurazione del display grafico	-	•
Configurazione dell'applicazione	-	•
Configurazione della comunicazione IEC 61850, GOOSE (configurazione della comunicazione)	-	•
Visualizzazione dei diagrammi fasoriali	•	-
Visualizzazione degli eventi	•	•
Salvataggio dei dati d'evento sul PC dell'utente	•	•
Monitoraggio online	-	•

• = Supportato

26. Sicurezza informatica

Il relè supporta un sistema di autenticazione degli utenti basato su vari livelli. Può memorizzare 2048 registrazioni di operazioni dell'utente in una memoria non volatile. La memoria non volatile è un tipo di memoria che non richiede il backup della batteria, né la regolare sostituzione dei componenti per mantenere i dati

memorizzati. FTP e il display web utilizzano la codifica TLS con lunghezza minima della chiave di 128 bit come protezione dei dati di transito. In questo caso, i protocolli di comunicazione utilizzati sono FTPS e HTTPS. Tutte le porte di comunicazione posteriori e i protocolli opzionali possono essere disattivati in base all'allestimento del sistema richiesto.

27. Schemi dei terminali

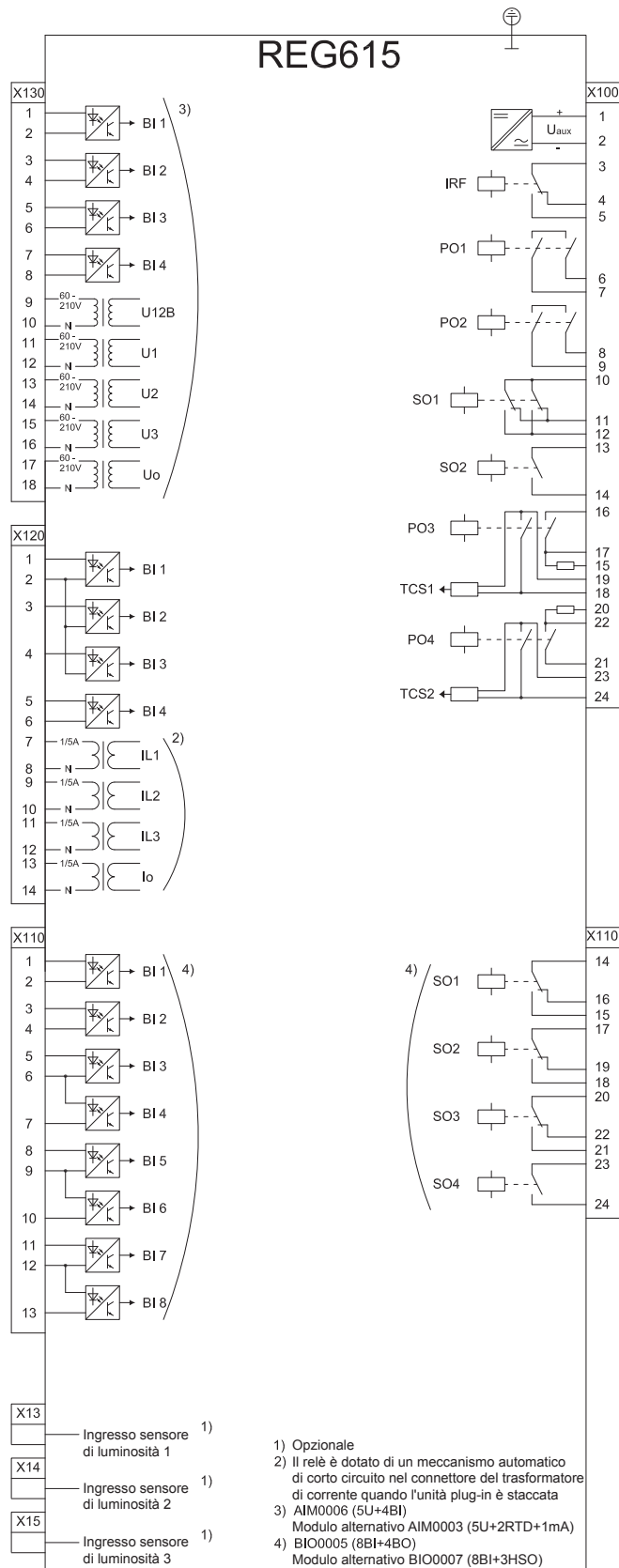


Figura 19. Schema dei terminali della configurazione standard A

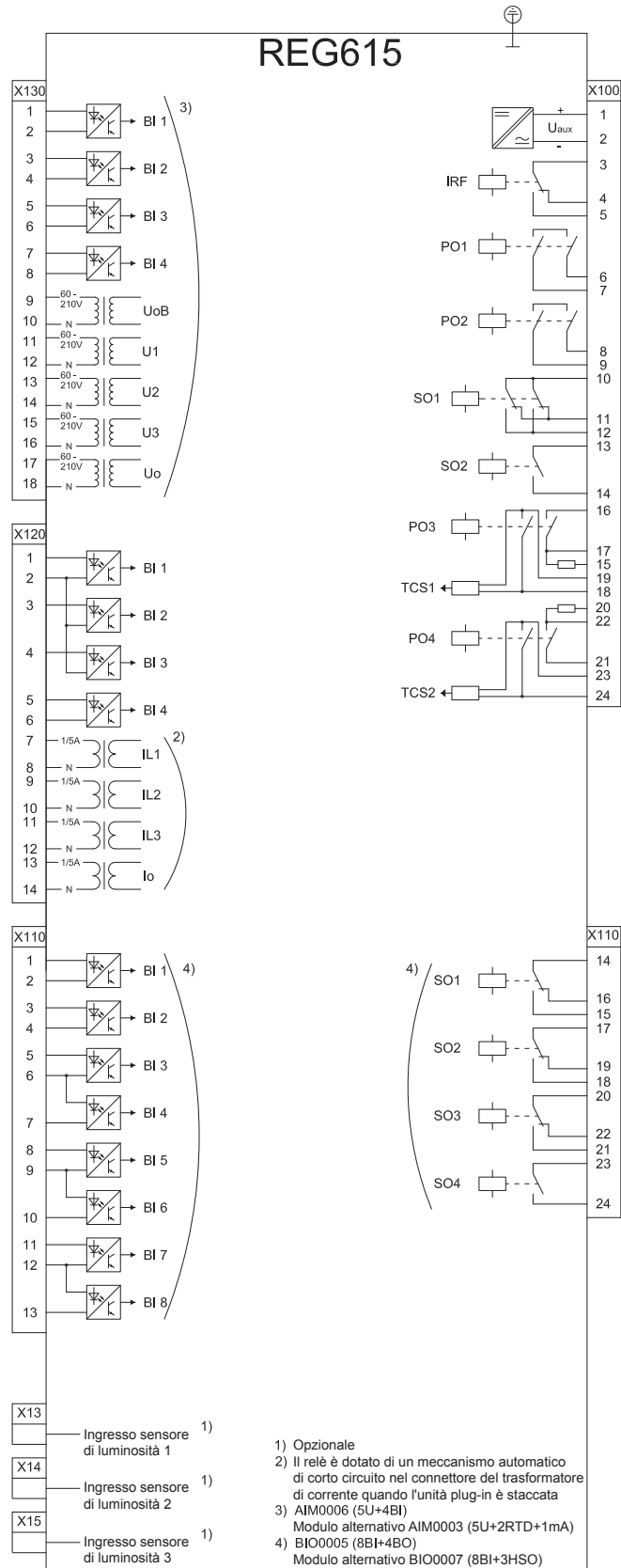


Figura 20. Schema dei terminali della configurazione standard C

REG615

Versione del prodotto: 5.0 FP1

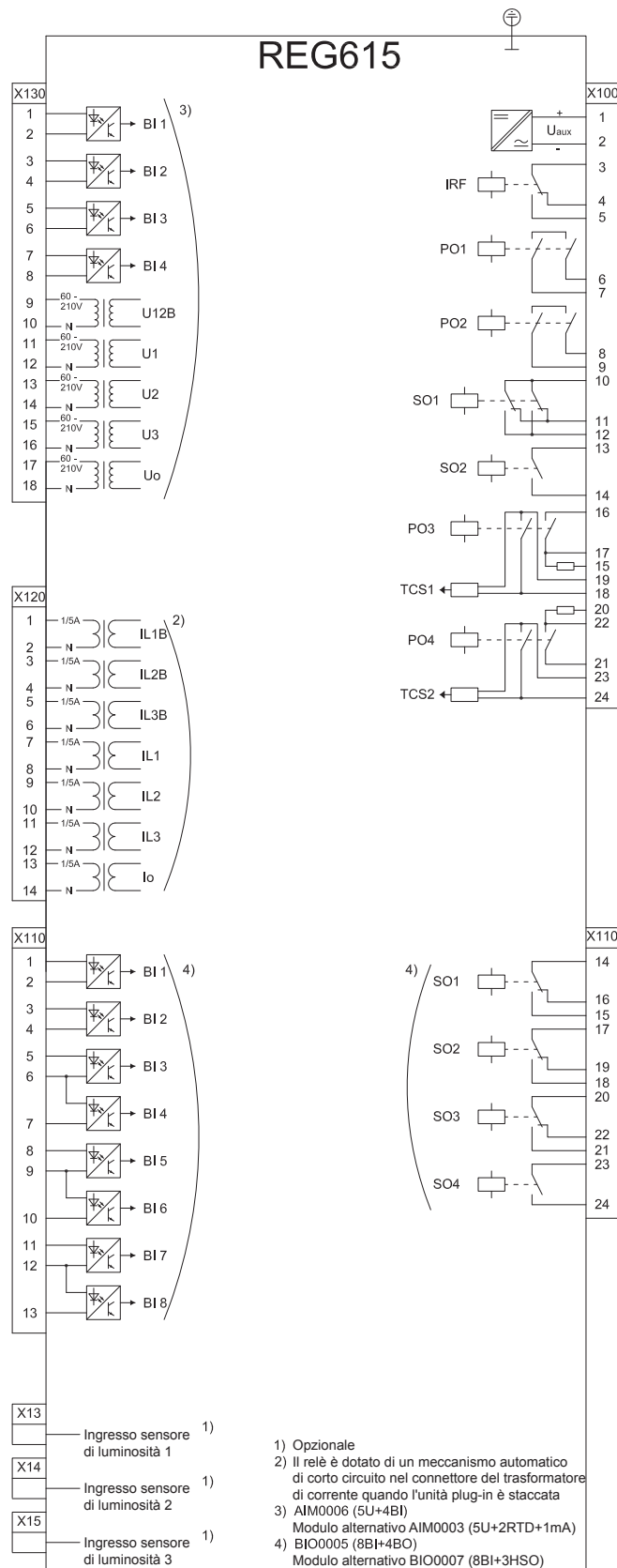


Figura 21. Schema dei terminali della configurazione standard D

28. Certificati

DNV GL ha rilasciato un certificato IEC 61850 Edizione 2 Livello A1 per la serie Relion® 615. Numero di certificato: 74105701-OPE/INC 15-1136.

DNV GL ha rilasciato un certificato IEC 61850 Edizione 1 Livello A1 per la serie Relion® 615. Numero di certificato: 74105701-OPE/INC 15-1145.

Altri certificati sono disponibili nella [rispettiva pagina del prodotto](#).

29. Riferimenti

Il portale www.abb.com/substationautomation offre informazioni sulla gamma di prodotti e servizi per l'automazione della distribuzione.

Le informazioni più recenti sul relè di protezione e controllo REG615 sono riportate nella rispettiva [del prodotto](#). Scorrere la pagina per trovare e scaricare la relativa documentazione.

