

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

Tesis previa a la obtención del título de: INGENIERO ELÉCTRICO

**TEMA:
ESTUDIO SOBRE CONEXIÓN EN PARALELO DE GENERADORES
UTILIZANDO RELÉS DE SINCRONIZACIÓN.**

**AUTOR:
BYRON SANTIAGO SANGOQUIZA SUNTAXI**

**DIRECTOR:
ING. RAMIRO ALEJANDRO ROBAYO VASCO**

Quito, 09 marzo de 2015

DECLARATORIA DE AUTORÍA:

Yo, Byron Santiago Sangoquiza Sntaxi autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaro que los conceptos y análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Quito, 09 de marzo del 2015

Byron Santiago Sangoquiza Sntaxi
CC: 1716873458

AUTOR

CERTIFICA:

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos del informe de esta monografía, “Estudio Sobre Conexión en Paralelo de Generadores Utilizando Relés de Sincronización” realizada por el Sr. Byron Santiago Sangoquiza Suntaxi, previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, 09 de Marzo del 2015

Ing. Ramiro Alejandro Robayo Vasco

DIRECTOR

DEDICATORIA.

Byron Santiago Sangoquiza Suntaxi

Este trabajo está dedicado con mucho afecto para toda mi familia, quienes me han impulsado a continuar y finalizar este proyecto, especial a mis queridos padres María y Oswaldo, por todo su apoyo incondicional gracias.

AGRADECIMIENTO.

Byron Santiago Sangoquiza Suntaxi

Agradezco a todos los docentes de la facultad de Ingeniería Eléctrica de los cuales tuve el honor de aprender, no solo en el campo académico sino también del ámbito social y personal, en especial aquellos docentes que están completamente comprometidos con la educación.

También agradezco a mi director de tesis el Ing, Ramiro Robayo por compartir todas sus experiencias y conocimientos durante mi formación, y durante la realización de este trabajo.

ÍNDICE GENERAL

DECLARATORIA DE AUTORÍA:	II
CERTIFICA:	III
DEDICATORIA.	IV
AGRADECIMIENTO.	V
ÍNDICE GENERAL	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABLAS	XI
ÍNDICE DE ANEXOS	XI
GLOSARIO DE TÉRMINOS	XII
RESUMEN	XIII
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO 1	2
1 CONSTITUCIÓN DEL GENERADOR DE AC SÍNCRONO.....	2
1.1 Conceptos de máquinas sincrónicas.....	2
1.1.1 Generador Sincrónico.	2
1.1.2 El Rotor.....	3
1.1.3 Velocidad de Rotación de un Generador Sincrónico.	4
1.1.4 Circuito Equivalente de un Generador Sincrónico.	5
1.2 Métodos de Conexión de Generadores Sincrónicos.....	6
1.2.1 Conexión del Generador en Estrella.	6
1.2.2 Conexión del Generador en Delta.....	7
1.2.3 Conexiones de generadores en la industria.....	7
1.3 Estándar para Interconexión con Sistemas Eléctricos de Potencia IEEE 1547.	9
1.3.1 Definición Partes del SEP.....	9
1.3.2 Requerimientos Generales.....	12
1.3.3 Requerimientos de Sincronización (IEEE Std 1547.-2003- 4.1.3).....	14

1.4	Relés de Sincronización y Protección.....	15
1.4.1	Definición.....	15
1.4.2	Características de un Sistema de Protecciones.....	15
1.4.3	Normativa Para Relés de Sincronización y Protección.....	16
CAPITULO 2.....		17
2	PUESTA EN PARALELO DE GENERADORES	17
2.1	Dispositivos Electrónicos de Control y Sincronización.....	17
2.1.1	Funciones de Sincronización y Protección de Generadores según ANSI estándar C.37.2. 17	
2.2	Confiabilidad del Diseño.....	20
2.2.1	Definición.....	20
2.2.2	Sistema de Transferencia de Generadores.....	20
2.2.3	Rutina de Sincronización.....	22
2.3	Criterios de Ajustes para Relés de Sincronización de Generadores.....	23
2.3.1	Parámetros de Sincronización Fundamentales.....	23
2.3.2	Determinación General de los Ajustes.....	24
2.3.3	Procedimiento del Cálculo de Valores de Ajuste.....	26
2.3.4	Pruebas de Campo.....	27
2.4	Elección de Dispositivos Electrónicos de Control y Sincronización.....	31
2.4.1	Sincronoscopio.....	31
2.4.2	Regulador Automático de Voltaje.....	31
2.4.3	Regulador Electrónico de Velocidad.....	32
2.4.4	Relés de Sincronización y Protección.....	32
CAPITULO 3.....		33
3	EQUIPOS UTILIZADOS PARA LA PUESTA EN PARALELO DE GENERADORES	33
3.1	SYNCHROTECT® 5.....	33
3.1.1	Configuración de Relés SYNCHROTECT® 5.....	35
3.1.2	Aplicaciones de Relés SYNCHROTECT® 5.....	36

3.1.3	Diagrama de conexiones para sincronización con Relés SYNCHROACT® 5.....	39
3.2	Relé de Protección de Interconexión SEL-700GT.....	41
3.2.1	Configuración de Relés SEL-700GT.....	43
3.2.2	Aplicaciones de Relés SEL-700GT.....	44
3.2.3	Diagrama de conexiones para sincronización con Relés SEL-700GT.	47
3.3	Relé de Verificación de Sincronismo SPAU 140C.....	49
3.3.1	Configuración de Relés SPAU 140C.....	50
3.3.2	Aplicaciones de Relés de Verificación de Sincronismo SPAU 140C.....	53
3.4	Relé Digital de Comprobación de Sincronismo GEK-106214B.....	56
3.4.1	Características de Diseño del Relé GEK-106214B	57
3.4.2	Aplicaciones del Relé GEK-106214B.....	58
3.4.3	Diagrama de conexiones para sincronización con Relés GEK-106214B.....	61
CAPITULO 4.....		63
4	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	63
4.1	Análisis Comparativo de Equipos Usados Para la Puesta en Paralelo de Generadores.....	63
4.1.1	Relé de Protección y Sincronismo SYNCHROACT® 5.....	64
4.1.2	Relé de protección de interconexión SEL-700GT.....	66
4.1.3	Relé de Protección Verificación de Sincronismo SPAU 140 C.....	72
4.1.4	Relé Digital de Comprobación de Sincronismo GEK-106214B.....	74
4.2	Beneficios de la Utilización de Equipos Automáticos.....	77
4.3	Análisis Costo Beneficio de la Utilización de Equipos Electrónicos en la Puesta en Paralelo de Generadores.	79
CONCLUSIONES.....		82
RECOMENDACIONES.....		83
REFERENCIAS.....		84
ANEXOS.....		88

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 <i>Constitución Generador Sincrónico</i>	2
Figura 1-2 <i>Funcionamiento de una maquina sincrónica</i>	3
Figura 1-3 <i>Tipos de Rotor</i>	4
Figura 1-4 <i>Circuito equivalente de un generador sincrónico.</i>	5
Figura 1-5 <i>Esquema de conexión Estrella.</i>	6
Figura 1-6 <i>Esquema de Conexión Delta.</i>	7
Figura 1-7 <i>Generador con bobinado auxiliar.</i>	8
Figura 1-8 <i>Generador con Excitatriz auxiliar.</i>	8
Figura 1-9 <i>Relación de los términos de interconexión.</i>	10
Figura 1-10 <i>Esquema de la interconexión.</i>	11
Figura 2-1 <i>Diagrama unifilar con interruptor de transferencia y cuatro generadores conectados a barra común.</i>	21
Figura 2-2 <i>Esquema para secuencia de sincronización.</i>	22
Figura 2-3 <i>Esquema Región de sincronización para un ángulo máximo Θ_R.</i>	24
Figura 2-4 <i>Determinación de ΔV en función de Θ_R.</i>	25
Figura 2-5 <i>Montaje de prueba para los relés de sincronismo.</i>	28
Figura 3-1 <i>Sistema de sincronización automática redundante con doble canal.</i>	33
Figura 3-2 <i>SynView Software de Configuración.</i>	35
Figura 3-3 <i>Sincronización automática y acoplamiento en paralelo de generadores con la red.</i>	36
Figura 3-4 <i>Acoplamiento en paralelo automático de líneas sincrónicas y asincrónicas y de barras conductoras de la corriente.</i>	37
Figura 3-5 <i>Supervisión del acoplamiento en paralelo automático o manual de líneas ya sincrónicas (Synchrocheck) y conexión de generadores y líneas sin tensión o líneas muertas.</i>	38
Figura 3-6 <i>Acoplamiento en paralelo automático o manual de generador.</i>	39

Figura 3-7 <i>Sincronización automática y puesta en paralelo de dos interruptores de potencia.</i>	40
Figura 3-8 <i>Relé de Sincronización SEL-700G.</i>	41
Figura 3-9 <i>Software ACSELERATOR QuickSet®.</i>	43
Figura 3-10 <i>Ejemplo de ajuste de función de comprobación de sincronismo 25RCFX y SYNCPX / SYNCPY.</i>	44
Figura 3-11 <i>Función de Comprobación de Sincronismo Ángulo Característico.</i>	45
Figura 3-12 <i>Sincronización automática y puesta en paralelo de un generador.</i>	47
Figura 3-13 <i>Opciones de Protección e Interconexión SEL-700GT.</i>	48
Figura 3-14 <i>Relé de verificación de Sincronización SPAU 140C.</i>	49
Figura 3-15 <i>Diagrama de conexión para el relé de verificación de sincronismo SPAU 140 C.</i>	52
Figura 3-16 <i>Funciones de Supervisión del Relé de Verificación de Sincronismo SPAU 140 C.</i>	53
Figura 3-17 <i>Relé de verificación de sincronismo SPAU 140 C comprobando las condiciones de energización y sincronismo.</i>	54
Figura 3-18 <i>Condiciones de cierre que se comprueban de acuerdo con el esquema de verificación de sincronismo. Las condiciones de cierre de la fase 2 de operación se comprueban, en la misma medida, entre las tensiones U2 y U3.</i>	55
Figura 3-19 <i>Relé Digital GEK-106214B</i>	56
Figura 3-20 <i>Zona de operación del Relé Digital GEK-106214B.</i>	58
Figura 3-21 <i>Conexiones externas para modelos GEK-106214B.</i>	61
Figura 3-22 <i>Diagrama lógico de funcionamiento (226B2202H1).</i>	62
Figura 4-1 <i>Conexiones externas para modelos GEK-106214B.</i>	77
Figura 4-2 <i>Consecuencias producidas por una inapropiada sincronización.</i>	78

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1 <i>Velocidad de Rotacion Según Numero de Polos.</i>	5
Tabla 1-2 <i>Rangos Operación Para Puesta en Paralelo.</i>	12
Tabla 1-3 <i>Parametros de Sincronizacion.</i>	14
Tabla 2-1 <i>Parámetros para probar la unidad de ajuste del ángulo de compensación.</i>	30
Tabla 4-1 <i>Parámetros tecnicos del rele SYNCHROACT® 5.</i>	64
Tabla 4-2 <i>Parámetros tecnicos del rele SEL-700GT</i>	66
Tabla 4-3 <i>Parámetros tecnicos del rele SPAU 140C.</i>	72
Tabla 4-4 <i>Parámetros tecnicos del rele GEK-106214B.</i>	74
Tabla 4-5 <i>Comparacion de costos unitario de reles analizados.</i>	79
Tabla 4-6 <i>Comparacion de características de reles analizados.</i>	81

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo A1

Se presenta hoja de datos técnicos del Relé SYNCHROACT® 5.....	89
--	----

Anexo B2

Se presenta hoja de datos técnicos del Relé SEL-700GT.....	115
--	-----

Anexo B3

Se presenta hoja de datos técnicos del Relé SPAU 140C.....	139
--	-----

Anexo B4

Se presenta hoja de datos técnicos del Relé GEK-106214B.....	163
--	-----

GLOSARIO DE TÉRMINOS

W	Vatio
Wp	Vatio Pico
KWp	Kilovatio pico
MW	Megavatio
KWh	Kilovatio hora
M²	Metro cuadrado
V	Voltio
I	Corriente
CC	Corriente Continua
CA	Corriente Alterna
VCC	Voltaje de corriente continúa
VAC	Voltaje de corriente alterna
MPPT	Punto de Máxima Potencia
J	Joules
Hz	Hertz
USD	Dólar americano

RESUMEN

ESTUDIO SOBRE CONEXIÓN EN PARALELO DE GENERADORES UTILIZANDO RELÉS DE SINCRONIZACIÓN.

Byron Sangoquiza
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad Politécnica Salesiana
Quito-Ecuador
bsangoquiza@est.ups.edu.ec

Resumen—Cuando realizamos la sincronización de generadores con la finalidad que ingresen en paralelo a un SEP, es necesario conocer los parámetros eléctricos fundamentales que intervienen en este proceso, lo que facilitara la implementación de este tipo de maniobras, además de conocer las mejores alternativas que tenemos para realizar este proceso, para que se realice de una manera eficiente y segura.

En la actualidad existen equipos electrónicos que realizan la sincronización de generadores de forma automática, este es el caso de los relés de sincronización y protección que permiten realizar la sincronización y en algunos casos proteger de fallas eléctricas al generador.

Seleccionamos cuatro relés de sincronización existentes en el mercado ecuatoriano y analizamos sus características y beneficios al momento de realizar la sincronización de generadores.

Abstract— When performing the synchronization of generators with the purpose to enter parallel to a SEP is necessary to know the basic electrical parameters intervening in this process to facilitate the implementation of these maneuvers, besides knowing the best choices that have to make this process it done efficiently and safely.

Currently exist electronic equipment that perform synchronization automatically of generators, this is the case of relays synchronization and protection that allow synchronization and in some cases protect the generator of electrical failure.

Selected four relays existing in the Ecuadorian market and analyze its features and benefits when synchronizing generators.

Keywords—*Synchronization; SEP; relay; Generator; start sequence; Directional Overcurrent; Phase-sequence Voltage; Directional Power; Undervoltage; Overvoltage*

INTRODUCCIÓN

El generador síncrono o alternador es un tipo de máquina eléctrica rotativa capaz de transformar energía mecánica en energía eléctrica, también se los conoce como máquinas sincrónicas, las máquinas sincrónicas tiene la particularidad de poder operar como generador o como motor, se le conoce como generador síncrono por la igualdad entre la frecuencia eléctrica con la frecuencia angular es decir, el generador girara a la velocidad del campo magnético a esta igualdad de frecuencias se le denomina sincronismo, existe algunos métodos de conexión de acuerdo a su constitución para un óptimo funcionamiento.

Un sistema de generadores en paralelo y sincronizados generalmente es usado en donde dos o más generadores pequeños son más eficientes que un gran generador cuando se precisa de potencia, además esto proporciona seguridad por si motivo alguno de los generadores no funciona generando redundancia en el sistema, es por eso que sincronizar generadores es importante para el funcionamiento adecuado del SEP.

En la actualidad existen equipos electrónicos muy sofisticados que permiten realizar la sincronización de generadores de manera segura y eficiente precisamente este proyecto de tesis contribuye una ayuda a la comprensión para la integración de equipos electrónicos, en la sincronización de generadores ya que sea seleccionado algunos equipos y se describe sus características principales.

CAPITULO 1

1 CONSTITUCIÓN DEL GENERADOR DE AC SÍNCRONO.

1.1 Conceptos de máquinas sincrónicas.

La máquina síncrona está compuesta de una parte activa fija que se conoce como inducido o estator y de una parte giratoria coaxial que se conoce como inductor o rotor, el espacio comprendido entre el rotor y el estator se conoce como entrehierro, las máquinas sincrónicas tiene la particularidad de poder operar como generador o como motor[1][2].

Su operación como generador se realiza cuando se aplica un voltaje DC en el campo de excitación del rotor, y a su vez éste es movido o desplazado por una fuente externa, que da lugar a tener un campo magnético giratorio que atraviesa o corta los conductores del estator induciéndose con esto un voltaje entre terminales del generador[3].

Su operación como motor síncrono se realiza cuando el estator es alimentado con un voltaje trifásico de AC y consecutivamente el rotor es alimentado con un voltaje de DC.

1.1.1 Generador Síncrono.

Los generadores síncronos o alternadores son máquinas sincrónicas que se usan para convertir potencia mecánica en potencia eléctrica de corriente alterna[4].

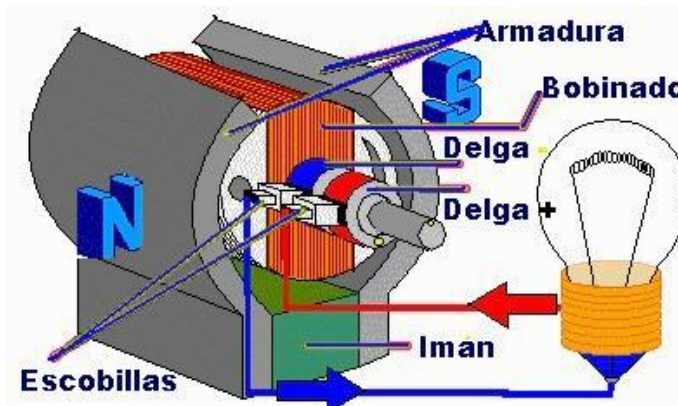


Figura 1-1 Constitución Generador Síncrono

Fuente: P. José and M. Aller, "Tema III : La Máquina Síncrona," 2006.

El generador síncrono consiste en un electroimán girando, llamado rotor cilíndrico generalmente al lado de una bobina, estator conectado en estrella el cual por efecto de la rotación del rotor va a inducir tensión trifásica en el estator, para esto tiene que haber una velocidad relativa entre el rotor también llamado campo y el estator o armadura[1][4].

Si en un generador síncrono se aplica al bobinado del rotor una corriente continua, se producirá un campo magnético en el rotor[5]. Entonces el rotor del generador se impulsará por medio de un motor primario, lo cual producirá un campo magnético rotatorio dentro de la máquina[1][3]. Este campo magnético rotatorio inducirá un sistema trifásico de voltajes dentro del bobinado del estator del generador.

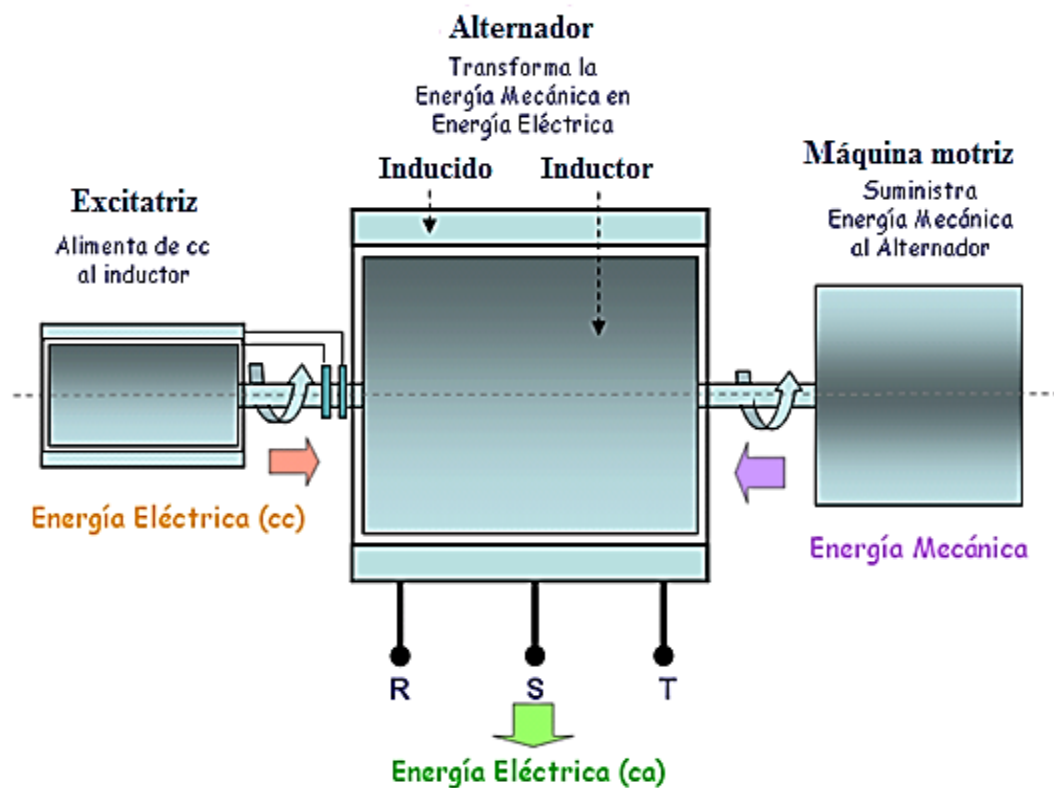


Figura 1-2 Funcionamiento de una máquina síncrona

Fuente: http://www.tuveras.com/alternador/alternador_principios.htm

1.1.2 El Rotor.

El generador síncrono es un gran electroimán y los polos de éste pueden ser construidos de dos formas polos salientes y polos no salientes.[6]

Los rotores de polos no salientes o lisos se utilizan en rotores de dos y cuatro polos, mientras que los rotores de polos salientes se utilizan en rotores de cuatro o más polos[7], puesto que el rotor está sujeto a campos magnéticos variables y se construyen con láminas delgadas agrupadas para reducir las pérdidas por corrientes parásitas[8].

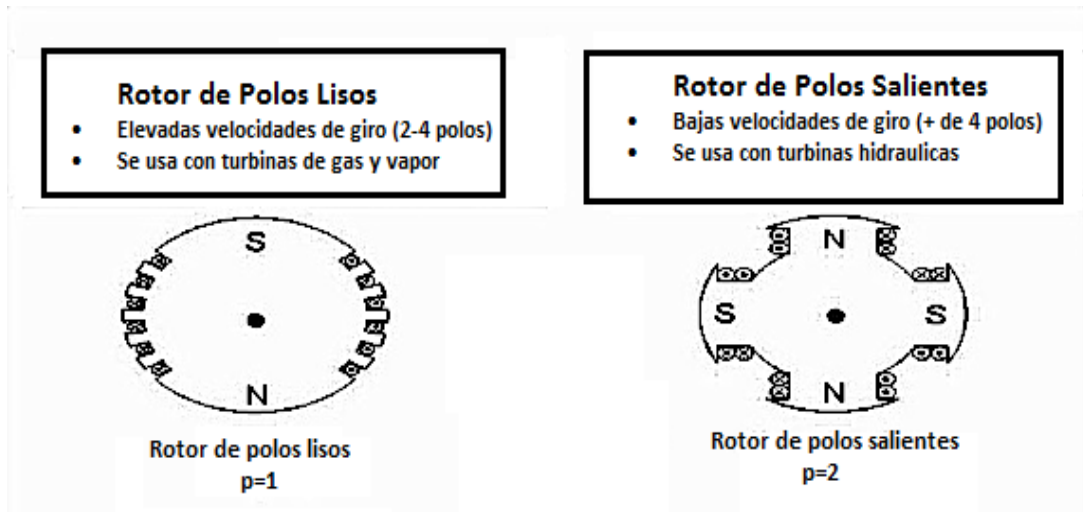


Figura 1-3 Tipos de Rotor

Fuente: S. CHAPMAN, MAQUINAS ELÉCTRICAS (5a ED.).

1.1.3 Velocidad de Rotación de un Generador Sincrónico.

Los generadores sincrónicos son por definición sincrónicos, lo cual significa que la frecuencia eléctrica producida está entrelazada o sincronizada con la tasa mecánica de rotación del generador. La relación entre la tasa de giro de los campos magnéticos de la máquina y la frecuencia eléctrica del estator se expresa mediante la ecuación. [6][2]

$$f = \frac{n \cdot p}{120}$$

f = frecuencia eléctrica

n = velocidad del campo magnético

p = número de polos

Puesto que el rotor gira con la misma velocidad que el campo magnético, esta ecuación relaciona la velocidad de rotación con la frecuencia eléctrica resultante. Dado que la potencia eléctrica es generada a 50 ó 60 Hz, el generador debe girar a una velocidad fija que depende del número de polos de la máquina.

Tabla 1-1 Velocidad de Rotacion Según Numero de Polos.

Fuente: S. CHAPMAN, MAQUINAS ELECTRICAS (5a ED.).

Número de polos	50 Hz	60 Hz
2	3000	3600
4	1500	1800
6	1000	1200
8	750	900
10	600	720
12	500	600

1.1.4 Circuito Equivalente de un Generador Síncronico.

Los alternadores son la fuente más importante de energía eléctrica y generan voltajes de AC cuya frecuencia depende totalmente de la velocidad de rotación y del número de polos que está constituido, el valor del voltaje generado depende de la velocidad de la excitación de campo y del factor de potencia de la carga[9].

Podemos representar la máquina mediante un circuito equivalente para una fase del mismo

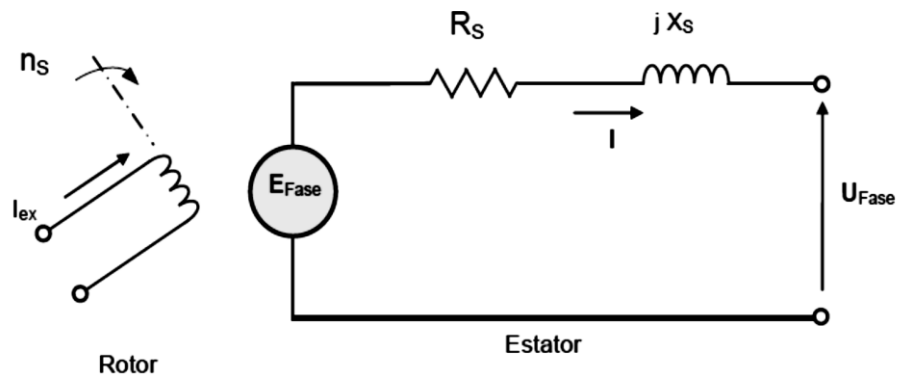


Figura 1-4 Circuito equivalente de un generador síncronico.

Fuente: J. Fraile Mora, Máquinas eléctricas (6a. ed.).

Siendo:

UF: Tensión de fase en bornes de la máquina

EF: Fuerza electromotriz inducida por fase

XS: Reactancia síncronica por fase

RS: Resistencia óhmica de los bobinados

1.2 Métodos de Conexión de Generadores Síncronicos.

El generador síncrono o alternador es un tipo de máquina eléctrica rotativa capaz de transformar energía mecánica en energía eléctrica, también se los conoce como máquinas síncronicas.

Se le conoce como generador síncrono por la igualdad entre la frecuencia eléctrica como la frecuencia angular es decir, el generador girara a la velocidad del campo magnético a esta igualdad de frecuencias se le denomina sincronismo[10], existe algunos métodos de conexión de acuerdo a su constitución para un óptimo funcionamiento.

1.2.1 Conexión del Generador en Estrella.

Los devanados del estator de un generador de C.A. están conectados generalmente en estrella, en la siguiente figura L1, L2, L3 representan las terminales de línea (al sistema) L4, L5, L6 son las terminales que unidas forman el neutro[9][10].

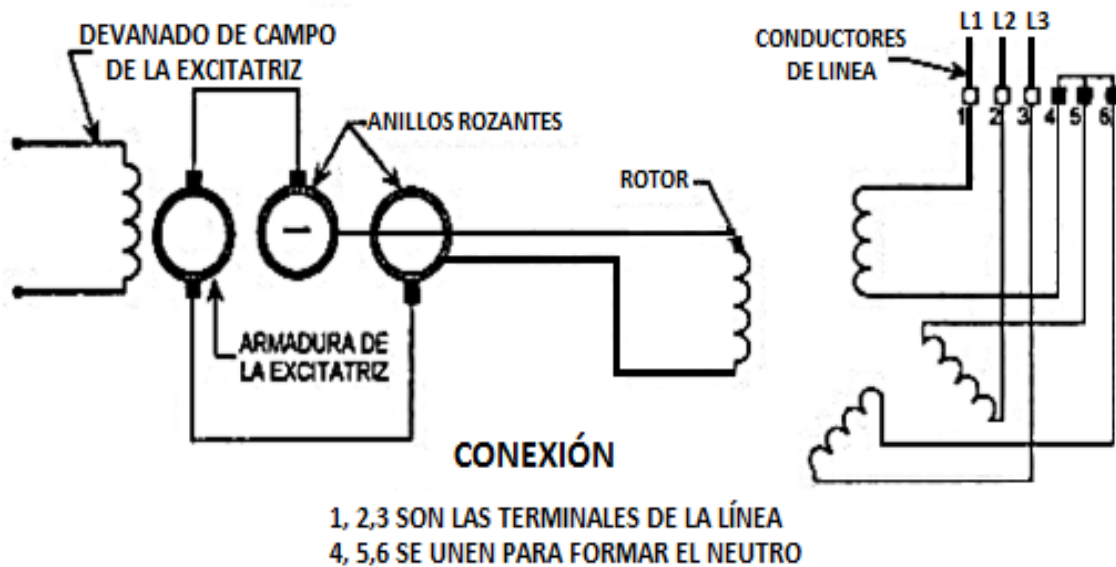


Figura 1-5 Esquema de conexión Estrella.

Fuente: <http://generadoresdeca.blogspot.com/>

Punto neutro de la conexión Estrella (Y).

En la conexión en estrella se conectan juntos en un punto común uno de los extremos (X,Y y Z) de las bobinas, por lo que solo quedan tres cables de salida del generador, llamados fases, un cuarto cable adicional puede sacarse partiendo del punto de unión[10].

No es difícil demostrar físicamente que el punto común siempre tiene voltaje cero con respecto a tierra, por lo que se le conoce como neutro.

En la conexión estrella se cumple que la tensión entre fases es 1.73 veces mayor que la tensión a neutro, esta tensión a neutro sería equivalente al voltaje producido por cada bobina generadora, además la corriente de fase es igual a la corriente de línea.[11]

1.2.2 Conexión del Generador en Delta.

La conexión delta se hace conectando las terminales L1 a L6, L2 a L4 y L3 a L5, las terminales de línea se conectan a L1, L2 y L3, con esta conexión se tiene con relación a la conexión estrella, un voltaje menor, pero en cambio se incrementa la corriente de línea[9].

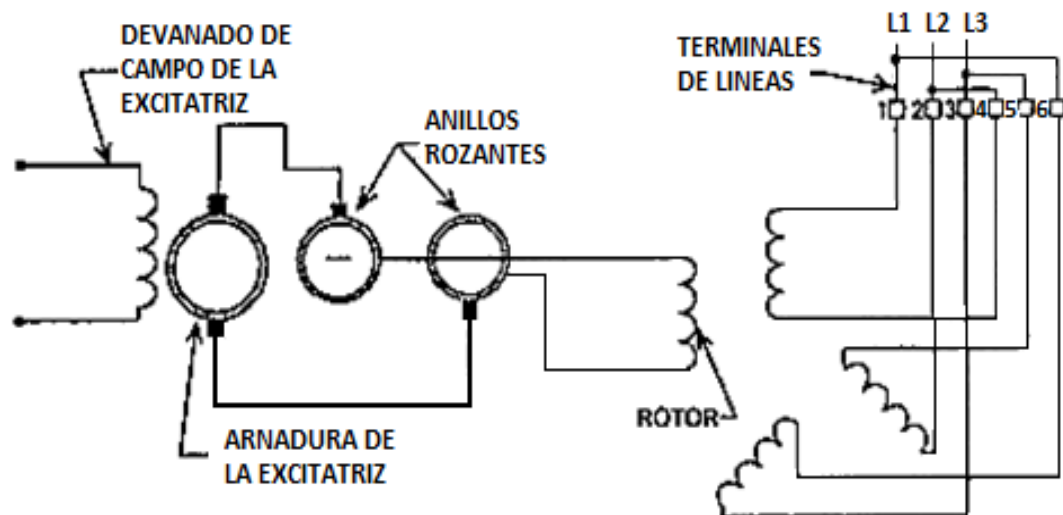


Figura 1-6 Esquema de Conexión Delta.

Fuente: <http://generadoresdeca.blogspot.com/>

En la conexión en triángulo la tensión de fase es igual a la tensión de línea, y la corriente de línea es $\sqrt{3}$ veces mayor que la corriente de fase

1.2.3 Conexiones de generadores en la industria.

Diagrama de conexiones para generador WEG con bobinado auxiliar (estándar).

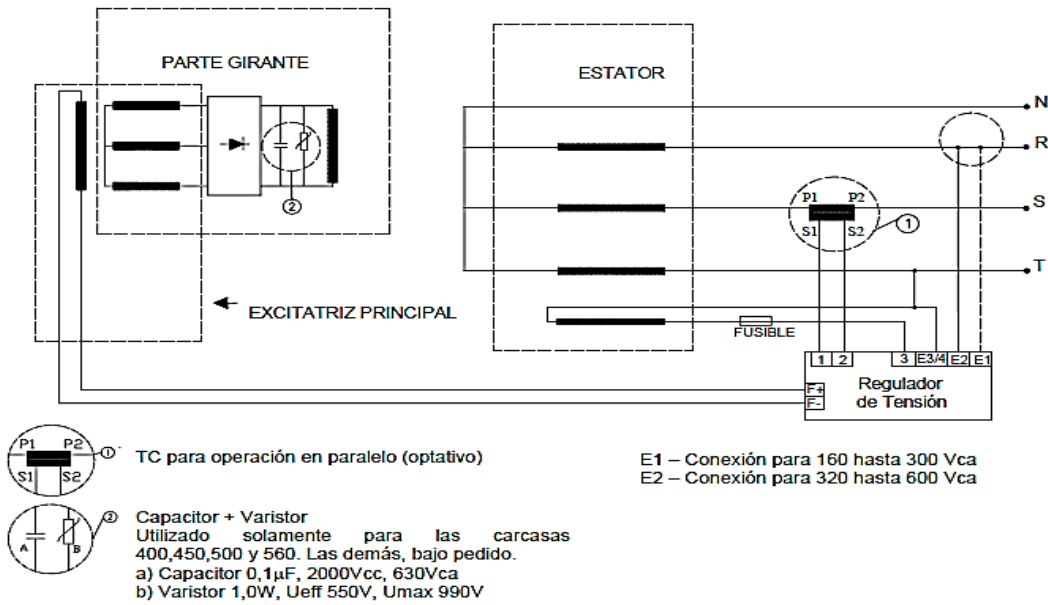


Figura 1-7 *Generador con bobinado auxiliar.*

Fuente: <http://www.cramelectro.com/wordpress/index.php/weg-g/>

Diagrama de conexiones para generador WEG con Excitatriz auxiliar.

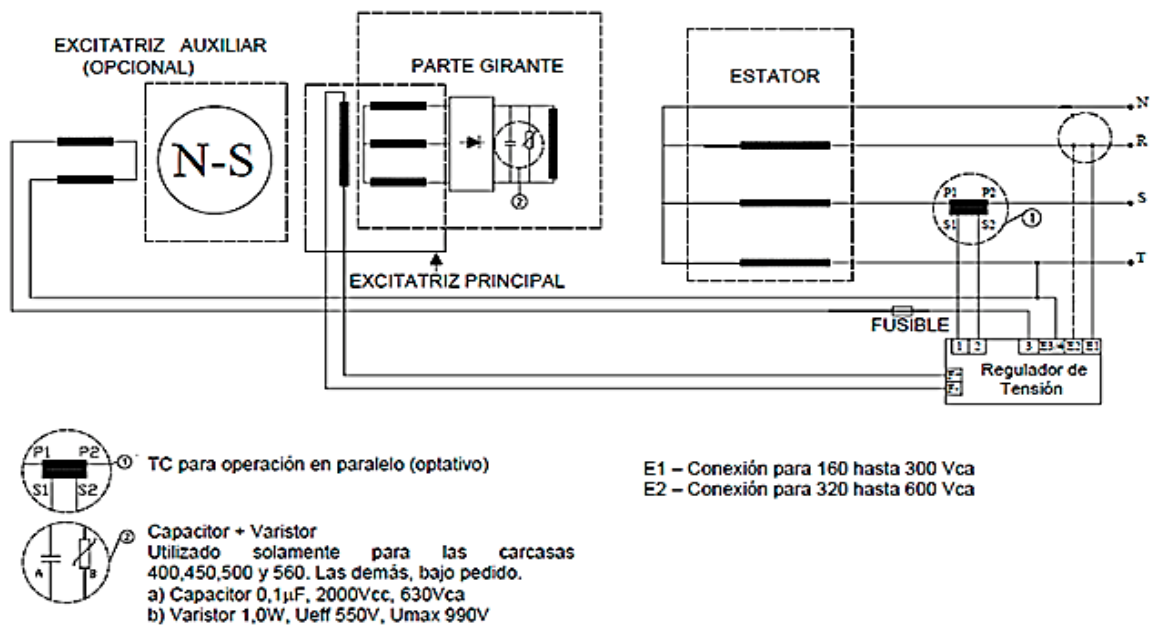


Figura 1-8 *Generador con Excitatriz auxiliar.*

Fuente: <http://www.cramelectro.com/wordpress/index.php/weg-g/>

1.3 Estándar para Interconexión con Sistemas Eléctricos de Potencia IEEE 1547.

Teniendo en cuenta que los sistemas de potencia no están diseñados para integrar generación a nivel de distribución, el estándar IEEE 1547, es la primera publicación que proviene del esfuerzo conjunto del Comité Coordinador de normas 21 de la IEEE para celdas de combustible, fotovoltaicas, generación dispersa y almacenamiento de energía, que pretende determinar las salvaguardas técnicas mínimas necesarias en la interconexión de estos sistemas con el sistema eléctrico para evitar efectos negativos en la confiabilidad y seguridad del SEP[12].

El propósito fundamental es normalizar criterios uniformes relevantes al desempeño, operación, procedimiento de pruebas, consideraciones de seguridad y mantenimiento de la interconexión del SEP[13], los requerimientos deben ser cumplidos en el punto común de conexión, y se tiene que tomar en cuenta que el equipo que se utiliza para cumplir con las especificaciones de la norma puede estar ubicado en cualquier parte, cuando la norma se refiere a la interconexión no se refiere solamente a los dispositivos que conectan los recursos distribuidos con el SEP[14], se refiere a todas las funciones de software y hardware del sistema de interconexión que pueden afectar un SEP de área.

Las especificaciones y requerimientos de la norma, tanto técnicos como de procedimiento de pruebas, son necesarias universalmente para la interconexión de recursos distribuidos incluyendo máquinas sincrónicas, máquinas de inducción, o convertidores e inversores de potencia[15], esta norma aplica en la mayoría de instalaciones para conectar recursos distribuidos a la red de distribución, con una capacidad agregada de menos de 10 MW en el punto común de conexión. Usualmente las unidades de generación se conectan a las redes de distribución en los circuitos de media y baja tensión[16].

1.3.1 Definición Partes del SEP.

Se describe en un breve resumen los términos comúnmente usados dentro del SEP necesarias para un entendimiento adecuado del tema a tratar.

Operador de un Área del Sistema Eléctrico de Potencia:

Entidad responsable de diseñar, construir, operar y mantener un área de un SEP[17].

Desenergizar:

Detener el flujo de energía. [17]

Generación Distribuida (GD):

Instalaciones de generación eléctrica conectadas a un SEP de área a través de un punto de conexión común PCC. [17]

Recursos Distribuidos (RD):

Fuentes de potencia eléctrica que no están conectados directamente al sistema de transmisión de alta tensión. Los RD incluyen tanto generadores como tecnologías de almacenamiento de energía[17].

Sistema Eléctrico de Potencia (SEP):

Instalaciones que permiten la correcta transmisión de potencia a las cargas[17].

Sistema eléctrico de potencia de área (SEP de Área)

Área usualmente refiere a todo el sistema de transmisión, subtransmisión y distribución incluyendo subestaciones, líneas de distribución en media y baja tensión, transformadores, equipo de control y dispositivos de protección de la red[17][14].

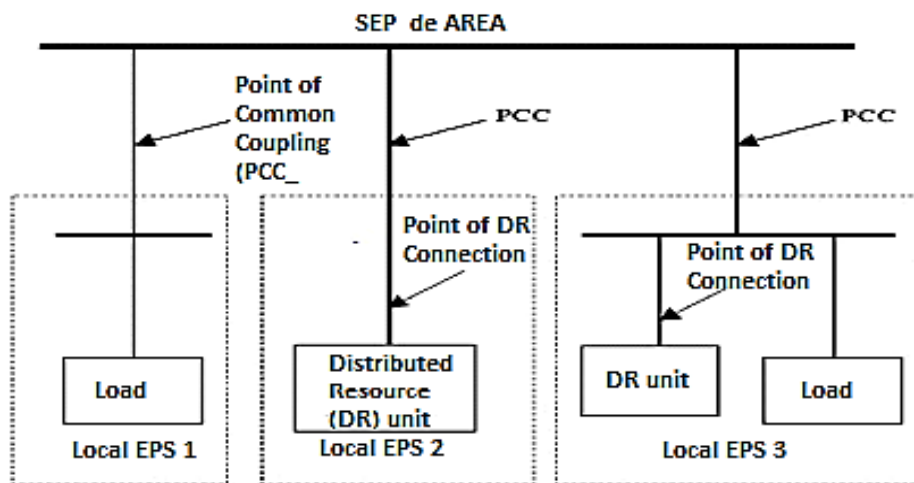


Figura 1-9 Relación de los términos de interconexión.

Fuente: I. Std, "IEEE 1547 Interconnection Standards," vol. 1547, no. 2003, pp. 1–56, 2004

Sistema Eléctrico de Potencia Local (SEP Local)

Normalmente son todos los sistemas que se encuentran el lado de carga del PCC. Un SEP local puede estar conectado en rango amplio de voltajes de operación, puede ser desde un sistema simple conectado a 120 V hasta sistemas industriales conectados en la red de transmisión a 230 kV[17].

Interconexión

El resultado de añadir una unidad de RD a un SEP de Área[17].

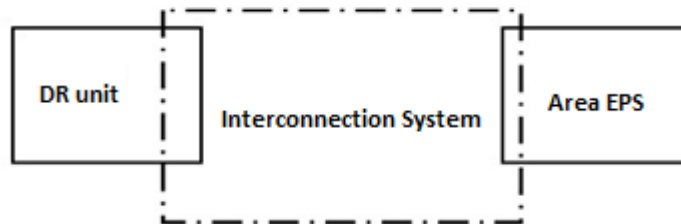


Figura 1-10 Esquema de la interconexión.

Fuente: I. Std, "IEEE 1547 Interconnection Standards," vol. 1547, no. 2003, pp. 1–56, 2004

Equipo de la Interconexión

Equipo utilizado en un sistema de interconexión y puede ser individual o el conjunto de varios equipos[17].

Sistema de Interconexión

El conjunto de todos los equipos y funciones, considerados como unidad, utilizados para interconectar RD con un SEP de Área[17].

Inversor

Una máquina, dispositivo o sistema que cambia potencia en corriente continua en potencia en corriente alterna[17].

Punto Común de Conexión (PCC)

El punto donde un SEP local se conecta con un SEP de Área[17].

Punto de conexión de un recurso distribuido (punto de conexión de RD)

Punto donde un RD es conectado eléctricamente a un SEP[17].

Distorsión Armónica Demandada (TDD)

La raíz cuadrada de la sumatoria de las corrientes armónicas, dada en porcentaje, según la máxima corriente demandada por la carga, usualmente medido durante 15 a 30 minutos[17].

Distorsiones Totales de Corriente Nominal (TRD)

Es el valor total rms de la raíz cuadrada de la sumatoria de las corrientes armónicas creadas por un RD operando en una red balaceada, dividido entre la mayor corriente de demanda medida (IL) o la corriente nominal de la unidad de RD (Irated)[17].

1.3.2 Requerimientos Generales.

La norma IEEE 1547 sugiere trabajar teniendo en consideración los siguientes parámetros en función del sistema de interconexión:

- ❖ Sincronización y puesta en paralelo
- ❖ Transferencia de fuentes de potencia
- ❖ Medición y monitoreo
- ❖ Protección
- ❖ Control
- ❖ Conversión y acondicionamiento de potencia

Sincronización y puesta en paralelo:

La conexión en paralelo de un DR a un SEP no deberá causar fluctuaciones de tensión mayores a $\pm 5\%$ en el PCC ni producir flicker objetable a otros usuarios del SEP, si cualquiera de los siguientes parámetros esta fuera de los siguientes márgenes el sistema no debe entrar en paralelo[18]:

Tabla 1-2 Rangos Operación Para Puesta en Paralelo.

Fuente: T. Basso, “IEEE 1547 National Standard for Interconnecting Distributed Generation : How Could It Help My Facility ?,” no. November, 2003.

Aggregate rating of DR units (kVA)	Frequency Difference (Δf, Hz)	Voltage difference (ΔV,%)	Phase angle difference ($\Delta \Phi$,°)
0 - 500	0,3	10	20
> 500 - 1500	0,2	5	15
> 1500 - 10000	0,1	3	10

Verificar el retardo entre el tiempo transcurrido entre la orden del disparo y la conexión propiamente dicha, una secuencia para la verificación de los parámetros de la Tabla 1-2 sería: Tensión – Frecuencia - ángulo[18]

Si el DR es una máquina síncrona y su frecuencia está por encima de la del SEP la toma de carga intempestiva puede ser dañina (para la máquina impulsora), pero en un DR precargado entrando en sincronismo, la dinámica de la carga puede afectar la velocidad y la precisión del sincronismo.

Protección

La IEEE 1547 solo se refiere a como se protege el SEP de problemas ocasionados por el DR, el operador del SEP debe mantener la calidad de potencia para sus usuarios y evitar que sus equipos sean dañados y el personal opere de manera segura, el sistema de interconexión no debe permitir la energización del SEP cuando este se encuentre desenergizado[17].

El sistema de interconexión debe detectar fallas en el SEP y aislar el DR, si estas son tales que no causen significantes variaciones de corriente, tensión o frecuencia en el PCC no hay razón técnica para la desconexión, el sistema de interconexión debe coordinar con cualquier recierre en el área del SEP que pueda aislar el alimentador que conecta al DR con el SEP.

El medio principal para detectar fallas u otros disturbios en una línea, incluidos los causados por el DR, es la protección por sobre o sub tensiones y por sobre o sub frecuencia. Debe existir un criterio de característica tiempo inverso en función de la severidad del problema, el ajuste para disparos por frecuencia depende del tamaño del DR un gran DR puede contribuir al soporte del sistema frente a sobrecargas temporales y estos ajustes deben ser coordinados entre el SEP y el DR.

Control

Los módulos de control del DR proveen la interface hombre-máquina, una interface de comunicación, sincronización, monitoreo y medición además distintos sistemas de conversión requieren distintos sistemas de control

Conversión y acondicionamiento de potencia

El subsistema de conversión de potencia recibe potencia y la convierte en potencia de AC a la tensión requerida a través de transformadores, inversores, etc.

1.3.3 Requerimientos de Sincronización (IEEE Std 1547.-2003- 4.1.3)

La unidad de DR deberá entrar en paralelo con el SEP sin causar una fluctuación de tensión más allá de $\pm 5\%$ del nivel de tensión del SEP en el PCC y reunir los requerimientos de flicker que se dan más adelante[19].

Interconexión síncrona

La entrada en paralelo no se deberá producir en la medida que ninguno de los siguientes parámetros se encuentre fuera de rango[19]:

Tabla 1-3 *Parametros de Sincronizacion.*

Fuente: T. Basso, “IEEE 1547 National Standard for Interconnecting Distributed Generation : How Could It Help My Facility ?,” no. November, 2003.

Aggregate rating of DR units (kVA)	Frequency Difference (Δf, Hz)	Voltage difference (ΔV,%)	Phase angle difference ($\Delta \Phi$,°)
0 - 500	0,3	10	20
>500 - 1500	0,2	5	15
> 1500 - 10000	0,1	3	10

Transitorios en SEP (IEEE Std 1547.-2003- 4.1.8.2):

Se quiere que el sistema de interconexión sea capaz de soportar transitorios rápidos de tensión y corriente.

Dispositivo de puesta en paralelo (IEEE Std 1547.-2003- 4.1.8.3):

El dispositivo de puesta en paralelo deberá ser capaz de soportar un 220% de la tensión nominal del sistema interconectado.

1.4 Relés de Sincronización y Protección.

Este tipo de relés proporcionan una solución completa para la protección de la interconexión para la generación distribuida. Una protección y sincronización del generador sincrónico así también proporcionan una completa protección del generador y de la interconexión minimizando costos y tiempos de ejecución.

1.4.1 Definición.

El objetivo de los sistemas de protección es remover del servicio lo más rápido posible cualquier equipo del sistema de potencia que comienza a operar en una forma anormal. El propósito, es también, limitar el daño causado a los equipos de potencia, y sacar de servicio el equipo en falta lo más rápido posible para mantener la integridad y estabilidad del sistema de potencia[20]. Dado que la estabilidad transitoria está relacionada con la habilidad que tiene el sistema de potencia para mantener el sincronismo cuando está sometido a grandes perturbaciones, el comportamiento satisfactorio de los sistemas de protección es importante para asegurar la estabilidad del mismo.

1.4.2 Características de un Sistema de Protecciones.

Para que un sistema de protección pueda realizar sus funciones en forma satisfactoria debe cumplir con las siguientes características[20]:

- ❖ **Sensibilidad**

Detectar pequeñas variaciones en el entorno del punto de equilibrio, de ajuste, o de referencia, con mínima zona muerta o de indefinición.

- ❖ **Selectividad**

Detectar un determinado tipo de anomalía en un determinado componente o equipo del SEP y no operar ante otro tipo de anomalía o ante anomalías en otros equipos.

- ❖ **Rapidez**

Limitar la duración de las anomalías, minimizando los retardos no deseados.

- ❖ **Confiabilidad (Reliability)**

Probabilidad de cumplir la función encargada sin fallar, durante un período de tiempo.

❖ **Dependability**

Probabilidad de que la protección opere correctamente, o sea que opere cuando corresponde.

❖ **Seguridad**

Probabilidad de que la protección no opere incorrectamente, habiendo o no falta o condición anormal en el sistema eléctrico de potencia, o sea que no opere cuando no corresponde que lo haga.

❖ **Disponibilidad**

Porcentaje del tiempo estipulado, en que el equipo o parte del sistema de potencia está disponible para ser operado o utilizado.

❖ **Confiabilidad**

Probabilidad de que un equipo o sistema pueda operar sin fallas durante un tiempo estipulado.

❖ **Estabilidad**

Capacidad de recuperar un estado estable de operación, caracterizado por la operación sincrónica de los generadores, luego de una perturbación.

1.4.3 Normativa Para Relés de Sincronización y Protección.

Están son las normativas más comunes dentro de las cuales los fabricantes se rigen para la fabricación de relés de sincronización debido a la importancia que tienen estos equipos.

IEC 60255-5

Electrical Relays Part5: Coordinación de aislamiento de los relés de medida y equipos de protección.

IEC 60255-11

Electrical Relays Part 11: Interrupciones para corriente alterna y corriente continúa alimentación auxiliar de los relés de medida.

IEC 60255-22-1

Electrical Relays Part 22-1: Pruebas de perturbaciones eléctricas para relés de medida y equipos de protección 1 MHz Inmunidad a impulsos

IEC 60255-22-2

Electrical Relays Part 22-2: Prueba de perturbaciones eléctricas para relés de medida y equipos de protección Sección 2 - electrostática.

CAPITULO 2

2 PUESTA EN PARALELO DE GENERADORES

2.1 Dispositivos Electrónicos de Control y Sincronización.

Existen reglamentos para el suministro de electricidad que obliga a las compañías distribuidoras a mantener la seguridad y calidad de servicio dentro de límites establecidos independiente de si la central está conectada a la red[21], entre los terminales del generador y la línea de salida se instalan dispositivos, los que permiten medir el funcionamiento del sistema en tiempo real y que lo protegen además permiten la conexión y desconexión del generador con la red en caso de falla[22][23].

Para monitorear un generador se utilizan aparatos electrónicos para medir la tensión, corriente y frecuencia en sus tres fases, así como la energía entregada y su factor de potencia con el fin de sincronizar el generador con la red en tiempo real, es necesario tener dispositivos capaz de detectar la diferencia de tensión y frecuencia entre el generador y la red, con el fin de que cuando estas diferencias sean similares poder realizar la interconexión con la red y evitar problemas en algún componente del generador[22].

2.1.1 Funciones de Sincronización y Protección de Generadores según ANSI estándar C.37.2.

Según el estándares ANSI las funciones de sincronización y protección definen con números enteros que representas funciones que realizaran cada dispositivo que se requiere en la sincronización y protección de cualquier generador que será puesto en paralelo con otro sistema.

ANSI 25 Syncrhonizing (Sincronismo):

Relé de sincronismo utilizado para el cierre automático del disyuntor del generador cuando se han alcanzado las condiciones requeridas en este caso, la función de cierre es automática para evitar errores en accionamientos manuales y permitir un proceso de sincronización más rápido[24].

ANSI 27 Undervoltage (Bajo Voltaje):

Relé de protección para mantener un nivel mínimo de voltaje al que puede funcionar el sistema, se usa con el fin de no afectar a cargas sensibles y desconectar el generador que no cumple el mínimo nivel de voltaje requerido por el sistema esta protección permite realizar la transferencia y retransferencia de la fuente normal de energía a los grupos electrógenos. En cualquiera de los dos casos se utiliza un retardo de tiempo para evitar realizar operaciones innecesarias[24].

ANSI 32 Directional Power (Potencia inversa):

Relé de potencia inversa sirve para detectar el flujo de potencia inversa que puede ocurrir cuando las válvulas de estrangulación se cierran y el disyuntor del generador continúa cerrado, bajo estas condiciones el generador funciona como motor tomando potencia activa desde la barra común[24].

ANSI 46 Phase Balance Current (Balance de corrientes de fases):

Relé de protección contra desbalances de corriente opera cuando la diferencia en magnitud de la corriente rms en dos fases excede un porcentaje dado, el ajuste de esta protección es generalmente del 25% de diferencia entre dos fases, si no se cumple estas condiciones se desconecta los conductores del generador para evitar problemas en el sistema de distribución o transmisión[24].

ANSI 47 Phase-sequence Voltaje (Secuencia de fases):

El sistema de sincronismo cuenta con un detector polifásico de tensión que monitorea la secuencia de fases en la red, además está provisto de una protección contra sobre y bajos voltajes[24].

ANSI 50/51 Instantaneous Overcurrent (Sobrecorriente instantánea) / Time Overcurrent (Sobre corriente con retardo):

Esta protección es usada en los generadores para detectar cuando sobrepasa el nivel configurado se activa un contador de tiempo hasta que se llega a la zona de sobre corriente y se desconecta el generador. Si se pretende tener una protección instantánea, ésta deberá configurarse de 0.5 -2 ciclos[24].

ANSI 59 Overvoltage (Sobre voltaje):

Esta protección es usada para mantener un nivel máximo de voltaje al que puede funcionar el sistema, se usa con el fin de no afectar a cargas sensibles y desconectar el generador que no cumple el nivel de voltaje requerido por el sistema[24].

ANSI 60 Voltage Balance (Balance de voltaje):

Esta protección actúa cuando no existe alguna de las fases o hay una diferencia entre los valores de configuración de ellas y tiene un ajuste de 200ms típicamente[24].

ANSI 67 Directional Overcurrent (Sobre corriente inversa):

Relé de protección contra sobre corriente inversa, potencia reactiva inversa [-KVAR] con alta sensibilidad que abre el disyuntor del generador cuando existe un flujo de corriente en sentido inverso[24].

ANSI 81 Frequency (Frecuencia):

Generalmente esta protección se utiliza para mantener la frecuencia dentro de un rango preestablecido, es muy recomendado tener protecciones de baja frecuencia cuando se trabaja con cargas que son alimentadas por generadores locales ya que una sobrecarga del sistema baja la frecuencia del generador, a su vez un generador trabajando a bajas frecuencias se sobrecarga[24].

Una protección de sobre frecuencia se utiliza en el arranque de los generadores para evitar que los motores primarios se embalen, y cuando los generadores son sacados súbitamente del sistema. El ajuste típico de esta protección es de 90% para baja frecuencia y 110% para sobre frecuencia[25].

2.2 Confiabilidad del Diseño.

2.2.1 Definición.

El sistema de sincronización y protecciones, así como sus equipos asociados deberán ser diseñados de acuerdo con los estándares, el esquema de sincronización y sus características deberán tener en cuenta las características de las líneas, de los transformadores y otros equipos del SEP, y deberán ser coordinadas con los relés de protección y sincronización ya existentes en la red[26].

En el proceso de sincronización, el concepto “canal doble” significa que los contactos de salida de dos canales están conectados en serie, de manera que una posible orden de acoplamiento de un canal dado en un momento inadecuado, resultaría bloqueada por el otro canal esta configuración aumenta la seguridad de servicio de la instalación[27].

El concepto redundancia es utilizado en equipos poseyendo dos sistemas trabajando en paralelo en caso de pérdida de uno de los dos sistemas, el segundo asegura la ejecución de la función esta configuración acrecienta la disponibilidad de la instalación[25].

En el proceso de la sincronización la seguridad del generador y de la red tienen la más alta prioridad al momento de la sincronización debido a que una falla puede ocasionar graves daños esto se consigue por medio de un sistema de dos canales el primer canal asume la función de sincronización automática y el segundo se ocupa de la supervisión de la operación[28] (Synchrocheck), de esta manera se evitan las consecuencias negativas de fallas sistemáticas.

2.2.2 Sistema de Transferencia de Generadores.

Un interruptor de transferencia automático con sincronización de generadores a una barra común consta de generadores dotados de un interruptor motorizado, sistema de medición de voltaje (59, 60, 90), protección contra corriente inversa (67).

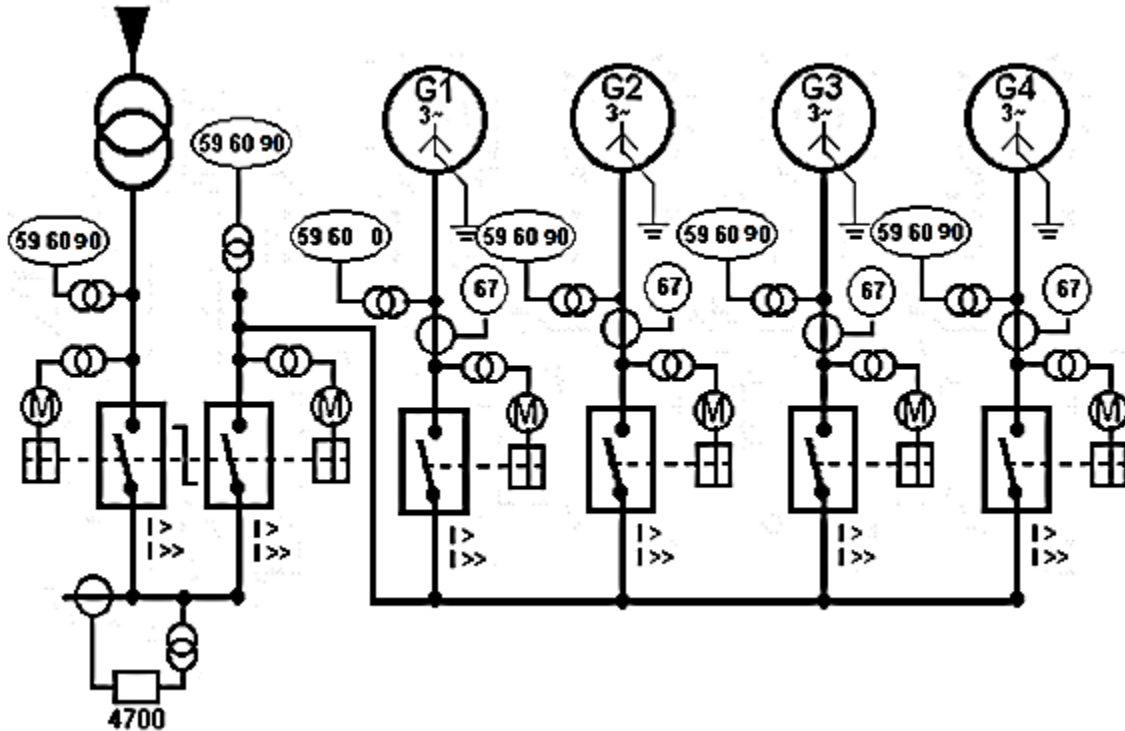


Figura 2-1 Diagrama unifilar con interruptor de transferencia y cuatro generadores conectados a barra común.

