



Serie 615 de Relion®

Protección y Control de la Línea REF615 Guía del producto

Contenido

1. Descripción.....	3	18. Control de acceso.....	33
2. Configuraciones estándar.....	3	19. Entradas y salidas.....	33
3. Funciones de protección.....	21	20. Comunicación con la estación.....	36
4. Aplicación.....	21	21. Datos técnicos.....	41
5. Soluciones ABB soportadas.....	30	22. HMI local.....	80
6. Control.....	31	23. Métodos de montaje.....	81
7. Medidas.....	32	24. Caja y unidad enchufable del relé.....	81
8. Calidad de potencia.....	32	25. Datos de selección y pedidos.....	81
9. Ubicación de la falta.....	32	26. Accesorios y datos para pedidos.....	82
10. Registrador de perturbaciones.....	32	27. Herramientas.....	83
11. Registro de eventos.....	33	28. Ciberseguridad.....	84
12. Datos registrados.....	33	29. Esquemas de conexionado.....	85
13. Monitorización cond.	33	30. Certificados.....	91
14. Supervisión del circuito de disparo.....	33	31. Informes de inspección.....	91
15. Autosupervisión.....	33	32. Referencias.....	91
16. Supervisión de falla de fusible.....	33	33. Códigos y símbolos de funciones.....	92
17. Supervisión de los circuitos de intensidad.....	33	34. Historial de revisión de documentos.....	97

Descargo de responsabilidad

La información contenida en este documento está sujeta a cambios sin previo aviso y no debe interpretarse como un compromiso de ABB. ABB no asume ninguna responsabilidad derivada de los errores que puedan aparecer en este documento.

© Copyright 2016 ABB.

Reservados todos los derechos.

Marcas registradas

ABB y Relion son marcas registradas del Grupo ABB. El resto de marcas o nombres de productos mencionados en este documento pueden ser marcas o marcas registradas de sus titulares respectivos.

Protección y Control de la Línea	1MRS756685 E
REF615	
Versión del producto: 5.0 FP1	Fecha de emisión: 2016-03-21
	Revisión: E

1. Descripción

El REF615 es un relé de gestión de la línea dedicado y diseñado para la protección, control, y medida de subestaciones y sistemas eléctricos de potencia industriales, incluyendo redes de distribución radiales, en bucle y malladas, con ó sin generación distribuida. El REF615 forma parte de la familia de productos de control y protección Relion® de ABB y de su serie de control y protección 615. Los relés de la serie 615 se caracterizan por su diseño compacto y de unidad extraíble.

El serie 615 ha sido re-diseñado desde cero y creado para utilizar todo el potencial de la norma IEC 61850 de comunicación e interoperabilidad entre dispositivos de automatización de subestaciones.

El relé proporciona una protección principal para alimentadores de líneas aéreas y cables de las redes de distribución. También se usa como protección de respaldo en aplicaciones en las que se requiera un sistema de protección independiente y redundante.

Dependiendo de la configuración estándar elegida, el relé está adaptado para la protección de los alimentadores de líneas aéreas y cables en redes neutras aisladas, conectadas a tierra de resistencia, compensadas y conectadas a tierra firmemente. Una vez establecidos los ajustes específicos de la aplicación en el relé de configuración estándar, es posible ponerlo en servicio directamente.

Los relés de la serie 615 admiten una amplia gama de protocolos de comunicación que incluyen IEC 61850 con

soporte de Edición 2, el bus de procesos según IEC 61850-9-2 LE, IEC 60870-5-103, Modbus® y DNP3. protocolo de comunicación Profibus DPV1 es compatible con el convertidor del protocolo SPA-ZC 302.

2. Configuraciones estándar

REF615 está disponible con doce configuraciones estándar alternativas. La configuración de las señales estándar puede modificarse por medio de la matriz de señales ó la función de la aplicación gráfica del Gestor de Protección y Control de IEDs PCM600. Además, la función de configuración de la aplicación de PCM600 admite la creación de funciones lógicas multi-capa usando diversos elementos lógicos, como temporizadores y biestables. Combinando bloques de funciones de protección y funciones lógicas, la configuración de la aplicación del relé puede adaptarse a los requisitos específicos del usuario.

El relé se suministra de la fábrica con conexiones por defecto que se describen en los esquemas funcionales para las entradas y salidas binarias, las conexiones de función a función y los LEDs de alarma. Algunas de las funciones soportadas en el REF615 se deben añadir con la Herramienta de Configuración de la Aplicación que esta disponible en la herramienta de matriz de señales y en el relé. La dirección de medida positiva de las funciones de protección direccional está hacia la línea de salida.