REG615

Versione del prodotto: 5.0 FP1

30. Funzioni, codici e simboli

Tabella 117. Funzioni incluse nel relè

Funzione	IEC 61850	IEC 60617	IEC/ANSI
Protezione			
Protezione di massima corrente non direzionale trifase, prima soglia	PHLPTOC1	3I> (1)	51P-1 (1)
Protezione di massima corrente non direzionale trifase, seconda soglia	PHHPTOC1	3I>> (1)	51P-2 (1)
Protezione di massima corrente non direzionale trifase, soglia istantanea	PHIPTOC1	3I>>> (1)	50P/51P (1)
Protezione di massima corrente direzionale trifase, prima soglia	DPHLPDOC1	3I> -> (1)	67-1 (1)
	DPHLPDOC2	3I> -> (2)	67-1 (2)
Protezione di massima corrente trifase direzionale, seconda soglia	DPHHPDOC1	3I>> -> (1)	67-2 (1)
Protezione da massima corrente, dipendente dalla tensione, trifase	PHPVOC1	3I(U)> (1)	51V (1)
Protezione da guasto a terra non direzionale, seconda soglia	EFHPTOC1	Io>> (1)	51N-2 (1)
Protezione da guasto a terra direzionale, prima soglia	DEFLPDEF1	Io> -> (1)	67N-1 (1)
	DEFLPDEF2	Io> -> (2)	67N-1 (2)
Protezione da guasto a terra direzionale, seconda soglia	DEFHPDEF1	Io>> -> (1)	67N-2 (1)
Protezione da guasto a terra transitorio/intermittente	INTRPTEF1	Io> -> IEF (1)	67NIEF (1)
Protezione di massima corrente con sequenza di fase inversa	NSPTOC1	I2> (1)	46 (1)
	NSPTOC2	I2> (2)	46 (2)
Protezione di massima corrente con sequenza inversa per macchine	MNSPTOC1	I2>M (1)	46M (1)
	MNSPTOC2	I2>M (2)	46M (2)
Protezione di massima tensione residua	ROVPTOV1	Uo> (1)	59G (1)
	ROVPTOV2	Uo> (2)	59G (2)
Protezione di minima tensione trifase	PHPTUV1	3U< (1)	27 (1)
	PHPTUV2	3U< (2)	27 (2)
Protezione di massima tensione trifase	PHPTOV1	3U> (1)	59 (1)
	PHPTOV2	3U> (2)	59 (2)
Protezione di minima tensione con sequenza di fase positiva	PSPTUV1	U1< (1)	47U+ (1)
	PSPTUV2	U1< (2)	47U+ (2)
Protezione di massima tensione con sequenza di fase inversa	NSPTOV1	U2> (1)	47O- (1)
	NSPTOV2	U2> (2)	47O- (2)

REG615

Versione del prodotto: 5.0 FP1

Tabella 117. Funzioni incluse nel relè, continua

Funzione	IEC 61850	IEC 60617	IEC/ANSI
Protezione di frequenza	FRPFRQ1	$f > / f < , df / dt$ (1)	81 (1)
	FRPFRQ2	$f > / f < , df / dt$ (2)	81 (2)
	FRPFRQ3	$f > / f < , df / dt$ (3)	81 (3)
	FRPFRQ4	$f > / f < , df / dt$ (4)	81 (4)
	FRPFRQ5	$f > / f < , df / dt$ (5)	81 (5)
	FRPFRQ6	$f > / f < , df / dt$ (6)	81 (6)
Protezione contro la sovraeccitazione	OEPVPH1	$U / f >$ (1)	24 (1)
Protezione termica trifase per linee, cavi e trasformatori di distribuzione	T1PTTR1	$3I_{th} > F$ (1)	49F (1)
Protezione da sovraccarico termico trifase, due costanti temporali	T2PTTR1	$3I_{th} > T / G / C$ (1)	49T/G/C (1)
Protezione da guasti dell'interruttore	CCBRBRF1	$3I > / I_o > BF$ (1)	51BF/51NBF (1)
Rilevamento di corrente di spunto trifase	INRPHAR1	$3I2f >$ (1)	68 (1)
Sgancio master	TRPPTRC1	Sgancio master (1)	94/86 (1)
	TRPPTRC2	Sgancio master (2)	94/86 (2)
	TRPPTRC3	Sgancio master (3)	94/86 (3)
	TRPPTRC4	Sgancio master (4)	94/86 (4)
	TRPPTRC5	Sgancio master (5)	94/86 (5)
	TRPPTRC6	Sgancio master (6)	94/86 (6)
Protezione contro gli archi elettrici	ARCSARC1	ARC (1)	50L/50NL (1)
	ARCSARC2	ARC (2)	50L/50NL (2)
	ARCSARC3	ARC (3)	50L/50NL (3)