Fuente: Bahnatka M. Joseph, *Guía para la planeación de sistemas de potencia de emergencia*, Asco, Estados Unidos, febrero 1994

Cada uno de los generadores está conectado a la barra común y por seguridad los generadores se sincronizan a esta antes de suministrar potencia a la carga, la barra común cuenta con medición de voltaje y de frecuencia, el relé de frecuencia envía señales de campo al controlador para que este acelere o desacelere el generador, que hará las veces de barra infinita, a la barra común está también conectado el interruptor principal motorizado.

Conectado a la barra de carga están los interruptores principales y de barra común, ambos son motorizados y cuentan con enclavamiento mecánico, en la barra de carga hay un sistema de medición de potencia que sirve para comunicarle al controlador si debe sincronizar otro generador más a la barra común para abastecer la carga o si por el contrario deberá sacar uno de servicio.

El interruptor principal abre el suministro que viene de un transformador, al interruptor principal y se conecta un relé de voltaje que es quien determina, si procede activar el interruptor de transferencia automática.

2.2.3 Rutina de Sincronización.

Cada generadores se sincroniza independientemente uno a sucesión del otro, por tal razón, el sistema de mando del interruptor automático de transferencia cuenta con un solo sincronoscopio[29][22], la decisión de que generador se va a sincronizar a la barra común de generadores se hace por medio de un selector que es manejado por el controlador, es entonces el sincronoscopio quien introduce los generadores a la barra directamente sin pasar por el controlador[28].

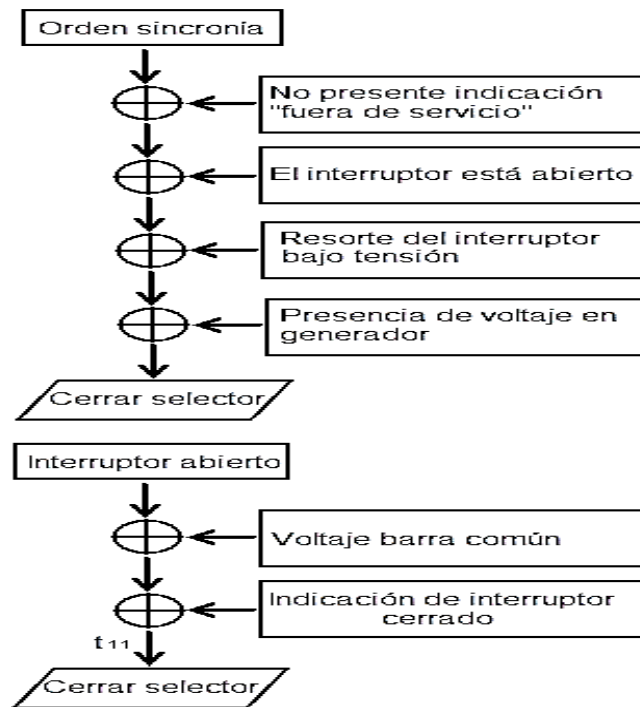


Figura 2-2 Esquema para secuencia de sincronización.

Fuente: Bahatka M. Joseph, *Guía para la planeación de sistemas de potencia de emergencia*, Asco, Estados Unidos, febrero 1994

Los sincronoscopios tienen contactos auxiliares que indican si éste está energizado, cumple con la sincronía y si hay voltaje en la barra común, el contacto de presencia de voltaje en la barra común se puede emplear para indicar que un generador está en barra, si por el contrario la barra común no tiene voltaje no hay generador en la barra, este contacto auxiliar es importante puesto que sirve para introducir en la barra el primer generador directamente por medio de un bypass, siendo los generadores posteriores sincronizados al primero, cada generador permanece seleccionado un tiempo t después del cual se abre el selector introduciendo el generador posterior.

2.3 Criterios de Ajustes para Relés de Sincronización de Generadores.

Los elementos que permiten o no el proceso de acople son los relés de verificación de sincronismo, el relé de verificación de sincronismo (25) es empleado para supervisar el cierre manual o automático del interruptor de acople[30], con el fin de permitir el cierre sólo cuando el ángulo de desfase, la frecuencia de deslizamiento y la diferencia de voltaje sean menores o iguales a los valores de ajuste introducidos previamente al relé. El relé de sincronización automática (25A) cumple la misma función, pero adicionalmente envía señales de corrección a los reguladores de velocidad y de tensión del generador, con el fin de cumplir las condiciones apropiadas de sincronización[23][31].

2.3.1 Parámetros de Sincronización Fundamentales.

A continuación se describen los parámetros concernientes a los relés de sincronismo, fundamentales para presentar los criterios de ajuste.

Frecuencia de deslizamiento (Δf).

Se define como la diferencia entre las frecuencias de los generadores o sistemas a acoplar[19]. Es considerado positivo cuando la frecuencia del sistema entrante es mayor que la del sistema de referencia y negativo cuando se presenta la situación inversa. Cuando el deslizamiento de frecuencia es negativo se presenta la motorización de la unidad, trayendo como consecuencia sobrepresiones que afectarían directamente a la turbina, ocasionando la actuación de los relés de potencia inversa[32].

Tiempo de cierre del interruptor de acople (T_R).

Para obtener la condición exacta de sincronismo debe tenerse en cuenta la velocidad de operación del interruptor de acople, es decir el tiempo que emplea dicho interruptor desde el momento mismo en que su circuito de control es energizado hasta que sus contactos se cierran completamente[19].

Ángulo de desfase o compensación (Θ_R).

Este ángulo representa la diferencia angular máxima que debe existir entre los dos sistemas en el momento de enviar la señal de cierre al circuito de control del interruptor de acople, para que en el instante en que este interruptor cierre sus contactos, la diferencia de fase sea cercana a cero grados[11].

2.3.2 Determinación General de los Ajustes.

La ausencia de sincronismo entre dos sistemas de potencia se refleja en la variación en el tiempo del ángulo de desfase entre los vectores de tensión representativos de cada sistema (Θ)[33][30], como consecuencia de la diferencia existente entre las velocidades de los rotores de las máquinas, lo cual se relaciona en la expresión:

$$\omega_R = \frac{d\theta}{dt} \quad (1)$$

Donde ω_R la velocidad relativa del sistema entrante con respecto al sistema rodante es decir, la diferencia de velocidad entre los dos sistemas. El desarrollo de la ecuación es:

$$\begin{aligned} \omega_R &= 2\pi \times \Delta f \frac{\text{rad} \times \text{ciclo}}{\text{seg}} = 360 \times \Delta f \frac{\text{grd} \times \text{ciclo}}{\text{seg}} \\ 360 \times \Delta f &= \frac{d\theta}{dt} \Rightarrow d\theta = 360 \times \Delta f \times dt \\ \boxed{\int d\theta = 360 \times \Delta f \times \int dt} \end{aligned} \quad (2)$$

La diferencia angular entre los sistemas varía con el tiempo, a una velocidad que depende de la frecuencia de deslizamiento existente. El barrido del ángulo durante el tiempo de retraso t puede observarse en la figura 2-3, se nota que el desfase entre los dos sistemas varia en una región comprendida entre Θ_R y 0° .

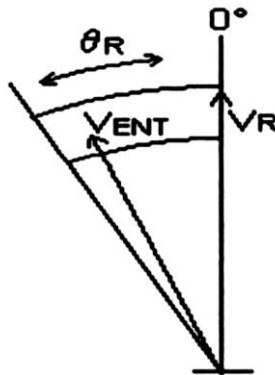


Figura 2-3 Esquema Región de sincronización para un ángulo máximo Θ_R .

Fuente: U. Valle, F. J. Murcia, and M. Se, "Criterios para ajuste en relés de sincronización," no.

15

La señal de cierre del interruptor de acople se mantendrá activa, mientras el vector de voltaje del sistema entrante V_{ENT} se encuentre en la región comprendida entre Θ_R y 0° con

respecto al voltaje del sistema rodante V_R , por lo tanto los límites de integración para la ecuación (2) son:

$$\int_0^{\Theta_R} d\theta = 360 \times \Delta f \times \int_0^{T_R} dt \Rightarrow$$

$$\boxed{\Theta_R = 360 \times T_R \times \Delta f} \quad (3)$$

La ecuación (3) determina la relación entre el ángulo de compensación, el tiempo de retraso y la frecuencia de deslizamiento para lograr el acople de dos sistemas en el momento en que estos tengan un desfase angular aproximado de cero grados.

Los relés de sincronismo actuales, sólo permiten ajustar en el panel frontal dos de las tres variables estudiadas anteriormente ((Θ_R y Δf), (Θ_R y T_R) o (Δf y T_R)), la tercera variable queda definida mediante la expresión (3). Existe otra variable que puede ser ajustada en el panel frontal de los relés de sincronismo, la cual corresponde a la máxima diferencia de voltaje (ΔV) permitida entre los bornes del interruptor de acople en el momento de la iniciación del cierre.

Este valor puede calcularse a partir del ángulo de compensación Θ_R , de acuerdo a la figura 2-4; V_R y V_{ENT} son los voltajes de los sistemas rodante y entrante respectivamente, medidos en el devanado de baja tensión de los transformadores de potencial.

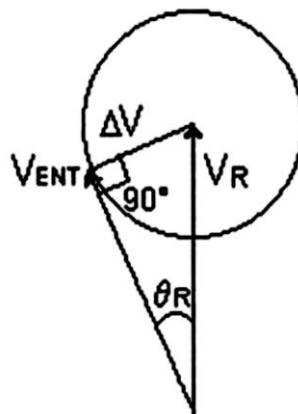


Figura 2-4 Determinación de ΔV en función de Θ_R .

Fuente: U. Valle, F. J. Murcia, and M. Se, "Criterios para ajuste en relés de sincronización," no.

El fasor V_{ENT} será tangente a una circunferencia trazada con centro en el extremo del vector V_R , así el fasor de máxima diferencia de voltaje ΔV será perpendicular a V_{ENT} formando un triángulo rectángulo, del cual se deduce la siguiente expresión:

$$\Delta V = V_R \times \text{sen } \theta_R \quad (4)$$

2.3.3 Procedimiento del Cálculo de Valores de Ajuste.

El procedimiento de cálculo de los valores de ajuste es para la sincronización es la siguiente[33]:

1. Como punto de partida se determina la máxima diferencia de frecuencia permitida (Δf) de acuerdo a las condiciones de operación de los sistemas en estado estable. Según el caso de aplicación:

Acople entre dos generadores.

El criterio para determinar la máxima diferencia que puede existir entre las unidades a acoplar, consiste en calcular el error del gobernador de velocidad, es decir, se miden los valores máximo y mínimo de la velocidad desarrollada por cada generador en régimen de vacío y en condiciones nominales. Con estos datos y el número de polos de la máquina se establece el valor del deslizamiento de frecuencia Δf que debe ser ajustado en el equipo de sincronización[16][34].

Acople de un generador a una barra de potencia.

En este caso, la máxima frecuencia de deslizamiento permitida se establece de acuerdo a la variación de frecuencia del generador y de acuerdo al rango de variación de frecuencia permitida en el sistema representado por la barra de potencia infinita para el estado de régimen permanente. Esta información es suministrada por los organismos de control y regulación.

Recierres y acople entre dos áreas de un sistema de potencia.

Al igual que en el caso anterior, sólo se necesita conocer los rangos permitidos de variación de la frecuencia en régimen permanente de los extremos aislados, con el fin de establecer la frecuencia de deslizamiento permitida para el acople[33].

1. Se establece el tiempo de cierre en segundos del interruptor de acople (T_R) de acuerdo a la información suministrada por los fabricantes en los catálogos.
2. Con los datos obtenidos en los pasos anteriores se calcula el ángulo de compensación (Θ_R) para el cual debe ser enviada la orden de cierre del interruptor por medio de la ecuación (3).
3. A partir del ángulo calculado se establece la máxima diferencia de voltaje permitida, por medio de la ecuación (4).

Es importante tener en cuenta en el momento de determinar el ajuste de máxima diferencia de voltaje permitida ΔV , que en el voltaje del sistema rodante en la barra de potencia ocurren variaciones dependiendo de las condiciones del sistema durante el día, por esta razón debe establecerse la variación del voltaje en la barra, para ajustar el voltaje de salida del generador a las condiciones reales.

2.3.4 Pruebas de Campo.

Las pruebas efectuadas a los relés de sincronismo tienen el propósito de verificar la correcta operación del dispositivo, para garantizar la entrada de una nueva máquina o sistema, de manera segura y confiable. En la figura 2-5 se muestra el montaje de prueba recomendado para los relés de sincronismo, así como las tres señales de entradas necesarias, independientes del tipo y marca del relé.

De acuerdo con la figura 2-5, el relé de sincronismo consta de diferentes unidades de ajuste que en conjunto determinan si se envía o no, orden de cierre al interruptor. El buen funcionamiento del relé se verifica a través de dos tipos de pruebas: una prueba individual de cada una de sus unidades y una prueba que involucre la operación en conjunto de dichas

unidades. De acuerdo a los resultados obtenidos, debe chequearse que el relé responda dentro de los porcentajes de error permitidos por el fabricante.

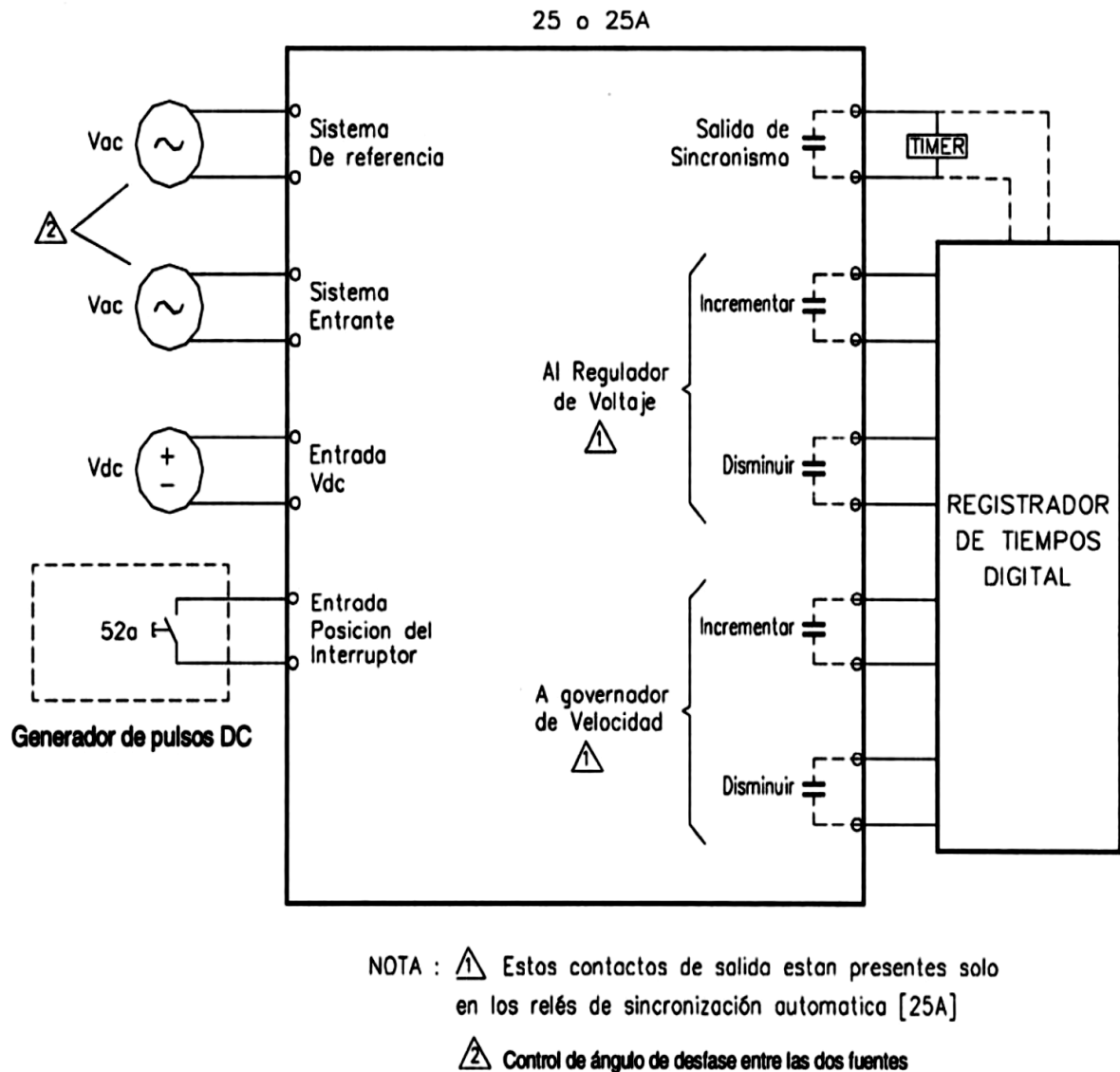


Figura 2-5 Montaje de prueba para los relés de sincronismo.

Fuente: U. Valle, F. J. Murcia, and M. Se, "Criterios para ajuste en relés de sincronización," no.

Prueba de la Unidad de Ajuste de Diferencia de Voltaje

El objetivo de esta prueba consiste en verificar que la señal de sincronismo no sea enviada, cuando el valor de diferencia de voltaje se encuentre fuera del rango establecido por el fabricante. El procedimiento es como lo muestra la figura 2-5[33]:

1. Ajustar los voltajes simulados de los sistemas rodante y entrante en 120V AC, 60 Hz. Colocar el selector de ajuste de diferencia de voltaje en su valor mínimo (por ejemplo 0.5 %).
2. Variar lentamente el voltaje simulado de sistema entrante para sobrepasar el límite establecido en el control del ajuste de diferencia de voltaje. El indicador correspondiente a ΔV debe señalar siempre que la diferencia de voltajes esté fuera del rango.
3. Repetir los pasos 1 y 2 con el control de ajuste de diferencia de voltaje en su valor máximo (5%). El indicador correspondiente a ΔV debe señalar siempre que la diferencia de voltajes esté fuera del rango establecido.
4. Verificar que la señal de sincronismo no sea enviada mientras la diferencia de voltaje esté fuera del rango establecido.

Prueba de la Unidad de Ajuste de Diferencia de Frecuencia

En esta prueba se verifica que la señal de sincronismo no sea enviada cuando el deslizamiento de frecuencia se encuentra fuera del rango permitido por el fabricante.

El procedimiento es el siguiente[33]:

1. Ajustar los voltajes simulados de los sistemas rodante y entrante en 120V AC, 60 Hz. Colocar el selector de ajuste de diferencia de frecuencia en su valor máximo (por ejemplo 0.5 Hz).
2. Disminuir, lentamente, la frecuencia del sistema ajuste de diferencia de frecuencia. El indicador correspondiente a Δf alto debe señalar siempre que la diferencia de frecuencias esté fuera del rango.
3. Aumentar, lentamente, la frecuencia del sistema entrante, de tal forma que se cumpla el límite establecido en el ajuste de diferencia de frecuencia. El indicador correspondiente a Δf alto no debe emitir respuesta, mientras que la diferencia de frecuencias esté dentro del rango.
4. Verificar que la señal de sincronismo no sea enviada mientras la diferencia de frecuencias esté fuera del rango establecido.

Prueba de la Unidad de Ajuste del Ángulo de Compensación

La prueba de la unidad de ángulo de compensación consiste en verificar la relación matemática entre Θ_R , Δf y T_R , Los pasos a seguir son[33]:

1. Ajustar los voltajes simulados de los sistemas rodante y entrante en 120AC, 60 Hz.
2. Calcular el ángulo de compensación (Θ_R) para cada uno de los valores de deslizamiento de frecuencia y tiempo de cierre presentados en la tabla 2-1, de acuerdo al tipo de relé empleado. En la tabla 2-1, las variables se relacionan con la expresión:

$$\theta_R = 360 \times T_R \times \Delta f$$

3. Ajustar la frecuencia del sistema entrante para obtener cada uno de los deslizamientos mostrados en la tabla 2-1, posteriormente ajuste el tiempo de cierre del interruptor de acuerdo a lo indicado en la tabla.
4. Verificar que el ángulo de desfase entre los dos sistemas, en el momento justo del envío del pulso de sincronización, sea el indicado para cada valor respectivo de deslizamiento y tiempo de cierre de la tabla 2-1.

En la mayoría de relés existe un límite de ángulo de desfase para el cual se inhibe el envío de la señal de sincronismo. En la tabla 2-1 se ha supuesto este valor en 40° pero puede ser otro valor de acuerdo al tipo de relé que se esté probando. Cuando el ángulo límite es sobrepasado, se indica con la expresión “No sincroniza”.

Tabla 2-1 *Parámetros para probar la unidad de ajuste del ángulo de compensación.*

Fuente: U. Valle, F. J. Murcia, and M. Se, “Criterios para ajuste en relés de sincronización,” no.

15

Δf (Hz)	Θ_R para $T_R = 100ms$	Θ_R para $T_R = 400ms$	Θ_R para $T_R = 700ms$
0.4	14.4°	NO SINCRONIZA	NO SINCRONIZA
0.2	7.2°	28.8°	NO SINCRONIZA
0.02	0.72°	2.88°	5.04°
0.005	0.18°	0.72°	1.26°

Prueba de la unidad de ajuste de tiempo de retraso

1. Ajustar el control de tiempo de retraso en su valor mínimo, colocar en cero el contador de tiempos digital.
2. Ajustar los voltajes simulados de los sistemas rodante y entrante en 120V AC, 60 Hz y cero grados de desfase entre los dos. Simultáneamente inicie el contador de tiempo.
3. Una vez el contacto de sincronismo detenga el contador de tiempo, verifique la lectura final con el tiempo de retraso ajustado, verifique que el porcentaje de error obtenido sea menor al especificado por el fabricante.

2.4 Elección de Dispositivos Electrónicos de Control y Sincronización.

Existen varios dispositivos de control y sincronización de generadores desde equipos electromecánicos hasta complejos equipos electrónicos que realizan la sincronización de una manera rápida y confiable

2.4.1 Sincronoscopio.

El sincronoscopio es un dispositivo auxiliar, que se utiliza para conectar alternadores síncronos de AC. en paralelo, este funciona de acuerdo a los desfases en ángulos eléctricos, por el cual cuando los dos alternadores o cuando se quiere conectar un alternador al sistema estos deberán estar sincronizados o sea se encuentran en sincronía (iguales ángulos) este determina que puede accionar algún dispositivo automático o un interruptor para que se conecten en paralelo y/o repartir la carga.

2.4.2 Regulador Automático de Voltaje.

El regulador automático de voltaje monitorea el voltaje de salida del grupo generador para mantenerlo constante bajo condiciones de carga variable.

Las cualidades que presenta son la rapidez de respuesta, la exactitud para mantener la tensión dentro del rango del punto de ajuste después de una perturbación y la sensibilidad para reaccionar ante pequeñas perturbaciones. Para regular el voltaje generado, el regulador

actúa directamente sobre el campo del generador mediante la excitatriz (alimentación con CD), aumentando o disminuyendo la cantidad de corriente de excitación en dicho campo.

2.4.3 Regulador Electrónico de Velocidad.

En la actualidad los generadores disponen de gestión electrónica que permite tener un control más preciso de los distintos parámetros de operación del mismo, obteniendo mejor rendimiento, menor consumo y disminución de las emisiones de gases contaminantes.

La función del regulador electrónico es controlar la velocidad del motor para proporcionar una frecuencia de salida constante, desde su funcionamiento sin carga o en vacío hasta carga plena y permitir que la salida del generador esté sincronizada con los otros equipos.

2.4.4 Relés de Sincronización y Protección.

Es la solución más adecuada para la protección de generadores industriales y de empresas suministradoras de energía, con auto sincronizador y módulos flexibles de entradas y salidas, además de comunicaciones avanzadas para una exhaustiva protección primaria y de respaldo del generador, proporcionan una solución completa de protección y sincronización para generadores síncronos eliminando la complejidad y el costo de paquetes unitarios de sincronización además proporciona la solución rentable y confiable[35].

Equipos recomendados por su flexibilidad y confiabilidad para la sincronización de generadores existentes en el mercado local.

- ❖ Relé de protección y sincronismo SYNCHROTECT® 5
- ❖ Relé de protección de interconexión SEL-700GT
- ❖ Relé de verificación de sincronismo SPAU 140 C
- ❖ Relé Digital de Comprobación de Sincronismo GEK-106214B

CAPITULO 3

3 EQUIPOS UTILIZADOS PARA LA PUESTA EN PARALELO DE GENERADORES

Existen varios equipos para la sincronización y puesta en paralelo de generadores en este capítulo se analizara las características de algunos relés de sincronización existentes en el mercado.

3.1 SYNCHROTECT® 5.



Figura 3-1 Sistema de sincronización automática redundante con doble canal.

Fuente: ABB, "Synchronizing and Paralleling devices and systems Data sheet,"

Los relés SYNCHROTECT®5 son utilizados para la sincronización manual y automática de los generadores con redes eléctricas y también para la sincronización de líneas síncronas, el relé SYNCHROTECT®5 es la quinta generación de equipos de sincronización producidos por la empresa Suiza ABB.

En el proceso de sincronización la seguridad del generador y de la red tiene prioridad, la sincronización automática de este relé está segura y se consigue por medio de un sistema a dos canales implementados en esta versión de relé, cada uno de ellos construido por materiales (hardware) y software independientes el uno del otro[36].

El primer canal asume la función de sincronización automática y el segundo se ocupa de la supervisión de la operación (Synchrocheck)[36].

Los materiales (hardware) y el Software de este relé garantizan que cada uno de los canales funcionen de manera independiente como si fueran dos equipos distintos ya que se a utilizando microprocesadores diferentes. De esta manera se evitan las consecuencias negativas de fallas sistemáticas.

Aplicación:

- ❖ Sincronización y puesta en paralelo automática de generadores con líneas de transmisión de energía.
- ❖ Puesta automática en paralelo de redes y barras.
- ❖ Monitoreo (Synchrocheck) de paralelismo automático o manual de generadores, líneas de potencia y líneas sin tensión (barra muerta).

Beneficios:

- ❖ Máxima seguridad gracias al concepto de canal doble de SYNCHROTECT.
- ❖ Disponibilidad óptima debido a la redundancia del sistema de "fácil realización".
- ❖ Menores costos de ingeniería.
- ❖ Puesta en servicio rápida.

Características:

- ❖ El concepto de canal doble de SYNCHROTECT consiste en dos sistemas de microprocesadores, cada uno de fabricantes diferentes y con estructura de software distinta.
- ❖ Una familia de dispositivos con un rango típico pensado para respaldar una redundancia apropiada del sistema.
- ❖ IEC 61850 implementado en un procesador separado.
- ❖ Cumple con el diseño estándar de protección IEC y las directivas para la certificación CE.
- ❖ Servicio remoto TCP/IP e Internet.
- ❖ Control remoto vía fieldbus (Modbus, Profibus, LON) o IEC 61850.
- ❖ Un relé sincroniza hasta 7 interruptores de potencia con requisitos diferentes.
- ❖ Características de Barra muerta / Línea muerta
- ❖ Para 50 Hz, 60 Hz y 16.7 Hz

3.1.1 Configuración de Relés SYNCHROTECT® 5.

Para la configuración y mantenimiento de este relé utilizamos el software de puesta en servicio y mantenimiento del relé SynView.



Figura 3-2 SynView Software de Configuración.

Fuente: ABB, “Synchronizing and Paralleling devices and systems Data sheet,”

Software SynView.

El software SynView es utilizado para la puesta en servicio de manera simple y rápida, como también para el mantenimiento de los relés de SYNCHROTECT 5.

Para su óptimo funcionamiento se requiere de la plataforma Microsoft Windows NT, 95, 98, 2000, XP o 7 además tiene la posibilidad de seleccionar los idiomas Inglés, Francés o Alemán dentro del software[36].

Funciones del software SynView.

Ajuste de parámetros a través del display del ajuste de parámetros de utilización simple y fácil, señalización de valores actuales en el display del sincroscopio, donde se muestra la tensión y la frecuencia[36], función de registro de transitorios los datos de registro son mostrados en pantalla no es necesario un registro separado durante la puesta en servicio, registro de eventos y errores en texto claro, con registro de tiempo para los últimos 256 eventos.

3.1.2 Aplicaciones de Relés SYNCHROTECT® 5.

Este relé puede ser utilizado en las centrales eléctricas o instalaciones industriales que cuentan con su propio sistema de generación de energía, donde los generadores necesitan ser puestos en paralelo con una línea privada o una línea pública, o en los sistemas de distribución de energía.

Los interruptores de potencia sólo se pueden cerrar si ambas tensiones son al menos aproximadamente sincrónicas (coincidentes), de lo contrario provocarían fallos en la operación de línea, la carga de los generadores y en casos extremos pueden provocar daños en los generadores.

Sincronización automática y puesta en paralelo de generadores sincrónico

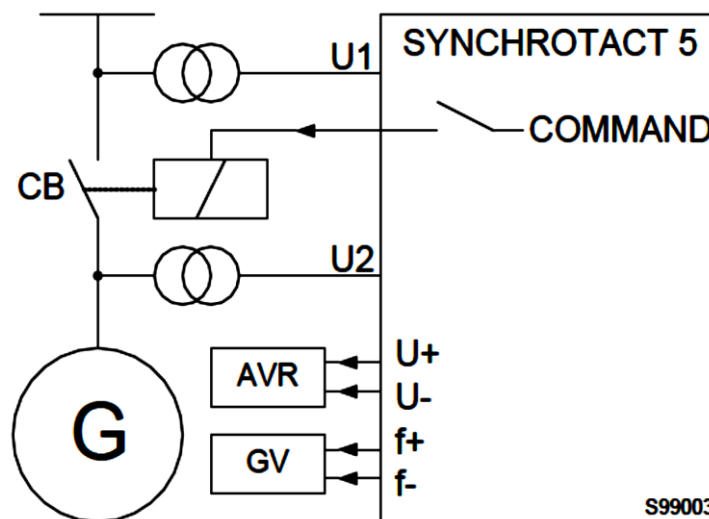


Figura 3-3 Sincronización automática y acoplamiento en paralelo de generadores con la red.

Fuente: ABB, "Synchronizing and Paralleling devices and systems Data sheet,"

Leyenda de entradas y salidas de señales

U1: Tensión de red o de barras

U2: Tensión del generador

CB: Interruptor de máquina

G: Generador

AVR: Regulador automático de tensión

TR: Regulador de velocidad

COMMAND: Orden de acoplar

U+, U-: Órdenes de ajuste de tensión

f+, f-: Órdenes de ajuste de frecuencia

CHK RELEASE: Desbloqueo orden acoplar

Este relé permite la puesta en paralelo de forma automática para líneas síncronas y asíncronas, líneas de transmisión y barras de distribución.

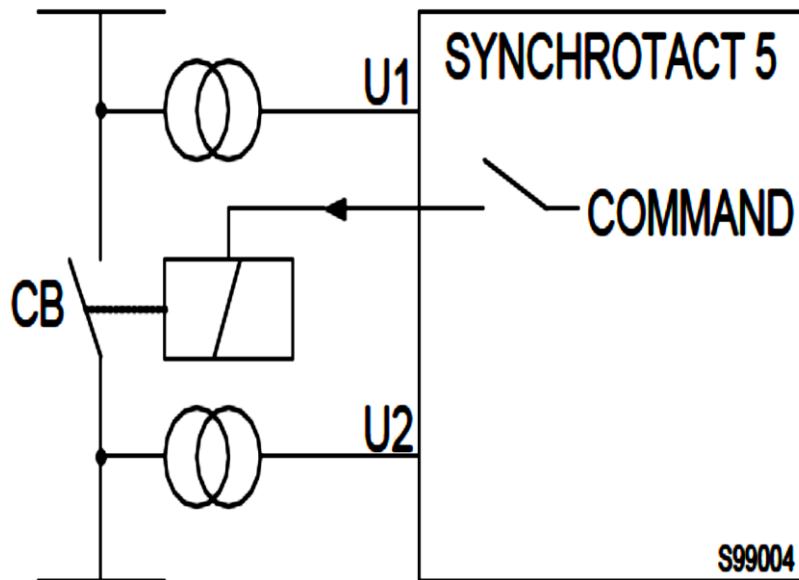


Figura 3-4 Acoplamiento en paralelo automático de líneas síncronas y asíncronas y de barras conductoras de la corriente.

Fuente: ABB, "Synchronizing and Paralleling devices and systems Data sheet,"

Leyenda de entradas y salidas de señales

U1: Tensión de red o de barras

U2: Tensión del generador

CB: Interruptor de máquina

G: Generador

AVR: Regulador automático de tensión

TR: Regulador de velocidad

COMMAND: Orden de acoplar

U+, U-: Órdenes de ajuste de tensión

f+, f-: Órdenes de ajuste de frecuencia

CHK RELEASE: Desbloqueo orden acoplar

Este relé permite el monitoreo de sincronismo para el seguimiento de los procedimientos automáticos o manuales de la puesta en paralelo, incluyendo la conexión con líneas de tensión libres (barra muerta).

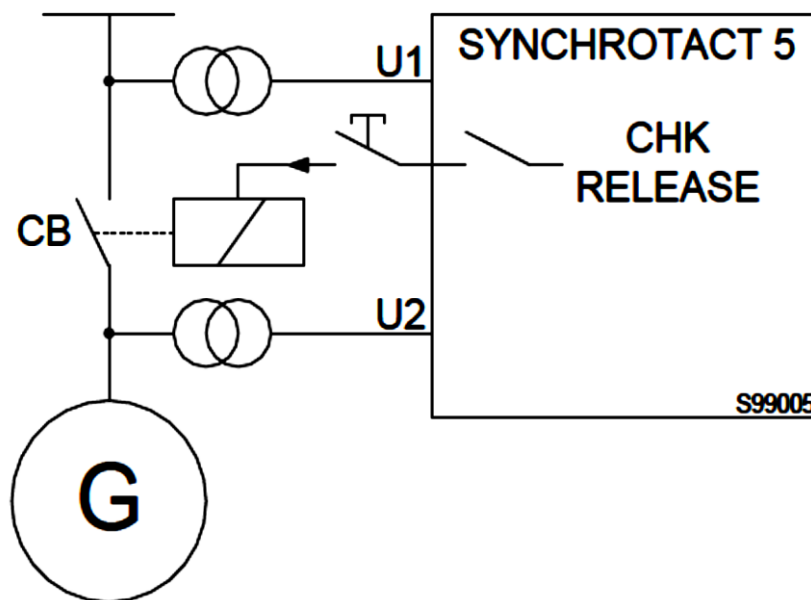


Figura 3-5 Supervisión del acoplamiento en paralelo automático o manual de líneas ya sincrónicas (Synchrocheck) y conexión de generadores y líneas sin tensión o líneas muertas.
Fuente: ABB, "Synchronizing and Paralleling devices and systems Data sheet,"

Leyenda de entradas y salidas de señales

U1: Tensión de red o de barras	TR: Regulador de velocidad
U2: Tensión del generador	COMMAND: Orden de acoplar
CB: Interruptor de máquina	U+, U-: Órdenes de ajuste de tensión
G: Generador	f+, f-: Órdenes de ajuste de frecuencia
AVR: Regulador automático de tensión	CHK RELEASE: Desbloqueo orden acoplar

3.1.3 Diagrama de conexiones para sincronización con Relés SYNCHROACT® 5.

Sincronización automática y puesta en paralelo de un generador como se puede ver la implementación de este equipo en la industria es bástate sencilla.

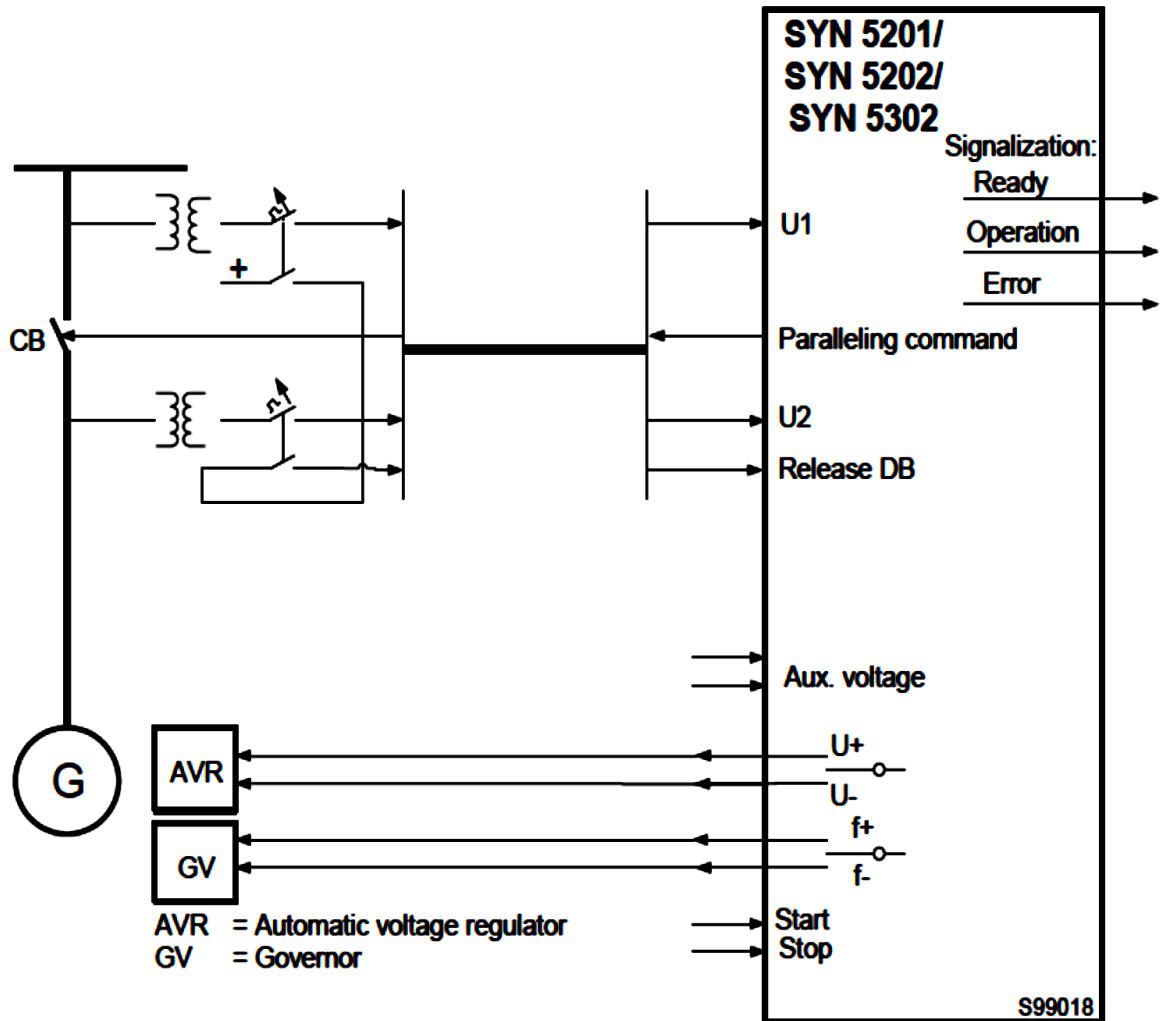


Figura 3-6 Acoplamiento en paralelo automático o manual de generador.
Fuente: ABB, "Synchronizing and Paralleling devices and systems Data sheet,"

Leyenda de entradas y salidas de señales

U1: Tensión de red o de barras

U2: Tensión del generador

CB: Interruptor de máquina

G: Generador

AVR: Regulador automático de tensión

TR: Regulador de velocidad

COMMAND: Orden de acoplar

U+, U-: Órdenes de ajuste de tensión

f+, f-: Órdenes de ajuste de frecuencia

CHK RELEASE: Desbloqueo orden acoplar

Sincronización automática y puesta en paralelo de dos interruptores de potencia con la misma unidad de sincronización. La conmutación puede llevarse a cabo por medio del dispositivo auxiliar SYN 5500.

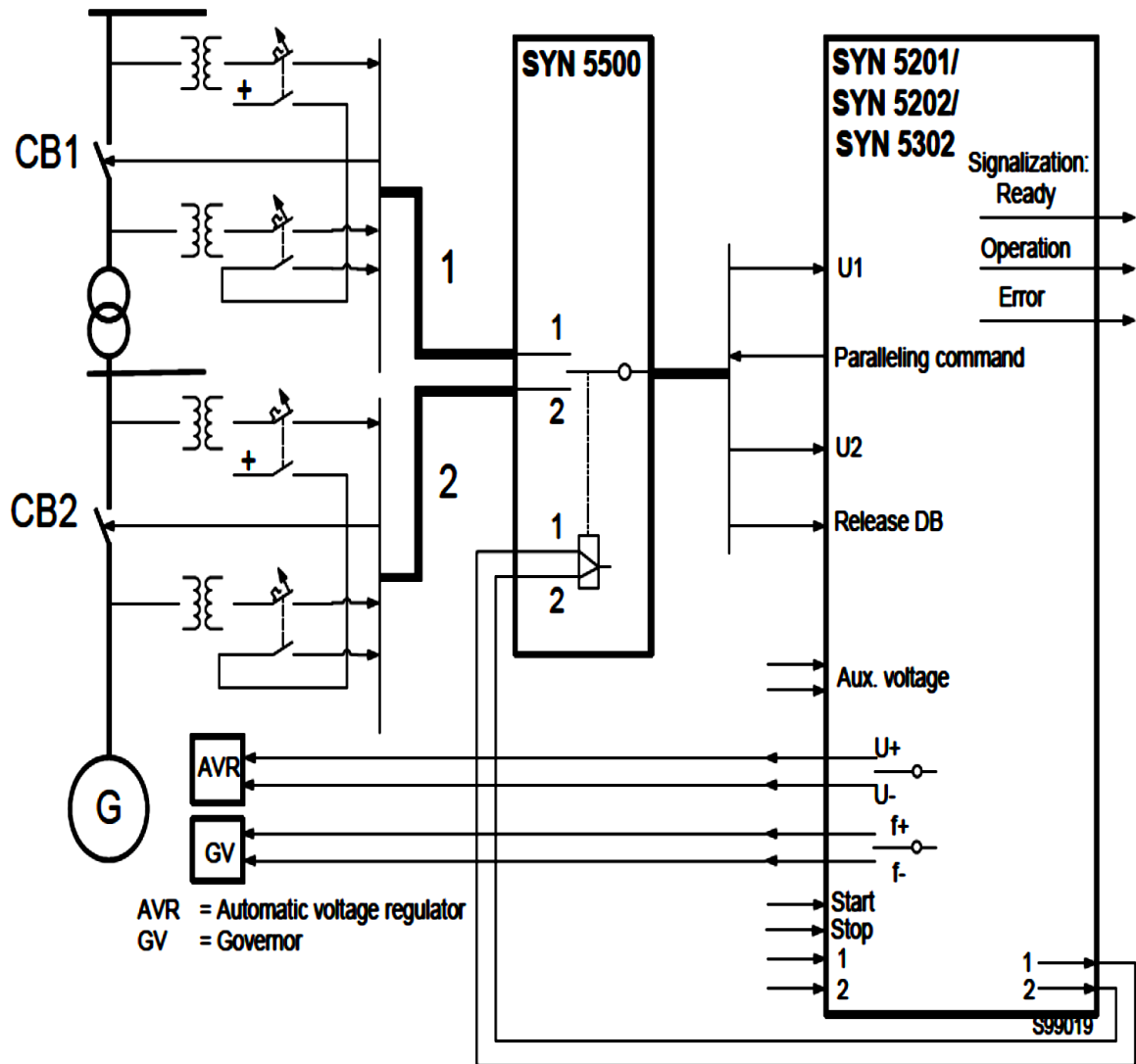


Figura 3-7 Sincronización automática y puesta en paralelo de dos interruptores de potencia.
Fuente: ABB, "Synchronizing and Paralleling devices and systems Data sheet,"

Legenda de entradas y salidas de señales

U1: Tensión de red o de barras

U2: Tensión del generador

CB: Interruptor de máquina

G: Generador

AVR: Regulador automático de tensión

TR: Regulador de velocidad

COMMAND: Orden de acoplar

U+, U-: Órdenes de ajuste de tensión

f+, f-: Órdenes de ajuste de frecuencia

CHK RELEASE: Desbloqueo orden acoplar

3.2 Relé de Protección de Interconexión SEL-700GT.



Figura 3-8 Relé de Sincronización SEL-700G.

Fuente: M. Features, “SEL-700G Family of Generator and Intertie Protection Relays,”

El relé SEL-700G proporciona una solución completa de protección y sincronización para generadores síncronos, eliminando la complejidad y reduciendo costos al prescindir de paquetes unitarios de sincronización, por esta razón la integración de la capacidad de sincronización en el relé de protección de generador lo hacen más rentable y confiable[37].

Descripción

- ❖ Completa conexión de interconexión y generación.
- ❖ Verificación de sincronismo de interconexión.
- ❖ Protección de interconexión de generación
- ❖ Protección opcional de generador.
- ❖ Autosincronizador.
- ❖ Comunicaciones IEC 61850, DNP3 LAN/WAN/Serial, Modbus TCP, DeviceNet™, Telnet, FTP, Sincrofasores IEEE C37.118
- ❖ Elementos de energía direccional.
- ❖ Medición y reporte.
- ❖ Datos de sincrofasor.

Beneficios

- ❖ Permite utilizar los elementos de voltaje, corriente y direccionales para implementar un sistema de generador distribuido - interconectado que cumpla con la norma IEEE 1547.
- ❖ Puede detectar problemas de flujo de energía y desconectar con rapidez el suministro de la empresa suministradora de energía desde la carga y el recurso distribuido.
- ❖ Use el SEL-700GT para proporcionar una solución de un solo dispositivo para protección de generador, protección de interconexión y sincronización automática.
- ❖ Sustituya los relés de control y sincronizador del generador externo con la función automática e integrada del sincronizador.
- ❖ Permite utilizar elementos de alta precisión y de frecuencia de seis niveles para disparar para una operación de baja y sobre frecuencia, al tiempo que acumula tiempo de frecuencia fuera de nominal en hasta seis bandas de frecuencia.4
- ❖ Permite supervisar y registrar la utilización del generador con medidores internos que registran el tiempo no operativo, tiempo de funcionamiento, horas totales de carga, energía promedio y factor de potencia promedio.
- ❖ Se puede registrar el desgaste acumulado del contacto del interruptor con la función de monitor del interruptor, la cual utiliza especificaciones del fabricante para definir los límites de operación del interruptor.
- ❖ Se puede supervisar la resistencia de tierra de campo con inyección de voltaje de primera línea, lo que permite proteger los generadores contra el daño respondiendo a advertencias de baja resistencia de campo.

- ❖ El software ACSELERATOR QuickSet[®] permite administrar las configuraciones del relé de manera eficiente debido a que cuenta con plantillas de programación.

3.2.1 Configuración de Relés SEL-700GT

ACSELERATOR QuickSet® Software SEL-5030 es una herramienta para los ingenieros y técnicos que de forma rápida y fácil permite diseñar, implementar y administrar dispositivos para la protección del sistema de energía, control, medición y monitoreo[38].

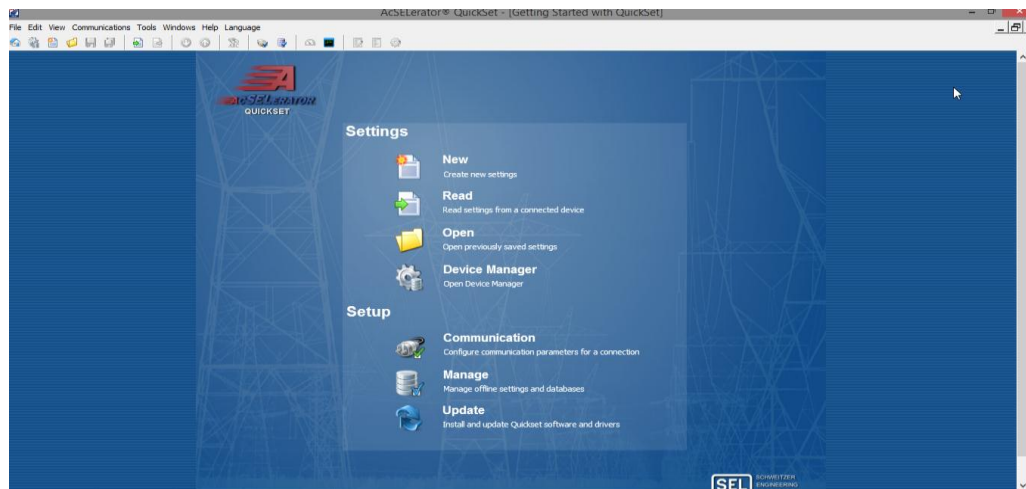


Figura 3-9 Software ACSELERATOR QuickSet®.

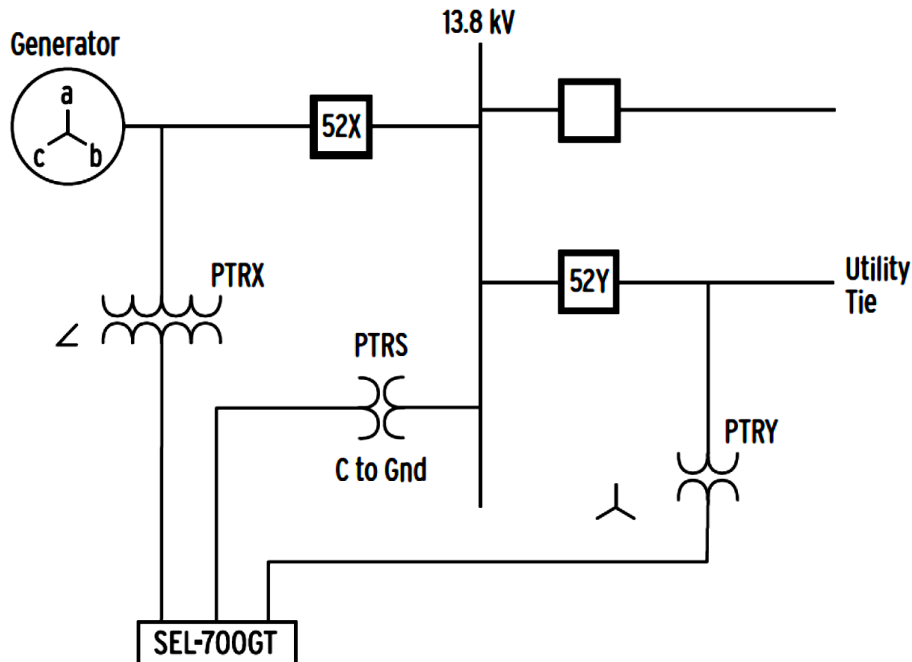
Fuente: M. Features, “SEL-700G Family of Generator and Intertie Protection Relays,”

- ❖ Configure las opciones de los dispositivos compatibles. Para la mayoría de dispositivos SEL, QuickSet tiene controladores inteligentes que verifican automáticamente si los ajustes están dentro de un rango aceptable.
- ❖ El Administrador de dispositivos QuickSet. proporciona una forma sencilla de organizar dispositivos y asociar los parámetros de conexión, documentos, parámetros del dispositivo y los parámetros del dispositivo.
- ❖ Crear e implementar las plantillas del diseño, las plantillas permiten una configuración consistente en menor tiempo. Ajustes de bloqueo para que coincidan con sus normas, o bloquear y ocultar los ajustes utilizados para reducir el error de entrada.
- ❖ Ver el estado de funcionamiento o el historial del dispositivo a su conveniencia. Los interfaz personalizables hombre-máquina (HMI) muestra los datos del dispositivo pertinentes local o remotamente para que verifiquen el rendimiento del dispositivo analizado más fácilmente.

3.2.2 Aplicaciones de Relés SEL-700GT.

Esta sección incluye conexión e instalación a la red y varias aplicaciones.

(d) SEL-700GT With Generator Protection



PTRX = 115	PTRS = 115	PTRY = 115
VS _{NOM} = (13800 / 1.732) / 115		
VP _{NOMX} = 13800 / 115		VP _{NOMY} = (13800 / 1.732) / 115
RC _{FX} = VS _{NOM} / VP _{NOMX} ; = 0.577		RC _{FY} = VS _{NOM} / VP _{NOMY} = 1.0C
DELTA _X = DELTA		DELTA _Y = WYE
SYNCPX = 270 DEG		SYNCPY = VCY

Figura 3-10 Ejemplo de ajuste de función de comprobación de sincronismo 25RCFX y SYNCPX / SYNCPY.

Fuente: M. Features, "SEL-700G Family of Generator and Intertie Protection Relays,"

Los ajustes 25SLO y 25SHI definen la frecuencia de deslizamiento aceptable entre el sistema y el generador antes de cerrar el interruptor del generador. 25SHI debe ser mayor que 25SLO, el SEL-700G define una mayor frecuencia de deslizamiento de 0 Hz cuando la frecuencia del generador es mayor que la frecuencia del sistema[39].

Auto sincronizador

La función opcional integrada de sincronizador automático elimina la necesidad de equipo externo de sincronizador, la frecuencia, el voltaje y el control de fase del generador están automáticamente sincronizados y conectados al sistema de energía.

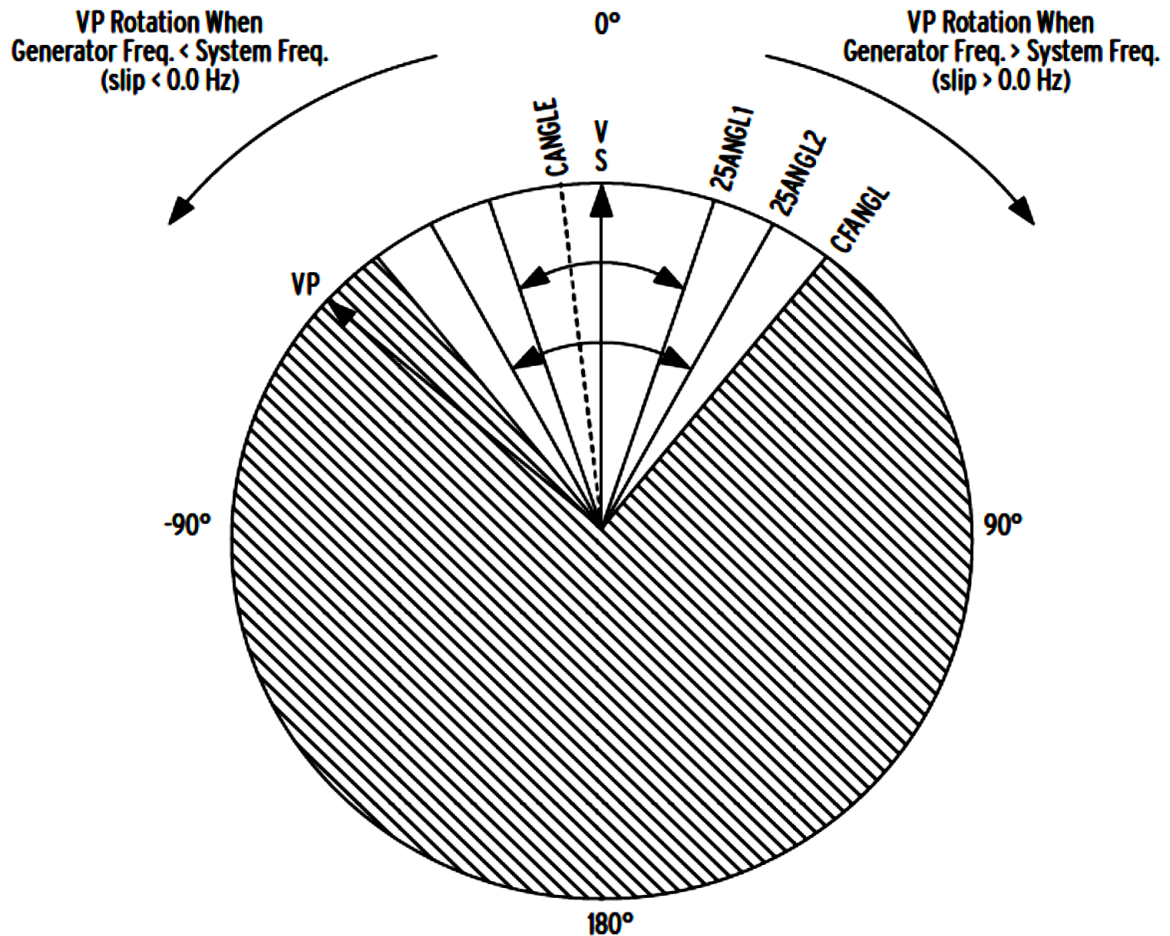


Figura 3-11 Función de Comprobación de Sincronismo Ángulo Característico.

Fuente: M. Features, "SEL-700G Family of Generator and Inertie Protection Relays,"

Comunicaciones.

El SEL-700G proporciona varios puertos unitarios o duales, cobre o Ethernet de fibra óptica o comunicaciones seriales y varios protocolos de comunicación el SEL-700G proporciona múltiples sesiones de Modbus TCP o Modbus Serial para la configuración personalizada de aplicaciones además podemos utilizar protocolo DNP3 serial o DNP3 LAN/WAN.

Detección de cien por ciento de tierra de estator.

El SEL-700G detecta fallas de tierra de estator en generadores conectados a tierra de alta impedancia con el uso del elemento de sobre voltaje neutral convencional, con un esquema de detección de diferencial de voltaje de tercer armónico para cien por ciento de cobertura de devanado de estator.

Protección de diferencial de corriente.

El SEL-700G detecta fallas de diferencial de corriente del estator con el uso de una función de diferencial de corriente que es segura y sensible. La compensación del transformador de energía y de la conexión CT permite que el transformador de step-up de la unidad se incluya en la zona diferencial del generador.

Elementos de energía.

Los elementos de energía sensible protegen contra la energía en reversa, las condiciones de sobrecarga o la energía baja hacia el frente.

Protección térmica de base RTD.

Use una tarjeta interna de entrada de 10 RTD o un módulo externo RTD SEL-2600 para adquirir datos térmicos de las funciones de alarma, supervisión y disparo en el SEL-700G.

Medición y reporte.

Vea reportes del auto sincronizador del generador, grabador secuencial de eventos (SER) y oscilo gráficos de 180 ciclos para analizar el encendido, apagado o fallas en el sistema del generador, permite tener un registro de las cantidades eléctricas, térmicas de funcionamiento del generador con la ayuda del Software ACSELerator QuickSet®.

3.2.3 Diagrama de conexiones para sincronización con Relés SEL-700GT.

La aplicación muestra la protección y sincronización del generador con entradas de tensión de sincronismo de comprobación (VS) así como para la comunicación y monitoreo el puerto Ethernet y EIA-485

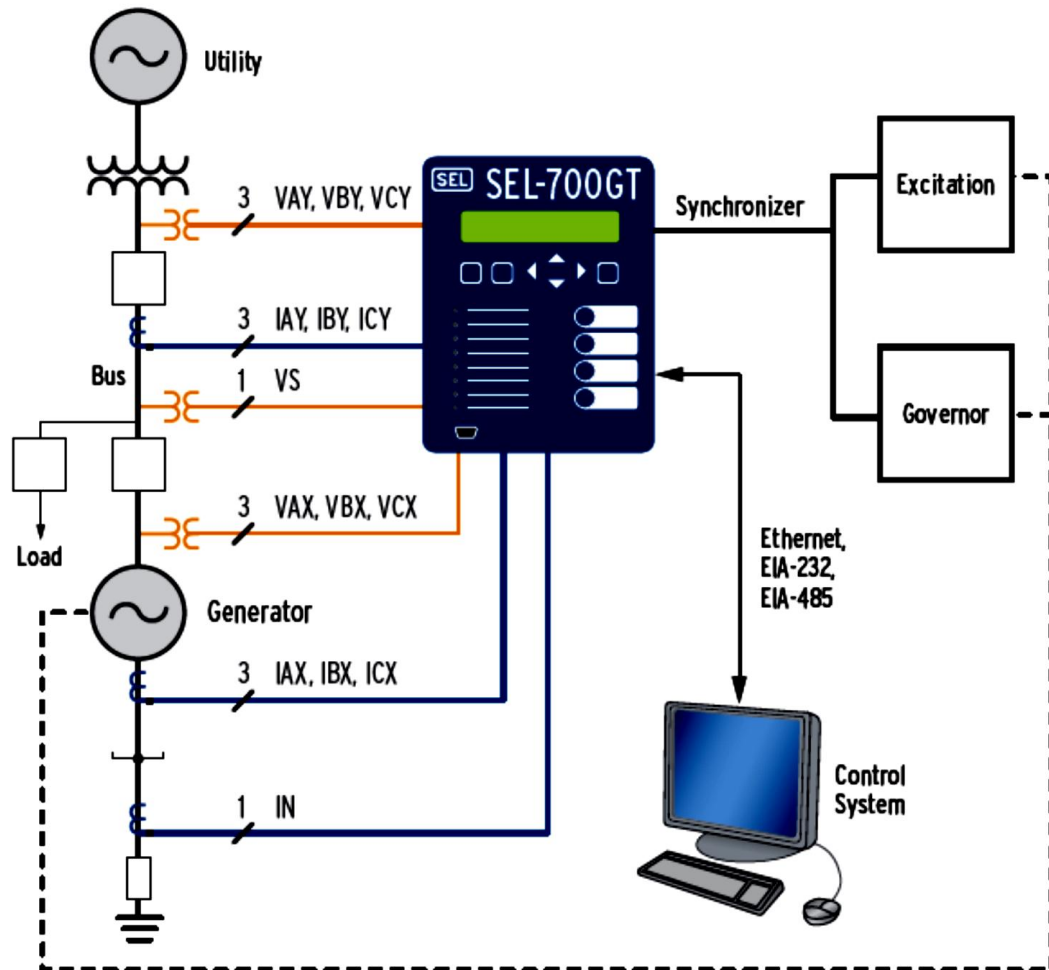


Figura 3-12 Sincronización automática y puesta en paralelo de un generador.