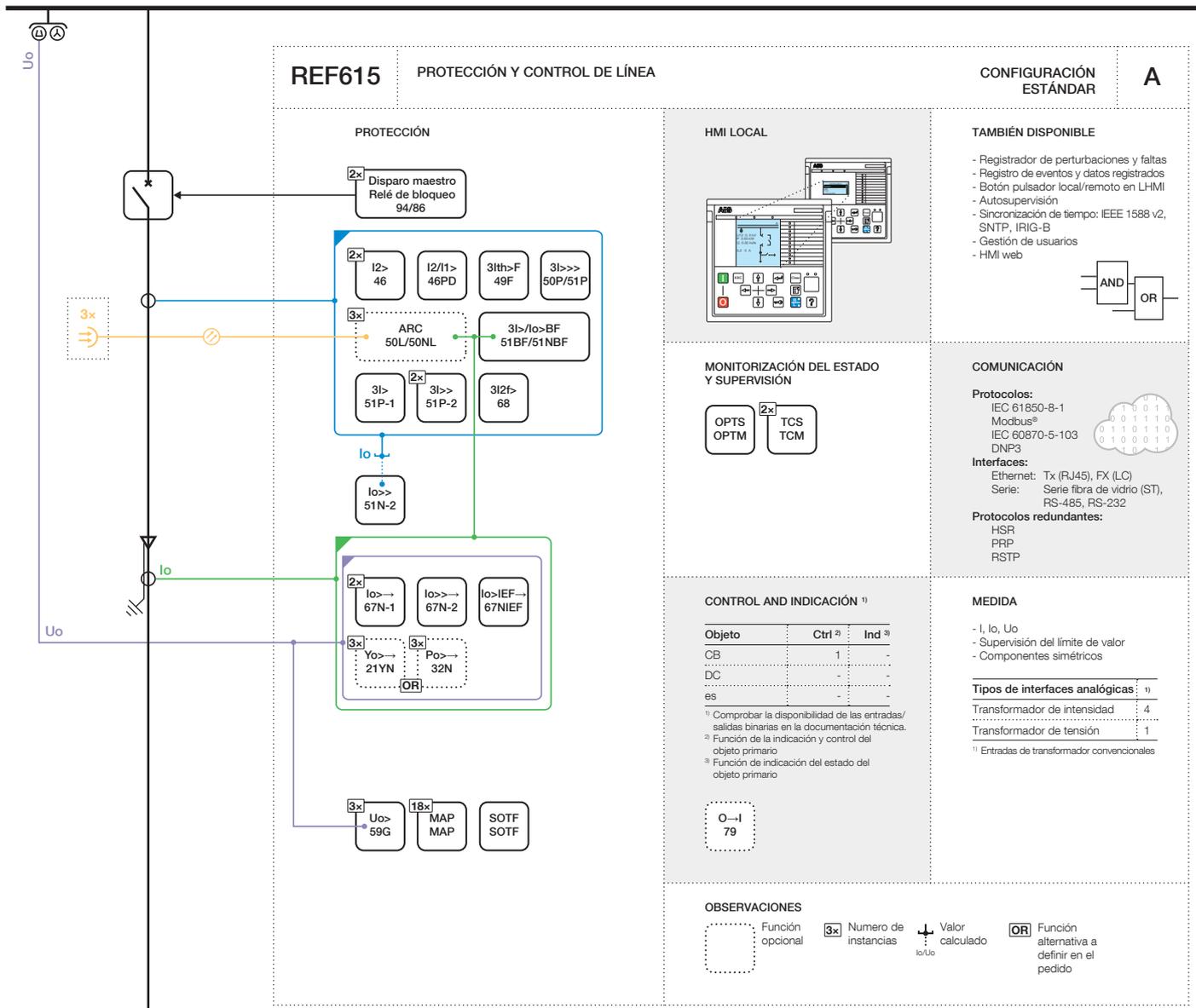


Figura 1. Resumen de funcionalidad para la configuración estándar A

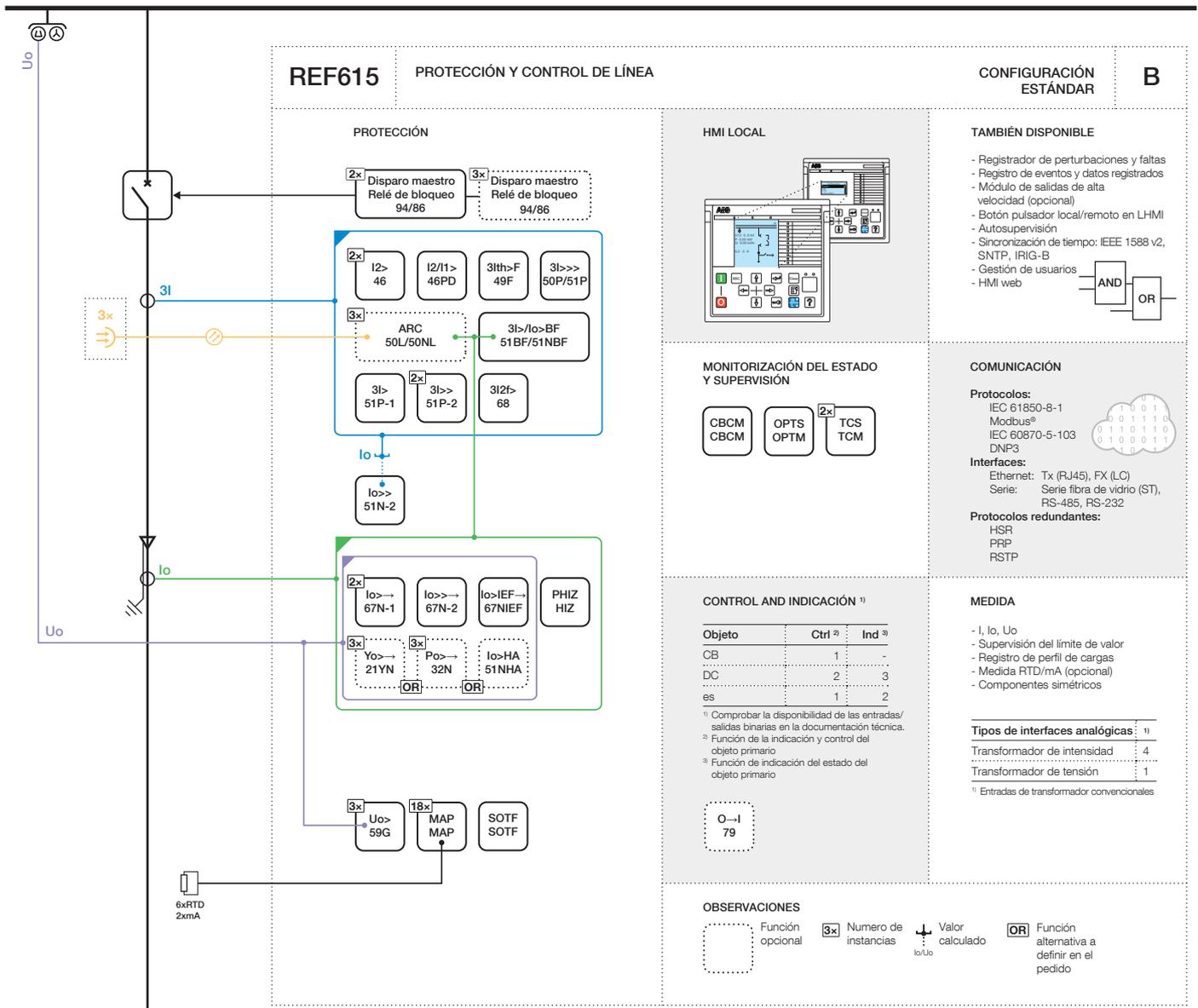


Figura 2. Resumen de funcionalidad para la configuración estándar B

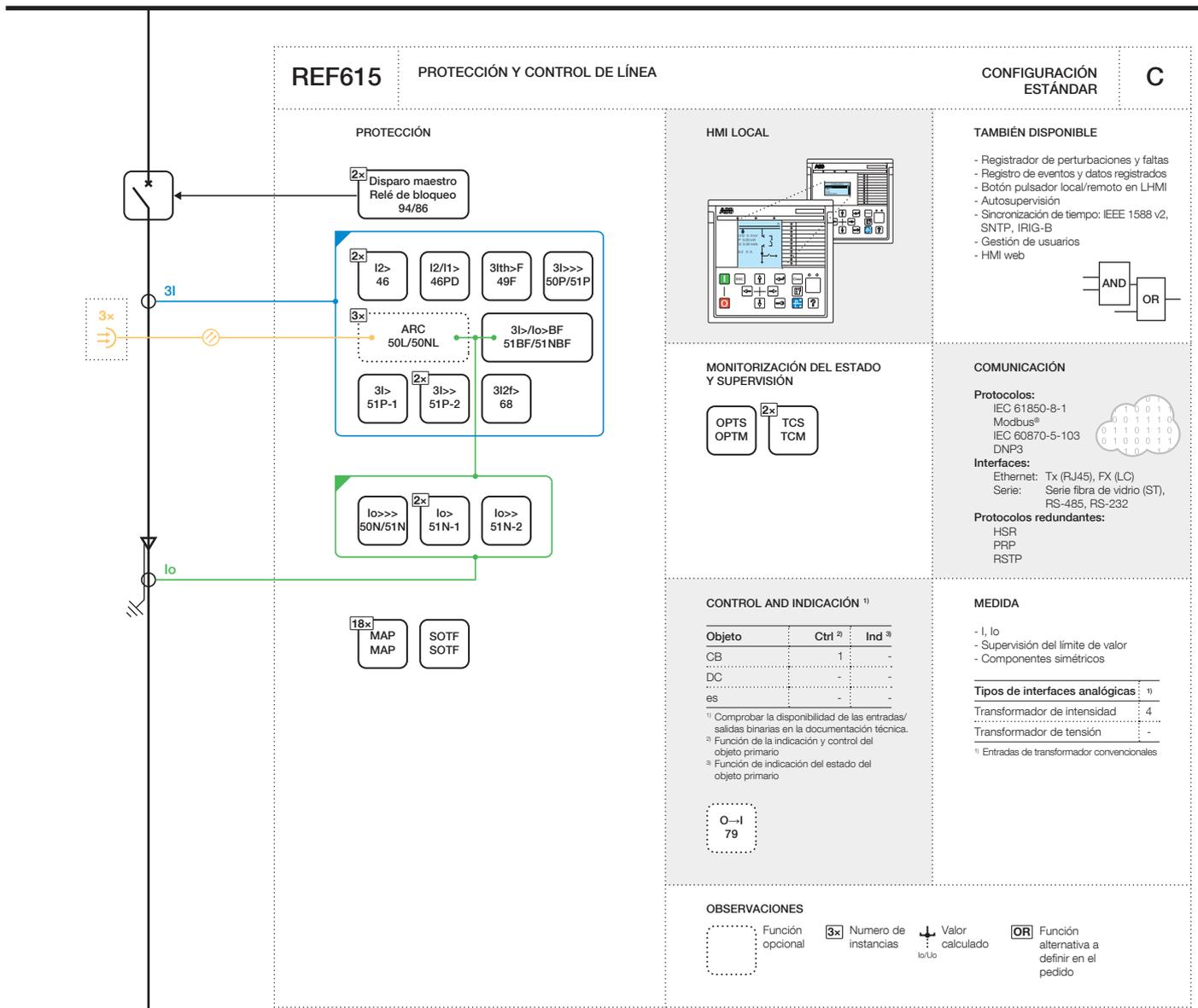


Figura 3. Resumen de funcionalidad para la configuración estándar C

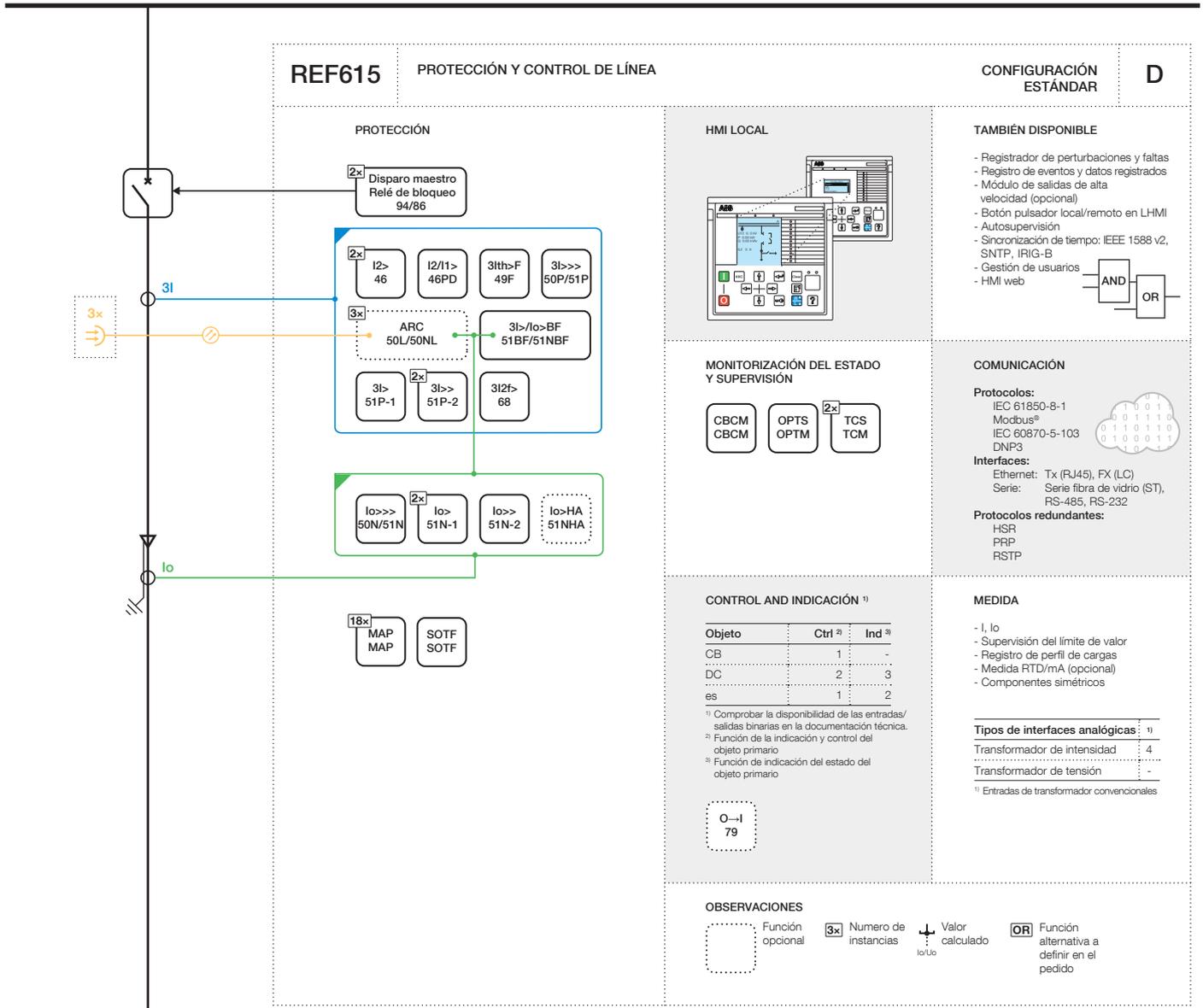


Figura 4. Resumen de funcionalidad para la configuración estándar D

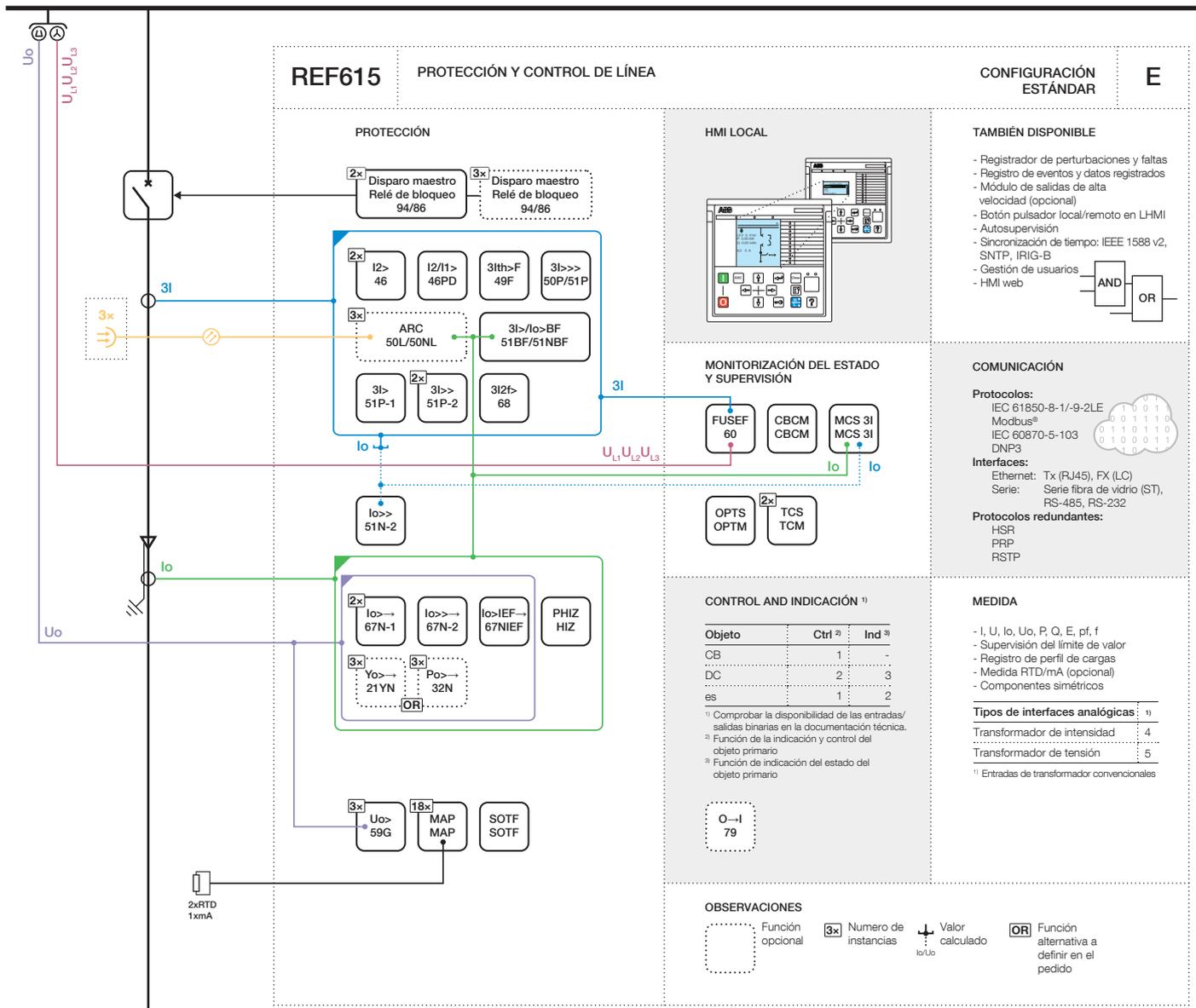


Figura 5. Resumen de funcionalidad para la configuración estándar E

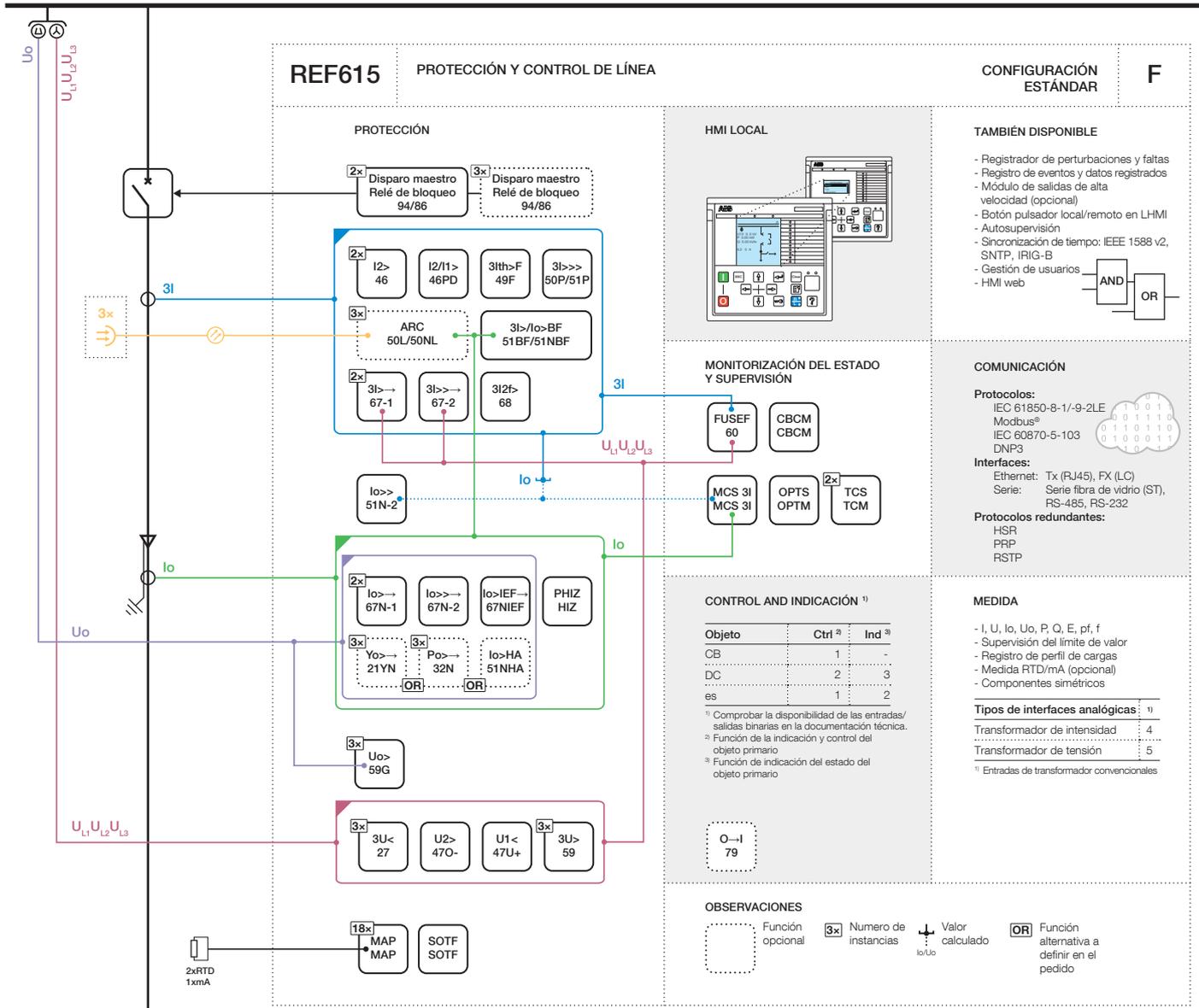


Figura 6. Resumen de funcionalidad para la configuración estándar F

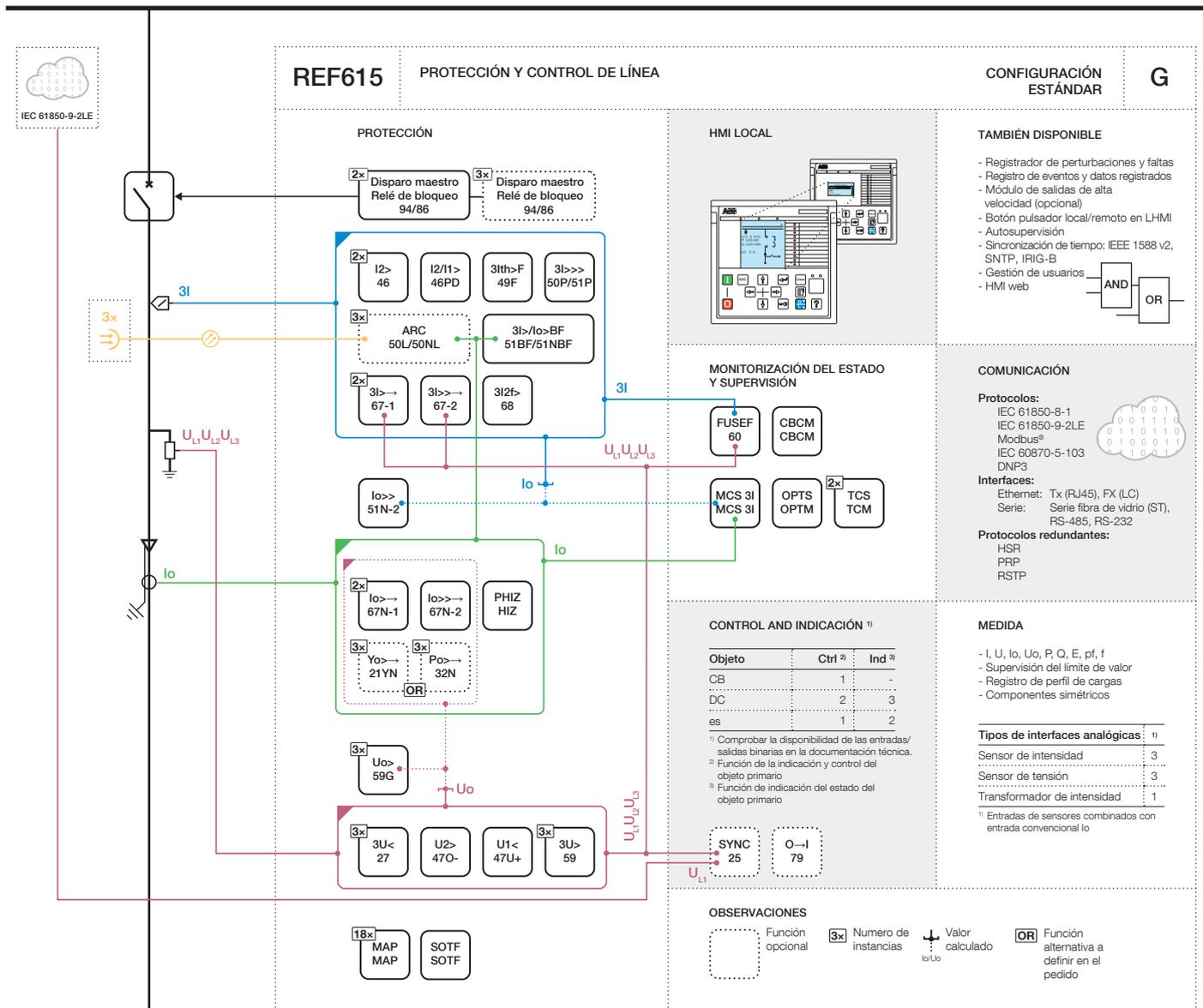


Figura 7. Resumen de funcionalidad para la configuración estándar G

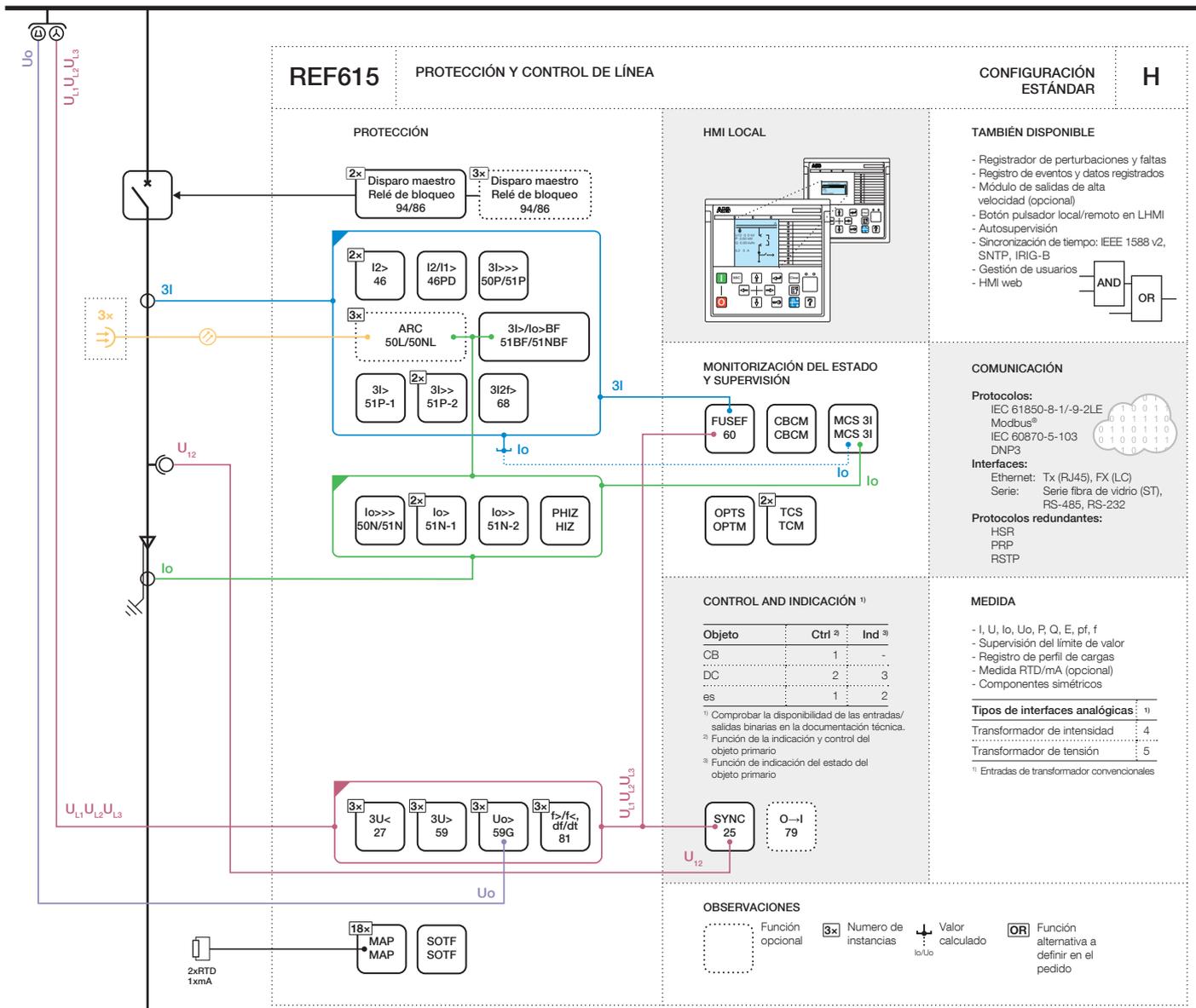


Figura 8. Resumen de funcionalidad para la configuración estándar H

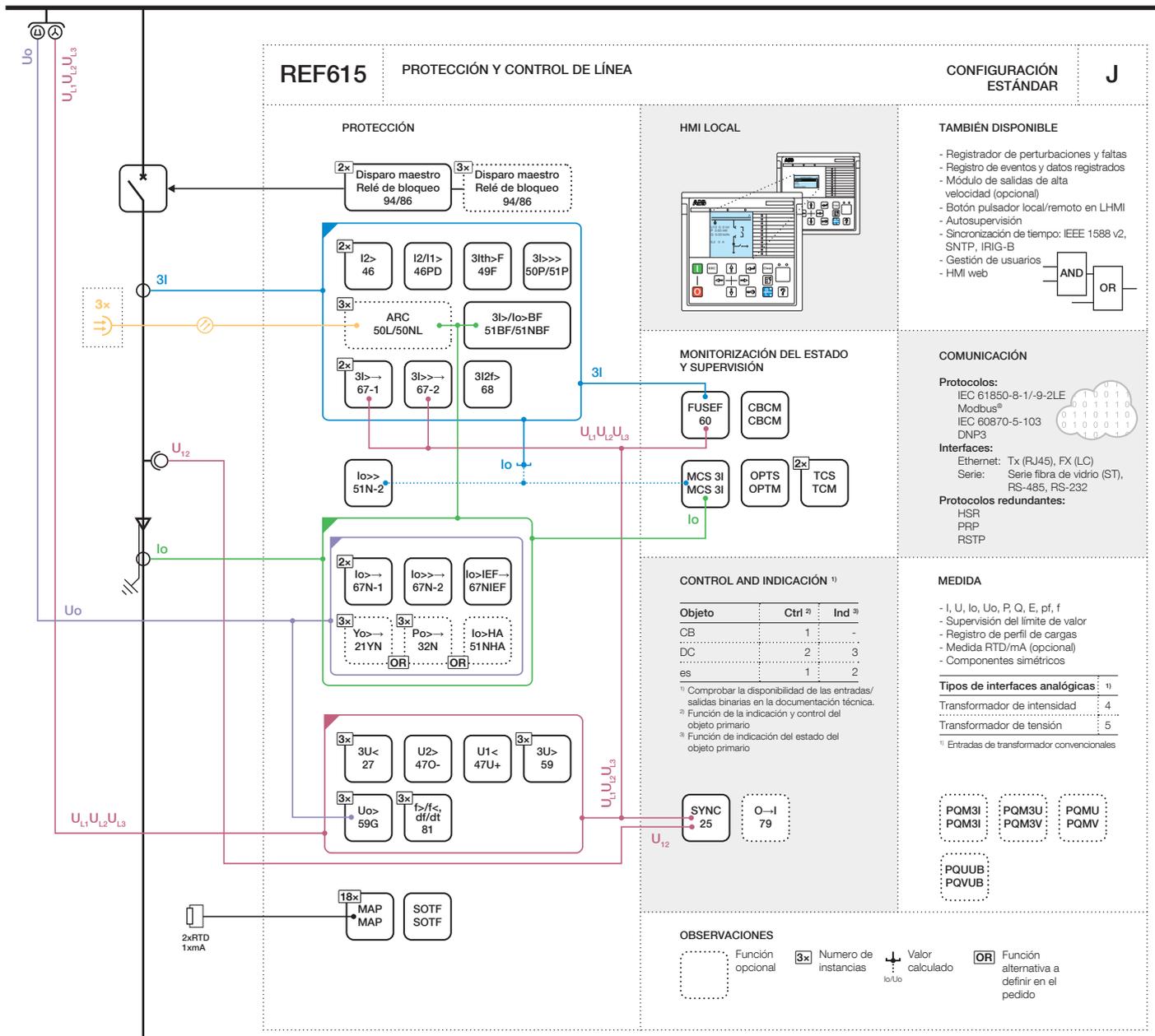


Figura 9. Resumen de funcionalidad para la configuración estándar J

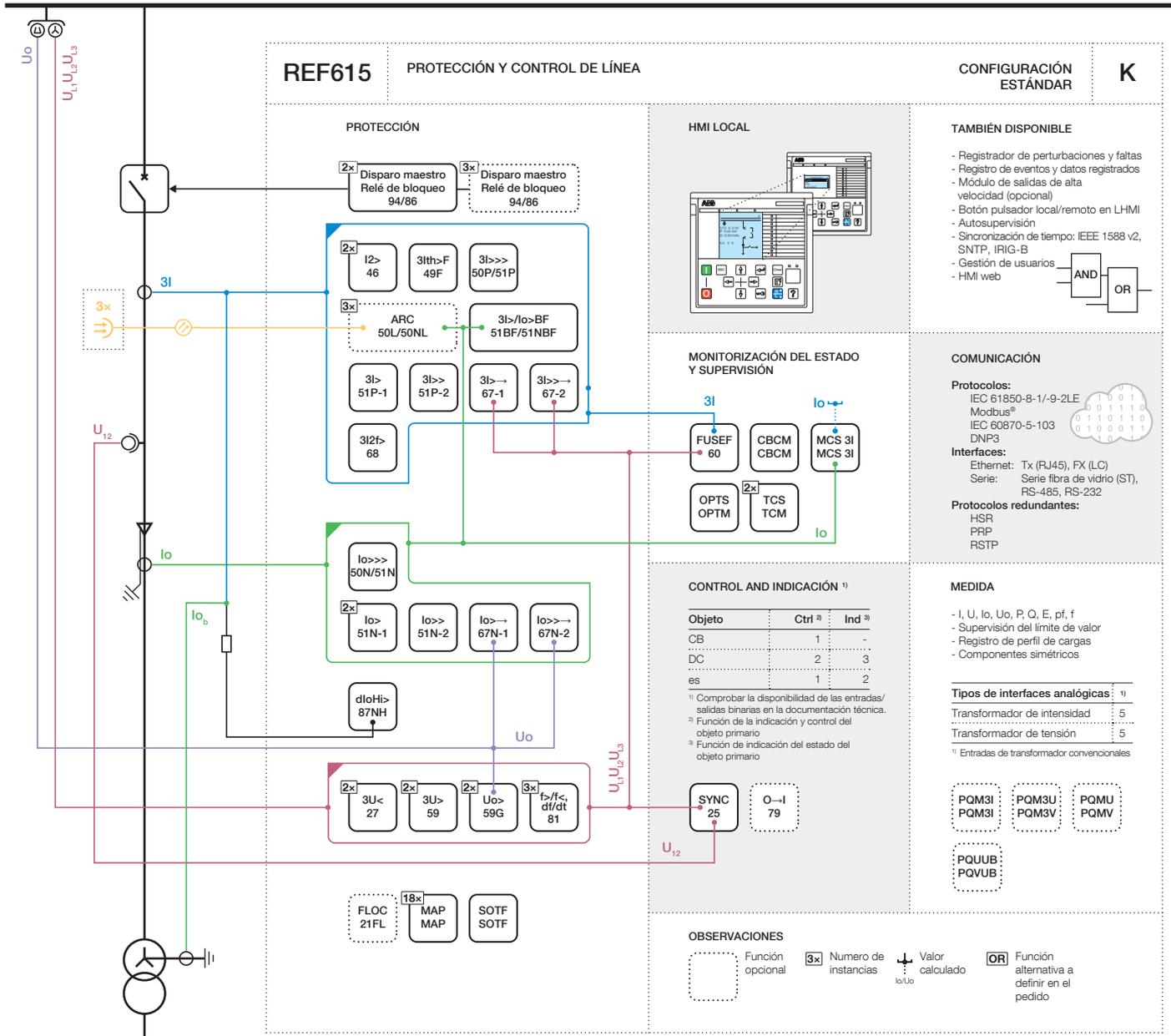


Figura 10. Resumen de funcionalidad para la configuración estándar K

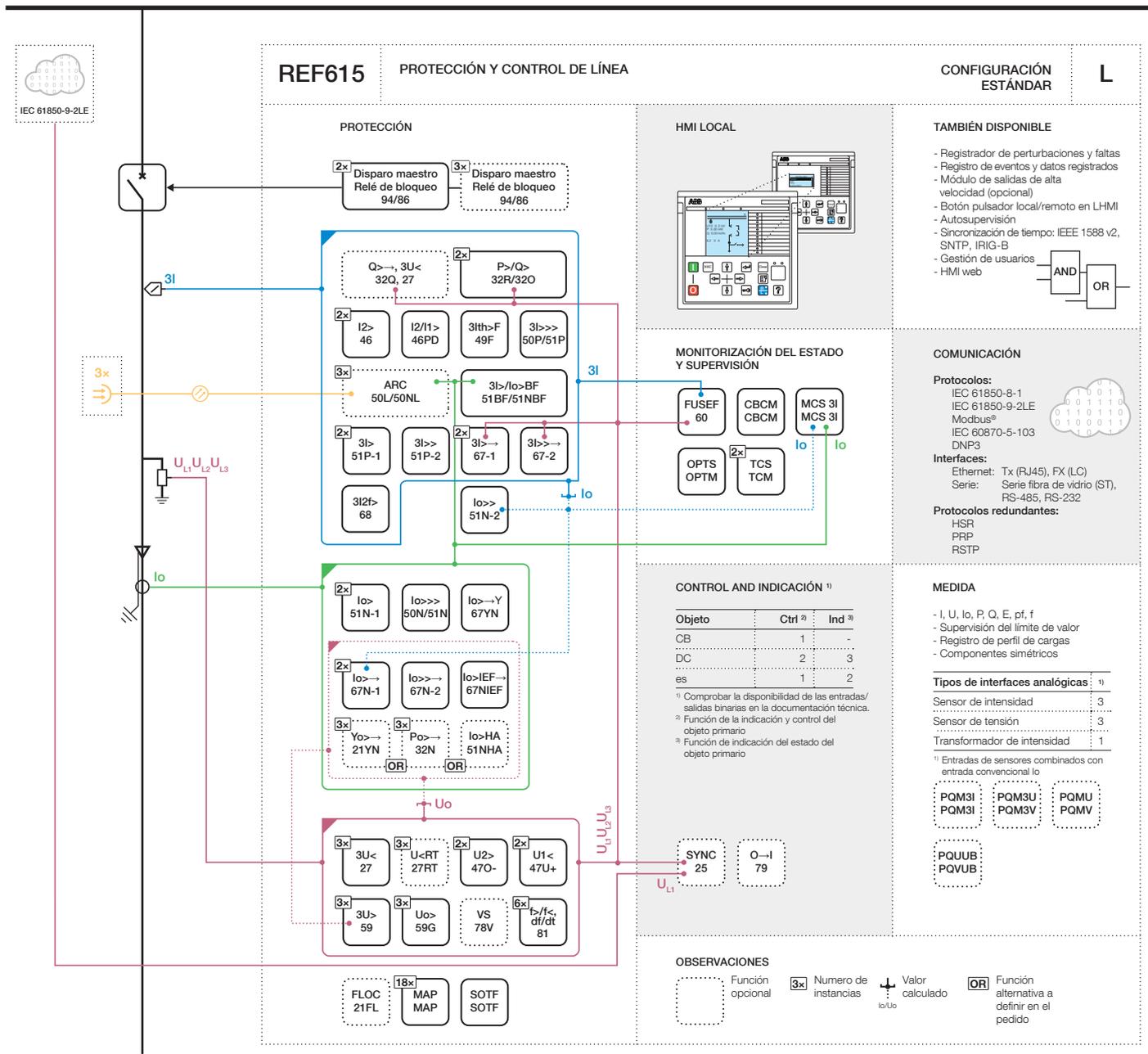


Figura 11. Resumen de funcionalidad para la configuración estándar L

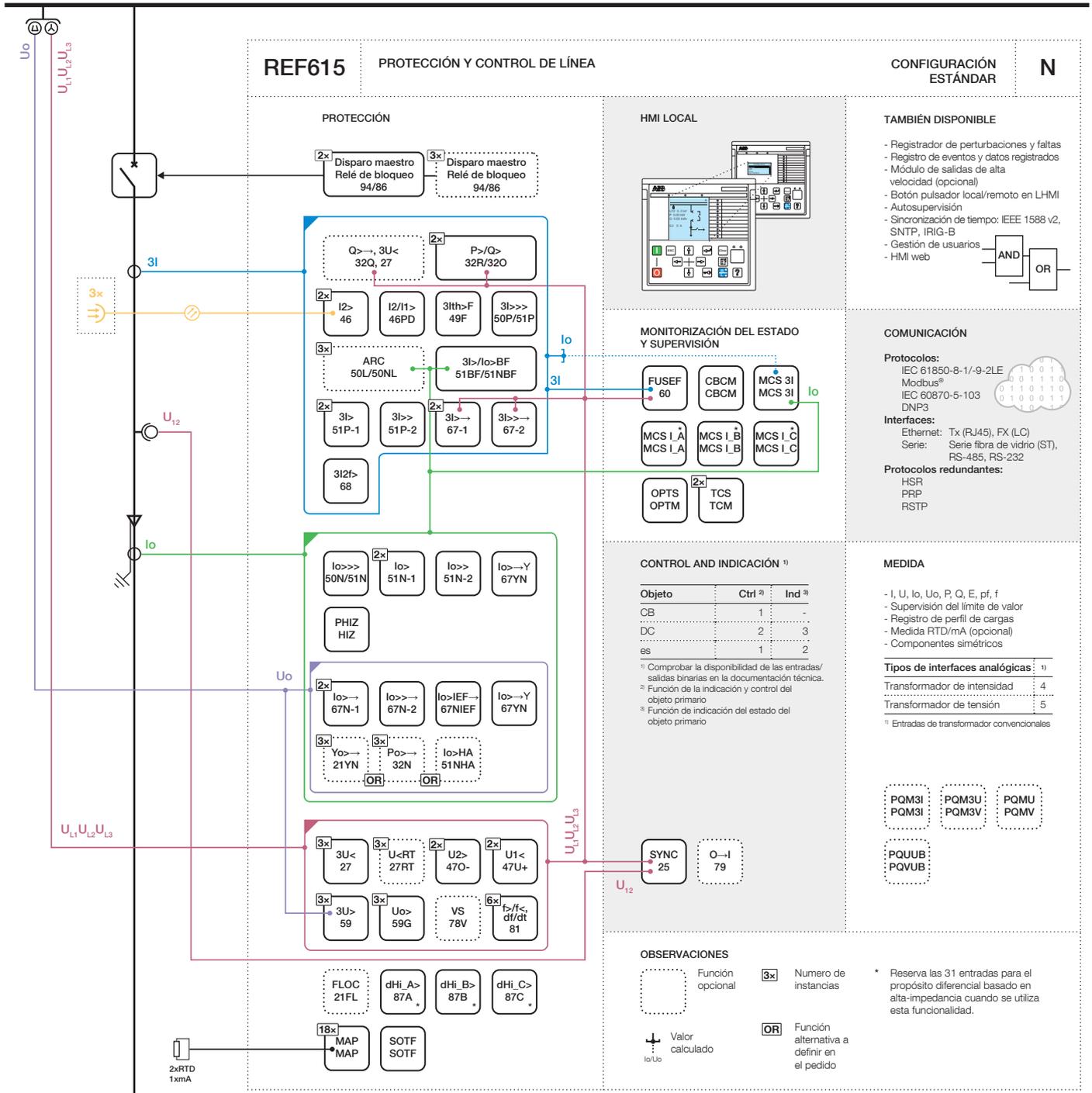


Figura 12. Resumen de funcionalidad para la configuración estándar N

Tabla 1. Configuraciones estándar

Descripción	Conf. estándar.
Protección de sobreintensidad no direccional y de falta a tierra direccional	A
Protección de sobreintensidad no direccional y de falta a tierra direccional con monitorización del estado del interruptor (RTDopcional)	B
Protección de sobreintensidad y de falta a tierra no direccional.	C
Protección de sobreintensidad y de falta a tierra no direccional con monitorización del estado del interruptor (RTD opcional)	D
Protección de sobreintensidad no direccional y de falta a tierra direccional con medidas basadas en tensión, y monitorización del estado del interruptor (RTD opcional)	E
Protección de sobreintensidad y de falta a tierra direccional con protección y medida basadas en tensión, y monitorización del estado del interruptor (RTD opcional)	F
Protección de sobreintensidad y de falta a tierra direccional con protección y medida basadas en tensión, y monitorización del estado del interruptor (entradas de sensores y comprobación de sincronismo opcional con IEC 61850-9-2 LE)	G
Protección de sobreintensidad y de falta a tierra no direccional con protección y medida basadas en tensión, y monitorización del estado del interruptor (RTD opcional)	H
Protección de sobreintensidad y de falta a tierra direccional con protección y medida basadas en tensión, y monitorización del estado del interruptor (calidad de potencia y RTD opcionales)	J
Protección de sobreintensidad y de falta a tierra direccional y no direccional, protección de falta a tierra restringida de alta impedancia. funciones de medida y protección basadas en frecuencia y tensión, comprobación de sincronismo, monitorización del estado del interruptor (calidad de potencia y localizador de faltas opcionales).	K
Protección de sobreintensidad y de falta a tierra direccional y no direccional, admitancia neutro de frecuencias múltiples, funciones de medida y protección basadas en frecuencia y tensión, monitorización del estado del interruptor (entradas de sensores, calidad de potencia y localizador de faltas, protección de interconexión, y comprobación de sincronismo con IEC 61850-9-2 LE opcionales).	L
Protección de sobreintensidad y de falta a tierra direccional y no direccional, admitancia neutro de frecuencias múltiples, funciones de medida y protección basadas en frecuencia y tensión, protección diferencial de alta impedancia, monitorización del estado del interruptor (calidad de potencia y localizador de faltas, protección de interconexión opcionales).	N

Tabla 2. Funciones admitidas

Función	IEC 61850	A	B	C	D	E	F	G	H	J	K	L	N
Protección													
Protección de sobreintensidad trifásica no direccional, etapa baja	PHLPTOC	1	1	1	1	1			1		1	2	2
Protección de sobreintensidad trifásica no direccional, etapa alta	PHHPTOC	2	2	2	2	2			2		1	1	1
Protección de sobreintensidad trifásica no direccional, etapa instantánea	PHIPTOC	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Protección de sobreintensidad trifásica direccional, etapa baja	DPHLPDOC						2	2		2	1	2	2
Protección de sobreintensidad trifásica direccional, etapa alta	DPHHPDOC						1	1		1	1	1	1
Protección de falta a tierra no direccional, etapa baja	EFLPTOC			2	2				2		2	2	2
Protección de falta a tierra no direccional, etapa alta	EFHPTOC			1	1				1		1		1
Protección de falta a tierra no direccional, etapa instantánea	EFIPTOC			1	1				1		1	1	1
Protección de falta a tierra direccional, etapa baja	DEFLPDEF	2 ¹⁾	2 ¹⁾			2	2	2 ²⁾		2	1	2 ²⁾	2
Protección de falta a tierra direccional, etapa alta	DEFHPDEF	1 ¹⁾	1 ¹⁾			1	1	1 ²⁾		1	1	1 ²⁾	1
Protección de falta a tierra basada en la admitancia ³⁾	EFPADM	(3) ¹⁾³⁾	(3) ¹⁾³⁾			(3) ³⁾	(3) ³⁾	(3) ²⁾³⁾		(3) ³⁾		(3) ²⁾³⁾	(3) ³⁾
Protección de falta a tierra basada en la vatimétrica ³⁾	WPWDE	(3) ¹⁾³⁾	(3) ¹⁾³⁾			(3) ³⁾	(3) ³⁾	(3) ²⁾³⁾		(3) ³⁾		(3) ²⁾³⁾	(3) ³⁾
Protección a tierra transitoria/intermitente	INTRPTEF	1 ⁴⁾	1 ⁴⁾			1 ⁴⁾	1 ⁴⁾			1 ⁴⁾		1 ²⁾⁴⁾	1 ⁴⁾
Protección de falta a tierra basada en armónicos ³⁾	HAEFPTOC		(1) ³⁾⁴⁾		(1) ³⁾⁴⁾		(1) ³⁾⁴⁾			(1) ³⁾⁴⁾		(1) ³⁾⁴⁾	(1) ³⁾⁴⁾
Protección de falta a tierra no direccional (todo-terreno), empleando la "Io" calculada	EFHPTOC	1	1			1	1	1		1		1	
Protección de sobreintensidad de secuencia negativa	NSPTOC	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Protección de discontinuidad de fase	PDNSPTOC	1	1	1	1	1	1	1	1	1		1	1
Protección de sobretensión residual	ROVP TOV	3 ¹⁾	3 ¹⁾			3	3	3 ²⁾	3	3	2	3 ²⁾	3
Protección de subtensión trifásica	PHPTUV						3	3	3	3	2	3	3
Protección de sobretensión trifásica	PHPTOV						3	3	3	3	2	3	3
Protección de subtensión de secuencia positiva	PSPTUV						1	1		1		2	2
Protección de sobretensión de secuencia negativa	NSPTOV						1	1		1		2	2
Protección de frecuencia	FRPFRQ								3	3	3	6	6

REF615

Versión del producto: 5.0 FP1

Tabla 2. Funciones admitidas, continuación

Función	IEC 61850	A	B	C	D	E	F	G	H	J	K	L	N	
Protección térmica trifásica para líneas, cables y transformadores de distribución	T1PTTR	1	1	1	1	1	1	1		1	1	1	1	
Protección de falta a tierra restringida basada en impedancia alta	HREFPDIF										1 ⁵⁾			
Protección diferencial de alta impedancia para fase A	HIAPDIF												1	
Protección diferencial de alta impedancia para fase B	HIBPDIF												1	
Protección diferencial de alta impedancia para fase C	HICPDIF												1	
Protección contra el fallo del interruptor	CCBRBRF	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Detector de energización trifásico	INRPHAR	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Cierre sobre falta	CBPSOF	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Disparo maestro	TRPPTRC	2	2 (3) ⁶⁾	2	2 (3) ⁶⁾	2	2 (3) ⁶⁾	2	2 (3) ⁶⁾	2	2 (3) ⁶⁾	2	2 (3) ⁶⁾	
Protección de arco	ARCSARC	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	
Protección multipropósito	MAPGAPC	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	
Localizador de faltas	SCEFRFLO										(1)	(1)	(1)	
Detector de faltas de alta impedancia	PHIZ		1		1	1	1	1	1	1			1	
Protección de potencia inversa / sobre-potencia direccional	DOPDPDR											2	2	
Protección de falta a tierra multifrecuencia basada en la admitancia	MFADPSDE											1	1	
Funciones de interconexión														
Protección de subtensión direccional de potencia reactiva	DQPTUV											(1)	(1)	
Protección de retraso de disparo por baja tensión	LVRTPTUV											(3)	(3)	
Protección de desplazamiento de vector de tensión	VVSPAM											(1)	(1)	
Calidad de potencia														
Distorsión de demanda total de la intensidad	CMHAI										(1) ⁷⁾	(1) ⁷⁾	(1) ⁷⁾	(1) ⁷⁾
Distorsión armónica total de tensión	VMHAI										(1) ⁷⁾	(1) ⁷⁾	(1) ⁷⁾	(1) ⁷⁾
Variación de tensión	PHQVVR										(1) ⁷⁾	(1) ⁷⁾	(1) ⁷⁾	(1) ⁷⁾
Desequilibrio de tensión	VSQVUB										(1) ⁷⁾	(1) ⁷⁾	(1) ⁷⁾	(1) ⁷⁾
Control														
Control del interruptor	CBXCBR	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Control del seccionador	DCXSWI		2		2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Control del seccionador de tierra	ESXSWI		1		1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Indicación de posición del seccionador	DCSXSXI		3		3	3	3	3	3	3	3	3	3	
Indicación del seccionador de tierra	ESSXSXI		2		2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Reenganche automático	DARREC	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	
Comprobación de sincronismo y energización	SECRSYN							(1) ⁸⁾	1	1	1	(1) ⁸⁾	1	
Monitorización del estado y supervisión														

REF615

Versión del producto: 5.0 FP1

Tabla 2. Funciones admitidas, continuación

Función	IEC 61850	A	B	C	D	E	F	G	H	J	K	L	N
Monitorización del estado del interruptor	SSCBR		1		1	1	1	1	1	1	1	1	1
Supervisión del circuito de disparo	TCSSCBR	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Supervisión del circuito de intensidad	CCSPVC					1	1	1	1	1	1	1	1
Supervisión del transformador de intensidad para la esquema de protección de alta-impedancia para la fase A	HZCCASPVC												1
Supervisión del transformador de intensidad para la esquema de protección de alta-impedancia para la fase B	HZCCBSPVC												1
Supervisión del transformador de intensidad para la esquema de protección de alta-impedancia para la fase C	HZCCCSPVC												1
Supervisión de fallo de fusible	SEQSPVC					1	1	1	1	1	1	1	1
Contador de funcionamiento para maquinas y dispositivos	MDSOPT	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Medida													
Osciloperturbógrafo	RDRE	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Registro de perfil de cargas	LDPRLRC		1		1	1	1	1	1	1	1	1	1
Registro de faltas	FLTRFRC	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Medida de intensidad trifásica	CMMXU	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Medida de secuencia de intensidad	CSMSQI	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Medida de intensidad residual	RESCMMXU	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
Medida de tensión trifásica	VMMXU					1	1	1	2	2	2	1	2
Medida de tensión residual	RESVMMXU	1	1			1	1	(1) ⁸⁾	1	1	1		1
Medida de secuencia de tensión	VSMSQI					1	1	1	1	1	1	1	1
Medida de energía y potencia trifásica	PEMMXU					1	1	1	1	1	1	1	1
Medida RTD/mA	XRGGIO130		(1)		(1)	(1)	(1)		(1)	(1)			(1)
Medida de frecuencia	FMMXU					1	1	1	1	1	1	1	1
Enviar valor muestreado IEC 61850-9-2 LE ⁸⁾⁹⁾	SMVSENDER					(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Recibir valor muestreado IEC 61850-9-2 LE (tensión compartida) ⁸⁾⁹⁾	SMVRCV					(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Otros													
Temporizador de pulsos mínimos (2 pcs) (2 pcs)	TPGAPC	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Temporizador de pulsos mínimos (2 pcs) (2 pcs, segundo resolución)	TPSGAPC	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Temporizador de pulsos mínimos (2 pcs) (2 pcs, resolución de minutos)	TPMGAPC	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 2. Funciones admitidas, continuación

Función	IEC 61850	A	B	C	D	E	F	G	H	J	K	L	N
Temporizador de pulsos (8 pcs)	PTGAPC	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Tiempo de retardo apagado (8 pcs)	TOFGAPC	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Tiempo de retardo encendido (8 pcs)	TONGAPC	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Establecer resetear (8 pcs)	SRGAPC	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Mover (8 pcs)	MVGAPC	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Punto de control genérico (16 pcs)	SPCGAPC	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Escala de valores analógicos (4 pcs)	SCA4GAPC	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Mover valor entero (4 pcs)	MVI4GAPC	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

1, 2, ... = Número de instancias incluidas Las instancias de una protección representan el número de bloques de función de protección idénticos disponibles en la configuración estándar.

() = opcional

- 1) Siempre se usa el valor "Uo medida"
- 2) Siempre se usa el valor "Uo calculado"
- 3) Puede solicitarse como opción uno de los siguientes: E/F basada en la admitancia, E/F basada en la vatimétrica ó E/F basada en armónicos.
- 4) Siempre se usa el valor "Io medida"
- 5) "IoB medido" se usa siempre.
- 6) El disparo maestro está incluido y conectado al correspondiente HSO en la configuración solo cuando se usa el módulo BIO0007. Si se selecciona la opción ARC adicionalmente, ARCSARC se conectará a la entrada del disparo maestro correspondiente en la configuración.
- 7) La opción de calidad de energía incluye distorsión de la demanda total de intensidad, Distorsión armónica total de tensión, variación de tensión, y desequilibrio de tensión.
- 8) Disponible sólo con IEC 61850-9-2
- 9) Disponible sólo con COM0031...0037

3. Funciones de protección

El relé ofrece protección de sobreintensidad direccional y no direccional, de sobrecarga térmica, así como de falta a tierra direccional y no direccional. Algunas configuraciones estándar ofrecen la opción de protección de falta a tierra basada en la admitancia, en armónicos o en la vatimétrica que pueden utilizarse de forma adicional a la protección de falta a tierra direccional. El relé ofrece protección sensible de falta a tierra, protección de discontinuidad de fase, protección de falta a tierra transitoria/intermitente, protección de sobretensión y subtensión, protección de sobretensión residual, protección de subtensión de secuencia positiva y protección de sobretensión de secuencia negativa. Los relés con las configuraciones H, J, K, L, y N ofrecen la protección de frecuencia que incluye protección de sobre/sub frecuencia, y protección de la tasa de derivación de la frecuencia. El relé también incorpora la opción de reenganches automáticos tripolares y multi-disparo para líneas aéreas.

Además, las configuraciones estándar L y N ofrecen una protección de falta a tierra multifrecuencia basada en la admitancia que proporciona una protección de falta a tierra selectiva y direccional en redes con puesta a tierra de alta-impedancia. La operación se basa en la medida de admitancia neutro multi-frecuencia que utiliza los componentes fundamentales de armónicos y de frecuencia en U_0 y I_0 . Un algoritmo especial de filtrado permite direccionalidad de falta fiable y segura, también durante faltas a tierra intermitentes/re-encendidas. Proporciona una muy buena combinación de fiabilidad y sensibilidad de protección con una sola función para faltas a tierra óhmicas bajas y altas, y faltas a tierra intermitentes/re-encendidas.

Ampliado con hardware y software opcionales, el relé también incorpora tres canales de detección de luz para la protección de fallo de arco de los compartimentos de interruptor, barras colectoras y cables de la apartamenta de gabinetes metálicos de media tensión para uso interior.

El sensor de interfaz de protección de falta con arco está disponible en el módulo opcional de comunicación. El disparo rápido aumenta la seguridad del personal y limita el daño material en caso de producirse una falta con arco. Se puede seleccionar un módulo de entrada y salida binaria como una opción - por tener tres salida binarias de alta velocidad (HSO) se puede disminuir aún más el tiempo total de operación a 4...6 ms comparado con los salidas de potencia normales.

4. Aplicación

El relé de protección de alimentadores puede suministrarse con protección de falta a tierra direccional o no direccional. La protección de falta a tierra direccional se utiliza principalmente en las redes aisladas neutras o compensadas, mientras que la protección de falta a tierra no direccional está destinada principalmente a redes conectadas a tierra directamente o con baja impedancia. El relé puede emplearse también en la

protección de las redes de distribución de tipo anillo y malladas, así como redes radiales con generación distribuida.