REG615

Versione del prodotto: 5.0 FP1

Tabella 117. Funzioni incluse nel relè, continua

Funzione	IEC 61850	IEC 60617	IEC/ANSI
Protezione multifunzione	MAPGAPC1	MAP (1)	MAP (1)
	MAPGAPC2	MAP (2)	MAP (2)
	MAPGAPC3	MAP (3)	MAP (3)
	MAPGAPC4	MAP (4)	MAP (4)
	MAPGAPC5	MAP (5)	MAP (5)
	MAPGAPC6	MAP (6)	MAP (6)
	MAPGAPC7	MAP (7)	MAP (7)
	MAPGAPC8	MAP (8)	MAP (8)
	MAPGAPC9	MAP (9)	MAP (9)
	MAPGAPC10	MAP (10)	MAP (10)
	MAPGAPC11	MAP (11)	MAP (11)
	MAPGAPC12	MAP (12)	MAP (12)
	MAPGAPC13	MAP (13)	MAP (13)
	MAPGAPC14	MAP (14)	MAP (14)
	MAPGAPC15	MAP (15)	MAP (15)
	MAPGAPC16	MAP (16)	MAP (16)
	MAPGAPC17	MAP (17)	MAP (17)
	MAPGAPC18	MAP (18)	MAP (18)
Protezione differenziale stabilizzata e istantanea per macchine	MPDIF1	3dI>G/M (1)	87G/M (1)
Protezione da guasto a terra dello statore basata sulla terza armonica	H3EFPSEF1	dUo>/Uo3H (1)	27/59THD (1)
Protezione da sottocarico	DUPPDPR1	P< (1)	32U (1)
	DUPPDPR2	P< (2)	32U (2)
Protezione di massima potenza direzionale/potenza inversa	DOPPDPR1	P>/Q> (1)	32R/32O (1)
	DOPPDPR2	P>/Q> (2)	32R/32O (2)
	DOPPDPR3	P>/Q> (3)	32R/32O (3)
Protezione contro la sottoeccitazione trifase	UEXPDIS1	X< (1)	40 (1)
Protezione contro la sottoimpedenza trifase	UZPDIS1	Z<G (1)	21G (1)
Protezione contro la perdita di passo	OOSRPSB1	OOS (1)	78 (1)
Funzioni di interconnessione			
Protezione di minima tensione della potenza reattiva direzionale	DQPTUV1	Q> ->,3U< (1)	32Q,27 (1)
Protezione ride-through a bassa tensione	LVRTPTUV1	U<RT (1)	27RT (1)
	LVRTPTUV2	U<RT (2)	27RT (2)
	LVRTPTUV3	U<RT (3)	27RT (3)
Protezione contro lo spostamento del vettore di tensione	VVSPPAM1	VS (1)	78V (1)
Qualità dell'energia			

REG615

Versione del prodotto: 5.0 FP1

Tabella 117. Funzioni incluse nel relè, continua

Funzione	IEC 61850	IEC 60617	IEC/ANSI
Distorsione totale di corrente	CMHAI1	PQM3I (1)	PQM3I (1)
Distorsione armonica totale di tensione	VMHAI1	PQM3U (1)	PQM3V (1)
Variazione di tensione	PHQVVR1	PQMU (1)	PQMV (1)
Squilibrio di tensione	VSQVUB1	PQUUB (1)	PQVUB (1)
Controllo			
Controllo dell'interruttore	CBXCBR1	I <-> O CB (1)	I <-> O CB (1)
Controllo del sezionatore	DCXSWI1	I <-> O DCC (1)	I <-> O DCC (1)
	DCXSWI2	I <-> O DCC (2)	I <-> O DCC (2)
Controllo del sezionatore di terra	ESXSWI1	I <-> O ESC (1)	I <-> O ESC (1)
Indicazione della posizione del sezionatore	DCSXSXI1	I <-> O DC (1)	I <-> O DC (1)
	DCSXSXI2	I <-> O DC (2)	I <-> O DC (2)
	DCSXSXI3	I <-> O DC (3)	I <-> O DC (3)
Indicazione dello stato del sezionatore di terra	ESSXSXI1	I <-> O ES (1)	I <-> O ES (1)
	ESSXSXI2	I <-> O ES (2)	I <-> O ES (2)
Controllo del sincronismo	SECRSYN1	SYNC (1)	25 (1)
Supervisione e monitoraggio dello stato			
Monitoraggio dello stato dell'interruttore	SSCBR1	CBCM (1)	CBCM (1)
Supervisione del circuito di sgancio	TCSSCBR1	TCS (1)	TCM (1)
	TCSSCBR2	TCS (2)	TCM (2)
Supervisione del circuito di corrente	CCSPVC1	MCS 3I (1)	MCS 3I (1)
Supervisione dei guasti ai fusibili	SEQSPVC1	FUSEF (1)	60 (1)
Contatore del tempo d'esercizio per macchine e dispositivi	MDSOPT1	OPTS (1)	OPTM (1)
Misure			
Oscilloperturbografo	RDRE1	DR (1)	DFR (1)
Registrazione del profilo di carico	LDPRLRC1	LOADPROF (1)	LOADPROF (1)
Registrazione di guasto	FLTRFRC1	FAULTREC (1)	FAULTREC (1)
Misura della corrente trifase	CMMXU1	3I (1)	3I (1)
	CMMXU2	3I (2)	3I (2)
Misura della corrente di sequenza	CSMSQI1	I1, I2, I0 (1)	I1, I2, I0 (1)
Misura della corrente residua	RESCMMXU1	Io (1)	In (1)
Misura della tensione trifase	VMMXU1	3U (1)	3V (1)
	VMMXU2	3U (2)	3V (2)
Misura della tensione residua	RESVMMXU1	Uo (1)	Vn (1)
	RESVMMXU2	Uo (2)	Vn (2)
Misura della tensione di sequenza	VSMSQI1	U1, U2, U0 (1)	V1, V2, V0 (1)
Misura della potenza e dell'energia trifase	PEMMXU1	P, E (1)	P, E (1)
Misura RTD/mA	XRGGIO130	X130 (RTD) (1)	X130 (RTD) (1)