Fuente: M. Features, "SEL-700G Family of Generator and Intertie Protection Relays,"

Realice los ajustes 25VLOX y 25VHIX basado en la magnitud secundaria de VS. Por ejemplo, si una escala es aceptable, mientras que los rangos de tensión del sistema están entre el 90 por ciento a 105 por ciento del valor nominal.

Funciones de protección y sincronización que pueden implementarse con el relé SEL-700GT.

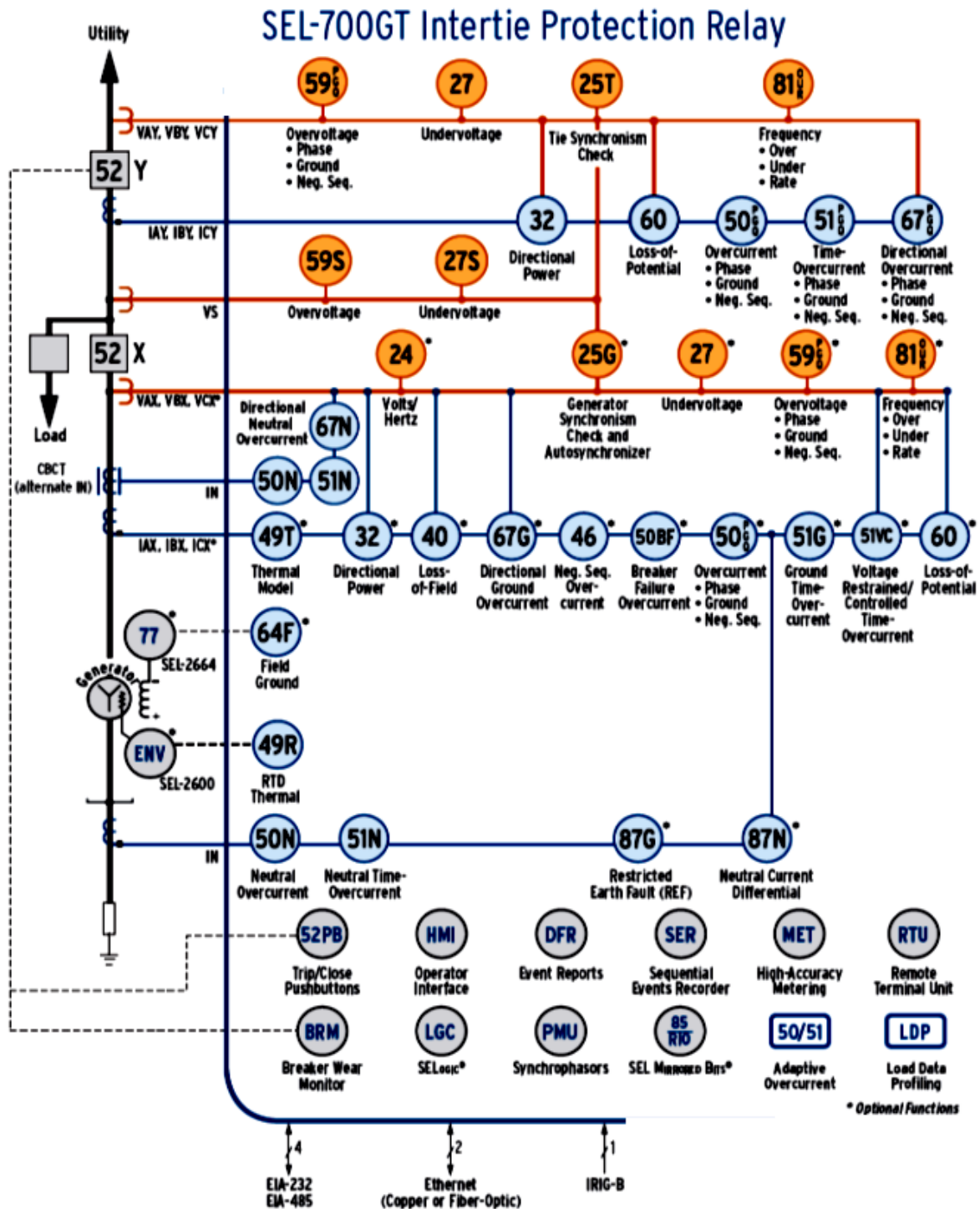


Figura 3-13 Opciones de Protección e Interconexión SEL-700GT.

Fuente: M. Features, "SEL-700G Family of Generator and Intertie Protection Relays,"

3.3 Relé de Verificación de Sincronismo SPAU 140C.

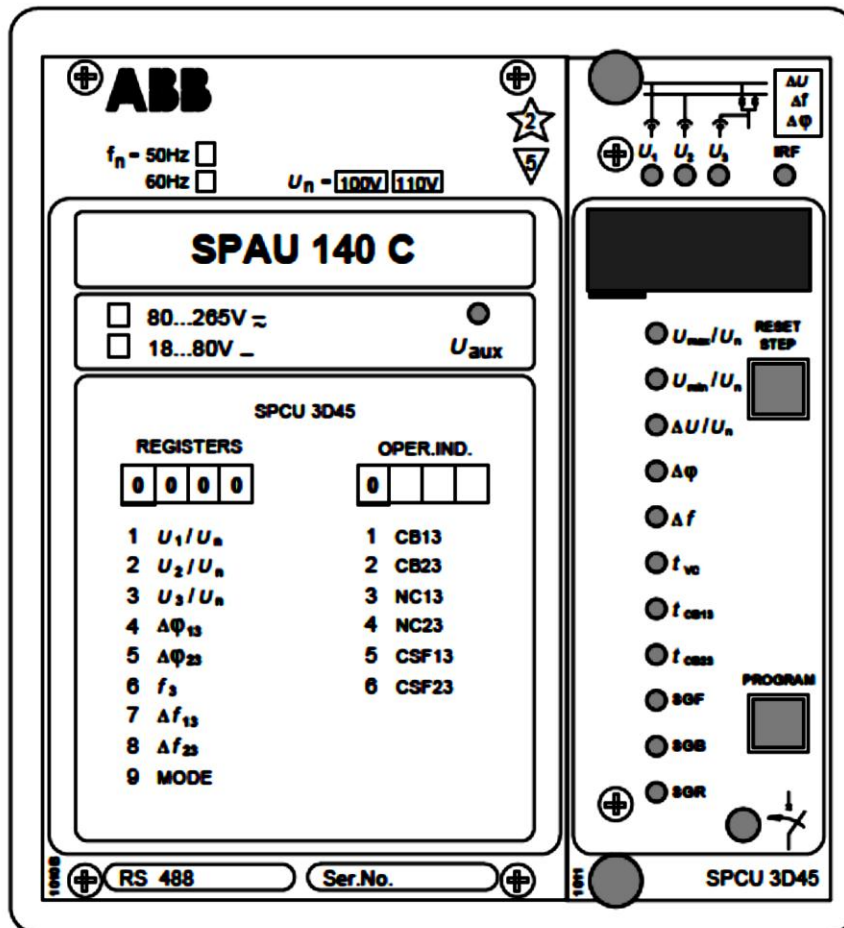


Figura 3-14 Relé de verificación de Sincronización SPAU 140C.

Fuente: C. Spau, "SPAU 140 C Relé de verificación de sincronismo Manual del usuario"

El relé de verificación de sincronismo SPAU 140 C cuenta con un relé de verificación de sincronismo para comprobar las condiciones al cierre del interruptor además es capaz de comprobar las condiciones de cierre de dos interruptores separados[40].

Este relé además cuenta con función de verificación de sincronismo para comprobar el sincronismo cuando líneas energizadas tienen que conectarse entre sí, dos modos de control disponibles operación en modo continuo, para aplicaciones en las que el relé de verificación de sincronismo ofrece permisivo de cierre a otro módulo para un control indirecto y operación de modo comando, para aplicaciones en las que el relé cierra la llave a través de su propia salida de control.

Aplicaciones

El relé de verificación de sincronismo SPAU 140C es un relé de medición de tensión basado en un microprocesador integrado, diseñado para emplearse en la verificación de condiciones para cierre de interruptor, este relé puede utilizarse para cerrar anillos de red, interconectar busbars y conectar generadores a la red.[40]

El relé de verificación de sincronismo puede utilizarse para dos condiciones de operación diferentes, la más normal es cuando ambos lados del interruptor a cerrar están en tensión, el sincronismo se comprueba siempre antes de dar el permiso de cierre al interruptor. La otra situación es cuando uno o los dos lados del interruptor a cerrar están sin tensión y, por consiguiente, la frecuencia y la diferencia de fase no pueden ser medidas. En este caso el relé comprueba la dirección de energización. El usuario es capaz de definir el rango de tensión dentro del cual la tensión medida se considerará "en tensión" o "sin tensión".

3.3.1 Configuración de Relés SPAU 140C

El propósito de la función de verificación de sincronismo es encontrar el instante en el que las tensiones de ambos lados del interruptor están en sincronismo, las condiciones de sincronismo se alcanzan cuando las tensiones de ambos lados del interruptor tienen la misma frecuencia, están en fase y son de tal magnitud que los correspondientes busbars o líneas se pueden considerar en tensión. Cuando se cumple la frecuencia, el ángulo de fase y las condiciones de tensión, se comprueba la duración de las condiciones de sincronismo para asegurar que se seguirán alcanzando cuando se cierren los contactos del interruptor.

Esta duración se determina en base a la frecuencia y diferencia de fase medida. Dependiendo del interruptor y del sistema de cierre, el retardo desde el momento en que se da la señal de cierre hasta que el interruptor cierra finalmente, es de aproximadamente de entre 50-250 ms. El tiempo de operación del interruptor seleccionado informa al relé durante cuánto tiempo como mínimo, tienen que persistir las condiciones. La función de verificación de tensión comprueba la dirección de la energización.

La energización se define como la situación en la que una parte sin tensión de la red se conecta a una sección energizada de la misma. Las condiciones de las secciones de la red a

controlador por el interruptor, es decir, qué lado tiene que estar en tensión y qué lado sin tensión, se determinan por ajuste. También es posible una situación en la que ambos lados estén sin tensión. Cuando la dirección de la energización corresponde a los ajustes, la situación tiene que ser constante durante un cierto tiempo antes de permitir la señal de cierre. El propósito de este tiempo de operación (tiempo muerto) es asegurarse de que el lado sin tensión permanece desenergizado y que la situación no se debe a una interferencia temporal. En caso de que las condiciones no persistan durante el tiempo de operación especificado, se reseteará dicho tiempo y se iniciará de nuevo el proceso, cuando las condiciones lo permitan.

Leyenda de entradas y salidas de señales.

Uaux Tensión auxiliar.

A,B,C,D Relés de salida.

IRF Autosupervisión.

SGB Grupo de llaves para la configuración de señales de bloqueo y de comando.

SGR Grupo de llaves para la configuración de señales de alarma.

CB13 Comando/permiso de cierre del interruptor, escalón 1.

CB23 Comando/permiso de cierre del interruptor, escalón 2.

ALARM Salida de señal.

BS13 Señal de bloqueo para escalón 1.

BS23 Señal de bloqueo para escalón 2.

CS13 Señal de control, petición de cierre del interruptor, escalón 1.

CS23 Señal de control, petición de cierre del interruptor, escalón 2.

X1 Módulo del relé de verificación de sincronismo SPCU 3D45.

X2 Módulo de alimentación y de relés de salida SPTU 240 R4 o SPTU 48 R4.

X3 Módulo de entrada SPTE 3E10.

T1...T6 Indicadores de operación 1...6.

SERIAL PORT Puerto para comunicación serial.

SPA-ZC Módulo de conexión del bus.

Rx Tx Receptor (Rx) y transmisor (Tx) para la conexión de fibra óptica.

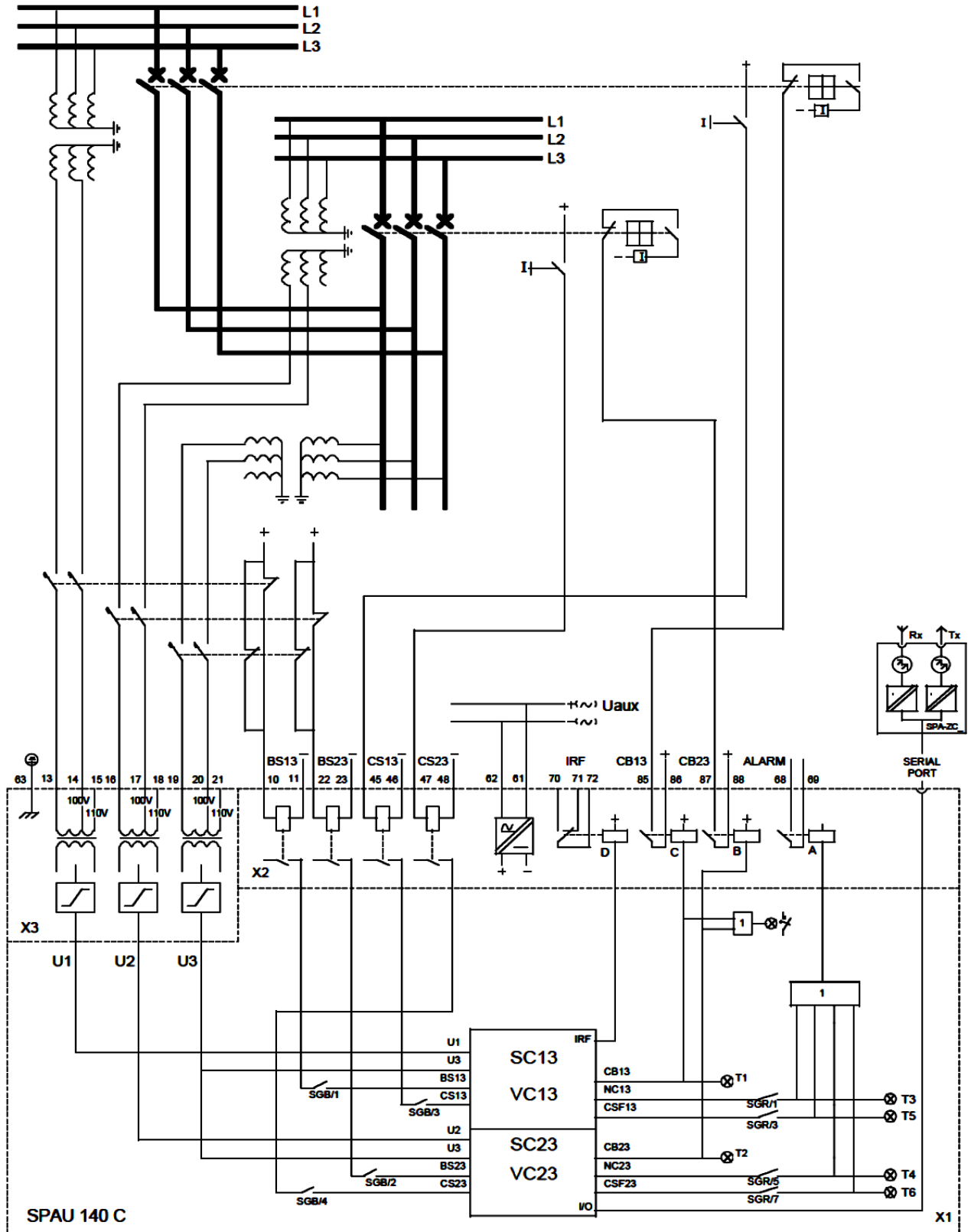


Figura 3-15 Diagrama de conexión para el relé de verificación de sincronismo SPAU 140 C.

Fuente: C. Spau, "SPAU 140 C Relé de verificación de sincronismo Manual del usuario"

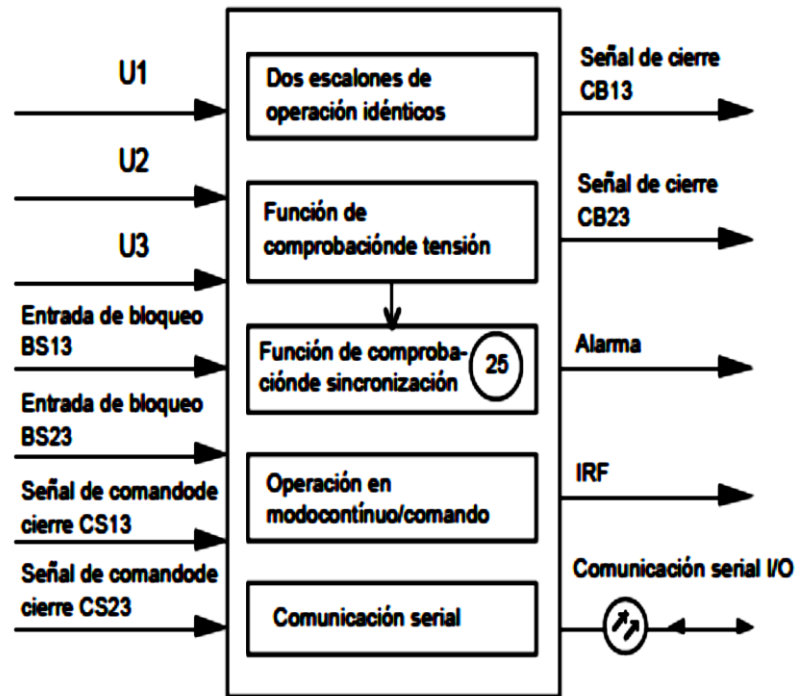


Figura 3-16 Funciones de Supervisión del Relé de Verificación de Sincronismo SPAU 140 C.

Fuente: C. Spau, “SPAU 140 C Relé de verificación de sincronismo Manual del usuario

3.3.2 Aplicaciones de Relés de Verificación de Sincronismo SPAU 140C.

La red y el generador, que funciona en paralelo a la misma, están conectados entre sí a través de la línea AB. Cuando ocurre una falla entre A y B, el relé de protección abre los interruptores A y B, aislando de la red la sección con falla y haciendo desaparecer el arco eléctrico que la causó. El primer intento de recuperación es un recierre automático retardado hecho unos pocos segundos más tarde. Entonces el relé de recierre automático da una señal de comando al relé de verificación de sincronismo para cerrar el interruptor A.

El relé SPAU 140 C realiza una verificación de tensión, ya que la línea AB está desenergizada ($U1 > U_{max}$, $U3 < U_{min}$). Tras verificar que la línea AB está sin tensión y que la dirección de energización es correcta, el relé energiza la línea ($U1$ g $U3$) al cerrar el interruptor A.

Entonces el PLC de la central eléctrica descubre que la línea ha sido energizada y envía una señal al otro relé de verificación de sincronismo para cerrar el interruptor B. Dado que los dos lados del interruptor B están en tensión ($U1 > U_{max}$, $U3 > U_{max}$), el relé que controla el interruptor B realiza una verificación de sincronismo y, si la red y el generador están en sincronismo, cierra el interruptor.

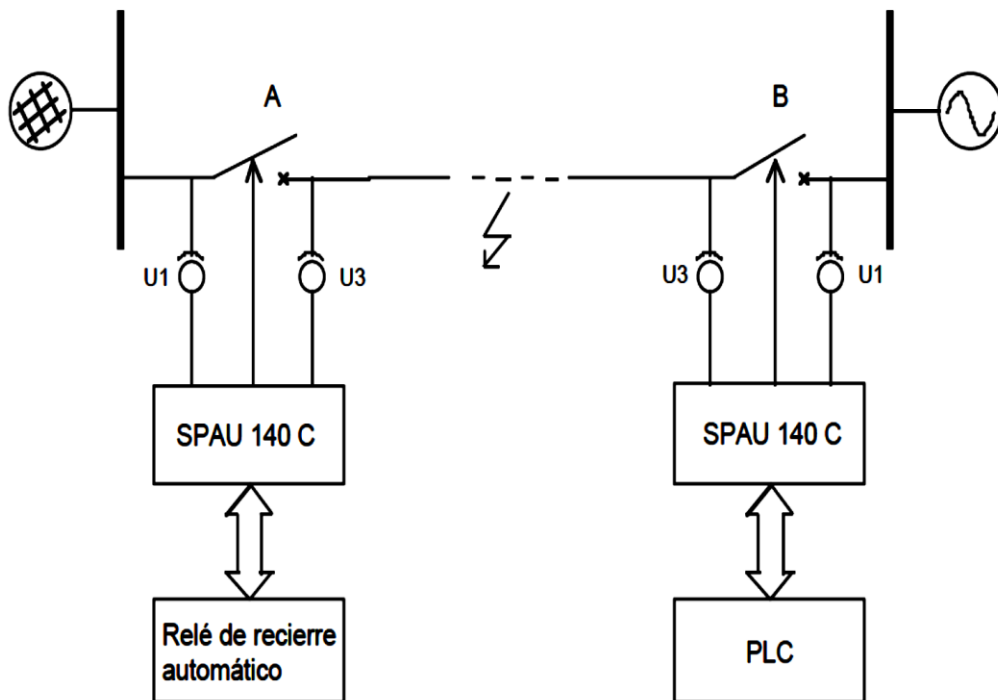


Figura 3-17 Relé de verificación de sincronismo SPAU 140 C comprobando las condiciones de energización y sincronismo.

Fuente: C. Spau, "SPAU 140 C Relé de verificación de sincronismo Manual del usuario"

La función de verificación de sincronismo se usa para verificar si se permite o no el cierre del IC (Interruptor de Circuito). Antes del funcionamiento del IC, se deben cumplir las condiciones de cierre siguientes:

- ❖ Las secciones de la red en ambos lado del IC deben estar activadas de corriente. Las magnitudes de tensión de las redes activadas de corriente se determinan por el valor configurado de la tensión de umbral superior U_{max} .

- ❖ La diferencia de tensión en el IC debe ser bastante pequeña. La diferencia de tensión permitida se determina por el valor de diferencia de tensión configurado ΔU .
- ❖ Las frecuencias de las secciones de red (tensiones) que estén conectadas no deben diferir demasiado entre sí. Las condiciones de frecuencia se cumplen cuando la diferencia de frecuencia permitida de las redes que están conectadas es menor que el valor de diferencia de frecuencia configurada Δf .
- ❖ Las secciones de red que estén conectadas (tensiones) tendrán el mismo ángulo de fase. Se cumplirán las condiciones de ángulo de fase cuando la diferencia de ángulo de fase permitida entre las tensiones de red sea menor que la diferencia de ángulo de fase configurada $\Delta\phi$.
- ❖ El tiempo de validez t_{valid} para las condiciones de cierre del IC, logrado a partir de las diferencias de frecuencia y de ángulo de fase, debe tener una duración de, al menos, el tiempo necesario para que opere el cierre del interruptor de circuito (tiempo de maniobra del IC).

Cuando las condiciones de cierre mencionadas anteriormente se cumplan simultáneamente, se considerará que las tensiones de la red están sincronizadas y que se ha proporcionado una señal de comando de cierre al IC.

$$\begin{aligned}
 &U_1 \geq U_{\text{max}}, U_3 \geq U_{\text{max}} \\
 &|U_1 - U_3| \leq \Delta U \\
 &|f_1 - f_3| \leq \Delta f \\
 &|\Delta\phi_{13}| \leq \Delta\phi
 \end{aligned}$$

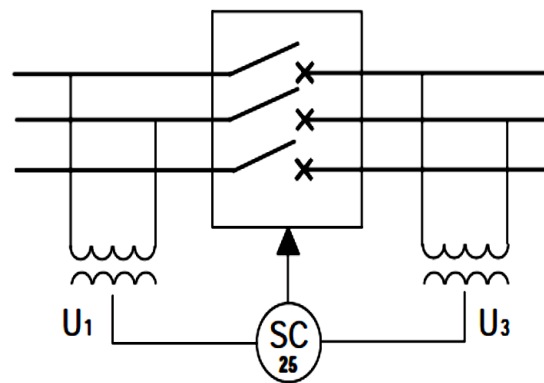


Figura 3-18 Condiciones de cierre que se comprueban de acuerdo con el esquema de verificación de sincronismo. Las condiciones de cierre de la fase 2 de operación se comprueban, en la misma medida, entre las tensiones U_2 y U_3 .

Fuente: C. Spau, "SPA 140 C Relé de verificación de sincronismo Manual del usuario"

3.4 Relé Digital de Comprobación de Sincronismo GEK-106214B.



Figura 3-19 *Relé Digital GEK-106214B*
Fuente: G. E. Multilin, "g Relé Digital de," 2000.

Es un relé que se utiliza para la sincronización de dos fuentes de alimentación diferente de manera automática. Este relé verifica que se cumplan estas condiciones antes de enviar la orden de sincronización[41].

1. El voltaje debe ser el mismo o muy cercano.
2. La frecuencia debe ser el mismo o muy cercano.
3. El ángulo de fase debe ser el mismo.
4. La secuencia de fases debe ser igual.

El GEK-106214B es un relé digital de comprobación de sincronismo cuyas principales aplicaciones son:

- ❖ La conexión de un generador a la red.
- ❖ El restablecimiento de la conexión entre dos partes de la red.
- ❖ El cierre manual del interruptor.
- ❖ El cierre automático de un interruptor tras el disparo por una protección.

Dicho relé mide las tensiones de barra y línea, comprobando:

- ❖ La diferencia de tensión.
- ❖ El deslizamiento.
- ❖ El ángulo de desfase entre ambas tensiones.

El equipo proporciona una salida de permiso de cierre al interruptor cuando todos estos valores están comprendidos dentro de los límites ajustados, y se mantienen dentro de ellos durante un tiempo seleccionado por ajuste. En caso de no cumplirse todas las condiciones, al cabo de un minuto el equipo proporciona una señalización de falta de condiciones de cierre.

3.4.1 Características de Diseño del Relé GEK-106214B

Precisiones en la medida

La medida diferencial de ángulo del GEK-106214B es de alta precisión, estando sólo limitada por los errores de los transformadores de tensión disponibles. La medida del ángulo es prácticamente independiente de la tensión[41].

En el GEK-106214B la medida se obtiene mediante cálculo numérico sobre muestras digitalizadas de las tensiones, lográndose una gran precisión. Esto permite llegar hasta un ajuste de 2°, claramente mejor que el ajuste posible con otras tecnologías.

Tiempos de actuación

El tiempo de actuación mínimo, con ajuste de 100 ms, es de 160 ms; ya que, a los 100 ms ajustados es necesario añadir el tiempo requerido por las unidades de medida y de actuación de los relés de salida. Debe tenerse en cuenta que durante los primeros ciclos, a partir de un cierre, la tensión se está estabilizando, tanto en línea como en barras y no es deseable permitir un cierre en estas condiciones. Más aún, es necesario tener en cuenta la respuesta tanto de los transformadores de alta como de los internos del relé.

También hay un tiempo para el mantenimiento de la señal de permiso, que siempre tiene un valor fijo de unos 130 ms, resultantes de un retardo prefijado de 100 ms, el tiempo de caída de las unidades de medida (un ciclo = 20 ms a 50 Hz) y el de desactivación del relé de salida (10 ms).

Ajustes mínimos

Si no lo exige algún requerimiento especial, no se recomienda introducir en el relé ajustes próximos a los límites inferiores, (2V para la diferencia de tensión, y 2° para la diferencia de ángulo), para así evitar ser demasiado restrictivos en el permiso de cierre, dadas las características reales de imperfección de las instalaciones, transformadores de medida, etc.

Zona permisiva

La zona permisiva (permiso de cierre) está definida por tres condiciones del sistema:

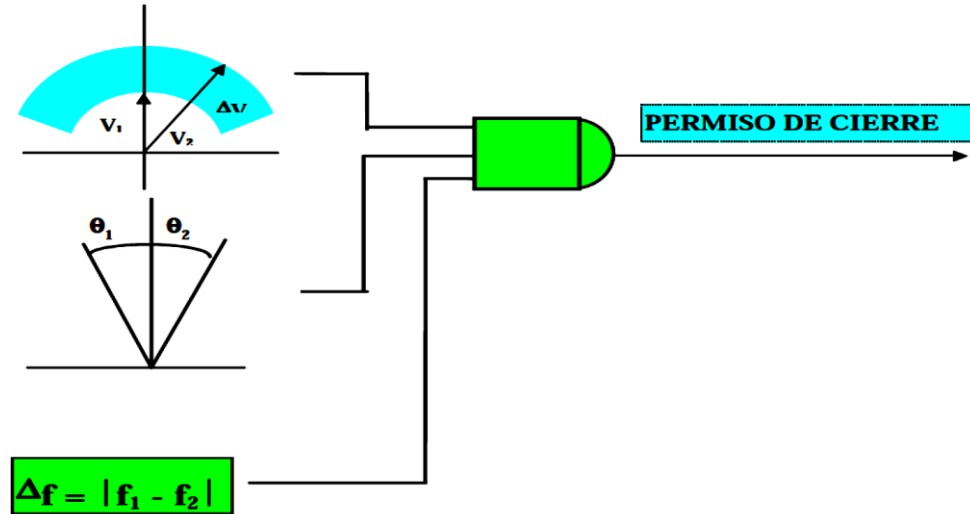


Figura 3-20 Zona de operación del Relé Digital GEK-106214B.

Fuente: G. E. Multilin, "g Relé Digital de," 2000.

- ❖ La diferencia en amplitud de las dos señales de tensión a sincronizar, define un sector circular desplazado, del eje de abscisas, una distancia igual a la magnitud del vector mínimo y con un radio máximo igual a la diferencia ΔV .
- ❖ La diferencia angular, permitida tanto en adelante, entre los dos vectores que se acercan, como en atraso, para dos vectores que se separan, forma un cono sobre el cual tiene lugar el permiso de cierre.
- ❖ El deslizamiento, es decir, la diferencia de frecuencias, $\Delta f = |f_1 - f_2|$ que ha de ser menor que el especificado, configura una tercera y básica condición de cierre, óptima para realizar maniobras de cierre en condiciones ideales, de similitud entre las señales.

3.4.2 Aplicaciones del Relé GEK-106214B

Sincronismo

En general, la verificación de sincronismo se utiliza principalmente donde dos partes de un sistema, a ser unidas mediante el cierre de un interruptor, están interconectadas, cuando menos, en otro punto del sistema. Habitualmente, en verificación de sincronismo se utilizan

medidas con tiempos relativamente largos, para asegurarse que las tensiones están en sincronismo. Sin embargo, esta temporización larga, que puede ser del orden de 10 a 20 segundos, no es apropiada si ambos extremos de la línea deben reengancharse a alta velocidad. Si el tiempo de medida se hace menor, entonces puede hacerse una verificación de sincronismo más rápida, pero esto conlleva que el reenganche pudiera realizarse en condiciones de no sincronismo, con deslizamientos mayores que los ideales para tal condición.

Es preciso destacar la relación intrínseca que siempre existe entre: tiempo, deslizamiento y ángulo de cierre; de tal manera que, para deslizamiento constante, siempre se cumple la siguiente expresión:

$$S = \frac{D * 1000}{180 * T}$$

Dónde:

D = ángulo de cierre en grados

S = Deslizamiento en mHz

T = Tiempo total en segundos

En una gran mayoría de casos, el deslizamiento típico puede ajustarse en el entorno de 20 a 40 mHz. Esta es la situación para las líneas cortas.

En líneas con “tiempos muertos” cortos, es decir, reenganche instantáneo en el extremo remoto, con operación muy similar ante faltas internas de los dos interruptores, y tiempos de transmisión de canal menores de 25 ms, el ajuste del deslizamiento puede fijarse de 200 a 250 mHz.

Unidad de Sincronismo

La función principal del MLJ es proporcionar condición de sincronismo para el cierre de interruptores. La unidad de sincronismo analiza las magnitudes de tensión a ambos lados del interruptor, el estado de las entradas y los ajustes, proporcionando una señal de sincronismo, si se cumplen las condiciones para ello.

Dependiendo del estado de la entrada llamada Manual, esta unidad tiene dos modos de funcionamiento: modo Manual y modo Continuo. Ambos quedan descritos a continuación.

Falta de Condiciones de Cierre

Para facilitar el funcionamiento de ciertas operaciones, el MLJ puede proporcionar una señal de Fallo de Sincronismo si al cabo de 1 minuto de haberse activado la entrada de Enable cuando está activada la entrada de modo Manual, no se ha conseguido obtener una condición de sincronismo. Esta señal de fallo de condiciones de cierre puede obtenerse mediante la adecuada configuración de los contactos auxiliares. Esta unidad no lleva ningún ajuste propio.

Unidad de Subtensión

Además de la subtensión descrita en la unidad de sincronismo y que estaba ligada a ésta última, existe una unidad independiente que dispone de diversas funciones desubtensión y sobretensión para poder permitir el cierre del interruptor en situaciones de línea y/o barra muertas.

Modo de Operación

De los fasores de tensión de línea y de barras, se calculan los módulos, pasándose a comparar con los ajustes. Por cada tensión se pueden ajustar dos niveles distintos.

Si la tensión está por debajo del nivel de subtensión ajustado, la línea o barra correspondiente se dice que está muerta. Si la tensión está por encima del nivel de sobretensión ajustado, se dice que la línea o barra está viva.

Se pueden dar tres situaciones diferentes de subtensión: línea y barra muertas (DLDB), línea muerta y barra viva (DLLB), o barra muerta y línea viva (LLDB). Por selección de ajustes podemos hacer que la unidad de subtensión opere por cualquiera de esas situaciones. Similarmente a lo dicho en la unidad de sincronismo, si la entrada Manual se activa, para tener operación de las unidades de subtensión será necesario activar también la entrada Enable. Sin embargo y a diferencia de la unidad de sincronismo, esta unidad de subtensión no lleva temporización alguna.

3.4.3 Diagrama de conexiones para sincronización con Relés GEK-106214B.

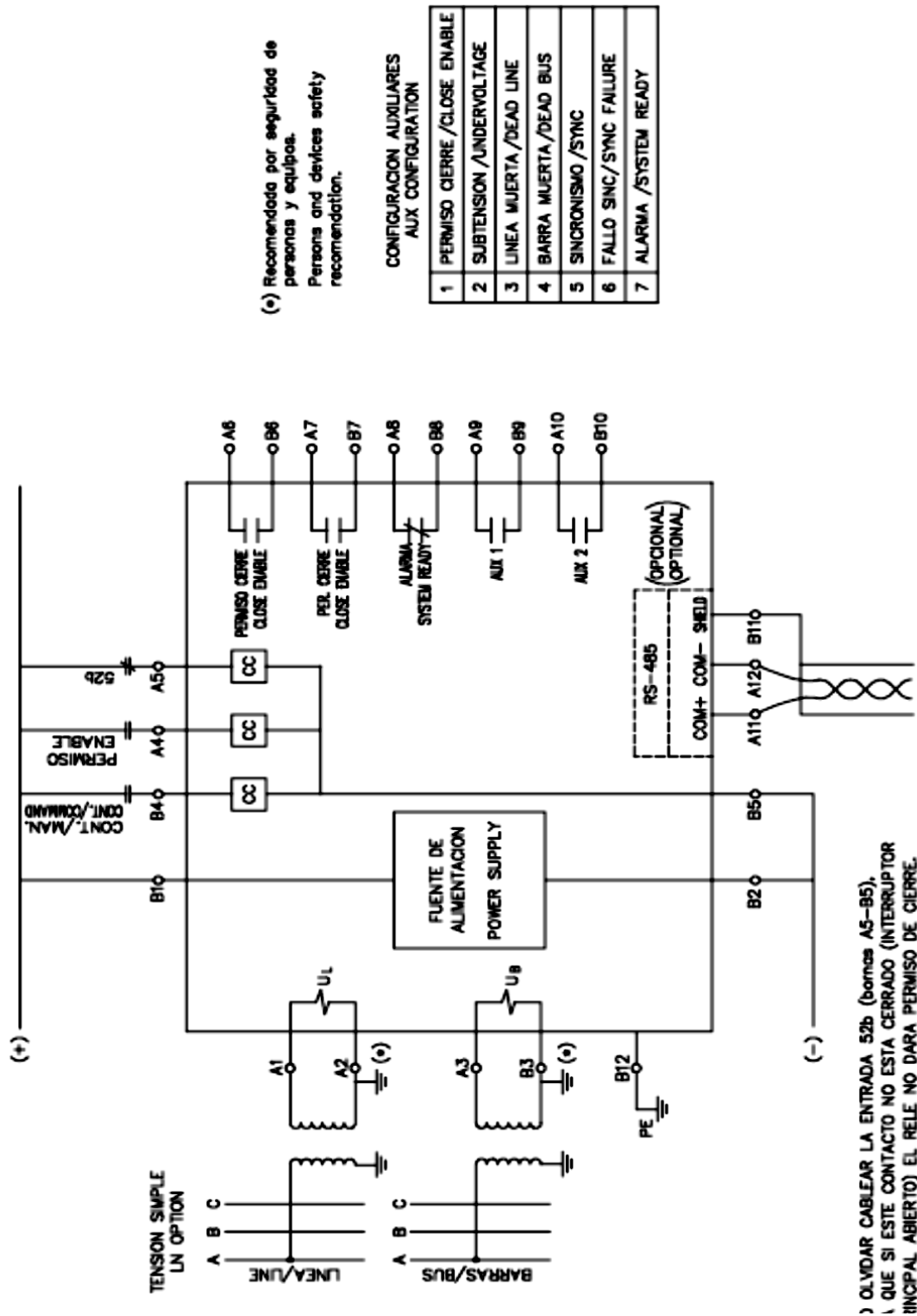


Figura 3-21 Conexiones externas para modelos GEK-106214B.
Fuente: G. E. Multilin, "g Relé Digital de," 2000.

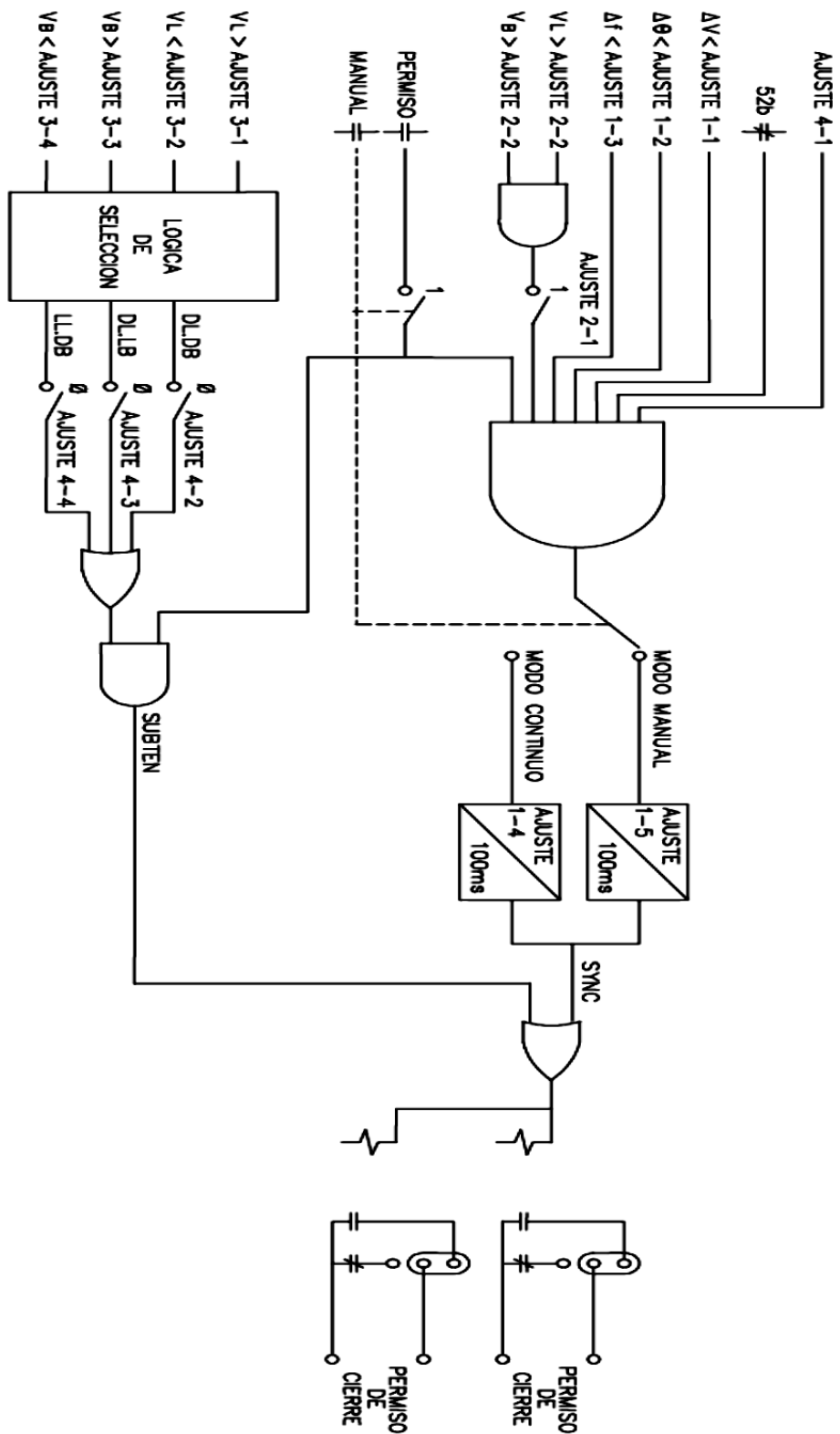


Figura 3-22 Diagrama lógico de funcionamiento (226B2202H1).
Fuente: G. E. Multilin, "g Relé Digital de," 2000.

CAPITULO 4

4 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

4.1 Análisis Comparativo de Equipos Usados Para la Puesta en Paralelo de Generadores.

Después de la revisión técnica a los equipos seleccionados en este trabajo se puede realizar una comparación en relación a las prestaciones que ofrecen cada uno de los diferentes relés en función de los requerimientos principales para la sincronización.

Frecuencia de deslizamiento (Δf).

Se define como la diferencia entre las frecuencias de los generadores o sistemas a acoplar.

Tiempo de cierre del interruptor de acople (T_R).

Para obtener la condición exacta de sincronismo debe tenerse en cuenta la velocidad de operación del interruptor de acople.

Ángulo de desfase o compensación (Θ_R).

Representa la diferencia angular máxima que debe existir entre los dos sistemas en el momento de enviar la señal de cierre al circuito de control del interruptor de acople.

Este relé cumple con todos los requerimientos necesarios para la sincronización eficiente de generadores, además de tener salidas para el control de automático de velocidad (AVR) y del Governor (GV) para mantener constante la velocidad del generador.

Los valores de diferencia de voltaje (amplitud) ΔU , deslizamiento (diferencial de frecuencia) Δf , y del ángulo de fase Θ_R que se requiere para la puesta en paralelo, se forman a partir de las dos señales de medición V_1 y V_2 .

Todos los relés analizados cuentan con entradas de corriente y voltaje que garantizan una correcta interpretación de los parámetros necesarios para la sincronización.

4.1.1 Relé de Protección y Sincronismo SYNCHROTECT® 5.

A continuación se detalla los datos técnicos más relevantes del relé de sincronización SYNCHROTECT® 5 donde se describe los niveles de operación de cada una de sus funciones[42].

Tabla 4-1 Parámetros técnicos del relé SYNCHROTECT® 5.

Fuente: A. B. B. I. Ag, “SYN 520X! C m o r s n e r f a i n t e e i n t h .”

Tensiones auxiliares	
Tensiones nominales	24 ... 250 VCC y 100 ... 230 VCA
Límites de tensión admisibles	0.8 ... 1.2 × Un
Potencia máxima absorbida	(SYN 5302) 25 W / 35 VA
Valores de entrada U	1, U2
Zona de tensiones nominales	50 ... 130 VCA
Límites de tensión admisibles	0 ... 1.3 × Un
Frecuencias nominales	16 ^{2/3} / 50 / 60 Hz
Entradas digitales	
Tensiones nominales	24 ... 48 VCC
Consumo de corriente	6 ... 8 mA
Contactos de puesta en paralelo	
Tensión máxima de operación	250 VCA/CC
Corriente máxima en permanencia	6 A CA/CC
Potencia máxima de operación CERRADO,	CC / CA 1500 W / VA
Potencia máxima de operación APERTURA,	CC / CA 150 W / 1500 VA
Relés de órdenes de regulación, control y señalización	
Tensión máxima de operación	250 VCA/CC
Corriente máxima en permanencia	1.5 A CA/CC
Potencia máxima de operación CERR. / APERT.	CC / CA 50 W / VA
Unión serial de comunicación	
Para conexión a PC software SynView Ethernet	
Rangos de medición	
Tensión U1, U2	0 ... 1.3 × Un
Desfase α	-179 ... +180 DEG
Frecuencia	10 ... 100Hz
Deslizamiento s	0 ... 50%
Aceleración ds/dt	0... 10%/s
Tiempo de acoplamiento t ON	0 ... 1 s

Este relé cumple de manera eficiente con los requerimientos básicos para la sincronización de generadores pero también se lo puede utilizar para otras aplicaciones como la interconexión de líneas síncronas y asíncronas, líneas de transmisión y barras de distribución.

Posee una interfaz amigable para realizar la configuración de los parámetros de control, ya que se lo realiza a través del software SynView lo que disminuye el tiempo de programación y puesta en marcha del equipo, las conexiones se las realiza en borneras lo que facilita su instalación.

Gracias a su constitución este relé tiene una confiabilidad óptima para realizar la sincronización de generadores debido a que cuenta con la redundancia del doble canal, además permite un monitoreo en tiempo real de los parámetros eléctricos, ya que cuenta con varios protocolos de comunicación como son modbus, profibus, LON, IEC 61850.

Como ventaja se tiene que este relé puede controlar hasta siete generadores para una sincronización consecutiva y cada uno puede tener una configuración independiente, primero se enlaza uno y los siguientes van ingresando consecutivamente.

4.1.2 Relé de protección de interconexión SEL-700GT

A continuación se detalla los datos técnicos más relevantes del relé de sincronización SEL-700GT donde se describe los niveles de operación de cada una de sus funciones[37].

Tabla 4-2 *Parámetros técnicos del relé SEL-700GT .*

Fuente: *M. Features, “SEL-700G Family of Generator and Intertie Protection Relays*

Relay Elements	
Synchronism Check (25Y) for Tie Breaker	
Synchronism-Check Voltage	VAY, VBY, VCY, VABY, VBCY, VCA Y
Source:	or angle from VAY or VABY)
Voltage Window High Setting	
Range:	0.00–300.00 V
Voltage Window Low Setting	
Range:	0.00–300.00 V
Steady-State Voltage Accuracy:	±5% plus ±2.0 V (over the range of 12.5–300 V)
Maximum Percentage Voltage Difference:	1.0–15.0%
Maximum Slip Frequency:	– 0.05 Hz–0.50 Hz
Steady-State Slip Accuracy:	±0.02 Hz
Close Acceptance Angle 1, 2:	0–80°
Breaker Close Delay:	0.001–1.000 s
Steady-State Angle Accuracy:	±2°
Synchronism Check (25X) for Generator Breaker	
Synchronism-Check Voltage	VAX, VBX, VCX, VABX, VBCX, VC
Source:	AX or angle from VAX or VABX)
Voltage Window High Setting	
Range:	0.00-300.00 V
Voltage Window Low Setting	
Range:	0.00-300.00 V
Steady-State Voltage Accuracy:	±5% plus ±2.0 V (over the range of 12.5-300 V)
Maximum Percentage Voltage Difference:	1.0-15.0%
Minimum Slip Frequency:	-1.00 Hz-0.99 Hz
Maximum Slip Frequency:	-0.99 Hz-1.00 Hz
Steady-State Slip Accuracy:	±0.02 Hz

Close Acceptance Angle 1,2:	0-80°
Target Close Angle:	-165
Breaker Close Delay:	0.001-1.000 s
Close Failure Angle:	3-120°
Steady-State Angle Accuracy:	±2°
Generator Thermal Model (49T)	
Thermal Overload Trip Pickup	30–250% of Full Load Current
Level:	(Full Load Current INOM range: 0.2–2.0*INOM, where INOM = 1 A or 5 A)
TCU Alarm Pickup Level:	50–99% Thermal Capacity Used
Time-Constant Range (2):	1–1000 minutes
Time Accuracy Pickup/ Dropout Time:	±(5% + 25 ms) at multiple-of-pickup ±2, 50/60 Hz (pre-load = 0)
Autosynchronizing	
Frequency Matching	
Speed (Frequency) Control Outputs:	
Raise:	Digital Output, adjustable pulse duration and interval
Lower:	Digital Output, adjustable pulse duration and interval
Frequency Synchronism Timer:	5–3600 s, 1 s increments
Frequency Adjustment Rate:	0.01–10.00 Hz/s, 0.01 Hz/s increment
Frequency Pulse Interval:	1–120 s, 1 s increment
Frequency Pulse Minimum;	0.10-60.00 s, 0.01 s increment
Frequency Pulse Maximum:	0.10-60.00 s, 0.01 s increment
Instantaneous/Definite Time-Overcurrent (50P, 50G, 50N, 50Q)	
Pickup Setting Range, A secondary:	
5 A models:	0.50-96.00 A, 0.01 A steps
1 A models:	0.10-19.20 A, 0.01 A steps
Inverse Time-Overcurrent (51P, 51G, 51N, 51Q)	
Pickup Setting Range, A secondary:	
5 A models:	0.50-16.00 A, 0.01 A steps
1 A models:	0.10-3.20 A, 0.01 A steps
Accuracy:	±5% of setting plus ±0.02 • Inom A secondary (Steady State pickup)

Differential (87)	
Unrestrained Pickup Range:	1.0-20.0 in per unit of TAP
Restrained Pickup Range:	0.10-1.00 in per unit of TAP
Pickup Accuracy (A secondary):	
Pickup Time:	2.62/2.72/2.86
Harmonics	
Pickup Range (% of fundamental):	5-100%
Pickup Accuracy (A secondary):	
5 A Model:	±5% plus ±0.10 A
1 A Model:	±5% plus ±0.02 A
Time Delay Accuracy:	±0.5% plus ±0.25 cycle
Restricted Earth Fault (REF)	
5 A Model:	0.25-15.00 A, 0.01 A steps
1 A Model:	0.05-3.00 A, 0.01 A steps
Pickup Accuracy (A secondary):	
5 A Model:	±5% plus ±0.10 A
1 A Model:	±5% plus ±0.02 A
Accuracy:	±5 cycles plus ±5% between
Undervoltage (27P, 27PP, 27V1, 27S)	
Pickup Range:	Off, 2.0-300.0 V (2.0-520.0 V for phase-to-phase wye connected);
Accuracy:	±5% of setting
Pickup/Dropout Time:	<1.5 cycle
Time Delay:	0.00-120.00 seconds, 0.01 second steps
Accuracy:	±0.5% plus ±0.25 cycle
Overvoltage (59P, 59PP, 59V1, 59S, 59Q, 59G)	
Pickup Range:	Off, 2.0-300.0 V (2.0-520.0 V for phase-to-phase wye connected);
Pickup Range (59G, 59Q):	Off, 2.0-200.0 V
Accuracy:	±5% of setting
Pickup/Dropout Time:	<1.5 cycle
Time Delay:	0.00-120.00 seconds, 0.01 second steps
Accuracy:	±0.5% plus ±0.25 cycle
Volts/Hertz (24)	
Definite-Time Element Pickup Range:	100-200%
Steady-State Pickup Accuracy: ±1% of setpoint Pickup Time:	25 ms @ 60 Hz (Max)
Time-Delay Range:	0.04-400.00 s

Time-Delay Accuracy:	$\pm 0.1\%$ plus ± 4.2 ms @ 60 Hz
Directional Power (32)	
Instantaneous/Definite Time, 3 Phase Elements	
Type:	+W, -W, +VAR, -VAR
Pickup Settings Range, VA secondary:	
Time Delay:	0.00-240.00 seconds, 0.01 second steps
Accuracy:	$\pm 0.5\%$ plus ± 0.25 cycle
Frequency (81)	
Setting Range:	Off, 15.0-70.0 Hz
Accuracy:	± 0.01 Hz (VI >60 V)
Pickup/Dropout Time:	<4 cycles
Time Delay:	0.00-240.00 seconds, 0.01 second steps
Accuracy:	$\pm 0.5\%$ plus ± 0.25 cycle
RTD Protection	
Setting Range:	Off, 1-250°C
Accuracy:	$\pm 2^\circ\text{C}$
RTD Open-Circuit Detection:	>250°C
RTD Short-Circuit Detection:	<-50°C
Distance Element (21)	
Two zones of Compensator Distance elements with Load Encroachment block	
Reach Pickup Range:	5 A model: 0.1-100.0 ohms 1 A model: 0.5-500.0 ohms
Offset Range:	5 A model: 0.0-10.0 ohms 1 A model: 0.0-50.0 ohms
Steady-State Impedance	5 A model: $\pm 5\%$ plus ± 0.1 ohm
Loss-of-Field Element (40)	
Two Mho Zones	
Zone 1 Offset:	5 A model: -50.0-0.0 ohms 1 A model: -250.0-0.0 ohms
Zone 2 Offset:	5 A model: -50.0-50.0 ohms 1 A model: -250.0-250.0 ohms
Directional Element Angle:	-20.0°-0.0°
Accuracy:	$\pm 0.1\%$ plus $\pm \frac{1}{2}$ cycle
Voltage-Restrained Phase Time-Overcurrent Element (51V)	
Phase Pickup (A secondary):	5 A Model: 2.0-16.0 A 1 A Model: 0.4-3.2 A
Steady-State Pickup Accuracy:	5 A Model: $\pm 5\%$ plus ± 0.10 A

	1 A Model: $\pm 5\%$ plus ± 0.02 A
Linear Voltage Restraint	
Range:	0.125–1.000 per unit of VNOM
Voltage-Controlled Phase Time-Overcurrent Element (51C)	
Phase Pickup (A secondary):	5 A Model: 0.5–16.0 A
	1 A Model: 0.1–3.2 A
Steady State Pickup Accuracy:	5 A Model: $\pm 5\%$ plus ± 0.10 A
	1 A Model: $\pm 5\%$ plus ± 0.02 A
Accuracy:	$\pm 4\%$ plus ± 1.5 cycles for current
	between 2 and 20 multiples of pickup
	(within rated range of current)
100 Percent Stator Ground Protection (64G)	
Neutral Fundamental	
Overvoltage (64G1):	OFF, 0.1–150.0 V
Steady-State Pickup Accuracy:	$\pm 5\%$ plus ± 0.1 V
Field Ground Protection (64F)	
Field Ground Protection	
Element:	0.5–200.0 kilohms, 0.1 kilohm step
Pickup Accuracy:	$\pm 5\%$ plus ± 500 ohms for
	$48 \pm VF \pm 825$ Vdc
Out-of-Step Element (78)	
Forward Reach:	5 A model: 0.1–100.0 ohms
	1 A model: 0.5–500.0 ohms
Reverse Reach:	5 A model: 0.1–100.0 ohms
	1 A model: 0.5–500.0 ohms
Negative-Sequence Overcurrent Elements (46)	
Definite-Time and Inverse-	
Time Neg.-Seq. I ₂ Pickup:	2%–100% of generator rated secondary current
Generator Rated Secondary	
Current:	5 A Model: 1.0–10.0 A secondary
	1 A Model: 0.2–2.0 A secondary >
Steady-State Pickup Accuracy:	5 A Model: ± 0.025 A plus $\pm 3\%$
	1 A Model: ± 0.005 A plus $\pm 3\%$
Ground Differential Elements (87N)	
Ground Differential Pickup:	5 A Model:
	$0.10 * CTR / CTRN - 15.00$ A
	1 A Model:
	$0.02 * CTR / CTRN - 3.00$ A
	(Ratio CTR/CTR _N must be within

	1.0–40.0
Rate-of-Change of Frequency (81R)	
Pickup Setting Range:	Off, 0.10–15.00 Hz/s
Accuracy:	±100 mHz/s plus ±3.33% of pickup
Rate-of-Change of Frequency (81R)	
Pickup Setting Range:	Off, 0.10-15.00 Hz/s
Accuracy:	±100 mHz/s plus ±3.33% of pickup
Trend Setting:	INC, DEC, ABS
Pickup/Dropout Time:	3-30 cycles, depending on pickup setting
Pickup/ Dropout Delay Range: 0.10-60.00/0.00-60.00 s, 01 s increments	
Voltage Supervision (Positive Sequence) Pickup Range:	Off, 12.5-300.0 V, 0.1 V increments

Este relé cumple de manera eficiente con los requerimientos básicos para la sincronización de generadores, pero este relé también permite implementar todas las protecciones eléctricas necesarias para un generador lo que le da una ventaja ante sus competidores.

Posee una interfaz amigable para realizar la configuración de los parámetros de control, ya que se lo realiza a través del software ACSELERATOR QuickSet® que disminuye el tiempo de programación y puesta en marcha del equipo, que permite realizar plantillas con parámetros de fábrica y que debemos actualizar según las necesidades de nuestro sistema, las conexiones se las realiza en borneras lo que facilita su instalación.

Gracias a su constitución este relé tiene una confiabilidad óptima para realizar la sincronización de generadores, además permite un monitoreo en tiempo real de los parámetros eléctricos, ya que cuenta con varios protocolos de comunicación como son modbus, profibus, IEC 61850.

Como ventajas que tiene este relé es que permite sincronizar un generador y además poder implementar todas las protecciones eléctricas necesarias para un generador.

4.1.3 Relé de Protección Verificación de Sincronismo SPAU 140 C

A continuación se detalla los datos técnicos más relevantes del relé de sincronización SPAU 140C donde se describe los niveles de operación de cada una de sus funciones[40].

Tabla 4-3 Parámetros técnicos del relé SPAU 140C.

Fuente: C. Spau, “SPAU 140 C Relé de verificación de sincronismo Manual del usuario

Módulo del relé de verificación de sincronismo SPCU 3D45	
Función de verificación de sincronismo	
Nivel de tensión umbral superior U_{max}	
Rango de ajuste	0,5...1,0 x U_n
Diferencia de tensión ΔU	
Rango de ajuste	0,02...0,4 x U_n
Diferencia de frecuencia Δf	
Rango de ajuste	0,02...0,5 Hz
Diferencia de fase $\Delta \phi$	
Tiempo de operación cuando la tensión de la	5...50°
IN de energización aumenta de 0 a 1,0 x U_n	160 ms \pm 20 ms (fijo)
Tiempo de operación t_{CB13} de interruptor	
controlado por escalón 1	0,05...0,25 s
Tiempo de operación t_{CB23} de interruptor	
controlado por escalón 2	0,05...0,25 s
Función de verificación de tensión	
Nivel de tensión umbral superior U_{max} (el mismo que para la función de verificación de sincronismo)	
Nivel de tensión umbral superior U_{max} (el mismo que para la función de verificación de sincronismo).	
Nivel de tensión umbral superior U_{max} (el mismo que para la función de verificación de sincronismo)	0,5...1,0 x U_n
Rango de ajuste	
Nivel de tensión umbral inferior U_{min}	
Rango de ajuste	0,1...0,8 x U_n
Dirección de energización	
Direcciones de energización seleccionables para escalón 1	
Direcciones de energización seleccionables para escalón 1	
Direcciones de energización seleccionables para escalón 2	
Direcciones de energización	- ambas sin tensión o U1 ->

seleccionables para escalón 1	U3 o U1 <- U3
Direcciones de energización seleccionables para escalón 2	- U1 <- U3
Direcciones de energización seleccionables para escalón 2	- U1 -> U3
Retardo de tiempo de operación tv _c (tiempo muerto)	- U1 <- U3 o U1 -> U3
Direcciones de energización seleccionables para escalón 2	- ambas sin tensión o U2 -> U3 o U2 <- U3
Retardo de tiempo de operación tv _c (tiempo muerto)	- U2 <- U3
- rango de ajuste	- U2 -> U3
- precisión de ajuste	- U2 <- U3 o U2 -> U3
	0,1...20 s

Este relé cumple de manera eficiente con los requerimientos básicos para la sincronización de generadores.

