



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACION TÉCNICA PARA EL
DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

TEMA:

“Estudio comparativo de las respuestas de los sistemas de sincronismo con controlador Woodward versus controlador EMCP4.4 Caterpillar para el respaldo de energía en el hospital de niños Roberto Gilbert en la ciudad de Guayaquil”.

AUTOR:

Freddy Aurelio Crespo Murrieta

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

TUTOR

Ing. Ronnie Alexander Bonilla Sánchez, Msc.

Guayaquil, Ecuador

15 de agosto del 2024



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

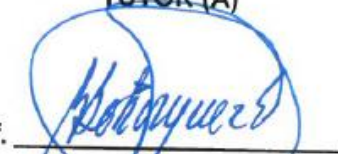
CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo de titulación fue realizado en su totalidad por **Freddy Aurelio Crespo Murrieta** como requerimiento para la obtención del título de **Ingeniero eléctrico**.

f. 

Ing. Bonilla Sánchez Ronnie Alexander, MGs.

TUTOR (A)

f. 

Ing. Bohórquez Escobar Celso Bayardo, PhD.

DIRECTOR DE LA CARRERA

f. 

Crespo Murrieta Freddy Aurelio

Guayaquil, a los 15 del mes de agosto del año 2024



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Freddy Aurelio Crespo Murrieta

DECLARO QUE:

El trabajo de titulación denominado **“Estudio comparativo de las respuestas de los sistemas de sincronismo con controlador Woodward versus controlador EMCP4.4 Caterpillar para el respaldo de energía en el hospital de niños Roberto Gilbert en la ciudad de Guayaquil”**, previa a la obtención del título de ingeniería Eléctrica, ha sido desarrollado en base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan al pie de las páginas correspondientes, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico del trabajo de titulación referido.

Guayaquil, 15 de agosto del 2024.


Freddy Aurelio Crespo Murrieta



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

AUTORIZACIÓN

Yo, **Freddy Aurelio Crespo Murrieta**

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación en la biblioteca de la institución del trabajo de titulación: **“ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS RESPUESTAS DE LOS SISTEMAS DE SINCRONISMO CON CONTROLADOR WOODWARD VERSUS CONTROLADOR EMCP4.4 CATERPILLAR PARA EL RESPALDO DE ENERGÍA EN EL HOSPITAL DE NIÑOS ROBERTO GILBERT EN LA CIUDAD DE GUAYAQUIL”**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 15 del mes de agosto del año 2024



Freddy Aurelio Crespo Murrieta



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

REPORTE COMPILATIO

CERTIFICADO DE ANÁLISIS
magister

Tesis Final_ FreddyCrespo 3

2%
Textos sospechosos

2% Similitudes
0% similitudes entre comillas
< 1% entre las fuentes mencionadas
2% Idiomas no reconocidos (Ignorado)
3% Textos potencialmente generados por la IA (Ignorado)

Nombre del documento: Tesis Final_ FreddyCrespo 3.docx
ID del documento: cc040c1e25328d604131d58e22b4c9150473b1b4
Tamaño del documento original: 31,89 MB
Autores: []

Depositante: Ricardo Xavier Ubilla Gonzalez
Fecha de depósito: 24/8/2024
Tipo de carga: Interface
fecha de fin de análisis: 24/8/2024

Número de palabras: 23.850
Número de caracteres: 159.697

Ubicación de las similitudes en el documento:

Fuentes principales detectadas

N°	Descripciones	Similitudes	Ubicaciones	Datos adicionales
1	TESIS_MATTHEW LAPO 01.docx TESIS_MATTHEW LAPO 01 #sator7 El documento proviene de mi grupo 24 fuentes similares	1%		Palabras idénticas: 1% (247 palabras)
2	TIC Garcia F.docx TIC Garcia F #tba011 El documento proviene de mi grupo 23 fuentes similares	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (160 palabras)
3	repositorio.ucsg.edu.ec https://repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/1661/3/IT-UCSG-PIB-TEC-IECA-11.pdf 20 fuentes similares	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (138 palabras)
4	Tesis - Gutierrez Hernandez Jose.docx Tesis - Gutierrez Hernandez Jose #tfae57 El documento proviene de mi biblioteca de referencias 20 fuentes similares	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (127 palabras)
5	ru.dgb.unam.mx https://ru.dgb.unam.mx/bitstream/20.500.14330/TE501000796132/3/0796132.pdf	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (85 palabras)

Se revisó el Trabajo de Titulación, “ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS RESPUESTAS DE LOS SISTEMAS DE SINCRONISMO CON CONTROLADOR WOODWARD VERSUS CONTROLADOR EMCP4.4 CATERPILLAR PARA EL RESPALDO DE ENERGÍA EN EL HOSPITAL DE NIÑOS ROBERTO GILBERT EN LA CIUDAD DE GUAYAQUIL”, presentado por el estudiante CRESPO MURRIETA FREDDY AURELIO, de la carrera de Ingeniería en ELECTRICIDAD, donde obtuvo del programa COMPILATIO, el valor de 2% de coincidencias, considerando ser aprobada por esta dirección.

f. Ing. Bonilla Sánchez Ronnie Alexander, MGs.

TUTOR (A)

AGRADECIMIENTO

A toda mi familia por su apoyo incondicional en todas las metas que me he trazado en la vida.

A la universidad y a todos mis profesores en especial al ing. Ronnie Bonilla por su guía y dirección en este proyecto de Tesis.

A mis amigos y compañeros por ayudarme en cada paso dentro y fuera de las aulas.

DEDICATORIA

Deseo dedicar este proyecto de tesis a Dios por ser quien me dio la bendición de la vida y la sabiduría necesaria para alcanzar esta noble meta.

A mis padres por ser un pilar fundamental en mi crecimiento como estudiante y profesional a lo largo de mi carrera.

A mi amada esposa por brindarme su apoyo en cada una de las metas trazadas a lo largo de nuestras vidas y a mis hermosos hijos que siempre me brindan su compañía.



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL
DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

f. 

Ing. Bohórquez Escobar Celso Bayardo, PhD.

DIRECTOR DE LA CARRERA

f. 

Ing. Ubilla González Ricardo Xavier, MSc.
COORDINADOR DEL ÁREA DE LA CARRERA

f. 

Ing. Heras Sánchez Miguel Armando, MSc.

OPONENTE

Índice

CAPITULO 1: DESCRIPCIÓN GENERAL	2
1.1 Introducción.....	2
1.2 Antecedentes	2
1.3 Justificación.....	3
1.4 Planteamiento del problema	3
1.5 Objetivo General	4
1.6 Objetivos Específicos	5
1.7 Hipótesis.....	5
1.8 Metodología de la investigación.....	5
CAPITULO II	6
2 Marco Teórico	6
2.1 Tableros de control de paralelismo (Switchgear)	6
2.2 Códigos, estándares y términos	6
2.2.1 IEEE1547.....	7
2.2.2 Clasificación de voltaje para tableros eléctricos	7
2.3 Tipos de paneles de control.....	8
2.3.1 Encapsulados en metal (Metal-Enclosed)	9
2.3.2 Revestido de metal (Metal- clad)	10
2.3.3 Resistente al arco.....	12
2.4 Transformadores	13
2.4.1 Transformadores de corriente	13
2.4.3 Transformadores de potencia para control	17
2.5 Disyuntores automáticos (circuit breakers)	18
2.5.1 Disyuntores de Caja moldeada de bajo voltaje	19
2.5.2 Disyuntores de Caja aislada de bajo voltaje.....	20
2.5.3 Disyuntores de baja tensión	21
2.5.4 Unidades de disparo (Trip Unit)	22
2.5.5 Circuitos de estado sólido	23
2.5.6 Dimensionamiento de los disyuntores	26
2.5.7 Potencia de control.....	27
2.6 Controles	29
2.6.1 Componentes	29
2.6.2 Comunicaciones	32
2.6.3 Censado y demanda de carga	35
2.6.4 Priorización de la carga	36
2.6.5 Eliminación/Adición de carga	37
2.6.6 Detección de barra muerta	38

2.6.7 Pruebas a nivel del sistema	38
2.6.8 Medición y relés de protección a nivel del sistema.....	39
2.7 Controles del generador.....	39
2.7.1 Reguladores de voltaje.....	39
2.7.2 Control de velocidad.....	40
2.7.3 Comunicación.....	40
2.7.4 Dispositivos de protección.....	40
2.7.5 Relés protectores de interconexión de servicios públicos.....	47
2.7.6 Relés de protección del generador	48
2.7.7 Bloques de prueba	50
2.8 Operación en paralelo.....	50
2.8.1 Isócrono	51
2.8.2 Con Caída (Droop)	51
2.8.3 Sincronización	52
2.8.4 Métodos de Paralelismo.....	58
CAPÍTULO III	63
3.1 Aspectos generales de los paneles de control con controles Woodward y Caterpillar EMCP4.4.	63
3.1.1 Panel de sincronismo con controles Woodward.....	63
3.1.2 Repartidor de carga Woodward 2301A.....	64
3.1.3 Módulo repartidor de carga y control de velocidad.....	68
3.1.4 Sincronizador SPM-A Woodward.....	69
3.2 Controlador de grupo electrógeno Caterpillar EMCP4.4.....	73
3.2.1 Sincronización automática	74
3.2.2 Sincronización manual	75
3.2.3 Verificación de sincronización (Check).....	76
3.2.4 Detalles de carga compartida real y reactiva en modo isla	80
3.2.5 Deslastre de carga	83
3.2.6 Conjunto de funciones de PLC integrada	85
3.2.7 Regulador de voltaje integrado	86
3.2.8 Comunicación.....	89
3.2.9 Funciones de conexión en paralelo de MGDL.....	97
CAPITULO IV.....	101
4.1 ANÁLISIS COMPARATIVO	101
4.1.1 Determinación de las tecnologías a comparar.....	101
4.1.2 Características técnicas	101
4.1.3 Funcionalidad y Control.....	102
4.1.4 Interfaz y Usabilidad.....	103
4.1.5 Características de Monitoreo y Diagnóstico	103
4.1.6 Integración y Compatibilidad.....	104

4.1.7 Características Estándar	105
4.1.8 Funciones avanzadas	108
4.1.9 Costo y Mantenimiento.....	109
CAPITULO V.....	110
5.1 Caso de éxito en la implementación del panel de control Caterpillar EMCP4.4	110
5.1.1 Instalación de un nuevo panel EMCP4.4.....	110
5.1.3 Reemplazo del regulador de voltaje.....	111
5.1.4 Integración del cableado de control entre paneles	112
5.1.5 Instalación de cableado de comunicación y ethernet.....	113
5.1.6 Actividades complementarias	115
CAPÍTULO VI.....	119
6.1 Conclusiones y recomendaciones	119
Referencias	121
Glosario.....	125

Tabla de Figuras

Figura 1 Transformadores de corriente	14
Figura 2 Transformadores de voltaje.....	15
Figura 3 Transformador en delta abierto	16
Figura 4 Transformador en estrella	17
Figura 5 Disyuntores caja moldeada	20
Figura 6 Disyuntor caja aislada.	21
Figura 7 Circuito de mejor fuente	28
Figura 8 Relés de control.....	30
Figura 9 Esquema de un relé 87T	45
Figura 10 Relé de protección 87G.....	47
Figura 11 Relés de protección con la red pública	48
Figura 12 Relés de protección para un generador.....	49
Figura 13 Rotación de fase.....	53
Figura 14 Onda de voltaje entre dos generadores.....	54
Figura 15 Onda de voltaje entre un generador y la red pública	55
Figura 16 Diferencia de frecuencia entre generadores.....	55
Figura 17 Gráfica de ángulo de fase	57
Figura 18 Lámparas de sincronización.....	60
Figura 19 Esquema de controles woodward	63
Figura 20 Repartidor de carga Woodward 2301	64
Figura 21 Esquema de conexión de un módulo repartidor de carga.	65
Figura 22 Ajuste de un módulo repartidor de carga.....	67
Figura 23 Módulo de repartición de carga y control de velocidad	69
Figura 24 Sincronizador Woodward SPM-A.....	70
Figura 25 Terminales de conexión del SPM-A.....	71
Figura 26 Conexión módulo repartidor de carga y sincronizador	73
Figura 27 Panel de control Caterpillar EMCP4.4	74
Figura 28 Pantalla de sincronización del controlador EMCP4.4.....	77
Figura 29 Repartición de carga entre generadores	80
Figura 30 Pantalla de repartición de carga en el controlador EMCP4.4.....	83
Figura 31 funciones lógicas del EMCP4.4	86
Figura 32 Lógica del IVR	87
Figura 33 Módulos de excitación EM10 y EM15	88
Figura 34 Comunicaciones en el panel EMCP4.4	90
Figura 35 Red CAN /J1939.....	91
Figura 36 Interconexión red Modbus.....	93

Figura 37 Parámetros configuración Modbus	93
Figura 38 Configuración enlace TCP/IP	94
Figura 39 Red ethernet MGDL	95
Figura 40 Cableado ethernet.....	96
Figura 41 Topologías de red para EMCP4.4	96
Figura 42 Control inteligente basado en la industria 4.0.....	99
Figura 43 Montaje panel de control Emcp2.....	110
Figura 44 Montaje panel de control Emcp4.4.....	111
Figura 45 Regulador de voltajes Vr3 y módulo de excitación.....	111
Figura 46 Vista de cableado original del panel de control	112
Figura 47 Integración nuevo panel de control	113
Figura 48 Adaptador de comunicación ET	114
Figura 49 Cableado de comunicación Ethernet	115
Figura 50 Comprobación de disyuntor con un DLRO	116
Figura 51 Comprobación de la resistencia de aislamiento de un disyuntor	116
Figura 52 Mantenimiento preventivo	117
Figura 53 Sincronización con EMCP4.4.....	118
Figura 54 Vista panorámica de grupos electrógenos.....	118

Índice de Tablas

Tabla 1 Niveles de voltaje en LV y MV.....	8
Tabla 2 Voltajes y aislamiento en paneles de LV.....	9
Tabla 3 Voltajes y aislamiento en paneles de MV.....	11
Tabla 4 Especificaciones de los módulos de excitación	89
Tabla 5 Comparativa de características estándar	105
Tabla 6 Comparativa de funciones avanzadas	108

RESUMEN

El suministro de energía eléctrica ininterrumpida es esencial para garantizar la calidad y seguridad de los servicios médicos en los hospitales, donde cualquier interrupción puede tener consecuencias graves para la salud de los pacientes y el funcionamiento de los equipos críticos. Para mantener la confiabilidad del sistema de respaldo de energía es necesario de mantener la redundancia con varios grupos electrógenos en paralelo siendo controlados por paneles de control que se encargan de todas las funciones de control. En este estudio se ahonda en la tecnología del panel de sincronismo actual del sistema de respaldo del Hospital Roberto Gilbert en la ciudad de Guayaquil. Para llevar esto a cabo se ha realizado una recolección de información exhaustiva de la tecnología Woodward actualmente aplicada en estos equipos. Y se desea elevar los estándares de confiabilidad y respuesta de los sistemas con una nueva tecnología que viene de la mano del mayor fabricante de grupos electrógenos Caterpillar, comparando su más reciente tecnología de sincronización de generadores con la tecnología actual instalada en el hospital. Se plantean las ventajas y desventajas hasta culminar con un caso de éxito aplicado a otra institución médica en la ciudad de Guayaquil.

Palabras claves: Grupos electrógenos, sincronismo, paneles de control, Woodward, Caterpillar.

ABSTRAC

The supply of uninterrupted electrical power is essential to ensure the quality and safety of medical services in hospitals, where any interruption can have serious consequences for the health of patients and the operation of critical equipment. To maintain the reliability of the power backup system it is necessary to maintain redundancy with several generator sets in parallel being controlled by control panels that are responsible for all control functions. This study delves into the technology of the current synchronization panel of the Roberto Gilbert Hospital's backup system in Guayaquil. To carry out this, an exhaustive collection of information has been carried out on the Woodward technology currently applied to this equipment. It is desired to raise the standards of reliability and response of the systems with new technology from the largest generator sets Caterpillar manufacturer, comparing its most recent generator synchronization technology with the current technology installed in the hospital. The advantages and disadvantages are presented until culminating in a success story applied to another medical institution in the city of Guayaquil.

Keywords: Generator sets, synchronism, control panels, Woodward, Caterpillar.

CAPITULO 1: DESCRIPCIÓN GENERAL

1.1 Introducción

Un sistema de respaldo de energía es importante principalmente porque proporciona una capa de seguridad y continuidad en situaciones donde el suministro eléctrico principal puede verse comprometido.

Un corte de la energía pública podría poner en riesgo la vida de los pacientes si no se dispone de un respaldo inmediato. Durante situaciones de emergencia, como desastres naturales, accidentes graves o pandemias, es esencial que los hospitales puedan mantener su correcto funcionamiento sin interrupciones. Un sistema de respaldo de energía asegura que las operaciones médicas cruciales no se detengan, proporcionando iluminación, climatización, comunicaciones y otros servicios esenciales.

Un sistema de respaldo de energía en un hospital no solo asegura la continuidad de las operaciones críticas de atención médica, sino que también contribuye significativamente a la seguridad, el bienestar y la vida de los pacientes y del personal médico en situaciones tanto normales como de emergencia.

El estudio abarca el comprender las bondades del nuevo sistema, la simplificación de funciones y el ahorro de espacio físico debido a la utilización de diferentes protocolos de comunicación en las diferentes tareas que conlleva el sincronismo de grupos electrógenos. Se desea comparar el funcionamiento de los dos sistemas y las virtudes de cada uno en el momento de sincronizar y controlar los grupos de respaldo de energía.

1.2 Antecedentes

En el hospital Roberto Gilbert Elizalde existe una gran demanda de energía para su funcionamiento, pero además existe la necesidad de que el

suministro de esta energía sea ininterrumpido ya que de esto depende muchas cargas críticas como quirófanos, unidades de cuidados intensivos, servidores, etc. Es por eso que existe la necesidad de mejorar el sistema de respaldo que depende de los equipos de sincronización de los grupos electrógenos para suplir toda esta demanda y garantizar el respaldo para toda la instalación.

1.3 Justificación

La importancia de garantizar un suministro eléctrico ininterrumpido en entornos hospitalarios, como el Hospital de Niños Roberto Gilbert en Guayaquil, no puede subestimarse. La interrupción del suministro eléctrico puede tener consecuencias graves para la salud y la seguridad de los pacientes, así como para la efectividad de los servicios médicos proporcionados. En este sentido, los sistemas de respaldo de energía, junto con los sistemas de sincronismo con controladores, desempeñan un papel crítico en la garantía de la continuidad operativa de las instalaciones hospitalarias. Este hecho nos impulsa a cuestionarnos las limitaciones y la confiabilidad de los actuales paneles de control del sistema de respaldo del Hospital Roberto Gilbert de la ciudad de Guayaquil que ya han estado en servicio por varias décadas y se desconoce su tiempo de vida operativa. Esto nos lleva a develar sus ventajas y desventajas para compararlas con la tecnología que ofrece el panel de sincronismo Caterpillar EMCP4.4.

1.4 Planteamiento del problema

En el Hospital de Niños Roberto Gilbert en la ciudad de Guayaquil, el suministro eléctrico ininterrumpido es fundamental para garantizar la prestación de servicios de atención médica de calidad. Sin embargo, las interrupciones en el suministro eléctrico son una realidad que puede tener

consecuencias graves para la salud y el bienestar de los pacientes, así como para el funcionamiento de los equipos médicos y las instalaciones hospitalarias en general.

Las perturbaciones eléctricas y la falta de suministro eléctrico en un hospital pueden acarrear grandes daños en los equipos médicos y atentar contra la vida de un paciente por falta de energía o deficiencias en la red de energía pública.

A pesar de la existencia de sistemas de respaldo de energía, como grupos electrógenos, es crucial asegurar que estos sistemas funcionen de manera eficiente y confiable en caso de emergencia y que brinden la redundancia necesaria ante la falla de uno o varios equipos de respaldo.

Ante este panorama, surge la pregunta: ¿Cuál es la diferencia en las respuestas de los sistemas de sincronismo con controlador Woodward versus controlador Caterpillar EMCP4? para el respaldo de energía en el Hospital de Niños Roberto Gilbert en la ciudad de Guayaquil? Esta pregunta constituye el núcleo del problema que este estudio se propone abordar, con la finalidad de contribuir a la mejora de la infraestructura eléctrica y, en última instancia, a la seguridad y calidad de la atención médica proporcionada en este importante centro de salud.