Las configuraciones estándar A y B ofrecen protección de falta a tierra direccional, en caso de que la línea de salida cuente con transformadores de intensidad de fase, un transformador de intensidad equilibrado y medida de tensión residual. La intensidad residual calculada a partir de las intensidades de fase puede usarse para la protección de falta a tierra doble (cross-country). El relé incorpora además la protección de falta a tierra transitoria/intermitente. Las configuraciones estándar C y D ofrecen protección de falta a tierra no direccional para líneas de salida que cuenten con transformadores de intensidad de fase. La intensidad residual de la protección de falta a tierra se deriva de las intensidades de las fases. Si corresponde, los transformadores de intensidad equilibrados pueden usarse para medir la intensidad residual, especialmente si se requiere protección de falta a tierra sensitiva. Las configuraciones estándar E y F ofrecen protección de falta a tierra direccional con medida de la tensión de fase y residual. Asimismo, las configuraciones estándar E y F incluyen supervisión del circuito de intensidad y de falta de fusible para líneas de entrada con medida de tensión de la barra de distribución. Además de la función de configuración estándar E, la configuración estándar F incluye protección de sobreintensidad direccional, protección de sobretensión y subtensión, protección de subtensión de secuencia positiva y sobretensión de secuencia negativa y protección de tensión residual.

Las configuraciones estándar G y L incluyen una entrada de intensidad residual convencional (I_0) y tres entradas de sensores combinados para intensidades de fase y tensiones de fase. La conexión de los tres sensores combinados se realiza con conectores de tipo RJ-45. Los sensores ofrecen ciertas ventajas comparado con los transformadores de medida de intensidad y tensión convencionales. Por ejemplo, los sensores de corriente no saturan a intensidades elevadas, consumen menos energía y pesan menos. En los sensores de tensión se elimina el riesgo de ferro-resonancia. Las entradas de sensor también permiten el empleo del relé en apartamenta de tensión media compacta con espacio limitado para transformadores de medida convencionales, como UniGear Digital, SafeRing y SafePlus de ABB, requiriéndose así el uso de tecnología de sensores. Además, los adaptadores permiten también el uso de sensores con conectores dobles BNC.

La configuración estándar H incluye protección de sobreintensidad y de falta a tierra no direccional, protección basada en tensión de fase y frecuencia y funciones de medida. La funcionalidad dada permite el uso de configuración estándar en sistemas de energía industrial, donde la energía es generada en la propia planta y/o derivada de la red de distribución. Con la función de comprobación de sincronismo, los relés con configuración estándar H aseguran una interconexión de dos redes.

La configuración estándar J incluye protección de sobreintensidad y de falta a tierra direccional, protección basada en tensión de fase y frecuencia y funciones de medida. La funcionalidad dada permite el uso de configuración estándar en sistemas de energía industrial, donde la energía es generada en la propia planta y/o derivada de la red de distribución. Con la función de comprobación de sincronismo, los relés con configuración estándar J aseguran una interconexión de dos redes. La configuración estándar J incluye también funciones opcionales de calidad energética, permitiendo la detección y seguimiento de armónicos de intensidad y tensión y perturbaciones de corta duración en el sistema.

La configuración estándar K incluye protección de sobreintensidad y de falta a tierra no direccional, y la protección de las dos etapas de sobreintensidad y de falta a tierra direccional, protección de falta a tierra restringida basada en la alta impedancia, y protección basada en tensión de fase y frecuencia y funciones de medida. La funcionalidad proporcionada soporta el uso de la configuración estándar en las aplicaciones de línea con un transformador ubicado cerca. La protección de falta a tierra es de acuerdo con el principio de falta a tierra restringida de alta impedancia. Se completa la configuración con la función de comprobación del sincronismo que asegura una segura conexión de las dos redes. La configuración estándar K incluye una función opcional de calidad de potencia que permite la monitorización y detección de armónicos de intensidad y tensión y perturbaciones de corta duración en el sistema. La configuración estándar K también cuenta con una función de búsqueda de faltas con medida de impedancia opcional adecuada para la localización de cortocircuitos en los sistemas de distribución radial y en redes de puesta a tierra directa y de baja resistencia.

La configuración estándar L incluye protección de sobreintensidad y de falta a tierra direccional, protección basada en tensión de fase y frecuencia y funciones de medida. Las medidas analógicas incluyen una entrada de intensidad residual convencional (I₀) y tres entradas de sensores combinados para intensidades de fase y tensiones de fase. La funcionalidad proporcionada permite el uso de configuración estándar en sistemas de potencia donde la energía es generada en la propia planta y/o derivada de la red de distribución. La configuración estándar L incluye una función opcional de calidad de potencia que permite la monitorización y detección de armónicos de intensidad y tensión y perturbaciones de corta duración en el sistema. La configuración estándar L también cuenta con una función de búsqueda de faltas con medida de impedancia opcional

adecuada para la localización de cortocircuitos en los sistemas de distribución radial y en redes de puesta a tierra directa y de baja resistencia. La configuración estándar L ha sido pre-configurada especialmente para apartamento de ABB, por ejemplo, Unigear Digital. Sin embargo, el uso de la configuración estándar L no se limita sólo a apartamento, sino que también proporciona el nivel de funcionalidad más alta con entradas de sensores para intensidades de fase y tensiones de fase. La configuración estándar L no se diseña para utilizar todo el contenido de funcionalidad disponible en un relé simultáneamente. Para asegurar el rendimiento del relé, la carga de configuración específica del usuario se verifica con la herramienta de configuración de la aplicación del PCM600.

Con la función de comprobación de sincronismo y bus de proceso con los valores muestreados de tensiones de fase analógicas opcionales, los relés con las configuraciones estándar G y L aseguran una interconexión de dos redes.

La configuración estándar N proporciona el nivel de funcionalidad más alta de todas las configuraciones estándar. Se entrega pre-configurada en la misma forma que las otras configuraciones estándar de 615. Por lo general se reconfigura cuando se utiliza. Esto permite la flexibilidad en la estandarización de un tipo de REF615. Según la aplicación línea específica, se puede seleccionar la funcionalidad adecuada y crear configuraciones propias con la herramienta de configuración de la aplicación en el PCM600. La configuración estándar N no se diseña para utilizar todo el contenido de funcionalidad disponible en un relé simultáneamente. Para asegurar el rendimiento del relé, la carga de configuración específica del usuario se verifica con la herramienta de configuración de la aplicación del PCM600.

Además de la protección de falta a tierra direccional, opcionalmente puede solicitarse una de las siguientes tres funciones: protección de falta a tierra basada en la admitancia, basada en armónicos o basada en la vatimétrica. Las funciones de protección de falta a tierra basadas en la admitancia y la vatimétrica están disponibles para las configuraciones estándar A, B, E, F, G, J, L y N. La protección de falta a tierra basada en armónicos está disponible para las configuraciones estándar B, D, F, J, L y N. La protección de falta a tierra basada en la admitancia asegura una operación apropiada de protección incluso en la ausencia de la información sobre el estado de la conexión de la bobina Petersen. Además, las configuraciones estándar L y N ofrecen múltiples protección de falta a tierra basada en la admitancia multi-frecuencia.

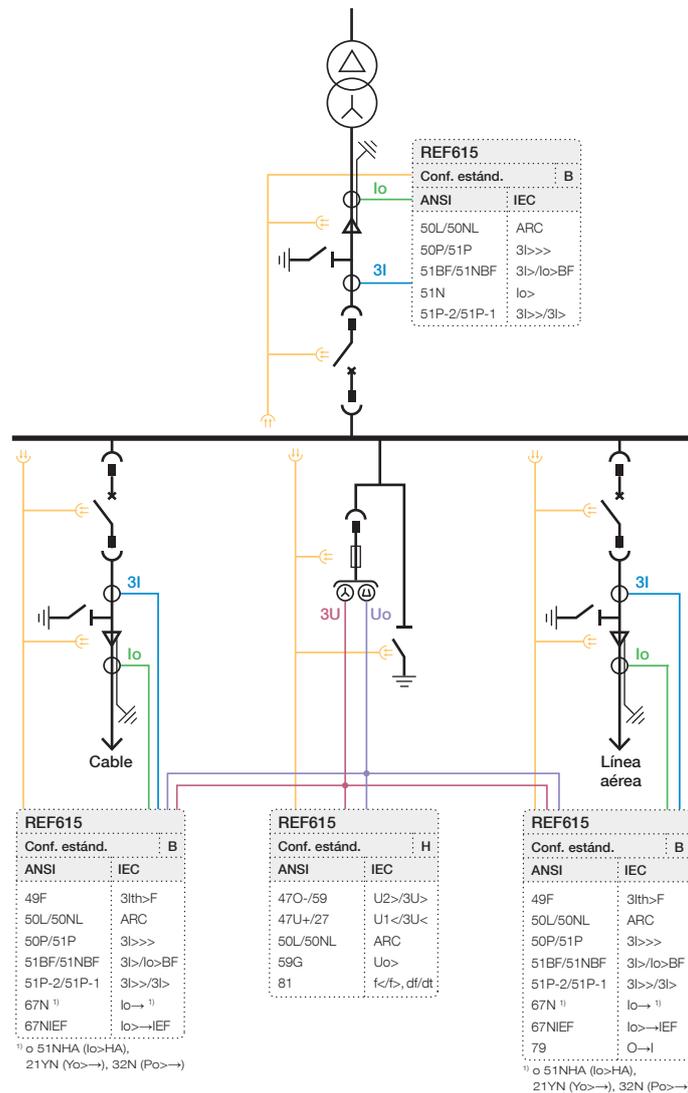


Figura 13. Ejemplo de Subestación con protección de sobrecorriente y falta a tierra mediante la configuración estándar B

La figura 13 muestra un ejemplo de una subestación con protección de sobrecorriente y puesta a tierra utilizando la configuración estándar B. Además, la protección basada en tensión y frecuencia se usa con la configuración estándar F.

Los relés cuentan con una función adicional de protección de arco que facilita una protección rápida y selectiva en la apartamento. Adicionalmente, se usa la función del auto-reenganche para las líneas aéreas.

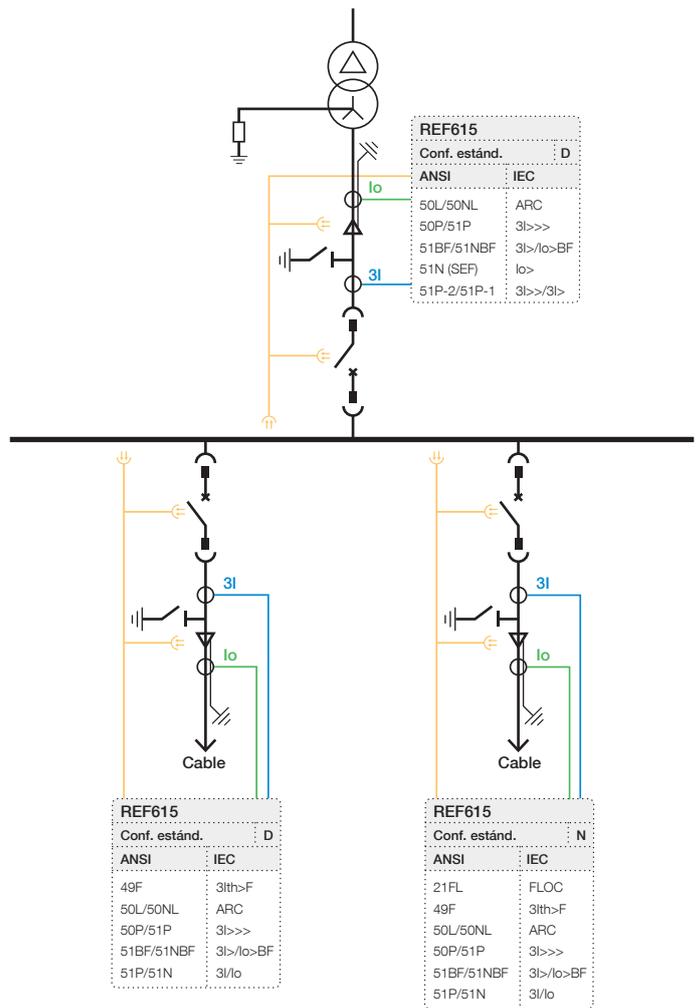


Figura 14. Ejemplo de subestación en una red puesta a tierra de baja impedancia usando las configuraciones estándar D y N con protección de sobrecorriente, falta a tierra, y térmica para las líneas de salida.

La figura 14 muestra un ejemplo de subestación en una red puesta a tierra de baja impedancia usando las configuraciones estándar D y N con protección de sobrecorriente, falta a tierra, y térmica para las líneas de salida. Los relés están equipados con funciones opcionales de protección de arco que

permiten una protección contra arco rápida y selectiva dentro del gabinete. Adicionalmente, se usa la función de localizador de faltas en configuración estándar N para calcular la distancia de falta desde la subestación.

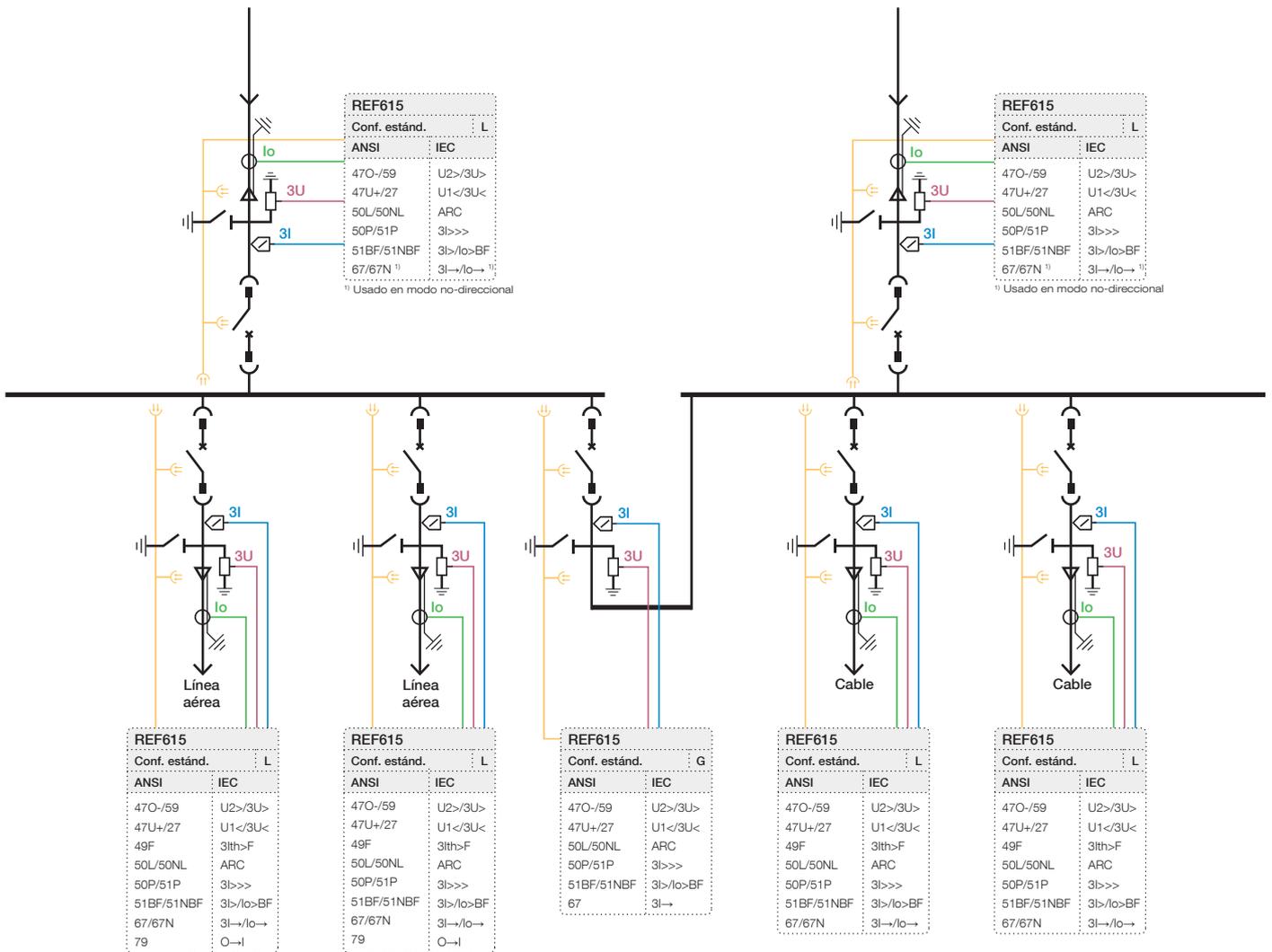


Figura 15. Ejemplo de aplicación con apartada de barra simple.

Un ejemplo de aplicación con apartada de barra simple se presenta en la figura 15. Sensores de intensidad (bobina de Rogowski) y sensores de tensión (tensión compartida) se usan para medir las configuraciones de L y G. Funciones principales de protección se usan para la protección de sobreintensidad,

falta a tierra, y basada en tensión. Para proteger las líneas aéreas de salida se utiliza también la protección térmica. Adicionalmente, se usa la función del auto-reenganche para las líneas aéreas.

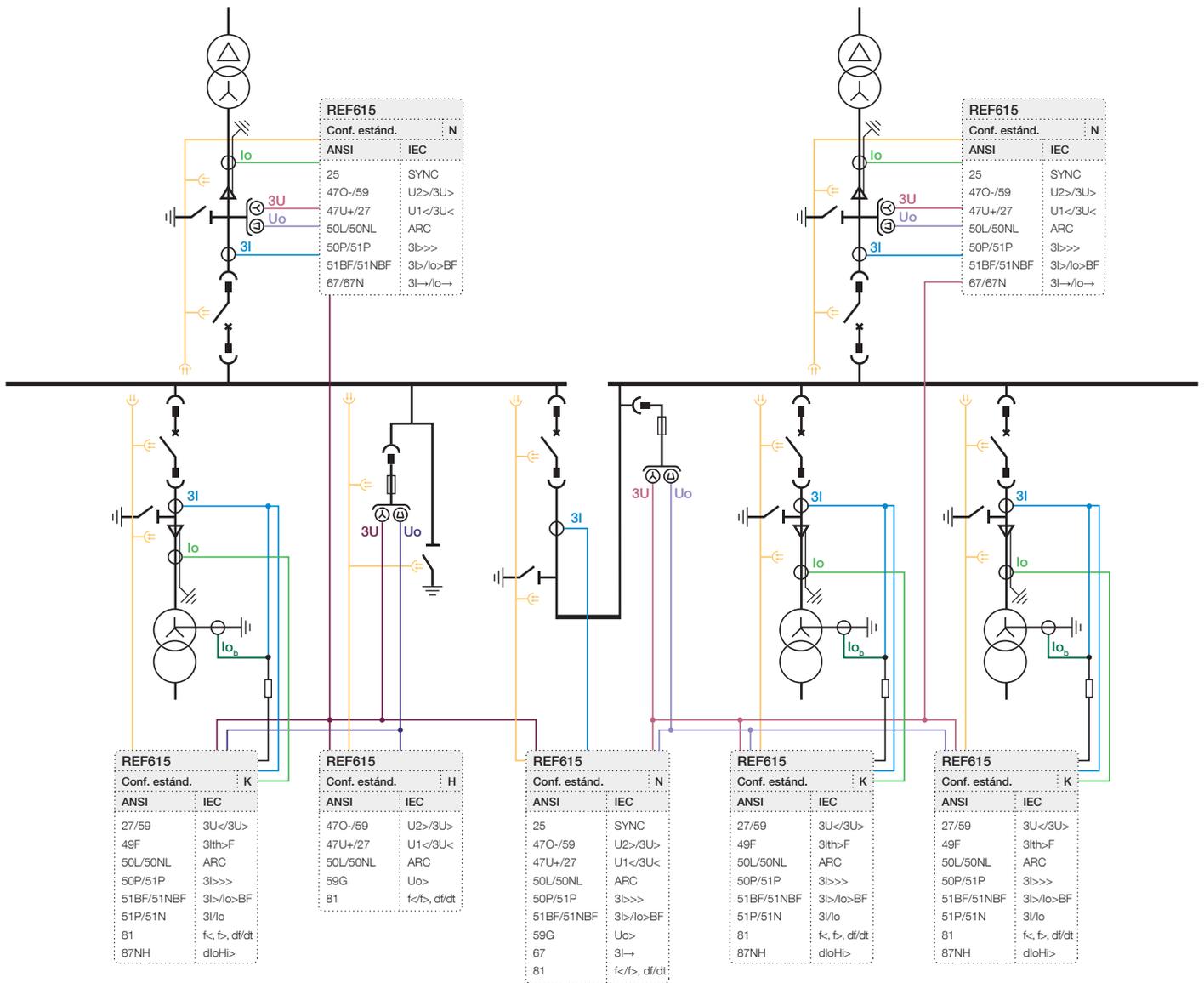


Figura 16. Ejemplo de aplicación con aparata de barra simple organizada en dos secciones de barra separadas por un acoplador de barras.

El ejemplo de la aplicación en la figura 16, muestra aparata de barra simple organizada en dos secciones de barra separadas por un acoplador de barras. La configuración estándar K se usa en las líneas de salida con transformadores de distribución ubicados muy cerca. Además de la protección

normal de sobrecorriente y falta a tierra, se ofrece una protección de falta a tierra restringida de alta impedancia. La función de comprobación del sincronismo en las líneas de entrada y los acopladores de barras se usa la configuración estándar.

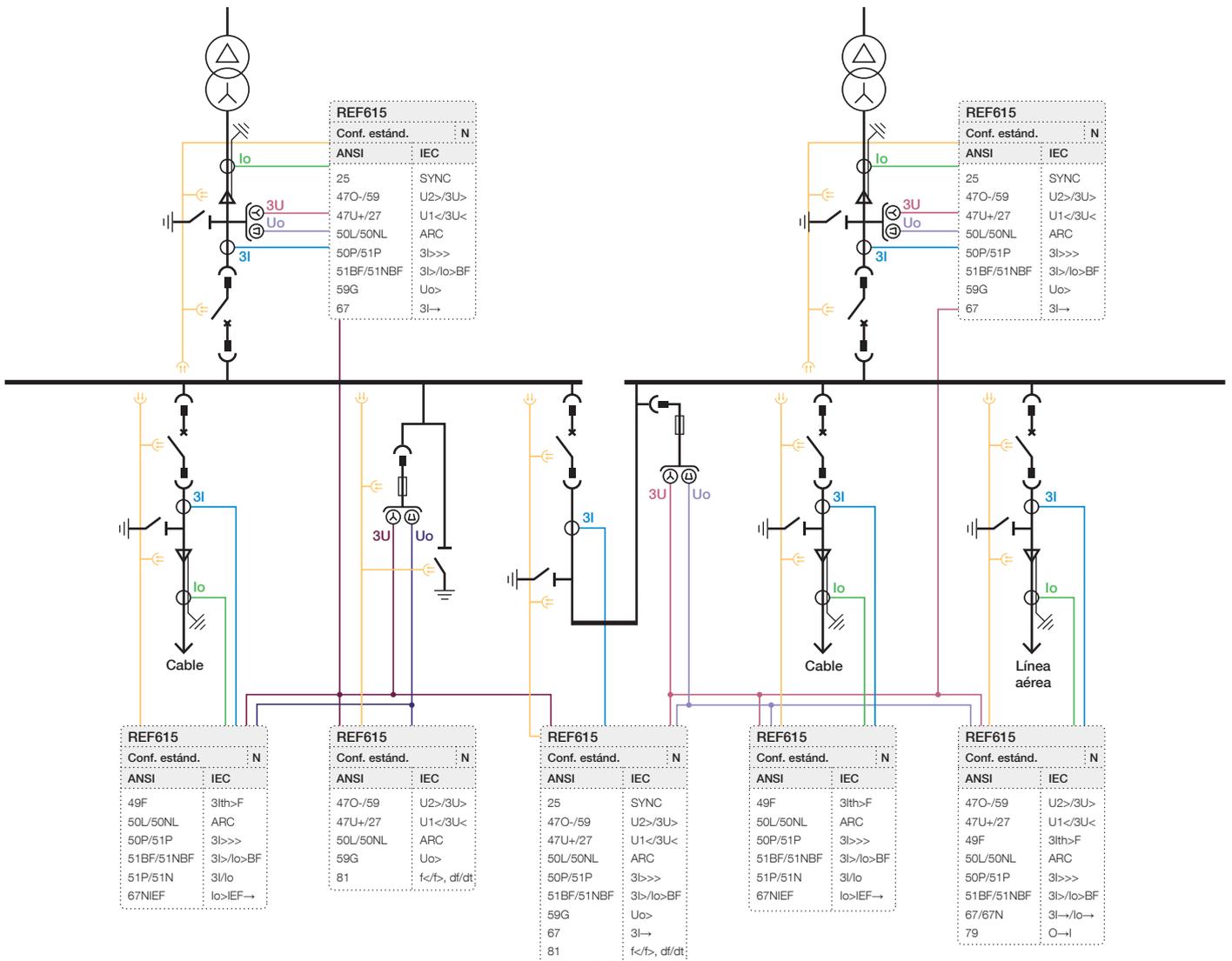


Figura 17. Ejemplo de aplicación con aparamenta de barra simple utilizando la configuración estándar N más completa

La figura 17 muestra un ejemplo de la aplicación con aparamenta de barra simple utilizando la configuración estándar N más completa. Las funciones principales de protección utilizadas son de sobrecorriente, falta a tierra, y basada en tensión. Para proteger las líneas aéreas de salida se utilizan también la protección térmica y falta a tierra

intermitente. Adicionalmente, se usa la función del auto-reenganche para las líneas aéreas. Los relés están equipados con funciones opcionales de protección de arco que permiten una protección contra arco rápida y selectiva dentro del gabinete.

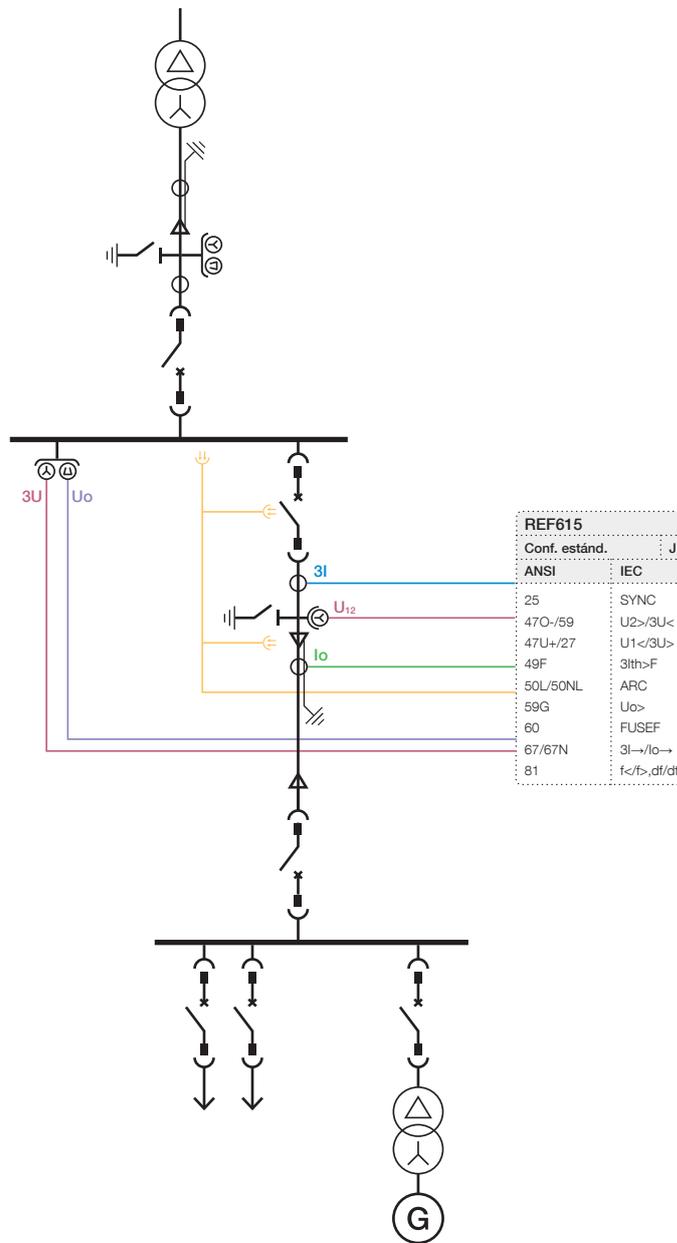


Figura 18. Protección y control de la línea de salida con configuración estándar J

La figura 18 muestra la protección y control de la línea de salida con la configuración estándar J utilizando la funcionalidad de

comprobación del sincronismo para asegurar la conexión segura de generación distribuida a la red.

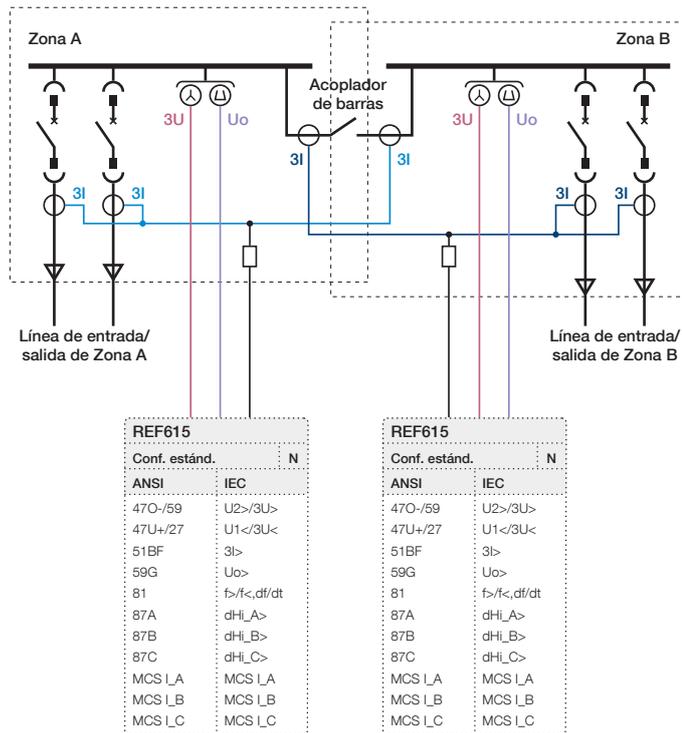


Figura 19. Ejemplo de aplicación de la protección diferencial de barras que cubre dos zonas utilizando la configuración estándar N

El ejemplo de la aplicación en la figura 19, muestra un sistema de barra simple organizada en dos secciones de barra separadas por un acoplador de barras. La configuración estándar N se usa con protección diferencial de alta

impedancia para barras y para cubrir dos zonas con dos relés de protección. Además, la protección basada en la tensión y frecuencia se usa con la configuración estándar N.

5. Soluciones ABB soportadas

La serie de protección 615 y los relés de control de ABB, junto con el COM600 conforman una solución IEC 61850 auténtica para la distribución fiable de energía en instalaciones industriales y públicas. Para facilitar y optimizar la ingeniería de sistemas, los relés de ABB se suministran con paquetes de conectividad. Los paquetes de conectividad incluyen una recopilación de información específica del relé, incluyendo plantillas de esquemas unifilares y un modelo completo de datos del relé. El modelo de datos también incluye las listas de eventos y parámetros. Gracias a los paquetes de conectividad, los relés pueden configurarse a través del PCM600 e integrarse con la Unidad de Automatización de Subestaciones COM600 o con el sistema de administración y control de red MicroSCADA Pro.

Los relés de la serie 615 ofrecen soporte nativo para la Edición 2 de IEC 61850 e incluyen mensajes GOOSE digital y analógica horizontal. Adicionalmente, se admite el bus de proceso que además de recibir valores muestreados de tensiones, también envía valores muestreados de tensiones analógicas y intensidades. En comparación con las instalaciones tradicionales de cableado entre dispositivos, la comunicación peer-to-peer en una red LAN Ethernet conmutada facilita una plataforma avanzada y versátil para la protección de sistemas de potencia. Entre las características distintivas del enfoque del sistema de protección, habilitado por la plena aplicación de normativa IEC 61850 de automatización de subestaciones, son la capacidad de rápida comunicación, la supervisión continua de la integridad del sistema de control y protección y la flexibilidad intrínseca del para re-configuraciones y mejoras. Esta serie de relés de protección es capaz de utilizar de manera óptima la interoperabilidad proporcionada por las características de la Edición 2 de IEC 61850.