Posee una interfaz amigable para realizar la configuración de los parámetros de control, ya que se lo realiza a través del software SPACOM simulators que funciona en Windows 98/NT/XP.

Gracias a su constitución este relé tiene una confiabilidad óptima para realizar la sincronización de generadores, además permite un monitoreo en tiempo real de los parámetros eléctricos, ya que cuenta con comunicación modbus, profibus.

Como desventajas este relé ya no tiene soporte ya que la empresa ABB lo discontinuara debido a que se ha creado otra familia con mejores prestaciones.

4.1.4 Relé Digital de Comprobación de Sincronismo GEK-106214B

A continuación se detalla los datos técnicos más relevantes del relé Digital de Comprobación de Sincronismo GEK-106214B donde se describe los niveles de operación de cada una de sus funciones[41].

Tabla 4-4 *Parámetros técnicos del rele GEK-106214B.*

Fuente: G. E. Multilin, "g Relé Digital de," 2000.

Ajustes			
La unidad de sincronismo tiene asignados los siguientes ajustes:			
1-1 :	ΔV :	Diferencia de tensiones (módulo del vector diferencia).	
		Rango:	de 2 a 90 en pasos de 0.5
		Unidades:	voltios
		Valor por defecto:	15
1-2 :	$\Delta\theta$:	Diferencia de ángulos.	
		Rango:	de 2 a 60° en pasos de 1.
		Unidades:	grados
		Valor por defecto:	10
1-3 :	Δf :	Diferencia de frecuencias (deslizamiento).	
		Rango:	de 10 a 500 en pasos de 10.
		Unidades:	mHz
		Valor por defecto:	20
1-4 :	t cont:	Temporización en modo continuo.	
		Rango:	de 0.1 a 99.0 en pasos de 0.1.
		Unidades:	segundos
		Valor por defecto:	0,1
1-5 :	t man:	Temporización en modo manual.	
		Rango:	de 0.1 a 99.0 en pasos de 0.1.
		Unidades:	segundos
		Valor por defecto:	10
2-1 :	SUP 27 ON-OFF:	Habilitación de la supervisión por subtensión.	
		Rango:	Habilitado o Inhabilitado.
		Unidades:	--
		Valor por defecto:	OFF (Inhabilitado)

2-2 :	SUP 27 V:	Tensión umbral de la supervisión por subtensión.	
		Rango:	de 10 a 180 en pasos de 1.
		Unidades:	voltios
		Valor por defecto:	40
4-1 :	25 ON-OFF:	Habilitación de la unidad de sincronismo.	
		Rango:	Habilitado o Inhabilitado.
		Unidades:	--
		Valor por defecto:	OFF (Inhabilitado)
Ajustes			
La unidad de subtensión tiene asignados los siguientes ajustes:			
3-1 :	VL ↑:	Nivel presencia tensión línea (línea viva: LL).	
		Rango:	de 40 a 245 en pasos de 1.
		Unidades:	voltios
		Valor por defecto:	50
3-2 :	VL ↓:	Nivel ausencia tensión línea (línea muerta: DL).	
		Rango:	de 10 a 180 en pasos de 1.
		Unidades:	voltios
		Valor por defecto:	30
3-3 :	VB ↑:	Nivel presencia tensión barra (barra viva: LB).	
		Rango:	de 40 a 245 en pasos de 1.
		Unidades:	voltios
		Valor por defecto:	50
3-4 :	VB ↓:	Nivel ausencia tensión barra (barra muerta: DB).	
		Rango:	de 10 a 180 en pasos de 1.
		Unidades:	voltios
		Valor por defecto:	30
4-2 :	DLDB ON-OFF:	Habilitación condición: línea y barra muertas.	
		Rango:	Habilitado o Inhabilitado.
		Unidades:	--
			Valor por defecto: OFF (Inhabilitado)

4-3 :	DLLB ON-OFF:	Habilitación condición: línea muerta con barra viva.	
		Rango:	Habilitado o Inhabilitado.
		Unidades:	--
		Valor por defecto:	OFF (Inhabilitado)
4-4:	LLDB ON-OFF:	Habilitación condición: línea viva con barra muerta.	
		Rango:	Habilitado o Inhabilitado.
		Unidades:	--
		Valor por defecto:	OFF (Inhabilitado)

Este relé cumple de manera eficiente con los requerimientos básicos para la sincronización de generadores pero también se lo puede utilizar para otras aplicaciones como la interconexión de líneas síncronas y asíncronas.

No se configurar el equipo mediante el PC todas las configuraciones se los realiza a través del teclado de la parte frontal del equipo lo que es una desventaja en relación a sus competidores.

Permite un monitoreo en tiempo real de los parámetros eléctricos, a través del puerto de comunicación RS-232/485,

Como ventaja que su configuración es muy sencilla.

4.2 Beneficios de la Utilización de Equipos Automáticos.

Antes de la utilización de equipos automáticos para la sincronización eran utilizadas las cajas de sincronización, que constaban de un voltímetro, frecuencia y sincronoscopios de doble Sincronización para una sonorización manual.



Figura 4-1 Conexiones externas para modelos GEK-106214B
Fuente: Central GP I

Actualmente, en las modernas instalaciones, se han sustituido los sincronoscopios manuales, por unas columnas de sincronización o relés de sincronización, que miden los módulos de las tensiones del generador y la red, los ángulos de fase y las frecuencias.

La principal ventaja de estos dispositivos, es que dan la posibilidad de realizar una sincronización automática, después de la programación adecuada según las necesidades de nuestro sistema, disminuyendo sustancialmente el riesgo de errores al momento de la sincronización ocasionando daños los en los equipos.

Cuando dos generadores o sistemas de producción eléctrica están conectados en paralelo al mismo sistema de distribución, las fuentes de potencia deben estar sincronizadas adecuadamente ya que cuando el acoplamiento esté cerrado se producirán sobrecargas además de esfuerzos mecánicos y eléctricos, en las peores condiciones las tensiones entre los dos sistemas pueden ser dos veces la tensión máxima en operación de uno de los dos sistemas, o uno de los sistemas puede dejar en cortocircuito a otro.

En estas situaciones se pueden dar corrientes muy grandes que generan esfuerzos en ambos sistemas estos esfuerzos en sus máximas consecuencias, pueden provocar la rotura de los ejes del rotor o de la turbina.

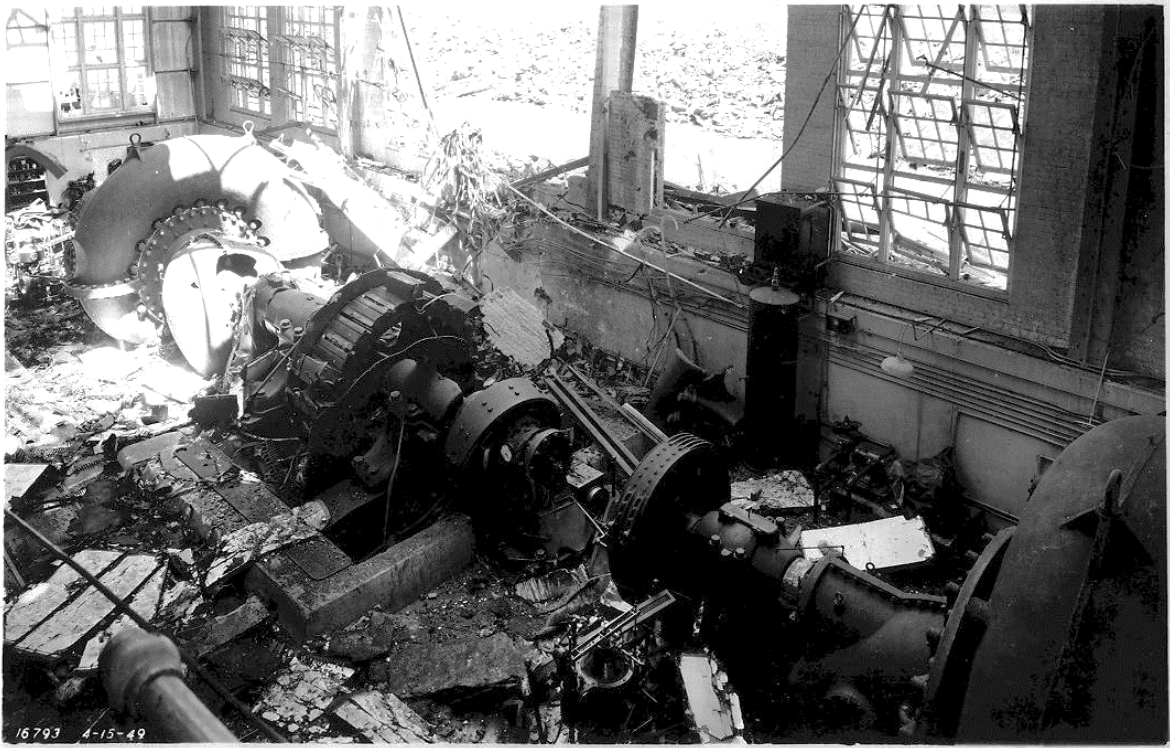


Figura 4-2 Consecuencias producidas por una inapropiada sincronización.
Fuente: <http://depletedcranium.com/governors-and-phase-synchronization-are-important/>

4.3 Análisis Costo Beneficio de la Utilización de Equipos Electrónicos en la Puesta en Paralelo de Generadores.

La utilización de equipos electrónicos puede generar muchas ventajas considerables en comparación con equipos electromecánicos manuales, es decir que adicionalmente a los beneficios existentes en los sistemas de protección, se pueden obtener ventajas integrales a través de la implementación de componentes adicionales como excitación, sincronización, automatización y control que interviene en la puesta en paralelo de generadores.

- ❖ Estándar de comunicación potente (IEC 60870-5-104)
- ❖ Software de ingeniería centralizado
- ❖ Minimización de infraestructura adicional para el intercambio de señales
- ❖ Reducción del requerimiento de repuestos
- ❖ Reducción de mantenimiento y revisiones en sitio
- ❖ Alta flexibilidad en configuración y redundancia

Se realizó una cotización de los equipos descritos en este análisis, en algunos distribuidores especializados de la ciudad para conocer los costos y la disponibilidad de los mismos, y tener una idea clara al momento de comparar sus beneficios en relación a su costo también se debe considerar el tipo de aplicación que se va realizar.

Tabla 4-5 Comparacion de costos unitario de reles analizados.

COSTO UNITARIO DE EQUIPOS DE SINCRONIZACIÓN				
RELÉ	SYNCHROTACT	SEL-700GT	SPAU 140C	GEK-106214B
MARCA	ABB (Asea Brown Boveri)	SEL (Schweitzer Engineering Laboratories)	ABB (Asea Brown Boveri)	GE Digital Energy
ORIGEN	SUIZA	USA	SUIZA	USA
TIEMPO DE ENTREGA	15 días	30 días	15 días	15 días
PRECIO UNITARIO	1900	2500	1100	1500

Otro de los beneficios de la utilización de relés de sincronización son la reducción de costos a través su implementación y operación ya que es mucho más fácil de realizar.

- ❖ Entrenamiento simple
- ❖ Reducción de paradas por mantenimiento

Otro punto importante en la disminución de costos esto es un beneficio debido a las nuevas funciones con las que cuentan los relés de sincronización lo que disminuya los tiempos de parada de las maquinas.

- ❖ Reducción de tiempos de parada
- ❖ Instalación, cambio y puesta en servicio mucho más rápida
- ❖ Incremento de la vida útil

Desde el punto de vista económico, el empleo de un sistema sincronización automática, comparada con un sistema totalmente manual, se justifica debido a las pérdidas que podría causar por la indisponibilidad del sistema durante una emergencia se reducen.

Desde el punto de vista técnico la única limitación al empleo de sistema de transferencia y sincronización automática es el grado de confiabilidad requerida en nuestra instalación.

Desde el punto de vista empresarial la utilidad de un sistema de transferencia y sincronización automática, el costo no es importante ya que mejora la confiabilidad, este criterio se aplica a empresas dedicadas a prestar servicios públicos que por su utilidad tampoco pueden dejar de prestar servicios por perdida de sincronismo.

Todos los relés permiten que el usuario puede implementar un sistema de adquisición y almacenamiento de datos que es de gran importancia para verificar el comportamiento mecánico de los generadores, el funcionamiento de los reguladores de voltaje y los compartidores de carga de los generadores, esto ayudara a la predicción de fallas de funcionamientos, el comportamiento de la carga, y la calidad del servicio de energía eléctrica, que es de gran importancia en cuanto al análisis estadístico del servicio eléctrico y el funcionamiento del sistema de transferencia y sincronizaron automática.

Características generales de sincronización.

Existen funciones principales que se requieren para la sincronización y algunas características adicionales que mejoran la confiabilidad, pero algunos equipos analizados no cuentan con estas funciones a continuación se muestran en un cuadro comparativo general las características de los relés analizados.

Tabla 4-6 Comparación de características de relés analizados

Fuente: Propia realización en función de comparación.

REQUERIMIENTOS GENERALES DE SINCRONIZACIÓN	SYNCHROTA CT	SEL-700GT	SPAU 140C	GEK-106214B
Función de verificación de sincronismo				
Nivel de tensión umbral superior U_{max}	X	X	X	X
Diferencia de tensión ΔU	X	X	X	X
Diferencia de frecuencia Δf	X	X	X	X
Diferencia de fase $\Delta \phi$	X	X	X	X
Tiempo de operación tCB13 de interruptor	X	X	X	X
Tiempo de operación tCB23 de interruptor	X	X	X	X
Función de verificación de tensión				
Nivel de tensión umbral superior U_{max}	X	X	X	X
Nivel de tensión umbral superior U_{max}	X	X	X	X
Nivel de tensión umbral superior U_{max}	X	X	X	X
Nivel de tensión umbral inferior U_{min}	X	X	X	X
Dirección de energización				
Direcciones de energización seleccionables para escalón 1	X	X		
Retardo de tiempo de operación tvc (tiempo muerto)				
Direcciones de energización seleccionables para escalón 2	X	X		
Retardo de tiempo de operación tvc (tiempo muerto)				

CONCLUSIONES

En este trabajo permite comprender la metodología utilizada para calcular los ajustes que deben ser introducidos en un equipo de sincronización, cuando se van a sincronizar dos sistemas de potencia además de los parámetros necesarios para realizar este tipo de maniobras.

Se realizó un compendio de los límites de operación a los cuales deben trabajar los generadores antes de realizar una sincronización, para no afectar el SEP esto exigido por el estándar IEEE1547.

Todos los equipos analizados cumplen a cabalidad la función principal que es la de sincronizar un generador pero en especial el relé SEL-700G permite realizar la sincronización y la protección integral del generador, dando una aparente ventaja en relación a los otros equipos analizados.

Los posibles problemas que se pueden presentar de realizar una incorrecta sincronización de generadores al tener varios generadores en paralelo, pueden generarse corrientes reactivas que se encuentran circulando entre ellos, la manera de evitar que éstas aparezcan, es una adecuada sincronización de los generadores.

Hay que tomar en cuenta que para cada condición de sincronización existe una tolerancia con respecto a los ajustes básicos de acuerdo a las características de nuestro SEP como son la diferencia de voltaje, diferencia de frecuencia y ángulo de compensación que se ingresara en la configuración del relé, para la puesta en paralelo en condiciones lo más similares de sincronización.

RECOMENDACIONES

Se recomienda antes de realizar una sincronización y puesta en paralelo de generadores conocer todas las características técnicas de los equipos a intervenir ya que de esto depende el correcto cálculo de parámetros de sincronización, a si también familiarizarse con el relé elegido.

Cada sistema tiene condiciones específicas por lo que se recomienda, realizar el diseño de acuerdo a cada sistema respetando los estándares de operación, realizar la verificación de las mediciones de secuencias, frecuencias y voltajes del sistema al cual se sincronizara ya que esto garantizara la seguridad de la maniobra.

Se recomienda tener en cuenta la selección de TC's y TP's ya que la incorrecta selección provocara falsas mediciones y fallas al momento de arrancar los equipos, por lo que se sugiere tener una redundancia para las mediciones primordiales de nuestro sistema.

Es importante recordar que los interruptores principales de transferencia y sincronización actúan también como los interruptores del tablero principal y que no han sido tratados en este estudio, tienen que ser motorizados y de rápida operación, por tal razón su dimensionamiento debe ser el adecuado tanto en corriente y en rapidez de operación como también debe ser capaz de operar a plena carga para evitar posibles cortocircuitos.

REFERENCIAS

- [1] J. Alejandro, M. Alba, L. Miramontes, A. Barajas, M. Salvador, and E. González, “Máquina Síncrona con el Bus Infinito,” pp. 17–22, 2010.
- [2] M. Eléctricas, “Máquinas Síncronas Conteúdo,” pp. 1–21, 2001.
- [3] P. José and M. Aller, “Tema III : La Máquina Síncrona,” 2006.
- [4] A. Blanco, “Generador Síncrono Máquinas Síncronas,” pp. 1–16.
- [5] M. Angel and R. Pozueta, “Y ENERGÉTICA MÁQUINAS SÍNCRONAS :”
- [6] S. CHAPMAN, *MAQUINAS ELECTRICAS (5ª ED.)*. .
- [7] G. E. HARPER, *CONTROL DE MOTORES ELÉCTRICOS*. .
- [8] H. Lectivas, “La Máquina Síncrona,” 2013.
- [9] J. Fraile Mora, *Máquinas eléctricas (6a. ed.)*. .
- [10] E. HARPER, *EL ABC DEL CONTROL ELECTRÓNICO DE LAS MAQUINAS ELÉCTRICAS*. .
- [11] P. D. E. Generadores, “Paralelo de generadores,” pp. 1–8, 2011.
- [12] “IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems,” pp. 1–217, Apr. 2009.
- [13] S. Method, P. Requirements, and A. Nutritionals, “Appendix F : Guidelines for Standard Method Performance Requirements,” 2012.
- [14] I. Std, I. Standard, I. D. Resources, E. Power, S. Ieee, I. Standard, C. Test, E. Interconnecting, D. Resources, E. Power, S. Ieee, I. Guide, I. Exchange, D.

- Resources, E. Power, S. Ieee, I. A. Guide, I. Std, I. Standard, I. D. Resources, and E. P. Systems, “Interconecci ó n: estandares y requerimientos,” pp. 1–53, 2008.
- [15] Prabha Kundur, ““Power System Stability and Control’ Prabha Kundur”,” pp. 47–63, 1994.
- [16] J. C. Pequena Suni, E. Ruppert, and F. Fajoni, “A guide for synchronous generator parameters determination using dynamic simulations based on IEEE standards,” *XIX Int. Conf. Electr. Mach. - ICEM 2010*, no. 1, pp. 1–6, 2010.
- [17] I. Std, “IEEE 1547 Interconnection Standards,” vol. 1547, no. 2003, pp. 1–56, 2004.
- [18] T. Basso, “IEEE 1547 National Standard for Interconnecting Distributed Generation : How Could It Help My Facility?,” no. November, 2003.
- [19] J. C. Pequena Suni, E. Ruppert, and F. Fajoni, “A guide for synchronous generator parameters determination using dynamic simulations based on IEEE standards,” in *The XIX International Conference on Electrical Machines - ICEM 2010*, 2010, pp. 1–6.
- [20] G. Measurements, *Protective Relays Applications Guide. 2nd Ed.* GEC, 1975, p. 447.
- [21] M. Vi, “Corporación ‘cenace,’” 2001.
- [22] E. Bekiroglu and A. Bayrak, “Automatic synchronization unit for the parallel operation of synchronous generators,” in *IEEE EUROCON 2009*, 2009, pp. 766–771.
- [23] J. E. Guerrero, “GUÍA DE SELECCIÓN DE SISTEMA DE PROTECCIÓN EN SUBESTACIONES POR MEDIO DE RELÉS BASADOS EN MICROPROCESADORES APLICADO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN,” 2010.

- [24] S. Electric, “PT-071 Formación Protecciones eléctricas en MT,” 2000.
- [25] S. P. Gawande, K. B. Porate, K. L. Thakre, and G. L. Bodhe, “Synchronization of Synchronous Generator and Induction Generator for Voltage,” in *2010 3rd International Conference on Emerging Trends in Engineering and Technology*, 2010, pp. 407–412.
- [26] E. P. T. Cari, L. F. C. Alberto, and N. G. Bretas, “A methodology for parameter estimation of synchronous generators based on trajectory sensitivity and synchronization technique,” in *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006, p. 6 pp.
- [27] E. Habashi, “SYN 5201 SYN 5202.”
- [28] G. Deanery, “Design of an Automatic Synchronizing Device for Dual- Electrical Generators Based on CAN Protocol,” 2011.
- [29] M. C. R. Paz, V. N. Obadowski, M. O. Oliveira, A. S. Bretas, M. F. Cruz, L. A. Braatz, T. L. Riechel, P. E. M. Ugoski, C. M. Richter, A. A. P. Lerm, S. L. S. Severo, D. T. Franco, and W. de F. Ciarelli, “Synchronization method for synchronous generator based on UPFC,” in *2013 IEEE Grenoble Conference*, 2013, pp. 1–5.
- [30] R. J. Best, D. J. Morrow, and P. A. Crossley, “Out-of-Phase Synchronization of a Small Alternator,” in *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2007, pp. 1–7.
- [31] P. Agosto, “Protección de Generadores Sincrónicos,” p. 89.
- [32] B. Electric, “Protecciones electricas de generador.”
- [33] U. Valle, F. J. Murcia, and M. Se, “Criterios para ajuste en relés de sincronización,” no. 15, 2000.

- [34] A. M. Tayebi and M. Akhbari, “A comparison between frequency relays and vector surge relays for synchronous DG anti-islanding protection,” in *Eurocon 2013*, 2013, pp. 701–705.
- [35] P. Roccia, “Protección de las máquinas y de las redes industriales de AT,” *Schneider Electr.*
- [36] ABB, “Synchronizing and Paralleling devices and systems Data sheet,” no. August, 2007.
- [37] M. Features, “SEL-700G Family of Generator and Intertie Protection Relays,” *Engineering*, pp. 1–170.
- [38] M. Features, “SEL-700G Family of Generator and Intertie Protection Relays,” *Engineering*, pp. 1–2083.
- [39] I. P. Relay, “SEL-700GT Intertie Protection Relay.”
- [40] C. Spau, “SPAU 140 C Relé de verificación de sincronismo Manual del usuario y descripción técnica SPAU 140 C Relé de verificación de sincronismo.”
- [41] G. E. Multilin, “g Relé Digital de,” 2000.
- [42] A. B. B. I. Ag, “SYN 520X ! C mo r s ne rfa in te e in th.”

ANEXOS

SYNCHROTECT® 5

Synchronizing and Paralleling devices

SYN 5100
SYN 520v
SYN 5302



Variety of applications

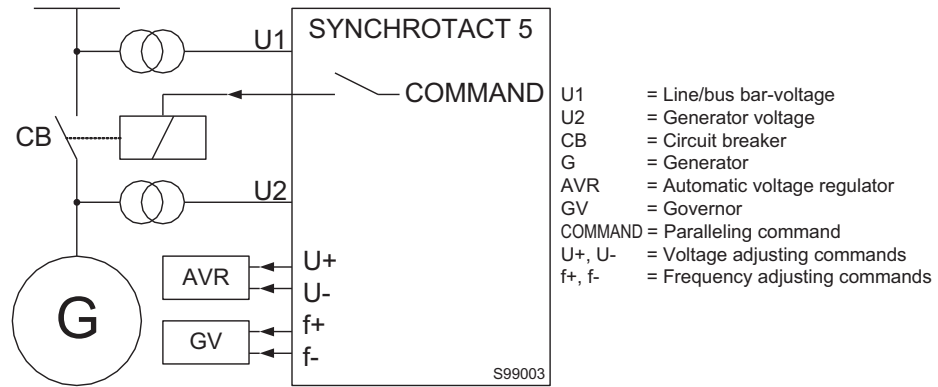
Synchronization units are widely used in power stations or industrial installations with their own power generating facilities, where the generators need to be paralleled with an island line or a public line, or in power distribution systems.

Power circuit breakers may only be closed if both voltages are at least approximately synchronous (coincident). Otherwise, faults in line operation, loading of the generators and, in extreme cases, damage to the generators can result.

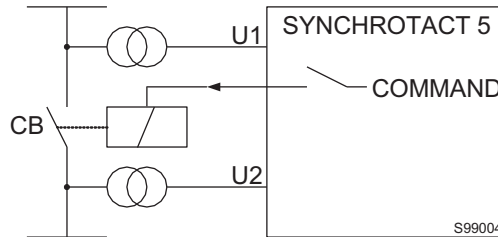
SYNCHROTECT[®] 5 performs these functions safely and reliably, whether as a monitoring element for manual paralleling or as an independent fully-automatic synchronization unit.

SYNCHROTECT[®] 5 covers the following areas of application:

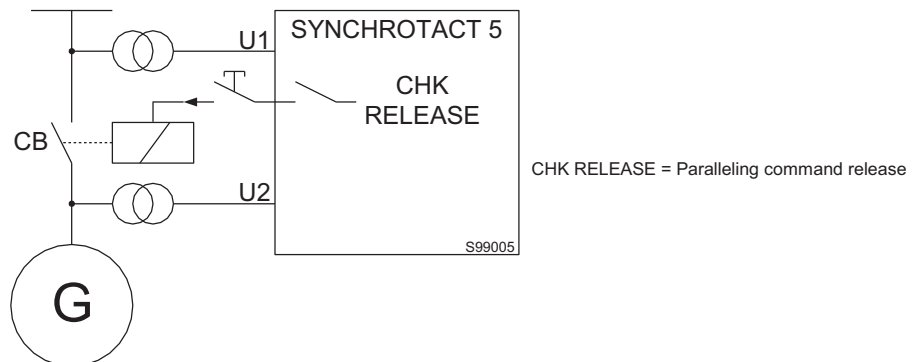
1. Automatic synchronization and paralleling of synchronous generators with line.



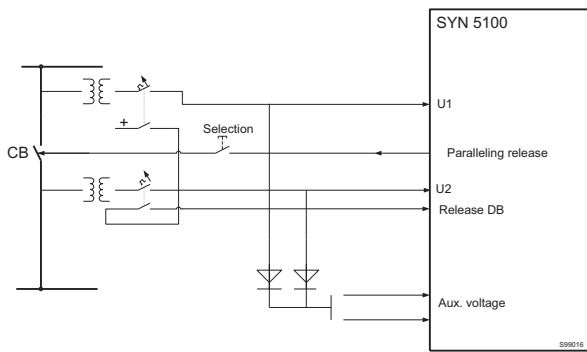
2. Automatic paralleling for synchronous and asynchronous lines, transmission lines and busbars.



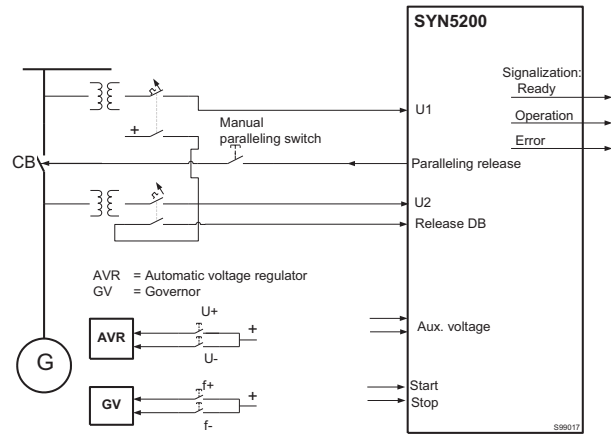
3. Paralleling monitoring (synchrocheck) for the monitoring of automatic or manual paralleling procedures including the connection of voltage-free lines (dead bus).



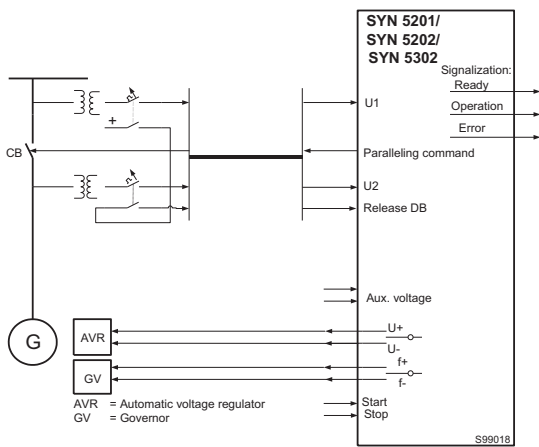
Typical applications



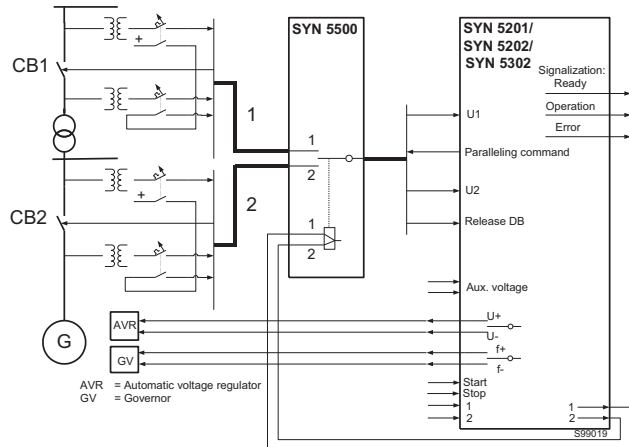
Simple, permanently-operated synchrocheck for paralleling of two lines



Synchrocheck for monitoring manual paralleling of a generator.



Automatic synchronization and paralleling of a generator.



Automatic synchronization and paralleling of two power circuit breakers with the same synchronization unit. The switching can be carried out by means of the auxiliary device SYN 5500.

Clearly-structured principle of operation

The synchronization and paralleling process can be divided into the following blocks:

Measuring

The values voltage difference (amplitude) ΔU , slip (frequency difference) s and phase-angle difference α , which are required for paralleling, are formed from the two measurement signals $U1$ and $U2$ (see illustration below).

Matching

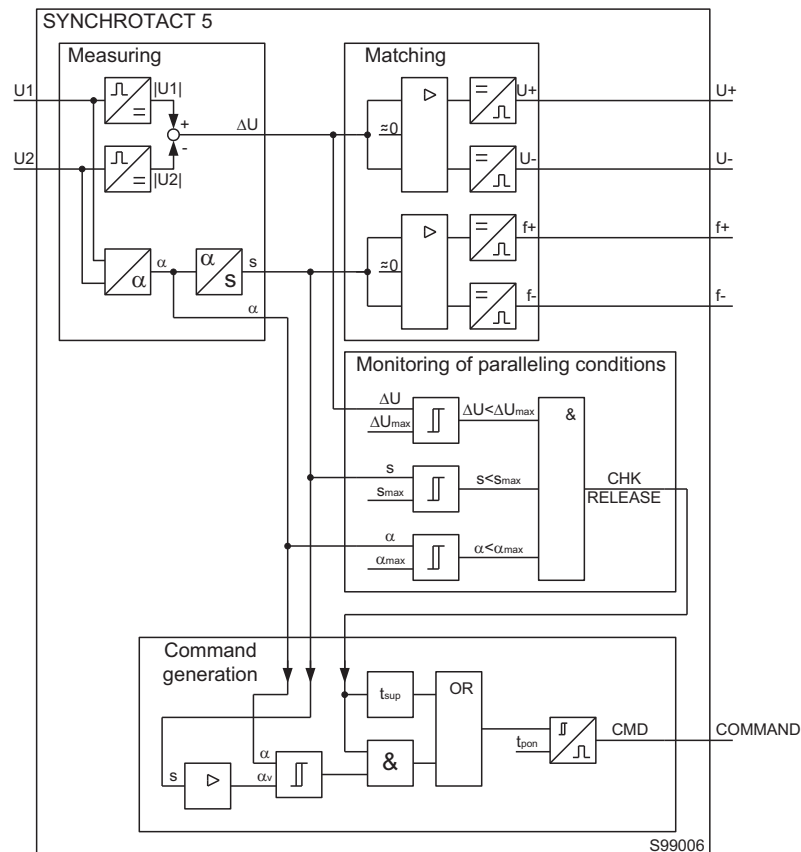
Voltage and frequency matching functions reduce the voltage difference ΔU and slip s by sending adjusting pulses to the voltage or turbine regulators.

Monitoring of paralleling conditions

This function compares the actual values with their set maximum values and releases paralleling (CHK RELEASE) if all conditions are fulfilled simultaneously.

Command generation

The command generation calculates the necessary lead angle α_v by which the paralleling command must be advanced due to the delay through the closing times in order that the main contacts close exactly at the precise instant of coincidence. If α reaches α_v at the same time as paralleling release (CHK RELEASE), the command is issued. Under synchronous conditions, i.e. permanent paralleling release during the adjustable monitoring time t_{sup} , the command is also issued without taking the lead angle into consideration.

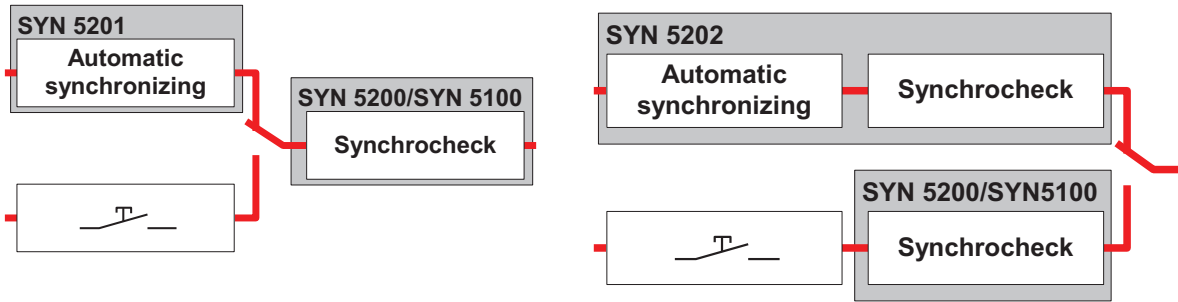


Synchrocheck mode (paralleling monitoring):

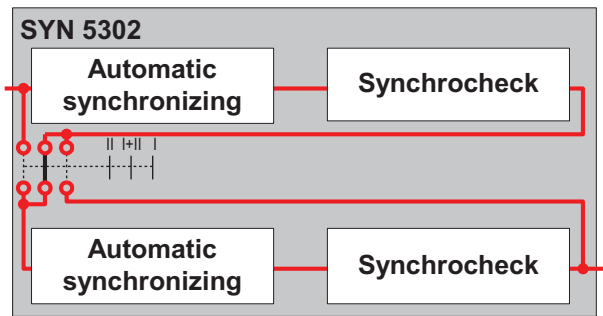
In Synchrocheck mode, only the measuring and monitoring function blocks are active. The output relay is closed during paralleling release.

Optimum reliability

From a synchronization unit, it is expected to close the power circuit breaker at the correct time but also that, if required, paralleling can also take place whenever permissible. Although the series connection of the output contacts of two independently-functioning channels (dual-channel system) which is usual in synchronization systems greatly increases security against incorrect paralleling, it necessarily leads to an reduction in availability.



High levels of safety and reliability can be achieved through the use of a second, redundant synchronizing system. If system 1 is no longer able to synchronize, it is possible to switch over to the second system and synchronize with this.



In this configuration, two automatic dual-channel systems are housed in one unit. Normally, the output contacts of both systems are connected in series (4 channels!). One of the two systems can be bridged by means of a system selector switch.

Advice:

Single or dual-channel?

Not every synchronization system necessarily needs to be structured according to the above pattern. The SYNCHROTACT single-channel synchronization units offer a high degree of security and are often used in practice. However, security can be further increased to a **significant** degree by means of dual-channel systems. It is unlikely that the two channels, which are structured differently in both hardware and software terms, will have the same malfunction simultaneously. The extra cost of a dual-channel system frequently bears a profitable relationship to the possible consequential costs arising from incorrect paralleling.

Second, redundant synchronizing system?

Often, two redundant synchronizing systems are installed in a plant so that, in the event of failure of one system, it is possible to switch over to the other and thus increase availability. The second system is often designed for manual synchronizing with or without synchrocheck.

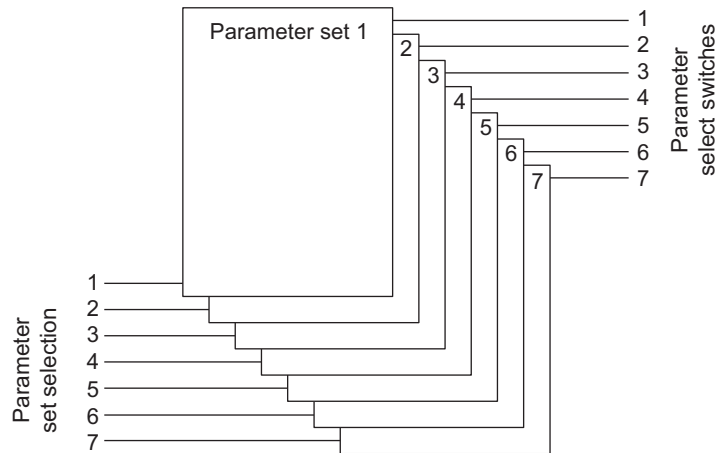
In addition to this solution, with SYNCHROTACT® 5 ABB offers two automatic dual-channel systems in a single casing, thus allowing manual synchronization to be dispensed with. The advantages of this solution:

- No engineering and wiring costs for the second system
- Further increased security since all four output contacts are normally operated in series
- No problems with synchronization in cases where the manual synchronizing system is very seldom used.

The seven-in-one Synchronizing device!

The specific settings for the synchronization and paralleling are stored in a parameter set. Devices with 7 parameter sets have seven times the same parameters, with the possibility of individual setting. That way, seven paralleling points with individual settings may be operated. First the parameter set or the circuit breaker to be synchronized has to be selected and then the synchronizing process can be started.

The software-driven link between parameter set and paralleling point guarantees the correct assignment of the setting values to the related plant components.



S00016

Possible means of control

Service control for commissioning and servicing:

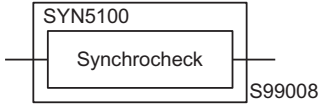
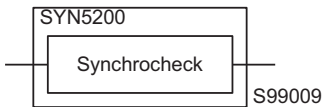
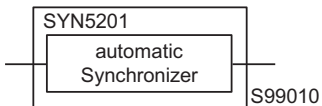
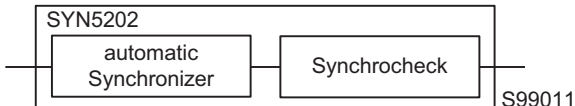
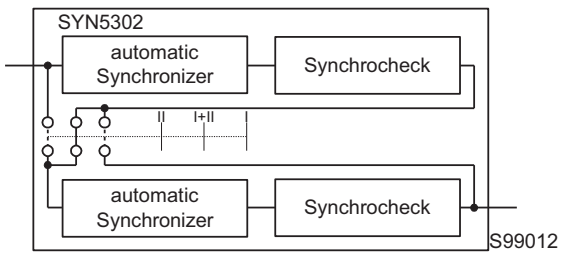
1. Built-in service controls: keypad & LCD (standard)
2. SynView PC tool (accessory) for local control: PC/Ethernet (standard)
3. SynView PC tool (accessory) via LAN (standard)

Operating control for normal synchronizing operation:

1. Digital inputs/outputs: conventional wiring (standard)
2. Interface (modbus, profibus, LON, IEC 61850): remote-controlled synchronizing operation (option)

Device types

The SYNCHROTECT® 5 family of devices consists of 5 device types:

Type	Function	Symbol
SYN 5100	Synchrocheck	
SYN 5200	Synchrocheck or automatic paralleling unit without matcher	
SYN 5201	Automatic single-channel synchronization unit	
SYN 5202	Automatic dual-channel synchronization unit	
SYN 5302	Redundant automatic dual-channel synchronization unit	

Difference between SYN 5302 and SYN 5202:

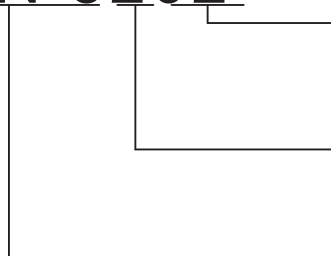
The SYN 5202 is a dual-channel system with two differently-structured independent channels in the same casing. SYN 5302 consists of two SYN 5202 dual-channel devices in one casing. The two systems are normally all wired in series (4 channels!). In the event of failure of one system, it is possible to switch over without danger to the other dual-channel automatic system. This allows paralleling to be carried out fully automatically and with maximum security at all times. Additional costs for a redundant synchronization system are saved.

Difference between SYN 5100 and SYN 5200:

SYN 5100 offers a parameter set with 5 parameters, the auxiliary voltage range is 50 to 130 VAC or 100 to 125 VDC. SYN 5200 features communications interfaces, seven parameter sets, a wider auxiliary voltage range and the convenient PC tool SynView with all its functions. In addition, because of its command generation, SYN 5200 can also be used as an automatic paralleling unit.

Type code

SYN 5202



Synchronization type

- 00: Synchrocheck
- 01: Single-channel device
- 02: Dual-channel device

Construction size

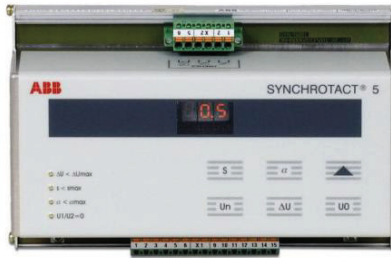
- 1: Small size
- 2: Medium size
- 3: Large size

SYNCHROTECT

- SYN = SYNCHROTECT
- 5: Fifth generation

Device types

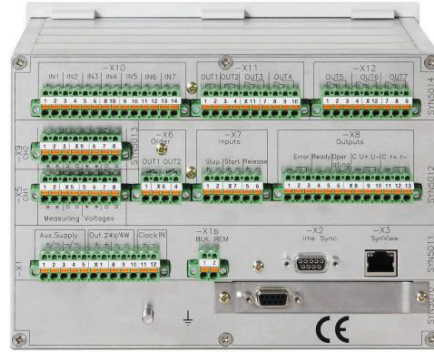
SYN 5100:



Front view of SYN 5200, SYN 5201, SYN 5202:



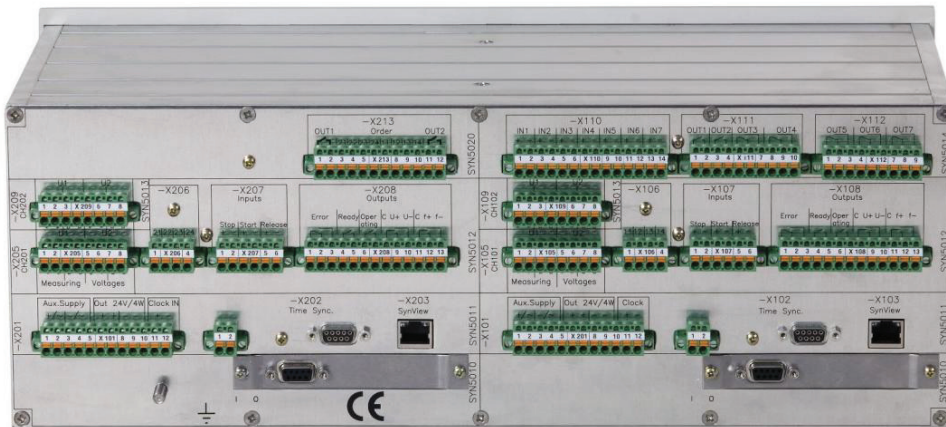
Rear view of SYN 5202 with 7 parameter sets:








Front view of SYN 5302:



Rear view of SYN 5302 with 7 parameter sets:



Scope of functions at a glance

Function	Type				
					
	SYN 5100	SYN 5200	SYN 5201	SYN 5202	SYN 5302
Automatic synchronization	No	Yes	Yes	Yes	Yes
Paralleling of two lines	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Synchrocheck mode	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Voltage matching	No	No	Yes	Yes	Yes
Frequency matching	No	No	Yes	Yes	Yes
Dual channel system	No	No	No	Yes	Yes
Integrated, redundant system (bypass)	No	No	No	No	Yes
Number of parameter sets	1	either 1 or 7	either 1 or 7	either 1 or 7	either 1 or 7
Paralleling of synchronous lines	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Paralleling of asynchronous lines	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Paralleling of voltage-free lines	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Signalling	No	Yes	Yes	Yes	Yes
Parameter setting by PC-Tool SynView	No	Yes	Yes	Yes	Yes
Parameter setting without PC	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Semi-flush mounting	No	Yes	Yes	Yes	Yes
Surface mounting	No	on request	on request	on request	on request
Hat rail mounting (DIN)	Yes	No	No	No	No

Options

	Option	SYN 5100	SYN 5200, SYN 5201, SYN 5202, SYN 5302
w	Communication	0 none	0 none 2 Modbus 3 Profibus 4 Lon-Bus 5 IEC 61850
x	Code for internal use	2 internal code	2 internal code
y	Auxiliary voltage / nominal frequency	Un = 50 to 130 VAC & 100 to 125 VDC: 2 fn = 50/60 Hz 5 fn = 16 ² / ₃ Hz	Un = 100 to 230 VAC & 24 to 250 VDC: 7 fn = 50/60 Hz 8 fn = 16 ² / ₃ Hz
z	Parameter sets	1 1 Parameter set	1 1 Parameter set 7 7 Parameter sets

Ordering details

Device type	Options
SYN 5u0v	- wxyz

Examples:

SYN 5100 – 0221	Synchrocheck with nominal frequency 50 or 60 Hz and 1 parameter set
SYN 5200 – 0271	Synchrocheck with nominal frequency 50 or 60 Hz and 1 parameter set
SYN 5201 – 0287	Automatic single-channel synchronization unit with nominal frequency 16 ² / ₃ Hz and 7 parameter sets
SYN 5202 – 2277	Automatic dual-channel synchronization unit with communication (Modbus), nominal frequency 50 or 60 Hz and 7 parameter sets
SYN 5302 – 5277	Redundant automatic dual-channel synchronization unit with communication (IEC 61850), nominal frequency 50 or 60 Hz and 7 parameter sets

Captions to the options

Option w: Communication interface

Characteristics of the field bus protocols:

Supported protocols:	Modbus RTU; Profibus; Lon
Interface type:	Modbus and Profibus: RS 485 Lon: optical
Connector type:	Modbus and Profibus: D-Sub9 (female) Lon: HP BFOC/2,5 (optical)
Transmitted signals:	Digital inputs/outputs; status indicators (LEDs); actual values (analogue); new event
Addressing:	Slave address, depending on fieldbus

Characteristics of the IEC 61850 interface:

Interface type:	Ethernet
Connector type:	RJ45
Transmitted signals:	Digital I/O's (Status Information/Controls); actual values (Measured Values)

SYN 5302: the interfaces are duplicated, i.e. each system can be controlled individually. Commands, for example starting synchronizing, have to be given separately for each system.

Option z: Parameter sets

SYNCHROACT 5 - devices with 7 parameter sets include additional hardware with seven digital inputs and seven relay outputs. They are normally used for the selection of both, parameter set and paralleling point. The inputs and outputs not used can be configured for other functions. The possible functions are shown in the table below:

Configurable functions of digital inputs
Selection of parameter set or paralleling point
Selection of TEST mode
Starting, stopping and blocking of synchronization process
Reset of the device
Configurable functions of digital outputs
Selection or acknowledgement of paralleling point/ parameter set
Switchover contact for the command circuit which must be connected in series with the manual paralleling circuit in synchrocheck mode
Signalling of the following variables: Paralleling command in TEST mode Dead bus released Synchronization process stopped Phase-angle difference within tolerance band Slip within tolerance band Voltage difference within tolerance band Paralleling command released U1 leading or lagging $f1 > f2$; $f1 < f2$ $U2 > U1$; $U2 < U1$ U1 or U2 outside of permissible range Monitoring of paralleling contacts tripped Single-system operation (only SYN 5302)

Spare parts

PCB designation	Type
Communications board IEC 61850	SYN 5009
Communications board	SYN 5010
Processor and power supply board (Indication of device type required, e.g. SYN 5201)	SYN 5011
Basic I/O unit	SYN 5012
Processor for channel 2 (synchrocheck)	SYN 5013
Extended I/O / 7 parameter sets (option)	SYN 5014
Bus board for SYN 520x	SYN 5015
System control	SYN 5020
Bus board for SYN 5302	SYN 5025

Ordering information:

When ordering, please state the complete type designation of the synchronizing unit.

Recommendation:

No individual parts are available for the SYN 5100 unit. It is therefore recommended that an identical, pre-set replacement unit be kept in store.

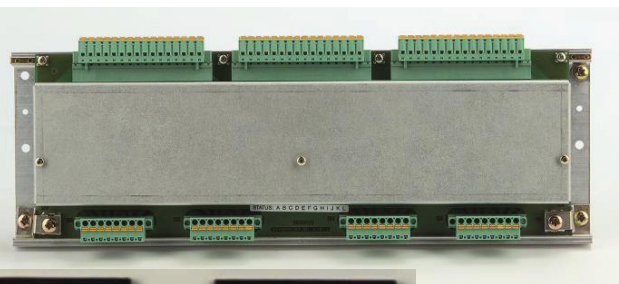
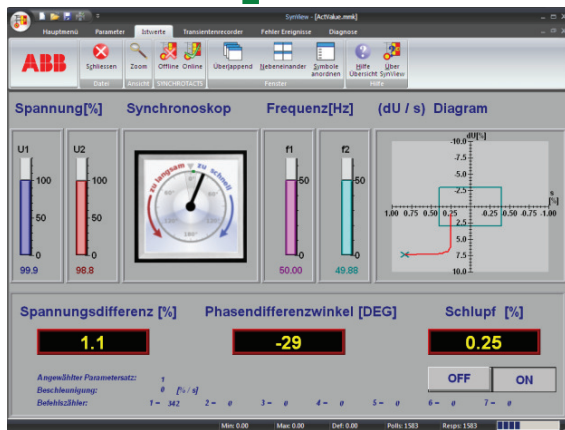
In the case of SYN 520x units, it is recommended that an identical, pre-set replacement unit be kept in store.

In the case of the SYN 5302, the following PCB modules are recommended as spare parts: SYN 5020 system control and SYN 5014 extended I/O card, if the latter is installed.

SYNCHROACT®

Accessories

SynView SYN 5500 Instruments Adaptation VT's



Fast commissioning with SynView

SynView is the appropriate aid for simple and fast commissioning of SYNCHROTRACT® 5 devices. The PC software runs under MS® Windows™ NT, 95, 98, 2000, XP and Windows 7 in the standard languages German, English or French. Versions in other languages are possible. SynView consists of 5 functions which are explained in greater detail in the following.

Parameter tool

All parameter settings are carried out with this. The files can be stored on the PC and copied to other units. Helpful functions such as comparing parameter files with device settings or the display of recommended setting values greatly simplify commissioning and servicing work.

Transient recorder tool

The voltage difference and paralleling command from the last three synchronizing processes are displayed. The tool makes the use of a separate recorder unnecessary.

Actual values tool

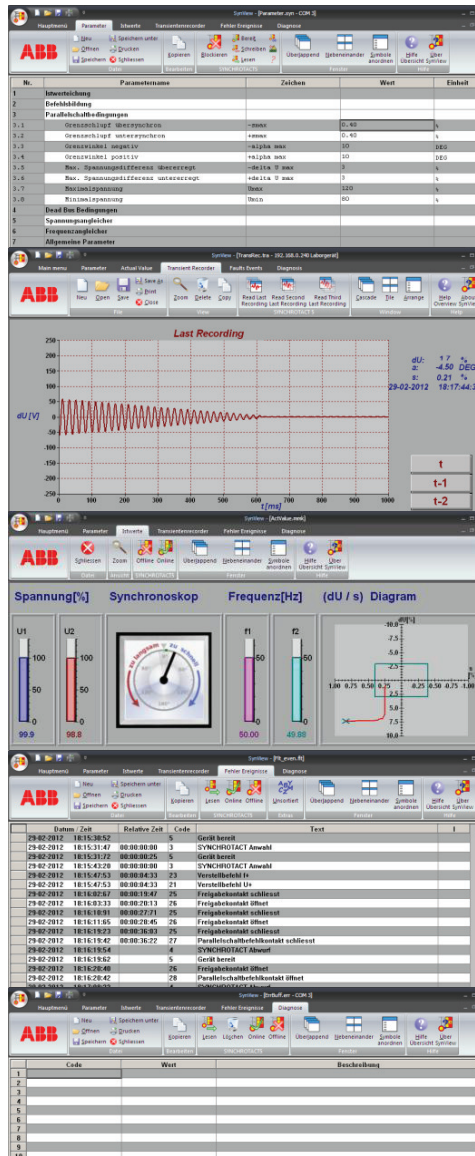
A synchroscope, together with all the values important for paralleling is displayed on the user interface. These simplify function-testing of the synchronizing process if no instruments are available.

Fault-Event logging tool

The 256 events stored in SYNCHROTRACT® 5 are displayed in plain text with date and timestamp. This greatly simplifies the localization of faults, e.g. wiring or control faults which sometimes occur during commissioning.

Diagnostic tool

In difficult cases which cannot be solved on site, this tool helps the manufacturer to identify the causes of the problem from the data stored here.

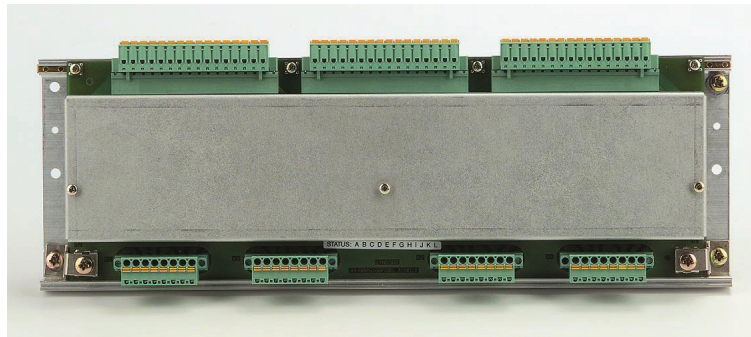
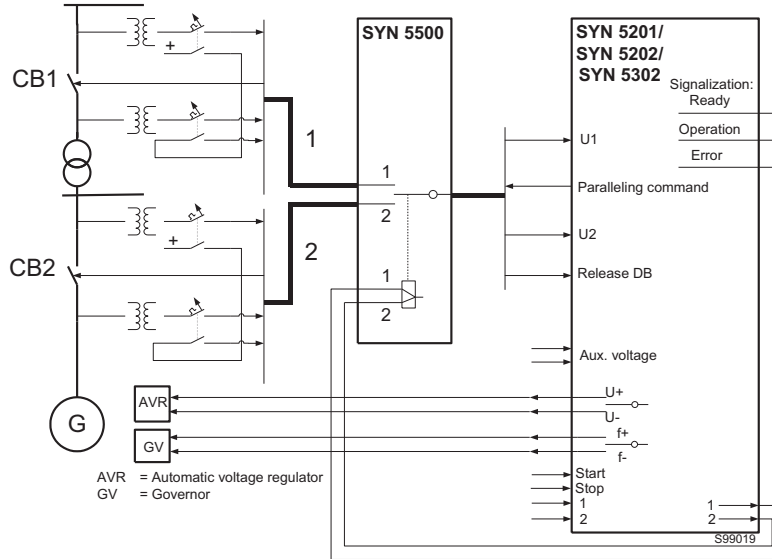


Ordering details

Designation	Type	Part no
PC-Tool for commissioning and maintenance with Ethernet cable	SynView RJ45	3BHE 021 768 R002
with RS232-cable	D-Sub9	3BHE 021 768 R001

Auxiliary device SYN 5500

The auxiliary device SYN 5500 performs the connection of the measuring and command circuits where several paralleling points need to be switched. An SYN 5500 device can switch 2 paralleling points, each with a maximum of 16 contact pairs, or alternatively, 4 paralleling points, each with 8 contact pairs. Several devices can be used in combination.



Ordering details

Designation	Type	Part no
Auxiliary device for switching several paralleling points	SYN 5500	3BHB 006 500 R0001

Technical Data

Maximum contact voltage	250 VAC/VDC
Limiting continuous current	10 A
Maximum switching power ON AC/DC	1500 VA/W
Maximum switching power OFF AC/DC (resistive)	1500/150 VA/W
Coil nominal voltage	24 VDC
Operate voltage	≥18 VDC
Release voltage	≤3.6 VDC
Coil resistance	1152 Ω
Coil inductivity	1000 mH
Casing size (WxHxD)	381*128*50 mm
Modular casing designed to snap onto rail	

3BHS 901 067 E01 C




Synchronizing instruments

Electromechanical instruments are commonly used if the synchronizing system provides a manual synchronization feature. Sometimes the instruments are used in automatic synchronizing systems for information only, e.g. for servicing purposes. This case can also be covered by the SYNCHROTECT® 5 PC-tool 'SynView'.