1.5 Objetivo General

Realizar un estudio comparativo de las respuestas de los sistemas de sincronismo con controlador Woodward versus controlador EMCP4.4 Caterpillar para el respaldo de energía en el hospital de niños Roberto Gilbert en la ciudad de Guayaquil.

1.6 Objetivos Específicos

Recopilar información detallada sobre las características técnicas y operativas de los sistemas de sincronismo instalados en el Hospital de Niños Roberto Gilbert, incluyendo especificaciones de hardware y software.

Analizar los datos recopilados para evaluar el desempeño de los sistemas de sincronismo con controlador Woodward y controlador EMCP4.4 Caterpillar en términos de eficiencia, fiabilidad y capacidad de respuesta.

Mediante el análisis del panel Caterpillar EMCP4.4 presentar un caso de éxito para la optimización de paneles de sincronismo woodward.

1.7 Hipótesis

Existe diferencia significativa en las respuestas de los sistemas de sincronismo con controlador Woodward y controlador EMCP4.4 Caterpillar en cuanto a sincronización y respuesta ante cambios de carga en el hospital de niños Roberto Gilbert.

1.8 Metodología de la investigación

Esta investigación es de tipo documental y se basa en el análisis comparativo de resultados cualitativos y cuantitativos y mediante la Interpretación de resultados para determinar ventajas y desventajas de cada sistema en un sistema de sincronismo de grupos electrógenos. Esta metodología es esencial para garantizar una evaluación precisa y fundamentada de los sistemas de sincronismo en el contexto específico del hospital (Técnica, 2023).

CAPITULO II

2 Marco Teórico

2.1 Tableros de control de paralelismo (Switchgear)

Los sistemas de generación de energía eléctrica proporcionan energía eléctrica primaria y de respaldo en instalaciones de todo el mundo. Los tableros de sincronismo del generador son un componente integral en muchas de estas instalaciones para garantizar la generación de energía óptima y el rendimiento del sistema de distribución eléctrica.

Los paneles de control están compuestos por componentes de control y fuerza como, fusibles y/o disyuntores utilizados para aislar equipos eléctricos y distribuir energía eléctrica. Las principales funciones del panel de control de paralelismo del generador son:

- Conmutación de la fuente de respaldo de energía a la carga.
- Protección del grupo electrógeno.
- Medición de salidas
- Proveer paralelismo y repartición de cargas entre generadores
- Operación y control del generador.

2.2 Códigos, estándares y términos

Dentro de los Estados Unidos, varias organizaciones son responsables de crear códigos y estándares relacionados con la construcción de tableros de distribución. Las principales organizaciones (EATON, 2024) son:

- American National Standards Institute (ANSI).
- Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE).

- Underwriters Laboratory (UL).
- National Fire Protection Association (NFPA) – also sponsors the National Electrical Code (NEC).
- National Electrical Manufacturers Association (NEMA).
- American Bureau of Shipping (ABS).

2.2.1 IEEE1547

IEEE1547 es un estándar que establece criterios y requisitos para la interconexión de recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica. Proporciona requisitos relevantes para el rendimiento, operación, pruebas, consideraciones de seguridad y mantenimiento de la interconexión (IEEE, 2018).

2.2.2 Clasificación de voltaje para tableros eléctricos

Los paneles de control generalmente se clasifican por voltaje. Los rangos típicos de voltajes en tableros de control en paralelo son de 480 V a 15 kV y coinciden con los rangos de voltaje de los generadores. Los conjuntos también están clasificados para voltajes específicos.

Tabla 1 Niveles de voltaje en LV y MV.

Nivel de Voltaje	3 líneas	4 líneas
Bajo Voltaje (LV)	240/120 240 480 600	208Y/120 240/120 480Y/277
Medio Voltaje (MV)	2400 4160 4800 6900 13200 13800 14400	4160Y/2400 8320Y/4800 12000Y/6930 12470Y/7200 13200Y/7620 13800Y/7970

Nota. Rangos de voltajes en paneles de control. Por IEEE Standard 141, 2015.

2.3 Tipos de paneles de control

Hay tres tipos de paneles de control disponibles: encapsulados en metal(metal-enclosed), revestidos en metal (metal-clad) y resistentes al arco (arc resistant). Los tableros con envoltorio metálica se usan principalmente para aplicaciones de bajo voltaje, mientras que los tableros con revestimiento metálico y resistentes al arco se usan con mayor frecuencia para tableros de media tensión.

2.3.1 Encapsulados en metal (Metal-Enclosed)

Los paneles de control encapsulados son los que normalmente se utilizan en bajo voltaje.

Tabla 2 Voltajes y aislamiento en paneles de LV

Voltaje máximo clasificado (V rms)	Impulso a resistir (Kv)
254	2.2
508	2.2
635	2.2

Nota. Niveles de voltaje y aislamiento en paneles encapsulados de bajo voltaje.

Por IEEE C37.20.1, 2015

Los paneles de control encapsulados en metal generalmente incluyen:

- Caja moldeada de bajo voltaje o disyuntores de potencia (con o sin fusibles) de acuerdo con ANSI/IEEE C37.13.
- Barras colectoras y conexiones desnudas.
- Transformadores de instrumentación, control de tensión y corriente.
- Instrumentos y medidores.
- Relés, procesadores de automatización digitales y otros dispositivos lógicos.
- Cableado de control, fusibles y bloques de terminales.
- Componentes de control de velocidad y tensión para el grupo electrógeno específico.
- Disyuntores del alimentador y conexiones de cables de alimentación.
- Componentes de control de velocidad.
- Componentes de control de tensión.

Los disyuntores de potencia o de caja moldeada de bajo voltaje están contenidos en compartimentos metálicos. Estos disyuntores pueden operarse manualmente o eléctricamente mediante controles del sistema local o remoto. Los disyuntores pueden ser estacionarios o extraíbles, enchufables para los de caja moldeada y extraíbles para los disyuntores de potencia.

2.3.1.1 Tableros para interior.

Las instalaciones de distribución metálicas están cubiertas por todos sus lados, incluida la parte superior, con chapa metálica. Las aberturas de ventilación y las ventanas de inspección no están cubiertas. El gabinete contiene los dispositivos de conmutación o interrupción de energía con buses y conexiones, controles, instrumentación, medición y otros dispositivos auxiliares. Puertas y/o cubiertas extraíbles proporcionan acceso al interior del recinto.

2.3.1.2 Tableros para exterior.

Los tableros para exteriores con gabinete metálico son similares a los tableros para interiores, excepto que también es resistente a la intemperie. Un conjunto de tablero cerrado para exteriores con un pasillo delante se pueden proporcionar secciones de disyuntor y de instrumentos para proteger a los trabajadores y el equipo del clima durante el mantenimiento y la operación del sistema.

2.3.2 Revestido de metal (Metal- clad)

Los tableros revestidos de metal se utilizan más comúnmente en aplicaciones de media tensión. La Figura 3 muestra los valores de tensión máxima nominal y resistencia al impulso para tableros blindados.

Tabla 3 Voltajes y aislamiento en paneles de MV

Voltaje máximo clasificado (Kv rms)	Impulso a resistir (Kv)
4.76	60
8.25	95
15.0	95

Nota. Niveles de voltaje y aislamiento en paneles revestidos de medio voltaje. Por ANSI/IEEE C37.20.2, 2015

La construcción de celdas blindadas de media tensión difiere de las celdas blindadas en varios aspectos. Las características que caracterizan a los tableros blindados se resumen en los siguientes párrafos.

- El dispositivo principal de conmutación e interrupción es del tipo removible (extraíble) provisto de un mecanismo para moverlo físicamente entre las posiciones conectado y desconectado. También está equipado con dispositivos de desconexión primaria autoalineantes y auto acoplables y conexiones de cableado de control capaces de desconectarse.
- Las partes principales del circuito primario, como los dispositivos de conmutación o interrupción del circuito, barras, transformadores de voltaje y transformadores de potencia de control, están completamente encerrados por barreras metálicas conectadas a tierra que no tienen aberturas intencionales entre los compartimientos. Se incluye específicamente una barrera metálica en frente o parte del dispositivo interruptor de circuito para asegurar que, cuando esté en la posición conectada, ningún componente del circuito primario quede expuesto al abrir una puerta.

- Todas las piezas vivas están encerradas dentro de compartimentos metálicos conectados a tierra.
- Las contraventanas automáticas cubren los elementos del circuito primario cuando el elemento extraíble está en la posición desconectado, de prueba o retirado.
- Los conductores y conexiones de la barra primaria están completamente cubiertos con material aislante.
- Se proporcionan enclavamientos mecánicos o eléctricos para una secuencia operativa adecuada en condiciones normales de funcionamiento.
- Con excepción de tramos cortos de cables, como los de los terminales de los transformadores de instrumentos, los instrumentos, medidores, relés, dispositivos de control secundarios y su cableado están aislados de todos los elementos del circuito primario mediante barreras metálicas conectadas a tierra.
- La puerta a través de la cual se inserta el dispositivo de interrupción del circuito en la carcasa puede servir como panel de instrumentos o relés y también puede proporcionar acceso a un compartimento secundario o de control dentro de la carcasa.

2.3.3 Resistente al arco

Las celdas blindadas de media tensión convencionales no están diseñadas para soportar fallas de alta energía de arco. Fallos debidos a materiales aislantes defectuosos, juntas de bus inadecuadas, mantenimiento deficiente, dispositivos de protección o seguridad incorrectos, errores humanos, ingreso de humedad, las condiciones de servicio anormales, etc. podrían convertirse rápidamente en una falla trifásica. Las fallas de alta

energía del arco provocan rápidos aumentos de temperatura del aire circundante y rápidos aumentos de presión dentro del recinto.

Los tableros resistentes a arcos están diseñados para brindar protección contra fallas de arco interno. Se pueden obtener los siguientes beneficios de seguridad mediante el uso de tableros resistente al arco:

- La puerta de cada compartimento y la placa de barrera están diseñadas para soportar picos de presión debidos a arcos internos.
- Los gases calientes y las partículas fundidas escapan a través de un respiradero de alivio de presión especialmente diseñado ubicado en el techo del gabinete, lejos del personal operativo.
- La inserción del disyuntor a puerta cerrada proporciona mayor seguridad.
- Las ventanas de visualización permiten al personal observar el estado del disyuntor sin abrir la puerta.
- El compartimento de bajo voltaje está completamente segregado para evitar la acumulación de presión.
- El diseño del tablero de distribución resistente al arco debe contener el daño dentro del compartimento defectuoso, reduciendo el tiempo de inactividad.

2.4 Transformadores

Un transformador es un dispositivo que transfiere energía eléctrica de un circuito a otro a través de un campo magnético compartido. Una corriente cambiante en el circuito primario crea un campo magnético cambiante, que induce un voltaje en el circuito secundario. El circuito secundario imita el circuito primario, pero con diferente corriente y voltaje (Tecsca, 2024).

2.4.1 Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente (CT) están diseñados para proporcionar una corriente en su conductor secundario proporcional a la corriente que fluye en su conductor primario. Los transformadores de corriente pueden aislar de forma segura los circuitos de medición y control de los altos

voltajes y corrientes presentes en el circuito, al tiempo que brindan una medición precisa de la corriente primaria (Endesa, 2024).

Figura 1 Transformadores de corriente



Nota. Los transformadores de corriente (CT) son utilizados como elementos de medición. Fuente TE connectivity; 2024

La relación del transformador de corriente generalmente se selecciona de modo que la corriente de carga máxima indique aproximadamente el 70 % de la escala completa en un amperímetro de bobina estándar de 5 A. Por lo tanto, la clasificación primaria del transformador de corriente debe ser del 140 al 150 % de la corriente de carga máxima.

2.4.2 Transformadores de voltaje/potencial

Se utilizan transformadores de voltaje (VT) o transformadores de potencial (PT) entre el voltaje de fase del generador y los diversos

instrumentos y aparatos para reducir el voltaje al voltaje de instrumento estándar de 120v.

Figura 2 Transformadores de voltaje



Nota. Transformador de voltaje para control y monitoreo. CIC; 2024.

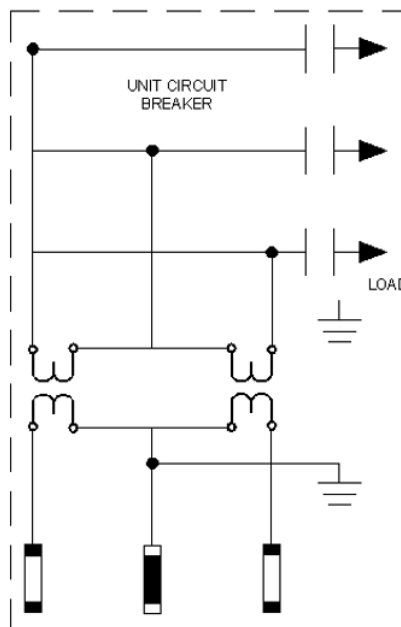
Los transformadores de voltaje están diseñados para presentar una carga insignificante al suministro que se está midiendo y para tener una relación de voltaje precisa para reducir con precisión los altos voltajes, de modo que los equipos de relés de protección y medición puedan operar a un potencial más bajo.

La selección de la relación para el transformador de voltaje rara vez es una cuestión ya que la clasificación primaria debe ser igual o mayor que el voltaje de línea a línea del sistema. El tipo de sistema y el relé determina el número de transformadores de potencial por conjunto y la conexión y medición requerida.

Un sistema trifásico de 3 cables con medidores de vatios-hora de 2 elementos requiere un conjunto de dos transformadores de voltaje de línea a línea. Si también se requiere potencial de línea a tierra para un relé direccional de tierra, se puede usar un conjunto de tres transformadores de voltaje de línea a tierra para proporcionar potencial de línea a línea para el medidor de vatios-hora de 2 elementos y el potencial de línea a tierra. potencial a tierra para el relé de tierra.

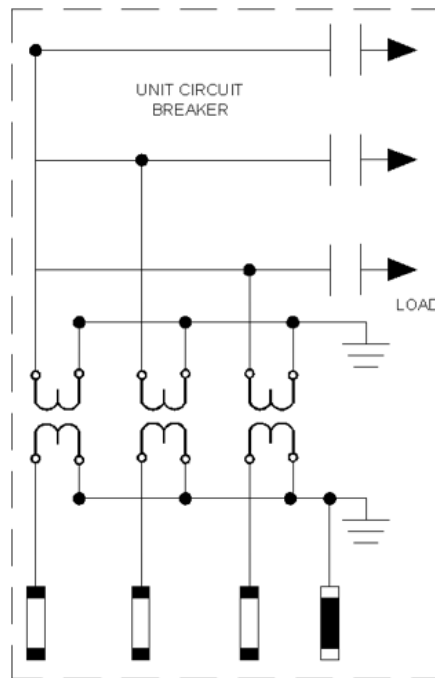
Un sistema trifásico de 4 cables con conexión a tierra sólida generalmente requiere tres transformadores de voltaje de línea a tierra para medición de 2-1/2 o 3 elementos. Cuando sea necesaria la sincronización de generadores o sistemas, se recomienda utilizar únicamente el potencial de línea a línea.

Figura 3 Transformador en delta abierto



Nota. Transformador de voltaje conectado en Delta abierto. CAT; 2020

Figura 4 Transformador en estrella



Nota. Transformador de voltaje conectado en estrella. CAT; 2020

2.4.3 Transformadores de potencia para control

Los transformadores de potencia para control (CPT) se utilizan para la energía auxiliar de calentadores, luces y receptáculos y para el control de disyuntores operados eléctricamente cuando las fuentes de energía auxiliar externas no están disponibles.

Los CPT, cuando se utilizan para controlar interruptores operados eléctricamente, deben conectarse en el lado de la fuente del interruptor principal para que la energía de control esté disponible para cerrar el interruptor principal. Algunas de las características principales de los CPT se enumeran a continuación:

- Reduzca el voltaje primario a 120/240 VCA.
- Proporcionar energía de 120/240 VCA para calentadores, luces y control de disyuntores.
- Montado en cajón auxiliar extraíble hasta 15kVA.

- Fijo montado en la parte trasera de la estructura y provisto de cajón de fusibles primarios extraíbles por encima de 15kVA.

2.5 Disyuntores automáticos (circuit breakers)

El disyuntor es un componente integral del cuadro, que abre y cierra un circuito por medios no automáticos y abre el circuito automáticamente en un nivel de sobrecorriente predeterminado sin dañarlo (Joy, 2023).

Los disyuntores están ubicados entre la fuente de energía y la carga y desempeñan un papel crucial en dos de las funciones principales de los tableros de control:

- Conmutar la carga hacia y desde el generador.
- Proteger el generador de cortocircuitos y sobrecargas.

Todos los disyuntores tienen las siguientes características funcionales y de diseño comunes:

- Marco.
- Contactos y mecanismos operativos.
- Unidades de disparo.
- Métodos de extinción del arco.
- Métodos de montaje.
- Para interruptores de baja tensión. Los estándares específicos de aplicación/circuito deben cumplir con los requisitos de UL 1066 (usado en tableros de distribución UL 1558) o UL 489 (Laboratories, 2024).
- Para los CB de media tensión, no se aplica el cumplimiento de las normas específicas de aplicación/circuito. Los CB de media tensión se pueden clasificar utilizando la estructura de clasificación ANSI C37.06.

2.5.1 Disyuntores de Caja moldeada de bajo voltaje

Los disyuntores de caja moldeada tienen un diseño de montaje fijo y completamente sellado, destinados principalmente a la protección de cables. Los disyuntores de caja moldeada pueden montarse con pernos o enchufables.

Los disyuntores de caja moldeada suelen tener un límite de voltaje máximo de 600 V y cuentan con los siguientes componentes principales:

- Caja moldeada: una carcasa hecha de materiales aislantes.
- Mecanismo de operación: abre y cierra el interruptor.
- Contactos: transportan corriente.
- Extintores de arco: confinan y extinguen el arco que se dibujará entre los contactos cada vez que interrumpan la corriente.
- Elementos de disparo: monitorea la corriente y dispara el mecanismo operativo y abre los contactos en caso de una condición de falla.
- Conectores de terminales: conecta los disyuntores a la fuente de alimentación y la carga.

Las clasificaciones de corriente de corto plazo en los disyuntores de caja moldeada son mucho más bajas que sus ratings de interrupción. El disparo selectivo está disponible en un rango pequeño muy por debajo de las clasificaciones kAIC.

Por lo general, se operan mediante una palanca mecánica sobre el centro; Hay operadores de motor adicionales disponibles. Los disyuntores de caja moldeada de bajo voltaje presentan las siguientes características (engineer, 2024):

- Debe estar certificado según la norma UL 489.
- No se requiere mantenimiento interno debido al sellado del disyuntor.

- Puede dispararse termo magnéticamente o electrónicamente.
- Disparo de anulación instantánea 10 veces mayor.
- Límite de tensión de 600V.

Figura 5 Disyuntores caja moldeada



Nota. Disyuntores de tres polos caja moldeada. Fuente: Eaton;2024

2.5.2 Disyuntores de Caja aislada de bajo voltaje

Los disyuntores de caja aislada presentan las siguientes características:

- Debe estar certificado según la norma UL 489.
- Puede ser de montaje fijo o extraíble.
- Disparado electrónicamente.
- Disparo de anulación instantánea 13X.
- 30 ciclos resisten una clasificación de interrupción inferior a la total.

Figura 6 Disyuntor caja aislada.



Nota. Disyuntor de caja aislada desmontable. Fuente: Eaton:2024

2.5.3 Disyuntores de baja tensión

Los disyuntores de potencia están diseñados para conectarse a barras colectoras en tableros de control. Pueden ser operados manualmente o eléctricamente. Tienen arcos, contactos y resortes totalmente reemplazables (mantenibles en campo). Los disyuntores de baja tensión presentan las siguientes características:

- Debe estar certificado según los estándares UL 1066.
- Debe montarse en forma extraíble.
- Disparo electrónicamente.
- Resistencia de 30 ciclos hasta capacidad de interrupción total.
- Realizar un cierre rápido para mantener una alta continuidad del servicio.
- La unidad de disparo está montada integralmente en el disyuntor.

Algunas de las ventajas de los disyuntores de potencia son:

- Altos índices de interrupción.
- Altos ratings a corto plazo.
- Velocidad de operaciones:
- Operación de apertura/cierre remoto.
- Cierre rápido.

Transferir cargas manteniendo la continuidad del servicio:

- Se utiliza para poner en paralelo interruptores.
- Se utiliza en esquemas de transferencia principal-embarcación-principal.
- Coordinación/selectividad.
- Mantenibilidad.