REG615

Versione del prodotto: 5.0 FP1

Tabella 117. Funzioni incluse nel relè, continua

Funzione	IEC 61850	IEC 60617	IEC/ANSI
Misura della frequenza	FMMXU1	f (1)	f (1)
Invio dei valori campionati a norma IEC 61850-9-2 LE	SMVSENDER	SMVSENDER	SMVSENDER
Ricezione dei valori campionati a norma IEC 61850-9-2 LE (ripartizione tensione)	SMVRVCV	SMVRVCV	SMVRVCV
Altro			
Timer impulso minimo (2 pz.)	TPGAPC1	TP (1)	TP (1)
	TPGAPC2	TP (2)	TP (2)
	TPGAPC3	TP (3)	TP (3)
	TPGAPC4	TP (4)	TP (4)
Timer impulso minimo (2 pz., precisione al secondo)	TPSGAPC1	TPS (1)	TPS (1)
Timer impulso minimo (2 pz., precisione al minuto)	TPMGAPC1	TPM (1)	TPM (1)
Timer impulso (8 pz.)	PTGAPC1	PT (1)	PT (1)
Timer impulso (8 pz.), istanza 2	PTGAPC2	PT (2)	PT (2)
Ritardo off (8 pz.)	TOFGAPC1	TOF (1)	TOF (1)
	TOFGAPC2	TOF (2)	TOF (2)
	TOFGAPC3	TOF (3)	TOF (3)
	TOFGAPC4	TOF (4)	TOF (4)
Ritardo on (8 pz.)	TONGAPC1	TON (1)	TON (1)
	TONGAPC2	TON (2)	TON (2)
	TONGAPC3	TON (3)	TON (3)
	TONGAPC4	TON (4)	TON (4)
Ripristino impostazione (8 pz.)	SRGAPC1	SR (1)	SR (1)
	SRGAPC2	SR (2)	SR (2)
	SRGAPC3	SR (3)	SR (3)
	SRGAPC4	SR (4)	SR (4)
Spostamento (8 pz.)	MVGAPC1	MV (1)	MV (1)
	MVGAPC2	MV (2)	MV (2)
Punto di controllo generico (16 pz.)	SPCGAPC1	SPC (1)	SPC (1)
	SPCGAPC2	SPC (2)	SPC (2)
Scaling del valore analogico	SCA4GAPC1	SCA4 (1)	SCA4 (1)
	SCA4GAPC2	SCA4 (2)	SCA4 (2)
	SCA4GAPC3	SCA4 (3)	SCA4 (3)
	SCA4GAPC4	SCA4 (4)	SCA4 (4)
Spostamento del valore intero	MVI4GAPC1	MVI4 (1)	MVI4 (1)

Sistemi di protezione e interconnessione per generatori	1MRS758613 A
REG615	
Versione del prodotto: 5.0 FP1	

31. Cronologia delle revisioni del documento

Revisione del documento/data	Versione del prodotto	Cronologia
A/01/11/2016	5.0 FP1	Traduzione dalla versione EN A

Contatti

ABB Oy

**Medium Voltage Products,
Automazione della distribuzione**

P.O. Box 699

FI-65101 VAASA, Finlandia

Telefono +358 10 22 11

Fax +358 10 22 41094

www.abb.com/mediumvoltage

www.abb.com/substationautomation

ABB India Limited,

Automazione della distribuzione

Maneja Works

Vadodara-390013, India

Telefono +91/265/6724402

Fax +91/265/6724423

www.abb.com/mediumvoltage

www.abb.com/substationautomation

1MFS758613 A © Copyright 2016 ABB. Tutti i diritti riservati.