Options

	Option	Code
w	Nominal voltage	1 $100/\sqrt{3} = 57.7$ V 2 $110/\sqrt{3} = 63.5$ V 3 $115/\sqrt{3} = 66.4$ V 4 $120/\sqrt{3} = 69.3$ V 5 100 V 6 110 V 7 115 V 8 120 V
x	Nominal frequency	5 50 Hz 6 60 Hz
y	Labeling	1 Standard labeling 2 Labeling according to separate specification
z	Size	0 96*96 mm 1 144*144 mm

Ordering details

Designation	Type	Part no
 Double volt meter	SYN 5U96-wxy0 SYN 5U144-wxy1	3BHE022'313Rwxy0 3BHE022'313Rwxy1
 Double frequency meter	SYN 5F96-wxy0 SYN 5F144-wxy1	3BHE022'314Rwxy0 3BHE022'314Rwxy1
 Synchroscope	SYN 5S96-wxy0 SYN 5S144-wxy1	3BHE022'315Rwxy0 3BHE022'315Rwxy1

General technical data

Isolation	IEC 60255-5	2 kV
Temperature range	Operation	-25 °C to +40 °C
	Storage	-25 °C to +65 °C
Relative humidity		≤75 % annual average, no condensation
Shock		15 g, 11 ms
Vibration		2.5 g, 5 to 55 Hz
Protection degree	casing	IEC 60529
	connections	IEC 60529
Dimensions	width * height * installation depth	Size 96 96 * 96 * 115 mm
		Size 144 144 * 144 * 164 mm
Front frame		96 mm / 144 mm
Casing		90 mm / 136 mm
Panel cut-out		92 ^{+0,8} mm / 138 ⁺¹ mm

Fixing
Electrical connections

Screw clamps
Screw-type terminals

Technical data double volt meter

Measuring range voltage		0 to 120 % Un
Scale arrangement		vertical
Power consumption	with Un ≤ 110 V	96: 2* <2 VA / 144: 2* <2.3 VA
Accuracy		Class 1.5
Weight	96 / 144	1.2 kg / 1.5 kg

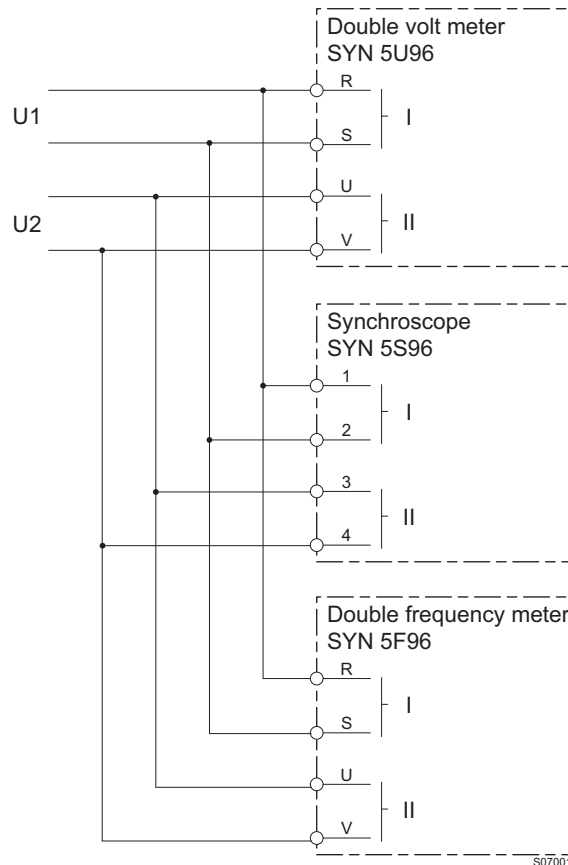
Technical data double frequency meter

Measuring range frequency		fn ±5 Hz
Number of reeds		2*21
Measuring range voltage		0 to 120 % Un
Scale arrangement		vertical
Power consumption je Messwerk	with Un ≤ 110 V	2 * <1.1 VA
Accuracy		Class 0.5
Weight	96 / 144	0.65 kg / 1 kg

Technical data synchroscope

Voltage range		0.9*Un to 1.1*Un
Overload limit		1.2*Un
Power consumption	with Un ≤ 110 V	<4.0 VA (line side) <0.7 VA (generator side)
Weight	96 / 144	1.0 kg / 1.8 kg

Connection diagram



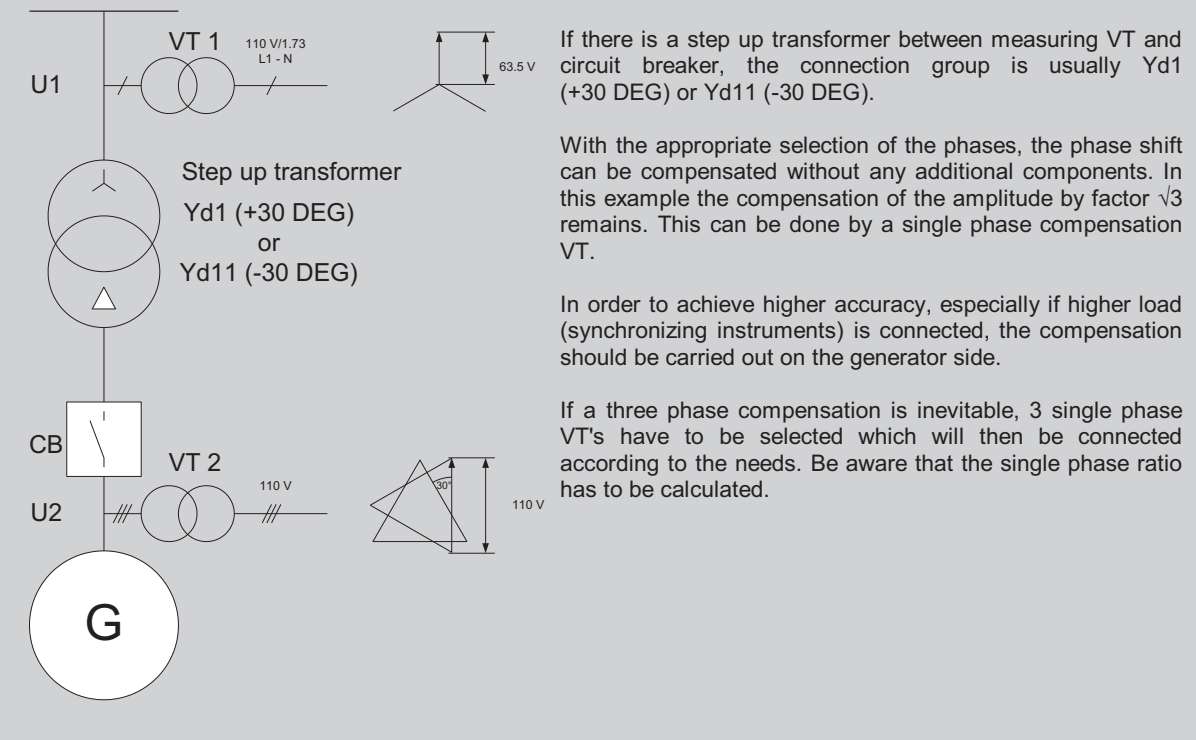
Adaptation and compensation VT's

When are adaptation or compensation VT's needed?

- If the two nominal measuring voltages are out of admissible range (50 to 130 VAC).
- If the two nominal measuring voltages are different. With the types SYN 5200 and SYN 5201, differences of the nominal values up to 10 % can be tuned by parameter setting.
- If there is a step up transformer between measuring VT and circuit breaker, which shifts the phase by a fixed value, it can be compensated with types SYN 5200 and SYN 5201. With the types SYN 5100, SYN 5202, SYN 5302, or with the use of electromechanical synchronizing instruments, compensation VT's shall be used in order to compensate the phase shift.

Hints to select compensation VT's

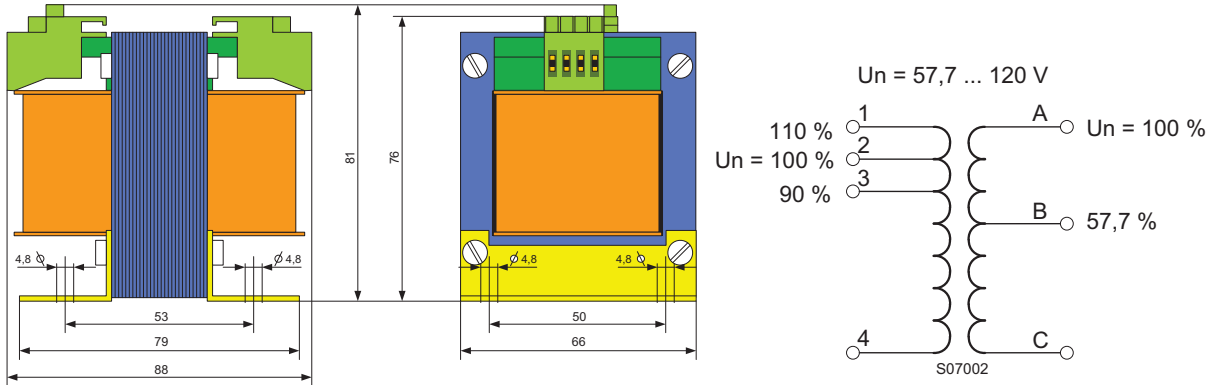
If possible the compensation should be done in a way that a single phase compensation VT is required only:



Ordering details

Designation	Type	Part no
Single phase VT	SYN 5T66-0001	3BHE024'870R0001

Dimensioned drawing / connection diagram



Examples

Example	Ratio	Connection	Example	Ratio	Connection
100 V -> 100 V 110 V -> 110 V 120 V -> 120 V 63,5 V -> 63,5 V 57,7 V -> 57,7 V	1	2-4 A-C			
110 V -> 100 V	0,909	1-4 A-C	100 V -> 110 V	1,1	A-C 1-4
100 V -> 57,7 V 110 V -> 63,5 V 120 V -> 69,3 V	$1/\sqrt{3} = 0,577$	2-4 B-C	57,7 V -> 100 V 63,5 V -> 110 V 69,3 V -> 120 V	$\sqrt{3} = 1,73$	B-C 2-4
100 V -> 63,5 V	$1,1/\sqrt{3} = 0,635$	3-4 B-C	63,5 V -> 100 V	$\sqrt{3}/1,1 = 1,57$	B-C 3-4
110 V -> 57,7 V	$1/(1,1*\sqrt{3}) = 0,525$	1-4 B-C	57,7 V -> 110 V	$1,1*\sqrt{3} = 1,91$	B-C 1-4

Technical data

Nominal voltage range primary & secondary
Accuracy / power w/o synchronizing instruments
Accuracy / power with synchronizing instruments

57.7 to 120 VAC
Class 1 / 0.05 VA
Class 2 / 4 VA
Class 5 / 7.5 VA
66 * 81 * 88 mm
1.0 kg

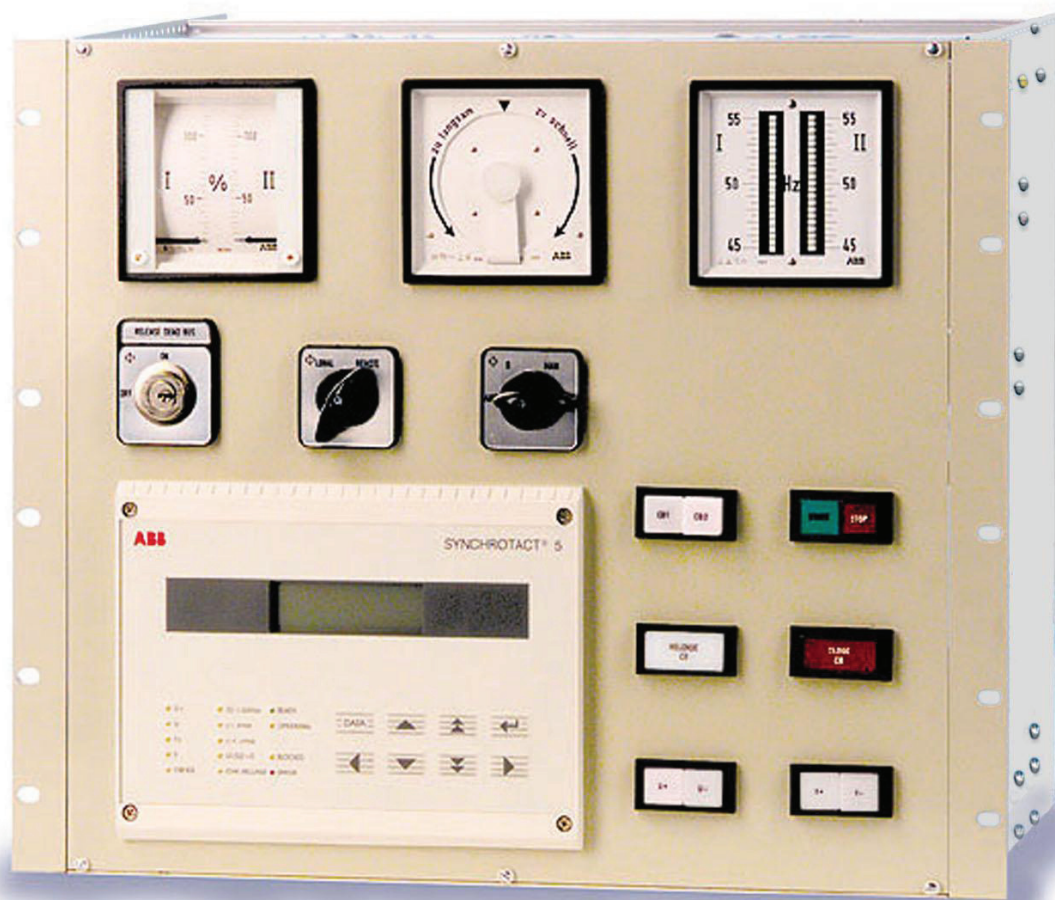
Dimensions
Weight

w * h * d

SYNCHROTECT®

Synchronizing systems

SYNCHROTECT CSS



Application

The use of the already planned and tested synchronizing system saves all project planning costs and increases the safety of the plant. SYNCHROTECT® CSS only needs to be installed, connected and commissioned.

The system uses the proven and reliable SYNCHROTECT® 5 - components and is suitable to be built into a 19"-frame.

To ensure high availability of the plant SYNCHROTECT® CSS consists of a fully automatic and an independent manual synchronizing.

Different versions are available either for one or for two circuit breakers and both either in single or dual channel configuration.

The PC software SynView which is included with the delivery allows commissioning to be carried out quickly and simply.

Functionality

SYNCHROTECT® CSS supports the following operating modes, which can be selected by means of a selector switch.

- **Operating mode AUTO:** generator voltage and frequency are automatically matched by the synchronizing equipment. The circuit breaker will be closed subsequently and exactly with phase-coincidence, taking the breaker closing time into consideration.
- **Operating mode MAN:** the functions are carried out manually by means of push buttons on the front panel. The necessary values are displayed on the synchronizing instruments. The paralleling command is issued by holding down the releasing button and pushing the command button if phase-coincidence is reached.
- Die **Operating mode TEST** is identical with the AUTO-mode, except the paralleling command which is not sent to the circuit breaker but displayed by the system only.

With models for **two circuit breakers** the paralleling point has to be selected by means of the appropriate selector switch before the synchronizing process is started.

By releasing by means of a key switch, the circuit breaker can be closed even if one or both measuring voltages are dead (**Dead bus**).

Changing the control mode selection from «**local**» to «**remote**» allows to use automatic synchronizing from remote location.

Versions

Type	Function	Symbol
CSS-1100	Single channel system for one circuit breaker	
CSS-1200	Single channel system for two circuit breakers	
CSS-2100	Dual channel system for one circuit breaker	
CSS-2200	Dual channel system for two circuit breakers	

Ordering details

CSS - Type: Single/dual channel system and 1/2 circuit breaker
 Auxiliary voltage: Nominal value
 Measuring voltage: Primary/Secondary nominal values and nominal frequency
 Synchronizing instruments: Labelling: primary, secondary or percentage values and language

Example:

<p>SYNCHROTECT CSS-2100 Auxiliary voltage: 110 VDC Measuring voltage: 11kV/110 VAC, 50 Hz Synchronizing instruments: primary values; english</p>	<p>Dual channel synchronizing system for one circuit breaker Auxiliary voltage: 110 VDC and measuring voltage primary 11 kV, secondary 110 V and 50 Hz nominal frequency Double voltmeter labelled with primary values and synchroscope labelled in english</p>
--	---

Technical Data

Auxiliary voltage

Nominal voltage range	110 to 220 VAC/VDC
Permissible voltage range	85 to 265 VAC 85 to 375 VDC
Maximum power consumption	25 W/35 VA

Measuring inputs

Nominal voltage range	50 to 130 VAC
Voltage range	0 to 110 % Un
Nominal frequency	16 ² / ₃ , 50, 60 Hz
Frequency range	10 to 100 Hz

OUTPUTS and PARAMETER SETTING RANGES

Refer to SYNCHROTECT 5

ENVIRONMENTAL VALUES

Isolation

Dielectric test	IEC 60255-5	2 kV
Impulse voltage withstand test	IEC 60255-5	5 kV

Temperature ranges

Transport/storage	-25 to +65 °C
Operation	-25 to +40 °C

Interference immunity/transmission (EMC)

Refer to SYNCHROTECT 5

RELEVANT STANDARDS

CE conformity

EMC directive:	89/336/EEC	
Generic standard	EN 50081-2 EN 50082-2	Emission Immunity
Low voltage directive:	73/23/EEC	
Safety of information technology equipment	EN 60950	

Product standards

Measuring relays & protection equipment	IEC 60255-6
---	-------------

CONSTRUCTION DATA

Protection type according to IEC 60529

Front	IP 50
Rear	IP 00

Dimensions

Width*height*depth	482*399*297 mm
--------------------	----------------

Weight

Depending on the version	15 to 16 kg
--------------------------	-------------

SYNCHROTECT[®]
Synchronizing systems

SYNCHROTECT

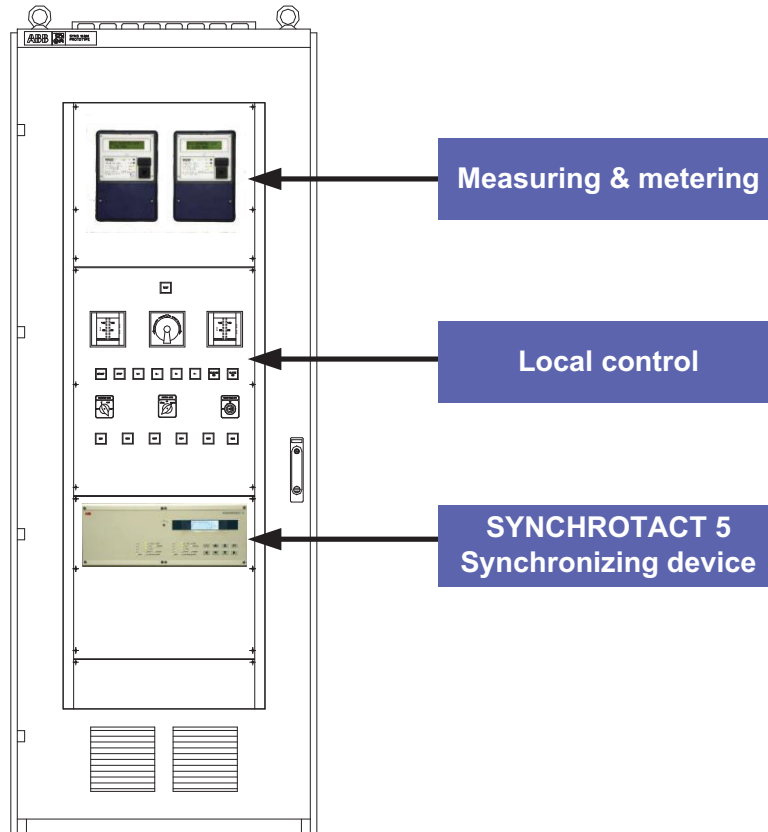
Synchronizing cabinets



Application

SYNCHROTACT[®] Synchronizing cabinets have a customer-specific design and are used to synchronize generators and to parallel lines.

Depending on available space, other systems, as for example Measuring and Metering functions may be used in the same cabinet in addition to the synchronizing system. Synergies of already existing signals may optimally be used this way.



Example: Synchronizing cabinet with local control and 2 counters

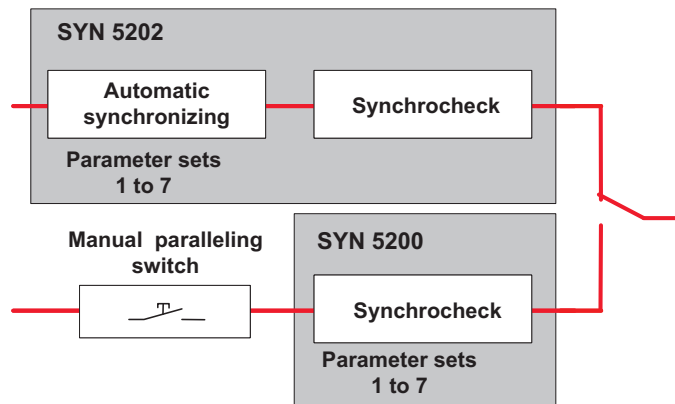
Typical variables of a synchronizing system

The system uses the proven and reliable SYNCHROTECT® 5 - components. It may be individually adapted. Typical variables are as follows:

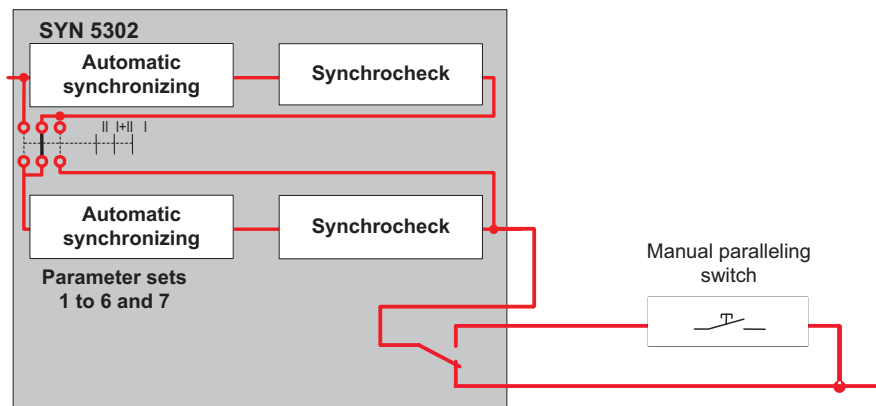
1. Safety: single or dual channel solutions
2. Availability: redundant manual synchronizing or redundant automatic synchronizing or both
3. Number of circuit breakers to be synchronized: 1 to 4 CB's, one or more of them may be generator breakers
4. Power supply: in case of a redundant synchronizing, the power supply on the cubicle entrance can be redundant too.
5. Control of the synchronizing: remote, local, or both
6. Adaptation of the measuring voltages: especially with synchronizing of several circuit breakers it may occur that the two secondary voltages have different amplitudes and phase angles with closed circuit breaker.

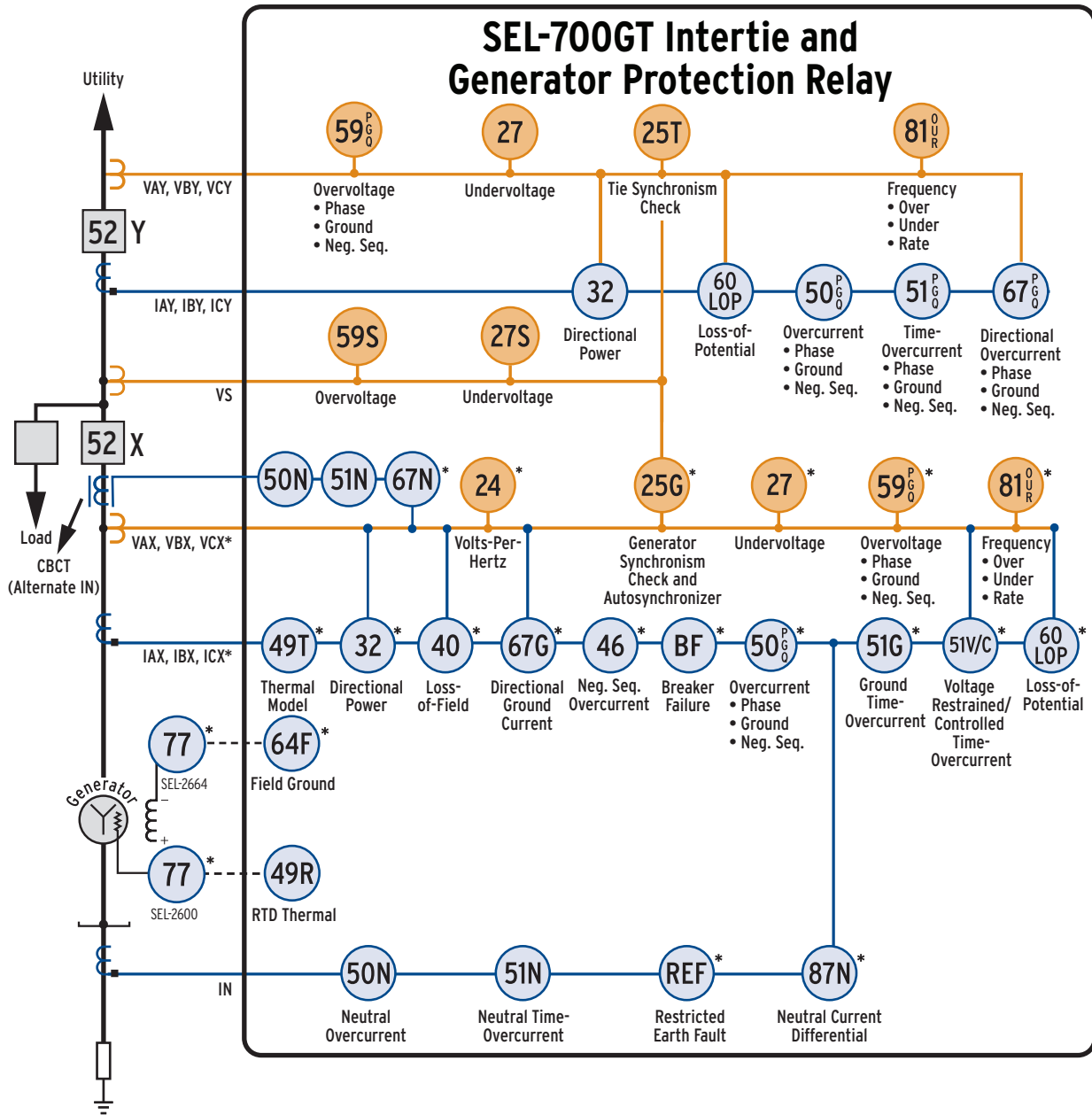
Examples of synchronizing concepts

Automatic synchronizing (sketch shows dual channel version) including separate synchrocheck for redundant manual synchronizing (with its own hardware and power supply)



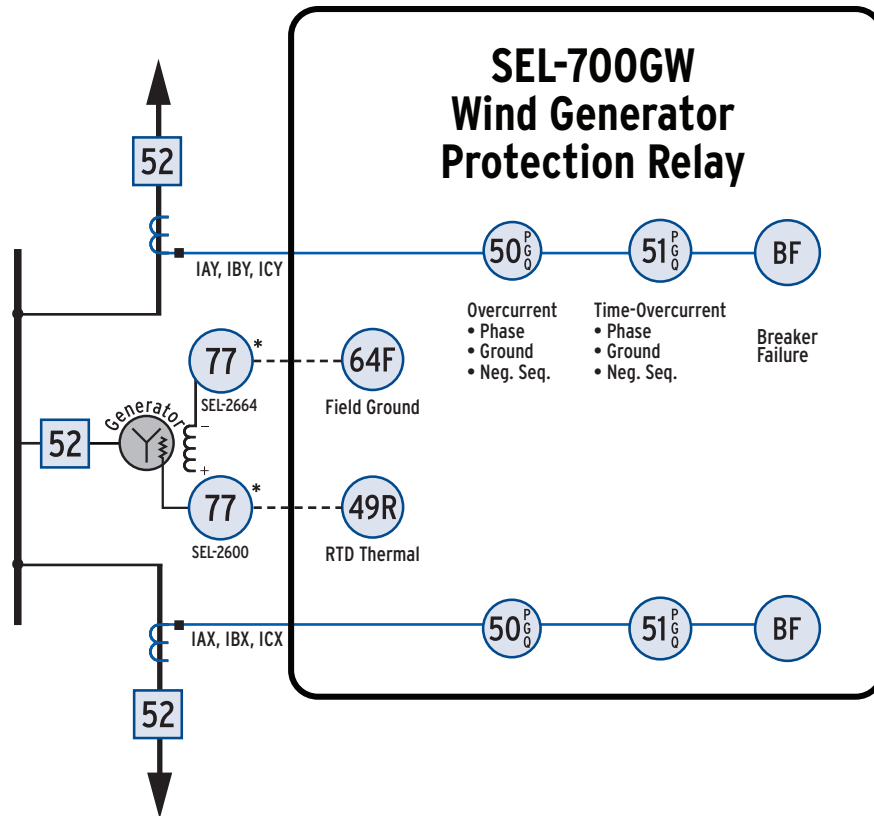
Redundant, automatic dual channel synchronizing with the additional possibility of a manual synchronization (using parameter set 7)





- Sequential Events Recorder
 - Event Reports
 - SEL ASCII, Ethernet*, Modbus TCP*, SNMP*, IEC 61850*, DNP3 LAN/WAN*, DNP3 Serial*, Modbus RTU, Telnet, FTP, and DeviceNet™ Communications*
 - Front-Panel LED Programmable Targets
 - Two Inputs and Three Outputs Standard
 - I/O Expansion*—Additional Contact Inputs, Contact Outputs, Analog Inputs, Analog Outputs, and RTD Inputs
 - Single or Dual Ethernet Copper or Fiber-Optic Communications Port*
 - Battery-Backed Clock, IRIG-B Time Synchronization
 - Instantaneous Metering, Demand Metering
 - Programmable Pushbuttons and LED Indicators
 - Off-Frequency Operation Time Accumulators
 - Advanced SELoGIC Control Equations
 - 32 Programmable Display Messages
 - MIRRORRED BITS Communications
 - Synchrophasor (IEEE C37.118)
 - Breaker Wear Monitor
 - Event Messenger Compatible
- *Optional

Figure 2 SEL-700GT Intertie and Generator Protection Relay



- Sequential Events Recorder
 - Event Reports
 - SEL ASCII, Ethernet*, Modbus TCP*, SNMP*, IEC 61850*, DNP3 LAN/WAN*, DNP3 Serial*, Modbus RTU, Telnet, FTP, and DeviceNet™ Communications*
 - Front-Panel LED Programmable Targets
 - Two Inputs and Three Outputs Standard
 - I/O Expansion*—Additional Contact Inputs, Contact Outputs, Analog Inputs, Analog Outputs, and RTD Inputs
 - Single or Dual Ethernet Copper or Fiber-Optic Communications Port*
 - Battery-Backed Clock, IRIG-B Time Synchronization
 - Instantaneous Metering, Demand Metering
 - Programmable Pushbuttons and LED Indicators
 - Off-Frequency Operation Time Accumulators
 - Advanced SELoGIC Control Equations
 - 32 Programmable Display Messages
 - MIRRORRED BITS Communications
 - Synchrophasor (IEEE C37.118)
 - Breaker Wear Monitor
 - Event Messenger Compatible
- *Optional

Figure 3 SEL-700GW Wind Generator Protection Relay

Protection Features

AC Analog Inputs

The SEL-700G has between 6 and 14 analog inputs, depending on the model and options selected. All analog inputs are recorded for event reporting and oscillography.

Table 1 shows the current and voltage inputs for the different models available. Current inputs are 1 A or 5 A nominal rating and voltage inputs are 300V continuous rating.

Table 1 Current (ACI) and Voltage (AVI) Card Selection for 700G Models

Model	Description	Slot Z Card (MOT Digits)	Slot Z Inputs	Slot E Card (MOT Digits)	Slot E Inputs
700G0	Basic generator protection	4 ACI/3 AVI (81, 82, 85, 86)	IAX, IBX, ICX, IN, VAX, VBX, VCX	none (OX)	
700G0+	Basic generator protection plus (see <i>Table 2</i> for additional protection elements)	4 ACI/3 AVI (81, 82, 85, 86)	IAX, IBX, ICX, IN, VAX, VBX, VCX	2 AVI (74)	VS, VN
700G1	Full generator protection	4 ACI/3 AVI (81, 82, 85, 86)	IAX, IBX, ICX, IN, VAX, VBX, VCX	3 ACIE (73, 77)	IAY, IBY, ICY
700G1+	Full generator protection plus (see <i>Table 2</i> for additional protection elements)	4 ACI/3 AVI (81, 82, 85, 86)	IAX, IBX, ICX, IN, VAX, VBX, VCX	3 ACI/2 AVI (72, 76)	IAY, IBY, ICY, VS, VN
700GT	Intertie protection	1 ACI (84, 88)	IN	3 ACI/4 AVI (71, 75)	IAY, IBY, ICY, VS, VAY, VBY, VCY
700GT+	Intertie and generator protection	4 ACI/3 AVI (81, 82, 85, 86)	IAX, IBX, ICX, IN, VAX, VBX, VCX	3 ACI/4 AVI (71, 75)	IAY, IBY, ICY, VS, VAY, VBY, VCY
700GW	Basic wind generator protection	3 ACIZ (83, 87)	IAX, IBX, ICX	3 ACIE (73, 77)	IAY, IBY, ICY

The SEL-700G offers an extensive variety of protection features, depending on the model and options selected. *Table 2* shows the protection features available in the different models.

Table 2 Protection Elements in SEL-700G Models (Sheet 1 of 2)

PROTECTION ELEMENTS	Basic Generator Protection	Basic With			Intertie Protection	Intertie and Generator Protection	Wind Generator Protection	
		21C, 25, 64G, 78	21C, 78, 87	21C, 25, 64G, 78, 87				
		700G0	700G0+	700G1				700G1+
87	Phase Differential			x	x			
87N	Ground Differential	x	x	x	x		x	
REF	Restricted Earth Fault	x	x	x	x		x	
64G	100% Stator Ground		x		x			
64F	Field Ground	x	x	x	x		x	x
40	Loss of Field	x	x	x	x		x	
49T	Thermal Overload	x	x	x	x		x	
49RTD	RTDs	x	x	x	x	x	x	x
46	Current Unbalance	x	x	x	x		x	
24	Volts/Hz	x	x	x	x		x	
78	Out of Step		x	x	x			
INAD	Inadvertent Energization	x	x	x	x		x	
21C	Compensator Distance		x	x	x			
51C	Voltage-Controlled TOC	x	x	x	x		x	
51V	Voltage-Restrained TOC	x	x	x	x		x	
51PX	Phase Time-Overcurrent							x
51PY	Phase Time-Overcurrent					x ^a	x ^a	x

Table 2 Protection Elements in SEL-700G Models (Sheet 2 of 2)

PROTECTION ELEMENTS		Basic Generator Protection	Basic With			Intertie Protection	Intertie and Generator Protection	Wind Generator Protection
			21C, 25, 64G, 78	21C, 78, 87	21C, 25, 64G, 78, 87			
		700G0	700G0+	700G1	700G1+	700GT	700GT+	700GW
51QX	Neg.-Seq. Time-Overcurrent							X
51QY	Neg.-Seq. Time-Overcurrent					X ^a	X ^a	X
51GX	Ground Time-Overcurrent	X ^a	X ^a	X ^a	X ^a		X ^a	X
51GY	Ground Time-Overcurrent					X ^a	X ^a	X
51N	Neutral Time-Overcurrent	X ^a	X ^a	X ^a	X ^a	X	X ^a	
50PX	Phase Overcurrent	X	X	X	X		X	X
50PY	Phase Overcurrent			X	X	X	X	X
67PY	Directional Phase Overcurrent					X	X	
50QX	Neg.-Seq. Overcurrent	X	X	X	X		X	X
50QY	Neg.-Seq. Overcurrent			X	X	X	X	X
67QY	Directional Neg.-Seq. Overcurrent					X	X	
50GX	Ground Overcurrent	X	X	X	X		X	X
67GX	Directional Ground Overcurrent	X	X	X	X		X	
50GY	Ground Overcurrent			X	X	X	X	X
67GY	Directional Ground Overcurrent					X	X	
50N	Neutral Overcurrent	X ^b	X ^b	X ^b	X ^b	X	X ^b	
67N	Directional Neutral Overcurrent	X	X	X	X		X	
27X	Undervoltage	X	X	X	X		X	
27Y	Undervoltage					X	X	
27S	Synchronism Undervoltage		X		X	X	X	
59X	Overvoltage (P, Q, G)	X	X	X	X		X	
59Y	Overvoltage (P, Q, G)					X	X	
59S	Synchronism Overvoltage		X		X	X	X	
32X	Directional Power	X	X	X	X		X	
32Y	Directional Power					X	X	
81X	Over/Underfrequency	X	X	X	X		X	
81Y	Over/Underfrequency					X	X	
81RX	Rate-of-Change of Frequency	X	X	X	X		X	
81RY	Rate-of-Change of Frequency					X	X	
BFX	Breaker Failure	X	X	X	X		X	X
BFY	Breaker Failure					X	X	X
60LOPX	Loss of Potential	X	X	X	X		X	
60LOPY	Loss of Potential					X	X	
25 GEN	Synchronism Check		X		X		X	
25 TIE	Synchronism Check					X	X	
	Autosynchronizer		X		X		X	

^a These inverse time-overcurrent elements have directional control.

^b The 50N element uses the 67NnP and 67NnT Relay Word bits for the SEL-700G0, SEL-700G0+, SEL-700G1, SEL-700G1+, and SEL-700GT+ models.

Overcurrent Protection

The SEL-700G provides complete overcurrent protection with as many as two sets of three-phase CTs and one neutral CT input. Phase overcurrent protection is provided for both three-phase inputs. The following overcurrent elements are provided.

Instantaneous Overcurrent Elements

The following instantaneous overcurrent elements are provided in the SEL-700G relay as shown in *Table 2*. All instantaneous overcurrent elements provide torque control and definite-time delay settings.

- As many as six instantaneous phase overcurrent elements (50P) with peak detection algorithms to enhance element sensitivity during high-fault current conditions where severe CT saturation may occur.
- As many as four instantaneous negative-sequence overcurrent (50Q) elements.
- As many as four residual-ground instantaneous overcurrent (50G) elements. These elements use calculated residual (3I0) current levels.
- As many as two neutral instantaneous overcurrent elements (50N).

Directional Instantaneous Overcurrent Elements

The following directional overcurrent elements are available in the SEL-700G with directional control (see *Table 2*).

- As many as three directional phase overcurrent elements (67P).
- As many as two directional negative-sequence overcurrent elements (67Q).
- As many as four directional residual-ground overcurrent elements (67G).
- As many as two directional neutral-ground overcurrent elements (67N).

Time-Overcurrent Elements

The SEL-700G provides the time-overcurrent elements listed in *Table 2*. These time-overcurrent elements support the IEC and US (IEEE) time-overcurrent characteristics. Electromechanical disc reset capabilities are provided for all time-overcurrent elements.

- As many as two phase time-overcurrent (51P) elements are provided. These phase elements operate on the maximum of phase currents. One 51P element has directional control.
- As many as two negative-sequence time-overcurrent (51Q) elements are provided. These elements operate on the calculated negative-sequence current for each set of three-phase inputs. One 51Q element has directional control.

- As many as two residual time-overcurrent (51G) elements are provided. These elements use calculated residual (3I0) current levels. Both 51G elements have directional control.
- One neutral time-overcurrent (51N) element is provided with directional control.

Differential Protection (87)

When specified, the SEL-700G detects stator faults using a secure, sensitive current differential function. This function has a sensitive percentage-restrained differential element and an unrestrained element. The differential function provides the unique capability of power transformer and CT connection compensation. This allows you to conveniently include the unit step-up transformer in the generator differential zone using wye-connected CTs for both input sets. The relay allows you to choose harmonic blocking, harmonic restraint, or both, providing a reliable differential protection during transformer inrush conditions. Even-numbered harmonics (second and fourth) provide security during energization, while fifth harmonic blocking provides security for over-excitation conditions. Set second-, fourth-, and fifth-harmonic thresholds independently. The dual-slope percentage restraint characteristic improves element security for through-fault conditions.

Restricted Earth Fault (REF) Protection

Apply the REF protection feature for sensitive detection of internal ground faults on grounded wye-connected windings. The neutral current CT provides the operating current. Polarizing current is derived from the residual current calculated for the protected winding. A sensitive directional element determines whether the fault is internal or external. Zero-sequence current thresholds and selectable CT saturation logic supervise tripping.

Ground Differential Protection (87N)

SEL-700G relays with generator protection are equipped with a ground differential function that provides selective ground fault detection for solidly grounded and low-impedance grounded generators. This function helps protect generators on multimachine buses, because the element does not respond to ground faults on the parallel generators.

Generator Synchronism Check (25G)

You can specify the SEL-700G relay with a built-in generator synchronism-check function (25G). The synchronism-check function is extremely accurate and provides supervision for acceptable voltage window and maximum percentage difference, maximum and minimum allowable slip frequency, target closing angle, and breaker closing delay. The synchronism-check report

gives complete information on the three latest paralleling operations, including the generator and system voltages and frequencies, slip frequency, and phase angle when the close was initiated. The relay also keeps a running average of the breaker close time.

Intertie Synchronism Check (25T)

The intertie model of the SEL-700G has the tie synchronism-check function (25T), which provides the closing window for the bus-tie breaker when connecting to the utility system.

Autosynchronizer

Selected SEL-700G models have the built-in autosynchronizer function, which provides output contact interfaces for the generator field voltage regulator and the prime mover speed control governor. Frequency, voltage, and phase are automatically synchronized and the generator is connected to the power system with this function. The relay also provides generator autosynchronism reports to record the automatic synchronizing event. The generator synchronization process can be viewed on a PC-based synchroscope (see example in *Figure 4*) with ACSELERATOR QuickSet.

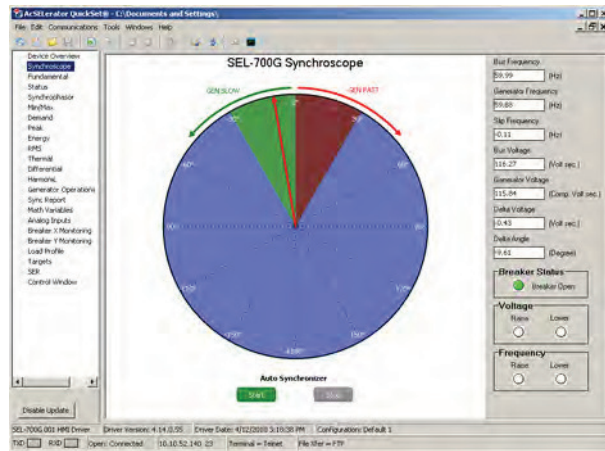


Figure 4 QuickSet Synchroscope

100 Percent Stator Ground Detection (64G)

The SEL-700G detects stator ground faults on high-impedance grounded generators using a conventional neutral-overvoltage element and a third-harmonic voltage differential detection scheme for 100 percent stator winding coverage. The neutral overvoltage element detects winding ground faults in approximately 85 percent of the winding. Faults closer to the generator neutral do not result in high neutral voltage but are detected using third harmonic neutral and terminal voltages. The combination of the two measuring methods provides ground fault protection for the full winding.

Use the SEL-2664S Stator Ground Protection Relay for 100 percent stator ground protection using a multisine signal injection method for a superior solution that is independent of third-harmonic voltage magnitude. This relay works with the generator in or out of service and during generator ramp up without any blind spots.

Field Ground Protection (64F)

The SEL-700G, with the SEL-2664 Field Ground Module, detects field ground faults by measuring field insulation-to-ground resistance using the switched dc voltage injection method. Two-level protection for alarm and trip functions is provided.

Directional Power Detection (32)

Sensitive directional power elements in the SEL-700G provide antimotoring and/or low forward power tripping. As many as eight elements (four each for the X side and Y side) for detecting real (Watts) or reactive (VARs) directional power flows, having independent time-delays and sensitivities are provided. Directly trip the generator under loss-of-prime mover conditions to prevent prime movers from motoring, or use low forward power indication as a tripping interlock when an orderly shutdown is required.

Over-Excitation Protection (24)

The SEL-700G provides one definite-time for alarm and one composite inverse-time volts/hertz element. The composite inverse-time characteristic may be enabled with a two-step definite-time characteristic, a definite/inverse-time characteristic, or a simple inverse-time characteristic. A custom curve option is also available.

Loss-of-Field Protection (40)

Two offset positive-sequence mho elements detect loss-of-field conditions. Settable time-delays help reject power swings that pass through the machine impedance characteristic. By using the included directional supervision, one of the mho elements can be set to coordinate with the generator minimum excitation limiter and its steady-state stability limit.

Out-of-Step Protection (78)

SEL-700G relays use a single or a double-blinder scheme, depending on user selection, to detect an out-of-step condition. In addition to the blinders, the scheme uses a mho circle that restricts the coverage of the out-of-step function to the desired extent. Furthermore, both schemes contain current supervision and torque control to supervise the operation of the out-of-step element.

Negative-Sequence Overcurrent Protection (46)

Negative-sequence current heats the rotor at a higher rate than positive-sequence or ground current. The negative-sequence definite-time element provides alarm for early stages of an unbalanced condition. The inverse time-overcurrent element provides tripping for sustained unbalance conditions to prevent machine damage. The inverse-time negative-sequence element provides industry standard $(I_2)^2 \cdot t$ protection curves.

System Backup Protection (21C, 51V, 51C)

The SEL-700G offers you the choice of three methods for performing system backup protection. Compensator distance elements (21C), a voltage-restrained phase time-overcurrent element (51V), and a voltage-controlled phase time-overcurrent (51C) element are all available; you simply enable the element you wish to use.

Over- and Undervoltage Protection (27, 59)

Phase, phase-to-phase, and positive-sequence undervoltage (27), overvoltage (59), residual overvoltage (59G) and negative-sequence overvoltage (59Q) elements help you create protection and control schemes, such as undervoltage load shedding, or standby generation start/stop commands.

- Phase, and phase-to-phase undervoltage elements operate with the minimum of the measured voltage magnitudes; these elements operate when any single measurement falls below the set thresholds.
- Phase and phase-to-phase overvoltage elements operate with the maximum of the measured voltage magnitudes.
- The positive-sequence undervoltage elements operate when the calculated positive-sequence voltage V_1 drops below the set thresholds.
- The positive-sequence overvoltage elements operate when the calculated positive-sequence voltage V_1 exceeds the set thresholds.
- The negative-sequence overvoltage elements operate when the calculated negative-sequence voltage V_2 exceeds set thresholds.
- The residual-ground voltage element operates when the zero-sequence voltage $3V_0$ exceeds the setpoint.

All voltage elements provide definite-time delay settings.

Loss-of-Potential Logic (60LOP)

Relay functions that use phase voltages or symmetrical component voltages rely on valid inputs to make the correct decisions. The LOP logic detects open voltage transformer fuses or other conditions that cause a loss of relay secondary voltage input. The SEL-700G with voltage inputs, includes loss-of-potential logic that

detects one, two, or three potentially blown fuses. This patented logic is unique as it does not require settings and is universally applicable. The LOP feature allows for the blocking of protection elements to add security during fuse failure.

Breaker Failure Protection (BF)

The SEL-700G offers breaker failure protection for up to two three-pole breakers. Use the breaker failure detection to issue re-trip commands to the failed breaker, or to trip adjacent breakers using the relay's contact output logic or communications-based tripping schemes.

Inadvertent Energization Detection

Occasionally, the unit breaker for an out-of-service generator is closed inadvertently. The SEL-700G detects this condition using voltage, current, and other supervisory conditions you select through an SELOGIC control equation.

Frequency Protection (81)

Six levels of over- or underfrequency elements detect abnormal frequency operating conditions. Use the independently time-delayed output of these elements to trip or alarm. Phase undervoltage supervision prevents undesired frequency element operation during start-up, shutdown, and faults, and while the field is de-energized. SEL-700G frequency elements have high accuracy (less than 0.01 Hz).

Rate-of-Change-of-Frequency Protection (81R)

Four independent rate-of-change-of-frequency elements are provided with individual time delays for use when frequency changes occur, for example, when there is a sudden imbalance between generation and load. They call for control action or switching action such as network decoupling or load shedding. Each element includes logic to detect either increasing or decreasing frequency and above or below nominal frequency.

Off-Frequency Accumulators

The SEL-700G tracks the total time-of-operation in up to six off-nominal frequency bands. If the off-nominal time of operation exceeds one of the independent time set points, the relay can trip or alarm.

Thermal Overload Protection (49T)

The SEL-700G thermal element provides generator overload protection based on the thermal model described in IEC standard 60255-8. The model can be biased by ambient temperature if the RTD option is used.

The relay operates a thermal model with a trip value defined by the relay settings and a present heat estimate that varies with time and changing generator current.

RTD Thermal Protection

When the SEL-700G is equipped with either an optional 10 RTD input expansion card or an external SEL-2600 RTD Module with up to 12 RTD inputs, as many as 12 thermal elements in the relay can be programmed for two levels of thermal protection per element. Each RTD input provides an alarm and trip thermal pickup setting in degrees C, provides open and shorted RTD detection, and is compatible with the following three-wire RTD types:

- PT100 (100 ohm platinum)
- Ni100 (100 ohm nickel)
- Ni120 (120 ohm nickel)
- Cu10 (10 ohm copper)

Additionally, the winding RTDs and the ambient temperature RTD can be configured and used to bias the generator thermal model and thermal protection.

Operator Controls

Operator controls eliminate traditional panel control switches. Four conveniently sized operator controls are located on the relay front panel (see *Figure 5*). The SER can be set to track operator controls. Change operator control functions using SELOGIC control equations.

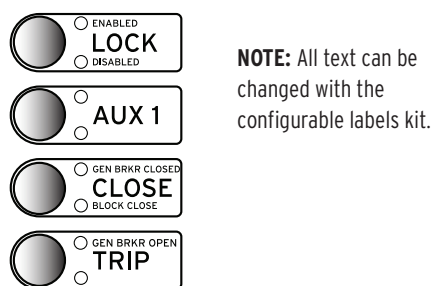


Figure 5 Operator Controls (Shown for the SEL-700G0, SEL-700G1 Models)

Relay and Logic Settings Software

ACSELERATOR QuickSet Software simplifies settings and provides analysis support for the SEL-700G. With ACSELERATOR QuickSet you have several ways to create and manage relay settings:

- Develop settings off-line with an intelligent settings editor that only allows valid settings.
- Create SELOGIC control equations with a drag-and-drop text editor.

Additional Ordering Options

You can order the following options for any SEL-700G model (see the Model Option Table for details).

- Single or dual, copper or fiber-optic Ethernet port(s), Modbus TCP, DNP3 serial and DNP3 LAN/WAN, FTP, Telnet
- IEC 61850
- DeviceNet
- EIA-232 or EIA-485 communications
- Additional EIA-232 or EIA-485 port
- Analog I/O (4 AI/4 AO)
- Digital I/O (4 DI/4 DO, 8 DI, 8 DO, 3 DI/4 DO/1 AO, 4 DI/3 DO [2 Form-C, 1 Form-B])
- Voltage/current input options. See *Table 1*.
- 10 RTDs
- Conformal coating for chemically harsh and high moisture environments

The following operator control descriptions are for factory-set logic for the model shown.

Lock: The LOCK operator control blocks selected functions. Press it for at least three seconds to engage or disengage the lock function. While locked in position, the following operator controls cannot change state if pressed: TRIP and CLOSE.

Aux: The AUX operator control and LEDs are user programmable.

Close and Trip: Use the CLOSE and TRIP operator controls to close and open the connected circuit breaker. They can be programmed with intentional time delays to support operational requirements for breaker-mounted relays. This allows the operator to press the CLOSE or TRIP pushbutton, then move to an alternate location before the breaker command is executed.

- Configure proper settings using online help.
- Organize settings with the relay database manager
- Load and retrieve settings using a simple PC communications link.

With ACSELERATOR QuickSet you can verify settings and analyze events; and analyze power system events with the integrated waveform and harmonic analysis tools.

The following features of ACSELERATOR QuickSet can monitor, commission, and test the SEL-700G:

- ▶ The PC interface remotely retrieves power system data.
- ▶ The Human-Machine Interface (HMI) monitors meter data, Relay Word bits, and output contacts status during

testing. The control window allows resetting of metering quantities, and other control functions.

- ▶ The synchroscope screen provides a visual display of the autosynchronizer function.

Metering and Monitoring

The SEL-700G, depending on the model selected, provides extensive metering capabilities. See *Specifications on page 30* for metering and power measurement accuracies. As shown in *Table 3*, metered quantities include voltages and currents; sequence voltages and

currents; power, frequency, and energy; and maximum/minimum logging of selected quantities. The relay reports all metered quantities in primary quantities (current in A primary and voltage in V primary).

Table 3 SEL-700G Metered Values

Quantities	Description
Currents: $IA_n, IB_n, IC_n, IG_n, IN$	Phase currents, calculated residual currents ($IG = 3IO = IA + IB + IC$) and neutral current, for $n = X$ and Y
Voltages: VA_n, VB_n, VC_n, VN	Wye-connected voltage inputs for $n = X$ and Y
Voltages: VAB_n, VBC_n, VCA_n	Delta-connected voltage inputs for $n = X$ and Y
Voltage VS	Synchronism-check voltage input
Power $kWA_n, B_n, C_n, 3P_n$ $kVARA_n, B_n, C_n, 3P_n$ $kVAA_n, B_n, C_n, 3P_n$	Single and three-phase kilowatts, kilovars, and kilovolt-amps for $n = X$ and Y
Energy $MWhA_n, B_n, C_n, 3P_n$ $MVARhA_n, B_n, C_n, 3P_n$ $MVAhA_n, B_n, C_n, 3P_n$	Single and three-phase real, reactive and apparent energy for $n = X$ and Y
Power Factor $PFA_n, B_n, C_n, 3P_n$	Single and three-phase power factor for $n = X$ and Y
Sequence $I1_n, 3I2_n, 3I0_n, V1_n, 3V2_n, 3V0_n$	Positive, negative and zero-sequence currents and voltages for $n = X$ and Y
Frequency $FREQ_n, FREQS$ (Hz)	Instantaneous power system frequency for $n = X$ and Y and for synchronism-check voltage input VS
VHz	Calculated volts/hertz in percent, using highest measured voltage and measured frequency
VPX3, VN3	Phase and neutral third harmonic voltage for stator ground protection
Gen TCU %	Generator thermal capacity used (%)
Rf kilohms	Field winding insulation resistance to ground (kilohms)
RTD $_n$ ($n = 1$ to 12)	RTD temperature measurement (degrees C)

Types of Metering

Instantaneous	Differential	Max/Min
Harmonics (Differential element)	Math variables	Synchrophasors
Demand and Peak Demand	Energy	RMS
Analog inputs	Thermal	

Synchronized Phasor Measurement

Combine the SEL-700G with an SEL IRIG-B time source to measure the system angle in real time with a timing accuracy of $\pm 10 \mu\text{s}$. Measure instantaneous voltage and current phase angles in real time to improve system operation with synchrophasor information. Replace state measurement, study validation, or track system stability. Use SEL-5077 SYNCHROWAVE[®] Server Software or SEL-5078 SYNCHROWAVE[®] Console Software to view system angle at multiple locations for precise system analysis and system-state measurement (see *Figure 6*).

Load Profile

The SEL-700G features a programmable Load Profile (LDP) recorder that records as many as 17 metering quantities into nonvolatile memory at fixed time intervals. The LDP saves several days to several weeks of the most recent data depending on the LDP settings.

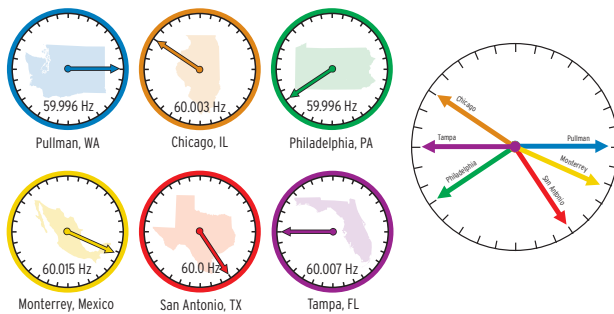


Figure 6 View of System Angle at Multiple Locations

Event Reporting

Event Reports and the SER simplify post-fault analysis and improve understanding of simple and complex protective scheme operations. In response to a user-selected trigger, the voltage, current, frequency, and element status information contained in each event report confirms relay, scheme, and system performance for every fault. Decide how much detail is necessary when you request an event report (e.g., 1/4-cycle or 1/32-cycle resolution, filtered or raw analog data).

The relay stores as many as 4 of the most recent 180-cycle, 17 of the most recent 64-cycle, or 72 of the most recent 15-cycle event reports in nonvolatile memory. The relay always appends relay settings to the bottom of each event report.

The following analog data formats are available:

- 1/4-cycle or 1/32-cycle resolution
- Unfiltered or filtered
- ASCII or Compressed ASCII

The types of event reports available are:

- Analog data (**EVE** command)
- Digital data (**EVE D** command)
- Differential (**EVE DIF** command)
- Stator ground (**EVE GND** command)
- Synchronism-check (**SYN** command)
- Generator Autosynchronism (**CGSR** command)
- Generator Operating Statistics (**GEN** command)
- SER (**SER** command)

The relay SER feature stores the latest 1024 entries. Use this feature to gain a broad perspective at a glance. An SER entry helps to monitor input/output change-of-state occurrences and element pickup/dropout. The IRIG-B time-code input synchronizes the SEL-700G time to within $\pm 5 \text{ ms}$ of the time-source input. A convenient source for this time code is the SEL-2401 Satellite-Synchronized Clock or the SEL-2032, SEL-2030, or SEL-2020 Communications Processor (via Serial Port 2 or 3 on the SEL-700G).

Generator Operating Statistics Monitoring

The SEL-700G relay having generator elements, tracks the performance and utilization of the protected generator by tracking the following generator operating statistics.

- Total generator running hours
- Total generator stopped hours
- Generator full load hours
- Percent of time running
- Accumulated generator $I_2^2 \cdot t$
- Average real and reactive power outputs
- Average power factor

Generator Autosynchronism Report

The SEL-700G with the autosynchronism function generates a generator autosynchronism report with all the relevant analog and digital signals for a quick analysis of the event. The sample rate can be selected between 0.25, 1, and 5 cycles. The report captures 4800 time-stamped data points.

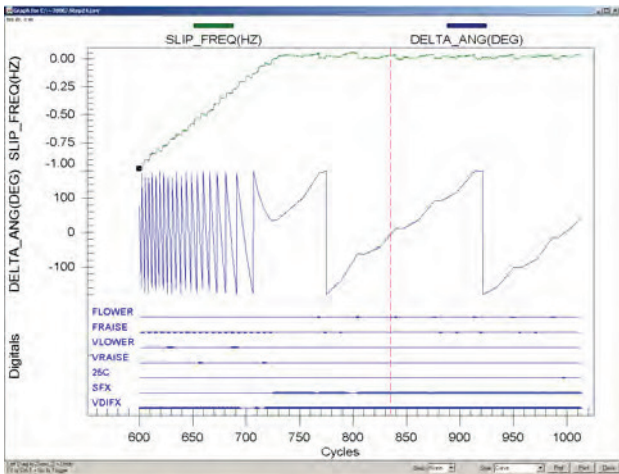


Figure 7 Graphical Display of Generator Synchronizer Report

Circuit Breaker Monitor

Circuit breakers experience mechanical and electrical wear every time they operate. Intelligent scheduling of breaker maintenance takes into account manufacturer’s published data of contact wear versus interruption levels

and operation count. With the breaker manufacturer’s maintenance curve as input data, the SEL-700G breaker monitor feature compares this input data to the measured (unfiltered) ac current at the time of trip and the number of close-to-open operations. Every time the breaker trips, it integrates the measured current information.

When the result of this integration exceeds the breaker wear curve threshold (*Figure 8*) the relay alarms via output contact, communications port, or front-panel display. This kind of information allows timely and economical scheduling of breaker maintenance.

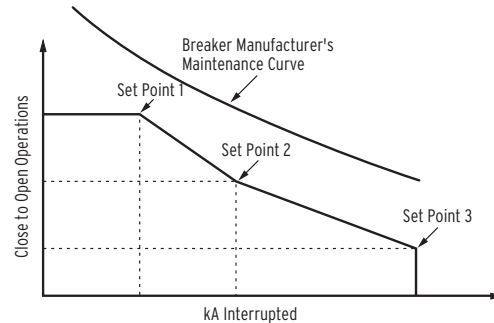


Figure 8 Breaker Contact Wear Curve and Settings

Automation

Flexible Control Logic and Integration

The SEL-700G is equipped with as many as four independently operated serial ports: one EIA-232 port on the front, one EIA-232 or EIA-485 port on the rear, and one fiber-optic port. Additionally, the SEL-700G has one EIA-232 or EIA-485 port option card. Optionally, the relay supports single or dual, copper or fiber-optic Ethernet ports. The relay does not require special

communications software. You can use any system that emulates a standard terminal system. Establish communication by connecting: computers; modems; protocol converters; printers; an SEL-2032, SEL-2030 or SEL-2020 Communications Processor; SCADA serial port; and RTUs for local or remote communication. Refer to *Table 4* for a list of communications protocols available in the SEL-700G.

Table 4 Communications Protocols (Sheet 1 of 2)

Type	Description
Simple ASCII	Plain language commands for human and simple machine communications. Use for metering, setting, self-test status, event reporting, and other functions.
Compressed ASCII	Comma-delimited ASCII data reports. Allows external devices to obtain relay data in an appropriate format for direct import into spreadsheets and database programs. Data are checksum protected.
Extended Fast Meter and Fast Operate	Binary protocol for machine-to-machine communications. Quickly updates SEL communications processors, RTUs, and other substation devices with metering information, relay element, I/O status, time-tags, open and close commands, and summary event reports. Data are checksum protected. Binary and ASCII protocols operate simultaneously over the same communications lines so control operator metering information is not lost while a technician is transferring an event report.
Fast SER Protocol	Provides SER events to an automated data collection system.
Modbus	Serial- or Ethernet-based Modbus with point remapping. Includes access to metering data, protection elements, contact I/O, targets, SER, relay summary event reports, and setting groups.
DNP3	Serial or Ethernet-based DNP3 protocols. Provides default and mappable DNP3 objects that include access to metering data, protection elements, Relay Word bits, contact I/O, targets, SER, relay summary event reports, and setting group selection.