2.5.4 Unidades de disparo (Trip Unit)

Las unidades de disparo se encuentran más comúnmente en aplicaciones de bajo voltaje. Las unidades de control sirven como control lógico para el interruptor. Hay dos tipos de unidades de viaje:

- Termomagnético.
- Electrónica.

Las unidades termomagnéticas ofrecen un retraso en caso de sobrecarga y responden rápidamente a una corriente excesiva. Las unidades exclusivamente magnéticas se utilizan principalmente para proteger motores y bombas contra incendios en aplicaciones de alto calor. Las unidades de disparo electrónicas brindan protección y monitoreo más sofisticados al medir y comparar la corriente real con una tabla de valores de referencia para determinar la respuesta adecuada. Una variedad de ajustes permite adaptar

el disyuntor a las características precisas del circuito protegido. Además, las unidades de disparo electrónicas ofrecen capacidades de comunicación y monitoreo. Se puede monitorear la demanda actual y la corriente de falla a tierra, así como el estado del interruptor, la configuración de las funciones de protección y el historial de disparos. (schneider-electric, 2024)

También se encuentran disponibles dispositivos de corriente residual que brindan protección diferencial, así como una amplia gama de accesorios. Existen cuatro funciones de protección de la unidad de control:

1. Retraso prolongado (L).
2. Retraso corto (S).
3. Instantáneo (I).
4. Falla a tierra (G).

En las aplicaciones, las funciones de disparo proporcionadas por la unidad de disparo del interruptor se abrevian en forma de L, S, I y G. Es decir, una unidad de disparo con retardo largo, retardo corto y funciones instantáneas se abreviaría como LSI.

2.5.5 Circuitos de estado sólido

Los interruptores convencionales están disponibles con unidades de disparo electromecánicas fijas o intercambiables, según del interruptor y del tamaño del marco. Aunque las unidades de disparo se pueden cambiar, no apretar correctamente las conexiones eléctricas es una causa frecuente de problemas en el disyuntor en el campo. (Hughes, 2016)

La mayoría de los fabricantes ofrecen disyuntores de caja moldeada con transformadores de corriente y circuitos de estado sólido en lugar de las unidades de disparo termomagnéticas convencionales. Esto ofrece ventajas que incluyen:

- Clasificación de protección de sobrecarga modificada rápidamente cambiando un enchufe de clasificación (en lugar de cambiar toda la unidad de disparo).
- Capacidad ajustable de disparo instantáneo o de cortocircuito para disparar selectivamente otros interruptores en el sistema mediante la incorporación de un retraso en el disparo instantáneo o de cortocircuito.

2.5.5.1 Retardo largo (L).

La activación con retardo prolongado determina el amperaje continuo del interruptor. También determina la cantidad de tiempo que el interruptor soportará una sobrecarga de bajo nivel antes de dispararse.

Hay dos tipos de respuestas en la captura con retardo prolongado:

1. respuesta I_{2t}

a. I_{2t} in: para coordinación con otros disyuntores con disparadores electrónicos y para coordinación con disyuntores termomagnéticos.

2. respuesta I_{4t}

a. I_{4t} out: para coordinación con fusibles y curvas de daño del transformador aguas arriba.

2.5.5.2 Retraso corto (S).

Los arranques de retardo corto determinan o establecen el nivel de corriente de falla en el que se activa la cuenta regresiva del retardo de disparo corto. El retardo corto establece la cantidad de tiempo que el interruptor conducirá corrientes de falla altas y bajas antes de dispararse.

Hay dos tipos de respuestas de retardo corto:

1. Respuesta plana

a. I_{2t} out: para coordinación con otros disyuntores con disparadores electrónicos.

2. respuesta I_{2t}

a. I_{2t} in: para coordinación con fusibles y disyuntores termomagnéticos.

2.5.5.3 Falla a tierra (G).

La falla a tierra se define como un camino eléctrico involuntario entre una fuente de corriente y una superficie conectada a tierra. Las fallas a tierra ocurren cuando hay fugas de corriente y electricidad se está escapando hacia el suelo (Administration, 2024).

Las fallas a tierra se pueden dividir en tres clases:

1. Una falla atornillada.
2. Los fallos resultantes de la depreciación del aislamiento que comiencen como lo que puede considerarse una fuga de 10 a 250 mA. Esta avería se puede observar en equipos como motores y transformadores.
3. Fallos resultantes de una rotura inmediata del aislamiento que produce un arco.

El NEC crea estándares específicos para la protección contra fallas a tierra que deben usarse al diseñar un sistema. Se considera que la clasificación de la desconexión de servicio es la clasificación del fusible más grande que se puede instalar o la configuración de disparo de corriente continua más alta para la cual el dispositivo de sobrecorriente real instalado en un disyuntor está clasificado o se puede ajustar. (EATON, 2024)

Las unidades de disparo de falla a tierra se pueden preseleccionar para disparar los contactos principales o dejar los contactos principales cerrados y anunciar la condición de falla a tierra. El transformador de corriente de secuencia cero (CT) se utiliza para relés de falla a tierra sensibles o protección diferencial de máquina de tipo de corriente primaria auto equilibrada. En un TC de secuencia cero, el cable de tres núcleos o tres núcleos individuales de

un sistema trifásico pasan a través del diámetro interior del CT. Cuando el sistema está libre de fallas, no fluye corriente en el secundario del CT de secuencia cero. Cuando hay una falla, la corriente residual del sistema fluye a través del secundario del TI de secuencia cero que opera el relé.

El número mínimo de transformadores de corriente para relés de circuitos e instrumentos es de tres transformadores de corriente, uno para cada fase o transformadores de corriente conectados bifásicos y un transformador de corriente homopolar. Se requieren juegos separados de transformadores de corriente para relés diferenciales.

El arranque mínimo de un relé de tierra en el residual de transformadores de corriente conectados trifásicos está determinado principalmente por la relación del transformador de corriente. Agregar un transformador de corriente auxiliar residual conectado puede reducir la activación del relé. Esta conexión es deseable en los circuitos principales entrantes y de enlace de circuitos puestos a tierra de baja resistencia.

2.5.6 Dimensionamiento de los disyuntores

Se requiere un disyuntor para conectar o desconectar la carga eléctrica hacia y desde el generador. Para dimensionar el disyuntor y el cuadro se debe utilizar la siguiente fórmula:

$$= \frac{\text{kW} \times 1000}{1.732 \times \text{volts} \times 0.9 \times \text{pf}}$$

Dónde:

kW = potencia neta del grupo electrógeno Volts = voltaje del sistema, fase a fase o línea a línea.

pf = factor de potencia de la carga del sistema

Constantes:

1000 – para convertir kW a vatios 1,732 – para sistema trifásico

0,9 – compensación de temperatura y margen de sobrecarga para el disyuntor
Esta fórmula se puede simplificar para leer:

Tamaño del interruptor (en amperios)

$$= \frac{\text{kW} \times 642}{\text{volts} \times \text{power factor}}$$

2.5.6.1 Protección contra sobrecarga.

Aunque los disyuntores están diseñados para proteger contra sobrecargas, no deben abrirse instantáneamente cuando se exceden los límites de corriente; esto daría lugar a tropezones molestos. Los disyuntores deben dispararse antes de que se dañe el aislamiento del cable. En una condición de sobrecarga, el calentamiento de un cable es función del nivel actual y del tiempo (Electricaplicada, 2024).

Puede ser bastante largo para sobrecargas leves, pero la ley de Ohm establece que el efecto de calentamiento varía con el cuadrado de la corriente, por lo que el retraso debe reducirse rápidamente a medida que aumenta la sobrecarga.

2.5.7 Potencia de control

2.5.7.1 Baterías.

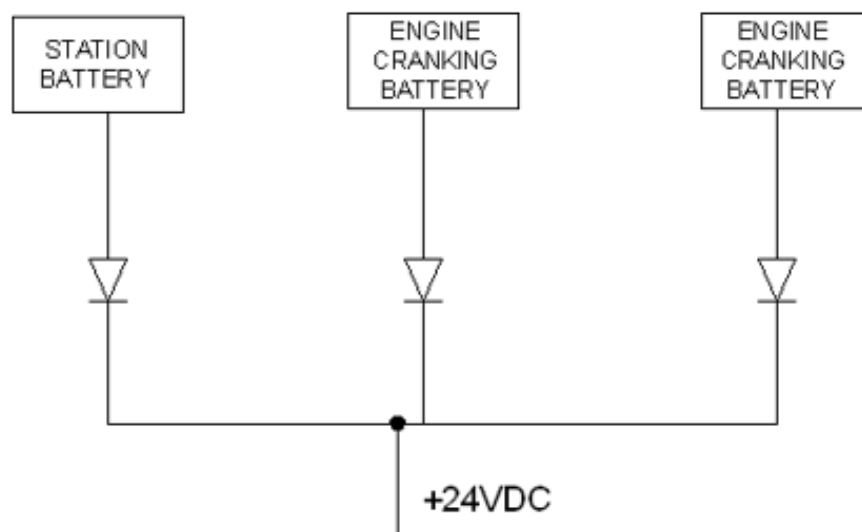
La energía de control del disyuntor puede derivarse de una combinación de una batería de estación y baterías de arranque del motor (24 VCC) conectadas entre sí a través de un circuito de diodos de la mejor batería. La energía de CA derivada de la fuente de servicio público y/o del generador también se puede utilizar para la energía de control del disyuntor (Amperis, 2024).

El mejor circuito de diodos de batería es necesario para evitar conectar baterías de arranque directamente en paralelo y evitar arrancar los motores con la batería de la estación.

Al diseñar el mejor circuito de diodos de batería:

- Dimensione los diodos para permitir una corriente directa adecuada y evitar la corriente inversa.
- Se debe considerar el voltaje inverso pico.

Figura 7 Circuito de mejor fuente



Nota. Mejor circuito de batería mediante diodos. Fuente: CAT; 2020.

2.5.7.2 Cargadores de baterías.

La energía de la red pública se utiliza normalmente para recargar las baterías mediante cargadores de baterías. La energía de entrada al cargador de baterías suele ser de 120 VCA monofásica.

2.6 Controles

2.6.1 Componentes

2.6.1.1 Relé de control.

Un relé de control es un dispositivo electromecánico que consta de una bobina y conjuntos de contactos que se utilizan para una serie de funciones que incluyen:

- Cerrar o disparar disyuntores.
- Estado discreto de los dispositivos
- Encendido o apagado de otros dispositivos de control.

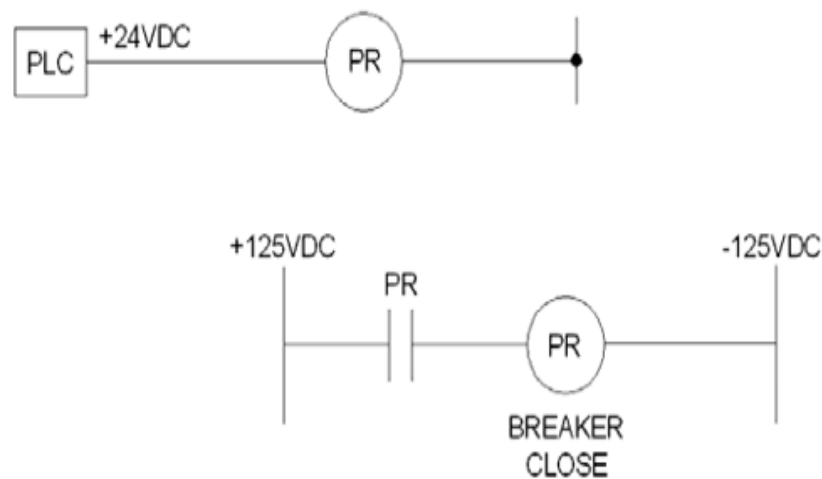
Los relés de control sólo tienen dos estados de funcionamiento posibles: encendido y apagado. Un relé de control es esencialmente un interruptor; Los relés de control utilizan uno o más pares de contactos para abrir o cerrar circuitos.

Se pueden agrupar varios relés de control en una configuración de lógica de escalera para realizar funciones más complejas. Los controladores lógicos programables y los procesadores de automatización digital han emplazado en su mayor parte a los relés de control en circuitos más complejos debido a mejoras en el ahorro de espacio, la flexibilidad y la velocidad.

Los relés de control siguen siendo un dispositivo necesario debido a las corrientes nominales más altas de sus contactos. En estos casos, el relé de control actuará como un relé piloto para conmutar un voltaje y/o corriente

más alto a un dispositivo en particular (Advantecnia, 2023).

Figura 8 Relés de control



Nota. Relés de control en diferentes voltajes. Fuente: CAT; 2020.

2.6.1.2 Controlador lógico programable.

Un controlador lógico programable (PLC) es un dispositivo electrónico basado en un microprocesador que se utiliza para la automatización. A diferencia de las computadoras de uso general, el PLC está diseñado para múltiples disposiciones de entradas y salidas, rangos de temperatura extendidos, inmunidad al ruido eléctrico y resistencia a vibraciones e impactos. Los programas para controlar el funcionamiento de la máquina normalmente se almacenan en un sistema de memoria no volátil o respaldado por baterías. Un PLC es un ejemplo de un sistema en tiempo real, ya que los resultados de salida deben producirse en respuesta a las condiciones de entrada dentro de un tiempo limitado; de lo contrario, se producirá una operación no deseada (Academia-Lab, 2024).

2.6.1.3 Transductor.

Un transductor es un dispositivo que convierte una forma de energía en otra. Los transductores suelen convertir:

- Voltaje.
- Actual.
- Fuerza.
- Frecuencia.
- Niveles de combustible.
- Temperatura.
- Presión.

Los transductores convertirán estos parámetros en nivel de señal información que puede ser utilizada por un PLC u otro dispositivo de control para su procesamiento.

2.6.1.4 Interfaz del operador.

La interfaz del operador permite al operador de una máquina monitorear y controlar los dispositivos en el sistema. El operador puede ver y ajustar los siguientes parámetros del sistema:

- Medición eléctrica.
- Medición del motor.
- Ajustes del relé de protección.
- Anunciadores.
- Sincronizar y poner en paralelo.
- Establecer modos de operación.
- Ajustes de voltaje y frecuencia.

2.6.2 Comunicaciones

2.6.2.1 Modbus.

Modbus es un protocolo de comunicaciones serie publicado por Modicon para su uso con sus controladores lógicos programables. Este protocolo permite la comunicación entre múltiples dispositivos conectados a la misma red y a menudo se usa para conectar una computadora supervisora con una unidad terminal remota (RTU) en sistemas de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA).

Existen versiones del protocolo Modbus para puerto serie (por ejemplo, Modbus RTU) y Ethernet (por ejemplo, Modbus TCP). Cada red Modbus consta de un dispositivo maestro y al menos un dispositivo esclavo. Todos los dispositivos de la red están conectados en cadena mediante un cable de par trenzado, y a cada dispositivo esclavo se le asigna una dirección única predeterminada de fábrica para cada tarjeta Modbus; esta dirección permite al maestro distinguir entre los distintos esclavos en la red.

También permite que el dispositivo maestro envíe un comando de consulta al esclavo direccionado. Cuando el esclavo direccionado reciba este comando, enviará una respuesta adecuada al maestro (inc, 2024).

2.6.2.2 Ethernet.

Ethernet es una familia grande y diversa de tecnologías de redes informáticas basadas en tramas que opera a muchas velocidades para redes de área local (LAN). Para tableros de control proporciona una forma para que las personas monitoreen y/o controlen remotamente el tablero con una computadora (Molero, 2020).

2.6.2.3 Monitoreo y control remoto.

Los sistemas de monitoreo de sistemas/grupos más comúnmente utilizados son el Sistema de Gestión de Edificios (BMS), el Sistema de

Automatización de Edificios (BAS) y el Control de Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA).

La implementación de sistemas de monitoreo con dispositivos equipados con capacidades de comunicación Ethernet o Modbus permite la integración de los controles del sistema de energía eléctrica con los controles de los equipos del edificio para que una sola aplicación controle todos los sistemas dentro de un edificio.

2.6.2.4 Sistema de automatización/gestión del edificio.

Un sistema de gestión de edificios (BMS) o un sistema de automatización de edificios (BAS) es un programa de software utilizado para controlar, monitorear y administrar todos los equipos instalados en el edificio. Los clientes frecuentemente integran el monitoreo y control de los componentes del sistema de energía de emergencia con el BMS/BAS. El BMS también se puede utilizar para incorporar sistemas eléctricos, HVAC, seguridad contra incendios, ascensor/escalera mecánica, etc. en un solo sistema.

Para lograr esta integración, se requiere un medio mediante el cual comunicar los parámetros de los sistemas de energía eléctrica (EPS) a su sistema. Normalmente se utiliza un PLC dedicado en los controles maestros del tablero de distribución para la integración con el BMS.

2.6.2.5 SCADA.

Los sistemas de supervisión y adquisición de datos (SCADA) se utilizan normalmente para realizar la recopilación y el control de datos a nivel de supervisión. El sistema de control de supervisión es un sistema que se coloca encima de un sistema de control en tiempo real para controlar un proceso externo al sistema SCADA. El sistema SCADA puede utilizar la conexión

Modbus o la conexión Ethernet para monitorear y controlar el tablero y el interruptor de transferencia automática.

2.6.2.6 Interfaz hombre-máquina.

La interfaz hombre-máquina (HMI) se refiere a una pantalla táctil utilizada por el operador para interactuar con el sistema generador en paralelo. El sistema proporciona al usuario un medio para:

- Entrada: Permitir a los usuarios manipular el sistema.
- Salida: Permitir que el sistema muestre los efectos de la manipulación de los usuarios.

2.6.2.7 Informes y tendencias.

Tendencia es la capacidad de informar un conjunto de datos determinados durante un período de tiempo.

Los controles de los tableros pueden contener funciones que permitirán generar informes y tendencias de datos tales como:

- Frecuencia.
- Voltaje.
- Actual.
- Temperaturas.
- El consumo de combustible.
- Presiones.
- Por lo general, la información del motor y del grupo electrógeno comunicada al tablero de distribución puede tener tendencias con datos de fecha y hora reportados.

2.6.2.8 Controles maestros.

Los controles maestros contienen funciones a nivel de sistema que no son específicas de ningún grupo electrógeno individual. Normalmente, la integración con otros sistemas del edificio se producirá en los controles maestros.

Podrían contener controles adicionales para el paralelo con la red pública u otros sistemas a través de un punto de acoplamiento común (PCC). Ejemplos de la funcionalidad de los controles maestros son:

- Censado y demanda de carga. (Load sense/demand.)
- Retirar/ agregar carga. (Load shed/add)
- Detección de barra muerta. (Dead bus arbitration)
- Integración con BMS.
- Pruebas a nivel del sistema.
- Informes, tendencias y alarmas.
- Medición de nivel del sistema y relés de protección.

2.6.3 Censado y demanda de carga

Censado y demanda de carga, también conocido como "prioridad de demanda de control del generador", "optimización del bus", "secuenciación basada en carga del generador" o "control de carga".

La detección de demanda es una característica mediante la cual el número óptimo de generadores se pone en paralelo, atendiendo las cargas de las instalaciones para mantener la máxima eficiencia de combustible con una reserva adecuada disponible.

El censado y demanda de carga generalmente tendrá puntos de ajuste seleccionados por el usuario para establecer el nivel de reserva de giro. La reserva giratoria es la cantidad total de capacidad adicional no utilizada del generador disponible en el bus de carga.

Al ingresar al modo de operación de detección de carga/demanda, todos los generadores se encenderán y se pondrán en paralelo en la barra común. Después de un retardo de tiempo determinado, los generadores se retiran del bus en función de un porcentaje de carga del generador en un punto establecido.

Los generadores deben retirarse de la barra común con prioridad descendente. Si el porcentaje de carga del generador aumenta hasta un límite de adición de generador preseleccionado, el siguiente generador de prioridad se iniciará, se sincronizará y se pondrá en paralelo con el bus. Los generadores deben agregarse a la barra común en orden de prioridad ascendente.

2.6.4 Priorización de la carga

La priorización es el proceso mediante el cual el cliente identifica qué cargas eléctricas son necesarias y con qué prioridad. Las cargas de mayor prioridad se alimentan primero; el primer grupo electrógeno listo para aceptar la carga toma las cargas de primera prioridad. A medida que hay capacidad disponible, se alimenta la siguiente carga con mayor prioridad. Este proceso se repite hasta que se apliquen todas las cargas. Los pasos de carga más pequeños equivalen a transitorios más pequeños, lo que da como resultado transiciones más suaves. Por ejemplo, un médico

El centro podría priorizar los equipos de salvamento como la necesidad número uno. Ese equipo (o tomas de corriente especiales para ese equipo) es el primero en recibir electricidad del primer grupo electrógeno disponible. Las luces pueden identificarse como la segunda necesidad más importante y abordarse en el segundo paso de carga.