A nivel de subestación, COM600 emplea los datos de los relés a nivel de bahía para permitir una mayor funcionalidad a nivel de

subestación. COM600 cuenta con una HMI basada en navegador web, proporcionando una pantalla personalizable para la visualización gráfica de esquemas unifilares para solución bahía de aparamenta. La característica SLD es especialmente útil cuando se emplean relés de las series 615 sin la característica opcional de esquemas unifilares. La Web HMI del COM600 también proporciona un resumen global de la subestación entera, incluyendo esquemas unifilares específicas del relé. los dispositivos y procesos de subestación también se pueden acceder de forma remota a través de la HMI Web, lo que mejora la seguridad del personal.

Asimismo, COM600 puede usarse como un repositorio de datos local para la documentación técnica y para los datos de la red recopilados por los relés. Los datos recogidos de la red facilitan la notificación y el análisis de falla de la red utilizando las características del COM600 de registrador de datos y control de eventos. El registrador de datos puede utilizarse para una supervisión precisa del rendimiento del equipo y del proceso mediante cálculos basados en valores históricos y en tiempo real. Fusionando las medidas de proceso basadas en tiempo real con las eventos de producción y mantenimiento se consigue una comprensión mejor de la dinámica del proceso.

COM600 también cuenta con funciones Gateway, proporcionando una conectividad sin interrupciones entre los dispositivos de la subestación y los sistemas de gestión y de control a nivel de red, tales como MicroSCADA Pro y System 800xA

La interfaz de analizador de GOOSE en el COM600 permite lo siguiente y el análisis de la aplicación horizontal IEC 61850 durante la puesta en marcha y la operación a nivel de la estación. Registra todos los eventos GOOSE durante la operación de la subestación para permitir una mejor supervisión del sistema.

Tabla 3. Soluciones ABB soportadas

Producto	Versión
Unidad de Automatización de Subestación COM600	4.0 SP1 ó posterior
	4.1 o posterior (Edición 2)
MicroSCADA Pro SYS 600	9.3 FP2 ó posterior
	9.4 o posterior (Edición 2)
System 800xA	5.1 ó posterior

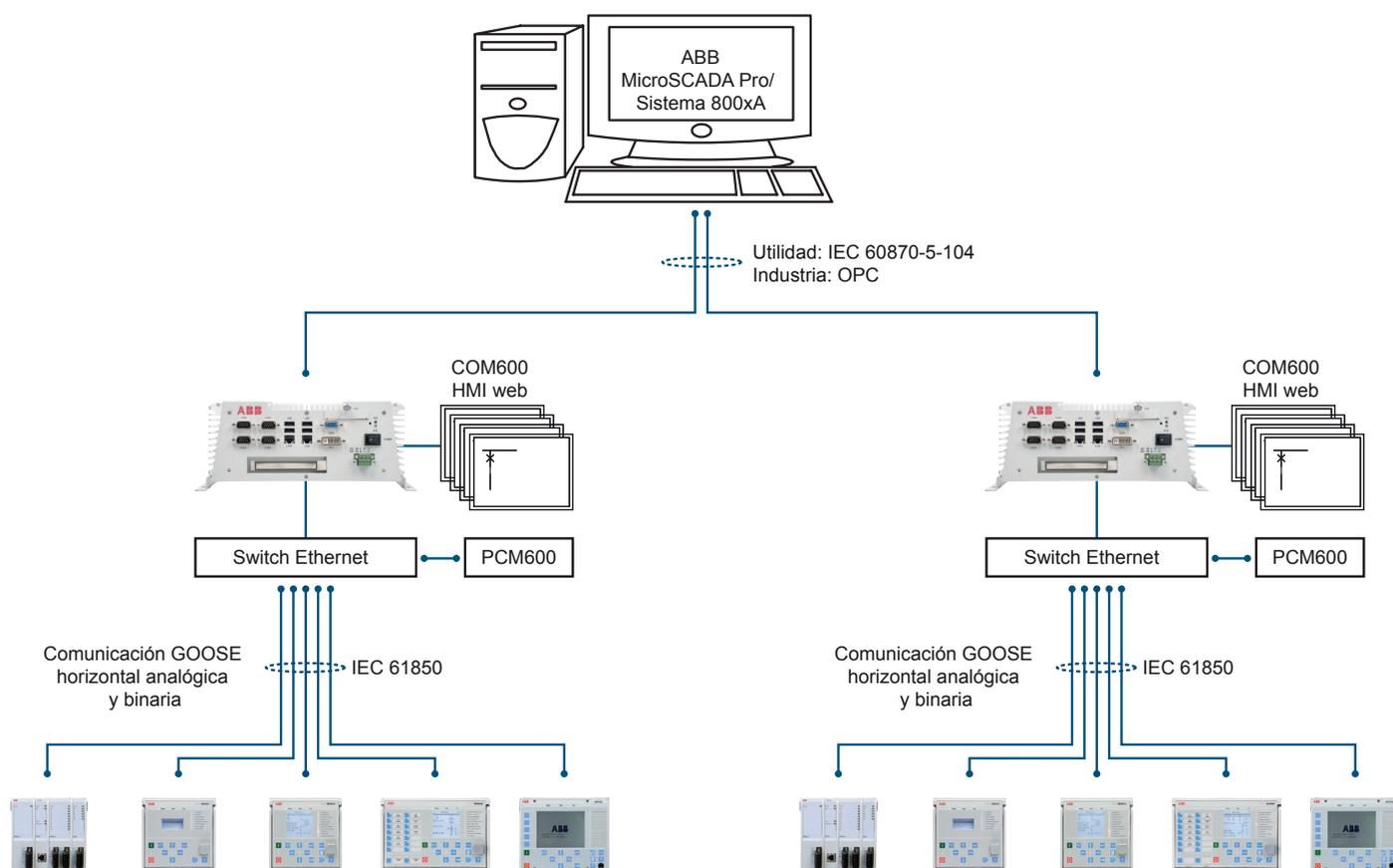


Figura 20. Ejemplo de red de distribución de ABB usando los relés Relion, la Unidad de Automatización de Subestación COM600 y el sistema MicroSCADA Pro 800xA

6. Control

El REF615 integra funcionalidad para el control del interruptor mediante el HMI del panel frontal o por medio de controles remotos. Además del control del interruptor, el relé dispone de dos bloques de control adicionales para seccionadores o carros motorizados, incluyendo mando y señalización de los mismos. Asimismo, el relé ofrece un bloque de mando para el control del seccionador de tierra y su señalización.

El relé requiere dos entradas digitales físicas y dos salidas digitales físicas para cada dispositivo principal empleado. Según la configuración estándar elegida del relé, varía el número de entradas y salidas digitales no usadas. También, algunas configuraciones estándar ofrecen módulos de hardware opcional que aumentan el número de entradas y salidas digitales disponibles.

Si la cantidad de entradas o salidas binarias disponibles de la configuración estándar escogida no es suficiente, la configuración estándar puede ser modificada para liberar algunas entradas binarias o salidas que originalmente han sido configuradas para otros propósitos, cuando sea aplicable, un

módulo de entrada o salida externa, por ejemplo, el RIO600 se puede integrar al relé. Se pueden usar las entradas y salidas digitales del módulo E/S externo para las señales digitales de criticidad temporal. La integración permite liberar algunas entradas y salidas digitales inicialmente reservadas en la configuración estándar del relé.

La idoneidad de las entradas binarias del relé elegidas para el control de los dispositivos principales debe ser cuidadosamente verificada y considerada, por ejemplo cierre y mantenimiento o el poder de corte. Si no se cumplen los requisitos del circuito de control del dispositivo principal, se debe considerar el uso de relés auxiliares.

La pantalla LCD grande opcional del HMI local del relé incluye un esquema unifilar (SLD) con señalización de los dispositivos principales más relevantes. Las lógicas de enclavamiento exigidas por la aplicación se configuran mediante la matriz de señales o a través de la función de la configuración de la aplicación del PCM600. Según la configuración estándar, el relé también incorpora una función de comprobación del sincronismo para asegurar que la tensión, el ángulo de fase y la

frecuencia de los dos lados de un interruptor abierto cumplen con las condiciones de interconexión de las dos redes.

7. Medidas

El relé mide continuamente las intensidades de las fases, los componentes simétricos de las intensidades y la intensidad residual. Si el relé incluye medidas de tensión, también mide la tensión residual, las tensiones de fase y los componentes de secuencia de tensión. Dependiendo de la configuración estándar, el relé incluye además medidas de frecuencia. El relé calcula el valor de la demanda de la intensidad a lo largo de intervalos preestablecidos seleccionables por el usuario, la sobrecarga térmica máxima del objeto protegido, y el valor de desequilibrio de fases basándose en la relación entre la intensidad de secuencia negativa y la de secuencia positiva.

Asimismo, el relé incluye la medida de energía y potencia trifásica incluyendo el factor de potencia.

Los valores medidos son accesibles localmente a través de la interfaz de usuario del panel frontal del relé, o remotamente a través de la interfaz de comunicación del relé. Los valores también pueden consultarse de forma local o remota, a través de la interfaz de usuario basada en el navegador de Web.

El relé cuenta con un registrador de perfil de cargas. La función de perfil de carga guarda los datos de carga históricos capturados en un intervalo de tiempo periódico (intervalo de demanda). Los registros están en el formato COMTRADE.

8. Calidad de potencia

En las normas EN, la calidad de la potencia se define a través de las características de la tensión de alimentación.

Transitorios, de corta duración y variaciones de tensión de larga duración y de desequilibrio y distorsiones de forma de onda son las características claves que describen la calidad de potencia. Las funciones de monitorización de distorsión se utilizan para la supervisión de la distorsión de la demanda total de la intensidad y la distorsión armónica.

La monitorización de la calidad de potencia es un servicio esencial que los distribuidores de energía pueden proveer a sus clientes clave y industriales. Un sistema de monitorización no sólo proporciona información sobre las perturbaciones del sistema y sus posibles causas, también puede detectar en que condición están los problemas en el sistema antes de que afecten a los clientes, los equipos e incluso daños o fallos. Problemas de la calidad de potencia De hecho, la mayoría de los problemas de calidad de potencia se localiza en las instalaciones del cliente. Por lo tanto, la monitorización la de calidad de potencia no es sólo una estrategia de servicio al cliente eficaz, pero también una manera de proteger la reputación de servicio y calidad del distribuidor de energía.

El relé de protección ofrece las siguientes funciones de monitorización de potencia.

- Variación de tensión
- Desequilibrio de tensión
- Armónicos de intensidad
- Armónicos de tensión

Las funciones de la variación de tensión y desequilibrio de tensión se usan para medir variaciones de tensión de corta duración y para monitorizar las condiciones de desequilibrio de tensión en redes de transmisión y distribución.

Las funciones de tensión y los armónicos de intensidad proporcionan un método para monitorizar la calidad de la potencia a través de la distorsión de forma de onda de intensidad y de la distorsión de la forma de onda de tensión. Las funciones proporcionan un promedio de 3 segundos a corto plazo y la demanda a largo plazo para distorsión total de la demanda TDD y distorsión total armónica THD.

9. Ubicación de la falta

El relé ofrece una función opcional de localizador de faltas con medida de impedancia que es adecuada para la localización de corto-circuitos en sistemas de distribución radiales. Se pueden localizar faltas a tierra en redes de puesta a tierra directa y de baja-resistencia. En circunstancias en que la magnitud de la intensidad de falta es al menos del mismo orden de magnitud o superior a la carga de intensidad, las faltas a tierra se pueden localizar en redes de distribución neutros y aisladas. La función de localizador de faltas identifica el tipo de falta y calcula la distancia a la ubicación de la falta. Se calcula también el valor de la resistencia de la falta. El cálculo proporciona información sobre la causa probable de la falta y la precisión de la distancia estimada a la ubicación de la falta.

10. Registrador de perturbaciones

El relé cuenta con un registrador de perturbaciones con capacidad para hasta 12 canales de señal analógica y 64 canales de señal binaria. Los canales analógicos pueden configurarse para registrar la forma de onda o la tendencia de las intensidades y las tensiones medidas.

Los canales analógicos pueden configurarse para disparar la función de registro si el valor medido cumple los valores establecidos, ya sea por debajo o por encima. Los canales de señal binaria pueden configurarse para iniciar la grabación en el flanco ascendente o descendente de la señal, o en ambos flancos.

De forma predeterminada, los canales binarios se configuran para registrar señales de relé externas o internas, es decir, las señales de inicio o disparo de las etapas de relé, o bien bloqueos externos o señales de control. Las señales binarias del relé, como las señales del arranque de protección y de disparo, o una señal externa de control del relé a través de una entrada binaria, pueden ajustarse para disparar el inicio de la grabación. La información grabada se almacena en una memoria no volátil y puede cargarse para el análisis posterior de los fallos.

11. Registro de eventos

Para recopilar información de la secuencia de eventos, el relé incorpora una memoria no volátil con capacidad para almacenar 1024 eventos con sus correspondientes registros de fecha y hora. La memoria no volátil conserva sus datos también en el caso de que el relé pierda temporalmente su alimentación auxiliar. El registro de eventos facilita la realización de análisis detallados de fallos y perturbaciones en las líneas, tanto antes como después del fallo. El incremento de capacidad para procesar y guardar datos y eventos en el relé ofrece los pre-requisitos para soportar la creciente demanda de información de configuraciones de redes futuras.

La información de la secuencia de eventos es accesible localmente a través de la interfaz de usuario del panel frontal del relé, o remotamente a través de la interfaz de comunicación del relé. La información también está disponible, ya sea de forma local o remota, a través de la interfaz de usuario basada en el navegador de Web.

12. Datos registrados

El relé tiene capacidad para almacenar los registros de los 128 últimos eventos de faltas. Los registros permiten al usuario analizar los eventos del sistema de potencia. Cada registro incluye intensidad, valores de ángulo y de tensión, la hora y fecha de registro, etc. El registrador de faltas puede iniciarse por la señal de inicio ó la señal de disparo de un bloque de protección, ó ambas. Los modos de medida disponibles son DFT, RMS y pico a pico. Los registros de faltas almacenan los valores de medida del relé en el momento en que cualquier función se arranque. Además, se registra separadamente la intensidad máxima de demanda, con su indicación de fecha y hora. Por defecto, los registros se almacenan en la memoria no volátil.

13. Monitorización cond.

Las funciones de monitorización del estado del relé chequean constantemente el comportamiento y el estado del interruptor automático. La monitorización abarca el tiempo de carga del resorte, la presión del gas SF₆, el tiempo de recorrido y el tiempo de inactividad del interruptor automático.

Las funciones de monitorización proporcionan datos históricos de funcionamiento del interruptor que pueden usarse para programar su mantenimiento preventivo.

Además, el relé incluye un contador de duración para supervisa las horas en que el dispositivo ha estado en funcionamiento, permitiendo así la programación del mantenimiento preventivo basado en el tiempo del dispositivo.

14. Supervisión del circuito de disparo

La supervisión del circuito de disparo monitoriza continuamente la disponibilidad y el funcionamiento del circuito de disparo. Proporciona una monitorización de circuito abierto tanto cuando el interruptor del circuito está cerrado como

cuando está abierto. También detecta la pérdida de tensión de control de los interruptores automáticos.

15. Autosupervisión

El sistema incorporado de supervisión del relé supervisa constantemente el estado del hardware del relé y el funcionamiento del software del mismo. Cualquier fallo o funcionamiento defectuoso detectado alertará al operador.

Un fallo permanente del relé bloqueará sus funciones de protección para prevenir que funcione de forma incorrecta.

16. Supervisión de falla de fusible

Dependiendo de la configuración estándar escogida, el relé incluye la funcionalidad de supervisión de falta de fusible. La supervisión de fallo de fusibles detecta fallos entre el circuito de medida de tensión y el relé. Se detectan los fallos mediante un algoritmo basado en secuencia negativa o a través del algoritmo de tensión delta y intensidad delta. En la detección de un fallo, la función de supervisión del fallo de fusible activa una alarma y bloquea las funciones de protección dependientes de la tensión de una operación no intencional.

17. Supervisión de los circuitos de intensidad

Dependiendo de la configuración estándar escogida, el relé incluye supervisión del circuito de intensidad. La supervisión del circuito de intensidad se utiliza para detectar faltas en los circuitos secundarios de transformadores de intensidad. En la detección de una falta, la función de supervisión del circuito de intensidad activa una alarma LED y bloquea ciertas funciones de protección para evitar funcionamientos accidentales. La función de supervisión del circuito de intensidad calcula la suma de las intensidades de fase de los núcleos de protección y la compara con la intensidad de referencia individual de un transformador de intensidad de núcleo equilibrado o de otros núcleos separados en los transformadores de intensidad de fase.

18. Control de acceso

Para proteger el relé de accesos no autorizados y para mantener la integridad de la información, el relé cuenta con un sistema de autorización de cuatro niveles basado en roles, con contraseñas individuales programables por el administrador para los niveles de visualizador, operador, ingeniero y administrador. El control de accesos se aplica a la interfaz de usuario del panel frontal, la interfaz de usuario basada en Web y la herramienta PCM600.

19. Entradas y salidas

Según la configuración estándar seleccionada, el relé viene equipado con tres entradas de intensidad de fase y una entrada de intensidad residual para la protección de faltas a tierra no direccional; o tres entradas de intensidad de fase, una entrada de intensidad residual y una entrada de tensión residual para la

protección de faltas a tierra direccional; o tres entradas de intensidad de fase, una entrada de intensidad residual, tres entradas de tensión de fase y una entrada de tensión residual para la protección de faltas a tierra direccional y protección de sobreintensidad direccional. Las configuraciones estándar G y L incluyen una entrada de intensidad residual convencional (lo 0,2/1 A) y tres entradas de sensor para la conexión directa de tres sensores combinados con conectores RJ-45. Como alternativa a los sensores combinados, y mediante el uso de adaptadores, se pueden emplear sensores separados de intensidad y tensión. Además, los adaptadores permiten el uso de sensores con conectores dobles BNC.

Las entradas de intensidad de fase tienen una intensidad nominal de 1/5 A. Existen dos entradas de intensidad residual opcionales, de 1/5 A ó 0,2/1 A. La entrada de 0,2/1 A se utiliza normalmente en aplicaciones que requieren una protección de falla a tierra sensitiva y que cuenten con transformadores de intensidad equilibrados. Las tres entradas de tensión de fase y la entrada de tensión residual cubren el rango de tensiones nominales de 60-210 V. Pueden conectarse tanto las tensiones entre fases como las tensiones fase a tierra.

La entrada de intensidad de fase de 1 A ó 5 A, la entrada de intensidad residual de 1 A ó 5 A, o alternativamente de 0,2 A ó 1 A, y la tensión nominal de la entrada de tensión residual se seleccionan en el software de relé. Además, los umbrales de las entradas binarias de 16...176 V CC se seleccionan cambiando los ajustes de los parámetros del relé.

Todos los contactos de las entradas y salidas digitales pueden configurarse libremente con la matriz de señales y la función de configuración de la aplicación de PCM600.

Consulte la tabla de Vista general de Entrada/salida y los esquemas de conexionado para obtener más información relativa a las entradas y salidas.

Opcionalmente, se puede seleccionar un módulo de entrada y salida binaria. Tiene tres salidas binarias de alta velocidad (HSO) y se disminuye aún más el tiempo total de operación a 4...6 ms comparado con los salidas de potencia normales.

Tabla 4. Vista general de entrada/salida

Conf. estándar.	Cifra del código de orden		Canales analógicos			Canales binarios		RTD	mA
	5-6	7-8	CT	VT	Sensor combinado	BI	BO		
A	AA / AB	AA	4	1	-	3	4 PO + 2 SO	-	-
B	AA / AB	AE	4	1	-	17	4 PO + 9 SO	-	-
		FA	4	1	-	17	4 PO + 5 SO + 3 HSO	-	-
	AA / AB FA / FB	AC	4	1	-	11	4 PO + 6 SO	-	-
		FG	4	1	-	11	4 PO + 2 SO + 3 HSO	6	2
C	AC / AD	AB	4	-	-	4	4 PO + 2 SO	-	-
D	AC / AD	AF	4	-	-	18	4 PO + 9 SO	-	-
		FB	4	-	-	18	4 PO + 5 SO + 3 HSO	-	-
	AC / AD FC / FD	AD	4	-	-	12	4 PO + 6 SO	-	-
		FE	4	-	-	12	4 PO + 2 SO + 3 HSO	6	2
E F H J N	AE / AF	AG	4	5	-	16	4 PO + 6 SO	-	-
		FC	4	5	-	16	4 PO + 2 SO + 3 HSO	-	-
	FE / FF	AG	4	5	-	12	4 PO + 6 SO	2	1
		FC	4	5	-	12	4 PO + 2 SO + 3 HSO	2	1
G L	DA	AH	1	-	3	8	4 PO + 6 SO	-	-
		FD	1	-	3	8	4 PO + 2 SO + 3 HSO	-	-
K	BC	AD	5	5	-	12	4 PO + 6 SO	-	-
		FE	5	5	-	12	4 PO + 2 SO + 3 HSO	-	-

20. Comunicación con la estación

El relé admite toda una variedad de protocolos de comunicación incluyendo IEC 61850 Edición 2, IEC 61850-9-2 LE, IEC 60870-5-103, Modbus® y DNP3. El protocolo Profibus DPV1 está soportado por el uso del convertidor de protocolo SPA-ZC 302. La información operativa y los controles están disponibles a través de estos protocolos. Sin embargo, cierta funcionalidad de comunicación, como por ejemplo la comunicación horizontal entre los relés, sólo es posible a través del protocolo de comunicación IRC 61850.

El protocolo IEC 61850 es una parte fundamental del relé porque la protección y aplicación de control se basan totalmente en el modelado estándar. El relé soporta las versiones de la edición 2 y la edición 1 del protocolo. Con el soporte de la Edición 2, el relé tiene la funcionalidad el modelado para las aplicaciones de subestaciones y la mejor interoperabilidad de subestaciones modernas. También incorpora el soporte total de funcionalidad del modo del dispositivo estándar que soporta varias aplicaciones de prueba. Las aplicaciones de control pueden utilizar la nueva característica de autoridad de control de estación segura y avanzada.

La implementación de la comunicación IEC 61850 admite todas las funciones de monitorización y control. Además, los ajustes de parámetros, los archivos de perturbaciones y los registros de faltas son accesibles a través del protocolo IEC 61850. Los archivos de perturbaciones están disponibles para cualquier aplicación basada en Ethernet en el formato estándar COMTRADE. El relé admite la notificación simultáneamente de eventos a cinco clientes distintos del bus de estación. El relé puede intercambiar datos con otros dispositivos mediante el protocolo IEC 61850.

El relé puede enviar señales digitales y analógicas a otros dispositivos usando el perfil IEC61850-8-1 GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event). Los mensajes GOOSE digitales pueden, por ejemplo, emplearse en esquemas de protección y protección de enclavamiento. El relé cumple con los requisitos de funcionamiento de GOOSE para aplicaciones de disparo en subestaciones de distribución, como define la normativa IEC 61850 (<10 ms intercambio de datos entre dispositivos). El relé es compatible con el envío y la recepción de valores analógicos mediante mensajes GOOSE. Los mensajes GOOSE analógicas permiten una fácil transferencia de valores de medida analógicos a través del bus de estación, facilitando de este modo el envío de valores de medida entre los relés al controlar los transformadores que funcionan en paralelo.

El relé admite el bus de proceso IEC 61850 que además de recibir valores muestreados de tensiones, también envía valores muestreados de tensiones analógicas y intensidades. Con esta funcionalidad el cableado interpanel galvánico puede ser reemplazado con la comunicación Ethernet. Los valores medidos se transfieren como valores muestreados usando el protocolo IEC 61850-9-2 LE. La aplicación destinada a valores muestreados comparte las tensiones con otros relés de la serie 615, por tener funciones basadas en tensión y soporte 9-2. los relés 615, con aplicaciones basadas en bus de proceso, utilizan el IEEE 1588 para la sincronización de tiempo de alta precisión.

Para la comunicación Ethernet redundante, el relé ofrece dos interfaces aisladas galvanicamente ó dos interfaces ópticas de red Ethernet. Un tercer puerto con una interfaz aislada galvanicamente de Ethernet también está disponible. La tercera interfaz Ethernet proporciona conectividad de cualquier otro dispositivo Ethernet a una estación de bus IEC 61850 dentro de una bahía de conmutación, por ejemplo, la conexión de una Remota E/S. La redundancia de red Ethernet puede conseguirse utilizando el protocolo HSR o el protocolo de redundancia en paralelo (PRP) o con el anillo de auto-correctivo mediante RSTP en los switches gestionados. La redundancia Ethernet puede aplicarse a los protocolos IEC 61850, Modbus y DNP3 basados en Ethernet.

El estándar IEC 61850 especifica una redundancia de red que mejora la disponibilidad del sistema para comunicaciones de subestaciones. La redundancia de red se basa en dos protocolos complementarios definidos en el estándar IEC 62439-3: los protocolos PRP y HSR. Los dos protocolos son capaces de superar el fallo de un enlace ó switch con un tiempo de conmutación cero. En ambos protocolos, cada nodo de red tiene dos puertos Ethernet idénticos dedicados a una conexión de red. Los protocolos dependen de la duplicación de toda la información transmitida y proporcionan una conmutación de tiempo cero si los enlaces o switches fallan, cumpliendo así con todos los estrictos requisitos de tiempo real de la automatización de subestaciones.

En PRP, cada nodo de red está conectado a dos redes independientes que operan en paralelo. Estas redes están completamente separadas para asegurar la independencia de fallos, y pueden tener diferentes topologías. Las redes operan en paralelo, proporcionando de este modo la recuperación a tiempo cero y verificación continua de redundancia para evitar fallos de comunicación.

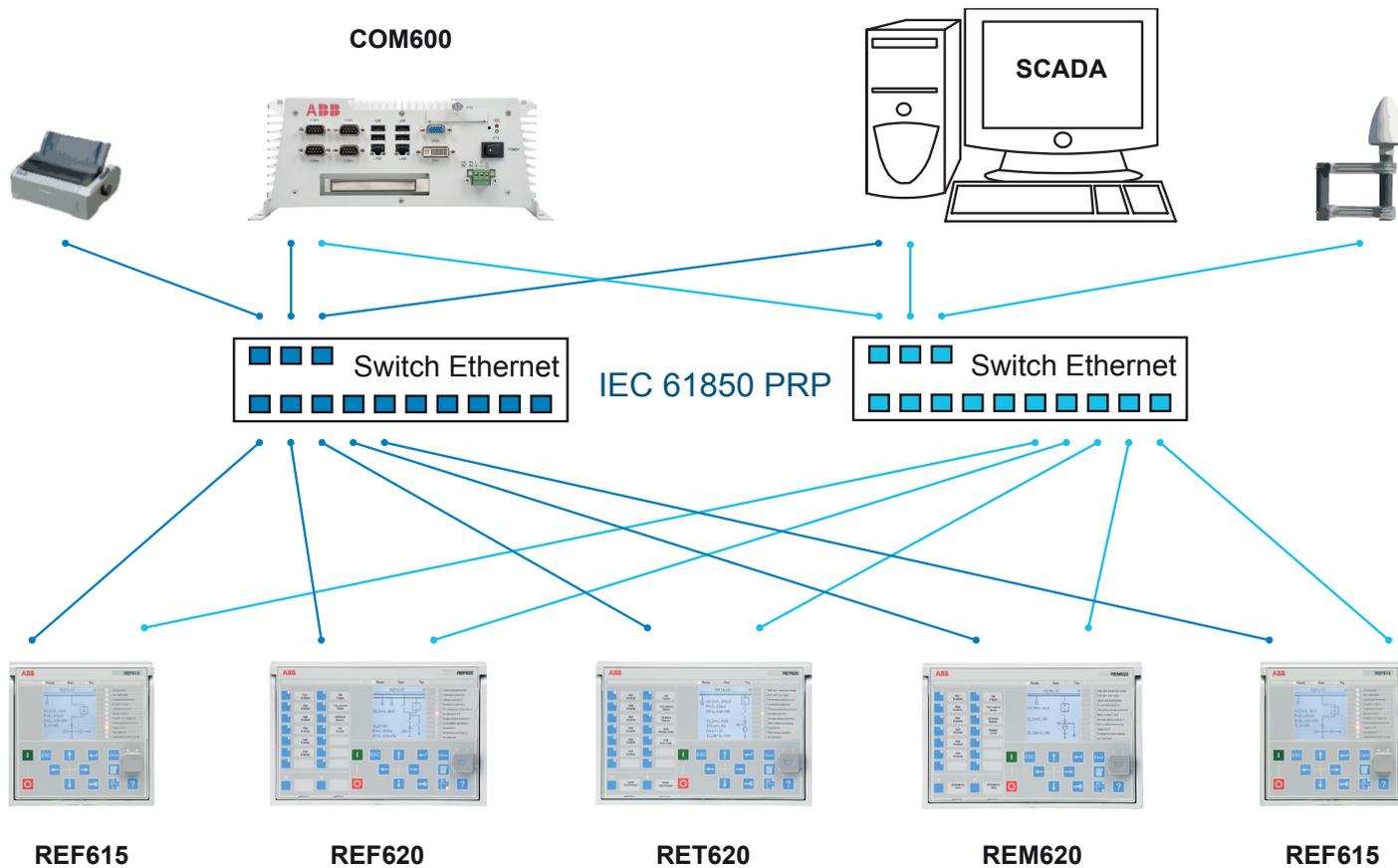


Figura 21. Protocolo de redundancia paralela (PRP)

El HSR aplica el principio PRP de operaciones en paralelo a un único anillo. Para cada mensaje enviado, el nodo envía dos tramas, una a través de cada puerto. Las dos tramas circulan en direcciones opuestas en el anillo. Cada nodo reenvía las tramas que recibe de un puerto a otro para llegar al siguiente nodo. Cuando el nodo remitente de origen recibe la trama que

envió, el nodo emisor descarta la trama para evitar bucles. El anillo HSR de los relés de la serie 615 permite conectar hasta 30 relés. Si se tienen que conectar más de treinta relés, se recomienda dividir la red en varios anillos para garantizar el rendimiento de las aplicaciones en tiempo real.

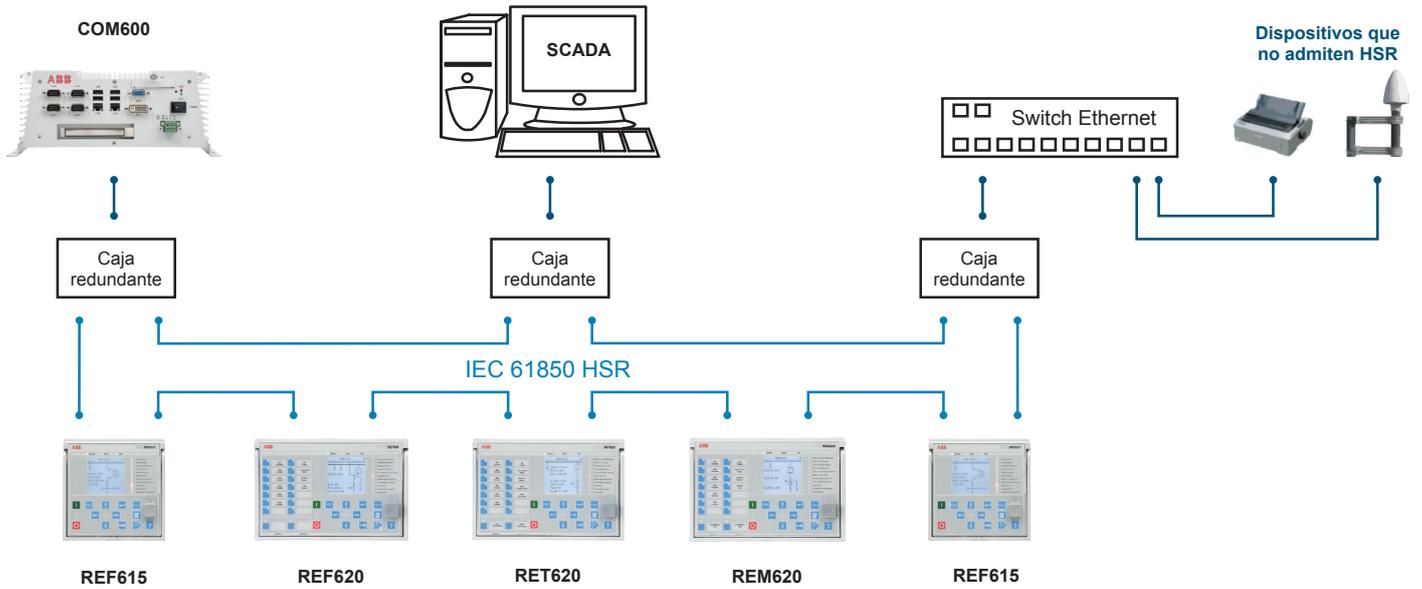


Figura 22. Solución de High-availability Seamless Redundancy (HSR)

La elección entre los protocolos de redundancia HSR y PRP depende de la funcionalidad, coste, complejidad requerida

La solución autocorrectiva (redundante) del anillo Ethernet con capacidad posibilita un anillo de comunicación económico, con una buena relación de precio y calidad, controlado por un switch gestionable con el protocolo RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol). El switch gestionable supervisa la coherencia del circuito cerrado, dirige los datos y corrige el flujo de datos

en caso de que haya una alteración en la comunicación. Los relés de la topología de anillo actúan como switches no gestionables que envían un tráfico de datos sin relación. La solución de anillo de Ethernet permite conectar hasta 30 relés de la serie 615. Si se tienen que conectar más de treinta relés, se recomienda dividir la red en varios anillos. La solución autocorrectiva del anillo Ethernet evita problemas ocasionados por averías en un único punto y aumenta la fiabilidad de la comunicación.