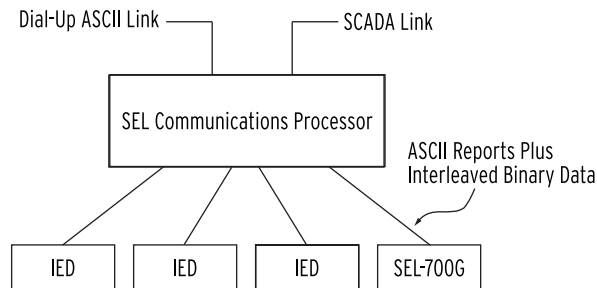
Table 4 Communications Protocols (Sheet 2 of 2)

Type	Description
IEC 61850	Ethernet-based international standard for interoperability between intelligent devices in a substation. Operates remote bits and I/O. Monitors Relay Word bits and analog quantities.
Synchrophasors	IEEE C37.118-compliant synchrophasors for system state, response, and control capabilities.
Event Messenger	The SEL-3010 allows users to receive alerts sent directly to their cell phone. Alerts can be triggered through relay events and can include quantities measured by the relay.
DeviceNet	Allows for connection to a DeviceNet network for access to metering data, protection elements, contact I/O, targets, and setting groups.
SNTP	Ethernet-based protocol that provides time synchronization of the relay.

Apply an SEL communications processor as the hub of a star network, with point-to-point fiber or copper connection between the hub and the SEL-700G (Figure 9).

The communications processor supports external communications links including the public switched telephone network for engineering access to dial-out alerts and private line connections of the SCADA system.

SEL manufactures a variety of standard cables for connecting this and other relays to a variety of external devices. Consult your SEL representative for more information on cable availability.

**Figure 9 Example Communications System**

SEL-700G control logic improves integration in the following ways:

- **Replaces traditional panel control switches.** Eliminate traditional panel control switches with 32 local bits. Set, clear, or pulse local bits with the front-panel pushbuttons and display. Program the local bits into your control scheme with SELOGIC control equations. Use the local bits to perform functions such as a trip test or a breaker trip/close.
- **Eliminates RTU-to-relay wiring.** Eliminate RTU-to-relay wiring with 32 remote bits. Set, clear, or pulse remote bits using serial port commands. Program the remote bits into your control scheme with SELOGIC control equations. Use remote bits for SCADA-type

control operations such as trip, close, and settings group selection.

- **Replaces traditional latching relays.** Replace up to 32 traditional latching relays for such functions as “remote control enable” with latch bits. Program latch set and latch reset conditions with SELOGIC control equations. Set or reset the nonvolatile latch bits using optoisolated inputs, remote bits, local bits, or any programmable logic condition. The latch bits retain their state when the relay loses power.
- **Replaces traditional indicating panel lights.** Replace traditional indicating panel lights with 32 programmable displays. Define custom messages (e.g., Breaker Open, Breaker Closed) to report power system or relay conditions on the front-panel display. Use Advanced SELOGIC control equations to control which messages the relay displays.
- **Eliminates external timers.** Eliminate external timers for custom protection or control schemes with 32 general purpose SELOGIC control equation timers. Each timer has independent time-delay pickup and dropout settings. Program each timer input with any desired element (e.g., time qualify a current element). Assign the timer output to trip logic, transfer trip communications, or other control scheme logic.
- **Eliminates settings changes.** Selectable setting groups make the SEL-700G ideal for applications requiring frequent setting changes and for adapting the protection to changing system conditions.

The relay stores three setting groups. Select the active setting group by optoisolated input, command, or other programmable conditions. Use these setting groups to cover a wide range of protection and control contingencies.

Switching setting groups switches logic and relay element settings. Program groups for different operating conditions, such as station maintenance, seasonal operations, emergency contingencies, loading, source changes, and downstream relay setting changes.

Fast SER Protocol

SEL Fast SER Protocol provides SER events to an automated data collection system. SEL Fast SER Protocol is available on any rear serial port. Devices with embedded processing capability can use these messages to enable and accept unsolicited binary SER messages from SEL-700G relays.

SEL relays and communications processors have two separate data streams that share the same serial port. The

normal serial interface consists of ASCII character commands and reports that are intelligible to people using a terminal or terminal emulation package. The binary data streams can interrupt the ASCII data stream to obtain information, and then allow the ASCII data stream to continue. This mechanism allows a single communications channel to be used for ASCII communications (e.g., transmission of a long event report) interleaved with short bursts of binary data to support fast acquisition of metering or SER data.

Ethernet Network Architectures

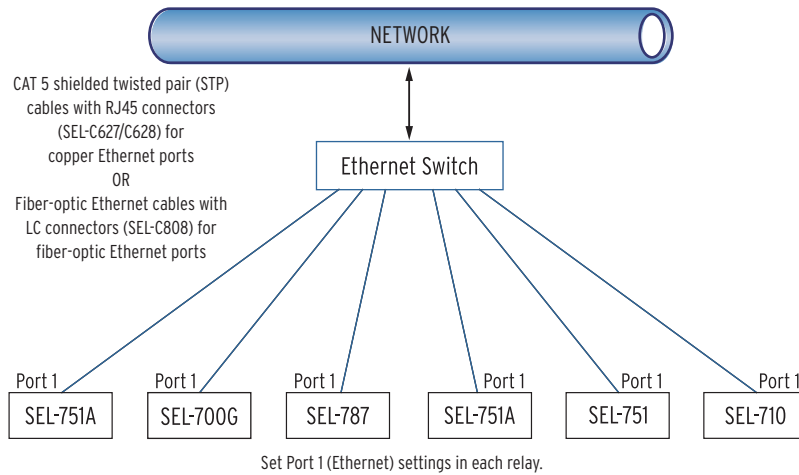


Figure 10 Simple Ethernet Network Configuration

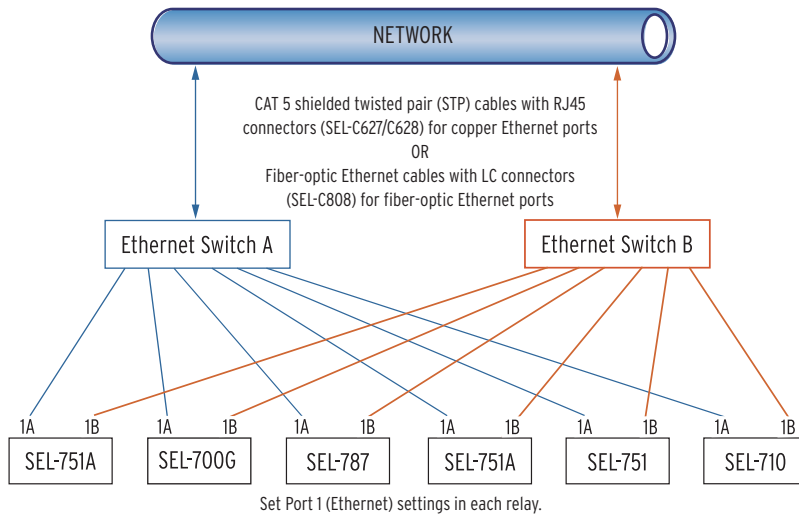


Figure 11 Simple Ethernet Network Configuration With Dual Redundant Connections (Failover Mode)

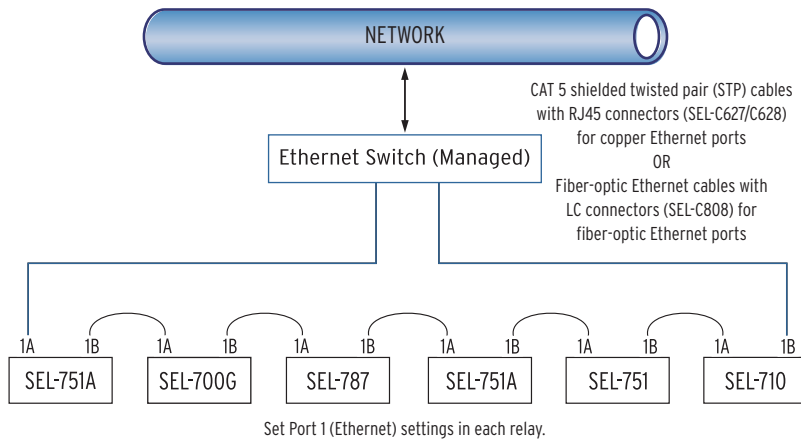


Figure 12 Simple Ethernet Network Configuration With Ring Structure (Switched Mode)

Additional Features

MIRRORED BITS Relay-to-Relay Communications

The SEL-patented MIRRORED BITS communications technology provides bidirectional relay-to-relay digital communications. MIRRORED BITS can operate independently on as many as two EIA-232 rear serial ports and one fiber-optic rear serial port on a single SEL-700G.

This bidirectional digital communication creates eight additional virtual outputs (transmitted MIRRORED BITS) and eight additional virtual inputs (received MIRRORED BITS) for each serial port operating in the MIRRORED BITS mode (see Figure 13). Use these MIRRORED BITS to transmit/receive information between upstream relays and a downstream relay to enhance coordination and achieve faster tripping for downstream faults. MIRRORED BITS technology also helps reduce total scheme operating time by eliminating the need to assert output contacts to transmit information.

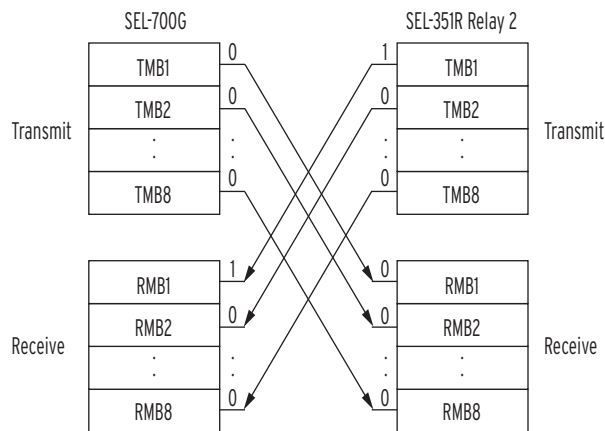


Figure 13 MIRRORED BITS Transmit and Receive Bits

Status and Trip Target LEDs

The SEL-700G includes 16 status and trip target LEDs on the front panel. When shipped from the factory, all LEDs are predefined and fixed in settings. You can reprogram these LEDs for specific applications. This combination of targets is explained and shown in Figure 23. Some front-panel relabeling of LEDs may be needed if you reprogram them for unique or specific applications—see *Configurable Labels*.

Event Messenger Points

The SEL-700G, when used with the SEL-3010 Event Messenger, can allow for ASCII-to-voice translation of as many as 32 user-defined messages, along with analog data that has been measured or calculated by the relay. With this combination, you can receive voice messages on any phone for alerts to transition of any Relay Word bits in the relay.

Verbal notification of breaker openings, fuse failures, RTD alarms, etc. can now be sent directly to your cell phone through the use of your SEL-700G and SEL-3010 (must be connected to an analog telephone line). In addition, messages can include an analog value such as current, voltage, or power measurements made by the SEL-700G.

Configurable Labels

Use the configurable labels to relabel the operator controls and LEDs (shown in *Figure 23*) to suit the installation requirements. This feature includes preprinted labels (with factory default text), blank label media, and a Microsoft® Word template on CD-ROM. This allows quick, professional-looking labels for the SEL-700G. Labels

may also be customized without the use of a PC by writing the new label on the blank stock provided. The ability to customize the control and indication features allows specific utility or industry procedures to be implemented without the need for adhesive labels. All of the figures in this data sheet show the factory default labels of the SEL-700G, including the standard model shown in *Figure 23*.

Guideform Specification

The microprocessor-based relay shall provide a combination of functions including protection, monitoring, control, and automation. Relay self-checking functions shall be included. Specific requirements are listed below.

Protection and Control—SEL-700G0, -1 Generator Protection Relay

The relay shall provide protection over the operating frequency range of 15–70 Hz. Protection and control functions shall include the following:

- Two-zone, positive-sequence impedance mho element for loss-of-field detection (40)
- 100% stator ground fault detection based on measurement of neutral overvoltage plus neutral and terminal third-harmonic voltage differential with settable sensitivity (64G)
- DC field ground protection (64F) based on switched dc voltage injection method (requires SEL-2664 Field Ground Module)
- Out-of-step protection based on single or double blinders (78)
- Overexcitation detection based on volts/hertz measurement. One definite-time and a composite definite/inverse-time element shall be provided together with a custom curve element (24)
- Negative-sequence overcurrent elements, including definite-time and inverse-time operating characteristics (46)
- As many as eight (four each for the X side and Y side) sensitive directional power elements with flexibility to provide antimotoring, over-power, or low-forward power indication (32)
- Two-zone compensator distance and voltage-restrained, or voltage-controlled phase time-overcurrent element for backup protection (21/51V/51C)
- Phase, residual, neutral, and negative-sequence instantaneous and definite time-overcurrent; and inverse-time residual and neutral overcurrent elements (50P, G, N, Q/51N, G).
- Restricted earth fault (REF) protection element for the detection of ground faults in wye-connected windings
- Directional residual-ground overcurrent elements (67G)

- Directional neutral overcurrent elements (67N)
- Phase, phase-to-phase, positive-sequence, negative-sequence, and residual overvoltage elements (59P, PP, V1, Q, G), phase, phase-to-phase, and positive-sequence undervoltage (27P, PP, V1) elements, and synchronism-check voltage input over- and under-voltage (59S, 27S) elements
- Inadvertent energization protection (50/27)
- Unit breaker failure protection (BF)
- Supervision of voltage-based protection functions by loss-of-relaying potential detection logic (60LOP)
- Over- and underfrequency elements (81) and rate-of-change-of-frequency elements (81R)
- Percentage restraint and unrestrained phase current differential elements (87) with fixed or variable percentage, using one or two settable slopes. Second-, fourth-, and fifth-harmonic elements, with the choice of either harmonic blocking or harmonic restraint to prevent restrained differential element operation during inrush or overexcitation conditions
- Ground differential elements (87N)
- Full “round-the-clock” current compensation, in 30-degree increments, to accommodate virtually any type of transformer/generator and CT winding connection.
- Synchronism-check (25) element and auto-synchronizer with speed control and voltage control outputs
- Thermal model element (49T) for overload protection and RTD-based thermal protection

Protection and Control—SEL-700GT Intertie or Intertie and Generator Protection Relay

The relay shall provide protection over the operating frequency range of 15–70 Hz. Protection and control functions shall include the following.

Intertie

- Phase, residual, and negative-sequence instantaneous and definite-time overcurrent elements (50P, G, Q)
- Phase, residual, and negative-sequence directional overcurrent elements (67P, G, Q)

- Phase, residual, and negative-sequence inverse time-overcurrent elements (51P, G, Q)
- Breaker failure protection (BF)
- Phase, phase-to-phase, negative-sequence, and residual overvoltage elements (59P, PP, Q, G), phase and phase-to-phase undervoltage (27P, PP) elements, and synchronism check over- and undervoltage (59S, 27S) elements
- Tie synchronism checking element (25)
- Directional power elements (32)
- Over- and underfrequency elements (81) and rate-of-change-of-frequency elements (81R)
- Supervision of voltage-based protection functions by loss-of-relaying-potential detection logic (60LOP)
- RTD-based thermal protection

Generator

Same protection as SEL-700GQ, -1 above without 87, 21, 64G, and 78 elements.

Protection and Control—SEL-700GW Wind Generator Protection Relay

The relay shall provide protection over the operating frequency range of 15–70 Hz. Protection and control functions shall include the following:

- Two sets of phase, residual, and negative-sequence overcurrent elements (instantaneous and definite-time delay)
- Two sets of phase, residual, and negative-sequence inverse time-overcurrent elements (51P, G, Q)
- Two breaker failure protection (BF) elements
- DC field ground protection (64F) based on switched dc voltage injection method (requires SEL-2664 Field Ground Module)
- RTD-based thermal protection

Temperature Inputs

The relay shall have the following features when equipped with as many as 12 RTD inputs in an external module (SEL-2600 with ST[®] connectors option) or 10 RTD inputs with an internal card.

- Optical fiber transmission of RTD temperatures (using SEL-2600 series) to relay: range as far as 1000 m
- Separately field-selected RTD types: Pt100, Ni100, Ni120, or Cu10
- Noise immunity (50 Hz and higher) on RTD inputs up to 1.4 Vac_{peak}
- One contact input (with SEL-2600 series)

Automation

The relay shall provide the following logic and control functions:

- 32 local control logic points, 32 remote control logic points, 32 latching logic points, 32 counters, 32 math variables, 32 logic variables, and 32 timers
- SELOGIC control equations with Boolean and math equations capability for logic and control

Communications/Integration

The relay shall provide the following communications options:

- ASCII, MIRRORING BITS, Event Messenger, Modbus RTU, DeviceNet, Telnet, FTP, SNTP (Simple Network Time Protocol), Modbus TCP, DNP LAN/WAN or serial, IEEE C37.118 (synchrophasor data), and IEC 61850 protocols
- One front-panel EIA-232 port and one rear-panel EIA-232 or EIA-485 port, one fiber-optic serial port, and optional single or dual copper or fiber-optic Ethernet port
- Capability for an additional rear-panel EIA-232 or EIA-485 port
- Windows[®]-based PC software for settings, report retrieval, and synchroscope

Synchronized Phasor Measurements

The relay shall provide high-accuracy ($\pm 10 \mu\text{s}$ or better) phasor measurements for voltages and currents if an IRIG-B signal is available. The relay shall provide a selectable synchrophasor data update rate of 1–50 or 60 times per second (depending on nominal frequency).

Front-Panel Visualization

- The front panel shall be capable of displaying measured values, calculated values, I/O status, device status, and configuration parameters on a front-panel LCD display.
- The display shall have a rotating capability to display custom messages and data. 32 display messages shall be provided.
- The front panel shall also have a minimum of six user-programmable LEDs and four user-programmable pushbutton controls with eight programmable LEDs.

Monitoring and Reporting

Load-Profile Monitoring. Provides periodic snapshots (selectable rate from every 5 to 60 minutes) of as many as 17 selectable analog quantities.

Metering. The relay shall include metering capabilities (model dependent) for real-time current, voltage, power,

energy qualities, volts/Hz, and differential quantities, as well as phase demand and peak demand current values. Harmonic content from the fundamental to the fifth harmonic for all ac current inputs shall be included for the differential protection. Thermal metering, synchrophasor data metering, differential metering, rms metering, demand metering, and minimum/maximum metering shall also be included.

Event Summaries. Fault type and trip data, including time of tripping.

Event Reports. 15-cycle length (as many as 72 reports), 64-cycle length (as many as 17 reports), or 180-cycle length (as many as 4 reports) with 4 or 32 raw or filtered samples/cycle resolution.

Generator Autosynchronism Reports. As many as 5 reports, each with as many as 4800 time-stamped samples generator sync report (0.25, 1, or 5 cycle resolution).

Sequential Events Recorder (SER). As many as 1024 time-tagged, most recent input, output, and element transitions.

Settings, Event Report, and SER Data. Stored in non-volatile, Flash memory.

Hardware

- ▶ Operating temperature range of -40° to $+85^{\circ}$ C
- ▶ Power supply input operating voltage range of 24/48 Vdc, 125/250 Vdc, or 120/240 Vac
- ▶ Demodulated IRIG-B time-synchronization input capability

- ▶ Optional 10 internal RTD inputs or 12 external RTD inputs
- ▶ 5 A or 1 A, as many as 7 ac current inputs (IAX, IBX, ICX, IAY, IBY, ICY, and optional IN input)
- ▶ 300 V maximum, up to 7 ac voltage inputs (VAX, VBX, VCX, VN, VS, VAY, VBY, VCY)
- ▶ Flexible, configurable I/O, including digital I/O and analog I/O
- ▶ Electromechanical or fast, high current interrupting (optional) digital outputs
- ▶ Optoisolated digital inputs
- ▶ Jumper-selectable current (up to ± 20 mA range) or voltage (up to ± 10 V range) analog inputs
- ▶ Jumper selectable current (up to ± 20 mA range) or voltage (up to ± 10 V range) analog outputs
- ▶ Relay front panel shall meet the requirements of NEMA 12/IP65
- ▶ Rear-panel dust-protection option available

Service and Support

- ▶ Reliability: The vendor shall supply the actual measured mean time between failures (MTBF) for the device upon request.
- ▶ Manufacturer: The device shall be manufactured in the U.S.A.
- ▶ Conformal Coating: The device shall have optional conformal coating to protect the circuit boards from harsh environments.
- ▶ Warranty: The device shall include a ten-year, no-questions-asked warranty for all material and workmanship defects. In addition, the warranty shall cover accidental customer induced damage.

Dimensions

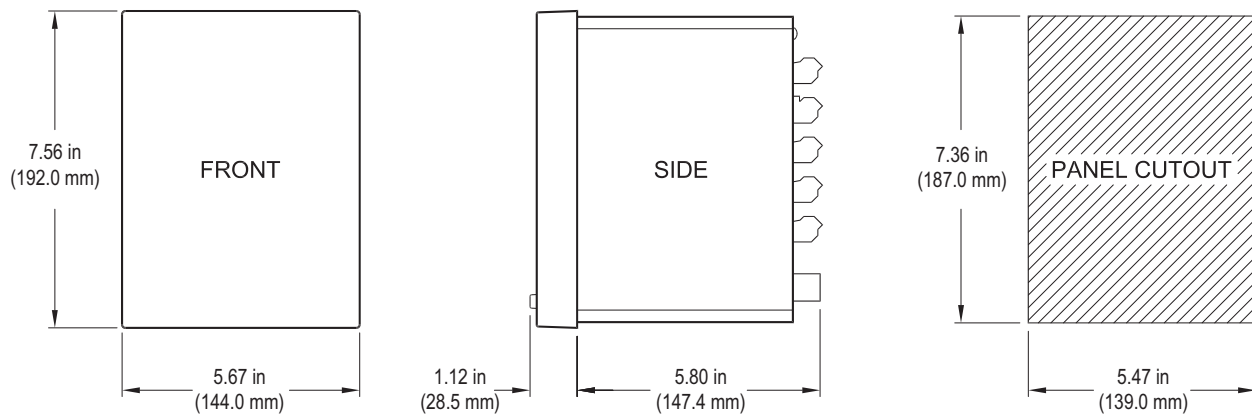


Figure 14 SEL-700G Dimensions for Rack- and Panel-Mount Models

Hardware Overview

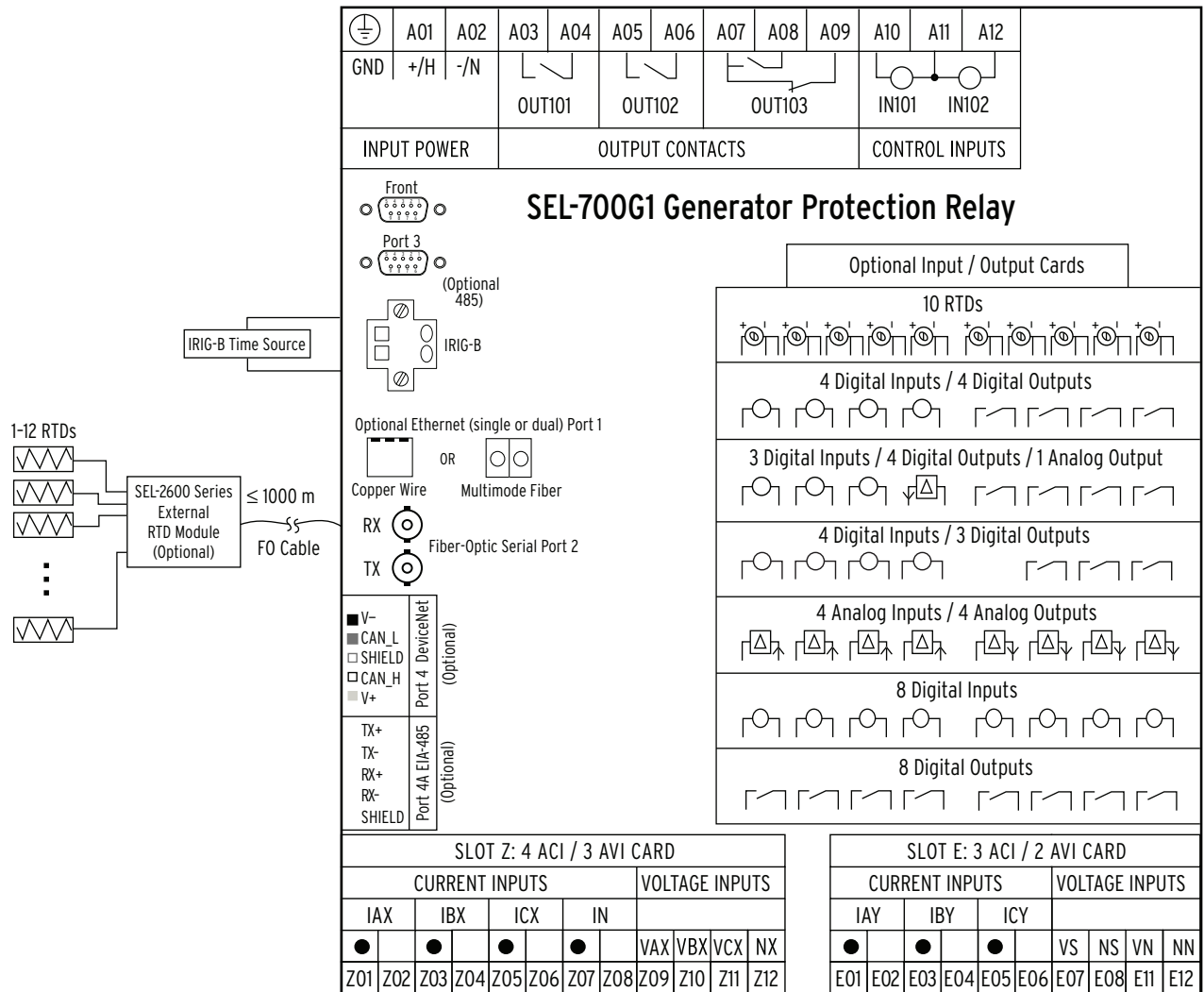


Figure 15 Typical Connection Diagram

SEL-700G1 Generator Relay Applications—Example 1

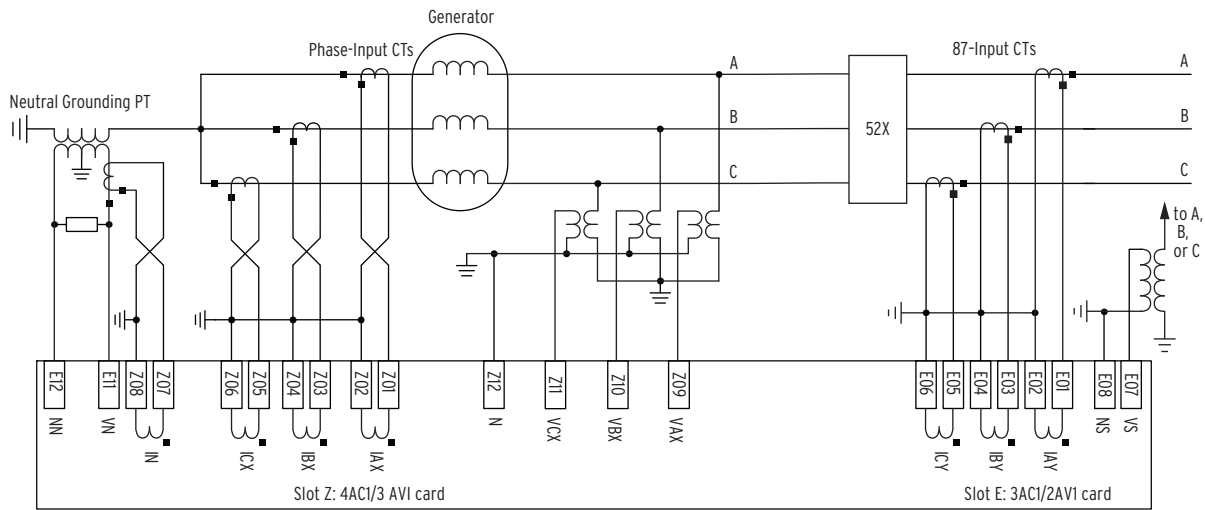
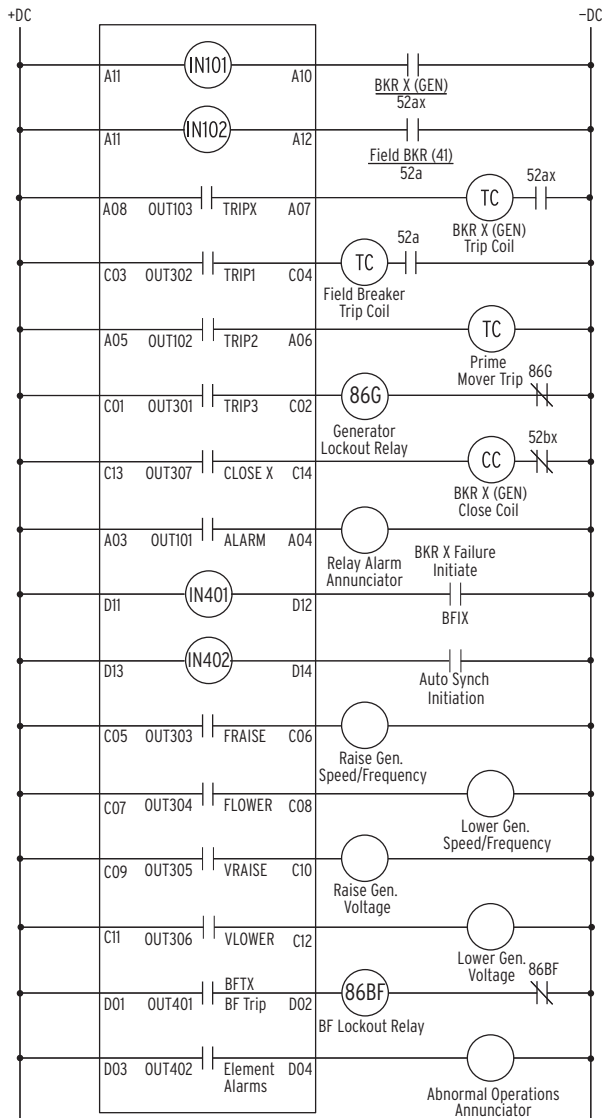


Figure 16 SEL-700G1 Relay Typical AC Current and Four-Wire Wye Voltage Connection



- NOTES:**
- IN101-102 and OUT 101-103 are in the "base" relay—Slot A Power Supply card.
 - Slot C—Select 8D0 card, OUT301-OUT308.
 - Slot D—Select 3DI/4D0/1A0, IN401-IN403, OUT401-OUT404, or A0401.
 - Spares IN403, OUT403-404, A0401, OUT308.
 - Use Ethernet Port 1 for Synchrophasors, Modbus, DNP or IEC 61850.
 - Use Port 2 for SEL-2600 RTD Module.
 - Use Port 3 for SEL-2664 Field Ground Module (with a SEL-2812MR or 2812MT and a C805 fiber-optic cable).
 - Settings changes required are not shown.
 - Additional I/O and relay logic may be necessary for a specific application.

Figure 17 SEL-700G1 Typical DC External Connections

SEL-700G1 Generator Relay Applications—Example 2

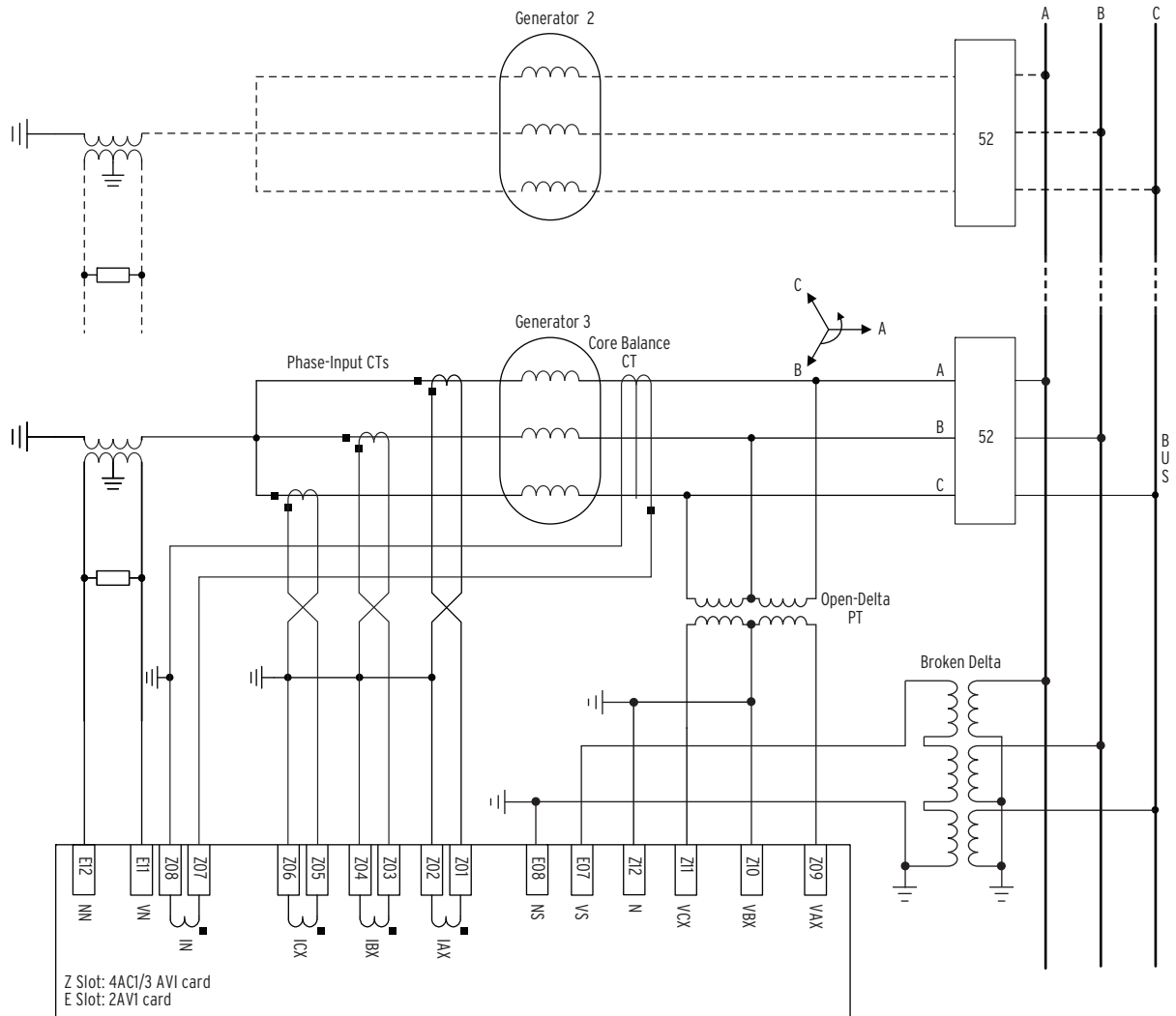


Figure 18 SEL-700G1+ Relay AC Connection Example, Multiple High-Impedance Grounded Generators Connected to a Common Bus, With 67N and Other Protection

SEL-700GT Intertie Relay Applications

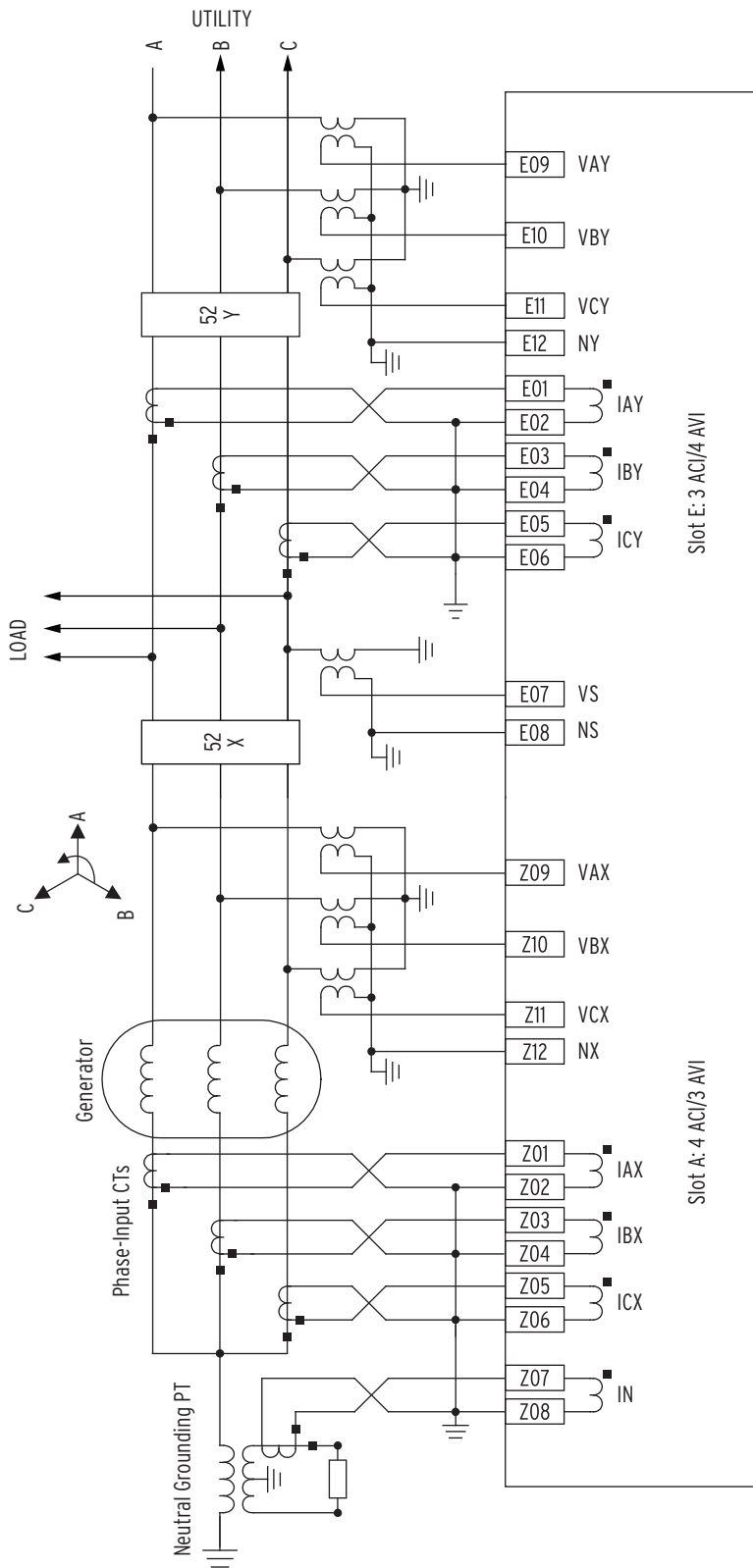
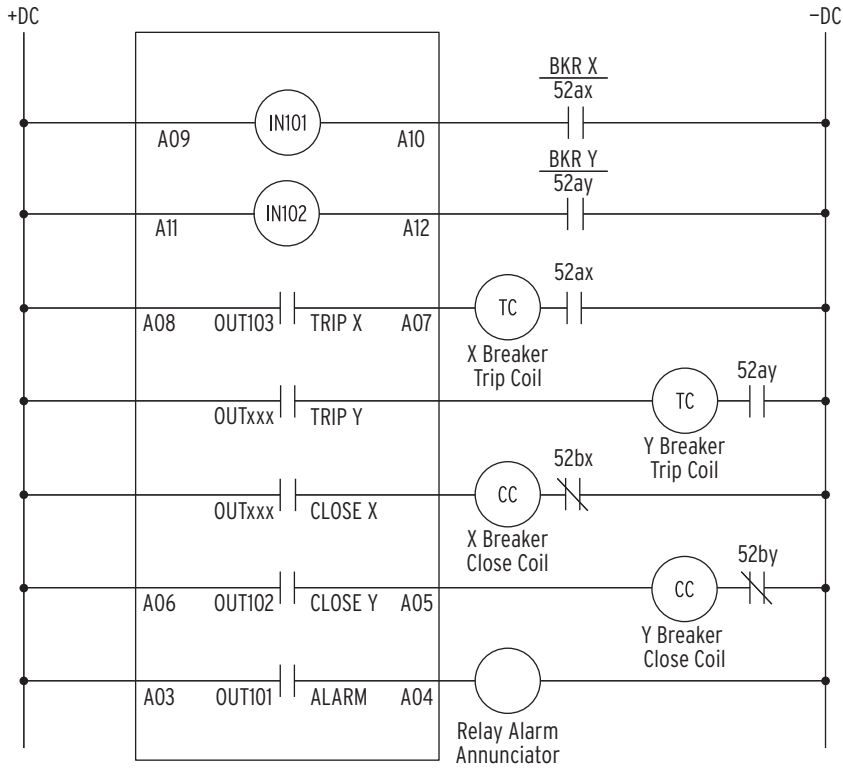


Figure 19 SEL-700GT Relay Typical AC Current and Four-Wire Wye Voltage Connection



NOTES:

- OUTxxx requires an additional I/O card in Slot C or D.
- IN101-102 and OUT 101-103 are in the "base" relay.
- Additional I/O and relay logic may be necessary for a specific application.
- Settings changes are not shown.
- RTD Inputs—requires SEL-2600 RTD Module or RTD input card in Slot D.

Figure 20 SEL-700GT Typical DC External Connections

SEL-700GW Wind Generator Relay Applications

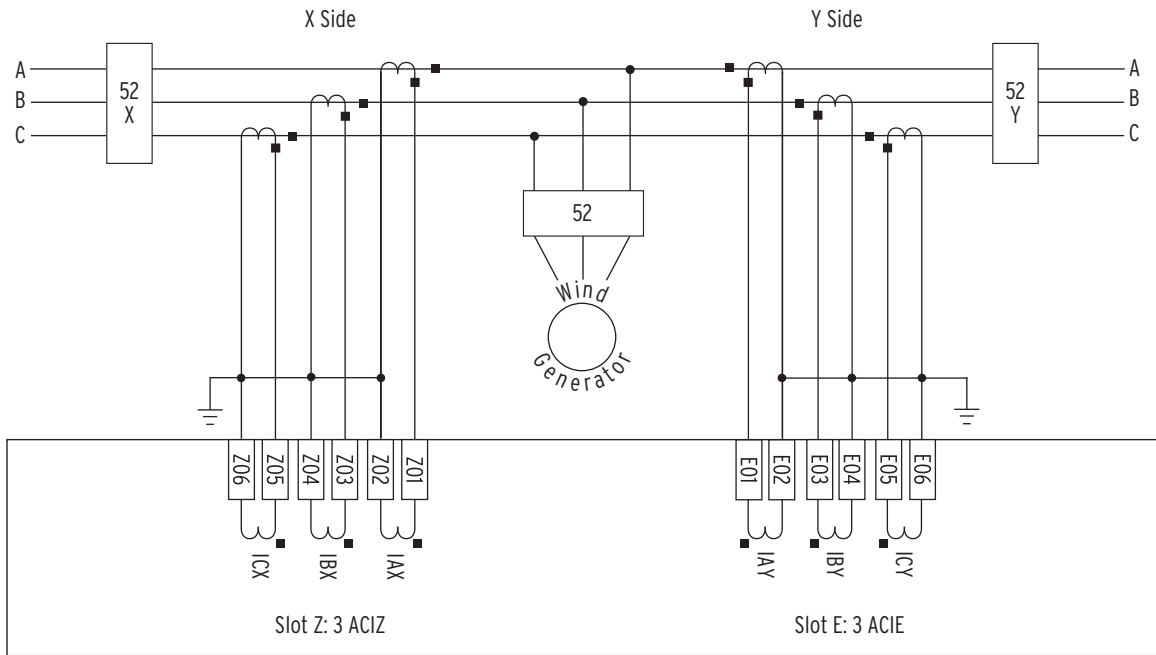


Figure 21 SEL-700GW Dual Feeder AC Current Connections

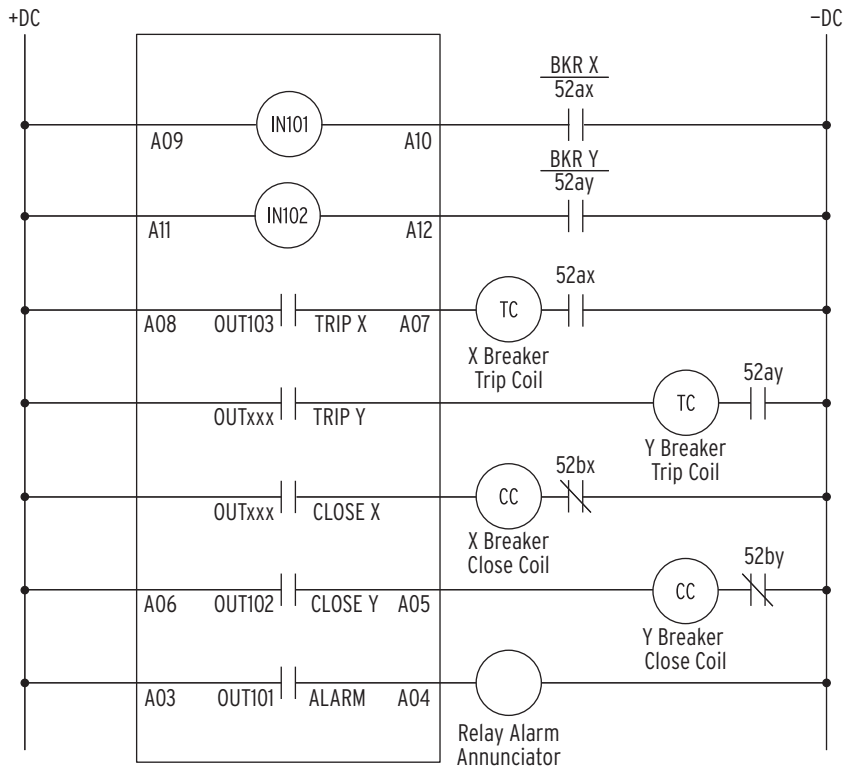


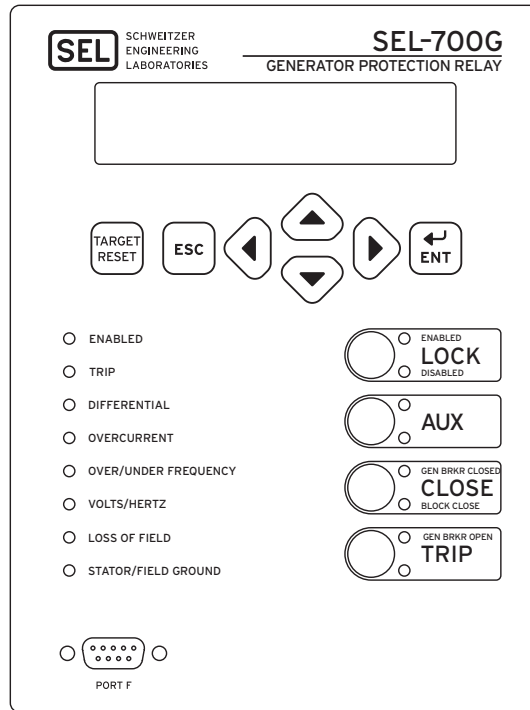
Figure 22 SEL-700GW Typical DC External Connections

- NOTES:
- OUTxxx requires an additional I/O card in Slot C or D.
 - IN101-102 and OUT 101-103 are in the "base" relay.
 - Additional I/O and relay logic may be necessary for a specific application.
 - Settings changes are not shown.
 - Field ground element (64F) requires SEL-2664 Field Ground Module.
 - RTD Inputs—requires SEL-2600 RTD Module or RTD input card in Slot D.

SEL-700G1 Generator Relay Panel Diagrams

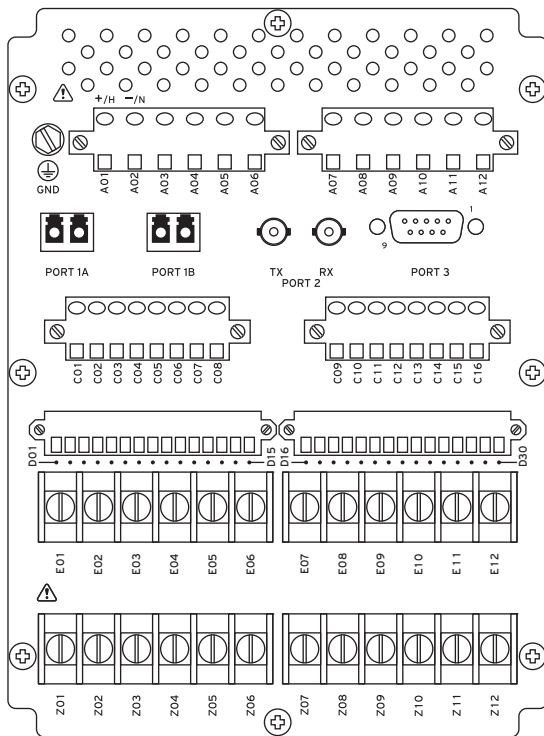
0700G11ACA9X76850830

(A) Front Panel With Default Configuration Labels



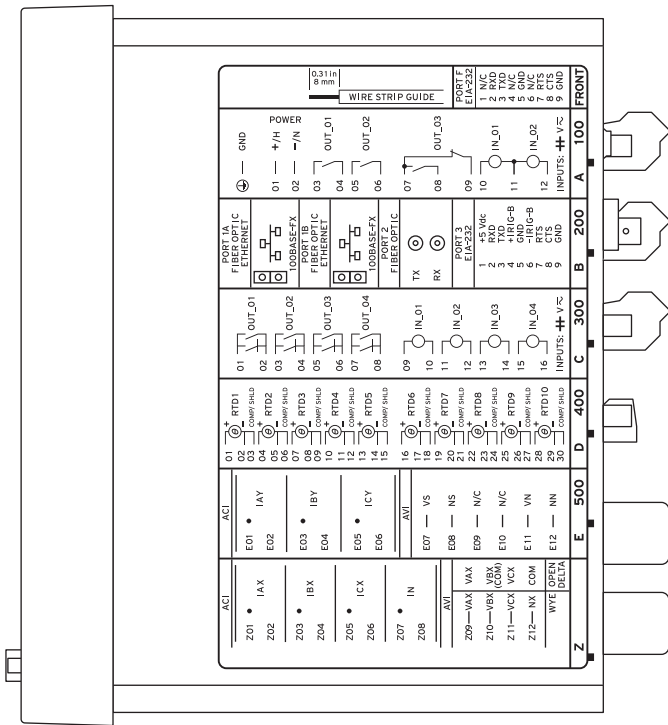
i4485a

(B) Rear-Panel View



i4491a

(C) Side-Panel View



‡ SEE DOCUMENTATION FOR INPUT VOLTAGE RATING

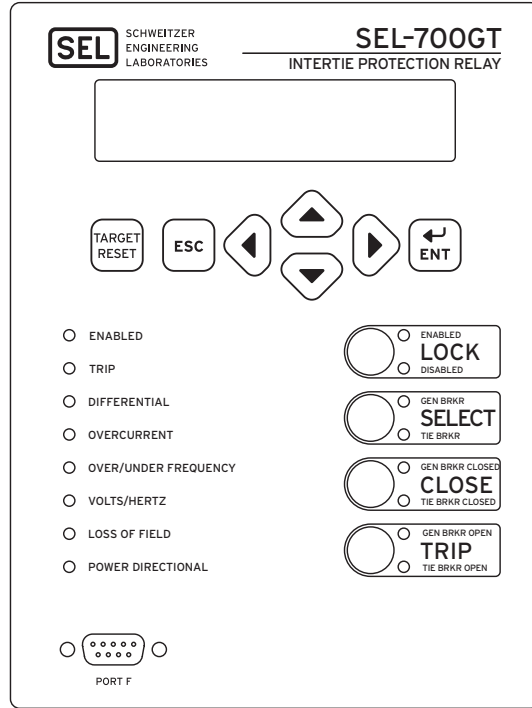
i4488a

Figure 23 Dual-Fiber Ethernet, Fast Hybrid 4 DI/4 DO, 10 RTDs, 3 ACI/2 AVI, 4 ACI/3 AVI

SEL-700GT Intertie Relay Panel Diagrams

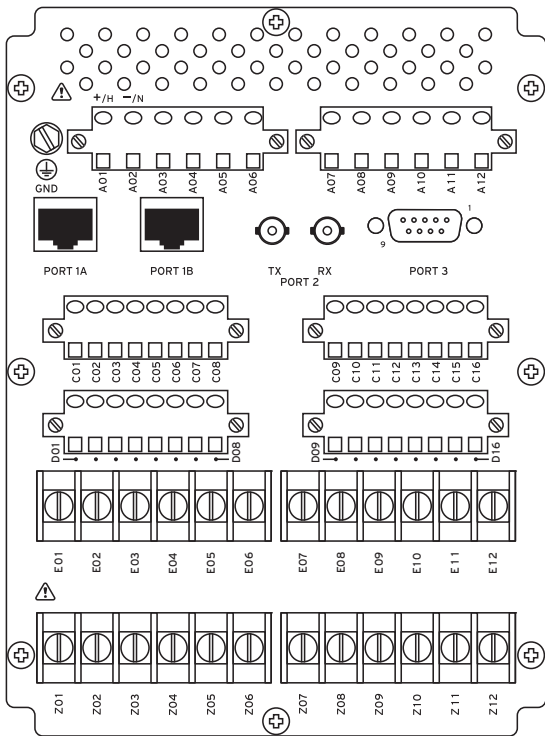
0700GT1A2X75850630

(A) Front Panel With Default Configuration Labels



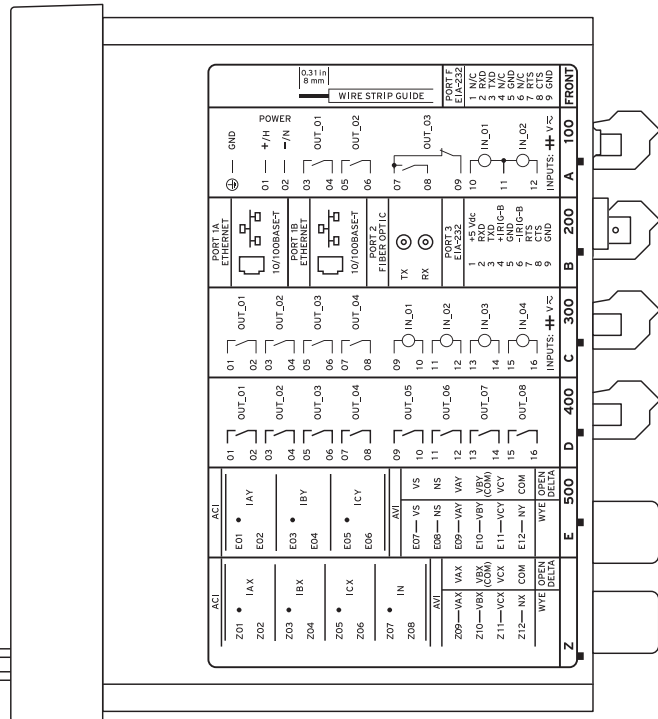
i4486a

(B) Rear-Panel View



i4492a

(C) Side-Panel View



‡ SEE DOCUMENTATION FOR INPUT VOLTAGE RATING

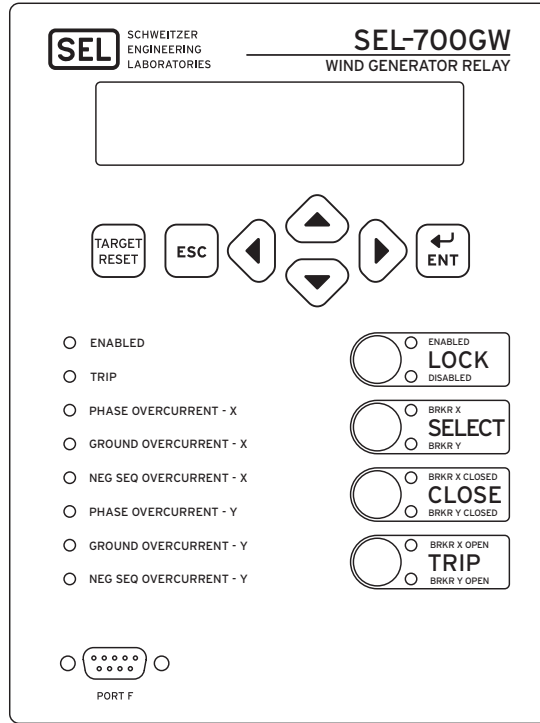
i4489a

Figure 24 Dual Copper Ethernet, 4 DI/4 DO, 8 DO, 3 ACI/4 AVI, 4 ACI/3 AVI

SEL-700GW Wind Generator Relay Panel Diagrams

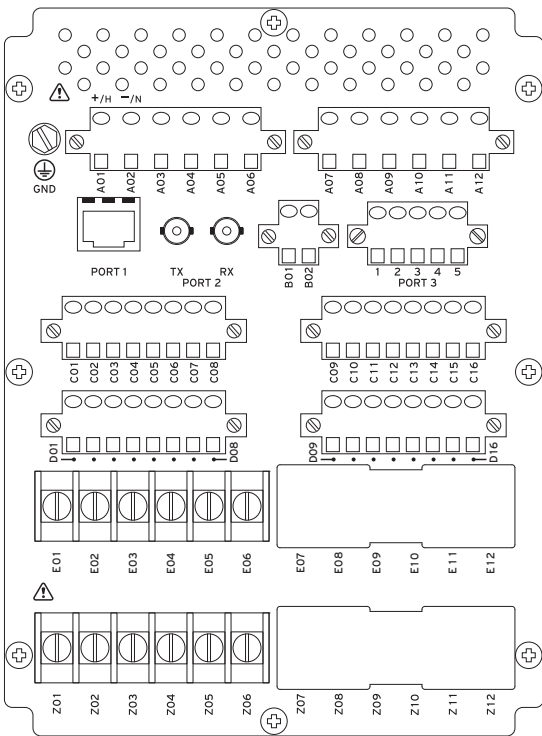
0700GW1A1A6X77870310

(A) Front Panel With Default Configuration Labels



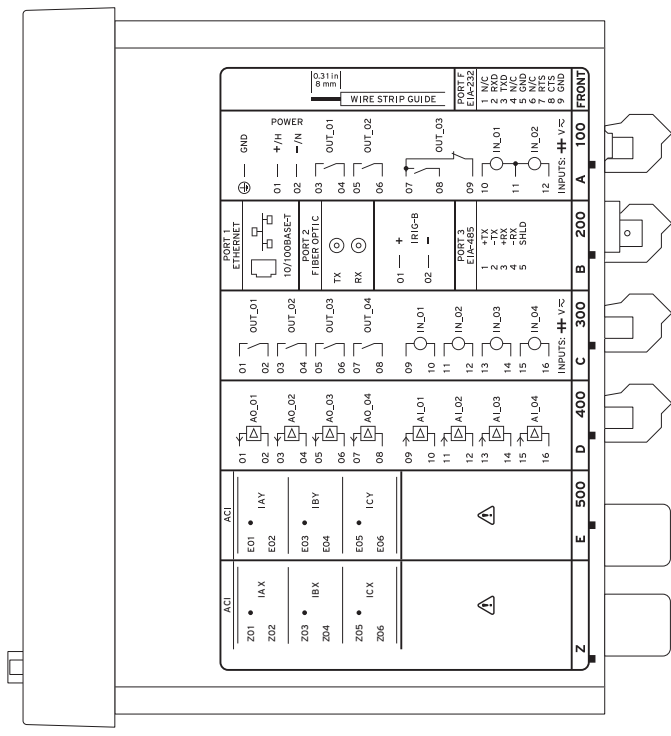
i4487a

(B) Rear-Panel View



i4493b

(C) Side-Panel View



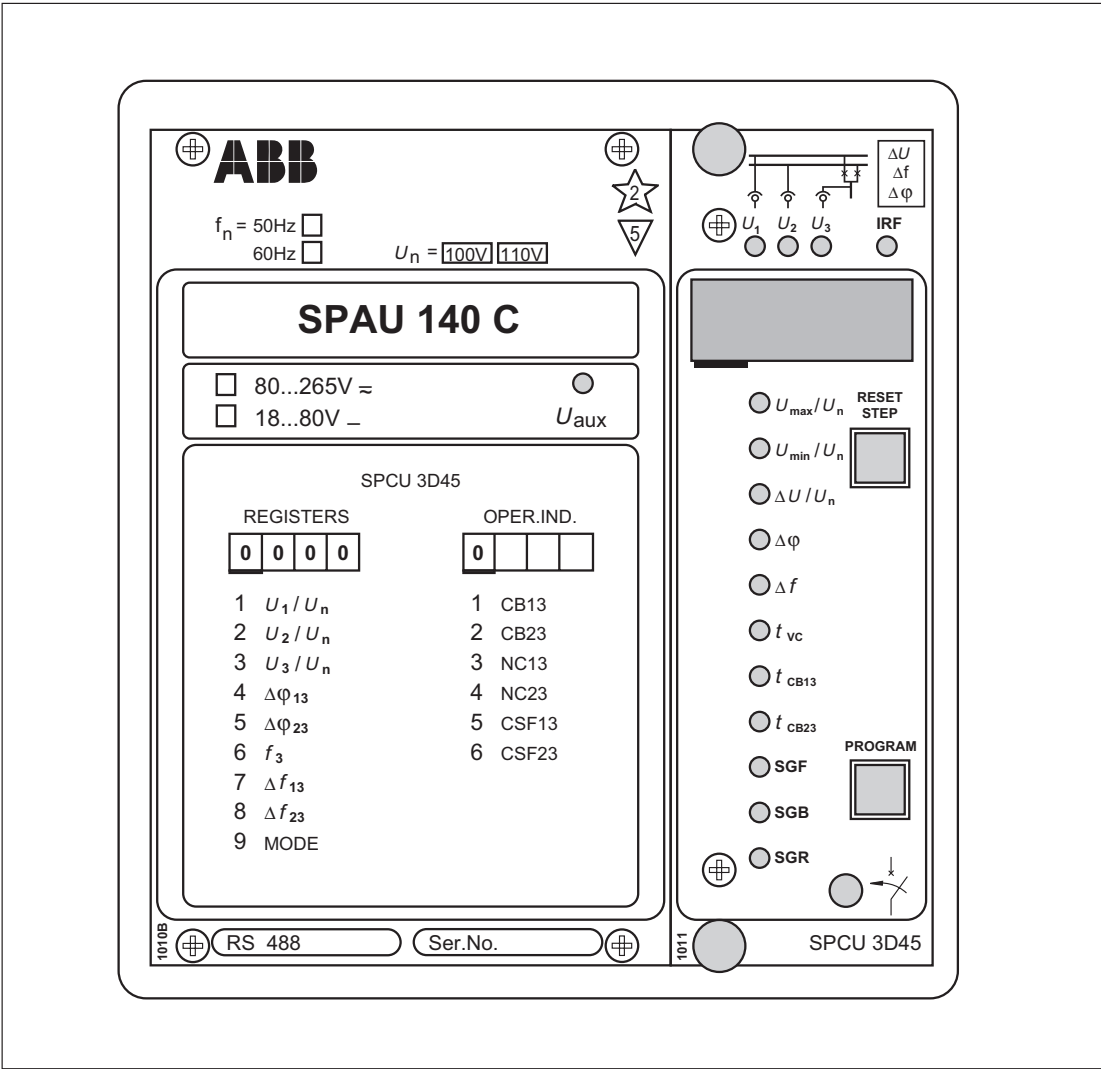
i4490b

Figure 25 Copper Ethernet, 4 DI/4 DO, 4 AI/4 AO, 3 ACIE, 3 ACIZ

SPAU 140 C

Relé de verificación de sincronismo

Manual del usuario y descripción técnica



SPAU 140 C

Relé de verificación de sincronismo

Datos sujetos a modificaciones sin previo aviso

Contenido	Características	3
	Aplicación	3
	Descripción del funcionamiento	4
	Diagrama de conexión	6
	Conexiones	8
	Ejemplo de aplicación 1	9
	Ejemplo de aplicación 2	10
	Señales intermodulares	11
	Indicadores de operación	12
	Módulo de alimentación y de relés de salida	13
	Datos técnicos	13
	Puesta en servicio y prueba	16
	Mantenimiento y reparación	18
	Piezas de repuesto	18
	Número del pedido	18
	Información sobre el pedido	18
	Dimensiones e instrucciones para el montaje	19

Adicionalmente a esta descripción general, se incluyen en el manual los siguientes documentos:

Módulo del relé de verificación de sincronismo tipo SPCU 3D45	1MRS 752254-MUM ES
Características generales de los módulos del relé SPC tipo D	1MRS 750205-MUM ES

Características	<p>Relé de verificación de sincronismo para comprobar las condiciones al cierre del interruptor.</p> <p>El relé de verificación de sincronismo es capaz de comprobar las condiciones de cierre de dos interruptores separados.</p> <p>Función de verificación de sincronismo para comprobar el sincronismo cuando líneas/ busbars en tensión tienen que conectarse entre sí.</p> <p>Función de verificación de tensión para comprobar las condiciones de energización. Cuatro direcciones de energización seleccionables para cada interruptor.</p>	<p>Dos modos de control disponibles: operación en modo continuo, para aplicaciones en las que el relé de verificación de sincronismo ofrece el permiso de cierre a otro módulo (p.ej. el módulo de control), y operación de modo comando, para aplicaciones en las que el relé cierra la llave a través de su propia salida de control.</p> <p>Señal de alarma de cierre fallido del interruptor en operación en modo comando.</p> <p>Auto-supervisión continua de hardware y software.</p> <p>Puerto serial para conectar el relé al bus SPA óptico o eléctrico.</p>
------------------------	---	---

Aplicación	<p>El relé de verificación de sincronismo SPAU 140 C es un relé de medición de tensión basado en un microprocesador integrado, diseñado para emplearse en la verificación de condiciones para</p>	<p>cierre de interruptor. El relé puede utilizarse para cerrar anillos de red, interconectar busbars y conectar generadores a la red.</p>
-------------------	---	---

Descripción del funcionamiento

El relé comprende dos escalones idénticos que operan como unidades independientes. Ambos escalones del relé de verificación de sincronismo tienen dos funciones paralelas: una función de verificación de sincronismo y una función de verificación de tensión.