Al arrancar grupos electrógenos sin un orden de carga preferido, se sugiere arrancar primero las cargas más grandes. El transitorio más grande ocurrirá antes de que el sistema esté muy cargado. Estas grandes cargas tendrán el menor efecto en el resto del sistema.

2.6.5 Eliminación/Adición de carga

Cuando se habla de deslastre/adición de carga, este documento se refiere a las cargas locales atendidas por el sistema de energía del generador y del tablero de distribución. La industria de servicios públicos utiliza el término deslastre de carga para referirse a desconectar su servicio a los usuarios como un medio para administrar la capacidad.

Los sistemas de energía están diseñados y operados de manera que, para cualquier condición normal del sistema, incluido un conjunto definido de condiciones de contingencia, existan capacidades de generación y transmisión adecuadas para cumplir con los requisitos de carga.

Sin embargo, existen límites económicos sobre el exceso de capacidad diseñado para un sistema y las interrupciones de contingencia bajo las cuales se puede diseñar un sistema para que funcione satisfactoriamente. Para aquellas condiciones en las que se excede la capacidad del sistema, se deben implementar procesos para monitorear automáticamente los niveles de carga de los sistemas de energía y reducir la carga cuando se requiera.

Un sistema de deslastre de carga detecta automáticamente las condiciones de sobrecarga y deslastra suficiente carga para aliviar los grupos electrógenos sobrecargados antes de que haya una pérdida de generación, un corte de línea, daños al equipo o un apagado aleatorio caótico del sistema.

Por ejemplo, en una fábrica todos los equipos de soldadura y otras máquinas pueden funcionar al máximo de su capacidad al mismo tiempo entre las 10.00 y las 12.00 horas y luego nuevamente entre las 13.00 y las 15.00

horas. Durante estos momentos, la carga de luces en el comedor y el estacionamiento se reduciría porque son menos prioritarios.

Por el contrario, los circuitos de carga agregada sirven para poner cargas en línea según la capacidad disponible del sistema de energía. La priorización dictará el orden en que las cargas se conectarán.

2.6.6 Detección de barra muerta

Cuando se arrancan varios generadores simultáneamente, sus salidas no se sincronizan cuando alcanzan la velocidad y el voltaje nominales. Si a más de un generador se le permite acercarse simultáneamente al bus desenergizado (muerto), se produce una situación de desfase en paralelo.

Por lo tanto, se debe seleccionar un generador para que se cierre al bus inactivo antes de que los otros generadores inicien la sincronización.

La falla del sistema de control para permitir que solo un generador se acerque exclusivamente al bus inactivo podría provocar daños importantes a los grupos electrógenos.

El cierre automático del disyuntor está inhibido en todas las unidades excepto en una. El que se selecciona suele ser el primer generador en alcanzar la velocidad y el voltaje nominales.

2.6.7 Pruebas a nivel del sistema

Ciertos sistemas de energía de emergencia deben probarse periódicamente. Puede que sea necesario realizar estas pruebas automáticamente. El control maestro se puede configurar con un interruptor de prueba automático o manual para iniciar varias pruebas de función a nivel

del sistema con o sin carga. Además de una prueba general del nivel del sistema, los grupos electrógenos pueden ejercitarse periódicamente para mantener una circulación de fluido adecuada.

2.6.8 Medición y relés de protección a nivel del sistema

Los relés de protección son un sistema de relés que se utilizan para proteger el servicio contra interrupciones o para prevenir o limitar daños a los aparatos.

La medición a nivel del sistema puede incluir:

- Medición de kW totalizados desde el bus de carga.
- Medición de kW-hora para fines de medición de ingresos.
- Medición de grado de servicios públicos.

2.7 Controles del generador

2.7.1 Reguladores de voltaje

Un regulador de voltaje es un regulador eléctrico diseñado para mantener automáticamente un nivel de voltaje constante. El regulador de voltaje puede utilizar un mecanismo electromecánico o componentes electrónicos pasivos/activos; se puede utilizar para regular uno o más voltajes CA o CC.

Los reguladores de voltaje (con la excepción de los reguladores en derivación) funcionan comparando el voltaje de salida real con un voltaje de referencia fijo interno. Cualquier diferencia entre los voltajes se amplifica y se utiliza para controlar el elemento de regulación.

2.7.2 Control de velocidad

La velocidad se controla para ajustar la frecuencia y el nivel de carga del grupo electrógeno. También se debe controlar la velocidad para una sincronización adecuada. La velocidad se controla ajustando la posición del acelerador de combustible. Para obtener información adicional sobre el control de velocidad, consulte la sección Gobernador de la Guía A&I del motor.

2.7.3 Comunicación

La comunicación es el medio por el cual los tableros de control se comunican con el grupo electrógeno. Esto podría incluir salidas discretas del grupo electrógeno que indiquen alarma común, apagado común, etc. También podría incluir datos del grupo electrógeno del motor, como temperaturas del motor, presiones, consumo de combustible, etc.

2.7.4 Dispositivos de protección

La aplicación de tableros de control y/o generadores síncronos en cualquier instalación requiere al menos una cantidad mínima de protección para proteger el generador y el motor primario contra fallas y condiciones de operación anormales. El cliente necesita equilibrar el gasto de aplicar un dispositivo de protección particular con las consecuencias de perder un generador o un motor primario (SEL, 2024).

Al considerar qué dispositivos de protección utilizar, la posible pérdida de un generador o cebador, así como es necesario considerar el impacto de la pérdida del servicio. El alcance del diseño del sistema de protección dependerá del tamaño y valor relativo de la unidad generadora. No existe una solución estándar basada en la potencia nominal del grupo electrógeno; sin embargo, las unidades críticas grandes tienden a tener sistemas de protección extensos con redundancia, mientras que las unidades más pequeñas y menos

críticas pueden tener un subconjunto de la protección primaria proporcionada para la unidad más grande con poca o ninguna protección de respaldo. Es responsabilidad del cliente comprender el sitio y la aplicación y proporcionar la cantidad adecuada de protección. Esto requerirá una evaluación de los riesgos potenciales y una evaluación comercial del costo de los dispositivos de protección versus el costo del equipo defectuoso.

Hay una serie de fallas que podrían tener graves impactos en la confiabilidad del servicio. Para detectar y reducir/eliminar los impactos de estas fallas, se puede utilizar una variedad de configuraciones de relés y dispositivos de protección. Esta sección proporciona descripciones detalladas de dispositivos de protección importantes. Además, las posibles fallas se muestran en el sistema de numeración de dispositivos en IEEE.

25 - El Relé Synch Check (Sincronización o Verificación de Sincronismo) es un relé que funciona cuando dos circuitos de CA están dentro de los límites deseados de voltaje, frecuencia y ángulo de fase, para permitir o provocar el paralelismo de estos dos circuitos. El relé de verificación de sincronización se utiliza para evitar el cierre fuera de fase cuando se ponen en paralelo generadores entre sí o cuando se ponen en paralelo generadores con otra fuente.

27 - El Relé de Baja Tensión es un dispositivo que funciona con un valor determinado de subtensión. Este dispositivo protege los equipos que de otro modo se dañarían si funcionaran a voltajes inferiores a los especificados. El dispositivo también protege al generador de operar con una salida de bajo voltaje que, según la Ley de Ohm, requeriría una salida de corriente más alta para la misma salida de potencia (kW).

32 - El relé de potencia inversa (o direccional) es un relé que funciona según un valor deseado de flujo de potencia en una dirección contraria a la normal. El relé de potencia inversa se utiliza para evitar el flujo de potencia real en

dirección inversa; Esta función protege al generador para que no se motorice y dañe el motor de combustión.

32RV: El relé de potencia inversa (reactiva/kVAR) es un relé que funciona con un valor deseado de flujo de potencia reactiva en una dirección determinada. 32RV se utiliza para evitar el flujo de potencia reactiva en dirección inversa. Esto evita el retroceso flujo de energía reactiva al generador que causaría una acumulación excesiva de calor y dañaría la máquina.

38 - Un dispositivo de protección de rodamientos es un dispositivo que funciona que detecta la excesiva temperatura del rodamiento u otras condiciones mecánicas anormales asociadas con el rodamiento, como desgaste indebido que eventualmente puede resultar en una temperatura excesiva del rodamiento o falla. Para detectar esta condición se utilizan sensores de termopar o dispositivos de temperatura resistivos. Cuando se alcanza un límite de temperatura preprogramado, el relé energiza su salida para alarmar o ejecutar una acción sobre otro dispositivo.

40 - El relé de pérdida de campo es un relé que funciona con un valor excesivo del componente reactivo de la corriente de armadura en una máquina de corriente alterna que indica una excitación de campo anormalmente baja. La pérdida de campo se utiliza para evitar el flujo de energía reactiva inversa al generador que causaría una acumulación excesiva de calor y dañaría los devanados del alternador hasta el regulador de voltaje.

Se recomienda un relé de pérdida de campo que utilice la función mho para aplicaciones en paralelo para proporcionar una protección superior de acción rápida, sin disparos molestos. Además de proteger al generador de la potencia reactiva inversa, el relé de pérdida de campo se utiliza para evitar que un generador funcione con un factor de potencia adelantado, mientras que hay

un debilitamiento del acoplamiento magnético que resulta en el deslizamiento de los polos del rotor o en la pérdida de sincronismo del generador debido a la incapacidad del regulador de voltaje para controlar eficazmente el generador.

46 - El Relé de Corriente de Fase Inversa o de Equilibrio de Fase funciona cuando las corrientes polifásicas son de secuencia de fase inversa, o cuando las corrientes polifásicas están desequilibradas o contienen componentes de secuencia de fase negativa por encima de una cantidad determinada.

El 46 responde a la corriente de secuencia de fase negativa que fluye durante fallas de desequilibrio o cargas en un sistema de energía; esto protegerá las máquinas contra daños por calentamiento excesivo debido a un desequilibrio de corriente prolongado.

47 - El Relé de Voltaje de Secuencia de Fases funciona con un valor predeterminado de voltaje trifásico en la secuencia de fases deseada. Este relé se utiliza para detectar condiciones de bajo voltaje y/o secuencia de fases incorrecta de la red eléctrica entrante. Cuando este relé opera, inicia el proceso de hacer que el sistema entre en modo de emergencia.

49 - Un Relé Térmico de Máquina (Generador) o Transformador es un relé que funciona cuando la temperatura del devanado del inducido de una máquina (estator) u otro devanado o elemento portador de carga de una máquina excede un valor predeterminado. Los sensores termopar o RTD funcionan como se describe en el Tipo 38.

50 - El Relé Instantáneo de Sobre corriente funciona ante una sobre capacidad del sistema o de forma instantánea ante un valor excesivo de corriente o ante una tasa excesiva de aumento de corriente, indicando así una falla en el circuito que se monitorea.

51 - Este relé se usa comúnmente junto con una impedancia de conexión a tierra neutra para detectar una corriente de tierra excesiva. En tales casos se denomina función de dispositivo 51G. El tipo (resistivo o inductivo) y el tamaño (bajo o alto) de la impedancia de puesta a tierra del neutro dependen de la aplicación. La impedancia comúnmente está dimensionada para mantener una corriente de falla de neutro a tierra por debajo de la corriente nominal de carga total del generador. Las funciones de los relés de protección 51G y 87G, cuando se configuran adecuadamente, son efectivas para minimizar el daño a los devanados del estator del generador que podría ocurrir debido a la migración de vueltas en cortocircuito en una ranura del estator que evoluciona a una falla catastrófica en la ranura a tierra que podría dañar el hierro del estator.

52 - Un disyuntor de corriente alterna es un dispositivo utilizado para cerrar e interrumpir un circuito de alimentación de CA en condiciones normales o para interrumpir este circuito en condiciones de falla o emergencia.

59 - El Relé de Sobretensión es un relé que funciona con un valor determinado de sobrevoltaje. Este protege el equipo contra daños causados por condiciones de alto voltaje a largo plazo y protege los devanados y el campo del generador contra el sobrecalentamiento y la sobreexcitación.

64S - 100 % Protección de Tierra del Estator por Baja Frecuencia Inyección de señal, utilizada junto con un transformador de conexión a tierra neutro para brindar una protección superior para identificar el debilitamiento del aislamiento del estator, ya sea que el generador esté en línea o fuera de línea.

67 - Un relé de sobrecorriente direccional de CA funciona con un valor deseado de sobrecorriente de CA que fluye en una dirección predeterminada. Esto se usa comúnmente en el punto de acoplamiento común (PCC), de modo que no se exporte ninguna corriente real a la red/servicio público.

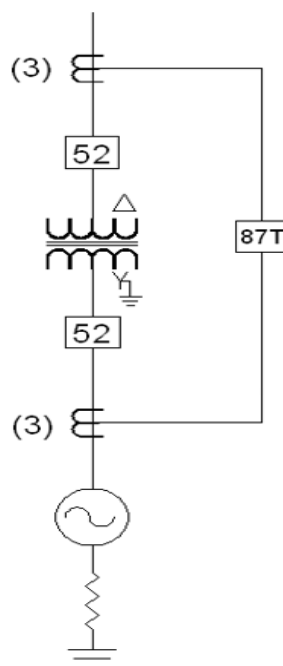
81 - El Relé de sobre frecuencia responde a la frecuencia de una cantidad eléctrica, operando cuando la frecuencia excede o es menor que un valor predeterminado de lo programado.

86 - El relé de bloqueo es un relé operado manual o restablecido eléctricamente, que funciona para bloquear y mantener el equipo fuera de servicio en caso de que ocurran condiciones anormales.

87 - Los Relés Diferenciales tienen muchas aplicaciones en sistemas de potencia. El principio básico es que la corriente que fluye hacia el relé debe ser igual a la corriente que sale del relé. Los tres tipos de relés diferenciales se describen a continuación.

Si se detecta algún desequilibrio que no sea atribuible a otros factores, el relé proporciona un cierre de contrato para aislar el transformador de potencia y limitar los daños.

Figura 9 Esquema de un relé 87T



Nota. Esquema de un relé 87T aplicado a un generador. Fuente: CAT; 2020.

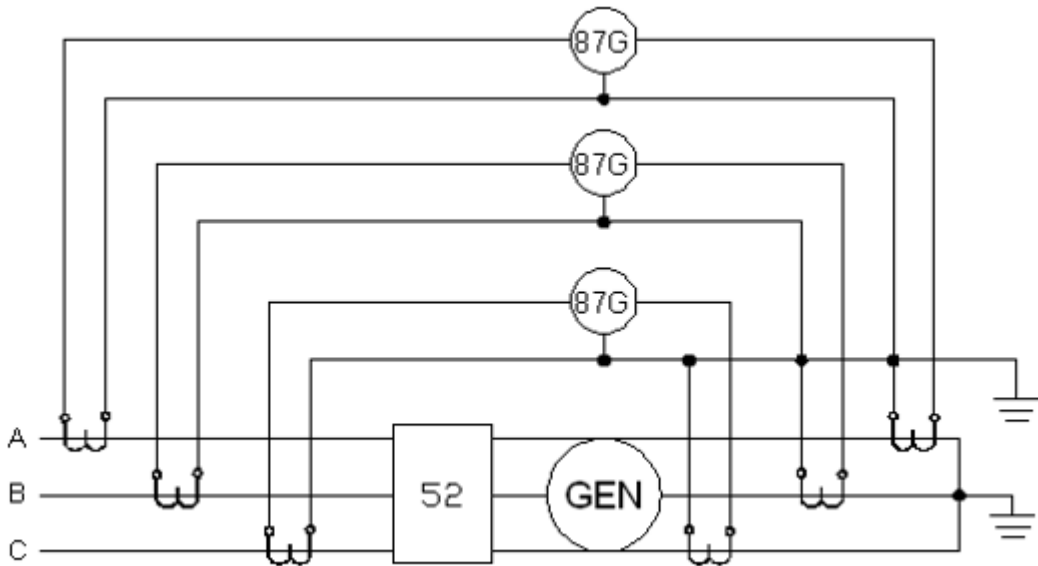
87G: El 87G es un relé diferencial de porcentaje variable diseñado para proporcionar protección diferencial selectiva y de alta velocidad para generadores.

La protección diferencial es la forma más selectiva de protección contra fallas que se puede aplicar a los elementos o zonas individuales de la alimentación de sistemas de CA. La selectividad del relé diferencial se basa en la capacidad del relé para distinguir entre una falla interna (dentro de la zona protegida) y una falla externa. En condiciones normales de funcionamiento, la corriente que entra en la zona protegida es igual a la corriente que sale de la zona protegida con una corriente operativa neta igual a cero. Las fallas internas alteran este equilibrio y resultan en una diferencia entre las corrientes de entrada y salida. Las fallas externas tienen relativamente poco efecto en el equilibrio, porque la corriente que entra sigue siendo igual a la corriente que sale de la zona protegida.

Por lo tanto, al comparar las corrientes en ambos lados del elemento o zona protegida y detectar cuando estas corrientes no son iguales, un relé diferencial actúa para aislar el elemento o zona del sistema.

El 87G normalmente activa un relé de bloqueo (dispositivo número 86) que a su vez activa el disyuntor del generador. Para el esquema de protección de la Figura 38 se requieren 6 transformadores de corriente. Se deben montar 3 CT en los cables del generador en la carcasa del generador y se deben montar 3 CT en el lado de carga del disyuntor del generador del interruptor. Es necesario que estos CT tengan el mismo tamaño y se recomienda que provengan del mismo fabricante.

Figura 10 Relé de protección 87G

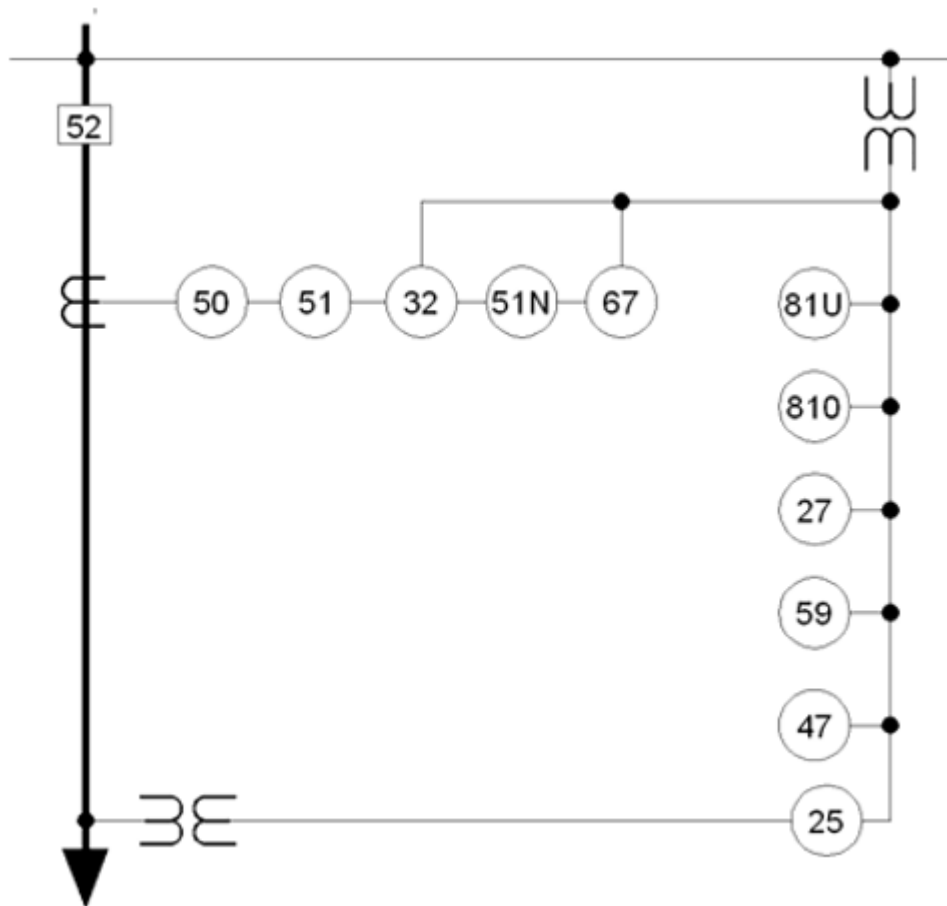


Nota. Esquema típico del relé de protección 87G. Fuente: CAT; 2020.