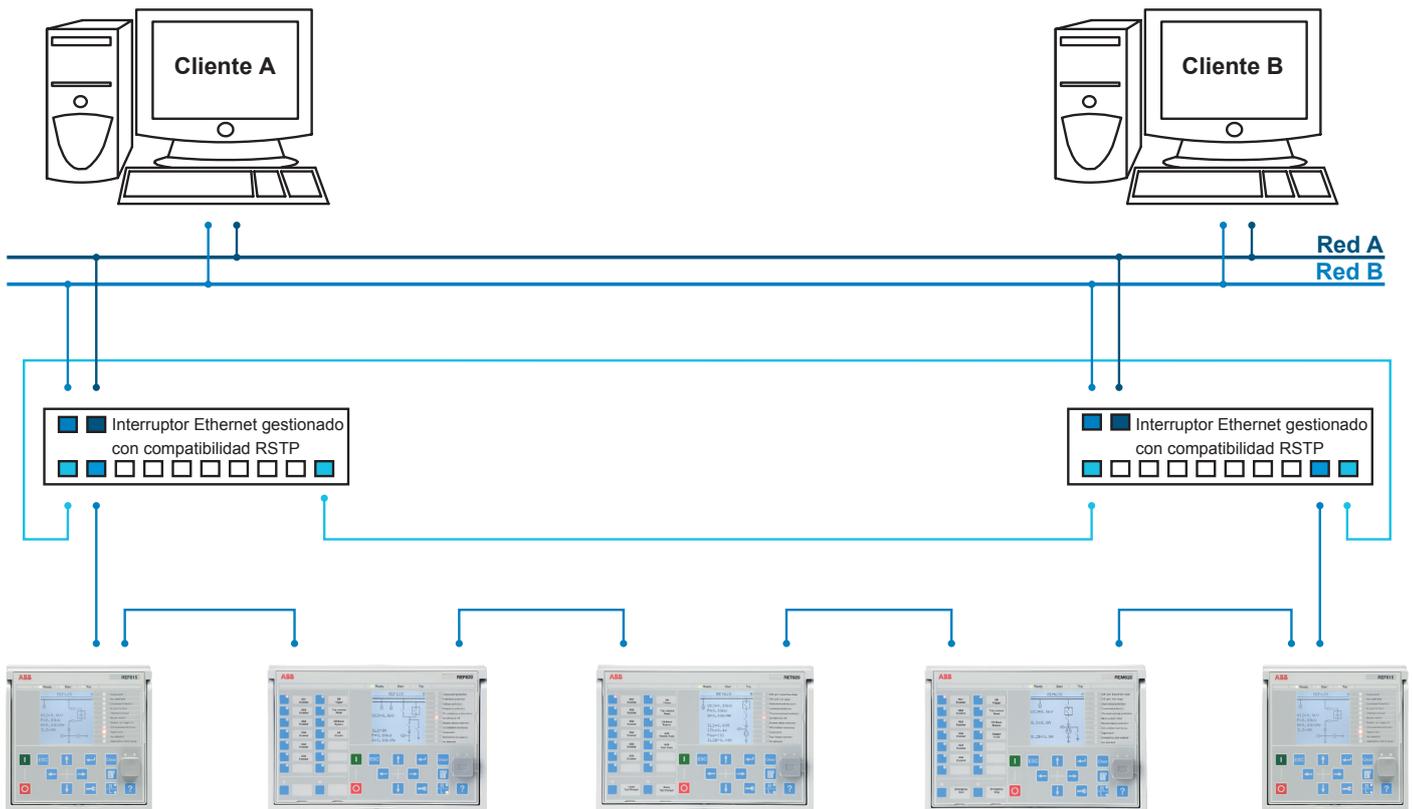


Figura 23. Solución autocorrectiva del anillo Ethernet

Todos los conectores de comunicación, excepto el conector del puerto del frontal, están situados en módulos de comunicación opcionales integrados. El relé puede conectarse a sistemas de comunicación basados en Ethernet a través del RJ-45 conector (100BASE-TX) o del conector LC de fibra óptica (100BASE-FX). Si es necesaria la conexión a un bus serie, puede utilizarse el conector de terminal con tornillo RS-485 de 9 clavijas. Tiene a su disposición una interfaz de serie opcional para la comunicación RS-232.

La implementación Modbus admite los modos RTU, ASCII y TCP. Además de la funcionalidad Modbus estándar, el relé admite la obtención de eventos con registro de tiempo, el cambio de grupo de ajuste activo y la carga de los registros de fallos más recientes. Si se utiliza una conexión Modbus TCP, es posible tener conectados al relé cinco clientes a la vez. Asimismo, el Modbus de serie y el Modbus TCP se pueden usar en paralelo y, si es necesario, los protocolos IEC 61850 y Modbus pueden funcionar simultáneamente.

La implementación del IEC 60870-5-103 admite dos conexiones de bus serie paralelo a dos maestros diferentes. Además de la funcionalidad estándar básica, el relé admite el cambio del grupo de ajuste activo y la carga de los registros de perturbaciones en formato IEC 60870-5-103. Además, la norma IEC 60870-5-103 se puede utilizar al mismo tiempo con el protocolo IEC 61850.

El DNP3 admite la conexión de hasta cinco maestros, tanto de los modos serie como TCP. Se admiten el cambio de la configuración activa y la lectura de registros de faltas. Se pueden usar la serie DNP y DNP TCP en paralelo. Si se requiere, pueden ejecutarse simultáneamente los protocolos IEC 61850 y DNP.

La serie 615 admite protocolo Profibus DPV1 con soporte del adaptador Profibus SPA-ZC 302. Si se requiere protocolo Profibus, el relé debe ser pedido con opciones de serie Modbus. La aplicación Modbus incluye la funcionalidad de emulación de protocolo SPA. Esta funcionalidad facilita la conexión con SPA-ZC 302.

Si el relé utiliza el bus RS-485 para la comunicación serie, se admiten tanto las conexiones de dos hilos como las de cuatro. Las resistencias de terminación y pull-up/pull-down pueden configurarse con puentes en la tarjeta de comunicación, de forma que no se requieren resistencias externas.

El relé admite los métodos siguientes de sincronización de tiempo con una resolución de registro de tiempo de 1 ms:

Basado en Ethernet:

- SNTP (Protocolo de tiempo de red simple)

Con cableado especial de sincronización de tiempo.

REF615

Versión del producto: 5.0 FP1

- IRIG-B (Grupo de Instrumentación de Interrango: Formato de código de tiempo B)

El relé admite el siguiente método de sincronización de tiempo de alta precisión con una resolución de sello de tiempo de 4 ms que se requiere especialmente en aplicaciones de bus de proceso.

- PTP (IEEE 1588) v2 con perfil de potencia.

El soporte IEEE 1588 está incluido en todas las variantes que tienen un módulo de comunicación Ethernet redundante.

Características IEEE 1588 v2

- Reloj Ordinaria con el algoritmo de Mejor Reloj Maestro
- Reloj Transparente de un paso para topología de anillo Ethernet
- Perfil de potencia 1588 v2

- Recibir (esclavo): 1-paso/2-paso
- Transmitir (maestro): 1-paso
- Mapeo capa 2
- Cálculo de retardo entre pares
- Operación Multicast

la precisión requerida del reloj gran-maestro es +/-1 µs. El relé puede funcionar como reloj maestro por algoritmo BMC si el reloj gran maestro externo no está disponible en el corto plazo.

El soporte IEEE 1588 está incluido en todas las variantes que tienen un módulo de comunicación Ethernet redundante.

Además, el relé admite la sincronización de tiempo a través de los protocolos de comunicación serie Modbus, DNP3 y IEC 60870-5-103:

Tabla 5. Interfaces y protocolos de comunicación admitidos con la estación

Interfaces/Protocolos	Ethernet		Serie	
	100BASE-TX RJ-45	100BASE-FX LC	RS-232/RS-485	ST de fibra óptica
IEC 61850-8-1	•	•	-	-
IEC 61850-9-2 LE	•	•	-	-
MODBUS RTU/ASCII	-	-	•	•
MODBUS TCP/IP	•	•	-	-
DNP3 (serie)	-	-	•	•
DNP3 TCP/IP	•	•	-	-
IEC 60870-5-103	-	-	•	•

• = Soportado

Protección y Control de la Línea	1MRS756685 E
REF615	
Versión del producto: 5.0 FP1	

21. Datos técnicos

Tabla 6. Dimensiones

Descripción	Valor	
Anchura	Bastidor	177 mm
	Carcasa	164 mm
Altura	Bastidor	177 mm (4U)
	Carcasa	160 mm
Profundidad	201 mm (153 + 48 mm)	
Peso	Relé de protección completo	4,1 kg
	Sólo unidad extraíble	2,1 kg

Tabla 7. Fuente de alimentación

Descripción	Tipo 1	Tipo 2
Tensión auxiliar nominal U_n	100, 110, 120, 220, 240 V de CA, 50 y 60 Hz 48, 60, 110, 125, 220, 250 V CC	24, 30, 48, 60 V de CC
Tiempo máximo de interrupción de la tensión de CC auxiliar sin restablecimiento del relé	50 ms a U_n	
Variación de tensión auxiliar	38...110% del U_n (38...264 V de CA) 80...120% de U_n (38,4...300 V CC)	50...120% del U_n (12...72 V de CC)
Umbral de arranque	19.2 V CC (24 V CC × 80%)	
Carga de alimentación de tensión auxiliar en una situación quiescente (P_{q_0})/de condición de operación	CC < 12,0 W (nominal)/< 18,0 W (max) CA <16.0 W (nominal)/<21.0 W (max)	CC < 12,0 W (nominal)/< 18,0 W (max)
Rizado en la tensión auxiliar CC	Máx. 15% del valor de CC (a una frecuencia de 100 Hz)	
Tipo de fusible	T4 A/250 V	

Tabla 8. Entradas análogas

Descripción		Valor	
Frecuencia nominal		50/60 Hz	
Entradas de intensidad	Intensidad nominal, I_n	0,2/1 A ¹⁾	1/5 A ²⁾
	Capacidad de resistencia térmica:		
	• Continuamente	4 A	20 A
	• Durante 1 s	100 A	500 A
	Resistencia dinámica a la intensidad		
• Valor de media onda	250 A	1250 A	
Entradas de tensión	Impedancia de entrada	<100 m Ω	<20 m Ω
	Tensión nominal	60...210 V CA	
	Resistencia de tensión:		
	• Continua	240 V CA	
• Durante 10 s	360 V CA		
Carga con la tensión nominal		<0,05 VA	

1) Opción de pedido para la salida de intensidad residual

2) Intensidad residual y/o intensidad de fase

Tabla 9. Entradas de energización (sensores)

Descripción		Valor
Entrada del sensor de intensidad	Tensión de intensidad nominal (en parte secundaria)	75 mV...9000 mV ¹⁾
	Resistencia de tensión continua	125 V
	Impedancia de entrada a 50/60 Hz	2...3 M Ω ²⁾
Entrada del sensor de tensión	Tensión nominal	6 kV...30 kV ³⁾
	Resistencia de tensión continua	50 V
	Impedancia de entrada a 50/60 Hz	3 M Ω

1) Equivale al rango de intensidad 40...4000 A con 80 A, 3 mV/Hz Rogowski

2) Dependiente de la intensidad nominal usada (ganancia del hardware)

3) Este rango está cubierto (hasta 2*nominal) con una relación de división del sensor de 10 000:1

Tabla 10. Entradas binarias

Descripción	Valor
Rango de funcionamiento	$\pm 20\%$ de la tensión nominal
Tensión nominal	24...250 V CC
Consumo de intensidad	1,6...1,9 mA
Consumo de potencia	31,0...570,0 mW
Tensión umbral	16...176 V DC
Tiempo de reacción	<3 ms

REF615

Versión del producto: 5.0 FP1

Tabla 11. Salida de señal x100: SO1

Descripción	Valor
Tensión nominal	250 V CA/CC
Capacidad continua de contacto	5 A
Cierre y conducción durante 3,0 s	15 A
Cierre y mantenimiento durante 0,5 s	30 A
Capacidad de ruptura cuando la constante de tiempo del circuito de control es $L/R < 40$ ms	1 A/0.25 A/0.15 A
Carga de contacto mínima	100 mA a 24 V de CA/CC

Tabla 12. Salidas de señal y salida IRF

Descripción	Valor
Tensión nominal	250 V CA/CC
Capacidad continua de contacto	5 A
Cierre y conducción durante 3,0 s	10 A
Make and carry para 0,5 s	15 A
Poder de corte cuando la constante de tiempo del circuito de control $L/R < 40$ ms, at 48/110/220 V CC	1 A/0.25 A/0.15 A
Carga de contacto mínima	10 mA at 5 V CA/CC

Tabla 13. Relés de salida de potencia de doble polo con función TCS

Descripción	Valor
Tensión nominal	250 V CA/CC
Intensidad continua del contacto	8 A
Make and carry para 3,0 s	15 A
Make and carry para 0.5 s	30 A
Capacidad de ruptura cuando la constante de tiempo del circuito de control es $L/R < 40$ ms, a 48/110/220 V CC (dos contactos conectados en serie)	5 A/3 A/1 A
Carga mínima del contacto	100 mA a 24 V CA/CC
Monitoreo del circuito de disparo (TCS):	
• Rango de tensiones de control	20...250 V CA/CC
• Intensidad circulante a través del circuito de supervisión	~1,5 mA
• Tensión mínima a través del contacto TCS	20 V CA/CC (15...20 V)

Tabla 14. Relés de salida de potencia de polo único

Descripción	Valor
Tensión nominal	250 V CA/CC
Mantenimiento contacto continuo	8A
Cierre y mantenimiento durante 0,3 s	15 A
Cierre y mantenimiento durante 0,5 s	30 A
Capacidad de corte cuando la constante de tiempo del circuito de control L/R<40 ms, a 48/110/220 V CC	5 A/3 A/1 A
Carga de contacto mínima	100 mA a 24 V de CA/CC

Tabla 15. Salida de alta velocidad HSO con BIO0007

Descripción	Valor
Tensión nominal	250 V AC/DC
Mantenimiento contacto continuo	6 A
Cierre y mantenimiento durante 0,3 s	15 A
Cierre y mantenimiento durante 0,5 s	30 A
Capacidad de corte cuando la constante de tiempo del circuito de control L/R<40 ms, a 48/110/220 V CC	5 A/3 A/1 A
Tiempo de operación	<1 ms
Resetear	<20 ms, carga resistiva

Tabla 16. Puerto frontal de interfaces Ethernet

Interfaz de Ethernet	Protocolo	Cable	Tasa de transferencia de datos
Frontal	Protocolo TCP/IP	Cable estándar Ethernet CAT 5 con RJ-45 conector	10 Mbits/s

Tabla 17. Enlace de comunicación de estación, fibra óptica

Conector	Tipo de fibra ¹⁾	Longitud de onda	Longitud max. típica. ²⁾	Atenuación de la ruta de acceso permitida ³⁾
LC	MM 62.5/125 o 50/125 μ m núcleo de fibra de vidrio	1 300 nm	2 km	<8 dB
ST	MM 62,5/125 ó MM 50/125 μ m núcleo de fibra de vidrio	820...900 nm	1 km	<11 dB

1) (MM) fibra multi-modo (SM) fibra modo-único

2) Longitud máxima depende de la atenuación del cable y la calidad, la cantidad de empalmes y conectores en el camino.

3) Máxima atenuación permitida provocada por los conectores y el cable de forma conjunta

Tabla 18. IRIG-B

Descripción	Valor
Formato de código de tiempo IRIG	B004, B005 ¹⁾
Aislamiento	500V 1 min
Modulación	Sin modulación
Nivel lógico	5 V TTL
Consumo de intensidad	<4 mA
Consumo de potencia	<20 mW

1) Según la norma-IRIG 200-04

Tabla 19. Sensor de lente y fibra óptica para protección de arco

Descripción	Valor
Cable de fibra óptica incluyendo la lente	1.5 m, 3.0 m ó 5.0 m
Rango de temperaturas normales de servicio de la lente	-40...+100°C
Rango de temperaturas máximas de servicio de la lente, max. 1 h	+140°C
Radio de doblado mínimo admisible de la fibra de conexión	100 mm

Tabla 20. Grado de protección de relé de protección empotrado

Descripción	Valor
Lado frontal	IP 54
Lado trasero, terminales de conexión	IP 20

Tabla 21. Condiciones medio ambientales

Descripción	Valor
Rango de temperatura en funcionamiento	-25...+55°C (continuo)
Rango de temperaturas de servicio durante un tiempo breve	-40...+85 °C (<16 h) ¹⁾²⁾
Humedad relativa	<93%, sin condensación
Presión atmosférica	86...106 kPa
Altitud	Hasta 2000 m
Rango de temperatura de transporte y almacenamiento	-40...+85°C

1) La degradación en el funcionamiento del MTBF y HMI fuera del rango de temperatura de -25...+55 °C

2) Para relés con una interfaz de comunicación LC, la máxima temperatura de operación es de +70 °C

Tabla 22. Pruebas de compatibilidad electromagnética

Descripción	Valor de la prueba tipo	Referencia
Ensayo de ráfaga de 100 kHz y 1 MHz		IEC 61000-4-18 IEC 60255-26, clase III IEEE C37.90.1-2002
<ul style="list-style-type: none"> • Modo común • Modo diferencial 	2,5 kV 2,5 kV	
Ensayo de ráfaga de 3 MHz, 10 MHz y 30 MHz		IEC 61000-4-18 IEC 60255-26, clase III
<ul style="list-style-type: none"> • Modo común 	2,5 kV	
Ensayo de descarga electrostática		IEC 61000-4-2 IEC 60255-26 IEEE C37.90.3-2001
<ul style="list-style-type: none"> • Descarga de contacto • Descarga de aire 	8 kV 15 kV	
Ensayos de interferencia de radiofrecuencia		
	10 V (rms) f = 150 kHz...80 MHz	IEC 61000-4-6 IEC 60255-26, clase III
	10 V/m (rms) f = 80...2700 MHz	IEC 61000-4-3 IEC 60255-26, clase III
	10 V/m f = 900 MHz	ENV 50204 IEC 60255-26, clase III
	20 V/m (rms) f = 80...1000 MHz	IEEE C37.90.2-2004
Ensayos de perturbaciones transitorias rápidas		IEC 61000-4-4 IEC 60255-26 IEEE C37.90.1-2002
<ul style="list-style-type: none"> • Todos los puertos 	4 kV	
Ensayo de inmunidad frente a picos		IEC 61000-4-5 IEC 60255-26
<ul style="list-style-type: none"> • Comunicación • Otros puertos 	1 kV fase-tierra 4 kV, línea a tierra 2 kV, línea a línea	
Ensayo de inmunidad frente a campo magnético de frecuencia industrial (50 Hz)		IEC 61000-4-8
<ul style="list-style-type: none"> • Continua • 1...3 s 	300 A/m 1000 A/m	
Ensayo de inmunidad frente a campo magnético pulsante		IEC 61000-4-9
	1000 A/m 6.4/16 µs	
Ensayo de inmunidad frente a campo magnético oscilatorio amortiguado		IEC 61000-4-10
<ul style="list-style-type: none"> • 2 s • 1 MHz 	100 A/m 400 transitorios/s	
Inmersiones de tensión e interrupciones breves		IEC 61000-4-11
	30%/10 ms 60%/100 ms 60%/1.000 ms >95%/5.000 ms	

Tabla 22. Pruebas de compatibilidad electromagnética, continuación

Descripción	Valor de la prueba tipo	Referencia
Ensayo de inmunidad frente a frecuencia industrial	Sólo entradas digitales	IEC 61000-4-16 IEC 60255-26, clase A
• Modo común	300 V rms	
• Modo diferencial	150 V rms	
Perturbaciones conducidas de modo común	5 Hz...150 kHz Nivel de ensayo 3 (10/1/10 V rms)	IEC 61000-4-16
Ensayos de emisión		EN 55011, clase A IEC 60255-26 CISPR 11 CISPR 12
• Conducido		
0,15...0,50 MHz	< 79 dB (μV) cuasi-pico < 66 dB (μV) media	
0,5...30 MHz	< 73 dB (μV) cuasi-pico < 60 dB (μV) media	
• Radiada		
30...230 MHz	< 40 dB (μV/m) cuasi-pico, medida a una distancia de 10 m	
230...1000 MHz	< 47 dB (μV/m) cuasi-pico, medida a una distancia de 10 m	
1...3 GHz	< 76 dB (μV/m) pico < 56 dB (μV/m) promedio, medido a 3 m de distancia	
3...6 GHz	< 80 dB (μV/m) pico < 60 dB (μV/m) promedio, medido a 3 m de distancia	

Tabla 23. Pruebas de aislamiento

Descripción	Valor de la prueba tipo	Referencia
Ensayos dieléctricos	2 kV, 50 Hz, 1 min 500 V, 50 Hz, 1 min, comunicación	IEC 60255-27
Ensayo de tensión de impulsos	5 kV, 1,2/50 μs, 0,5 J 1 kV, 1,2/50 μs, 0,5 J, comunicación	IEC 60255-27
Medidas de resistencia de aislamiento	>100 MΩ, 500 V DC	IEC 60255-27
Resistencia de aislamiento protector	<0.1 Ω, 4 A, 60 s	IEC 60255-27

Tabla 24. Ensayos mecánicos

Descripción	Referencia	Requisitos
Ensayos de vibración (sinusoidal)	IEC 60068-2-6 (Ensayo Fc) IEC 60255-21-1	Clase 2
Ensayo de impactos y golpes	IEC 60068-2-27 (Ensayo "Ea impacto") IEC 60068-2-29 (Ensayo "Eb golpes") IEC 60255-21-2	Clase 2
Ensayo sísmico	IEC 60255-21-3	Clase 2

Tabla 25. Ensayos medioambientales

Descripción	Valor de ensayo tipo	Referencia
Ensayo de calor seco	<ul style="list-style-type: none"> • 96 h a +55 °C • 16 h a +85 °C¹⁾ 	IEC 60068-2-2
Ensayo de frío seco	<ul style="list-style-type: none"> • 96 h a -25 °C • 16 h a -40 °C 	IEC 60068-2-1
Ensayo de calor húmedo	<ul style="list-style-type: none"> • 6 ciclos (12 h + 12 h) a +25°C...+55°C, humedad >93% 	IEC 60068-2-30
Ensayo de cambio de temperatura	<ul style="list-style-type: none"> • 5 ciclos (3 h + 3 h) a -25°C...+55°C 	IEC60068-2-14
Ensayo de almacenamiento	<ul style="list-style-type: none"> • 96 h a -40°C • 96 h a +85°C 	IEC 60068-2-1 IEC 60068-2-2

1) Para relés con una interfaz de comunicación LC, la máxima temperatura de operación es de +70°C

Tabla 26. Seguridad del producto

Descripción	Referencia
Directiva LV	2006/95/EC
Estándar	EN 60255-27 (2013) EN 60255-1 (2009)

Tabla 27. Compatibilidad electromagnética

Descripción	Referencia
Directiva EMC	2004/108/EC
Estándar	EN 60255-26 (2013)

Tabla 28. Cumplimiento de RoHS

Descripción
Cumple la directiva 2002/95/EC de RoHS

Funciones de protección

Tabla 29. Protección de sobreintensidad trifásica no direccional (PHxPTOC)

Característica	Valor			
Precisión de funcionamiento	PHLPTOC	Según la frecuencia de la intensidad medida: $f_n \pm 2$ Hz		
	PHHPTOC y PHIPTOC	$\pm 1,5\%$ del valor de ajuste ó $\pm 0,002 \times I_n$ (todas las intensidades dentro del rango de $0.1 \dots 10 \times I_n$) $\pm 5,0\%$ del valor de ajuste (todas las intensidades dentro del rango de $10 \dots 40 \times I_n$)		
Tiempo de arranque ¹⁾²⁾		Mínimo	Típico	Máximo
	PHIPTOC: $I_{Falla} = 2 \times$ ajuste <i>Valor de arranque</i> $I_{Falla} = 10 \times$ ajuste <i>Valor de arranque</i>	16 ms	19 ms	23 ms
		11 ms	12 ms	14 ms
PHHPTOC y PHLPTOC: $I_{Falla} = 2 \times$ ajuste <i>Valor de arranque</i>	23 ms	26 ms	29 ms	
Tiempo de restablecimiento	Típico 40 ms			
Relación de restablecimiento	Típico 0,96			
Tiempo de retardo	<30 ms			
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo definido	$\pm 1,0\%$ del valor de ajuste ó ± 20 ms			
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo inverso	$\pm 5,0\%$ del valor de ajuste teórico ó ± 20 ms ³⁾			
Supresión de armónicos	RMS: Sin supresión DFT: -50 dB siendo $f = n \times f_n$, donde $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ Pico a pico: Sin supresión P-a-P+backup: Sin supresión			

1) Ajuste *Tiempo de retardo operativo* = 0,02 s, *Tipo de curva operativa* = IEC tiempo definido, *Modo de medida* = por defecto (depende de la etapa), intensidad previa de la falta = $0.0 \times I_n$, $f_n = 50$ Hz, intensidad de falta en una fase con frecuencia inyectada con un ángulo de fase aleatorio, resultados basados en una distribución estadística de 1000 medidas

2) Incluye el retardo del contacto de la señal de salida

3) Incluye el retardo del contacto de salida resistente

Tabla 30. Ajustes principales de protección de sobreintensidad trifásica no direccional (PHxPTOC)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor inicial	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
Multiplicador de tiempo	PHLPTOC	0.05...15.00	0.01
	PHHPTOC	0.05...15.00	0.01
Tiempo retardo operación	PHLPTOC	40...200000 ms	10
	PHHPTOC	40...200000 ms	10
	PHIPTOC	20...200000 ms	10
Tipo de curva operativa ¹⁾	PHLPTOC	Tiempo definido o inverso Tipo de curva: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	
	PHHPTOC	Tiempo definido o inverso Tipo de curva: 1, 3, 5, 9, 10, 12, 15, 17	
	PHIPTOC	Tiempo definido	

1) Para más información, vea la tabla de características de operación

Tabla 31. Protección de sobreintensidad (DPHxPDOC)

Característica	Valor						
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la intensidad/tensión medida: $f_n \pm 2$ Hz						
	<p>DPHLPDOC</p> <p>Intensidad: $\pm 1,5\%$ del valor de ajuste ó $\pm 0,002 \times I_n$ Tensión: $\pm 1,5\%$ del valor de ajuste ó $\pm 0,002 \times U_n$ Ángulo de fase: $\pm 2^\circ$</p> <p>DPHHPDOC</p> <p>Intensidad: $\pm 1,5\%$ del valor de ajuste ó $\pm 0,002 \times I_n$ (todas las intensidades dentro del rango de $0.1 \dots 10 \times I_n$) $\pm 5,0\%$ del valor de ajuste (todas las intensidades dentro del rango de $10 \dots 40 \times I_n$) Tensión: $\pm 1,5\%$ del valor de ajuste ó $\pm 0,002 \times U_n$ Ángulo de fase: $\pm 2^\circ$</p>						
Tiempo de arranque ¹⁾²⁾	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Mínimo</th> <th>Típico</th> <th>Máximo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>39 ms</td> <td>43 ms</td> <td>47 ms</td> </tr> </tbody> </table> <p>$I_{Falla} = 2.0 \times \text{ajuste Valor de arranque}$</p>	Mínimo	Típico	Máximo	39 ms	43 ms	47 ms
Mínimo	Típico	Máximo					
39 ms	43 ms	47 ms					
Tiempo de restablecimiento	Típico 40 ms						
Relación de restablecimiento	Típico 0,96						
Tiempo de retardo	<35 ms						
Precisión del tiempo de operación en modo de tiempo definido	$\pm 1,0\%$ del valor de ajuste ó ± 20 ms						
Precisión del tiempo de operación en modo de tiempo inverso	$\pm 5,0\%$ del valor de ajuste teórico ó ± 20 ms ³⁾						
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo $f = n \times f_n$, donde $n = 2, 3, 4, 5, \dots$						

1) *Modo de medida y Cantidad Pol* = por defecto, intensidad previa a la falta = $0.0 \times I_n$, tensión previa a la falta = $1.0 \times U_n$, $f_n = 50$ Hz, intensidad de la falta en una fase con frecuencia nominal inyectada desde un ángulo de fase aleatorio, resultados basados en una distribución estadística de 1000 medidas.

2) Incluye el retardo de la señal del contacto de la salida

3) Máximo *Valor de arranque* = $2.5 \times I_n$, *Valor de arranque* múltiples en el rango de 1,5 a 20

Tabla 32. Ajustes principales de protección de sobreintensidad trifásica direccional (DPHxPDOC)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor inicial	DPHLPDOC	0.05...5.00 × I _n	0.01
	DPHHPDOC	0.10...40.00 × I _n	0.01
Multiplicador de tiempo	DPHxPDOC	0.05...15.00	0.01
Tiempo retardo operación	DPHxPDOC	40...200000 ms	10
Modo direccional	DPHxPDOC	1 = No direccional 2 = Hacia adelante 3 = Hacia atrás	
Ángulo característico	DPHxPDOC	-179...180°	1
Tipo de curva operativa ¹⁾	DPHLPDOC	Tiempo definido o inverso Tipo de curva: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	
	DPHHPDOC	Tiempo definido o inverso Tipo de curva: 1, 3, 5, 9, 10, 12, 15, 17	

1) Para más información, consulte la tabla de características operativas

Tabla 33. Protección de falla a tierra no direccional (EFxPTOC)

Característica	Valor			
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la intensidad medida: f _n ±2 Hz			
	EFLPTOC	±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 × I _n		
	EFHPTOC y EFIPTOC	±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 × I _n (todas las intensidades dentro del rango de 0.1...10 × I _n) ±5,0% del valor de ajuste (todas las intensidades dentro del rango de 10...40 × I _n)		
	Tiempo de arranque ¹⁾²⁾	Mínimo	Típico	Máximo
	EFIPTOC: I _{Falla} = 2 × ajuste <i>Valor de arranque</i>	16 ms	19 ms	23 ms
	I _{Falla} = 10 × ajuste <i>Valor de arranque</i>	11 ms	12 ms	14 ms
	EFHPTOC y EFLPTOC: I _{Falla} = 2 × ajuste <i>Valor de arranque</i>	23 ms	26 ms	29 ms
Tiempo de restablecimiento	Típico 40 ms			
Relación de restablecimiento	Típico 0,96			
Tiempo de retardo	<30 ms			
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo definido	±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms			
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo inverso	±5,0% del valor de ajuste teórico ó ±20 ms ³⁾			
Supresión de armónicos	RMS: Sin supresión DFT: -50 dB siendo f = n × f _n , donde n = 2, 3, 4, 5,... Pico a pico: Sin supresión			

1) *Modo de medida* = por defecto (depende de la etapa), intensidad previa a la falta = 0.0 × I_n, f_n = 50 Hz, 50 Hz, intensidad de falta a tierra con frecuencia nominal aplicada desde un ángulo de fase aleatorio, resultados basados en una distribución estadística de 1000 medidas.

2) Incluye el retardo de la señal del contacto de la salida

3) Máximo *Valor de arranque* = 2.5 × I_n, *Valor de arranque* múltiples en el rango de 1.5...20.