El relé de verificación de sincronismo puede utilizarse para dos condiciones de operación diferentes, la más normal es cuando ambos lados del interruptor a cerrar están en tensión. El sincronismo se comprueba siempre antes de dar el permiso de cierre al interruptor. La otra situación es cuando uno o los dos lados del interruptor a cerrar están sin tensión y, por consiguiente, la frecuencia y la diferencia de fase no pueden ser medidas. En este caso el relé comprueba la dirección de energización. El usuario es capaz de definir el rango de tensión dentro del cual la tensión medida se considerará "en tensión" o "sin tensión".

El propósito de la función de verificación de sincronismo es encontrar el instante en el que las tensiones de ambos lados del interruptor están en sincronismo. Las condiciones de sincronismo se alcanzan cuando las tensiones de ambos lados del interruptor tienen la misma frecuencia, están en fase y son de tal magnitud que los correspondientes busbars o líneas se pueden considerar en tensión.

Cuando se cumple la frecuencia, el ángulo de fase y las condiciones de tensión, se comprueba la duración de las condiciones de sincronismo para asegurar que se seguirán alcanzando cuando se cierren los contactos del interruptor. Esta

duración se determina en base a la frecuencia y diferencia de fase medidas. Dependiendo del interruptor y del sistema de cierre, el retardo desde el momento en que se da la señal de cierre hasta que el interruptor cierra finalmente, es de aprox. 50-250 ms. El tiempo de operación del interruptor seleccionado informa al relé durante cuanto tiempo, como mínimo, tienen que persistir las condiciones.

La función de verificación de tensión comprueba la dirección de la energización. La energización se define como la situación en la que una parte sin tensión de la red se conecta a una sección energizada de la misma. Las condiciones de las secciones de la red a controlar por el interruptor, es decir, qué lado tiene que estar en tensión y qué lado sin tensión, se determinan por ajuste. También es posible una situación en la que ambos lados estén sin tensión.

Cuando la dirección de la energización corresponde a los ajustes, la situación tiene que ser constante durante un cierto tiempo antes de permitir la señal de cierre. El propósito de este tiempo de operación (tiempo muerto) es asegurarse de que el lado sin tensión permanece desenergizado y que la situación no se debe a una interferencia temporal. En caso de que las condiciones no persistan durante el tiempo de operación especificado, se reseteará dicho tiempo y se iniciará de nuevo el proceso, cuando las condiciones lo permitan. Hasta que la situación de energización requerida no sea constante durante el tiempo de operación establecido, no se permitirá el cierre del interruptor.

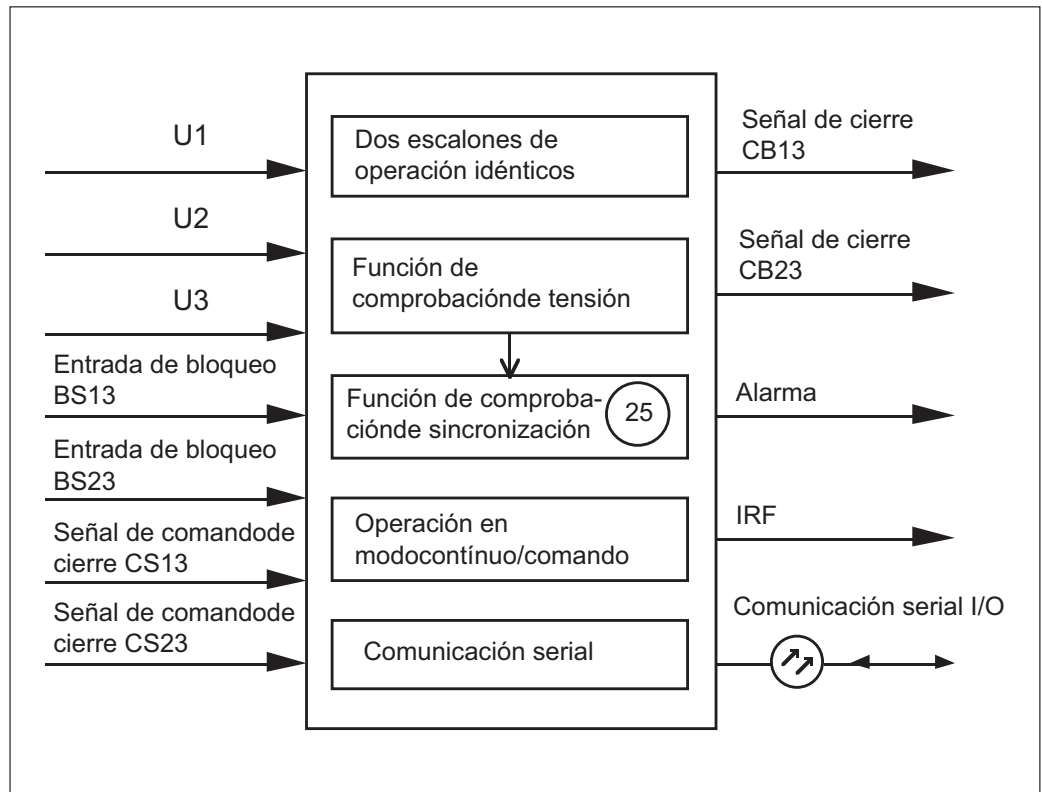


Fig. 1. Funciones de supervisión del relé de verificación de sincronismo SPAU 140 C. Los números del círculo refieren al número ANSI de la función en cuestión. (ANSI = American National Standards Institute - Instituto Americano Nacional de Estándares).

Diagrama de conexión

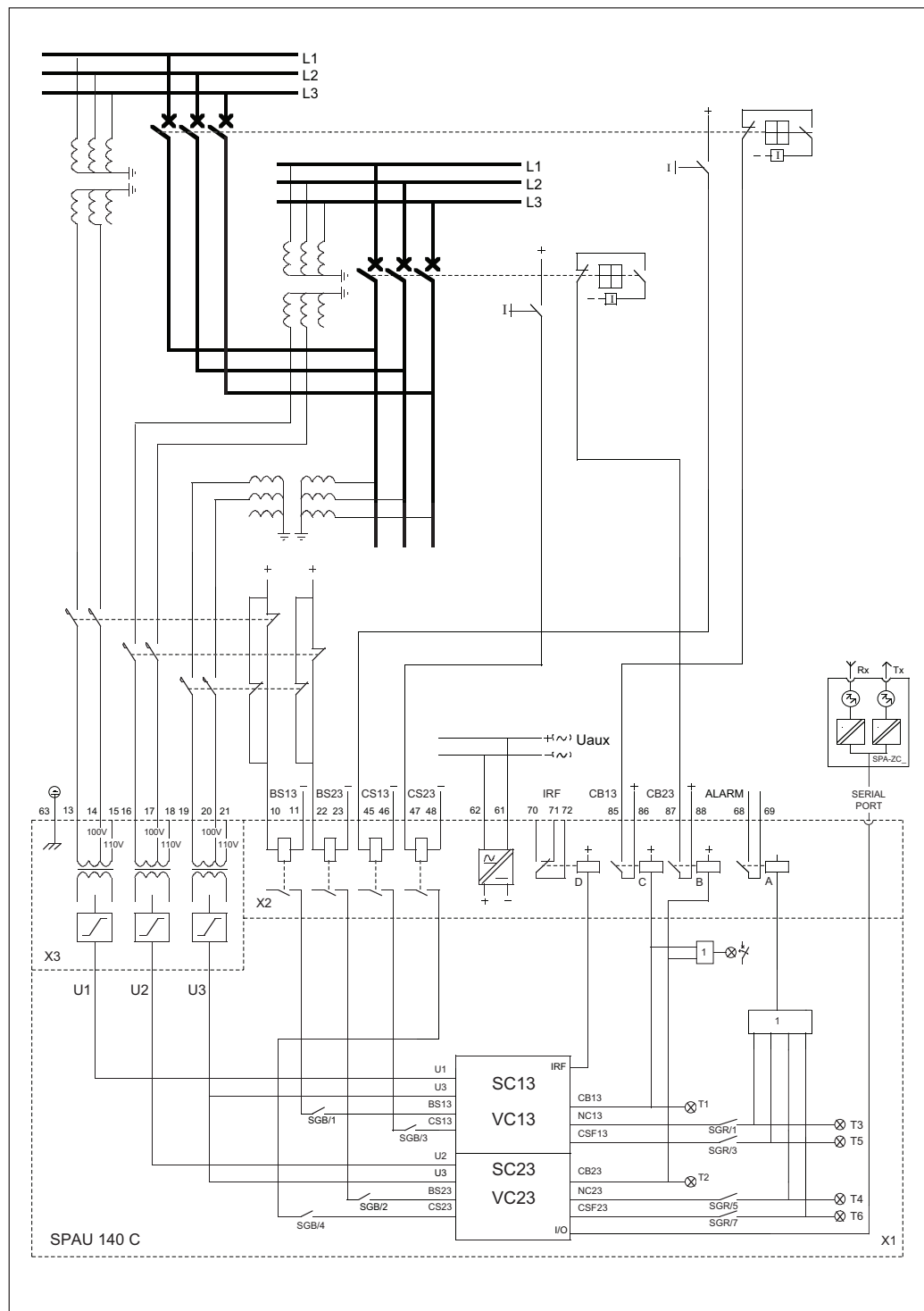


Fig. 2. Diagrama de conexión para el relé de verificación de sincronismo SPAU 140 C. Las llaves para configuración de las señales de control de los relés de salida y las entradas de bloqueo externo/control están ilustradas en el diagrama.

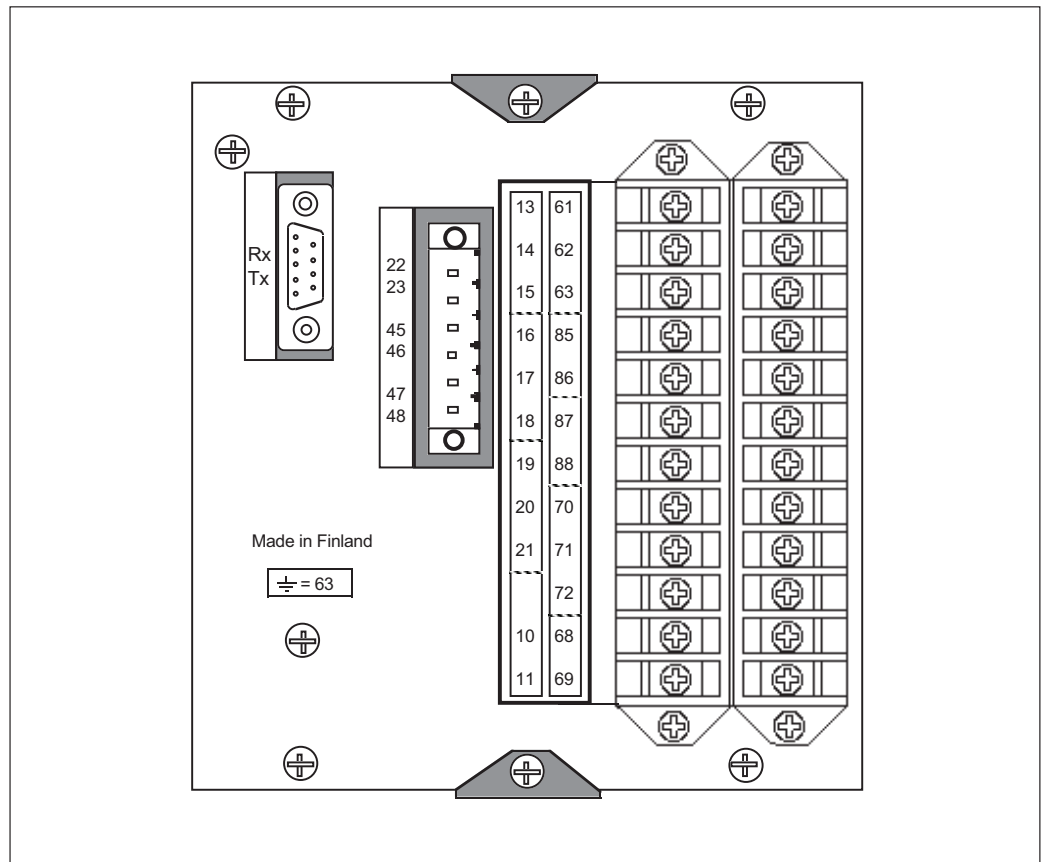


Fig. 3. Vista posterior del relé de verificación de sincronismo SPAU 140 C.

U_{aux}	Tensión auxiliar.
A,B,C,D	Relés de salida.
IRF	Autosupervisión.
SGB	Grupo de llaves para la configuración de señales de bloqueo y de comando.
SGR	Grupo de llaves para la configuración de señales de alarma.
CB13	Comando/permiso de cierre del interruptor, escalón 1.
CB23	Comando/permiso de cierre del interruptor, escalón 2.
ALARM	Salida de señal.
BS13	Señal de bloqueo para escalón 1.
BS23	Señal de bloqueo para escalón 2.
CS13	Señal de control, petición de cierre del interruptor, escalón 1.
CS23	Señal de control, petición de cierre del interruptor, escalón 2.
X1	Módulo del relé de verificación de sincronismo SPCU 3D45.
X2	Módulo de alimentación y de relés de salida SPTU 240 R4 o SPTU 48 R4.
X3	Módulo de entrada SPTE 3E10.
T1...T6	Indicadores de operación 1...6.
SERIAL PORT	Puerto para comunicación serial.
SPA-ZC	Módulo de conexión del bus.
Rx Tx	Receptor (Rx) y transmisor (Tx) para la conexión de fibra óptica.

Conexiones

Terminal	Función
13-14	Tensión medida U1, tensión nominal 100 V.
13-15	Tensión medida U1, tensión nominal 110 V.
16-17	Tensión medida U2, tensión nominal 100 V.
16-18	Tensión medida U2, tensión nominal 110 V.
19-20	Tensión medida U3, tensión nominal 100 V.
19-21	Tensión medida U3, tensión nominal 110 V.
	El relé es capaz de medir tensiones fase a fase o tensiones fase a neutro, pero es preferible tensiones fase a fase.
10-11	El escalón 1 del relé de verificación de sincronismo puede ser bloqueado aplicando una señal de bloqueo BS del nivel de tensión auxiliar externo a los terminales 10-11. La función de bloqueo se selecciona con la llave 1 del grupo de llaves SGB en el menú principal del relé. La función de bloqueo no está activada en el ajuste por defecto del relé.
22-23	El escalón 2 del relé de verificación de sincronismo puede ser bloqueado aplicando una señal de bloqueo BS del nivel de tensión auxiliar externa a los terminales 22-23. La función de bloqueo se selecciona con la llave 2 del grupo de llaves SGB en el menú principal del relé. La función de bloqueo no está activada en el ajuste por defecto del relé.
45-46	Cuando la operación en modo comando ha sido seleccionada para el escalón 1, éste es activado para el cierre del interruptor por una señal de control CS13 del nivel de tensión auxiliar, aplicada a los terminales 45-46. Si la operación en modo continuo ha sido seleccionada no es necesario aplicar ninguna señal de control al relé. La llave 3 del grupo de llaves SGB se utiliza para seleccionar el modo de operación deseado. Ajuste por defecto del escalón 1: operación en modo continuo.
47-48	Cuando se ha seleccionado la operación en modo comando para el escalón 2, éste es activado para el cierre del interruptor por una señal de control CS23 del nivel de tensión auxiliar, aplicada a los terminales 47-48. Si la operación en modo continuo ha sido seleccionada no es necesario aplicar ninguna señal de control al relé. La llave 4 del grupo de llaves SGB se utiliza para seleccionar el modo de operación deseado. Ajuste por defecto del escalón 2: operación en modo continuo.
68-69	En operación en modo comando la señal de alarma de cierre fallido del interruptor (NC13 y NC23) y de las señales de petición de cierre del interruptor que han permanecido activadas (CSF13 y CSF23) se recibe vía relé de salida A. Las llaves 1, 3, 5 y 7 del grupo de llaves SGR son empleadas para configuración de las señales de alarma. No se reciben señales de alarma en operación en modo continuo.
87-88	El relé de salida B provee la señal de permiso de cierre del interruptor vía escalón 2 del módulo del relé de verificación de sincronismo.
85-86	El relé de salida C provee la señal de permiso de cierre del interruptor vía escalón 1 del módulo del relé de verificación de sincronismo.
70-71-72	El relé de salida D, terminales 70-71-72, opera como el relé de salida del sistema de autosupervisión del relé de verificación de sincronismo. Normalmente, el relé opera sobre el principio de circuito cerrado y el contacto 70-72 está cerrado. Si el sistema de autosupervisión detecta una falla permanente o si falla el suministro de tensión al relé, el relé de salida D proporciona una señal de alarma cerrando el contacto 71-72 normalmente abierto.

Terminal	Función
61-62	La alimentación de tensión del relé de verificación de sincronismo está conectada a los terminales 61-62. Con tensión cc, el cable positivo se conecta al terminal 61. El rango de tensión permitido de la alimentación y el módulo de relés de salida encajado en el relé se indica en el panel frontal del relé. En el apartado "Módulo de alimentación y de relés de salida" se ofrecen más detalles técnicos sobre el sistema de alimentación de tensión auxiliar.

El relé de verificación de sincronismo está conectado al bus de comunicación de datos y, desde aquí, a un comunicador de datos de control, p.ej. SACO 148D4, a través del conector

subminiatura tipo D de 9 polos ubicado en la parte posterior del relé y de un módulo de conexión bus tipo SPA-ZC17_, o SPA-ZC21_.

Ejemplo de aplicación 1

La red y el generador, que funciona en paralelo a la misma, están conectados entre sí a través de la línea AB. Cuando ocurre una falla entre A y B, el relé de protección abre los interruptores A y B, aislando de la red la sección con falla y haciendo desaparecer el arco eléctrico que la causó. El primer intento de recuperación es un recierre automático retardado hecho unos pocos segundos más tarde. Entonces el relé de recierre automático da una señal de comando al relé de verificación de sincronismo para cerrar el interruptor A. El relé SPAU 140 C realiza una verificación de tensión, ya que la línea AB está desenergizada ($U1 > U_{max}$,

$U3 < U_{min}$). Tras verificar que la línea AB está sin tensión y que la dirección de energización es correcta, el relé energiza la línea ($U1$ g $U3$) al cerrar el interruptor A. Entonces el PLC de la central eléctrica descubre que la línea ha sido energizada y envía una señal al otro relé de verificación de sincronismo para cerrar el interruptor B. Dado que los dos lados del interruptor B están en tensión ($U1 > U_{max}$, $U3 > U_{max}$), el relé que controla el interruptor B realiza una verificación de sincronismo y, si la red y el generador están en sincronismo, cierra el interruptor.

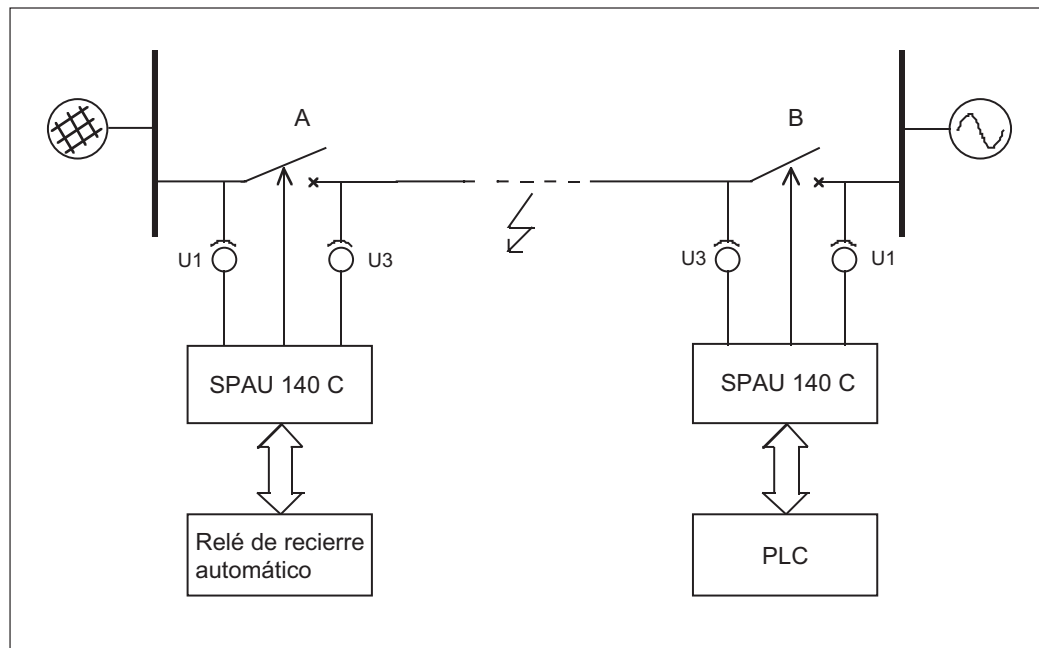


Fig. 4. Relé de verificación de sincronismo SPAU 140 C comprobando las condiciones de energización y sincronismo.

Ejemplo de aplicación 2

Verificación de sincronismo entre busbar y línea

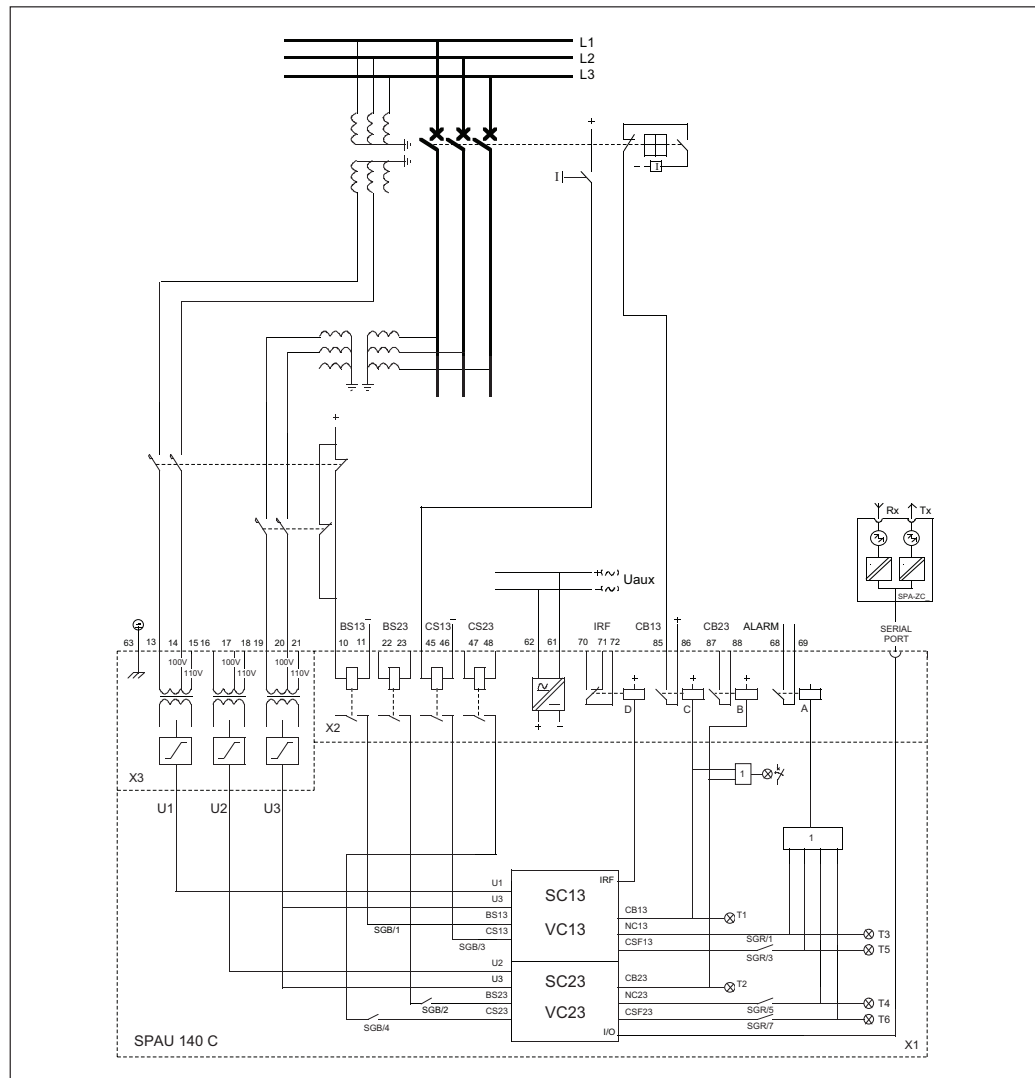


Fig. 5. Relé de verificación de sincronismo SPAU 140 C utilizado para controlar el sincronismo entre busbar y línea.

En la aplicación ilustrada en la Fig. 5 el escalón 1 del relé de verificación de sincronismo se utiliza para comprobar el sincronismo entre el busbar y la línea. El escalón 2 está inactivo ($SGF/7 = 0$ y $SGF/8 = 0$). Tanto la función de verificación de sincronismo como la función de verificación de tensión del escalón 1 son operacionales ($SGF/3 = 1$ y $SGF/4 = 1$).

La operación en modo comando ha sido seleccionada para el escalón 1 ($SGB/3 = 1$), lo cual significa que presionando un pulsador se activa una señal de petición para que el relé de verificación de sincronismo cierre el interruptor. Esta señal de petición debería estar activa durante el tiempo de verificación especificado. El permiso para que el relé opere se da a través de esta entrada requerida, y una vez alcanzadas las condiciones para el cierre del interruptor, el relé de verificación de sincronismo envía una señal de cierre al interruptor vía contacto de salida C. En caso de fallar el intento de cierre del inte-

ruptor ($SGR/1 = 1$), es decir, que el interruptor no se cierre dentro del tiempo preestablecido, se recibirá una señal de alarma a través del contacto A.

Una tensión de bloqueo aplicada a la entrada de bloqueo BS13 ($SGB/1=1$) a través del contacto auxiliar del microdisyuntor previene al relé de verificación de sincronismo de realizar la función de verificación de tensión cuando se dispara dicho microdisyuntor. Es muy importante que la función de verificación de tensión sea prevenida por el disparo del microdisyuntor. A menos que una señal de bloqueo haya sido enviada, el relé de verificación de sincronismo mide la tensión de esta entrada que tiene que ser cero y, en caso de que las condiciones de energización correspondan entonces con los correspondientes ajustes ($SGF/1$ y $SGF/2$), da una señal de cierre al interruptor, cuando la entrada del comando está activa (pulsador presionado).

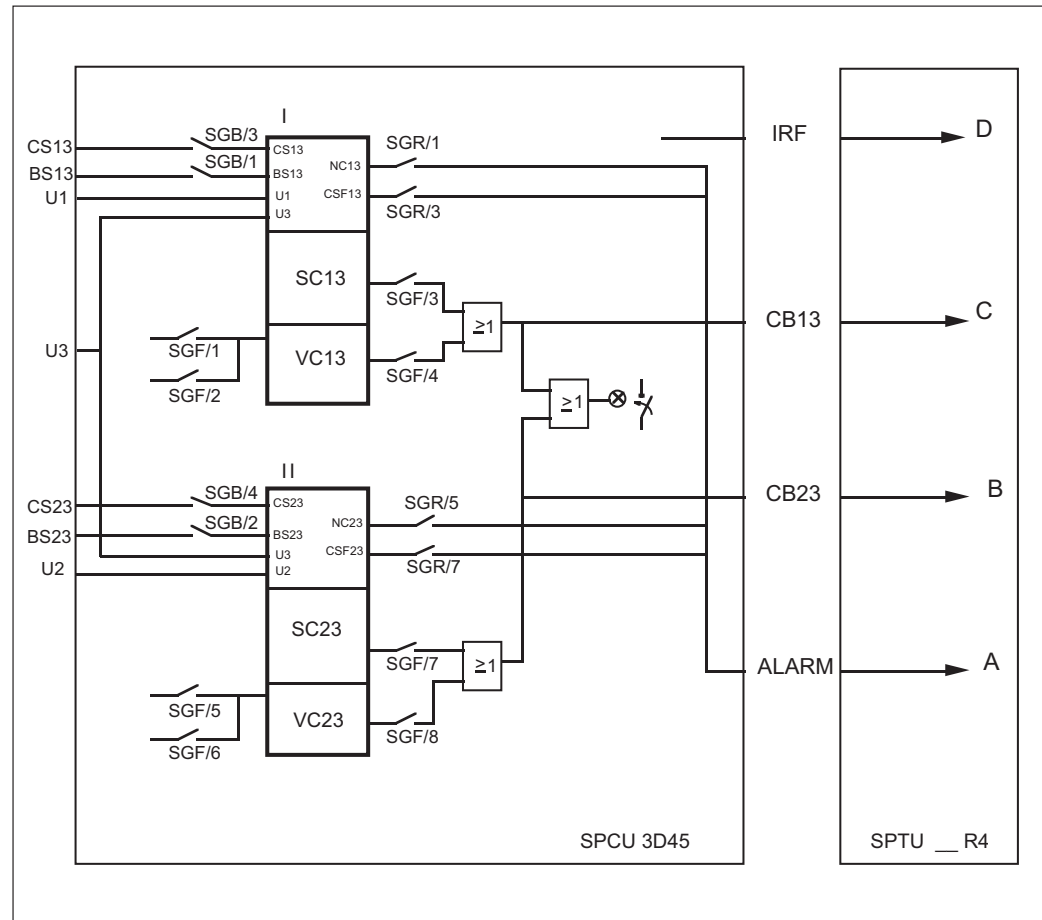


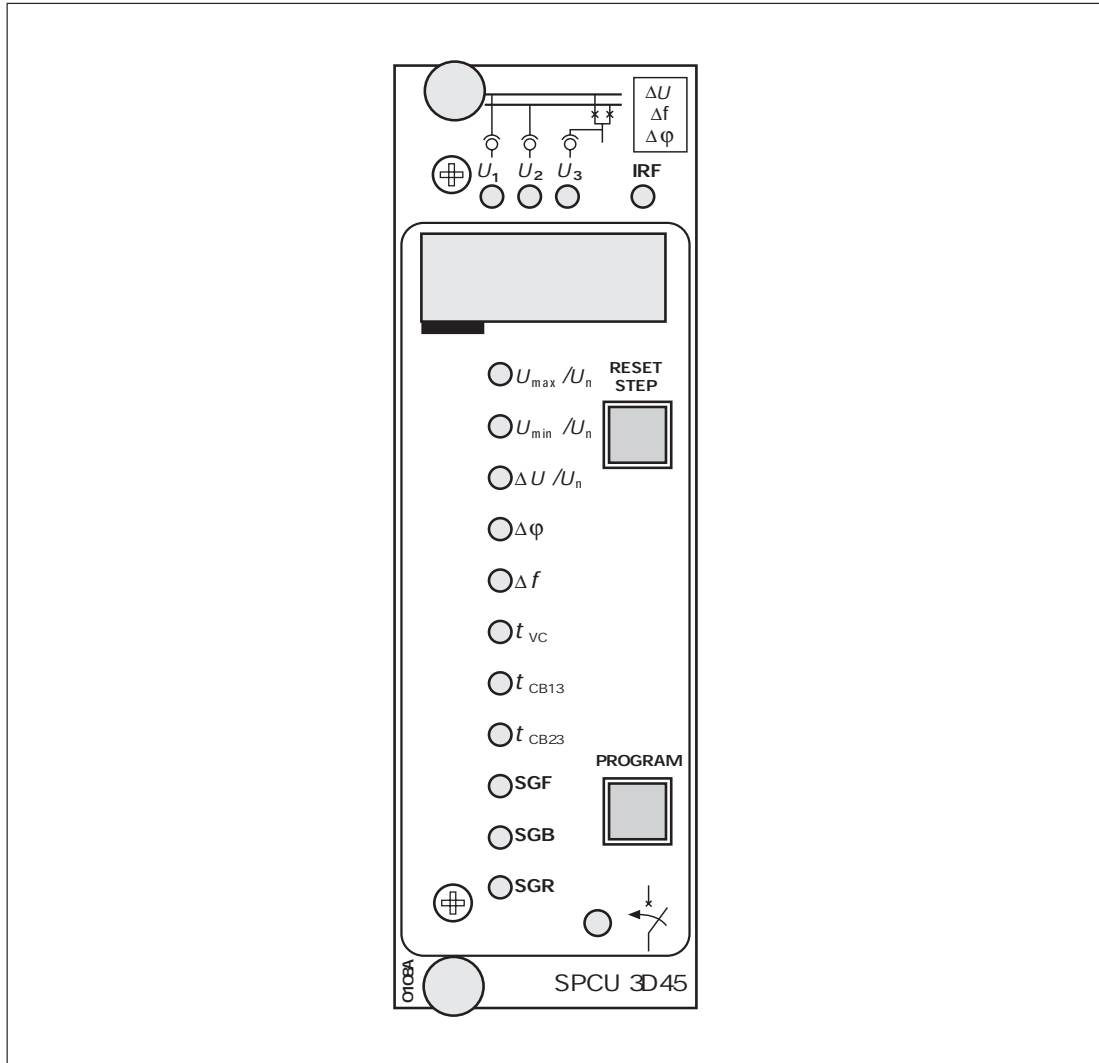
Fig. 6. Señales de control entre los módulos del relé de verificación de sincronismo SPAU 140 C y las llaves de configuración.

- U1, U2, U3 Tensiones medidas.
- CB13 Comando/permiso de cierre, escalón 1.
- CB23 Comando/permiso de cierre, escalón 2.
- ALARM Señal de alarma de los escalones 1 y 2.
- BS13 Señal de bloqueo externo para el escalón 1.
- BS23 Señal de bloqueo externo para el escalón 2.
- CS13 Señal de control externo para el escalón 1, petición de cierre del interruptor.
- CS23 Señal de comando externo para el escalón 2, petición de cierre del interruptor.
- IRF Señal para falla interna del relé.
- SGF Grupo de llaves para configurar las funciones del relé de verificación de sincronismo.
- SGB Grupo de llaves para configurar las funciones de bloqueo y de comando.
- SGR Grupo de llaves para configurar las funciones de alarma.

SPCU 3D45

Módulo relé de verificación de sincronismo

Manual del usuario y descripción técnica



SPCU 3D45

Módulo relé de verificación de sincronismo

Datos sujetos a modificaciones sin previo aviso

Índice

Características	2
Descripción de operación	3
Función de verificación de sincronismo	4
Función de verificación de tensión	5
Indicadores de modo de operación	6
Descripción de modo de operación	6
Operación en modo continuo	7
Operación en modo de comando	8
Diagrama esquemático de bloque	11
Panel frontal	13
Indicadores de operación	13
Ajustes del relé	14
Interruptores selectores de función	15
Datos medidos	18
Información registrada	19
Cuadro de menú	22
Datos técnicos	24
Parámetros de comunicación en serie	25
Códigos de suceso	25
Datos que se transfieren en el bus de serie	27
Códigos de fallo	32
Cálculo de sumatorios	32
Función de prueba	33

Características

Dos fases de operación idénticas que permiten que las condiciones de cierre de dos interruptores de circuito independientes sean comprobadas al mismo tiempo.

Función de verificación de sincronismo disponible en ambas fases de operación para redes activadas de corriente.

Función de verificación de tensión disponibles en ambas fases de operación para redes activadas o no de corriente.

Dos modos de operación diferentes en ambas fases: operación en modo continuo y operación en modo de comando.

Alarma en la operación en modo de comando cuando el intento de comando de cierre falla.

Visualización numérica de los valores de ajuste, de los valores medidos y de los valores registrados en el funcionamiento del relé.

Los valores de ajuste se pueden configurar manualmente por medio de las teclas del panel frontal o a través de la interfaz de comunicación en serie con un ordenador personal.

Autosupervisión continua del hardware y del software del relé con autodiagnóstico incorporado.

Descripción de operación

El módulo de verificación de sincronismo SPCU 3D45 incluye dos fases de operación idénticas y ambas fases están provistas de la función de verificación de sincronismo y de verificación de tensión. El módulo relé de verificación de sincronismo mide tres tensiones diferentes: tensiones U1 y U2 del bus y tensión U3 de línea. La fase 1 de operación comprueba las condiciones de cierre

entre la tensión U1 del bus y la tensión U3 de línea y la fase 2 de operación comprueba, igualmente, las condiciones de cierre entre la tensión U2 del bus y la tensión U3 de línea. La figura 1 muestra un diagrama de bloque simplificados del módulo de verificación de sincronismo SPCU 3D45 con las tensiones de bus y línea medidas y con las funciones de verificación.

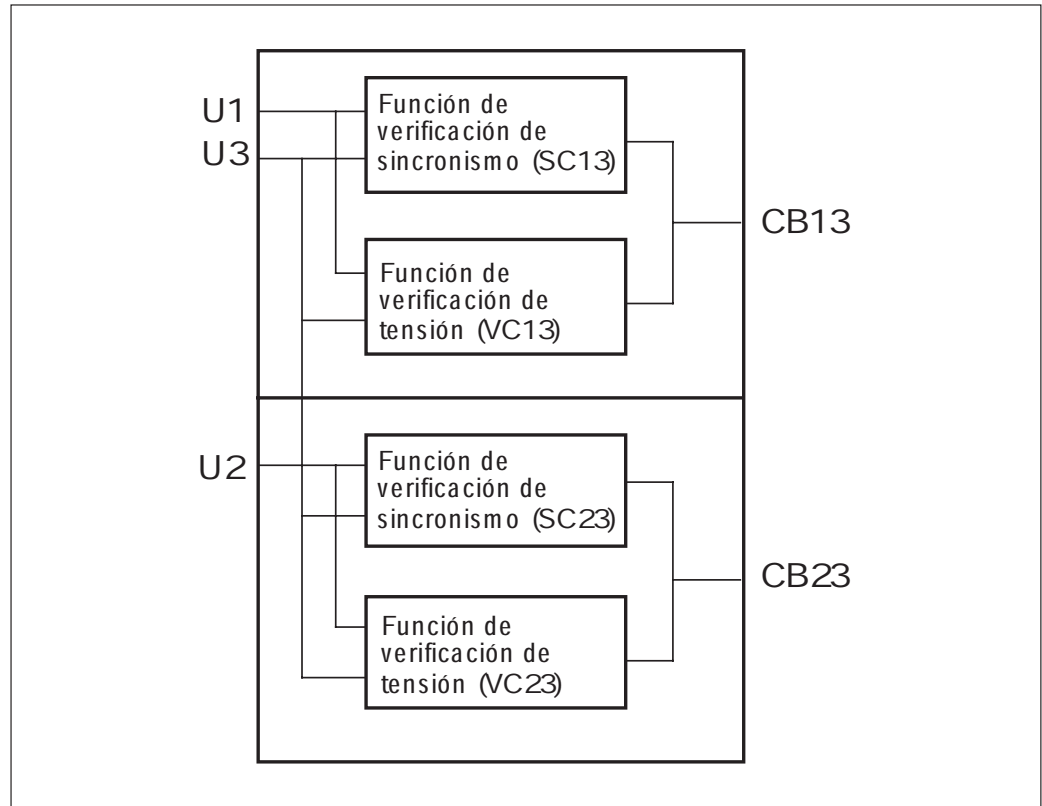


Fig. 1. Diagrama de bloque simplificado del módulo de verificación de sincronismo SPCU 3D45 y de las funciones de verificación.

Función de verificación de sincronismo

La función de verificación de sincronismo se usa para verificar si se permite o no el cierre del IC (Interruptor de Circuito). Antes del funcionamiento del IC, se deben cumplir las condiciones de cierre siguientes:

- Las secciones de la red en ambos lado del IC deben estar activadas de corriente. Las magnitudes de tensión de las redes activadas de corriente se determinan por el valor configurado de la tensión de umbral superior U_{max} .
- La diferencia de tensión en el IC debe ser bastante pequeña. La diferencia de tensión permitida se determina por el valor de diferencia de tensión configurado ΔU .
- Las frecuencias de las secciones de red (tensiones) que estén conectadas no deben diferir demasiado entre si. Las condiciones de frecuencia se cumplen cuando la diferencia de frecuencia permitida de las redes que están conectadas es menor que el valor de diferencia de frecuencia configurada Δf .

- Las secciones de red que estén conectadas (tensiones) tendrán el mismo ángulo de fase. Se cumplirán las condiciones de ángulo de fase cuando la diferencia de ángulo de fase permitida entre las tensiones de red sea menor que la diferencia de ángulo de fase configurada $\Delta\phi$.
- El tiempo de validez t_{valid} para las condiciones de cierre del IC, logrado a partir de las diferencias de frecuencia y de ángulo de fase, debe tener una duración de, al menos, el tiempo necesario para que opere el cierre del interruptor de circuito (tiempo de maniobra del IC).

Cuando las condiciones de cierre mencionadas anteriormente se cumplan simultáneamente, se considerará que las tensiones de la red están sincronizadas y que se ha proporcionado una señal de comando de cierre al IC.

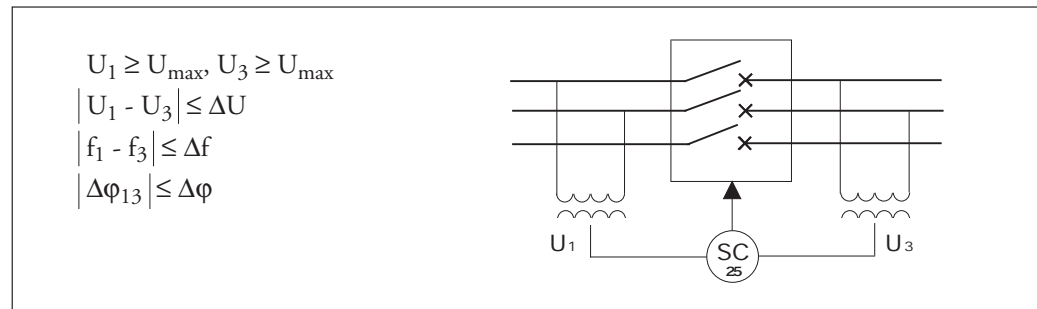


Fig. 2. Condiciones de cierre que se comprueban de acuerdo con el esquema de verificación de sincronismo. Las condiciones de cierre de la fase 2 de operación se comprueban, en la misma medida, entre las tensiones U2 y U3.

Tensión de umbral U_{max} , por encima de la que debe estar la tensión de red de bus/línea medida, antes de que se considere que la red está activada de corriente. El valor de la tensión de umbral configurado es el mismo para la función de verificación de sincronismo de ambas fases.

- Diferencia de tensión permitida, valor absoluto ΔU . El valor configurado determina la diferencia de tensión máxima permitida para la función de verificación de sincronismo de ambas fases.
- Diferencia de frecuencia permitida, valor absoluto Δf . El valor configurado determina la diferencia de frecuencia máxima permitida para la función de verificación de sincronismo de ambas fases.
- La diferencia de ángulo de fase permitida, $\Delta\phi$, es un valor absoluto que significa que no hay demandas correspondientes a la dirección del ángulo de fase. El valor configurado determina la diferencia de ángulo de fase máxima permitida para la función de verificación de sincronismo de ambas fases.

- Tiempo de maniobra de los interruptores de circuito t_{CB13} y t_{CB23} . El tiempo de maniobra del interruptor de circuito controlado por una fase específica se configura por separado para la fase correspondiente. En las aplicaciones en las que la señal de cierre de la fase no se use directamente para el cierre del interruptor de circuito, si no que se utilice una señal de comando al módulo de control CM, el tiempo total de maniobra para el cierre se establecerá calculando el tiempo de maniobra del módulo de control y del interruptor de circuito.

El tiempo de maniobra del interruptor de circuito en la función de verificación de sincronismo se usa para garantizar que las condiciones de cierre, especialmente con valores de diferencia de gran frecuencia, se cumplen en el momento en el que el interruptor de circuito debe cerrarse.

- Las funciones de verificación de sincronismo de las distintas fases son opcionales, es decir, se pueden activar o poner fuera de operación por medio de interruptores selectores de función. La función de verificación de sincronismo de la fase 1 y de la fase 2 se activa o desactiva por medio de los interruptores SGF/3 y SGF/7, respectivamente. Véase capítulo "Interruptores selectores de función".

Función de verificación de tensión

Se requiere la función de verificación de tensión cuando es necesario conectar un bus/línea desconectados a una sección activada con corriente de una red. A través de las tensiones de umbral U_{max} y U_{min} del módulo de verificación de sincronismo, se establecen los valores umbral de un bus/línea activados o no de corriente. Además, la dirección de la activación de corriente está supervisada por la función de verificación de tensión. La dirección de activación de co-

riente del módulo se puede seleccionar por medio de los interruptores selectores de función, determinando los ajustes qué lado del interruptor de circuito que está cerrado debe activarse o no de corriente. En la función de verificación de tensión, la dirección de activación de corriente de cada fase se puede seleccionar a partir de cuatro alternativas distintas. Las direcciones de activación de corriente disponibles son las siguientes:

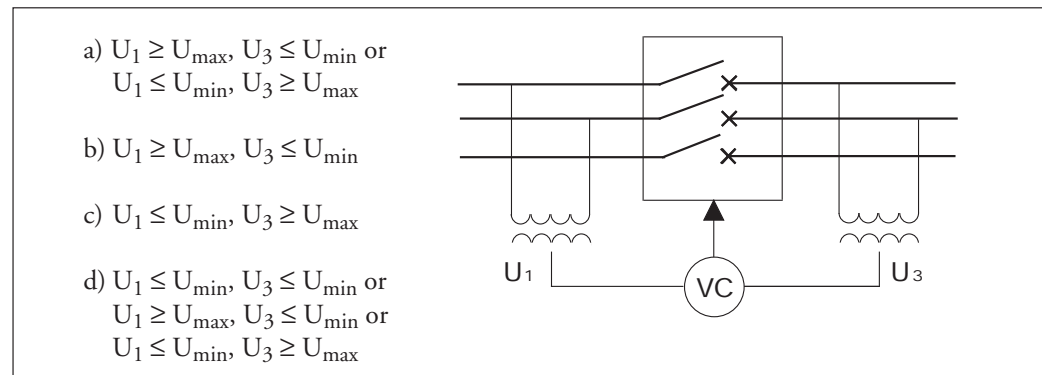


Fig. 3. Influencia de las condiciones de verificación de tensión en la transmisión de una señal de cierre.

Cuando las condiciones de verificación de tensión se cumplen, deben continuar cumpliéndose durante un tiempo de maniobra prefijado (tiempo muerto), antes de que se permita el lanzamiento de una señal de cierre final. De esta forma, se asegura que el tiempo sin corriente activada de la red es lo bastante

largo como para lanzar una señal de cierre y que no esté causado por fallos de tensión de corta duración en las secciones de la red. Cuando las condiciones de verificación de tensión se han cumplido durante tiempo suficiente, se transmite una señal de cierre al interruptor de circuito.

- Tensión de umbral U_{max} , por encima de la que debe estar la tensión de red de bus/línea medida, antes de que se considere que la red está activada de corriente. El valor de la tensión de umbral configurado es el mismo para la función de verificación de tensión de ambas fases. El valor umbral configurado se aplica también a la función de verificación.
 - El valor umbral U_{min} , por debajo del cual debe estar la tensión de red del bus/línea medida, antes de que se considere que la red está no activada de corriente. El valor de tensión de umbral configurado es el mismo para la función de verificación de tensión de ambas fases.
- ¡Nota!
Puesto que las gamas de ajuste de las tensiones de umbral U_{max} y U_{min} se solapan parcialmente entre si, las condiciones de ajuste pueden ser tales que el ajuste del valor U_{min} de umbral no activado de corriente sea mayor que el ajuste del valor U_{max} de umbral activado de corriente. Los parámetros de ajuste se deberán realizar, por parte del usuario, con mucho cuidado para evitar estas situaciones.
- Tiempo de maniobra t_{VC} para la operación de activación de corriente (tiempo muerto). El tiempo de maniobra establecido se aplica a la función de verificación de tensión de ambas fases.
 - La dirección de activación de corriente se selecciona por separado con los interruptores selectores de función en ambas fases de verificación de tensión. La dirección de activación de corriente de fase 1 se selecciona por medio de los interruptores SGF/1 y SGF/2 y la dirección de fase 2 se selecciona con los interruptores SGF/5 y SGF/6. Véase capítulo "Interruptores selectores de función". Por ejemplo, cuando la dirección de activación de corriente de fase 1 se selecciona para que sea $U1 \rightarrow U3$ (SGF/1=1, SGF/2=0), la tensión $U1$ deberá ser mayor que U_{max} y la tensión $U3$ menor que U_{min} antes de que se cumplan las condiciones de dirección de activación de corriente.
 - Las funciones de verificación de tensión de las fases separadas son opcionales, es decir, estas funciones podrán activarse o ponerse fuera de operación por medio de interruptores selectores de función. La función de verificación de tensión de fase 1 y fase 2 se activa o desactiva por medio de los interruptores SGF/4 y SGF/8, respectivamente. Véase capítulo "Interruptores selectores de función".

Indicadores de modo de operación

Cuando se permite un comando de cierre para el interruptor de circuito, el módulo relé de verificación de sincronismo activa las señales de cierre de una o de ambas fases, es decir, CB13 para fase 1 y CB23 para fase 2. Al mismo tiempo, cuando una o ambas señales de cierre están activas, se ilumina un indicador LED amarillo en la esquina de la parte inferior del lado derecho del panel frontal. El indicador permanecerá iluminado mientras las señales de cierre estén activas y se apagará automáticamente cuando se restablezcan las seña-

les de cierre. Simultáneamente, la visualización digital en el panel frontal indicará con un dígito rojo 1 o 2 qué fase ha entregado la señal de cierre. El indicador de operación de la pantalla se apagará automáticamente cuando se restablezca la fase. En aquellas situaciones en las que ambas fases estén entregando señales de cierre simultáneamente, la visualización digital mostrará siempre el último suceso, es decir, el indicador de operación de la pantalla mostrará la última señal y fase de cierre activada.

Descripción del modo de operación

Las condiciones del comando de cierre para el interruptor de circuito se comprueban con las funciones de verificación de sincronismo y de verificación de tensión. Además de las condiciones del comando de cierre, la entrega de la señal de cierre final dependerá del modo de operación seleccionado para el relé de verificación de sincronismo. La selección del modo de operación depende de si el relé de verificación de sincronismo usa directamente la señal de salida para cerrar el interruptor de circuito (operación en modo comando) o si otro dispositivo (por ejemplo, un módulo de control) realiza la operación de cierre después de haber recibido una señal de comando del relé de verificación de sincronismo (operación en modo continuo).

Una diferencia significativa entre los modos de operación es que en la operación en modo comando, el relé de verificación de sincronismo está controlado por una señal de comando exterior mientras que en la operación en modo continuo no se necesita señal exterior. En operación en modo de comando, el relé de verificación de sincronismo proporciona directamente la señal de cierre al elemento que se controla (un interruptor de circuito) mientras que en la operación de modo continuo, la señal de cierre es transmitida a través de otro equipo que entrega la señal de cierre final.

El modo de operación se selecciona separadamente para las fases de operación: para la fase 1 con el interruptor SGB/3 y para la fase 2 con el interruptor SGB/4.

Operación en modo continuo

En la operación en modo continuo, la salida de la señal de cierre del relé de verificación de sincronismo está activa mientras se cumplan las condiciones de cierre y desaparecerá cuando cesen estas condiciones. La operación de la fase se supervisión se podrá bloquear aplicando una señal de bloqueo a la fase. La función de la entrada de bloqueo se selecciona por medio del grupo conmutador selector SGB.

La salida activada del relé de verificación de sincronismo envía una señal de comando al módulo de control para la operación de cierre y para que la operación de cierre final sea realizada por el mó-

dulo de control. Además de las condiciones de cierre en vigor, la única cosa que afecta a la operación en modo continuo es una señal de bloqueo exterior aplicada al relé de verificación de sincronismo. Cuando la señal de bloqueo es activada, la salida de control se restablece a pesar de que las condiciones de cierre sean válidas. Si la señal de bloqueo está activa en el momento en el que las condiciones de cierre entran en vigor, no se emitirá ninguna señal de cierre. La realización principal del sistema de operación de cierre con el relé de verificación de sincronismo en operación de modo continuo se incluye en la figura 4.

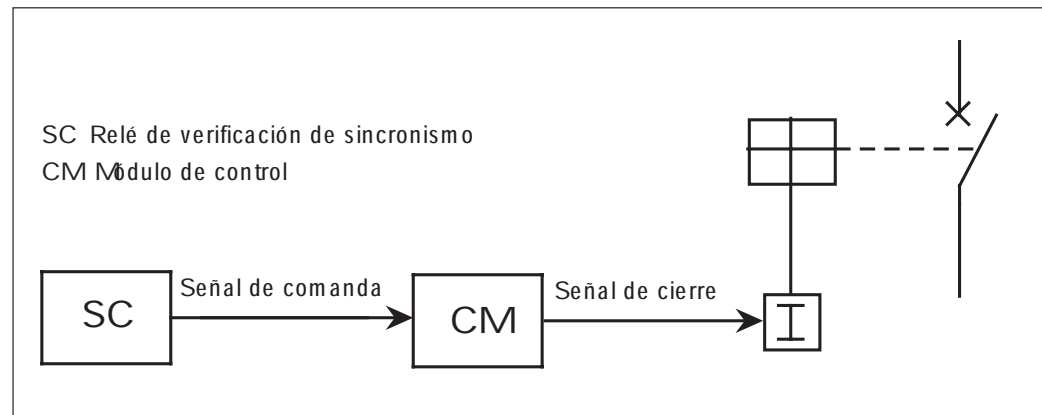


Fig. 4. Diagrama de bloque simplificado del relé de verificación de sincronismo en operación de modo continuo.

Con diferencias grandes de frecuencia, las condiciones de cierre son válidas durante un corto periodo de tiempo, haciéndose cada vez más corta la longitud del impulso de la señal de cierre al ir aumentando la diferencia de frecuencia. La señal de cierre debe ser de, al menos, 70 ms, aproximadamente, en

la operación de modo continuo. Por tanto, el tiempo calculado de la frecuencia y diferencia de ángulo de fase para condiciones de cierre válidas deberá ser 70 ms aproximadamente más largo que el tiempo de maniobra del interruptor de circuito, antes de que se lance una señal de cierre.

Operación en modo comando

Con la operación en modo comando, se necesita una señal de comando exterior, además de las condiciones de cierre normales, para entregar la señal de cierre. La señal de comando estará activa tanto tiempo como el tiempo de verificación. La señal de cierre de la fase de supervisión se podrá bloquear aplicando la señal de bloqueo a la fase. La función de la entrada de bloqueo se selecciona con el grupo conmutador selector SGB.

En la operación en modo de comando, es el propio relé de verificación de sincronismo el que controla directamente el elemento seleccionado a través de su propia señal de salida. En este caso, el módulo de control proporciona la señal de comando de cierre al relé de verificación de sincronismo para el lanzamiento del impulso de la señal de cierre al interrup-

tor de circuito. Si, después de la señal de comando proporcionada para cierre, se cumplen las condiciones de cierre durante un tiempo de verificación permitido, el relé de verificación de sincronismo proporcionará una señal de cierre al interruptor de circuito. Por medio de una posible retroalimentación del estado del interruptor de circuito, el módulo de control reconocerá cuando se puede eliminar la señal de comando. En este caso, la duración de la señal de comando que ha de aplicarse al relé de verificación de sincronismo estará determinada por el tiempo de maniobra del interruptor de circuito. Si no está disponible la retroalimentación del estado del interruptor de circuito, la duración de la señal de comando del módulo de control será constante.