2.7.5 Relés protectores de interconexión de servicios públicos

Los relés de protección de interconexión de servicios públicos están destinados a proteger a los servicios públicos de tener generadores funcionando en modo isla involuntario mientras aún están conectados a la red pública en el PCC. Esta protección se logra monitoreando la conexión (PCC) con la empresa de servicios públicos para detectar voltaje anormal, frecuencia anormal e importación/exportación excesiva de energía, lo que puede indicar una pérdida del suministro de la empresa de servicios públicos. El relé también debe proporcionar detección de fallas de fase y tierra, así como desequilibrios de corriente y voltaje del sistema público. También se puede aplicar una función de verificación de sincronización para supervisar el cierre del interruptor de enlace.

Figura 11 Relés de protección con la red pública



Nota. Esquema de los relés de protección de una interconexión con los servicios públicos.

Fuente: CAT; 2020.

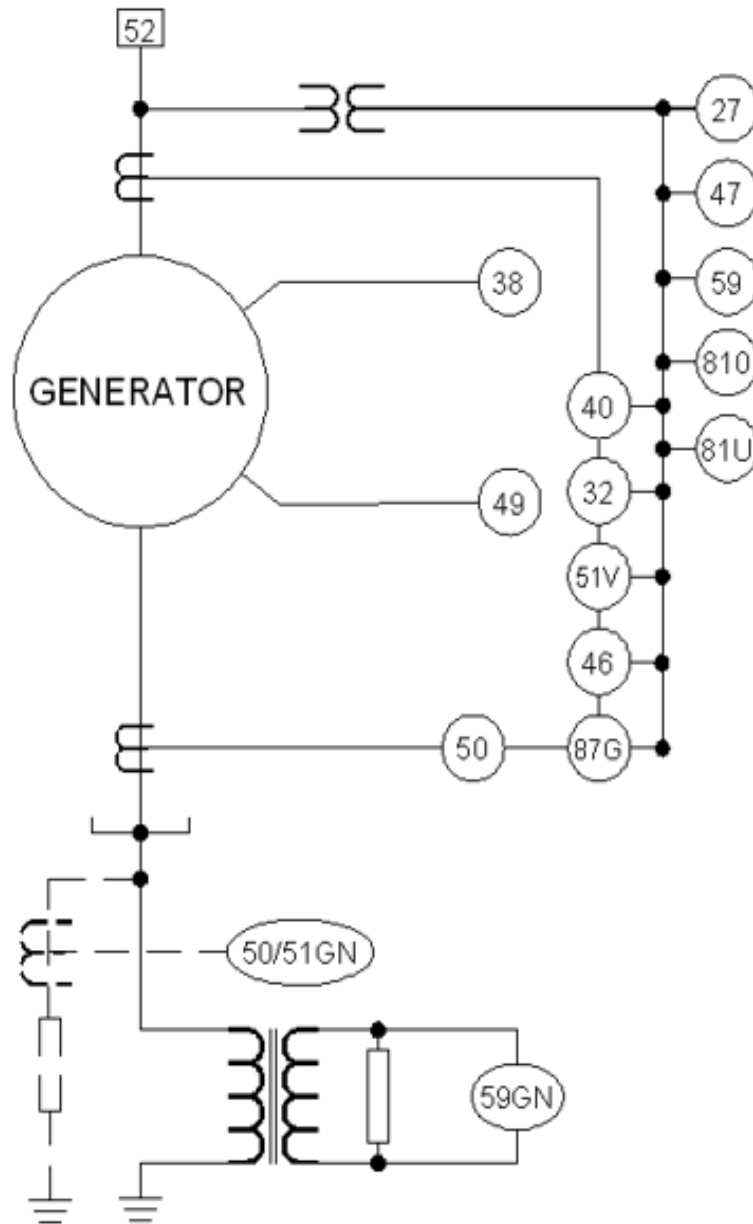
2.7.6 Relés de protección del generador

Los esquemas de relés de protección del generador generalmente contienen las siguientes características:

- Sobre voltaje (59).
- Bajo voltaje (27).
- Potencia inversa (32).
- Tensión restringida por tiempo sobre corriente (51V).
- Baja frecuencia (81U).
- Sobre frecuencia (81O).

Se muestra el esquema del relé de protección:

Figura 12 Relés de protección para un generador



Nota. Esquema de los relés de protección de un generador. Fuente: CAT; 2020

2.7.7 Bloques de prueba

Los bloques de prueba están destinados a simular una condición de falla para poder probar el relé de protección y su capacidad de operar. Los bloques de prueba están montados en paneles de distribución para su uso junto con el equipo de prueba adecuado para facilitar la prueba de instrumentos, medidores y relés de CA.

2.8 Operación en paralelo

Muchas situaciones se pueden manejar de manera óptima operando dos o más grupos electrógenos en paralelo en un bus común en lugar de múltiples unidades individuales dispersas o una unidad única central más grande. Es posible que un sistema de distribución existente no se preste a dividirse en varias secciones y manejados por unidades separadas no paralelas. Además, cuando se espera que las cargas aumenten sustancialmente, se pueden tomar medidas para agregar más grupos electrógenos en paralelo a medida que aumentan las cargas.

El costo de los equipos de conmutación para el funcionamiento en paralelo de múltiples generadores es mayor por generador que para generadores individuales; sin embargo, una sección maestra común que dé cabida a generadores adicionales operados en paralelo puede ayudar a mantener bajo el costo de agregar generadores si se planean inicialmente.

La razón más importante para el funcionamiento en paralelo en un sistema de reserva es una mayor confiabilidad. Cuando una parte de la carga de emergencia se considera crítica, puede ser conveniente tener más de un generador capaz de conectarse a esa carga. Cuando hay un corte de fuente normal y todos los generadores del sistema están encendidos. La probabilidad de que un grupo eléctrico arranque y alcance la tensión y frecuencia nominales aumenta en proporción al número de grupos disponibles. El primer conjunto preparado para soportar la carga esencial lo hace. A medida que hay

generadores adicionales en funcionamiento y conectados al bus, las cargas restantes se conectan en orden de prioridad decreciente.

2.8.1 Isócrono

Isócrono significa tener la misma diferencia horaria u ocurrir simultáneamente. Para la generación de energía eléctrica se considera isócrono. Frecuencia plana o caída del generador del 0 %.

2.8.2 Con Caída (droop)

Droop tiene muchos usos y aplicaciones en el control de motores. En sistemas de control de velocidad no isócronos, el control de velocidad del motor sería inestable sin algún tipo de caída. La caída se define como una disminución en el ajuste de velocidad a medida que aumenta la carga.

La caída se expresa como un porcentaje del ajuste de velocidad original desde sin carga a carga completa. El porcentaje de caída normal recomendado es del 3 % al 5 %; Se requiere un mínimo de 2,5 % para mantener la estabilidad en un regulador de caída de velocidad. La caída se calcula con la siguiente fórmula:

$$\% \text{ Caída} = \frac{\text{Velocidad en vacío} - \text{Velocidad a full carga}}{\text{Velocidad nominal a full carga}} \times 100$$

Si en lugar de disminuir la velocidad se produce un aumento, el gobernador muestra una caída negativa. Una caída negativa provocará inestabilidad en un gobernador.

Los gobernadores hidromecánicos simples tienen la función de caída incorporada y siempre funcionan en caída. Los gobernadores más complejos incluyen una caída temporal que devuelve la configuración de velocidad a su configuración de velocidad original después de que el motor se ha recuperado de un cambio en la velocidad o carga. La caída temporal se conoce como “compensación”.

2.8.2.1 ¿Por qué es necesaria la caída?

En un sistema sin caída, un aumento de carga hará que el motor disminuya la velocidad. El gobernador responderá aumentando el combustible hasta que la velocidad del motor haya vuelto a la velocidad original. Debido a las propiedades combinadas de inercia y retraso de potencia, la velocidad del motor seguirá aumentando más allá del ajuste de velocidad original, provocando un exceso de velocidad.

El gobernador nuevamente responderá para disminuir la velocidad para corregir el exceso. Corregirá excesivamente la velocidad en la otra dirección, provocando un exceso de velocidad. Esta sobre corrección de la velocidad en ambas direcciones (inestabilidad) se amplificará hasta que el motor se apague por exceso de velocidad.

Es imposible tener un funcionamiento paralelo estable si dos o más unidades están configuradas para funcionamiento isócrono (caída de velocidad cero), excepto con un gobernador eléctrico proporcional de carga.

2.8.3 Sincronización

La sincronización, aplicada a la generación de energía eléctrica, es la coincidencia de la forma de onda de voltaje de salida de un generador eléctrico de corriente alterna con la forma de onda de voltaje de otro sistema eléctrico de corriente alterna. Para que dos sistemas se sincronicen, se deben cumplir cinco condiciones:

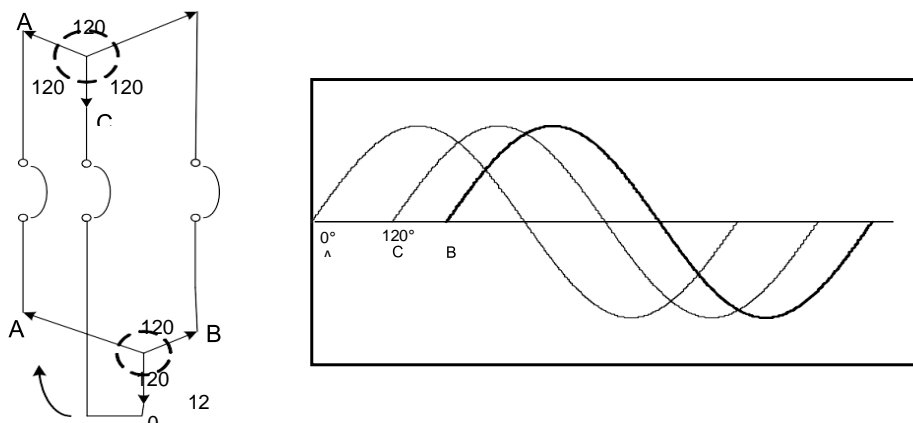
- El sentido de rotación de estas fases.
- Las amplitudes de tensión de los dos sistemas.
- Las frecuencias de los dos sistemas.
- El ángulo de fase de la tensión de los dos sistemas.

Las dos primeras condiciones se determinan cuando se especifica, instala y cablea el equipo. Un regulador de voltaje generalmente controla automáticamente el voltaje de salida de un generador. Las dos últimas condiciones, coincidencia de frecuencia y el emparejamiento de fases, deberá ser contabilizado cada vez que se cierre el desempate, poniendo en paralelo los grupos o sistemas generadores.

2.8.3.1 Rotación de Fases

Cada grupo electrógeno o sistema que se pone en paralelo debe estar conectado de modo que todas las fases giren en la misma dirección. Si la rotación de fases no es la misma, no se puede sincronizar más de una fase.

Figura 13 Rotación de fase



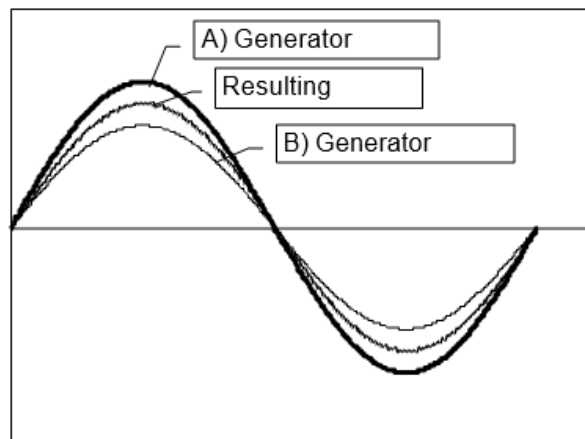
Nota: Ángulo de fase entre dos generadores. Fuente: CAT; 2020.

2.8.3.2 Coincidencia de voltaje

Los voltajes generados por los grupos electrógenos o sistemas en paralelo deben estar dentro de un pequeño porcentaje del mismo valor, generalmente del 1 % al 5 %. Cambiar el voltaje de excitación puede controlar el voltaje de salida de un generador síncrono (normalmente lo realiza el regulador de voltaje).

Si dos generadores síncronos de voltaje desigual están en paralelo, el voltaje combinado tendrá un valor diferente del voltaje generado por cualquiera de los generadores. La diferencia de voltajes resulta en corrientes reactivas y menor eficiencia del sistema.

Figura 14 Onda de voltaje entre dos generadores



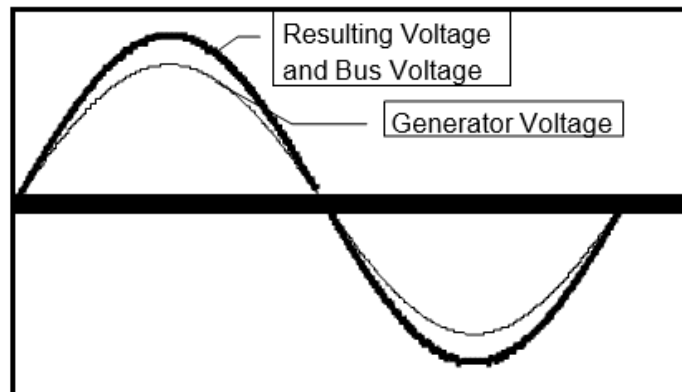
Nota. Diferencia de voltaje entre generadores en paralelo. Fuente: CAT; 2020.

Si, por otro lado, un generador síncrono está conectado en paralelo a un sistema más grande, como una empresa de servicios públicos, una diferencia en los voltajes antes de la conexión en paralelo no cambiará el voltaje del bus. En este caso, se cambiará el factor de potencia del generador.

Si el voltaje del generador es mucho más bajo que el voltaje del bus, el generador podría estar sobrecargado provocando el calentamiento del estator del generador. Un generador de inducción no necesita regulador de voltaje

porque su voltaje de salida coincidirá automáticamente con el voltaje del sistema que suministra su voltaje de campo.

Figura 15 Onda de voltaje entre un generador y la red pública

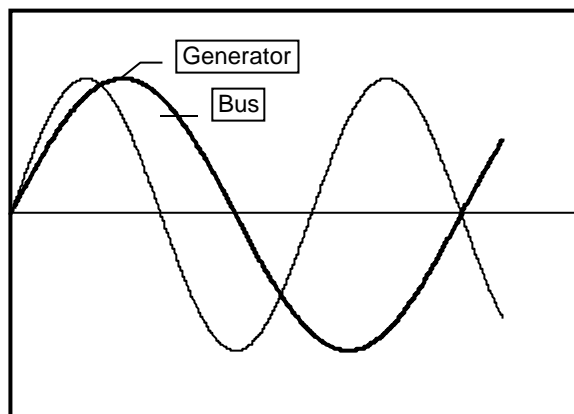


Nota. Diferencia de voltaje entre un generador y la red pública. Fuente: CAT; 2020.

2.8.3.3 Ajuste de frecuencia

La frecuencia del generador entrante debe ser casi idéntica a la del sistema con el que está en paralelo, normalmente dentro del 0,2 %.

Figura 16 Diferencia de frecuencia entre generadores



Nota. Diferencia de frecuencia entre generadores en paralelo. Fuente: CAT; 2020

Si el generador que se aproxima es del tipo síncrono, esta coincidencia normalmente se logra controlando la velocidad del motor primario que impulsa el generador que se aproxima.

Si la unidad entrante es un generador de inducción, la frecuencia se determina automáticamente por el voltaje del campo del generador. El voltaje de campo lo suministra el sistema con el que se conecta en paralelo el grupo electrógeno; sin embargo, el voltaje de campo no se aplica al generador hasta que se cierra el disyuntor del generador. El generador debe mantenerse cerca de la velocidad síncrona antes del cierre del interruptor. Una velocidad inferior a la sincrónica hará que el generador que viene en sentido contrario actúe como un motor y una velocidad superior al 1,5 % por encima de la sincrónica hará que la máquina de inducción genere a plena capacidad.

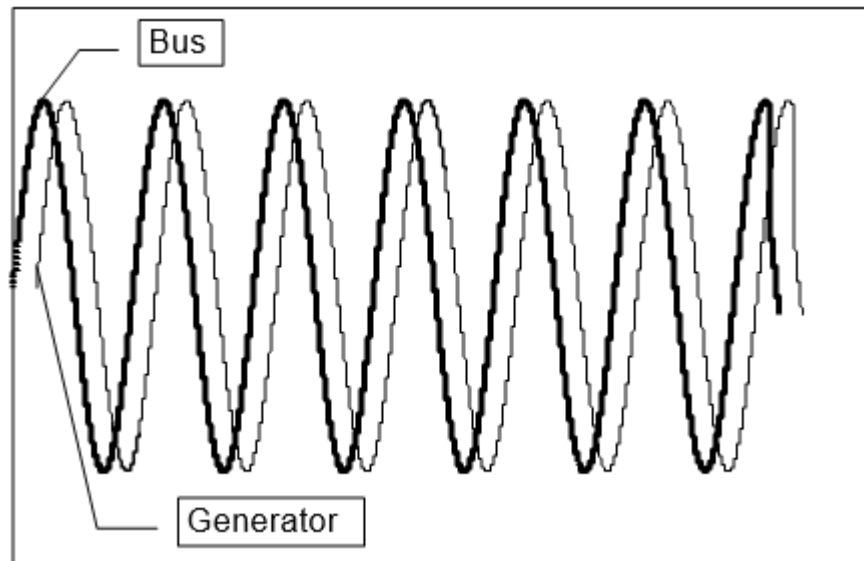
2.8.3.4 Coincidencia de ángulo de fase

La relación de fase entre los voltajes de los sistemas que se van a poner en paralelo debe ser muy estrecha antes del montaje en paralelo.

Esta coincidencia suele estar dentro de más o menos 10 grados. Si el generador que viene en sentido contrario es de tipo síncrono, la adaptación de fase, al igual que la coincidencia de frecuencia, se logra controlando la velocidad del generador principal del generador en sentido contrario.

Si la máquina que se va a poner en paralelo con el sistema es un generador de inducción, la coincidencia de fases será automática, ya que el sistema está suministrando el voltaje de campo del generador.

Figura 17 Gráfica de ángulo de fase



Nota. Ángulo de fase de dos generadores antes de sincronizar. Fuente: CAT; 2020

Para el generador síncrono, el voltaje, la velocidad/frecuencia y la fase deben coincidir cada vez antes de que se cierren los interruptores en paralelo. Si el generador que se aproxima es del tipo de inducción con la armadura girando a velocidad síncrona, no ocurrirán dificultades cuando los interruptores en paralelo estén cerrados (eletricatotal, 2024).

Actualmente, la mayoría de instalaciones utilizan generadores síncronos. La ventaja de los generadores síncronos sobre los de inducción es que los sistemas síncronos permiten un funcionamiento independiente sin necesidad de una red eléctrica u otra fuente de alimentación de CA. Los generadores de inducción no pueden funcionar sin una fuente de CA externa (Siemens, 2010)

2.8.3.5 ¿Por qué es importante la sincronización?

Cuando dos o más grupos o sistemas generadores eléctricos están en paralelo con el mismo sistema de distribución de energía, las fuentes de energía deben estar sincronizadas adecuadamente. Sin una sincronización

adecuada de la unidad o sistema entrante, se pueden producir sobretensiones y se producirá tensión mecánica o eléctrica cuando se cierre el disyuntor en paralelo. En las peores condiciones, los voltajes entre los dos sistemas pueden ser el doble del voltaje operativo máximo de uno de los sistemas, o un sistema puede provocar un cortocircuito en el otro.

En algunas condiciones, se pueden iniciar sobretensiones que se complementarían entre sí hasta que ambos sistemas generadores queden desactivados; estas condiciones son extremas. El estrés y el daño pueden ocurrir en diversos grados. Los efectos degradantes dependen del tipo de generador, el tipo de controlador, la carga eléctrica y qué tan mal sincronizados están los sistemas cuando los interruptores están cerrados.

Los sistemas modernos suelen suministrar energía a equipos electrónicos sofisticados y sensibles. Es necesaria una sincronización precisa para evitar costosos tiempos de inactividad y costos de reemplazo.

2.8.4 Métodos de Paralelismo

Cuando dos grupos electrógenos están en paralelo, deben tener el mismo voltaje, frecuencias de secuencia de fases y sus voltajes de salida deben estar en fase. Cuando se requiere conexión en paralelo y la corriente excede los 1200 A, el panel de control de piso es la opción adecuada para el tablero de distribución. Hay cuatro métodos de paralelo disponibles para el panel de suelo, desde completamente manual hasta automático (Cummins, 2008).