Tabla 34. Ajustes principales de protección de falta a tierra no direccional (EFxPTOC)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor inicial	EFLPTOC	$0.010...5.000 \times I_n$	0.005
	EFHPTOC	$0.10...40.00 \times I_n$	0.01
	EFIPTOC	$1.00...40.00 \times I_n$	0.01
Multiplicador de tiempo	EFLPTOC	0.05...15.00	0.01
	EFHPTOC	0.05...15.00	0.01
Tiempo retardo operación	EFLPTOC	40...200000 ms	10
	EFHPTOC	40...200000 ms	10
	EFIPTOC	20...200000 ms	10
Tipo de curva operativa ¹⁾	EFLPTOC	Tiempo definido o inverso Tipo de curva: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	
	EFHPTOC	Tiempo definido o inverso Tipo de curva: 1, 3, 5, 9, 10, 12, 15, 17	
	EFIPTOC	Tiempo definido	

1) Para más información, vea la tabla de características de operación

Tabla 35. Protección de falla a tierra direccional (DEFxPDEF)

Característica	Valor			
Precisión de funcionamiento	DEFHPDEF	Según la frecuencia de la intensidad medida: $f_n \pm 2$ Hz		
	DEFLPDEF	Intensidad: $\pm 1,5\%$ del valor de ajuste ó $\pm 0,002 \times I_n$ Tensión $\pm 1,5\%$ del valor de ajuste ó $\pm 0,002 \times U_n$ Ángulo de fase: $\pm 2^\circ$		
Tiempo de arranque ¹⁾²⁾	DEFHPDEF	Mínimo	Típico	Máximo
	DEFHPDEF $I_{Falla} = 2 \times \text{ajuste Valor de arranque}$	42 ms	46 ms	49 ms
	DEFLPDEF $I_{Falla} = 2 \times \text{ajuste Valor de arranque}$	58 ms	62 ms	66 ms
Tiempo de restablecimiento	Típico 40 ms			
Relación de restablecimiento	Típico 0,96			
Tiempo de retardo	<30 ms			
Precisión del tiempo de operación en modo de tiempo definido	$\pm 1,0\%$ del valor de ajuste ó ± 20 ms			
Precisión del tiempo de operación en modo de tiempo inverso	$\pm 5,0\%$ del valor de ajuste teórico ó ± 20 ms ³⁾			
Supresión de armónicos	RMS: Sin supresión DFT: -50 dB siendo $f = n \times f_n$, donde $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ Pico a pico: Sin supresión			

1) Ajuste *Tiempo de retardo de operación* = 0.06 s, *Tipo de curva de operación* = IEC tiempo definido, *Modo de medida* = por defecto (depende de la etapa), intensidad previa a la falta = $0.0 \times I_n$, $f_n = 50$ Hz, 50 Hz, intensidad de falta a tierra con frecuencia nominal aplicada desde un ángulo de fase aleatorio, resultados basados en una distribución estadística de 1000 medidas.

2) Incluye el retardo de la señal del contacto de salida

3) Máximo *Valor de arranque* = $2.5 \times I_n$, *Valor de arranque* múltiples en el rango de 1.5...20.

Tabla 36. Ajustes principales de protección de falta a tierra direccional (DEFxPDEF)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor inicial	DEFLPDEF	$0.010...5.000 \times I_n$	0.005
	DEFHPDEF	$0.10...40.00 \times I_n$	0.01
Modo direccional	DEFLPDEF y DEFHPDEF	1 = No direccional 2 = Hacia adelante 3 = Hacia atrás	
Multiplicador de tiempo	DEFLPDEF	0.05...15.00	0.01
	DEFHPDEF	0.05...15.00	0.01
Tiempo retardo operación	DEFLPDEF	60...200000 ms	10
	DEFHPDEF	40...200000 ms	10
Tipo de curva operativa ¹⁾	DEFLPDEF	Tiempo definido o inverso Tipo de curva: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	
	DEFHPDEF	Tiempo definido o inverso Tipo de curva: 1, 3, 5, 15, 17	
Modo de operación	DEFLPDEF y DEFHPDEF	1 = Ángulo de fase 2 = $I_0 \sin$ 3 = $I_0 \cos$ 4 = Ángulo de fase 80 5 = Ángulo de fase 88	

1) Para más información, consulte la tabla de características operativas

Tabla 37. Protección de falla a tierra basada en admitancia (EFPADM)

Característica	Valor
Precisión de operación ¹⁾	Con la frecuencia $f = f_n$ $\pm 1,0\%$ ó $\pm 0,01$ mS (En el rango de 0,5 - 100 mS)
Tiempo de arranque ²⁾	Mínimo
	Típico
	Máximo
	56 ms
	60 ms
	64 ms
Tiempo de restablecimiento	40 ms
Precisión del tiempo de funcionamiento	$\pm 1,0\%$ del valor de ajuste ó ± 20 ms
Supresión de armónicos	-50 dB siendo $f = n \times f_n$, donde $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

1) $U_0 = 1.0 \times U_n$

2) Incluye el retardo de la señal del contacto de la salida. Resultados basados en la distribución estadística de 1000 mediciones.

Tabla 38. Ajustes principales de la protección de falla a tierra basada en admitancia (EFPADM)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Valor de arranque de tensión	EFPADM	$0.01 \dots 2.00 \times U_n$	0.01
Modo direccional	EFPADM	1 = No direccional 2 = Hacia adelante 3 = Hacia atrás	
Modo de funcionamiento	EFPADM	1 = Yo 2 = Go 3 = Bo 4 = Yo, Go 5 = Yo, Bo 6 = Go, Bo 7 = Yo, Go, Bo	
Tiempo de retardo de funcionamiento	EFPADM	60...200000 ms	10
Radio del círculo	EFPADM	0.05...500.00 mS	0.01
Círculo de conductancia	EFPADM	-500.00...500.00 mS	0.01
Círculo de susceptancia	EFPADM	-500.00...500.00 mS	0.01
Conductancia directa	EFPADM	-500.00...500.00 mS	0.01
Conductancia inversa	EFPADM	-500.00...500.00 mS	0.01
Ángulo de inclinación de conductancia	EFPADM	-30...30°	1
Susceptancia directa	EFPADM	-500.00...500.00 mS	0.01
Susceptancia inversa	EFPADM	-500.00...500.00 mS	0.01
Ángulo de inclinación de susceptancia	EFPADM	-30...30°	1

Tabla 39. Protección de falta a tierra basada en la vatimétrica (WPWDE)

Característica	Valor
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la intensidad medida: $f_n \pm 2$ Hz Intensidad y tensión: $\pm 1,5\%$ del valor de ajuste ó $\pm 0,002 \times I_n$ Potencia: $\pm 3\%$ del valor de ajuste ó $\pm 0,002 \times P_n$
Tiempo de arranque ¹⁾²⁾	Típico 63 ms
Tiempo de restablecimiento	Típico 40 ms
Relación de restablecimiento	Típico 0,96
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo definido	$\pm 1,0\%$ del valor de ajuste o ± 20 ms
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de IDMT	$\pm 5,0\%$ del valor de ajuste o ± 20 ms
Supresión de armónicos	-50 dB siendo $f = n \times f_n$, donde $n = 2,3,4,5,\dots$

1) Variación de lo durante el ensayo. $U_0 = 1.0 \times U_n$ = tensión de fase a tierra durante falta a tierra en una red compensada o una red no puesta a tierra. El valor de potencia residual antes de la falta = 0.0 pu, $f_n = 50$ Hz, resultados basados en una distribución estadística de 1000 medidas.

2) Incluye el retardo de la señal del contacto de salida.

Tabla 40. Ajustes principales de la protección de falla a tierra vatimétrica (WPWDE)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Modo direccional	WPWDE	2 = Hacia adelante 3 = Hacia atrás	
Valor de arranque de la intensidad	WPWDE	$0.010...5.000 \times I_n$	0.001
Valor de arranque de tensión	WPWDE	$0.010...1.000 \times U_n$	0.001
Valor de arranque de la potencia	WPWDE	$0.003...1.000 \times P_n$	0.001
Potencia de referencia	WPWDE	$0.050...1.000 \times P_n$	0.001
Ángulo característico	WPWDE	$-179...180^\circ$	1
Factor de tiempo	WPWDE	0.05...2.00	0.01
Tipo de curva operativa	WPWDE	Tiempo positivo o inverso Tipo de curva: 5, 15, 20	
Tiempo de retardo de funcionamiento	WPWDE	60...200000 ms	10
Intensidad operativa mínima	WPWDE	$0.010...1.000 \times I_n$	0.001
Tensión operativa mínima	WPWDE	$0.01...1.00 \times U_n$	0.01

Tabla 41. Protección de defecto a tierra transitorio/intermitente (INTRPTEF)

Característica	Valor
Precisión operativa (criterios U_o con protección transitoria)	Según la frecuencia de la intensidad medida: $f_n \pm 2$ Hz $\pm 1,5\%$ del valor de ajuste ó $\pm 0,002 \times U_o$
Precisión del tiempo de operación	$\pm 1,0\%$ del valor de ajuste ó ± 20 ms
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo $f = n \times f_n$, donde $n = 2, 3, 4, 5$

Tabla 42. Ajustes principales de protección falla a tierra transitoria/intermitente (INTRPTEF)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Modo direccional	INTRPTEF	1=No direccional 2=Hacia adelante 3=Hacia atrás	-
Tiempo retardo operación	INTRPTEF	40...1200000 ms	10
Valor de inicio de tensión (valor de inicio de tensión para EF transitorio)	INTRPTEF	$0.01...0.50 \times U_n$	0.01
Modo de operación	INTRPTEF	1=EF intermitente 2=EF transitorio	-
Límite del contador de pico (requisitos mínimos para el contador de pico antes del inicio en modo IEF)	INTRPTEF	2...20	-
Intensidad mínima de funcionamiento	INTRPTEF	$0.01...1.00 \times I_n$	0.01

Tabla 43. Protección de falta a tierra basada en armónicos (HAEFPTOC)

Característica	Valor
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la intensidad medida: $f_n \pm 2$ Hz $\pm 5\%$ del valor de ajuste ó $\pm 0.004 \times I_n$
Tiempo de arranque ¹⁾²⁾	Típico 77 ms
Tiempo de restablecimiento	Típico 40 ms
Relación de restablecimiento	Típico 0,96
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo definido	$\pm 1,0\%$ del valor de ajuste ó ± 20 ms
Precisión del tiempo de operación en modo de IDMT ³⁾	$\pm 5,0\%$ del valor de ajuste ó ± 20 ms
Supresión de armónicos	-50 dB siendo $f = f_n$ -3 dB siendo $f = 13 \times f_n$

1) Intensidad de frecuencia fundamental = $1.0 \times I_n$, Intensidad de armónicos previa a falta = $0.0 \times I_n$, intensidad de falta de armónicos $2.0 \times$ Valor de arranque. Resultados basados en la distribución estadística de 1000 medidas.

2) Incluye el retardo de la señal del contacto de la salida

3) Máximo Valor de arranque = $2.5 \times I_n$, Valor de arranque múltiples en el rango de 2...20.

Tabla 44. Ajustes principales de la protección de falta a tierra basada en armónicos (HAEFPTOC)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Valor de arranque	HAEFPTOC	$0.05 \dots 5.00 \times I_n$	0.01
Factor de tiempo	HAEFPTOC	0.05...15.00	0.01
Tiempo de retardo de funcionamiento	HAEFPTOC	100...200000 ms	10
tiempo mínimo de funcionamiento	HAEFPTOC	100...200000 ms	10
Tipo de curva operativa	HAEFPTOC	Tiempo positivo ó inverso Tipo de curva: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	

Tabla 45. Protección de sobreintensidad de secuencia negativa (NSPTOC)

Característica	Valor												
Exactitud de funcionamiento	Según la frecuencia de la intensidad medida: $f_n \pm 2$ Hz $\pm 1,5\%$ del valor de ajuste ó $\pm 0,002 \times I_n$												
Tiempo de arranque ¹⁾²⁾	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Mínimo</th> <th>Típico</th> <th>Máximo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>$I_{Falla} = 2 \times$ ajuste Valor de arranque</td> <td>23 ms</td> <td>26 ms</td> <td>28 ms</td> </tr> <tr> <td>$I_{Falla} = 10 \times$ ajuste Valor de arranque</td> <td>15 ms</td> <td>18 ms</td> <td>20ms</td> </tr> </tbody> </table>		Mínimo	Típico	Máximo	$I_{Falla} = 2 \times$ ajuste Valor de arranque	23 ms	26 ms	28 ms	$I_{Falla} = 10 \times$ ajuste Valor de arranque	15 ms	18 ms	20ms
	Mínimo	Típico	Máximo										
$I_{Falla} = 2 \times$ ajuste Valor de arranque	23 ms	26 ms	28 ms										
$I_{Falla} = 10 \times$ ajuste Valor de arranque	15 ms	18 ms	20ms										
Tiempo de restablecimiento	Típico 40 ms												
Relación de restablecimiento	Típico 0,96												
Tiempo de retardo	<35 ms												
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo definido	$\pm 1,0\%$ del valor de ajuste ó ± 20 ms												
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo inverso	$\pm 5,0\%$ del valor de ajuste teórico ó ± 20 ms ³⁾												
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo $f = n \times f_n$, donde $n = 2, 3, 4, 5, \dots$												

1) El valor de intensidad de secuencia negativa previa a la falta = 0.0 , $f_n = 50$ Hz, resultados basados en una distribución estadística de 1000 medidas.

2) Incluye el retardo de la señal del contacto de la salida

3) Máximo Valor de arranque = $2.5 \times I_n$, Valor de arranque múltiples en el rango de 1.5...20.

Tabla 46. Ajustes principales de protección de sobreintensidad de secuencia de fase negativa (NSPTOC)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor inicial	NSPTOC	0.01...5.00 × I _n	0.01
Multiplicador de tiempo	NSPTOC	0.05...15.00	0.01
Tiempo retardo operación	NSPTOC	40...200000 ms	10
Tipo de curva operativa ¹⁾	NSPTOC	Tiempo definido o inverso Tipo de curva: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	

1) Para más información, vea la tabla de características de operación

Tabla 47. Protección de discontinuidad de fase (PDNSPTOC)

Característica	Valor
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la intensidad medida: f _n ±2 Hz ±2% del valor de ajuste
Tiempo de arranque	<70 ms
Tiempo de restablecimiento	Típico 40 ms
Relación de restablecimiento	Típico 0,96
Tiempo de retardo	<35 ms
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo definido	±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo f = n × f _n , donde n = 2, 3, 4, 5,...

Tabla 48. Ajustes principales de protección de discontinuidad de fase

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor de arranque (ajuste relación intensidad I ₂ /I ₁)	PDNSPTOC	10...100%	1
Tiempo retardo operación	PDNSPTOC	100...30000 ms	1
Mín. intensidad de fase	PDNSPTOC	0.05...0.30 × I _n	0.01

Tabla 49. Protección de sobretensión residual (ROVPTOV)

Característica	Valor						
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la tensión medida: f _n ±2 Hz ±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 × U _n						
Tiempo de arranque ¹⁾²⁾	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Mínimo</th> <th>Típico</th> <th>Máximo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>48 ms</td> <td>51 ms</td> <td>54 ms</td> </tr> </tbody> </table>	Mínimo	Típico	Máximo	48 ms	51 ms	54 ms
Mínimo	Típico	Máximo					
48 ms	51 ms	54 ms					
	U _{Falla} = 2 × ajuste <i>Valor de arranque</i>						
Tiempo de restablecimiento	Típico 40 ms						
Relación de restablecimiento	Típico 0,96						
Tiempo de retardo	<35 ms						
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo definido	±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms						
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo f = n × f _n , donde n = 2, 3, 4, 5,...						

1) Tensión residual antes de la falta= 0,0 × U_n, f_n = 50 Hz, tensión residual con frecuencia nominal aplicada desde ángulo de fase, resultados basados en una distribución estadística de 1000 medidas

2) Incluye el retardo del contacto de la señal de salida

Tabla 50. Ajustes principales de protección de sobretensión residual (ROVPTOV)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor inicial	ROVPTOV	0.010...1.000 × U _n	0.001
Tiempo retardo operación	ROVPTOV	40...300000 ms	1

Tabla 51. Protección de subtensión trifásica (PHPTUV)

Característica	Valor		
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la tensión medida: f _n ±2 Hz ±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 × U _n		
Tiempo de arranque ¹⁾²⁾	Mínimo	Típico	Máximo
	62 ms	66 ms	70 ms
	U _{Falla} = 0.9 × ajuste Valor de arranque		
Tiempo de restablecimiento	Típico 40 ms		
Relación de restablecimiento	Según el ajuste <i>Histéresis relativa</i>		
Tiempo de retardo	<35 ms		
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo definido	±1,0% del valor de ajuste o ±20 ms		
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo inverso	±5,0% del valor teórico o ±20 ms ³⁾		
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo f = n × f _n , donde n = 2, 3, 4, 5,...		

1) Valor de arranque = 1.0 × U_n, Tensión antes de falta = 1.1 × U_n, f_n = 50 Hz, subtensión en una fase a fase con frecuencia nominal inyectada con un ángulo de fase aleatorio, resultados basados en la distribución estadística de 1000 medidas

2) Incluye el retardo del contacto de la salida de la señal

3) Mínimo Valor de arranque = 0,50, Valor de arranque múltiples en un rango desde 0,90...0,20

Tabla 52. Ajustes principales de protección de subtensión trifásica (PHPTUV)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor inicial	PHPTUV	0.05...1.20 × U _n	0.01
Multiplicador de tiempo	PHPTUV	0.05...15.00	0.01
Tiempo retardo operación	PHPTUV	60...300000 ms	10
Tipo de curva operativa ¹⁾	PHPTUV	Tiempo definido o inverso Tipo de curva: 5, 15, 21, 22, 23	

1) Para más información, vea la tabla de características de operación

Tabla 53. Protección de sobretensión trifásica (PHPTOV)

Característica		Valor		
Precisión de funcionamiento		Según la frecuencia de la tensión medida: $f_n \pm 2$ Hz		
		$\pm 1,5\%$ del valor de ajuste ó $\pm 0,002 \times U_n$		
Tiempo de arranque ¹⁾²⁾	$U_{Falla} = 1.1 \times \text{ajuste Valor de arranque}$	Mínimo	Típico	Máximo
		23 ms	27 ms	31 ms
Tiempo de restablecimiento		Típico 40 ms		
Relación de restablecimiento		Según el ajuste <i>Histéresis relativa</i>		
Tiempo de retardo		<35 ms		
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo definido		$\pm 1,0\%$ del valor de ajuste ó ± 20 ms		
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo inverso		$\pm 5,0\%$ del valor técnico ó ± 20 ms ³⁾		
Supresión de armónicos		DFT: -50 dB siendo $f = n \times f_n$, donde $n = 2, 3, 4, 5, \dots$		

1) *Valor de arranque* = $1.0 \times U_n$, Tensión antes de falta = $0.9 \times U_n$, $f_n = 50$ Hz, sobretensión en una fase a fase con frecuencia nominal inyectada con un ángulo de fase aleatorio, resultados basados en la distribución estadística de 1000 medidas

2) Incluye el retardo del contacto de la salida de la señal

3) Máximo *Valor de arranque* = $1.20 \times U_n$, *Valor de arranque* múltiples en el rango de 1.10... 2.00

Tabla 54. Ajustes principales de protección de sobretensión trifásica (PHPTOV)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor inicial	PHPTOV	$0.05 \dots 1.60 \times U_n$	0.01
Multiplicador de tiempo	PHPTOV	0.05...15.00	0.01
Tiempo retardo operación	PHPTOV	40...300000 ms	10
Tipo de curva operativa ¹⁾	PHPTOV	Tiempo definido o inverso Tipo de curva: 5, 15, 17, 18, 19, 20	

1) Para más información, vea la tabla de características de operación

Tabla 55. Protección de subtensión de secuencia positiva (PSPTUV)

Característica		Valor		
Precisión de funcionamiento		Según la frecuencia de la tensión medida: $f_n \pm 2$ Hz		
		$\pm 1,5\%$ del valor de ajuste ó $\pm 0,002 \times U_n$		
Tiempo de arranque ¹⁾²⁾	$U_{Falla} = 0.99 \times \text{ajuste Valor de arranque}$ $U_{Falla} = 0.9 \times \text{ajuste Valor de arranque}$	Mínimo	Típico	Máximo
		52 ms 44 ms	55 ms 47 ms	58 ms 50 ms
Tiempo de restablecimiento		Típico 40 ms		
Relación de restablecimiento		Según el ajuste <i>Histéresis relativa</i>		
Tiempo de retardo		<35 ms		
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo definido		$\pm 1,0\%$ del valor de ajuste ó ± 20 ms		
Supresión de armónicos		DFT: -50 dB siendo $f = n \times f_n$, donde $n = 2, 3, 4, 5, \dots$		

1) *Valor de arranque* = $1.0 \times U_n$, Tensión de secuencia positiva antes de falta = $1.1 \times U_n$, $f_n = 50$ Hz, subtensión de secuencia positiva con frecuencia nominal inyectada con un ángulo de fase aleatorio, resultados basados en la distribución estadística de 1000 medidas

2) Incluye el retardo de señal del contacto de la salida

Tabla 56. Ajustes principales de protección de subtenensión de secuencia positiva (PSPTUV)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor inicial	PSPTUV	0.010...1.200 × U _n	0.001
Tiempo retardo operación	PSPTUV	40...120000 ms	10
Valor del bloque de tensión	PSPTUV	0.01...1.0 × U _n	0.01

Tabla 57. Protección de sobretensión de secuencia de fase negativa (NSPTOV)

Característica	Valor									
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la tensión medida: f _n ±2 Hz ±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 × U _n									
Tiempo de arranque ¹⁾²⁾	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Mínimo</th> <th>Típico</th> <th>Máximo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>33 ms</td> <td>35 ms</td> <td>37 ms</td> </tr> <tr> <td>24 ms</td> <td>26 ms</td> <td>28 ms</td> </tr> </tbody> </table> U _{Falla} = 1,1 × ajuste Valor de arranque U _{Falla} = 2,0 × ajuste Valor de arranque	Mínimo	Típico	Máximo	33 ms	35 ms	37 ms	24 ms	26 ms	28 ms
Mínimo	Típico	Máximo								
33 ms	35 ms	37 ms								
24 ms	26 ms	28 ms								
Tiempo de restablecimiento	Típico 40 ms									
Relación de restablecimiento	Típico 0,96									
Tiempo de retardo	<35 ms									
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo definido	±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms									
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo f = n × f _n , donde n = 2, 3, 4, 5,...									

1) Tensión de secuencia negativa previa a la falla = 0,0 × U_n, f_n = 50 Hz, sobretensión de secuencia positiva con frecuencia nominal inyectada con un ángulo de fase aleatorio, resultados basados en una distribución estadística de 1000 mediciones

2) Incluye el retardo de la señal del contacto de la salida

Tabla 58. Ajustes principales de protección de sobretensión de secuencia negativa (NSPTOV)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor inicial	NSPTOV	0.010...1.000 × U _n	0.001
Tiempo retardo operación	NSPTOV	40...120000 ms	1

Tabla 59. Protección de frecuencia (FRPFRQ)

Característica	Valor				
Precisión de funcionamiento	<table border="1"> <thead> <tr> <th>f>/f<</th> <th>df/dt</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>±5 mHz</td> <td>±50 mHz/s (en el rango df/dt < 5 Hz/s) ± 2,0% del valor del ajuste (en el rango 5 Hz/s < df/dt < 15 Hz/s)</td> </tr> </tbody> </table>	f>/f<	df/dt	±5 mHz	±50 mHz/s (en el rango df/dt < 5 Hz/s) ± 2,0% del valor del ajuste (en el rango 5 Hz/s < df/dt < 15 Hz/s)
f>/f<	df/dt				
±5 mHz	±50 mHz/s (en el rango df/dt < 5 Hz/s) ± 2,0% del valor del ajuste (en el rango 5 Hz/s < df/dt < 15 Hz/s)				
Tiempo de arranque	<table border="1"> <thead> <tr> <th>f>/f<</th> <th>df/dt</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><80 ms</td> <td><120 ms</td> </tr> </tbody> </table>	f>/f<	df/dt	<80 ms	<120 ms
f>/f<	df/dt				
<80 ms	<120 ms				
Tiempo de restablecimiento	<150 ms				
Precisión del tiempo de funcionamiento	±1,0% del valor de ajuste ó ±30 ms				

Tabla 60. Ajustes principales de protección de frecuencia (FRPFRQ)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Modo de funcionamiento	FRPFRQ	1 = Frec< 2 = Frec> 3 = df/dt 4 = Frec< + df/dt 5 = Frec> + df/dt 6 = Frec< OR df/dt 7 = Frec> OR df/dt	
Valor de arranque de Frec>	FRPFRQ	0.9000...1.2000 × f _n	0.0001
Valor de arranque de Frec<	FRPFRQ	0.8000...1.1000 × f _n	0.0001
Valor de arranque df/dt	FRPFRQ	-0.200...0.200 × f _n /s	0.005
Tm Frec operación	FRPFRQ	80...200000 ms	10
Tm operación df/dt	FRPFRQ	120...200000 ms	10

Tabla 61. Protección térmica trifásica para líneas, cables y transformadores de distribución (T1PTTR)

Característica	Valor
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la intensidad medida: f _n ±2 Hz Medida de intensidad: ±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 ±0.002 × I _n (con intensidades en el rango desde 0,01...4,00 × I _n)
Precisión del tiempo de operación ¹⁾	±2,0% del valor teórico ó ±0,50 s

1) Sobrecarga de intensidad > 1,2 × Temperatura del nivel de funcionamiento

Tabla 62. Ajuste principales de protección térmica trifásica para líneas, cables y transformadores de distribución (T1PTTR)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Ajuste de la temperatura ambiente (temperatura ambiente utilizada al desactivar AmbSens)	T1PTTR	-50...100°C	1
Multiplicador de intensidad (multiplicador de intensidad al utilizar la función para líneas paralelas)	T1PTTR	1...5	1
Referencia de intensidad	T1PTTR	$0.05...4.00 \times I_n$	0.01
Aumento de temperatura (aumento de temperatura final sobre la ambiental)	T1PTTR	0.0...200.0°C	0.1
Constante de tiempo (constante de tiempo de la línea en segundos)	T1PTTR	60...60 000 s	1
Temperatura máxima (nivel de temperatura operativa)	T1PTTR	20.0...200.0°C	0.1
Valor de alarma (nivel de temperatura para el arranque (alarma))	T1PTTR	20.0...150.0°C	0.1
Temperatura de recierre (temperatura para el restablecimiento del recierre del bloque tras el funcionamiento)	T1PTTR	20.0...150.0°C	0.1
Temperatura inicial (aumento de temperatura sobre la temperatura ambiente al inicio)	T1PTTR	-50.0...100.0°C	0.1

Tabla 63. Protección de falta a tierra restringida basada en impedancia alta (HREFPDIF)

Característica	Valor		
Precisión de operación	Según la frecuencia de la intensidad medida: $f_n \pm 2$ Hz		
	$\pm 1,5\%$ del valor de ajuste ó $\pm 0,002 \times I_n$		
Tiempo de arranque ¹⁾²⁾	Mínimo	Típico	Máximo
$I_{Falta} = 2.0 \times \text{ajuste } Valor \text{ operativo}$	16 ms	21 ms	23 ms
$I_{Falta} = 10.0 \times \text{ajuste } Valor \text{ operativo}$	11 ms	13 ms	14 ms
Tiempo de resetear	Típico 40 ms		
Relación de resetear	Típico 0,96		
Tiempo de retardo	<35 ms		
Precisión del tiempo de operación en modo de tiempo definido	$\pm 1,0\%$ del valor de ajuste ó ± 20 ms		

1) Intensidad previa a la falta = 0.0, $f_n = 50$ Hz, resultados basados en una distribución estadística de 1000 mediciones

2) Incluye el retardo del contacto de la señal de salida

Tabla 64. Ajustes principales de protección de falta a tierra restringida basada en impedancia alta (HREFPDIF)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Valor operativo	HREFPDIF	1.0...50.0%	0.1
Tiempo mínimo de operación	HREFPDIF	40...300000 ms	1
Operación	HREFPDIF	Apagado Encendido	-

Tabla 65. Protección diferencial de alta-impedancia (HlxPDIF)

Característica	Valor			
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la intensidad medida: $f_n \pm 2$ Hz $\pm 1,5\%$ del valor de ajuste ó $\pm 0,002 \times I_n$			
Tiempo de arranque ¹⁾²⁾		Mínimo	Típico	Máximo
	IFallo = 2.0 x ajuste de Valor inicial	12 ms	16 ms	24 ms
	IFallo = 10 x ajuste de Valor inicial	10 ms	12 ms	14 ms
Tiempo de restablecimiento	<40 ms			
Relación de restablecimiento	Típico 0,96			
Tiempo de retardo	<35 ms			
Precisión del tiempo de operación en modo de tiempo definido	$\pm 1,0\%$ del valor de ajuste ó ± 20 ms			

1) Modo de medida = por defecto (depende de la etapa), intensidad previa a la falta = $0,0 \times I_n$, $f_n = 50$ Hz, intensidad de falta con frecuencia nominal aplicada desde un ángulo de fase aleatorio, resultados basados en una distribución estadística de 1000 mediciones

2) Incluye el retardo del contacto de la señal de salida

Tabla 66. Ajustes principales de protección diferencial de alta impedancia (HIxPDIF)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Valor operativo	HIAPDIF HIBPDIF HICPDIF	1.0...200.0 % I_n	1
Tiempo mínimo de operación	HIAPDIF HIBPDIF HICPDIF	20...300000 ms	10

Tabla 67. Protección de falla de interruptor (CCBRBRF)

Característica	Valor
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la intensidad medida: $f_n \pm 2$ Hz $\pm 1,5\%$ del valor de ajuste ó $\pm 0,002 \times I_n$
Precisión del tiempo de funcionamiento	$\pm 1,0\%$ del valor de ajuste ó ± 20 ms
Tiempo de restablecimiento ¹⁾	Típico 40 ms
Tiempo de retardo	<20 ms

1) El tiempo del pulso de disparo determina la duración del pulso mínimo.

Tabla 68. Ajustes principales de protección de falla de interruptor (CCBRBRF)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor de intensidad (intensidad de fase operativa)	CCBRBRF	0.05...1.00 × I _n	0.05
Valor de intensidad res. (intensidad residual operativa)	CCBRBRF	0.05...1.00 × I _n	0.05
Modo falla CB (modo operación de función)	CCBRBRF	1 = Intensidad 2= Estado del Interruptor 3 = Ambos	-
Modo falla disparo CB	CCBRBRF	1 = Apagado 2= Sin comprobar 3 = Comprobar Intensidad	-
Tiempo de redisparo	CCBRBRF	0...60000 ms	10
Retardo defecto CB	CCBRBRF	0...60000 ms	10
Retardo falla CB	CCBRBRF	0...60000 ms	10

Tabla 69. Detector de energización trifásico (INRPHAR)

Característica	Valor
Precisión de funcionamiento	Con la frecuencia $f = f_n$ Medida de intensidad: ±1,5% del valor de ajuste ó $\pm 0,002 \times I_n$ Medida de relación I _{2f} /I _{1f} : ±5,0% del valor de ajuste
Tiempo de restablecimiento	+35 ms / -0 ms
Relación de restablecimiento	Típico 0,96
Precisión del tiempo de funcionamiento	+35 ms / -0 ms

Tabla 70. Ajustes principales del detector de energización trifásico (INRPHAR)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor de inicio (proporción del 2º al 1er valor armónico que conduce a limitación)	INRPHAR	5...100%	1
Tiempo retardo operación	INRPHAR	20...60000 ms	1

Tabla 71. Cierre sobre falta (CBPSOF)

Característica	Valor
Precisión del tiempo de funcionamiento	±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms

Tabla 72. Ajustes principales de cierre sobre falta (CBPSOF)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
SOTF tiempo de restablecimiento	CBPSOF	0...60000 ms	1

Tabla 73. Protección de arco (ARCSARC)

Característica		Valor		
Exactitud de funcionamiento		±3% del valor de ajuste o $\pm 0.01 \times I_n$		
Tiempo de funcionamiento	Modo de operación = "Luz + intensidad" ¹⁾²⁾	Mínimo	Típico	Máximo
		9 ms ³⁾ 4 ms ⁴⁾	12 ms ³⁾ 6 ms ⁴⁾	15 ms ³⁾ 9 ms ⁴⁾
Tiempo de funcionamiento	Modo de funcionamiento = "Sólo luz" ²⁾	Mínimo	Típico	Máximo
		9 ms ³⁾ 4 ms ⁴⁾	10 ms ³⁾ 6 ms ⁴⁾	12 ms ³⁾ 7 ms ⁴⁾
Tiempo de restablecimiento		Típico 40 ms		
Relación de restablecimiento		Típico 0,96		

1) Valor de arranque de fase = $1,0 \times I_n$, intensidad previa a la falta = $2,0 \times$ ajuste Valor de arranque de fase, $f_n = 50$ Hz, falta con frecuencia nominal, resultados basados en la distribución estadística de 200 mediciones

2) Incluye el retardo del contacto de salida de alta capacidad

3) Salida de potencia normal

4) Salida de alta velocidad

Tabla 74. Ajustes principales de la protección de arco (ARCSARC)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor de inicio de fase (intensidad de fase operativa)	ARCSARC	0,50...40,00 x I_n	0.01
Valor de inicio de tierra (intensidad residual operativa)	ARCSARC	0,05...8,00 x I_n	0.01
Modo de operación	ARCSARC	1=Luz+intensidad 2=Sólo luz 3=BI controlado	

Tabla 75. Protección multipropósito (MAPGAPC)

Característica	Valor
Precisión de operación	±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms

Tabla 76. Ajustes principales de la protección (MAPGAPC)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Valor de arranque	MAPGAPC	-10000.0...10000.0	0.1
Tiempo de retardo de operación	MAPGAPC	0...200000 ms	100
Modo de operación	MAPGAPC	Por encima Por debajo	-

Tabla 77. Localizador de faltas (SCEFRFLO)

Característica	Valor
Precisión de medida	<p>Con la frecuencia $f = f_n$</p> <p>Impedancia: $\pm 2.5\%$ ó $\pm 0.25 \Omega$</p> <p>Distancia: $\pm 2.5\%$ ó $\pm 0.16 \text{ km}/0.1 \text{ milla}$</p> <p>XC0F_CALC: $\pm 2.5\%$ ó $\pm 50 \Omega$</p> <p>IFLT_PER_ILD: $\pm 5\%$ ó ± 0.05</p>

Tabla 78. Ajustes principales del localizador de faltas (SCEFRFLO)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Fase Carga Max Z	SCEFRFLO	1.0...10000.00 Ω	0,1
Ries fuga Ph	SCEFRFLO	20...1000000 Ω	1
React Capacitiva Ph	SCEFRFLO	10...1000000 Ω	1
Línea R1 Sección A	SCEFRFLO	0.000...1000.000 Ω/pu	0,001
Línea X1 Sección A	SCEFRFLO	0.000...1000.000 Ω/pu	0,001
Línea R0 Sección A	SCEFRFLO	0.000...1000.000 Ω/pu	0,001
Línea X0 Sección A	SCEFRFLO	0.000...1000.000 Ω/pu	0,001
Línea Len Sección A	SCEFRFLO	0.000...1000.000 pu	0,001

Tabla 79. Ajustes principales para la detección de faltas de alta impedancia (PHIZ)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Nivel de seguridad	PHIZ	1...10	1
Tipo de sistema	PHIZ	1=Puesto a tierra 2=No puesto a tierra	

Tabla 80. Protección de potencia inversa / sobre-potencia direccional (DOPDPR)

Característica	Valor
Precisión de operación ¹⁾	<p>Según la frecuencia de la intensidad y tensión medida: $f = f_n \pm 2 \text{ Hz}$</p> <p>Precisión de medida de potencia $\pm 3\%$ del valor de ajuste ó $\pm 0.002 \times S_n$ Ángulo de fase: $\pm 2^\circ$</p>
Tiempo de arranque ²⁾³⁾	Típico 45 ms
Tiempo de restablecimiento	Típico 30 ms
Relación de restablecimiento	Típico 0.94
Precisión del tiempo de operación	$\pm 1,0\%$ del valor de ajuste ó $\pm 20 \text{ ms}$
Supresión de armónicos	-50 dB siendo $f = n \times f_n$, donde $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

1) Modo de medida = "Sec Pos" (defecto)

2) $U = U_n$, $f_n = 50 \text{ Hz}$, resultados basados en la distribución estadística de 1000 medidas.