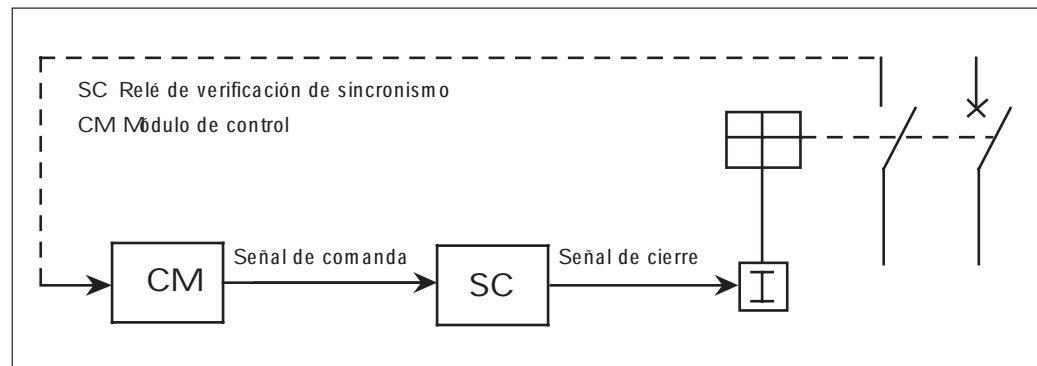


Fig. 5. Diagrama de bloque simplificado del relé de verificación de sincronismo en operación de modo de comando.

La señal de cierre en la operación con modo de comando está perfilada en pulsos, pudiendo configurarse la longitud máxima de la señal de cierre. La señal de cierre se entrega solamente una vez por cada señal de comando de cierre exterior activada. La duración de la señal de cierre entregada es, como mínimo 100 ms, aunque, sin embargo, no es más larga que el valor del parámetro máximo configurado. La longitud mínima de la señal depende de la duración de la señal de comando exterior entregada y de la duración de las condiciones de cierre válidas. Si la señal de comando entregada desaparece o las condiciones de cierre finalizan antes de la longitud máxima de la señal de comando, la salida se restablece y la señal de cierre será más corta que el valor del parámetro configurado que, no obstante, será 100 ms mínimo. Si la señal de comando de cierre exterior y las condiciones de cierre persisten más tiempo que la longitud de la señal de cierre configurada, la señal de cierre tendrá la longitud del valor del parámetro configurado.

Un tiempo válido, después del cual se va a realizar la operación de cierre, se determina para la señal de comando de cierre exterior que se va a entregar. De esta forma, una secuencia de comando de cierre iniciada se podrá limitar a una cierta longitud al margen de si la señal de comando, por ejemplo,

permanece activa debido a un fallo. La función de la operación en modo comando es tal que resulta posible proporcionar una alarma exterior en situaciones divergentes. En la operación en modo comando, hay alarmas para intentos de cierre fallidos y para las señales de comando que permanezcan activas demasiado tiempo. Si la señal de comando entregada en la fase de supervisión dura demasiado, se produce una alarma, persistiendo el estado de alarma de la fase hasta que desaparezca la señal de comando de cierre. Un intento fallido de cierre produce una señal de alarma de 500 ms aproximadamente. Tras esto, la fase de supervisión está lista para una nueva secuencia de operación.

Las características más esenciales de la operación en modo comando se muestran en las figuras 6, 7 y 8.

- Abreviaturas utilizadas en los diagramas:
- cond13 Condiciones de cierre para fase 1
 - CS13 Señal de comando de cierre exterior para fase 1
 - BS13 Entrada de bloqueo exterior para fase 1
 - CB13 Señal de cierre proporcionada por fase 1
 - NC13 Señal de alarma proporcionada por fase 1
 - CSF13 Señal de alarma proporcionada por fase 1

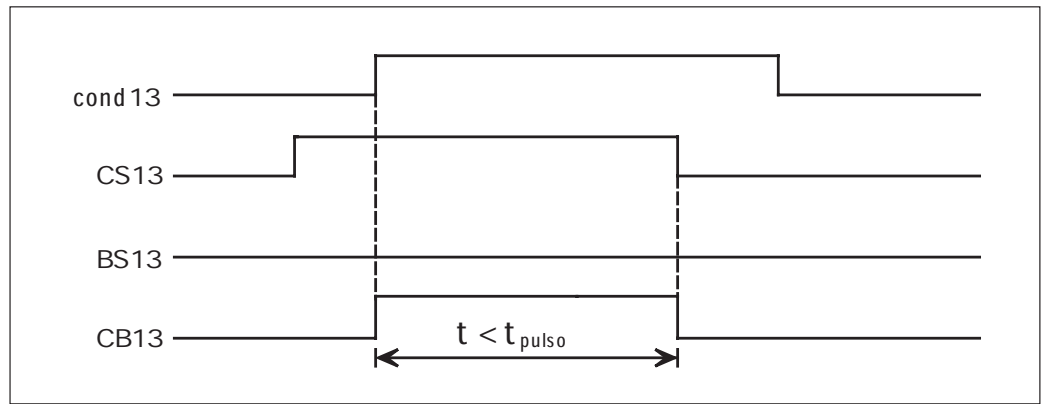


Fig. 6. Determinación de la longitud máxima de la señal de cierre.

La longitud máxima de la señal de cierre se determina por el ajuste t_{pulso} . Si la señal de comando exterior desaparece durante la operación de cierre, la señal de cierre proporcionada desde la fase se restablece también aunque, no obstante, en este caso la señal de cierre será, como mínimo, 100 ms

aproximadamente. Si la señal de comando exterior está activa durante más tiempo que el valor de ajuste t_{pulso} , la señal de cierre se restablece una vez que haya transcurrido el tiempo máximo establecido. (Nota! Alarma CSF13 en figura 7).

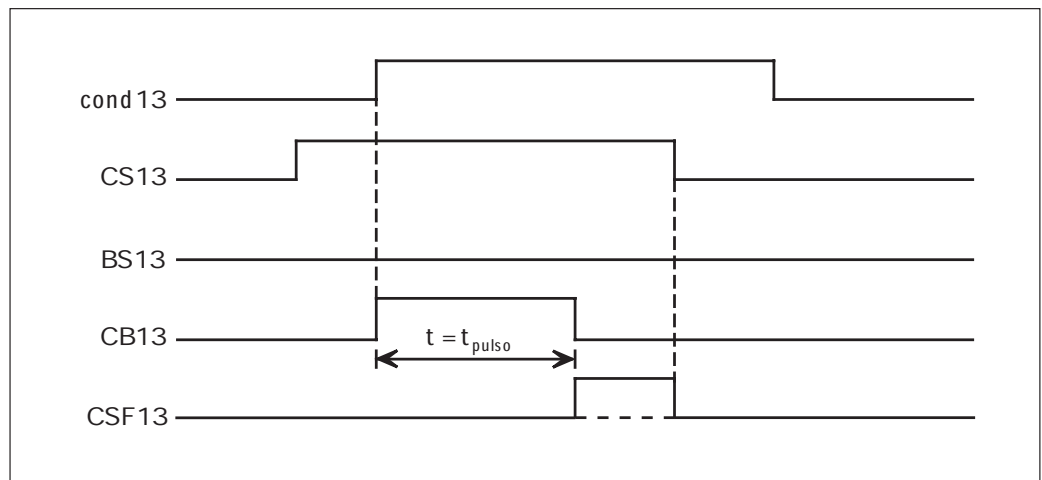


Fig. 7. Determinación del límite de alarma de una señal de comando aun activa.

El ajuste de la longitud del pulso se puede utilizar también para determinar el límite de alarma de una señal de comando que ha permanecido activa. La alarma es únicamente importante en sistemas que estén de acuerdo con la figura 5, en donde la duración de la señal de cierre es siempre más corta que el tiempo configurado t_{pulso} . El módulo de control recibe información del estado del interruptor de circuito por lo que puede ajustar para que la señal de comando sea entregada al relé de verificación de sincronismo y, al mismo tiempo, ajustar la longitud de la señal de cierre. Si la señal de comando exterior CS13 continua estando acti-

va cuando la señal de cierre se restablece, después del tiempo máximo configurado t_{pulso} , se activará la alarma CSF13. La alarma indica que el módulo de control no ha eliminado la señal de comando exterior después de que se haya realizado la operación de cierre dentro del tiempo t_{pulso} predeterminado. Cuando la duración de una señal de comando exterior estándar supere constantemente la longitud máxima de la señal de cierre establecida, en condiciones normales de cierre, se desconectará la alarma para evitar alarmas innecesarias. La alarma se puede habilitar o deshabilitar por medio del grupo conmutador de funciones SGR.

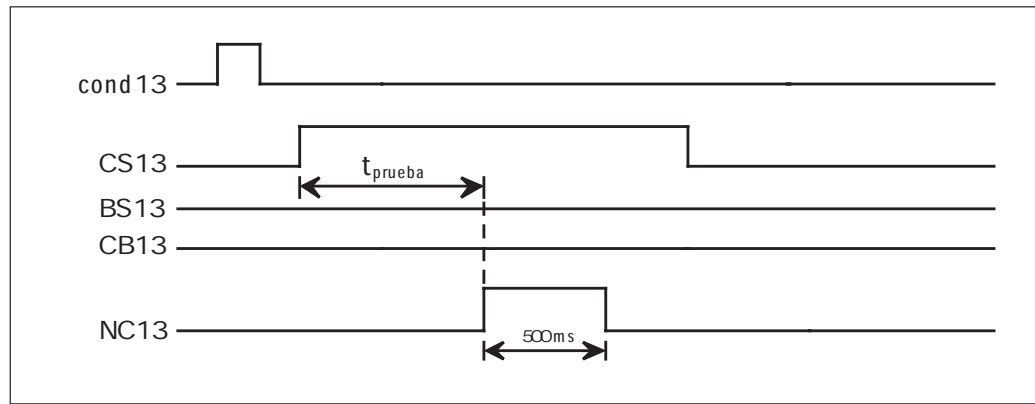


Fig. 8. Determinación del tiempo de verificación para el cierre.

El cierre se permite durante el arranque de tiempo t_{check} desde el momento en que se activa la señal de comando exterior CS13. La señal de comando exterior ha de estar activa durante todo el tiempo de verificación preestablecido, es decir, cuando la longitud de la señal de comando exterior que se proporciona en la fase de supervisión está determinada, debiendo tenerse en cuenta también el valor del tiempo t_{check} establecido. Si las condiciones del comando de cierre se cumplen durante el tiempo t_{check} , se enviará una señal de cierre al interruptor de circuito. Si las condiciones de cierre no se cumplen durante el tiempo de verificación, se activará la alarma NC13 durante 500 ms indicando que el intento de cierre ha fallado. Si las condiciones de cierre no llegan a ser válidas hasta después de pasado el tiempo t_{check} , no se envía ninguna señal de cierre. La señal de cierre se pro-

porciona solamente una vez por cada señal de comando exterior activada. No se puede iniciar una nueva secuencia de comando de cierre hasta que se haya restablecido, y después activada de nuevo, la señal de comando exterior.

Si se elimina la señal de comando exterior demasiado pronto, la secuencia de comando de cierre iniciada se podrá interrumpir, pudiendo restablecerse la fase de supervisión a su estado original. Si la señal de comando CS13 se elimina antes de que haya transcurrido el tiempo de verificación t_{check} y no se haya habilitado la operación de cierre, la secuencia se restablece y no se produce ninguna alarma por intento de cierre fallido. La activación de la señal de comando exterior inicia, una vez más, una nueva secuencia de verificación.

Ajustes de la operación en modo comando.

El tiempo de verificación t_{check} determina el tiempo después del cual se permite el cierre del interruptor de circuito. El tiempo de verificación comienza después de la activación de la señal de comando exterior, debiendo estar activa la señal durante el tiempo total de verificación.

La longitud máxima de la señal de cierre en la operación en modo comando se determina por el tiempo t_{pulse} configurado.

La señal de cierre puede ser incluso más corta, dependiendo de si la señal de comando exterior entregada en la fase se elimina antes de que haya transcurrido el tiempo t_{pulse} máximo configurado.

Las alarmas en la operación en modo comando se habilitan o deshabilitan por medio del grupo conmutador de funciones SGR.

Diagrama esquemático de bloque

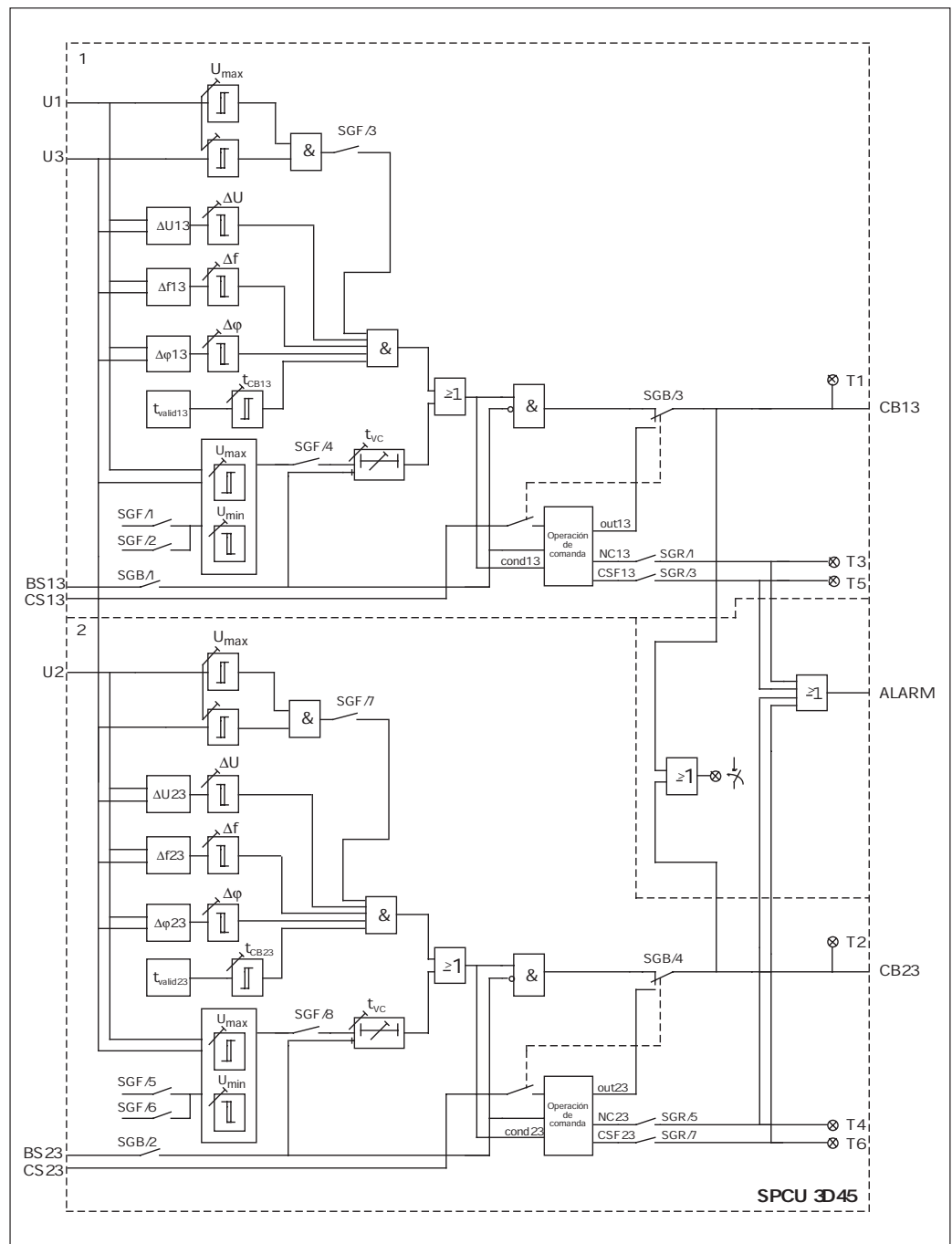


Fig. 9. Diagrama esquemático de bloque del módulo de verificación de sincronismo SPCU 3D45.

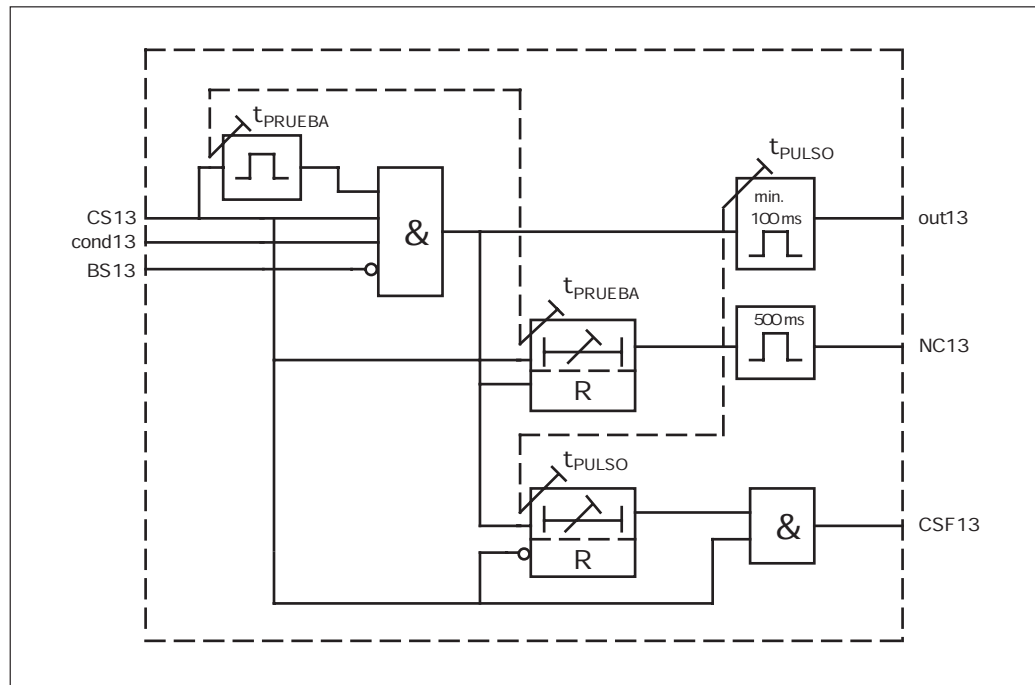



Fig. 10. Diagrama de bloque simplificado de la operación en modo comando

Abreviatura empleadas en los diagramas de bloque:

U1, U2, U3	Tensiones del bus/línea medidas
BS13	Señal bloqueo exterior para fase 1
BS23	Señal bloqueo exterior para fase 2
CS13	Señal comando exterior para fase 1
CS23	Señal comando exterior para fase 2
SGF	Grupo conmutador funcional SGF
SGB	Grupo conmutador funcional SGB
SGR	Grupo conmutador funcional SGR
CB13	Señal de cierre de fase 1
CB23	Señal de cierre de fase 2
ALARMA	Salida señal de alarma de fase 1 y 2
	Indicador LED amarillo para operación de cierre
T1, T2, T3, T4, T5, T6	Indicadores de operación mostrados en pantalla
cond13	Condiciones de cierre de fase 1
cond 23	Condiciones de cierre de fase 2
out13	Señal de salida de fase 1 en operación modo comando
out23	Señal de salida de fase 2 en operación modo comando
NC13	Alarma por intento de cierre fallido de fase 1
NC23	Alarma por intento de cierre fallido de fase 2
CSF13	Alarma por señal de comando CS13 de fase 1 demasiado larga
CSF23	Alarma por señal de comando CS23 de fase 2 demasiado larga

Nota!

Todas las señales de entrada y salida del módulo de verificación de sincronismo no están necesariamente cableadas a los terminales de cada conjunto relé que utiliza este módulo. Las señales cableadas

a los terminales del relé se muestran en el diagrama que ilustra el flujo de la señal entre los módulos enchufables del conjunto relé.

Panel frontal

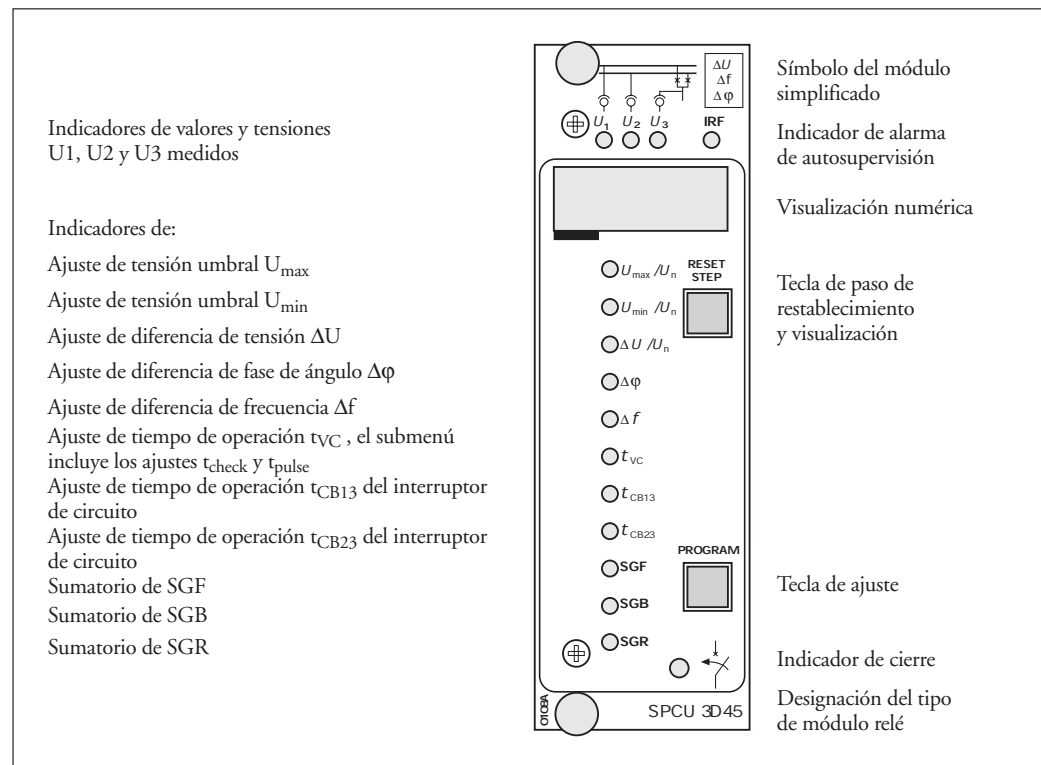


Fig.11. Panel frontal del módulo de verificación de sincronismo tipo SPCU 3D45.

Indicadores de operación

Ambas fases tienen sus propios indicadores de operación que se muestran en forma de número en visualización digital. Además, ambas fases tienen un indicador LED de operación común que parpadea en amarillo cuando el módulo ha proporcionado una señal de cierre. El indicador de cierre se ilumina únicamente cuando la señal de cierre está activa.

Junto con el indicador LED de operación un número rojo, 1 o 2, de operación se visualiza indicando qué fase ha activado la señal de cierre. El indicador de operación y el número de operación, que se visualizan en la pantalla, se apagan automáticamente

cuando la fase se restablece. Los números de alarma 3, 4, 5 y 6 permanecen iluminados en la pantalla cuando se restablece la situación de alarma. Los números de alarma son reconocidos por la tecla RESET/STEP. Un indicador de operación que no haya sido reconocido no tendrá influencia en el funcionamiento del módulo relé, estando el módulo continuamente listo para operar.

La tabla siguiente muestra las indicaciones de operación con las explicaciones utilizadas en el módulo relé de verificación de sincronismo.

Indicación operación	Explicación
1	CB13 Señal CB13 de cierre activa de fase 1 al IC
2	CB23 Señal CB23 de cierre activa de fase 2 al IC
3	NC13 Intento cierre IC fallido de fase 1 (operación en modo comando)
4	NC23 Intento cierre IC fallido de fase 2 (operación en modo comando)
5	CSF13 Alarma de señal de comando exterior CS13 (operación en modo comando)
6	CSF23 Alarma de señal de comando exterior CS23 (operación en modo comando)

El indicador IRF de alarma de autosupervisión indica que el sistema de autosupervisión ha detectado un fallo permanente. El indicador LED rojo se ilumina aproximadamente un minuto después de que haya sido detectado el fallo. Al mismo tiempo, el módulo enchufable envía una señal al relé de salida del sistema de autosupervisión en el conjunto relé

de protección. Adicionalmente, en la mayoría de los casos, aparece en la pantalla del módulo un código de fallo que muestra la naturaleza del mismo. El código de fallo consiste en un dígito rojo y un número de código verde. Cuando se produce un fallo, el código de fallo debe ser registrado y estipulado cuando se ordena una acción de servicio.



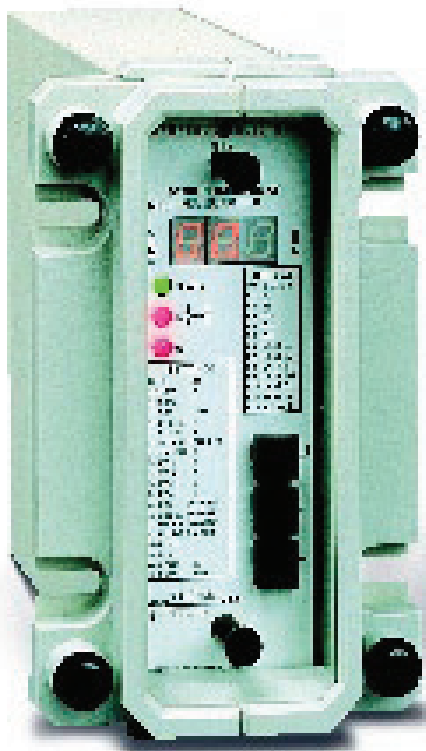
GE Multilin

Power Management
Lentronics

MLJ

Relé Digital de Comprobación de Sincronismo GEK-106214B

Copyright © 2000 GE Multilin



GE Multilin

215 Anderson Avenue
L6E 1B3 Markham, ON -CANADA
Tel: (905) 294 6222 Fax: (905) 294 8512
E-mail: gmultilin@indsys.ge.com

GE Multilin

Avda. Pinoa, 10
48170 Zamudio ESPAGNE
Tel: +34 94 485 88 00 Fax: +34 94 485 88 45
E-mail: gmultilin.euro@indsys.ge.com

Internet: www.geindustrial.com/multilin



¿Hay algo que no encuentra?

¿Algo no está suficientemente claro?

SI TIENE ALGÚN COMENTARIO SOBRE EL CONTENIDO DEL PRESENTE MANUAL, POR FAVOR ENVÍENOS UNA COPIA DE ESTA PÁGINA JUNTO CON COPIA DE LA PÁGINA EN LA QUE HA ENCOTRADO EL PROBLEMA, AL NÚMERO DE FAX: **+34 94 485 88 45** RELLENANDO EL CUESTIONARIO SIGUIENTE. ESTAREMOS ENCANTADOS DE SOLUCIONAR SUS DUDAS, YLE AGRADECEMOS QUE NOS AYUDE A MEJORAR LA CALIDAD DE ESTE LIBRO.

Empresa: _____

Nombre: _____

Dirección: _____

Teléfono: _____ *Fax:* _____

E-mail: _____

Descripción de su duda o sugerencia:

Código GEK del manual: _____

INDICE

1	DESCRIPCIÓN.....	3
2	APLICACIÓN	5
21	CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO.....	5
22	APLICACIONES	8
3	PRINCIPIOS DE OPERACIÓN.....	13
31	UNIDAD DE CONFIGURACIÓN.....	13
31.1	<i>Ajustes Generales</i>	13
32	UNIDAD DE SINCRONISMO.....	14
32.1	<i>Modo de Operación</i>	14
32.2	<i>Ajustes</i>	15
32.3	<i>Falta de Condiciones de Cierre</i>	16
33	UNIDAD DE SUBTENSIÓN.....	16
33.1	<i>Modo de Operación</i>	16
33.2	<i>Ajustes</i>	17
34	UNIDAD DE ENTRADAS.....	18
35	UNIDAD DE AUTODIAGNÓSTICO.....	18
35.1	<i>Modo de Operación</i>	18
36	UNIDAD DE SALIDAS	19
36.1	<i>Modo de Operación</i>	19
36.2	<i>Ajustes</i>	20
37	FUENTE DE ALIMENTACIÓN	21
4	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	23
4.1	LISTA DE MODELOS MLJ	23
4.2	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	23
4.3	AISLAMIENTO	25
4.4	PRUEBAS DE TIPO.....	26
5	DESCRIPCIÓN DEL HARDWARE	27
5.1	CAJA	27
5.2	UNIONES ELÉCTRICAS Y CONEXIONES INTERNAS.....	27
5.3	IDENTIFICACIÓN.....	27
5.4	DISPOSITIVOS FRONTALES DEL MLJ	28
6	MANEJO DEL MLJ (TECLADO Y DISPLAY).....	29
6.1	SECUENCIA DE LECTURAS	30
6.1.1	<i>FQ Estado del Relé, Código de Errores</i>	31
6.1.2	<i>F1, F2 VL, VB Tensiones de Línea y de Barras</i>	32
6.1.3	<i>F3 ΔV Diferencia de Tensiones</i>	32
6.1.4	<i>F4 $\Delta \theta$ Diferencia de Fases</i>	32
6.1.5	<i>F5 Δf Diferencia de Frecuencias</i>	32
6.1.6	<i>F6 F7, F8 F9y F10 Registros de Magnitudes</i>	33
6.1.7	<i>F11: TEST Prueba del Display y de las Entradas</i>	33
6.1.8	<i>F12 VL VB Estado de Línea y Barras</i>	33
6.2	SECUENCIA DE AJUSTES.....	34
6.3	RESUMEN DE AJUSTES	36
7	PRUEBAS DE RECEPCIÓN.....	39
7.1	INTRODUCCIÓN.....	39
7.2	INSPECCIÓN VISUAL	39
7.3	AISLAMIENTO	39

7.4	UNIDAD DE SINCRONISMO.....	40
7.4.1	Prueba de Diferencia de Tensiones.....	40
7.4.2	Prueba de Diferencia de Ángulos	41
7.5	UNIDAD DE SUBTENSIÓN.....	41
7.6	PRUEBA DE LOS MÓDOS CONTINUO Y MANUAL.....	42
7.7	CALIBRACIÓN	42
7.8	PUESTA A TIERRA.....	43
8	CONSULTAS FRECUENTES	47
8.1	SIGNO DEL DESLIZAMIENTO.....	47
8.2	CÁLCULO DE LA DIFERENCIA DE TENSIONES	47
8.3	PROTOCOLO DE COMUNICACIONES MODBUS.....	48
8.4	AJUSTES DE PROTECCIÓN.....	48
8.5	PRUEBAS	48
8.6	ENTRADA 52B.....	49
8.7	CONEXIONES DE TENSIÓN.....	49

Lista de Figuras

<i>Figura 1</i>	<i>Diagrama lógico de funcionamiento (226B2202H1).</i>	<i>50</i>
<i>Figura 2</i>	<i>Placa de características (226B1276H1).</i>	<i>51</i>
<i>Figura 3</i>	<i>Dimensiones mecánicas y plano de taladrado (226B6086H1).</i>	<i>52</i>
<i>Figura 4</i>	<i>Regletas traseras (226B3205H1).</i>	<i>53</i>
<i>Figura 5</i>	<i>Conexiones externas (226B6265H1).</i>	<i>54</i>
<i>Figura 6</i>	<i>Ajustes internos (301A7498H1).</i>	<i>55</i>
<i>Figura 7</i>	<i>Diagrama de bloques (226B2201H1).</i>	<i>56</i>

La información facilitada en estas instrucciones no pretende cubrir todos los detalles o variaciones del equipo descrito así como tampoco prever todas las eventualidades que pueden darse en su instalación, operación o mantenimiento.

Si se desea información complementaria o surge algún problema particular que no puede resolverse con la información descrita en estas instrucciones, deberán dirigirse a:

**GENERAL ELECTRIC POWER MANAGEMENT, S.A.
AV. PINOA, 10
48170 ZAMUDIO (SPAIN)**

1

DESCRIPCIÓN

El MJ es un relé digital de comprobación de sincronismo cuyas principales aplicaciones son:

- La conexión de un generador a la red.
- El restablecimiento de la conexión entre dos partes de la red.
- El cierre manual del interruptor.
- El cierre automático de un interruptor tras el disparo por una protección.

Dicho relé mide las tensiones de barra y línea, comprobando:

- La diferencia de tensión.
- El deslizamiento.
- El ángulo de desfase entre ambas tensiones.

El equipo proporciona una salida de permiso de cierre al interruptor cuando todos estos valores están comprendidos dentro de los límites ajustados, y se mantienen dentro de ellos durante un tiempo seleccionado por ajuste. En caso de no cumplirse todas las condiciones, al cabo de un minuto el equipo proporciona una señalización de **falta de condiciones de cierre.**

El relé dispone de dos modos de funcionamiento.

- **Un modo continuo:** En este modo se encontrará permanentemente comprobando el sincronismo.
- **Un modo manual:** Éste se activa cuando se aplica tensión por una entrada de activación de modo manual, iniciándose la supervisión del sincronismo al aplicar tensión por otra entrada digital de inicio de comprobación.

La función de sincronismo (con presencia de tensión en línea y barra) puede ser supervisada por dos unidades de mínima tensión, que permiten la función de sincronismo cuando ambas tensiones son superiores al valor ajustado.

Adicionalmente, se dispone de unidades de línea muerta-barra muerta DLDB, línea muerta-barra viva DLLB, y línea viva-barra muerta LLDB, pudiendo seleccionarse cualquier combinación de ellas mediante ajustes independientes.

El equipo básico MJ1000 y el comunicable vía RS-485 se suministran montados en un módulo de 2 pulgadas, compatible con los sistemas industriales MD, o bien en una caja de 1/8 de rack como relé individual.

Los equipos con comunicaciones adicionales al RS-485, vía RS-232 y fibra óptica de plástico o cristal, modelos MJ1006 y MJ1007, llevan un módulo adicional de 2 pulgadas de anchura, denominado DAC300, montándose el conjunto en un módulo de 4 pulgadas (también compatible con sistemas MD), o en una caja de 1/4 de rack como relé individual.

El módulo adaptador de RS485 a RS232 y fibra óptica, denominado DAC300 también se puede suministrar en una caja de 1/8 de rack como equipo individual.

2

APLICACIÓN

2.1 Características de Diseño

Precisiones en la medida

La medida diferencial de ángulo del MLJ es de alta precisión, estando sólo limitada por los errores de los transformadores de tensión disponibles.

La medida del ángulo es prácticamente independiente de la tensión.

En el MLJ la medida se obtiene mediante cálculo numérico sobre muestras digitalizadas de las tensiones, lográndose una gran precisión. Esto permite llegar hasta un ajuste de 2°, claramente mejor que el ajuste posible con otras tecnologías.

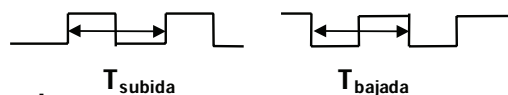
Influencia de los armónicos

El pilar del cálculo de la medida en el MLJ es la transformada discreta de Fourier, que es intrínsecamente un filtro de los armónicos, por ello las medidas de tensión y de fase no se ven afectadas por las frecuencias distintas a la fundamental.

El rechazo de los armónicos es conjugado con una independencia de las medidas, de magnitud y de fase, frente a las variaciones de frecuencia de las señales, lo cual es muy importante en un relé de verificación de sincronismo que por su propia naturaleza trabajará a frecuencias variables.

Dado que en los sistemas de potencia, la sincronización o verificación de sincronismo se realizan en estado estable, es decir, con magnitudes de tensión próximas o iguales a la nominal; no se emite permiso de cierre a tensiones muy bajas. Por ello, por debajo de valores de tensión de 9volts, el relé deja de realizar las medidas de fase y de frecuencia, no permitiendo la salida de permiso de cierre en dichas condiciones.

El MLJ también presenta una insensibilidad adicional de la medida de la frecuencia frente a armónicos, ya que ésta es realizada mediante un circuito hardware, detector de pasos por cero, con filtrado intrínseco de armónicos. Además, se cuenta con un filtrado software que opera mediante medida doble del periodo, tanto entre los flancos de subida como entre los de bajada, promediándolos y permitiendo así una mayor robustez del algoritmo de frecuencia (mejora de la seguridad y de la obediencia).



Tiempos de actuación

El tiempo de actuación mínimo, con ajuste de 100ms, es de 160ms; ya que, a los 100 ms ajustados es necesario añadir el tiempo requerido por las unidades de medida y de actuación de los relés de salida. Debe tenerse en cuenta que durante los primeros ciclos, a partir de un cierre, la tensión se está estabilizando, tanto en línea como en

barras y no es deseable permitir un cierre en estas condiciones. Mas aún, es necesario tener en cuenta la respuesta tanto de los transformadores de alta como de los internos del relé.

También hay un tiempo para el mantenimiento de la señal de permiso, que siempre tiene un valor fijo de unos 130ms, resultantes de un retardo prefijado de 100ms, el tiempo de caída de las unidades de medida (un ciclo = 20 ms a 50 Hz) y el de desactivación del relé de salida (10ms).

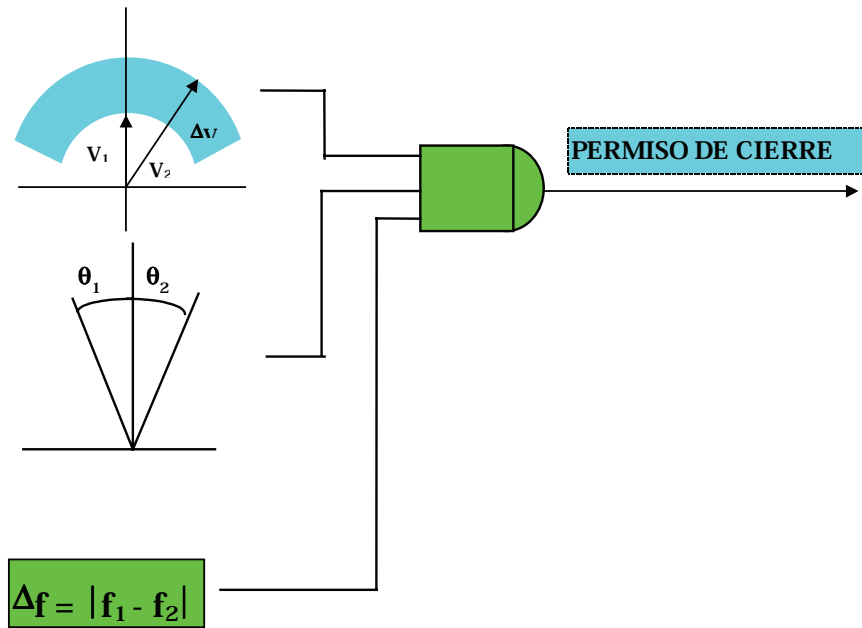
Ajustes mínimos

Si no lo exige algún requerimiento especial, no se recomienda introducir en el relé ajustes próximos a los límites inferiores, (2V para la diferencia de tensión, 2° para la diferencia de ángulo), para así evitar ser demasiado restrictivos en el permiso de cierre, dadas las características reales de imperfección de las instalaciones, transformadores de medida, etc.

Zona permisiva

La zona permisiva (permiso de cierre) está definida por tres condiciones del sistema:

- La diferencia en amplitud de las dos señales de tensión a sincronizar, define un sector circular desplazado, del eje de abscisas, una distancia igual a la magnitud del vector mínimo y con un radio máximo igual a la diferencia ΔV .
- La diferencia angular, permitida tanto en adelanto, entre los dos vectores que se acercan, como en atraso, para dos vectores que se separan, forma un cono sobre el cual tiene lugar el permiso de cierre.
- El deslizamiento, es decir, la diferencia de frecuencias, $\Delta f = |f_1 - f_2|$ que ha de ser menor que el especificado, configura una tercera y básica condición de cierre, óptima para realizar maniobras de cierre en condiciones ideales, de similitud entre las señales.



2.2 Aplicaciones

Sincronismo

En general, la verificación de sincronismo se utiliza principalmente donde dos partes de un sistema, a ser unidas mediante el cierre de un interruptor, están interconectadas, cuando menos, en otro punto del sistema. Habitualmente, en verificación de sincronismo se utilizan medidas con tiempos relativamente largos, para asegurarse que las tensiones están en sincronismo. Sin embargo, esta temporización larga, que puede ser del orden de 10 a 20 segundos, no es apropiada si ambos extremos de la línea deben reengancharse a alta velocidad. Si el tiempo de medida se hace menor, entonces puede hacerse una verificación de sincronismo más rápida, pero esto conlleva que el reenganche pudiera realizarse en condiciones de no sincronismo, con deslizamientos mayores que los ideales para tal condición.

Es preciso destacar la relación intrínseca que siempre existe entre: tiempo, deslizamiento y ángulo de cierre; de tal manera que, para deslizamiento constante, siempre se cumple la siguiente expresión:

$$S = \frac{D * 1000}{180 * T}$$

Donde: **D** = ángulo de cierre en grados
S = Deslizamiento en mHz
T = Tiempo total en segundos

Para aplicaciones donde no exista un valor definido para el deslizamiento, se recomienda utilizar el máximo. Así se consigue imitar el comportamiento de otros relés de sincronismo, que no incorporan esta característica.

Si no existiese un valor definido para la diferencia de tensión, se recomienda el ajuste máximo; de esta forma se permite el cierre vigilando solamente las condiciones de fase, deslizamiento y tiempo.

En caso de conocer el tiempo de cierre del interruptor y utilizando la expresión anterior, se puede estimar la diferencia de ángulo máxima, que se tendrá en el instante del cierre del interruptor.

Por ejemplo, supongamos que tenemos: un ajuste de 30° para el ángulo, un ajuste de 167 ms para el tiempo, y que el tiempo de operación del interruptor sea de 83ms.

De la ecuación anterior obtenemos el valor de 1 Hz ($360^\circ/s$) para el deslizamiento S . Si tuviéramos deslizamientos superiores a 1 Hz, no tendríamos permiso de cierre.

Ajustemos el deslizamiento máximo a 330mHz, entonces:

$$330\text{mHz} \approx 120^\circ/s \Rightarrow 120^\circ/s * 167\text{ms} = 20^\circ$$

y la diferencia de ángulo recorrido durante el cierre del interruptor será:

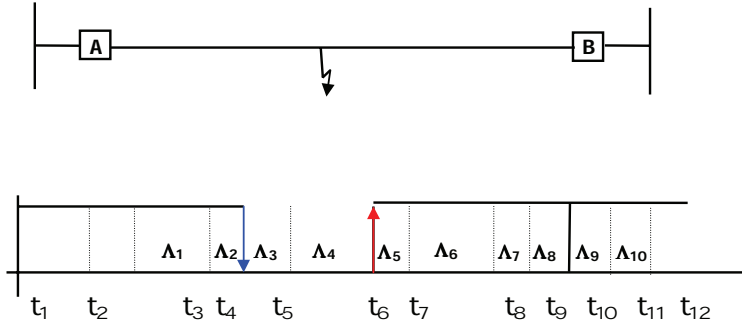
$$83\text{ms} * 120^\circ/s = 10^\circ$$

$20^\circ + 10^\circ = 30^\circ$, que es el ajuste de fase fijado, y por tanto el cierre se produce en el momento óptimo, en que las tensiones de línea y barra están totalmente en fase.

En una gran mayoría de casos, el deslizamiento típico puede ajustarse en el entorno de 20a 40mHz. Esta es la situación para las líneas cortas.

En líneas con "tiempos muertos" cortos, es decir, reenganche instantáneo en el extremo remoto, con operación muy similar ante faltas internas de los dos interruptores, y tiempos de transmisión de canal menores de 25 ms, el ajuste del deslizamiento puede fijarse de 200a 250mHz.

En todo caso, deberán observarse el orden y los tiempos de actuación de los distintos elementos involucrados, con quienes el relé de sincronismo deberá coordinarse, y cuyas magnitudes típicas se citan en el esquema de la siguiente página.



- t1 = Momento de detección de la falta en las protecciones de A y B.
- t2 = Orden de disparo de los interruptores A y B (puede que no ocurra al mismo tiempo).
- t3 = Apertura de los interruptores A y B (puede que no ocurra al mismo tiempo).
- t4 = Extinción de los arcos en los interruptores A y B.
- t5 = Fin de la espera de seguridad, para compensar discrepancias de despeje de falta entre los interruptores A y B, y orden de reenganche del interruptor de B.
- t6 = Cierre del interruptor B e inicio de la estabilización de las señales del relé de relé de sincronismo en A.
- t7 = Inicio del tiempo ajustado en el relé de sincronismo de A.
- t8 = Fin de la temporización del relé de sincronismo y salida interna del permiso de sincronización.
- t9 = Orden de reenganche del interruptor de A.
- t10 = Cierre del interruptor de A.
- t11 = Reposición del relé de sincronismo de A.
- t12 = Fin de salida de permiso del relé de sincronismo de A.
- Δ1 = Tiempo de apertura de los interruptores = 60ms.
- Δ2 = Tiempo de extinción de arco = 20ms.
- Δ3 = Tiempo adicional de espera por discrepancias en apertura de los interruptores A y B.
- Δ4 = Tiempo de cierre del interruptor de B = 80ms.
- Δ5 = Tiempo de estabilización de señales del relé de sincronismo = 30ms.
- Δ6 = Tiempo fijado en el relé de sincronismo para vigilancia de tensión (ajuste).
- Δ7 = Tiempo de actuación de unidad de salida del relé de sincronismo = 30 ms.
- Δ8 = Tiempo de cierre del interruptor de A = 80ms.
- Δ9 = Tiempo de reposición del relé de sincronismo = 130ms.
- Δ10 = Tiempo de permiso de sincronismo mantenido = 130ms.

Aplicación de tensión

Al disponer el MJ de vigilancia de subtensiones instantáneas de dos entradas: barra y línea, y con niveles de subtensión y sobretensión: vivo y muerto, se puede utilizar como relé en un elevado número de aplicaciones tales como:

- **Subtensión.**
- **Sobretensión.**
- **Tensión dentro de margen.**
- **Tensión fuera de márgenes.**
- **Instantáneo o temporizado.**

Para ello deben fijarse:

1. Los ajustes deseados para presencia o ausencia de tensión en línea y barra (3-1 a 3-4).
2. Los ajustes de permiso de la unidad de subtensión (4-2a 4-4).
3. El ajuste de supervisión de tensión en línea y barra (2-2).
4. Los permisos de la unidad de sincronismo y supervisión de sincronismo (4-1 y 2-1).
5. La función configurada para los relés auxiliares (5-1 y 5-2).
6. Los puentes de los contactos de salida (Normalmente abiertos o cerrados).

3 **PRINCIPIOS DE OPERACIÓN**

Podemos describir el funcionamiento del MJ como la operación de un conjunto de unidades diferentes, cada una siendo responsable de una parte de la operación global.

3.1 Unidad de Configuración

La unidad de configuración nos permite seleccionar y cambiar los siguientes parámetros:

- Frecuencia (50 ó 60 Hz).
- Número de unidad.
- Velocidad de comunicación.

3.1.1 Ajustes Generales

La unidad de configuración dispone de los siguientes ajustes:

O-1 : f	Frecuencia de operación. Rango: 50 ó 60 Unidades: Hz Valor por defecto: 50
6-1 : COM ID	Número de unidad (identificador del relé) Rango: 1 - 255 Valor por defecto: 1
6-2 : COM kbauds	Velocidad del puerto serie Rango: 03, 06, 1.2, 2.4, 4.8, 9.6, 14.4, 19.2, 38.4 Unidades: kilobaudios Valor por defecto: 9.6

NOTA: Los ajustes 6-1 y 6-2 son los únicos que no reinician la protección, ya que sólo afectan a las comunicaciones. El resto de ajustes inician la protección.

3.2 Unidad de Sincronismo

La función principal del MJ es proporcionar condición de sincronismo para el cierre de interruptores. La unidad de sincronismo analiza las magnitudes de tensión a ambos lados del interruptor, el estado de las entradas y los ajustes, proporcionando una señal de sincronismo, si se cumplen las condiciones para ello.

Dependiendo del estado de la entrada llamada Manual, esta unidad tiene dos modos de funcionamiento: modo Manual y modo Continuo. Ambos quedan descritos a continuación.

3.2.1 Modo de Operación

Mediante un conversor analógico a digital se adquieren muestras numéricas de las tensiones de línea y de barras. A partir de las muestras y aplicando la transformada discreta de Fourier (DFT), se obtienen el módulo y el argumento de ambas magnitudes, y de ellos la diferencia de tensión y de ángulo. Con la medida de los periodos de las tensiones, se obtiene el deslizamiento o diferencia de frecuencias.

Una vez obtenidas las magnitudes fundamentales y sus derivadas, se comparan con los ajustes (véase la figura 7). Así mismo, se comprueba el estado de las entradas digitales externas: entrada del interruptor 52b, entrada de modo Manual y entrada de permiso Enable. Para que la supervisión dé comienzo tendrá que estar activada la entrada 52b, indicando que el interruptor está abierto.

Si se dan todas las condiciones de sincronismo se disparará un temporizador, y alcanzada su expiración se tendrá finalmente la señal de sincronismo SYNC.

Existen dos ajustes diferentes para el temporizador.

- Si la entrada Manual no está activa se estará en modo Continuo, y el temporizador funcionará con el primero de los ajustes (ajuste 1-4 t cont). Si, en cambio, se activa la entrada Manual, se estará en modo Manual, y el ajuste del temporizador será el segundo (ajuste 1-5 t man).
- Si el relé está en modo Manual la supervisión del sincronismo dará comienzo cuando se active la entrada Enable. En cambio, en modo Continuo, la entrada Enable no tiene ningún efecto sobre el relé.

La señal de sincronismo se puede obtener físicamente en los relés de salida de Permiso de Cierre y también en los relés auxiliares, si han sido configurados para ello.

3.2.2 Ajustes

La unidad de sincronismo tiene asignados los siguientes ajustes:

1-1 : ΔV :	Diferencia de tensiones (módulo del vector diferencia). Rango: de 2a 90en pasos de 0.5 Unidades: voltios Valor por defecto: 15
1-2: $\Delta\theta$:	Diferencia de ángulos. Rango: de 2a 60° en pasos de 1. Unidades: grados Valor por defecto: 10
1-3: Δf :	Diferencia de frecuencias (deslizamiento). Rango: de 10a 500en pasos de 10 Unidades: mHz Valor por defecto: 20
1-4: t cont:	Temporización en modo continuo. Rango: de 0.1 a 99.0en pasos de 0.1. Unidades: segundos Valor por defecto: 0.1
1-5: t man:	Temporización en modo manual. Rango: de 0.1 a 99.0en pasos de 0.1. Unidades: segundos Valor por defecto: 10.0
2-1 : SUP 27 ON-OFF:	Habilitación de la supervisión por subtensión. Rango: Habilitado o Inhabilitado. Unidades: -- Valor por defecto: OFF (Inhabilitado)
2-2: SUP 27 V:	Tensión umbral de la supervisión por subtensión. Rango: de 10a 180en pasos de 1. Unidades: voltios Valor por defecto: 40
4-1 : 25 ON-OFF:	Habilitación de la unidad de sincronismo. Rango: Habilitado o Inhabilitado. Unidades: -- Valor por defecto: OFF (Inhabilitado)

3.2.3 Falta de Condiciones de Cierre

Para facilitar el funcionamiento de ciertas operaciones, el MLJ puede proporcionar una señal de Fallo de Sincronismo si al cabo de 1 minuto de haberse activado la entrada de Enable cuando está activada la entrada de modo Manual, no se ha conseguido obtener una condición de sincronismo.

Esta señal de fallo de condiciones de cierre puede obtenerse mediante la adecuada configuración de los contactos auxiliares. Esta unidad no lleva ningún ajuste propio.

3.3 Unidad de Subtensión

Además de la subtensión descrita en la unidad de sincronismo y que estaba ligada a ésta última, existe una unidad independiente que dispone de diversas funciones de subtensión y sobretensión para poder permitir el cierre del interruptor en situaciones de línea y/o barra muertas (véase la figura 1).

3.3.1 Modo de Operación

De los fasores de tensión de línea y de barras, se calculan los módulos, pasándose a comparar con los ajustes. Por cada tensión se pueden ajustar dos niveles distintos.

Si la tensión está por debajo del nivel de subtensión ajustado, la línea o barra correspondiente se dice que está muerta. Si la tensión está por encima del nivel de sobretensión ajustado, se dice que la línea o barra está viva.

Se pueden dar tres situaciones diferentes de subtensión: línea y barra muertas (DLDB), línea muerta y barra viva (DLLB), o barra muerta y línea viva (LLDB). Por selección de ajustes podemos hacer que la unidad de subtensión opere por cualquiera de esas situaciones.

Similarmente a lo dicho en la unidad de sincronismo, si la entrada Manual se activa, para tener operación de las unidades de subtensión será necesario activar también la entrada Enable. Sin embargo y a diferencia de la unidad de sincronismo, esta unidad de subtensión no lleva temporización alguna.

3.3.2 Ajustes

La unidad de subtensión tiene asignados los siguientes ajustes:

3-1: VL ↑:	Nivel presencia tensión línea (línea viva: LL). Rango: de 40a 245en pasos de 1. Unidades: voltios Valor por defecto: 50
3-2: VL ↓:	Nivel ausencia tensión línea (línea muerta: DL). Rango: de 10a 180en pasos de 1. Unidades: voltios Valor por defecto: 30
3-3: VB ↑:	Nivel presencia tensión barra (barra viva: LB). Rango: de 40a 245en pasos de 1. Unidades: voltios Valor por defecto: 50
3-4: VB ↓:	Nivel ausencia tensión barra (barra muerta: DB). Rango: de 10a 180en pasos de 1. Unidades: voltios Valor por defecto: 30
4-2: DLDB ON-OFF:	Habilitación condición: línea y barra muertas. Rango: Habilitado o Inhabilitado. Unidades: -- Valor por defecto: OFF (Inhabilitado)
4-3: DLLB ON-OFF:	Habilitación condición: línea muerta con barra viva. Rango: Habilitado o Inhabilitado. Unidades: -- Valor por defecto: OFF (Inhabilitado)
4-4: LLDB ON-OFF:	Habilitación condición: línea viva con barra muerta. Rango: Habilitado o Inhabilitado. Unidades: -- Valor por defecto: OFF (Inhabilitado)

Nota: El relé no comprueba si el ajuste de línea viva (3-1) es superior al ajuste de línea muerta (3-2). Esto se aplica también para los ajustes de barra (3-3 y 3-4). Esto permite realizar esquemas de protección por sub o sobretensión, así como inhibir el permiso de cierre en situaciones de sobretensión.

3.4 Unidad de Entradas

Las tres entradas de tipo digital se activan con tensiones continuas y con el mismo rango de valores que el de la tensión auxiliar de alimentación.

La unidad de entradas no sólo lee el estado de las entradas, también filtra los posibles rebotes o ruido que pudieran tener.

La entrada 52b indica el estado del interruptor. Si está activa significa que el interruptor está abierto, en este caso la unidad de sincronismo podrá dar sincronismo, si también se dan el resto de las condiciones ajustadas. En caso de no utilizarla, habrá que aplicar tensión a esta entrada para habilitar la unidad de sincronismo.

La entrada de modo Manual activa este modo, cambiando el tiempo del temporizador de la unidad de sincronismo y dando paso a la entrada Enable; si esta última no está activa, tampoco se activarán ni el sincronismo ni la subtensión.

Si no se desea utilizar el modo Manual, basta con no cablear las entradas Manual y Enable, es decir, dejar al aire las bombas correspondientes a estas dos entradas.

3.5 Unidad de autodiagnóstico

El MJ, a la par de operar las unidades descritas de sincronismo y de subtensión, realiza continuamente verificaciones para comprobar la integridad de sus componentes.

3.5.1 Modo de Operación

Se vigilan, tanto en el arranque como durante el funcionamiento normal, de un modo que no interfiere el normal funcionamiento:

- Memoria de programa (ROM).
- Memoria de trabajo (RAM).
- Memoria no volátil de ajustes (EEPROM).
- Validez de ajustes.
- Circuitos analógicos de medida.

Además, el programa de autodiagnóstico comprueba la corrección de las secuencias del programa gracias a un mecanismo de vigilancia (watch-dog) realizado mediante un sistema de encadenamiento de tareas que proporciona una alta seguridad de funcionamiento.

Durante el arranque se realiza un chequeo en profundidad, durante el cual aparece el mensaje "tSt" en la pantalla del relé.

Esta unidad indica mediante códigos en el display los posibles fallos detectados. También genera una señal de Alarma, obtenible tanto en el contacto dedicado a alarma como, si así se configuran, en los auxiliares.

La detección de un fallo en el equipo supone la desactivación de las salidas, con el fin de evitar una operación incorrecta del mismo.

Los códigos de los fallos son:

- 0.0.** No hay defectos.
- 8.0.** Fallo de ROM La memoria de programa ha fallado.
- 8.1.** Fallo de escritura a EEPROM
- 8.2.** Fallo de RAMde programa.
- 0.1.** Fallo de ajustes. Los ajustes almacenados son incorrectos. También se da este error cuando la memoria EEPROM es nueva (en cuyo caso se almacenan los ajustes por defecto).
- 0.4.** Error de medida (defecto en los circuitos analógicos).

Si hay múltiples fallos, sólo se representa el de mayor prioridad. La lista anterior está ordenada de mayor a menor importancia.

3.6 Unidad de Salidas

El MJ dispone de 5 salidas por contactos de relé. Los contactos pueden configurarse como normalmente abiertos o cerrados, mediante puentes. Los contactos que incluye son los siguientes:

2de permiso de cierre.	Dispuestos en fábrica como normalmente abiertos (no configurable).
1 de alarma.	Dispuesto de fábrica como normalmente cerrado (no configurable).
1 auxiliar.	Dispuesto como normalmente abierto y configurado en fábrica en la función 25
1 auxiliar.	Dispuesto como normalmente abierto y configurado en fábrica en la función 27.

3.6.1 Modo de Operación

Internamente, esta unidad lee las señales suministradas por las otras unidades, es decir, las señales de sincronismo y fallo de sincronismo, proporcionadas por la unidad de sincronismo; las señales de subtensión, línea muerta y bus muerto, proporcionadas por la unidad de subtensión; y finalmente, la señal de alarma dada por la unidad de autodiagnóstico.

Si hay señal de sincronismo o de subtensión esta unidad activará los relés de Permiso de Cierre.

Si hay señal de Alarma, o también si cae la alimentación, se desactivará el relé de Alarma; por ello este relé se suele configurar siempre como contacto normalmente cerrado.

Los relés auxiliares se activarán dependiendo de cómo hayan sido previamente configurados. La configuración es individual para cada uno de ellos, y se realiza eligiendo la opción deseada a partir del menú siguiente:

- Permiso de cierre (PEr)
- Sincronismo (25)
- Subtensión (27)
- Línea muerta (_dL)
- Barras muertas (db_)
- Falta de condiciones de cierre (F 25)
- Alarma (ALA)

Nota: entre paréntesis se muestra el mensaje que aparece en la pantalla.

La selección como normalmente abierta o normalmente cerrada de las salidas se puede efectuar extrayendo el MLJ de su envoltente y cambiando los puentes serigrafiados como C de cerrado o A de abierto.

3.6.2 Ajustes

Existen dos ajustes, uno para cada una de las salidas auxiliares:

- 5-1: $\left| \left| \right. 1:$ Configuración: primera salida auxiliar.
Rango: PEr, 25, 27, _dL, db_, F 25, ALA
Unidades: --
Valor por defecto: 25 (sincronismo)
- 5-2: $\left| \left| \right. 2$ Configuración: segunda salida auxiliar.
Rango: PEr, 25, 27, _dL, db_, F 25, ALA
Unidades: --
Valor por defecto: 27 (subtensión)

3.7 Fuente de Alimentación

El circuito fuente de alimentación del MJ genera, a partir de la tensión auxiliar, las tensiones internas necesarias para el funcionamiento de la electrónica.

La fuente de alimentación tiene el objeto de aislar la circuitería interna de las perturbaciones externas, tanto a frecuencia industrial como a altas frecuencias.

La fuente empleada es de amplio rango y de tipo conmutado de alto rendimiento. Requiere una alimentación continua, preferiblemente con bajo nivel de rizado.