2.8.4.1 Paralelismo manual

Este sistema consta de un interruptor de palanca de velocidad del gobernador (en unidades equipado con motores de sincronización), dos lámparas de sincronización, un interruptor de palanca de encendido/apagado

y un relé de potencia inversa.

Como se indica en la sección de sincronización para un paralelo adecuado:

1. La secuencia de fases debe ser la misma.
2. Las frecuencias deben ser las mismas.
3. Los voltajes deben ser los mismos.

Los gobernadores del motor deben tener una caída de velocidad, de la cual uno puede ser isócrono. La excepción a esto son los gobernadores electrónicos de carga compartida.

4. Los generadores deben tener compensación de caída de voltaje o corriente cruzada.

La condición de que las unidades estén correctamente en fase o funcionando con voltajes en fase significa que las ondas sinusoidales individuales aparecen en secuencia. Los voltajes deben poder superponerse para que no existan diferencias de voltaje instantáneas en la misma fase de las unidades que se ponen en paralelo.

Para cumplir las condiciones segunda y cuarta, los gobernadores del motor deben ajustarse para dar una frecuencia similar en condiciones de carga compartida proporcional. Si un conjunto intenta operar a una frecuencia más baja que los demás, la carga activa o en kW no se compartirá proporcionalmente y la corriente del motor fluirá hacia la máquina de menor frecuencia para hacerlo.

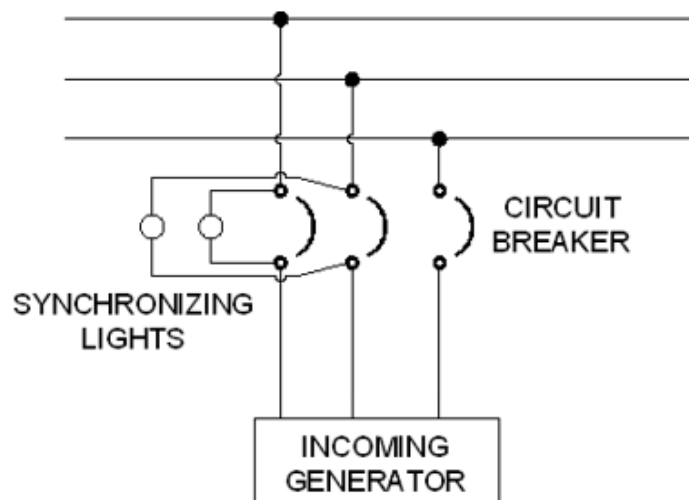
Se utilizan muchos métodos de paralelo manual; Un método común de puesta en paralelo manual es mediante el uso de lámparas de sincronización. Para poner en paralelo un grupo electrógeno con uno o más grupos electrógenos que ya están en la línea, primero se deben cumplir las tres primeras condiciones.

Si hay una diferencia entre las frecuencias o voltajes de los generadores que están en paralelo, habrá una perturbación indeseable del voltaje de línea cuando el disyuntor del generador entrante esté cerrado. Pueden producirse daños importantes si los generadores se ponen en paralelo mientras los voltajes están desfasados. Para poner en paralelo manualmente los grupos electrógenos, es necesario utilizar uno de dos métodos: (1) lámparas de sincronización o (2) un sincronoscopio.

Ejemplo – Sincronización de lámparas:

El método de la lámpara oscura se utiliza más comúnmente como indicador de cuándo cerrar el disyuntor de entrada. Este método enciende las lámparas de sincronización cuando existe un potencial entre las fases del generador entrante y en línea. Esto significa que cuando todas las lámparas están apagadas los generadores están sincronizados. A continuación, se muestran los pasos para sincronizar una unidad fuera de línea con un generador en línea.

Figura 18 Lámparas de sincronización



Nota. Lámparas de sincronización conectadas entre un generador y la barra común. Fuente: CAT; 2020

1. El disyuntor en línea debe estar cerrado y el disyuntor fuera de línea (entrante) debe estar abierto.
2. Con la palanca de control del gobernador de la unidad entrante en la posición de velocidad máxima, encienda el interruptor de las luces de sincronización y observe las lámparas para determinar la frecuencia con la que parpadean. Por medio del control del gobernador, varíe la velocidad entrante del motor hasta que las luces de sincronización se enciendan y se apaguen aproximadamente de seis a diez veces por minuto. Siempre haga que el generador entrante tenga una frecuencia ligeramente más alta inicialmente; Hacer esto asegurará que el grupo electrógeno entrante absorba una pequeña cantidad de carga en lugar de consumir energía cuando se conecta inicialmente al bus.
3. Para poner el grupo electrógeno en línea y sincronizarlo con la fuente en línea, espere hasta que las lámparas se apaguen y luego, muy rápidamente, mientras las lámparas aún estén apagadas, cierre el disyuntor. El generador entrante ahora está en paralelo con el bus y el generador en línea.

2.8.4.2 Paralelismo permisivo

Esta opción incluye conexión en paralelo manual, un relé de verificación de sincronización, un disparo por subtensión en el interruptor (en lugar de un disparo en derivación), y una lámpara indicadora de listo para cerrar.

Este accesorio permite a los operadores sin experiencia poner en paralelo grupos electrógenos sólo cuando el generador entrante y el bus activo están dentro de límites predeterminados. Un operador arranca el grupo electrógeno entrante y lo lleva a la frecuencia y voltaje de operación según lo determinado por los medidores del panel.

Luego, el operador coloca el interruptor de sincronización en su posición de encendido, energizando el relé de sincronización y las lámparas de sincronización.

El relé de sincronización compara el voltaje, la frecuencia y el ángulo de fase del grupo electrógeno entrante con el bus activo. También proporciona una señal para iluminar la lámpara lista para cerrar y energizar el dispositivo de bajo voltaje del disyuntor para evitar que el disyuntor se abra.

2.8.4.3 Paralelismo semiautomático

Este grupo incluye todo el equipo que se encuentra en la opción de conexión en paralelo manual más un relé de verificación de sincronización, luces indicadoras de la posición del disyuntor, un operador de motor eléctrico en el disyuntor de caja moldeada (con energía proporcionada por el potencial del generador) y un interruptor de apertura/cierre del disyuntor.

Las funciones de paralelismo semiautomático son esencialmente las mismas que las del paralelismo permisivo. Con los disyuntores operados por motor eléctrico, el operador coloca el interruptor de control del disyuntor en su posición cerrada.

Cuando se verifican las condiciones de conexión en paralelo, el relé de verificación de sincronización proporciona una señal que hace que el disyuntor se cierre automáticamente.

2.8.4.4 Paralelismo automático

La conexión en paralelo automática combina las funciones descritas en el paralelismo manual y semiautomático y las realiza sin intervención del operador. Esto se logra mediante el uso de dispositivos de sincronización automática.

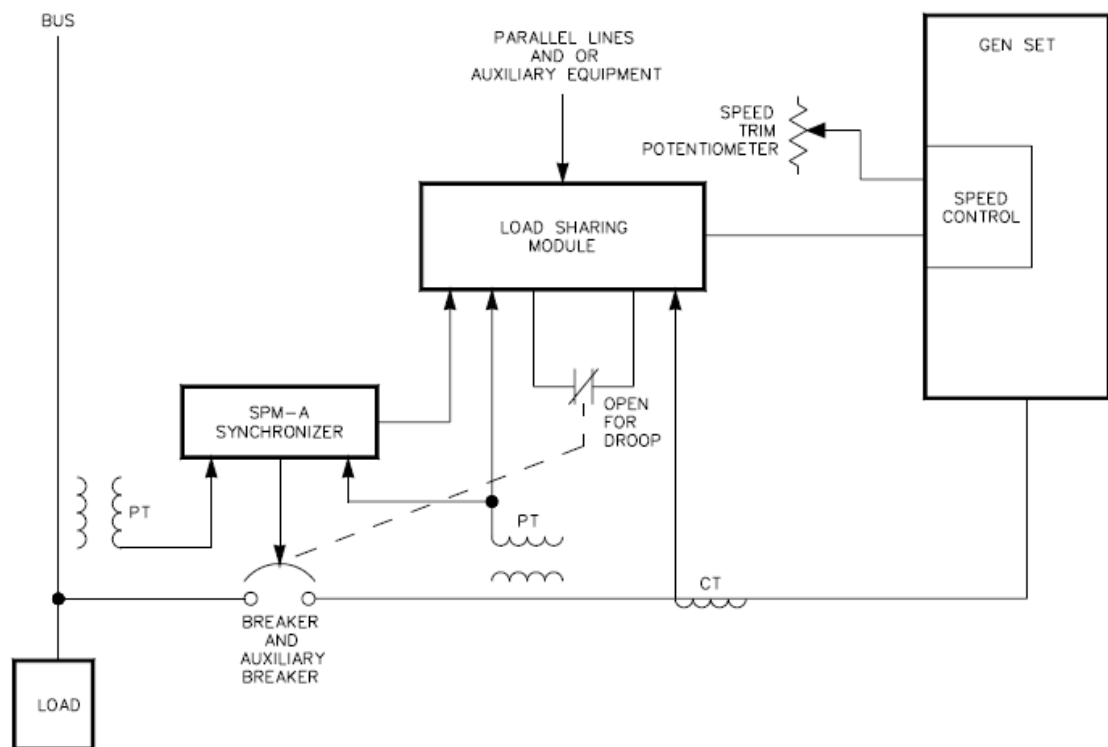
CAPÍTULO III

3.1 Aspectos generales de los paneles de control con controles Woodward y Caterpillar EMCP4.4.

3.1.1 Panel de sincronismo con controles Woodward

El panel de sincronismo con controladores Woodward utiliza varios componentes para diferentes funciones dentro del control de un grupo electrógeno. Dentro de estos encontramos un repartidor de carga y control de velocidad, un sincronizador y la interfaz gráfica la realiza el panel de control del equipo.

Figura 19 Esquema de controles woodward

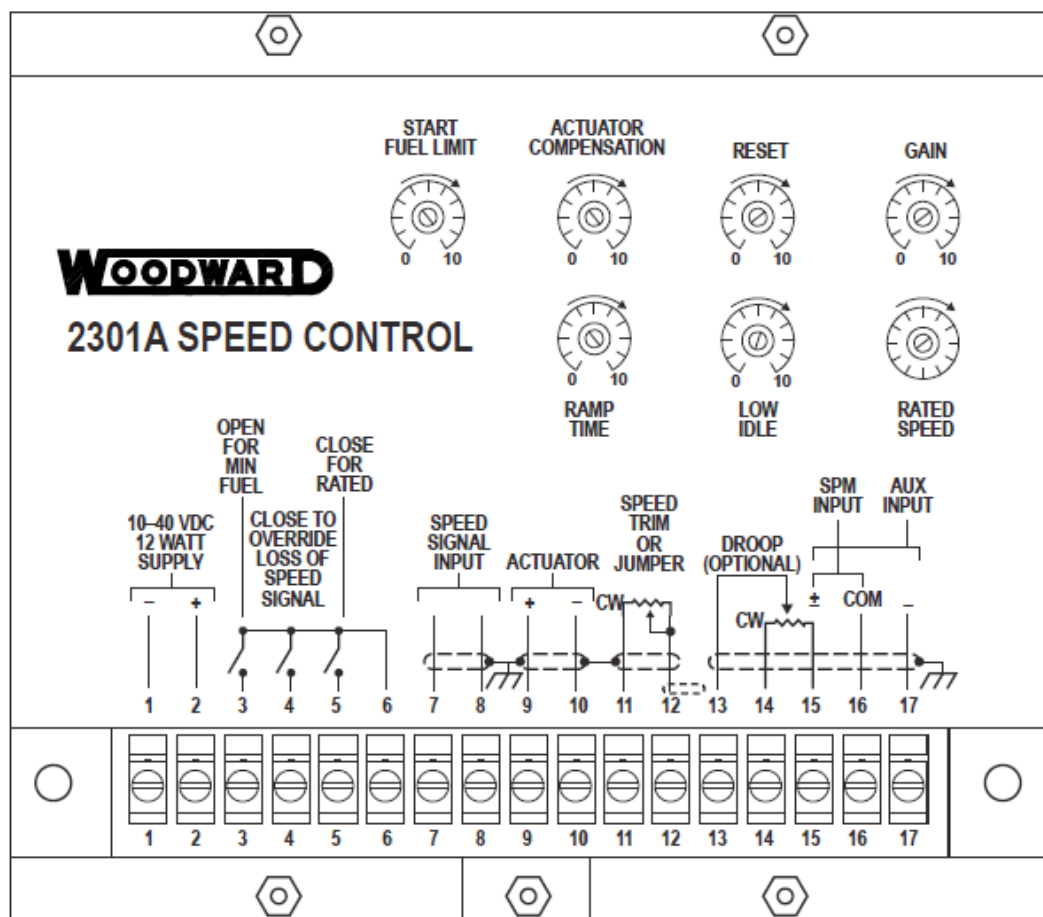


Nota. Sistema típico utilizando controles Woodward. Fuente: Woodward; 2019.

3.1.2 Repartidor de carga Woodward 2301A

El módulo de carga compartida detecta la potencia de salida de un generador y proporciona una señal de $-4,5$ a $+1,5$ VCC al control de velocidad para ajustar la salida de potencia del conjunto motor-generador que coincida con el nivel de potencia de referencia. El módulo repartición de carga también puede producir una condición de caída (en lugar de carga compartida isócrona), permitiendo conectar el grupo electrógeno en paralelo con un grupo electrógeno que funciona de forma isócrona o con barra infinita (Woodward, 2015).

Figura 20 Repartidor de carga Woodward 2301



Nota. Módulo repartidor de carga Woodward 2301. Fuente: Woodward; 2019.

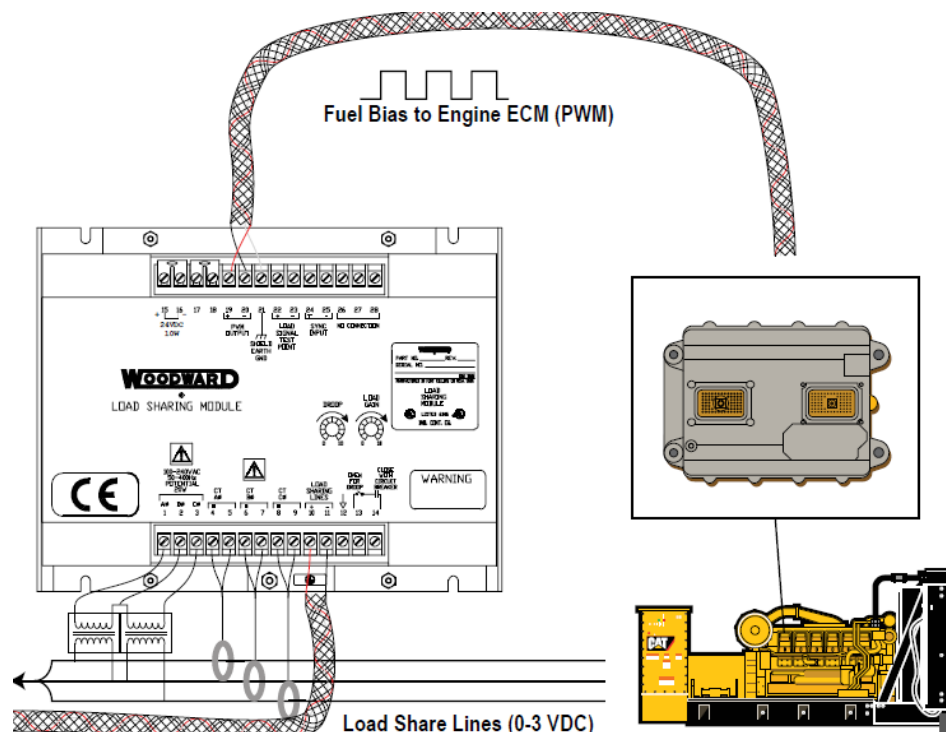
Cada circuito comparador compara el voltaje de la señal de carga de su grupo electrógeno con dos veces el voltaje en las líneas de carga

compartida y produce un voltaje de error proporcional a la diferencia.

Este voltaje de error se utiliza para generar un ancho de pulso. Señal modulada que se envía al control de velocidad.

Esta salida sesga el bucle de velocidad del control de velocidad hasta que el voltaje de la señal de carga sea igual al de otros generadores en las líneas de carga compartida.

Figura 21 Esquema de conexión de un módulo repartidor de carga.



Nota. Conexión de un módulo de reparto de carga Woodward. Fuente: Woodward; 2019.

3.1.2.1 Operación en modo isócrono

En el circuito comparador de carga, el voltaje de la señal de carga está equilibrado con los otros grupos electrógenos en el sistema a través de las líneas de reparto de carga. El circuito comparador de cada módulo de carga compartida incluye un potenciómetro de ganancia de carga para ajustar cada señal de carga del grupo

electrógeno de modo que el voltaje de la señal de carga de cada uno sea el mismo en carga completa.

Esto compensa las diferentes relaciones de CT o los diferentes tamaños de grupos electrógenos. El voltaje de carga compartida será la mitad del voltaje medido de la señal de carga medido en el punto de prueba.

3.1.2.2 Operación con caída de velocidad

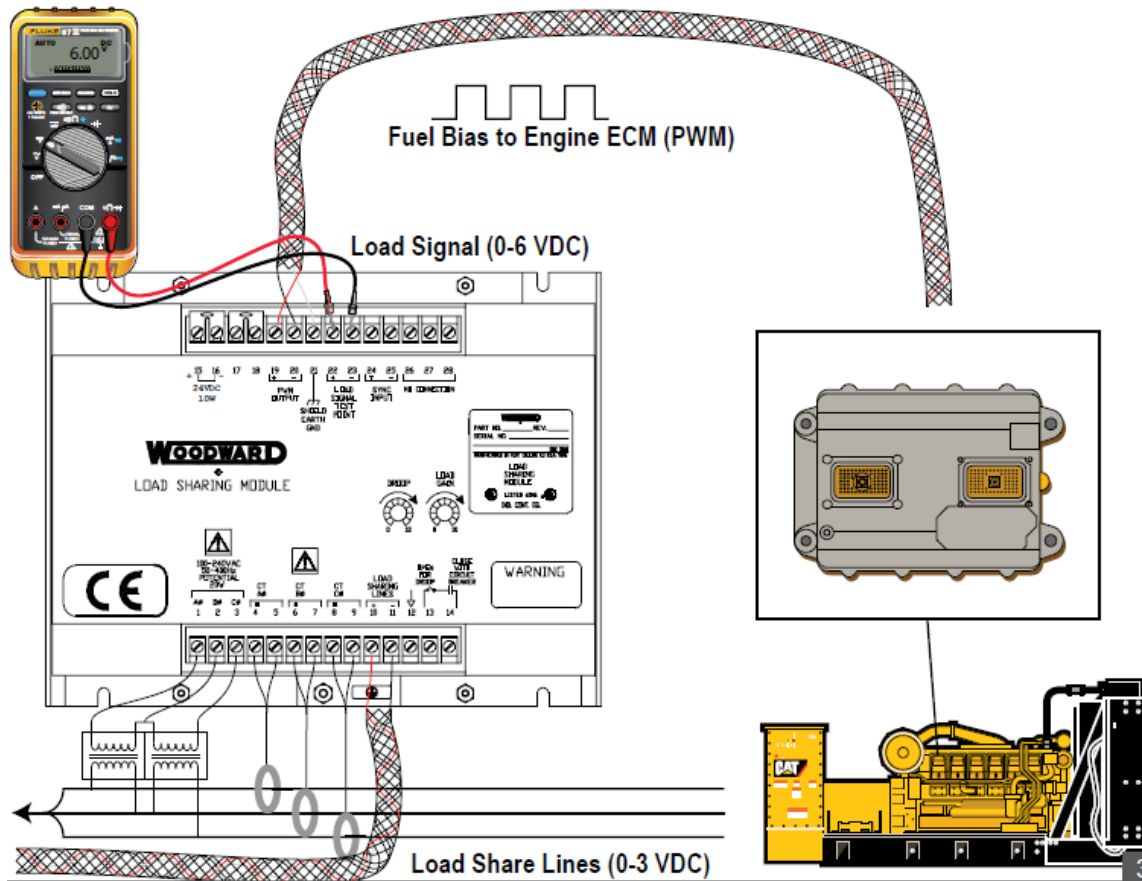
En la operación de caída, una parte del voltaje de la señal de carga se alimenta al circuito controlador. Este voltaje es utilizado por el circuito comparador para reducir la salida de control por un porcentaje determinado por el potenciómetro DROOP. La producción se reduce, y el control de velocidad reduce la potencia del motor según la velocidad deseada por el porcentaje de caída.