3) Incluye el retardo del contacto de la señal de salida

Tabla 81. Ajustes principales de protección de potencia inversa / sobre-potencia direccional (DOPPDPR)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Modo direccional	DOPPDPR	1=No direccional 2=Directa 3=Hacia atrás	-
Valor de arranque	DOPPDPR	0.01...2.00 × Sn	0,01
Ángulo de potencia	DOPPDPR	-90...90°	1
Tiempo de retardo de operación	DOPPDPR	40...300000	10

Tabla 82. Protección de falta a tierra multifrecuencia basada en la admitancia (MFADPSDE)

Característica	Valor
Precisión de operación	Según la frecuencia de la tensión medida: $f_n \pm 2 \text{ Hz}$ $\pm 1.5\%$ del valor de ajuste ó $\pm 0.002 \times U_n$
Tiempo de arranque ¹⁾	Típico 35 ms
Tiempo de restablecimiento	Típico 40 ms
Precisión del tiempo de operación	$\pm 1,0\%$ del valor de ajuste ó $\pm 20 \text{ ms}$

1) Incluye el retardo del contacto de salida de señal, resultados basados en una distribución estadística de 1000 medidas.

Tabla 83. Ajustes principales de protección de falta a tierra multifrecuencia basada en la admitancia (MFADPSDE)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Modo direccional	MFADPSDE	2=Hacia adelante 3=Hacia atrás	-
Valor de arranque de tensión	MFADPSDE	0.01...1.00 × Un	0,01
Tiempo de retardo de operación	MFADPSDE	60...1200000	10
Cantidad operativa	MFADPSDE	1=Adaptativo 2=Amplitud	-
Modo de operación	MFADPSDE	1=EF intermitente 3=EF general 4=EF con alarma	-
Intensidad operativa mínima	MFADPSDE	0.005...5.000 × In	0,001
El límite del contador de pico	MFADPSDE	2...20	1

Tabla 84. Características de operación

Parámetros	Valor (rango)
Tipo de curva operación	1 = ANSI Ext. inv. 2 = ANSI Muy. inv. 3 = ANSI Norm. inv. 4 = ANSI Mod inv. 5 = ANSI Def. Tiempo 6 = L.T.E. inv. 7 = L.T.V. inv. 8 = L.T. inv. 9 = IEC Norm. inv. 10 = IEC Muy inv. 11 = IEC inv. 12 = IEC Ext. inv. 13 = IEC S.T. inv. 14 = IEC L.T. inv 15 = IEC Def. Tiempo 17 = Programable 18 = Tipo RI 19 = Tipo RD
Tipo de curva operación (protección de tensión)	5 = ANSI Def. Tiempo 15 = IEC Def. Tiempo 17 = Inv. Curva A 18 = Inv. Curva B 19 = Inv. Curva C 20 = Programable 21 = Inv. Curva A 22 = Inv. Curva B 23 = Programable

Funciones de interconexión

Tabla 85. Protección de subtensión direccional de potencia reactiva (DQPTUV)

Característica	Valor
Precisión de operación	Según la frecuencia de la intensidad y tensión medida: $f_n \pm 2$ Hz Potencia reactiva en rango $ PF \ll 0.71$ Potencia: $\pm 3.0\%$ ó $\pm 0.002 \times Q_n$ Tensión: $\pm 1.5\%$ del valor de ajuste ó $\pm 0.002 \times U_n$
Tiempo de arranque ¹⁾²⁾	Típico 46 ms
Tiempo de restablecimiento	<50 ms
Relación de restablecimiento	Típico 0,96
Precisión del tiempo de operación	$\pm 1,0\%$ del valor de ajuste ó ± 20 ms
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo $f = n \times f_n$, donde $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

1) Valor de arranque = $0.05 \times S_n$, potencia reactiva previa a la falta = $0.8 \times$ Valor de arranque, superación de potencia reactiva 2 veces, resultados basados en la distribución estadística de 1000 medidas.

2) Incluye el retardo del contacto de la señal de salida

Tabla 86. Ajustes principales de protección de subtensión direccional de potencia reactiva (DQPTUV)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Valor de arranque de tensión	DQPTUV	$0.20 \dots 1.20 \times U_n$	0,01
Tiempo de retardo de operación	DQPTUV	100...300000 ms	10
Potencia reactiva mínima	DQPTUV	$0.01 \dots 0.50 \times S_n$	0,01
Min Sec Pos intensidad	DQPTUV	$0.02 \dots 0.20 \times I_n$	0,01
Pot sector reducción	DQPTUV	$0 \dots 10^\circ$	1

Tabla 87. Protección de huecos de tensión (LVRTPTUV)

Característica	Valor
Precisión de operación	Según la frecuencia de la tensión medida: $f_n \pm 2$ Hz $\pm 1.5\%$ del valor de ajuste ó $\pm 0.002 \times U_n$
Tiempo de arranque ¹⁾²⁾	Típico 40 ms
Tiempo de restablecimiento	Basado en el valor máximo de <i>Tiempo de recuperación</i> ajuste
Precisión del tiempo de operación	$\pm 1,0\%$ del valor de ajuste ó ± 20 ms
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo $f = n \times f_n$, donde $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

1) Pruebas para determinar si *Numero de fases de arranque* = 1 de 3, resultados basados en la distribución estadística de 1000 medidas.

2) Incluye el retardo del contacto de la señal de salida

Tabla 88. Ajustes principales de protección de huecos de tensión (LVRTPTUV)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Valor de arranque de tensión	LVRTPTUV	0.05...1.20 × Un	0,01
Num de fases de arranque	LVRTPTUV	4=Exactamente 1 de 3 5=Exactamente 2 de 3 6=Exactamente 3 de 3	-
Selección de tensión	LVRTPTUV	1=Tensión más elevada fase-tierra 2=Tensión más baja fase-tierra 3=Tensión más elevada fase-fase 4=Tensión más baja fase-fase 5=Sec Positiva	-
Coordenadas activas	LVRTPTUV	1...10	1
Nivel de tensión 1	LVRTPTUV	0.00...1.20 ms	0,01
Nivel de tensión 2	LVRTPTUV	0.00...1.20 ms	0,01
Nivel de tensión 3	LVRTPTUV	0.00...1.20 ms	0,01
Nivel de tensión 4	LVRTPTUV	0.00...1.20 ms	0,01
Nivel de tensión 5	LVRTPTUV	0.00...1.20 ms	0,01
Nivel de tensión 6	LVRTPTUV	0.00...1.20 ms	0,01
Nivel de tensión 7	LVRTPTUV	0.00...1.20 ms	0,01
Nivel de tensión 8	LVRTPTUV	0.00...1.20 ms	0,01
Nivel de tensión 9	LVRTPTUV	0.00...1.20 ms	0,01
Nivel de tensión 10	LVRTPTUV	0.00...1.20 ms	0,01
Tiempo de recuperación 1	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tiempo de recuperación 2	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tiempo de recuperación 3	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tiempo de recuperación 4	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tiempo de recuperación 5	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tiempo de recuperación 6	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tiempo de recuperación 7	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tiempo de recuperación 8	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tiempo de recuperación 9	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tiempo de recuperación 10	LVRTPTUV	0...300000 ms	1

Tabla 89. Protección de desplazamiento de fases de tensión (VVSPAM)

Característica	Valor
Precisión de operación	Según la frecuencia de la tensión medida: $f_n \pm 1$ Hz $\pm 1^\circ$
Tiempo de operación ¹⁾²⁾	Típico 53 ms

1) $f_n = 50$ Hz, resultados basados en la distribución estadística de 1000 medidas.

2) Incluye el retardo del contacto de la señal de salida

Tabla 90. Ajustes principales desplazamiento de fase de tensión (VVSPAM)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Valor de arranque	VVSPAM	2.0...30.0°	0,1
Supervisión de fase	VVSPAM	7=fase A + B + C 8=Secuencia pos	-
Sobre Ten Valor Blq	VVSPAM	0.40...1.50 × Un	0,01
Sub Ten Valor Blq	VVSPAM	0.15...1.00 × Un	0,01

Protección y Control de la Línea	1MRS756685 E
REF615	
Versión del producto: 5.0 FP1	

Funciones de la calidad de potencia

Tabla 91. Variación de tensión (PHQVVR)

Característica	Valor
Precisión de operación	$\pm 1.5\%$ del valor de ajuste ó $\pm 0.2\%$ de la tensión de referencia
Relación de restablecimiento	Típico: 0,96 (Swell), 1,04 (Dip, interrupción)

Tabla 92. Desequilibrio de tensión (VSQVUB)

Característica	Valor
Precisión de operación	$\pm 1.5\%$ del valor de ajuste ó $\pm 0.002 \times U_n$
Relación de restablecimiento	Típico 0,96

Funciones de control

Tabla 93. Reenganche automático (DARREC)

Característica	Valor
Precisión del tiempo de funcionamiento	$\pm 1,0\%$ del valor de ajuste ó ± 20 ms

Tabla 94. Comprobación de sincronismo y energización (SECRSYN)

Característica	Valor
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la tensión medida: $f_n \pm 1$ Hz Tensión: $\pm 3,0\%$ del valor de ajuste o $\pm 0,01 \times U_n$ Frecuencia: ± 10 mHz Ángulo de fase: $\pm 3^\circ$
Tiempo de restablecimiento	<50 ms
Relación de restablecimiento	Típico 0,96
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo definido	$\pm 1,0\%$ del valor de ajuste ó ± 20 ms

Tabla 95. Ajustes principales de la comprobación de sincronismo y energización (SECRSYN)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Modo vivo/muerto	SECRSYN	-1 = Apagado 1=Ambos muertos 2=Vivo L, Muerto B 3=Muerto L, Vivo B 4=Barra muerta, L Cualquier 5=Muerto L, Cualquier barra 6=Uno vivo, Muerto 7=No vivos los dos	
Diferencia de tensión	SECRSYN	$0.01 \dots 0.50 \times U_n$	0.01
Diferencia de frecuencia	SECRSYN	$0.001 \dots 0.100 \times f_n$	0.001
Diferencia de ángulo	SECRSYN	$5 \dots 90^\circ$	1
Modo de comprobación de sincronismo	SECRSYN	1 = Apagado 2 = Sincrónico 3 = Asincrónico	
Modo de control	SECRSYN	1 = Continuo 2 = Comando	
Valor de línea muerta	SECRSYN	$0.1 \dots 0.8 \times U_n$	0.1
Valor de línea viva	SECRSYN	$0.2 \dots 1.0 \times U_n$	0.1
Cerrar pulso	SECRSYN	200...60000 ms	10
Energización máxima T	SECRSYN	$0.50 \dots 1.15 \times U_n$	0.01
Desplazamiento de fase	SECRSYN	$-180 \dots 180^\circ$	1
Tiempo mínimo de sincronismo	SECRSYN	0...60000 ms	10
Tiempo máximo de Sinc	SECRSYN	100...6000000 ms	10
Tiempo de energización	SECRSYN	100...60000 ms	10
Tiempo de cierre de Int	SECRSYN	40...250 ms	10

Funciones de monitorización y supervisión del estado

Tabla 96. Monitorización del estado del interruptor (SSCBR)

Característica	Valor
Precisión de medida de intensidad	$\pm 1,5\%$ ó $\pm 0,002 \times I_n$ (todas las intensidades dentro del rango de $0,1 \dots 10 \times I_n$) $\pm 5,0\%$ (todas las intensidades dentro del rango de $10 \dots 40 \times I_n$)
Precisión del tiempo de operación	$\pm 1,0\%$ del valor de ajuste ó ± 20 ms
Medida de tiempo de recorrido	+10 ms / -0 ms

Tabla 97. Supervisión del circuito de intensidad (CCSPVC)

Característica	Valor
Tiempo de operación ¹⁾	<30 ms

1) Incluye el retardo del contacto de salida

Tabla 98. Ajustes principales de supervisión del circuito de corriente (CCSPVC)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor inicial	CCSPVC	$0,05 \dots 0,20 \times I_n$	0,01
Máxima intensidad de operación	CCSPVC	$1,00 \dots 5,00 \times I_n$	0,01

Tabla 99. Supervisión de transformador de intensidad para esquemas de protección de alta-impedancia (HZCCxSPVC)

Característica	Valor
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la intensidad medida: $f_n \pm 2$ Hz $\pm 1,5\%$ del valor de ajuste ó $\pm 0,002 \times I_n$
Tiempo de restablecimiento	<40 ms
Relación de restablecimiento	Típico 0,96
Tiempo de retardo	<35 ms
Precisión del tiempo de operación en modo de tiempo definido	$\pm 1,0\%$ del valor de ajuste ó ± 20 ms

Tabla 100. Ajustes principales de la supervisión de TI para esquemas de protección de alta-impedancia (HZCxSPVC)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Valor de arranque	HZCASPVC HZCBSPVC HZCCSPVC	$1,0 \dots 100,0\% I_n$	0,1
Tiempo de retardo de alarma	HZCASPVC HZCBSPVC HZCCSPVC	100...300000 ms	10
Modo de salida de alarma	HZCASPVC HZCBSPVC HZCCSPVC	1=No-enganchado 3=Bloqueo	

Tabla 101. Supervisión de fallo de fusible (SEQSPVC)

Característica		Valor	
Tiempo de funcionamiento ¹⁾	Función NPS	$U_{Falla} = 1.1 \times \text{ajuste Niv Sec Neg de tensión}$	<33 ms
		$U_{Falla} = 5.0 \times \text{ajuste Niv Sec Neg de tensión}$	<18 ms
	Función delta	$\Delta U = 1.1 \times \text{ajuste Ratio del cambio de la tensión}$	<30 ms
		$\Delta U = 2.0 \times \text{ajuste Ratio del cambio de la tensión}$	<24 ms

1) Incluye el retardo de la señal del contacto de la salida, $f_n = 50$ Hz, tensión de la falla con frecuencia nominal inyectada con un ángulo de fase aleatorio, resultados basados en una distribución estadística de 1000 mediciones

Tabla 102. Contador de funcionamiento para maquinas y dispositivos (MDSOPT)

Descripción	Valor
Precisión de la medida del tiempo del funcionamiento del motor ¹⁾	$\pm 0.5\%$

1) De la lectura, para un relé independiente sin sincronización de tiempo.

Protección y Control de la Línea REF615	1MRS756685 E
Versión del producto: 5.0 FP1	

Funciones de medida

Tabla 103. Medida de intensidad trifásica (CMMXU)

Característica	Valor
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la intensidad medida: $f_n \pm 2$ Hz $\pm 0.5\%$ or $\pm 0.002 \times I_n$ (todas las intensidades dentro del rango de $0.01...4.00 \times I_n$)
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo $f = n \times f_n$, donde $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ RMS: Sin supresión

Tabla 104. Medida de secuencia de intensidad (CSMSQI)

Característica	Valor
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la intensidad medida: $f/f_n = \pm 2$ Hz $\pm 1.0\%$ o $\pm 0.002 \times I_n$ con todas las intensidades dentro del rango de $0.01...4.00 \times I_n$
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo $f = n \times f_n$, donde $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

Tabla 105. Medida de intensidad residual (RESCMMXU)

Característica	Valor
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la intensidad medida: $f/f_n = \pm 2$ Hz $\pm 0.5\%$ o $\pm 0.002 \times I_n$ con todas las intensidades dentro del rango de $0.01...4.00 \times I_n$
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo $f = n \times f_n$, donde $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ RMS: Sin supresión

Tabla 106. Medición de tensión trifásica (VMMXU)

Característica	Valor
Precisión de operación	Según la frecuencia de la tensión medida: $f_n \pm 2$ Hz Con tensiones en el rango de $0,01...1,15 \times U_n$ $\pm 0.5\%$ ó $\pm 0.002 \times U_n$
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo $f = n \times f_n$, donde $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ RMS: Sin supresión

Tabla 107. Medida de tensión residual (RESVMMXU)

Característica	Valor
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la intensidad medida: $f/f_n = \pm 2$ Hz $\pm 0.5\%$ ó $\pm 0.002 \times U_n$
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo $f = n \times f_n$, donde $n = 2, 3, 4, 5, \dots$ RMS: Sin supresión

Tabla 108. Medida de secuencia de tensión (VSMSQI)

Característica	Valor
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la tensión medida: $f_n \pm 2$ Hz Con tensiones en el rango de $0,01 \dots 1,15 \times U_n$ $\pm 1.0\%$ ó $\pm 0.002 \times U_n$
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo $f = n \times f_n$, donde $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

Tabla 109. Medida de energía y potencia trifásica (PEMMXU)

Característica	Valor
Precisión de operación	Con las tres intensidades en rango de $0,10 \dots 1,20 \times I_n$ Con las tres tensiones en rango de $0,50 \dots 1,15 \times U_n$ Con la frecuencia $f_n \pm 1$ Hz $\pm 1.5\%$ para potencia aparente S $\pm 1.5\%$ para potencia activa P y energía activa. ¹⁾ $\pm 1.5\%$ para potencia reactiva P y energía reactiva. ²⁾ $\pm 0,015$ para factor de potencia
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo $f = n \times f_n$, donde $n = 2, 3, 4, 5, \dots$

1) $|PF| > 0.5$ que equivale $|\cos\phi| > 0.5$ 2) $|PF| < 0.86$ que equivale $|\sin\phi| > 0.5$

Tabla 110. Medida de frecuencia (FMMXU)

Característica	Valor
Precisión de funcionamiento	± 10 mHz (en el rango de medida 35 - 75 Hz)

Protección y Control de la Línea	1MRS756685 E
REF615	
Versión del producto: 5.0 FP1	

Otras funciones

Tabla 111. Bloque de función del temporizador de pulso (PTGAPC)

Característica	Valor
Precisión del tiempo de operación	$\pm 1,0\%$ del valor de ajuste ó ± 20 ms

Tabla 112. Tiempo retardo apagado (8 pcs) (TOFPAGC)

Característica	Valor
Precisión del tiempo de operación	$\pm 1,0\%$ del valor de ajuste ó ± 20 ms

Tabla 113. Tiempo retardo encendido (8 pcs) (TONGAPC)

Característica	Valor
Precisión del tiempo de operación	$\pm 1,0\%$ del valor de ajuste ó ± 20 ms

22. HMI local

El relé está disponible con dos pantallas opcionales, una grande y una pequeña. La pantalla grande es adecuada para instalaciones con relé en las que se utiliza frecuentemente el interfaz de usuario del panel frontal y se requiere un esquema unifilar. La pantalla pequeña es adecuada para subestaciones controladas de forma remota en las que el relé sólo se utiliza ocasionalmente de forma local a través de la interfaz de usuario del panel frontal.

Las dos pantallas LCD ofrecen toda la funcionalidad de la interfaz de usuario del panel frontal con navegación por menús y vistas de menús. Sin embargo, la pantalla grande ofrece una mayor facilidad de uso del panel frontal, con menos desplazamiento por los menús y una mejor visión de conjunto de la información. La pantalla grande incluye además un esquema unifilar (SLD) configurable por el usuario con señalización para el equipo primario asociado. Según la configuración estándar elegida, el relé muestra los valores de

medida relacionados excepto por el esquema unifilar por defecto. La vista SLD también puede consultarse de forma local o remota, a través de la interfaz de usuario basada en navegador de Web. El SLD por defecto puede ser modificado según los requisitos del usuario mediante el editor de la pantalla gráfica en PCM600. El usuario puede crear hasta 10 paginas SLD.

El HMI local incluye un botón pulsador (L/R) para la operación local/remoto del relé. En modo local, el relé solo puede ser operado mediante el panel frontal del interfaz de usuario. En modo remota, el relé puede ejecutar comandos enviados desde una ubicación remota. El relé soporta la selección remota del modo local/remoto mediante una entrada digital. Esta función facilita, por ejemplo, el uso de un conmutador externo en la subestación para asegurar que todas los relés estén en modo local durante trabajos de mantenimiento y que el centro de control de la red no pueda operar los interruptores de forma remota.

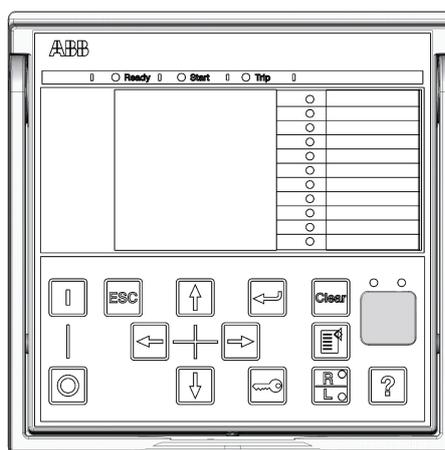
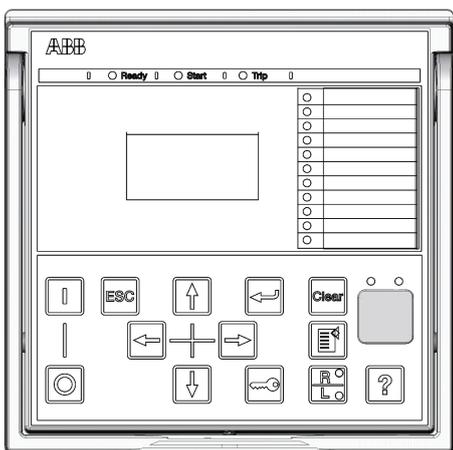


Figura 24. Pantalla pequeña

Figura 25. Pantalla grande

Tabla 114. Pantalla pequeña

Tamaño de fuente ¹⁾	Filas en la vista	Caracteres por fila
Pequeños, monoespaciada (6x12 píxeles)	5	20
Grandes, ancho variable (13x14 píxeles)	3	8 ó más

1) Según el idioma seleccionado

Tabla 115. Pantalla grande

Tamaño de fuente ¹⁾	Filas en la vista	Caracteres por fila
Pequeños, monoespaciada (6x12 píxeles)	10	20
Grandes, ancho variable (13x14 píxeles)	7	8 ó más

1) Según el idioma seleccionado

23. Métodos de montaje

Con los accesorios de montaje adecuados, la caja estándar de los relés de la serie 615 puede montarse empotrada, semiempotrada o en pared. Las cajas de relé empotradas y montadas en pared también puede montarse en posición inclinada (25°) con ayuda de accesorios especiales.

Además, los relés pueden montarse en cualquier armario de instrumentos estándar de 19 pulgadas, por medio de paneles de montaje de 19 pulgadas disponibles con calados para uno o dos relés. Como alternativa, los relés también pueden montarse en armarios de instrumentos de 19 pulgadas por medio de bastidores Combiflex para equipos, con altura 4U.

Para las pruebas de rutina, las cajas de los relés pueden dotarse de interruptores de prueba de tipo RTXP 18, que pueden montarse al lado de las cajas.

Métodos de montaje:

- Montaje empotrado
- Montaje semiempotrado
- Montaje semiempotrado con una inclinación de 25°
- Montaje en bastidor
- Montaje de pared
- Montaje en un bastidor de 19 pulgadas para equipos
- Montaje con bloque de prueba RTXP 18 a un bastidor de 19"

Recorte del panel para montaje empotrado:

- Altura: 161.5 ± 1 mm
- Anchura: 165.5 ± 1 mm

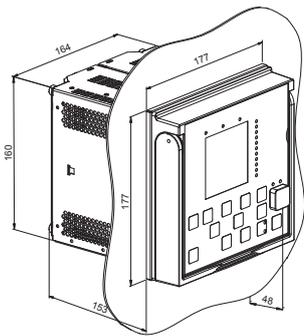


Figura 26. Montaje empotrado

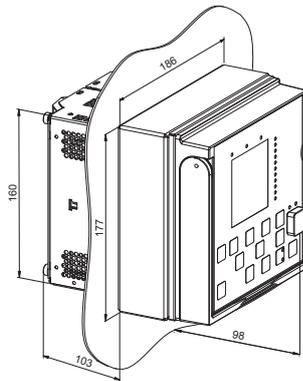


Figura 27. Montaje semiempotrado

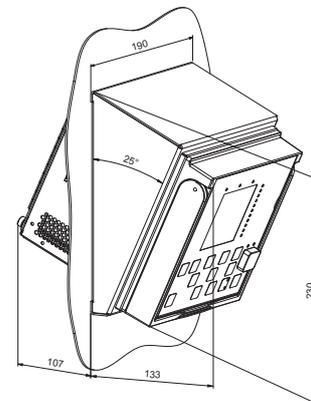


Figura 28. Semiempotrado con inclinación de 25°

24. Caja y unidad enchufable del relé

Por motivos de seguridad, las cajas de los relés de medición de intensidad cuentan con contactos automáticos para cortocircuitar los circuitos de secundario de los transformadores de intensidad al retirar una unidad de relé de su caja. Además, la caja del relé cuenta con un sistema de codificación mecánico que impide que las unidades de relé de medición de intensidad sean insertadas en cajas previstas para

unidades de medición de tensión y viceversa. Es decir, las cajas de relé tienen asignado un tipo determinado de unidad enchufable de relé.

25. Datos de selección y pedidos

Utilice la [Biblioteca ABB](#) para acceder a la selección y la información del pedido y para generar el número del pedido.

26. Accesorios y datos para pedidos

Tabla 116. Cables

Artículo	Número de pedido
Cable para sensores ópticos para protección de arco, 1,5 m	1MRS120534-1.5
Cable para sensores ópticos para protección de arco, 3.0 m	1MRS120534-3.0
Cable para sensores ópticos para protección de arco, 5.0 m	1MRS120534-5.0

Tabla 117. Accesorios de montaje

Artículo	Número de pedido
Kit de montaje semiempotrado	1MRS050696
Kit de montaje de pared	1MRS050697
Kit de montaje inclinado semiempotrado	1MRS050831
Kit de montaje en rack de 19" con recorte para un relé	1MRS050694
Kit de montaje en rack de 19" con recorte para dos relés	1MRS050695
Soporte de montaje para un relé con interruptor de prueba RTXP en 4U Combiflex (RHGT 19" variante C)	2RCA022642P0001
Soporte de montaje para un relé en 4U Combiflex (RHGT 19" variante C)	2RCA022643P0001
Kit de montaje en rack de 19" para un relé y un interruptor de prueba RTXP18 (el interruptor de prueba no está incluido)	2RCA021952A0003
Kit de montaje en rack de 19" para un relé y un interruptor de prueba RTXP24 (el interruptor de prueba no está incluido)	2RCA022561A0003
Kit de repuesto para un relé de las series Strömberg SP_J40 (corte en el centro de la placa de instalación)	2RCA027871A0001
Kit de repuesto para un relé de las series Strömberg SP_J40 (corte a la izquierda o a la derecha en la placa de instalación)	2RCA027874A0001
Kit de repuesto para dos relés de la series Strömberg SP_J3	2RCA027880A0001
Kit de repuesto de rack de 19" para relés de las series Strömberg SP_J3/J6 (un corte)	2RCA027894A0001
Kit de repuesto de rack de 19" para relés de las series Strömberg SP_J3/J6 (dos cortes)	2RCA027897A0001
Kit de repuesto para un relé de las series Strömberg SP_J6	2RCA027881A0001
Kit de repuesto para tres relés de las series BBC S	2RCA027882A0001
Kit de repuesto para un relé de las series SPA 300	2RCA027885A0001

27. Herramientas

El relé de protección se suministra como una unidad pre-configurada. Los valores predeterminados de los ajustes de los parámetros pueden cambiarse a través de la interfaz de usuario del panel frontal, la interfaz de usuario basada en navegador de Web (Web HMI) o la herramienta PCM600 en combinación con el paquete de conectividad específico del relé.

El Gestor de IEDs de Protección y Control PCM600 ofrece amplias funciones de configuración de IED, como la configuración de señales de IED, la configuración de aplicaciones, la configuración de la pantalla gráfica, la configuración de esquemas unifilares y la configuración de la comunicación IEC 61850 con comunicación horizontal GOOSE.

Al utilizar la interfaz de usuario basada en navegador de Internet, puede accederse al relé de protección tanto local como remotamente utilizando un navegador de Internet

(Internet Explorer). Por motivos de seguridad, la interfaz de usuario basada en navegador de Web está desactivada de forma predeterminada pero se puede activar mediante el panel frontal de la interfaz del usuario. La funcionalidad HMI Web puede limitarse a acceso de sólo lectura.

El paquete de conectividad es una colección de software e información específica de relé que permite conectarse e interactuar con el relé a los productos y herramientas del sistema. Los paquetes de conectividad reducen el riesgo de errores en la integración de sistemas, minimizando los tiempos de instalación y de configuración del dispositivo. Además, los Paquetes de conectividad para los relés de protección de esta serie de productos incluyen una herramienta de actualización flexible para añadir un texto HMI local adicional para el relé de protección. La herramienta de actualización se activa con PCM600 y permite múltiples actualizaciones del lenguaje HMI adicional, ofreciendo medios flexibles para posibles actualizaciones futuras del lenguaje.