Cuando un grupo electrógeno que utiliza el módulo de carga compartida se pone en paralelo en caída con otros grupos electrógenos, no se utiliza la señal de carga común en las líneas en paralelo.

Por lo tanto, la frecuencia del grupo electrógeno variará con la carga, por lo que debe ser determinado por un medio diferente. En un sistema aislado con dos o más grupos electrógenos en paralelo, si se requiere control de velocidad isócrono, uno de los grupos electrógenos debe estar funcionando en modo isócrono (velocidad constante).

Este grupo electrógeno mantiene la frecuencia del sistema. Si un grupo electrógeno está en caída y está en paralelo con un bus infinito, el bus determina y mantiene la frecuencia. El porcentaje de DROOP y el ajuste de velocidad en la velocidad del motor. El control determina la cantidad de carga que transporta el generador, cuando funciona en caída.

Figura 22 Ajuste de un módulo repartidor de carga.



Nota. Método de ajuste en un módulo de repartición de carga Woodward. Fuente: Woodward; 2019

Una vez que el grupo electrógeno esté ajustado correctamente para el funcionamiento unidad sola, la ganancia de carga del módulo de carga compartida se puede configurar para el funcionamiento en paralelo.

Para que la función de carga compartida funcione correctamente, el potenciómetro de ganancia de carga debe configurarse para escalar la salida a las líneas de carga compartida para que coincida con el factor de carga del generador.

Para configurar la ganancia de carga del módulo de carga compartida, se debe realizar el siguiente procedimiento:

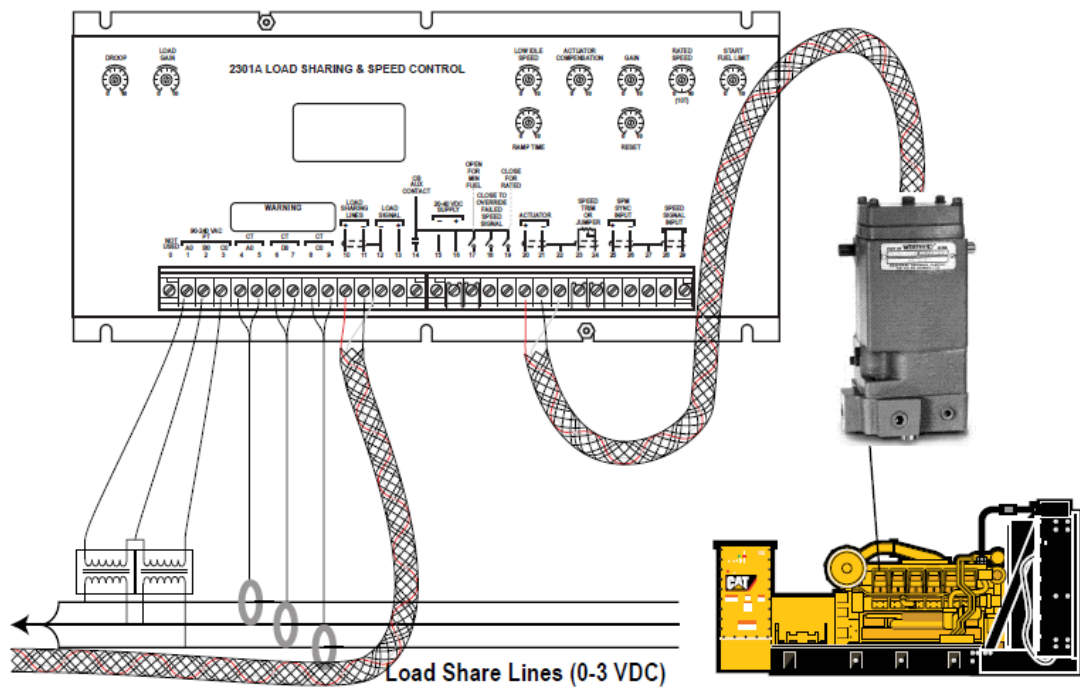
- 1.- Arranque el generador y aplique carga hasta alcanzar la temperatura de operación.
- 2.- Aplique la carga nominal completa en kW. Mida el punto de prueba de la señal de carga para voltaje DC. Gire el potenciómetro hasta que el voltímetro indique 6 VDC.
- 3.- Si la carga completa no está disponible, escale el voltaje de la señal de carga linealmente para que coincida con el porcentaje de carga aplicada. Por ejemplo, si hay disponible un 50% de carga, ajuste la ganancia de carga hasta que se observen 3 VCC en los terminales de señal de carga.

3.1.3 Módulo repartidor de carga y control de velocidad

Este módulo es el mismo repartidor de carga 2301A, al cual se le ha añadido las funciones de un módulo de control de velocidad análogo. Mantiene las mismas funciones, pero combinadas en un solo paquete.

Este dispositivo censa la velocidad del motor mediante un sensor magnético de frecuencia y controla a través de un actuador eléctrico/hidráulico la entrega de combustible en el motor de combustión. La detección de voltaje y corriente se utiliza para determinar el factor de carga del generador y se envía una señal correspondiente en las líneas de repartición de carga.

Figura 23 Módulo de repartición de carga y control de velocidad



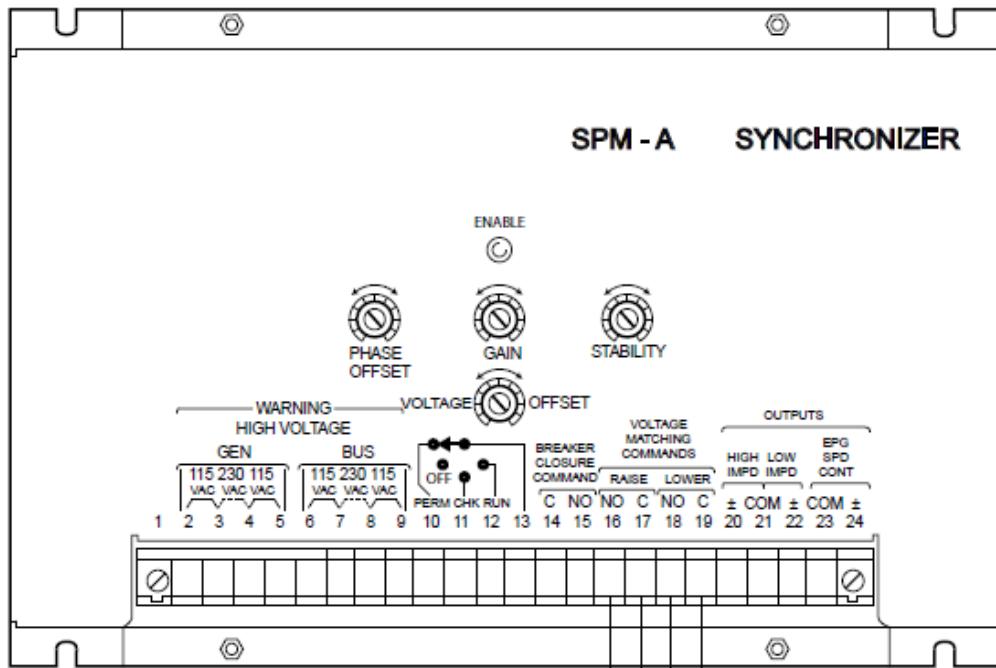
Nota. Módulo de control de velocidad y repartición de carga Woodward. Fuente: Woodward; 2019.

3.1.4 Sincronizador SPM-A Woodward

El sincronizador SPM-A polariza la velocidad de un grupo electrógeno fuera de línea para que la frecuencia y la fase coincidan con las de otro generador o el bus de servicios públicos.

Entonces eso emite automáticamente una señal de cierre de contacto para cerrar el disyuntor entre los dos cuando la frecuencia y la fase coinciden dentro de los límites para un tiempo de coincidencia específico.

Figura 24 Sincronizador Woodward SPM-A



Nota. Módulo de control de sincronización Woodward. Fuente: Woodward; 2019

El SPM-A es un sincronizador de bucle bloqueado de fase y se esfuerza por lograr una combinación perfecta de frecuencia y fase. El sincronizador SPM-A con adaptación de voltaje genera señales adicionales de subida y bajada (cierres de contacto de relé) al regulador de voltaje del generador. Los voltajes deben coincidir dentro de la tolerancia del SPM-A. antes de que se produzca el cierre del interruptor. Para sincronización de una sola unidad, instalación de un sincronizador en cada generador permite que cada unidad se conecte individualmente en paralelo al bus (Woodward, SPM-A Synchronizer, 2007).

3.1.4.1 Teoría de operación

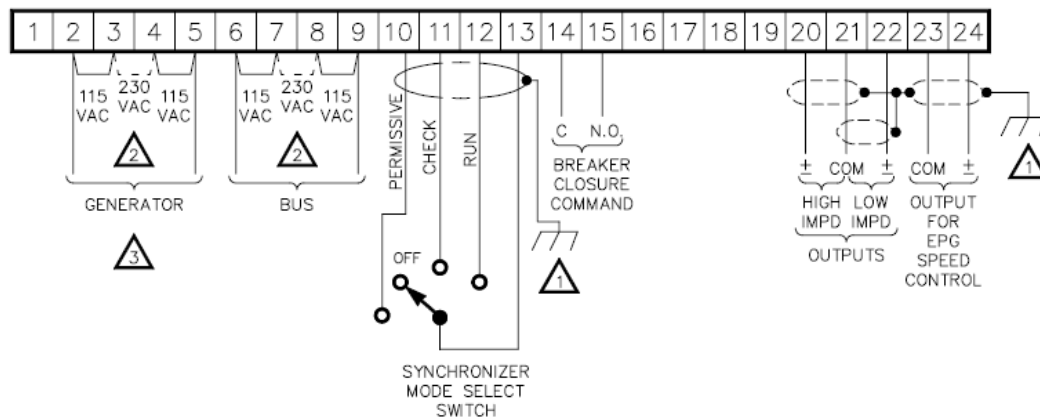
El sincronizador SPM-A verifica el ángulo de fase y la frecuencia del bus y un generador fuera de línea que se va a poner en paralelo. Las entradas de tensión del bus y el generador se aplican primero a circuitos acondicionadores de señal por separados.

Cada señal en el acondicionador es un filtro que cambia la forma de las señales de entrada de voltaje para que se pueden medir con precisión. Un potenciómetro de compensación de fase en la señal en el circuito del acondicionador se ajusta para compensar los errores de fase. (Este ajuste está configurado de fábrica con entradas idénticas de bus y generador.

3.1.4.2 Modos de operación

Existen cuatro modos de operación los cuales pueden ser controlados desde un switch de cuatro polos. Los modos de operación son; Off, Run, Check y Permissive.

Figura 25 Terminales de conexión del SPM-A



Nota. Conexión típica de un sincronizador Woodward SPM-A. Fuente: Woodward; 2019.

Cuando el interruptor está en OFF, el sincronizador está fuera de funcionamiento. El modo RUN permite la operación normal del sincronizador y las señales de cierre del interruptor. El circuito de polarización de velocidad continúa funcionando para mantener la sincronización durante un segundo para dar tiempo a la señal de cierre del interruptor.

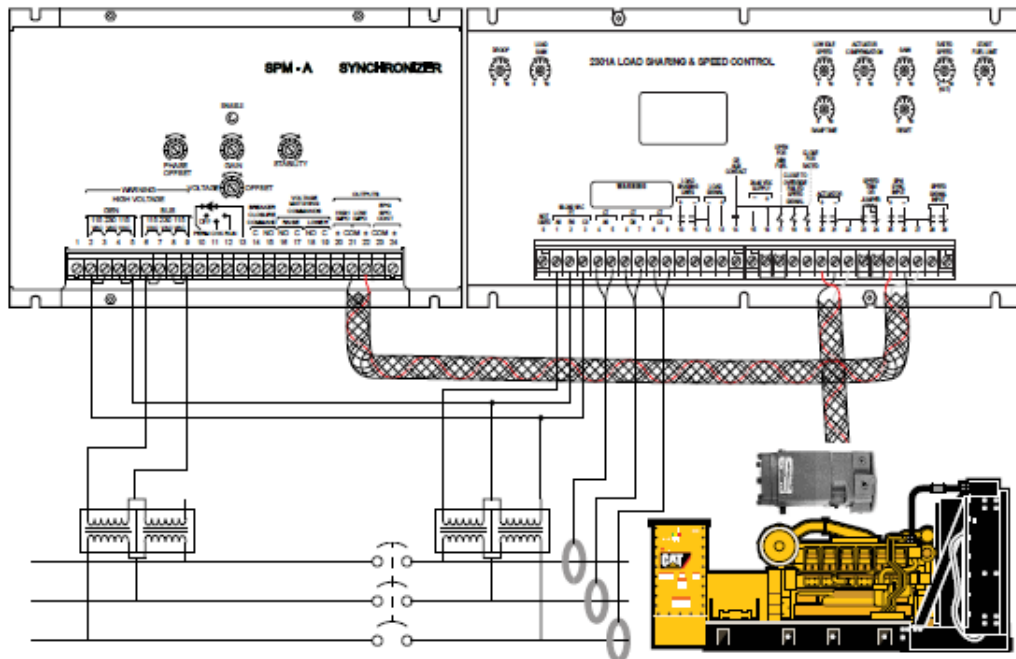
Cuando ha transcurrido un segundo, el circuito de bloqueo se activa para desactivar el sincronizador. El circuito de bloqueo se restablece automáticamente cuando el ángulo de fase relativo excede la ventana límite después de que el generador se desconecta del bus.

El modo CHECK permite sincronización normal y coincidencia de voltaje, pero no permitir una señal de cierre del interruptor.

El modo PERMISIVO permite que el sincronizador verifique la sincronización adecuada, pero el funcionamiento del sincronizador no afecta la velocidad del motor (ni el voltaje, en el caso versión de adaptación de voltaje).

Si la fase y la frecuencia están dentro de los límites adecuados, el sincronizador emite el comando de cierre del interruptor. (El voltaje no se verifica en el Modo permisivo.)

Figura 26 Conexión módulo repartidor de carga y sincronizador



Nota. Conexión del sincronizador SPM-A al módulo repartidor de carga 2301A Woodward.
Fuente: Woodward; 2019.

El sincronizador SPM-A envía una señal de control de combustible al controlador de velocidad 2301A. Este censa el ángulo de fase del voltaje y la frecuencia del generador y la barra común. Compara las dos fuentes detectadas y envía la señal de polarización adecuada al controlador de velocidad para sincronizar la velocidad y la fase con el bus.

3.2 Controlador de grupo electrógeno Caterpillar EMCP4.4

El EMCP 4.4 (Electronic modular control panel) Cat ofrece mediciones de potencia totalmente precisas, protecciones confiables y el control y monitoreo del motor y generador.

Se puede acceder a los diagnósticos, la información de operación y los controles del generador y del motor mediante las teclas del panel de control;

los diagnósticos de los módulos opcionales del EMCP 4 se pueden ver y restablecer a través del EMCP 4.4.

Figura 27 Panel de control Caterpillar EMCP4.4



Nota. Controlador Caterpillar EMCP4.4. Fuente: Cat; 2020.

3.2.1 Sincronización automática

El EMCP 4.4 proporciona una función para el ángulo de fase de adaptación automática trifásica y el voltaje promedio trifásico. Esta característica también proporciona control automático del interruptor e incluye una función de verificación de sincronización para frecuencia, fase y voltaje interno al control EMCP 4.4. Esta funcionalidad de verificación no se puede desactivar (Caterpillar, 2024).

Cuando se opera en el modo de sincronización automática, la sincronización de frecuencia, fase y voltaje no se pueden desactivar. La sincronización automática solo ocurre cuando el interruptor de modo de sincronización (SMS) está en Auto.

En el modo "Auto", el EMCP 4.4 tomará el control de la velocidad y el control de voltaje para sincronizar el motor y dentro del nivel de voltaje lo más rápido posible. Cuando se cumplan estas condiciones, el control emitirá un comando de cierre del interruptor.

3.2.1.1 Interruptor de modos de sincronización

El interruptor de modo de sincronización (SMS) es un interruptor suave de cuatro posiciones dentro del controlador EMCP 4.4. Tiene "Auto", "Verificar" Posiciones "Apagado" y "Manual". El interruptor se coloca automáticamente en la posición "Auto" al iniciar el sistema o colocando el interruptor de control del motor en "Auto". El SMS se puede colocar en cualquier otra posición usando la pantalla o una entrada digital programable. Cuando el SMS se coloca en "Verificar", el sistema funcionará como si estuviera en "Auto", pero "Falla al paralelo" se desactivará y no se emitirá una señal de cierre del interruptor. A continuación, se describen descripciones más detalladas de cada modo.

3.2.2 Sincronización manual

El EMCP 4.4 proporciona una función para hacer coincidir manualmente el ángulo de fase y el voltaje. Esta característica también proporciona señalización de cierre manual del interruptor mientras se mantiene una función de verificación de sincronización para frecuencia, fase y voltaje interno al control EMCP 4.4. Esta funcionalidad de verificación no se puede desactivar. La sincronización manual sólo ocurre cuando el interruptor de modo de sincronización (SMS) está en Manual.

En la sincronización manual, los comandos de velocidad y voltaje pueden ser enviado desde la pantalla o una entrada programable. Además, la señal de cierre del interruptor se puede enviar desde la pantalla o el pulsador de cierre manual dedicado. La señal para cerrar el disyuntor solo se puede

enviar cuando se verifica la sincronización es válida. La ventana de ángulo de fase y el tiempo de permanencia aún se aplican para la funcionalidad de verificación de sincronización.

En “Modo Manual” no hay control automático de voltaje o velocidad, pero si la diferencia de fase y el voltaje son dentro de la ventana se puede emitir una solicitud de cierre manual del interruptor (mediante pulsador u otra señal externa). En este modo, el operador tendrá control total sobre el voltaje y la velocidad para hacer coincidir el bus con el generador. El dispositivo Sync Check siempre está siendo monitoreado y el EMCP 4.4 solo emitirá una señal de cierre al interruptor cuando la unidad está en frecuencia, voltaje y fase.

3.2.3 Verificación de sincronización (Check)

El EMCP 4.4 proporciona una función para el ángulo de fase de adaptación automática trifásica y el voltaje promedio trifásico. Esta característica no proporciona control automático del interruptor, pero incluye una función de verificación de sincronización interna del EMCP 4.4.

La sincronización automática, incluida la frecuencia, la fase y el voltaje, se produce cuando el interruptor de modo de sincronización (SMS) está en Verificación (check). No se emite una señal de cierre del interruptor. El temporizador de fallo de conexión en paralelo no funciona cuando SMS está en “Check”.

En el “Modo de verificación”, el EMCP 4.4 tomará el control de la velocidad y el control de voltaje para sincronizar el motor según corresponda lo más rápido posible. La sincronización mantendrá el voltaje y la velocidad para estar en sincronización de fase y coincidencia de voltaje. No hay comando para el cierre del interruptor. Este modo se utiliza principalmente para ajustar los parámetros de ganancia.

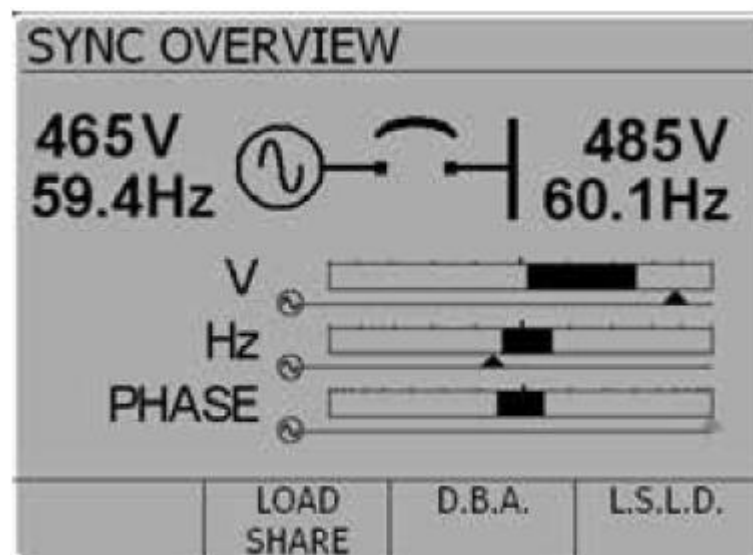
3.2.3.1 Visualización de parámetros

Dentro del submenú "Ver", la selección de Paralelismo permite la navegación a los parámetros específicos del paralelo que son sólo para ver. No hay ningún control o configuración disponible desde este submenú. La pantalla "Sync Overview" muestra el estado actual del generador y el bus con el generador a lado izquierdo de la pantalla.