Tabla 118. Herramientas

Herramientas de configuración y ajuste	Versión
PCM600	2.6 (Rollup 20150626) o posterior
Interfaz de usuario basada en navegador Web	IE 8.0, IE 9.0, IE 10.0 o IE 11.0
Paquete de conectividad REF615	5.1 ó posterior

Tabla 119. Funciones soportadas

Función	HMI web	PCM600
Ajuste de parámetros del relé	•	•
Almacenamiento de ajustes de parámetros de relé en el relé	•	•
Monitoreo de señales	•	•
Manejo del registrador de perturbaciones	•	•
Visualización de LEDs de alarma	•	•
Administración del control de accesos	•	•
Configuración de señales de relés (Signal Matrix)	-	•
Configuración de comunicaciones Modbus® (gestión de comunicaciones)	-	•
Configuración de comunicaciones DNP3 (gestión de comunicaciones)	-	•
Configuración de comunicaciones IEC 60870-5-103 (gestión de comunicaciones)	-	•
Almacenamiento de ajustes de parámetros del relé en la herramienta	-	•
Análisis de registros de perturbaciones	-	•
XRIO parámetro exportación/importación	-	•
Configuración del display gráfico	-	•
Configuración de la aplicación	-	•
Configuración de comunicación IEC 61850, GOOSE (configuración de comunicación)	-	•
Visualización de diagramas de las fases	•	-
Visualización de eventos	•	•
Guardado de datos de incidencias en el PC del usuario	•	•
Monitorización en línea	-	•

• = Soportado

28. Ciberseguridad

El relé admite autenticación y autorización basada en grupos de usuarios. Es capaz de almacenar 2048 eventos de la pista de auditoría en la memoria no volátil. La memoria no volátil se basa en un tipo de memoria que no necesita respaldo de batería o el intercambio habitual de componentes para mantener el almacenamiento de la memoria. FTP y Web HMI

utilizan el cifrado TLS con un mínimo de clave de longitud de 128 bits que protege los datos de tránsito. En este caso los protocolos de comunicación utilizados son FTPS y HTTPS. Todos los puertos de comunicación traseros y servicios de protocolo opcionales se pueden desactivar según la configuración del sistema deseado.

29. Esquemas de conexionado

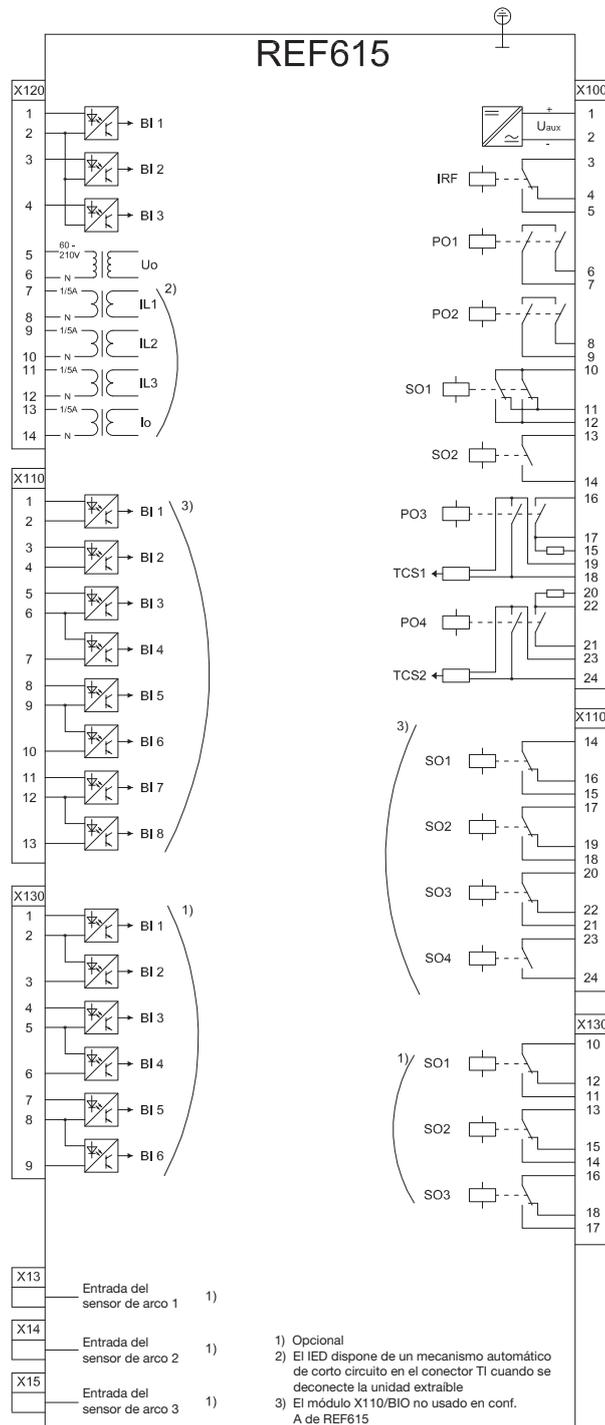


Figura 29. Esquema de conexionado para las configuraciones estándar A y B

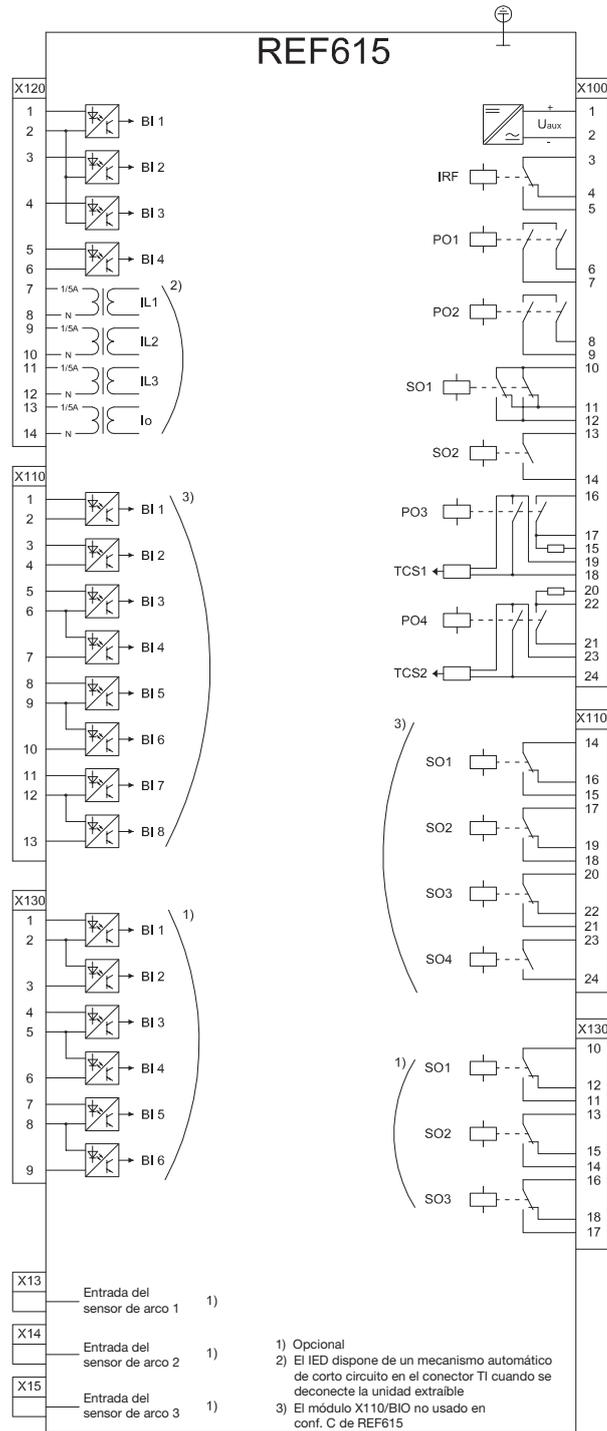


Figura 30. Esquema de conexionado para las configuraciones estándar C y D

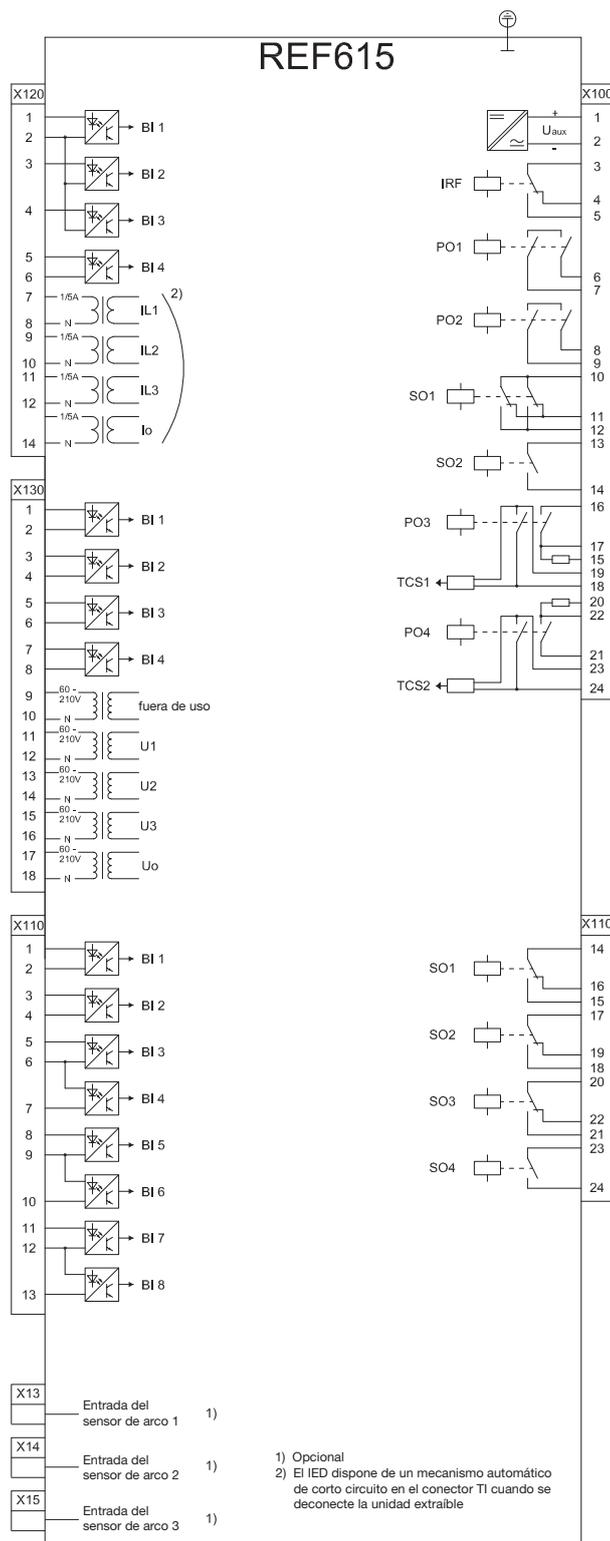


Figura 31. Esquema de conexionado para las configuraciones estándar E y F

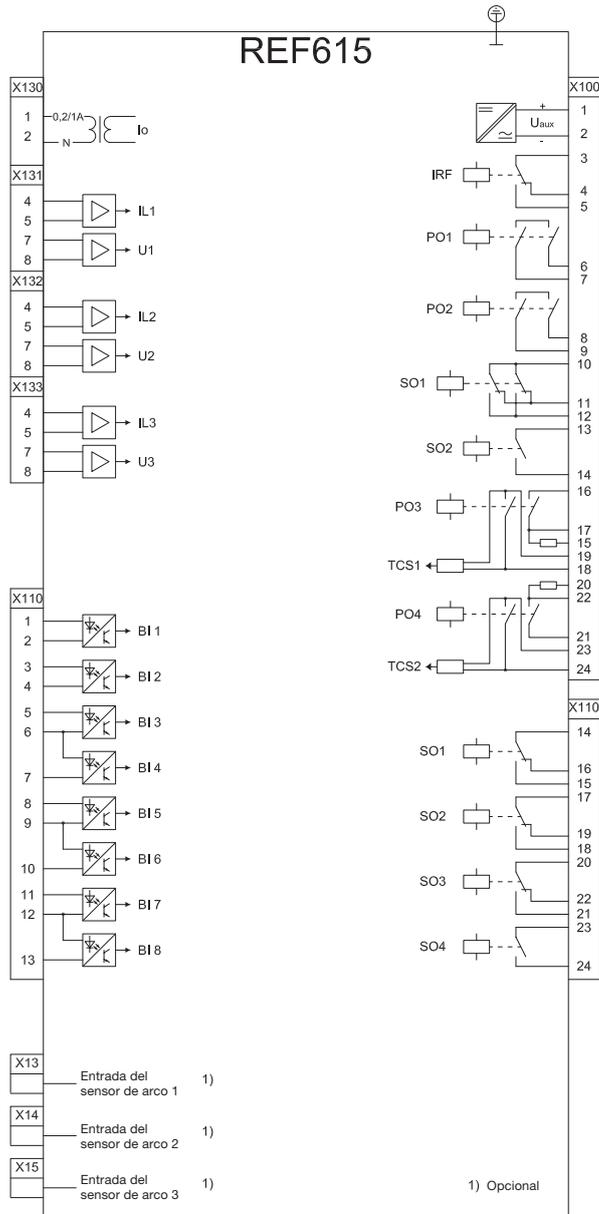


Figura 32. Esquema de conexionado para las configuraciones estándar G y L

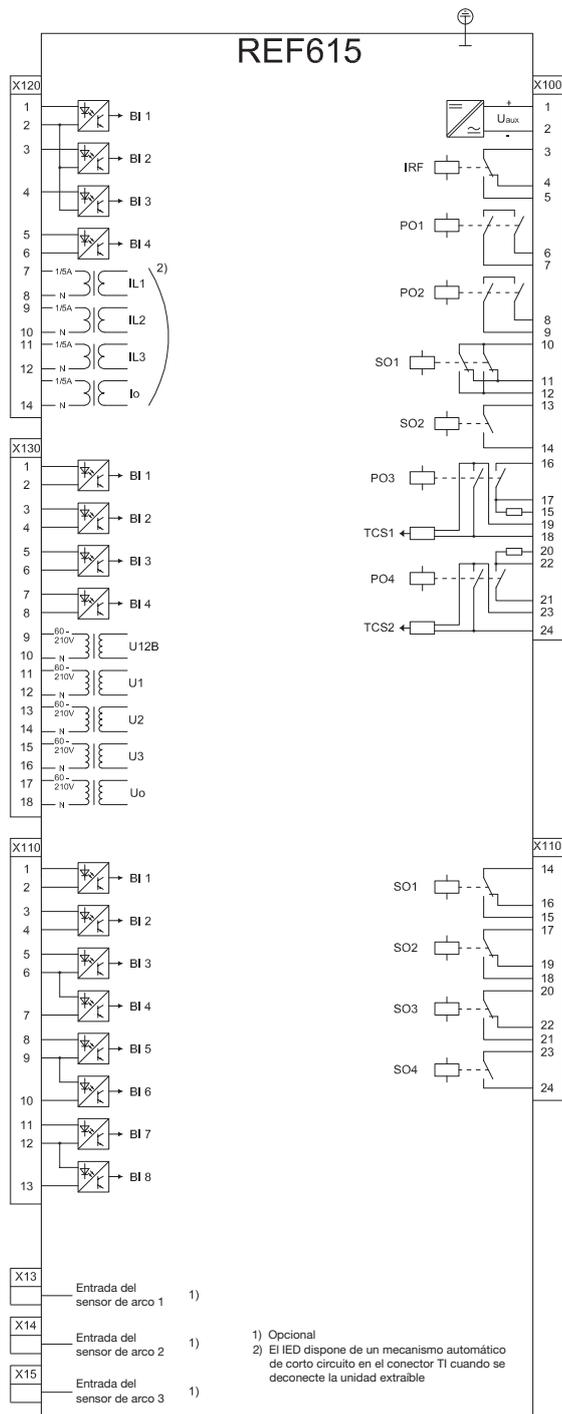


Figura 33. Esquema de conexionado para las configuraciones estándar H, J y N

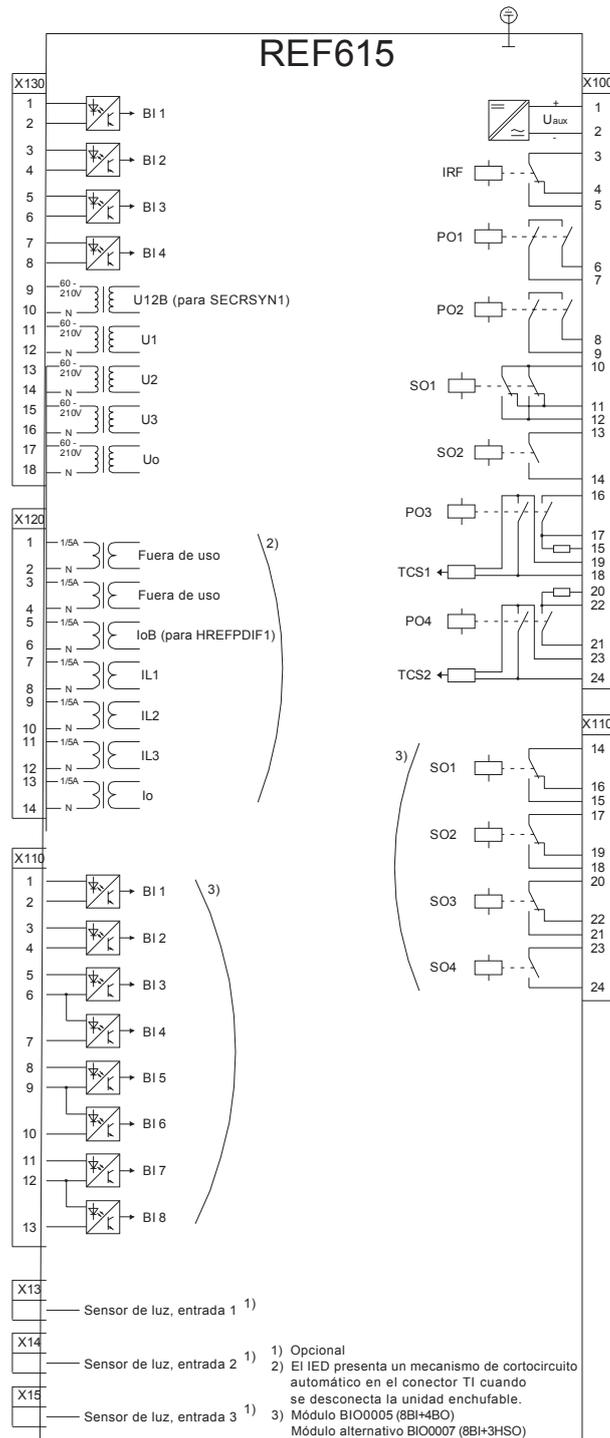


Figura 34. Esquema de conexionado para la configuración estándar K

30. Certificados

DNV GL ha emitido un Certificado Edición 2 de IEC 61850 de Nivel A1 para las series Relion® serie 615. Numero de certificado: 7410570I-OPE/INC 15-1136.

DNV GL ha emitido un certificado IEC 61850 de Nivel A1 para las series Relion® serie 615. Numero de certificado: 74105701-OPE/INC 15-1145.

Certificados adicionales se pueden encontrar en la [página del producto](#).

31. Informes de inspección

KEMA ha emitido un informe de inspección sobre la REF615, "Comparación entre el funcionamiento programado y GOOSE de los cuadros de distribución UniGear con protección de líneas de los IEDs REF615 y REF630 basada en la norma IEC 62271-3". Número de informe: 70972064-TDT 09-1398.

El informe de inspección concluye que, exceptuando las comparaciones de funcionamiento, "tanto el REF630 como el REF615 cumplen con el tipo de mensaje 1A "Trip" de la clase de funcionamiento P1 para posiciones de distribución (tiempo de transferencia <10 msec) según se define en la norma IEC 61850-5".

32. Referencias

El www.abb.com/substationautomation portal ofrece información sobre toda la gama de productos y servicios de automatización de distribución.

Encontrará la última información respecto al relé de protección y control REF615 en [página del producto](#). Desplazarse por la página para buscar y descargar la documentación relacionada.

33. Códigos y símbolos de funciones

Tabla 120. Funciones incluidas en el relé

Función	IEC 61850	IEC 60617	IEC-ANSI
Protección			
Protección de sobreintensidad trifásica no direccional, etapa baja	PHLPTOC1	3I> (1)	51P-1 (1)
	PHLPTOC2	3I> (2)	51P-1 (2)
Protección de sobreintensidad trifásica no direccional, etapa alta	PHHPTOC1	3I>> (1)	51P-2 (1)
	PHHPTOC2	3I>> (2)	51P-2 (2)
Protección de sobreintensidad trifásica no direccional, etapa instantánea	PHIPTOC1	3I>>> (1)	50P/51P (1)
Protección de sobreintensidad trifásica direccional, etapa baja	DPHLPDOC1	3I> -> (1)	67-1 (1)
	DPHLPDOC2	3I> -> (2)	67-1 (2)
Protección de sobreintensidad trifásica direccional, etapa alta	DPHHPDOC1	3I>> -> (1)	67-2 (1)
Protección de falla a tierra no direccional, etapa baja	EFLPTOC1	Io> (1)	51N- 1 (1)
	EFLPTOC2	Io> (2)	51N-1 (2)
Protección de falla a tierra no direccional, etapa alta	EFHPTOC1	Io>> (1)	51N- 2 (1)
Protección de falta a tierra no direccional, etapa instantánea	EFIPTOC1	Io>>> (1)	50N/51N (1)
Protección de falla a tierra direccional, etapa baja	DEFLPDEF1	Io>-> (1)	67N-1 (1)
	DEFLPDEF2	Io>-> (2)	67N-1 (2)
Protección de falta a tierra direccional, etapa alta	DEFHPDEF1	Io>> -> (1)	67N-2 (1)
Protección de falta a tierra basada en la admitancia	EFPADM1	Yo> -> (1)	21YN (1)
	EFPADM2	Yo> -> (2)	21YN (2)
	EFPADM3	Yo> -> (3)	21YN (3)
Protección de falta a tierra basada en la vatimétrica	WPWDE1	Po> -> (1)	32N (1)
	WPWDE2	Po> -> (2)	32N (2)
	WPWDE3	Po> -> (3)	32N (3)
Protección a tierra transitoria/intermitente	INTRPTEF1	Io> -> IEF (1)	67NIEF (1)
Protección de falta a tierra basada en armónicos	HAEFPTOC1	Io>HA (1)	51NHA (1)
Protección de falta a tierra no direccional (todo-terreno), empleando la "Io" calculada	EFHPTOC1	Io>> (1)	51N- 2 (1)
Protección de sobreintensidad de secuencia negativa	NSPTOC1	I2> (1)	46 (1)
	NSPTOC2	I2> (2)	46 (2)
Protección de discontinuidad de fase	PDNSPTOC1	I2/I1> (1)	46PD (1)
Protección de sobretensión residual	ROVPTOV1	Uo> (1)	59G (1)
	ROVPTOV2	Uo> (2)	59G (2)
	ROVPTOV3	Uo> (3)	59G (3)

Tabla 120. Funciones incluidas en el relé, continuación

Función	IEC 61850	IEC 60617	IEC-ANSI
Protección de subtensión trifásica	PHPTUV1	3U< (1)	27 (1)
	PHPTUV2	3U< (2)	27 (2)
	PHPTUV3	3U< (3)	27 (3)
Protección de sobretensión trifásica	PHPTOV1	3U> (1)	59 (1)
	PHPTOV2	3U> (2)	59 (2)
	PHPTOV3	3U> (3)	59 (3)
Protección de subtensión de secuencia positiva	PSPTUV1	U1< (1)	47U+ (1)
	PSPTUV2	U1< (2)	47U+ (2)
Protección de sobretensión de secuencia negativa	NSPTOV1	U2> (1)	47O- (1)
	NSPTOV2	U2> (2)	47O- (2)
Protección de frecuencia	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)
Protección térmica trifásica para alimentadores, cables y transformadores de distribución	T1PTTR1	3lth>F (1)	49F (1)
Protección de falta a tierra restringida basada en impedancia alta	HREFPDIF1	dIoHi> (1)	87NH (1)
Protección diferencial de alta impedancia para fase A	HIAPDIF1	dHi_A>(1)	87A(1)
Protección diferencial de alta impedancia para fase B	HIBPDIF1	dHi_B>(1)	87B(1)
Protección diferencial de alta impedancia para fase C	HICPDIF1	dHi_C>(1)	87C(1)
Protección contra el fallo de un interruptor automático	CCBRBRF1	3I>/Io>BF (1)	51BF/51NBF (1)
Detector de intensidad interna trifásico	INRPHAR1	3I2f> (1)	68 (1)
Cierre sobre falta	CBPSOF1	SOTF (1)	SOTF (1)
Disparo maestro	TRPPTRC1	Disparo maestro (1)	94/86 (1)
	TRPPTRC2	Disparo maestro (2)	94/86 (2)
	TRPPTRC3	Disparo Maestro (3)	94/86 (3)
	TRPPTRC4	Disparo Maestro (4)	94/86 (4)
	TRPPTRC5	Disparo Maestro (5)	94/86 (5)
Protección de arco	ARCSARC1	ARC (1)	50L/50NL (1)
	ARCSARC2	ARC (2)	50L/50NL (2)
	ARCSARC3	ARC (3)	50L/50NL (3)

Tabla 120. Funciones incluidas en el relé, continuación

Función	IEC 61850	IEC 60617	IEC-ANSI
Protección multipropósito	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)
Localizador de faltas	SCEFRFLO1	FLOC (1)	21FL (1)
Detector de faltas de alta impedancia	PHIZ1	HIF (1)	HIZ (1)
Protección de potencia inversa / sobre-potencia direccional	DOPDPDR1	P>/Q> (1)	32R/32O (1)
	DOPDPDR2	P>/Q> (2)	32R/32O (2)
Protección de falta a tierra multifrecuencia basada en la admitancia	MFADPSDE1	Io> ->Y (1)	67YN (1)
Funciones de interconexión			
Protección de subtensión direccional de potencia reactiva	DQPTUV1	Q> ->,3U< (1)	32Q,27 (1)
Protección de huecos de tensión	LVRTPTUV1	U<RT (1)	27RT (1)
	LVRTPTUV2	U<RT (2)	27RT (2)
	LVRTPTUV3	U<RT (3)	27RT (3)
Protección de desplazamiento de fase de tensión	VVSPAM1	VS (1)	78V (1)
Calidad de potencia			
Distorsión de demanda total de la intensidad	CMHAI1	PQM3I (1)	PQM3I (1)
Distorsión armónica total de tensión	VMHAI1	PQM3U (1)	PQM3V (1)
Variación de tensión	PHQVVR1	PQMU (1)	PQMV (1)
Desequilibrio de tensión	VSQVUB1	PQUUB (1)	PQVUB (1)
Control			
Control del seccionador	CBXCBR1	I <-> O CB (1)	I <-> O CB (1)

Tabla 120. Funciones incluidas en el relé, continuación

Función	IEC 61850	IEC 60617	IEC-ANSI
Control del seccionador	DCXSW1	I <-> O DCC (1)	I <-> O DCC (1)
	DCXSW2	I <-> O DCC (2)	I <-> O DCC (2)
Control del seccionador de tierra	ESXSW1	I <-> O ESC (1)	I <-> O ESC (1)
Indicación de posición del seccionador	DCSXSW1	I<-> O DC (1)	I<-> O DC (1)
	DCSXSW2	I<-> O DC (2)	I<-> O DC (2)
	DCSXSW3	I<-> O DC (3)	I<-> O DC (3)
Indicación de interruptor de tierra	ESSXSW1	I <-> O ES (1)	I <-> O ES (1)
	ESSXSW2	I <-> O ES (2)	I <-> O ES (2)
Auto reenganche	DARREC1	O -> I (1)	79 (1)
Comprobación de sincronismo y excitación	SECRSYN1	SYNC (1)	25 (1)
Monitorización del estado y supervisión			
Supervisión del estado del seccionador	SSCBR1	CBCM (1)	CBCM (1)
Supervisión de circuito de disparo	TCSSCBR1	TCS (1)	TCM (1)
	TCSSCBR2	TCS (2)	TCM (2)
Supervisión del circuito de intensidad	CCSPVC1	MCS 3I (1)	MCS 3I (1)
Supervisión del transformador de intensidad para la esquema de protección de alta-impedancia para la fase A	HZCCASPVC1	MCS I_A(1)	MCS I_A(1)
Supervisión del transformador de intensidad para la esquema de protección de alta-impedancia para la fase B	HZCCBSPVC1	MCS I_B(1)	MCS I_B(1)
Supervisión del transformador de intensidad para la esquema de protección de alta-impedancia para la fase C	HZCCCSPVC1	MCS I_C(1)	MCS I_C(1)
Supervisión de fallos de fusibles	SEQSPVC1	FUSEF (1)	60 (1)
Contador de tiempo de servicio para equipos y dispositivos	MDSOPT1	OPTS (1)	OPTM (1)
Medición			
Reg. perturbaciones	RDRE1	DR (1)	DFR (1)
Registro de perfil de cargas	LDPRLRC1	LOADPROF (1)	LOADPROF (1)
Registro de faltas	FLTRFRC1	FAULTREC (1)	FAULTREC (1)
Medida de intensidad trifásica	CMMXU1	3I (1)	3I (1)
Medición de intensidad secuencial	CSMSQ1	I1, I2, I0 (1)	I1, I2, I0 (1)
Medida de intensidad residual	RESCMMXU1	Io (1)	In (1)
	RESCMMXU2	Io (2)	In (2)
Medición de tensión trifásica	VMMXU1	3U (1)	3V (1)
	VMMXU2	3U (2)	3V (2)
Medición de tensión residual	RESVMMXU1	Uo (1)	Vn (1)
Medición de tensión secuencial	VSMSQ1	U1, U2, U0 (1)	V1, V2, V0 (1)
Medida de energía y potencia trifásica	PEMMXU1	P, E (1)	P, E (1)

REF615

Versión del producto: 5.0 FP1

Tabla 120. Funciones incluidas en el relé, continuación

Función	IEC 61850	IEC 60617	IEC-ANSI
Medida RTD/mA	XRGGIO130	X130 (RTD) (1)	X130 (RTD) (1)
Medición de frecuencia	FMMXU1	f (1)	f (1)
Enviar valor muestreado IEC 61850-9-2 LE	SMVSENDER	SMVSENDER	SMVSENDER
Recibir valor muestreado IEC 61850-9-2 LE (tensión compartida)	SMVRCV	SMVRCV	SMVRCV
Otros			
Temporizador de pulsos mínimos (2 pcs)	TPGAPC1	TP (1)	TP (1)
	TPGAPC2	TP (2)	TP (2)
	TPGAPC3	TP (3)	TP (3)
	TPGAPC4	TP (4)	TP (4)
Temporizador de pulsos mínimos (2 pcs, resolución de segundos)	TPSGAPC1	TPS (1)	TPS (1)
Temporizador de pulsos mínimos (2 pcs, resolución de minutos)	TPMGAPC1	TPM (1)	TPM (1)
Temporizador de pulsos (8 pcs)	PTGAPC1	PT (1)	PT (1)
	PTGAPC2	PT (2)	PT (2)
Tiempo de retardo apagado (8 pcs)	TOFGAPC1	TOF (1)	TOF (1)
	TOFGAPC2	TOF (2)	TOF (2)
	TOFGAPC3	TOF (3)	TOF (3)
	TOFGAPC4	TOF (4)	TOF (4)
Tiempo de retardo encendido (8 pcs)	TONGAPC1	TON (1)	TON (1)
	TONGAPC2	TON (2)	TON (2)
	TONGAPC3	TON (3)	TON (3)
	TONGAPC4	TON (4)	TON (4)
Establecer resetear (8 pcs)	SRGAPC1	SR (1)	SR (1)
	SRGAPC2	SR (2)	SR (2)
	SRGAPC3	SR (3)	SR (3)
	SRGAPC4	SR (4)	SR (4)
Mover (8 pcs)	MVGAPC1	MV (1)	MV (1)
	MVGAPC2	MV (2)	MV (2)
Punto de control genérico (16 pcs)	SPCGAPC1	SPC (1)	SPC (1)
	SPCGAPC2	SPC (2)	SPC (2)
Escala de valores analógicos	SCA4GAPC1	SCA4 (1)	SCA4 (1)
	SCA4GAPC2	SCA4 (2)	SCA4 (2)
	SCA4GAPC3	SCA4 (3)	SCA4 (3)
	SCA4GAPC4	SCA4 (4)	SCA4 (4)
Mover valor entero	MVI4GAPC1	MVI4 (1)	MVI4 (1)

Protección y Control de la Línea	1MRS756685 E
REF615	
Versión del producto: 5.0 FP1	

34. Historial de revisión de documentos

Revisión/fecha del documento	Versión del producto	Historial
A/2008-11-12	1.0	Traducción de la versión inglés A (1MRS756379)
B/2011-02-09	2.0	Traducción de la versión inglés D (1MRS756379)
C/2013-03-11	4.0	Traducción de la versión inglés L (1MRS756379)
D/2014-08-18	5.0	Traducción de la versión inglés N (1MRS756379)
E/2016-03-21	5.0 FP1	Traducción de la versión inglés R (1MRS756379)

Contacto

ABB Oy

**Medium Voltage Products,
Distribution Automation**

P.O. Box 699

FI-65101 VAASA, Finlandia

Teléfono +358 10 22 11

Fax +358 10 22 41094

www.abb.com/mediumvoltage

www.abb.com/substationautomation

ABB India Limited,

Distribution Automation

Maneja Works

Vadodara-390013, India

Teléfono +91 265 6724402

Fax +91 265 6724423

www.abb.com/mediumvoltage

www.abb.com/substationautomation