El voltaje y la frecuencia se muestran numéricamente y también gráficamente. Fase y disyuntor se representa únicamente gráficamente.

Las teclas programables permiten alternar rápidamente entre descripción general de sincronización, Compartir carga, arbitraje de bus muerto y demanda de carga con detección de carga.

Figura 28 Pantalla de sincronización del controlador EMCP4.4



Nota. Pantalla de sincronización del controlador EMCP4.4. Fuente: Cat; 2020.

Las flechas en los gráficos de voltaje, frecuencia o fase muestran el valor de ese parámetro del generador en relación con el valor del bus correspondiente. La barra negra en el gráfico representa ventana de sincronización para ese parámetro.

Cuando la flecha se alinea con la parte negra del gráfico, entonces este parámetro está cerca del valor del mismo parámetro de la barra común. El ancho de la barra negra es representativo del tamaño de la ventana programada para ese parámetro. La barra de fase no es lineal, por lo que cada grado se hace más pequeño a medida que te alejas del centro.

3.2.3.2 Ajuste de Ganancias

Mientras el AVR iguala el voltaje, el algoritmo de control de sincronización analiza la frecuencia y el ángulo de fase a través del disyuntor del generador. Si la diferencia de frecuencia es mayor que 0,1 Hz, entonces solo se considera la frecuencia. Esto es el control de coincidencia de frecuencia. Una vez que la diferencia de frecuencia es inferior a 0,1 Hz, se suma el ángulo de fase a el punto de ajuste del circuito de control.

Este es el control de coincidencia de fase. La ganancia proporcional tiene el mayor efecto general sobre la sintonización. Si la ganancia proporcional se establece demasiado alta, la unidad sobrepasará el punto deseado y tienen problemas para mantener la estabilidad. Si se establece demasiado bajo, la unidad tendrá dificultades para alcanzar la ventana deseada en un período de tiempo razonable.

En este caso, se puede utilizar la ganancia integral. La ganancia integral proporcionará el empujón adicional necesario cuando la ganancia proporcional está justo por debajo de lo que se necesita para llevar la unidad dentro del rango ventana deseada después de que se necesitaba un gran cambio.

3.2.3.3 Consideraciones Generales

1. Asegúrese de que el grupo eléctrico que se va a sintonizar tenga el regulador de motor y el regulador de voltaje adecuados y funcione con voltaje y frecuencia estables antes de ajustar los puntos de ajuste de sincronización.

2. La sintonización del gobernador del motor y del regulador de voltaje puede afectar este procedimiento de sintonización. Estableciendo esas ganancias del módulo más bajo puede ayudar en este procedimiento.

3. Para motores con reguladores electrónicos, ajustar menos configuraciones de ganancia en el EMCP 4.4 (solo ajustar Ki, para ejemplo) provocará una interacción menos complicada con las ganancias del motor.

4. La temperatura del equipo a sintonizar, la temperatura ambiente y la altitud afectarán el ajuste de ganancia y respuesta del sistema. Se recomienda un ajuste más cauteloso entre lento y estable frente a rápido e inestable.

5. Para sintonizar el grupo electrógeno, asegúrese de que no haya entradas que puedan poner el grupo electrógeno o el SMS en Auto. No presione el botón Auto. Se podría programar una Entrada Digital para forzar que el SMS esté en Check. Si la unidad está en Auto durante el procedimiento de ajuste de ganancia, se producirá un evento de falla en paralelo después de un tiempo predefinido.

6. Si corresponde, asegúrese de que los puntos de ajuste de "Repartición de carga" del grupo electrógeno y de la fuente trifásica estén sintonizados correctamente.

7. Deshabilite HWLSLD en el grupo electrógeno y la fuente trifásica (si corresponde), o asegúrese de que los puntos de ajuste de HWLSLD sean no está configurado de manera que cause disparos molestos del disyuntor.

8. Si la fuente trifásica es otro grupo electrógeno EMCP 4.4, puede poner esa unidad en Auto con su SMS en Auto y habilite HWDBA para garantizar que su disyuntor se cierre.

9. Si se utiliza una señal de inicio de grupo, asegúrese de que ambos paquetes del grupo electrógeno estén en Auto y que HWDBA esté habilitado en el primer grupo electrógeno (el que no está siendo sintonizado).

3.2.4 Detalles de carga compartida real y reactiva en modo isla

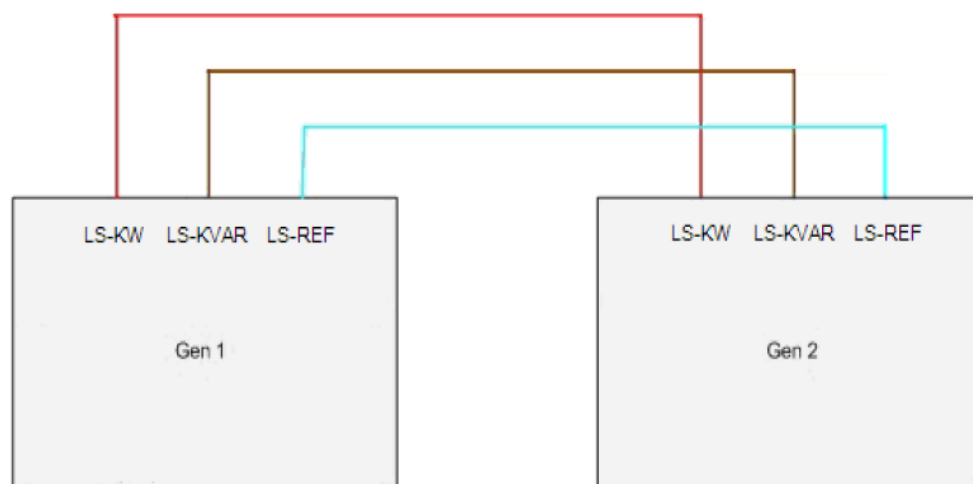
3.2.4.1 Propósito

El propósito de la carga compartida real y reactiva es compartir la carga real y reactiva proporcionalmente entre todas las unidades en línea en una configuración de tipo modo isla. Esta configuración del modo isla puede ser energía principal, espera, o supresión de picos (desconectado de la red eléctrica/servicio público).

3.2.4.2 Cableado

Estos cables deben consistir en una tría trenzada blindada o equivalente. El tamaño del cable debe ser 18 AWG o mayor.

Figura 29 Repartición de carga entre generadores



Nota. Conexión del reparto de carga entre paneles EMCP4.4. Fuente: Caterpillar; 2020.

3.2.4.3 Operación básica

Los controladores EMCP 4.4 pueden operar en modo isla compartiendo carga a través de líneas de carga compartida. Se utilizan líneas separadas para tanto potencia real (kW) como potencia reactiva (kVAr). Cuando el disyuntor del generador está cerrado y se establece la carga compartida a HW, la unidad controla la carga hasta que la señal de carga generada internamente coincida con la señal de carga medida externamente.

A medida que cambia la señal medida externamente, el EMCP 4.4 cambia la velocidad del grupo electrógeno o el control de voltaje que coincide con la señal. Si la carga compartida reactiva del generador está desactivada, no se envían señales al AVR para controlar el voltaje. Esto permite a los clientes implementar caídas de voltaje o corrientes cruzadas separadas del controlador EMCP 4. A medida que diferentes unidades entran o salen del sistema, o la carga cambia, las unidades necesitan ajustar su contribución a aportar cantidades iguales.

La línea compartida de kW (carga real) puede funcionar a un nivel de 0-10 VCC o 0-3 VCC. Se prefiere el nivel 0-10 VCC, a menos que otros dispositivos en la red de carga compartida requieran el nivel de voltaje más bajo. La línea compartida de kVAr (carga reactiva) solo funcionará a un nivel de 0-10 VCC. No está diseñado para interactuar con otros dispositivos.

Las líneas de carga compartida son señales aisladas con referencia a la 3.^a línea (referencia). Esta referencia debe estar conectada entre todas las unidades. Esta referencia no está conectada al negativo de la batería mediante el EMCP 4.4. Tenga siempre en cuenta que un controlador EMCP 4.4 no puede saber si hay otros controladores en la red de carga compartida. Un controlador EMCP 4.4 compartirá la carga consigo mismo incluso si no hay otros controladores en la conexión cableada de la red de carga compartida.

3.2.4.4 Líneas compartidas (kW y kVAr)

El EMCP 4.4 admite una línea de carga compartida de 3 cables (más blindaje) (entrada y salida analógicas en un solo pin para cada señal). La potencia real (kW) es compatible con los sistemas de línea compartida Woodward Load (LSM) (0-3VDC).

La potencia reactiva (kVAr) opera de manera similar a las líneas eléctricas reales, pero se basa en la potencia reactiva y no es compatible con sistemas SPMD (0-2-4VDC). Este hardware funciona a un voltaje más alto (0-10 VCC) para mejorar resolución cuando no se utiliza con componentes Woodward heredados. Se proporciona un pin de referencia en el EMCP para esta línea para compartir.

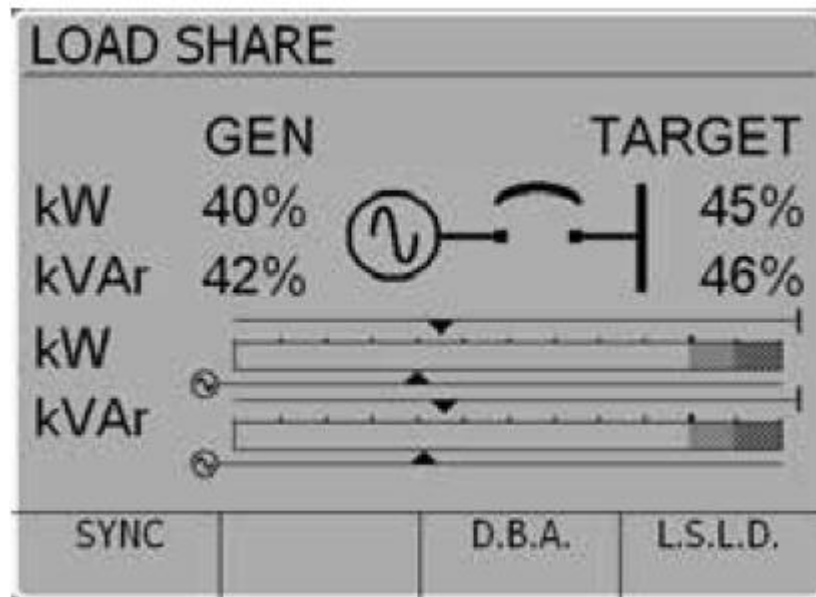
3.2.4.5 Visualización de parámetros

Dentro del submenú "Ver", la selección de Paralelo permite la navegación a los parámetros específicos del paralelo que son sólo para ver. No hay ningún control o configuración disponible desde este submenú.

La pantalla Load Share muestra el estado actual de la potencia del generador y el objetivo de carga con el generador en el lado izquierdo de la pantalla. La carga real y reactiva se muestran como porcentaje, así como gráficamente. La posición del interruptor se representa únicamente gráficamente.

Las teclas programables permiten alternar rápidamente entre Descripción general de sincronización, Carga Compartida, arbitraje de bus muerto y demanda de carga con detección de carga

Figura 30 Pantalla de repartición de carga en el controlador EMCP4.4



Pantalla de repartición de carga en el controlador EMCP4.4

Las flechas en los gráficos de kW y kVAr conectados al símbolo del generador indican el porcentaje de plena capacidad del generador. Las flechas conectadas a Target kW y kVAr indican el porcentaje deseado de la capacidad del generador a través de las líneas de reparto de carga.

Cuando el generador y los valores objetivo se alinean, el generador comparte la carga. El área sombreada en gris claro del gráfico representa la clasificación del 100-110% del generador. El gris oscuro sombreado el área del gráfico representa la clasificación del 110-120% del generador.

3.2.5 Deslastre de carga

3.2.5.1 Propósito

La función "Load Shed" proporciona un método para desconectar cargas del sistema según la configuración del usuario. Esto se puede utilizar para grupos electrógenos múltiples o únicos.

3.2.5.2 Operación básica

“Load Shed” es una función configurable que se puede utilizar para activar una o más salidas digitales. Estas salidas se pueden configurar para activarse según los criterios definidos por el usuario. Cuando se cumplen uno o más de los criterios, se activará la salida digital asociada.

La reducción de carga se activará cuando se cumplan todas las condiciones siguientes:

1. Se programa una salida digital para deslastre de carga.
2. Cualquiera o todas las condiciones de deslastre de carga se seleccionan en la pantalla Condiciones de deslastre de carga.
3. Se produce cualquiera de las condiciones de deslastre de carga seleccionadas.

La señal de deslastre de carga se mantendrá bloqueada hasta que el generador pierda la señal de arranque (comando STOP o pérdida del control remoto) o el operador activa un comando de reinicio de desconexión de carga momentáneo a través de una entrada digital o desde el EMCP 4 mostrar. La salida de desconexión de carga se restablece solo si se borran todas las condiciones de activación.

3.2.5.3 Selección de breakers

Se debe tener cuidado en la selección de disyuntores para el controlador en paralelo EMCP 4.4. El interruptor debe ser dimensionado adecuadamente para la capacidad de corriente del generador, junto con la capacidad de interrupción para corrientes de falla de fuentes paralelas.

Se requiere la capacidad de cumplir con la capacidad de cierre de 5 a 6 ciclos de la industria, junto con la capacidad de abrir y cerrar el disyuntor. También se requieren contactos auxiliares (A y B) del disyuntor. Se requiere un disyuntor operado eléctricamente para el sistema de conexión en paralelo. Para máxima confiabilidad, se debe utilizar tanto un disparo en derivación

alimentado por CC como un disparo por subtensión alimentado por CC cuando el disyuntor es capaz de soportar ambos. Si el disyuntor puede soportar sólo uno de estos, el DC se utilizará un disparador de mínima tensión. Una liberación de subtensión abrirá el disyuntor ante la pérdida de alimentación DC al disyuntor.

Si un disyuntor permanece cerrado tras la pérdida de control del grupo electrógeno, el generador actuará como un motor y se producirán daños al grupo electrógeno. Se debe tener cuidado en el diseño del cableado del paquete cuando existen medios de desconexión en el sistema de voltaje DC.

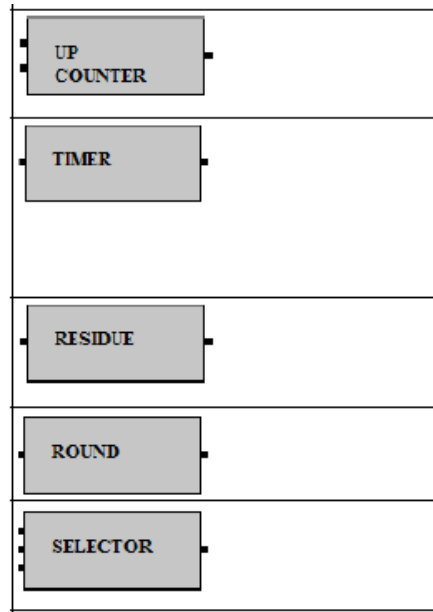
Todos los disyuntores controlados eléctricamente utilizados con el controlador EMCP 4.4 en paralelo deben tener una cubierta que desactive el botón de cierre del disyuntor. El disyuntor sólo debe poder cerrarse después de la verificación por parte del EMCP 4.4 que el bus está muerto o que el grupo electrógeno está en fase con el bus.

3.2.6 Conjunto de funciones de PLC integrada

El EMCP 4.4 está equipado con muchas de las funciones de un controlador PLC. Este conjunto de funciones permite al usuario crear funciones lógicas personalizadas que interactúan con señales internas dentro del software de control, así como con entradas y salidas para el control.

Las funciones lógicas pueden leer las entradas físicas al control o señales internas para conducir operaciones lógicas que pueden manipular otras señales internas o controlar las salidas físicas del control. Hay 33 operaciones lógicas que se pueden realizar mediante el conjunto de funciones del PLC del EMCP.

Figura 31 funciones lógicas del EMCP4.4



Ejemplo de funciones lógicas del EMCP4.4

3.2.7 Regulador de voltaje integrado

El Regulador de Voltaje Integrado (IVR) es un sustituto de un regulador de voltaje tradicional. La configuración tradicional del regulador de voltaje consta de un controlador dedicado como un regulador de voltaje digital Cat (CDVR) o un VR6. El IVR está integrado en el panel de control EMCP4.4.

El controlador interno EMCP 4 regula el voltaje de salida del generador. El voltaje es regulado enviando un comando al módulo de excitación (EM10/EM15). El módulo de excitación controla excitación del generador y por lo tanto el voltaje de salida del generador.

Figura 32 Lógica del IVR

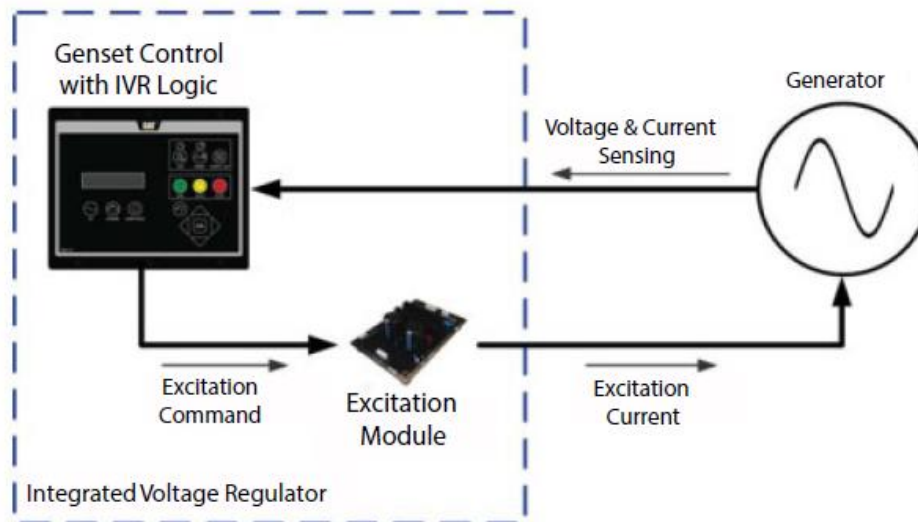


Diagrama de funcionamiento del IVR en el EMCP4.4

3.2.7.1 Características

- Regulación automática de voltaje (AVR)
- Configuraciones de estabilidad programables
- Control de arranque suave con ajuste de tiempo ajustable en modo de control AVR
- Regulación de baja frecuencia (voltios/Hz) de doble pendiente que se puede configurar
- Detección/regulación de voltaje del generador (RMS) trifásico o monofásico en modo AVR

Ajuste de la configuración del punto de ajuste desde la pantalla EMCP o el ET Software (Cat ET Herramienta de servicio).

- Ajuste de salida de voltaje vía display, entrada analógica, entrada digital o SCADA (Modbus)

Pantallas de descripción general del estado operativo del IVR y de polarización de voltaje para proporcionar un nivel mejorado de usuario interfaz.

- Monitoreo de eventos del regulador de voltaje integrado.
- Regulación del factor de potencia (PF)
- compensación de caída de reactivos.
- Compensación de caída de línea.

3.2.7.2 Módulos de excitación

Para regular el voltaje del generador, el EMCP comunica la excitación deseada al módulo de excitación a través de una señal PWM de modulación de ancho de pulso.

Figura 33 Módulos de excitación EM10 y EM15



Módulos de excitación EM10 y EM15.

El IVR consta de un EMCP 4 que está interconectado con un módulo de excitación. La siguiente tabla muestra las especificaciones de los dos módulos de excitación para su correcta elección ya sea por su voltaje de entrada o su corriente máxima de excitación:

Tabla 4 Especificaciones de los módulos de excitación

Especificaciones técnicas de los módulos de excitación EM10 y EM15		
	EM10	EM15
Tipos de excitación compatibles	Magneto permanente PMG Auto excitado SE Excitación interna AREP	
Salida de corriente de campo nominal	6 AMP	7 AMP
Salida de corriente de campo máxima (forzada)	10 AMP	15 AMP
Entrada de voltaje CA máxima	180 VAC	240 VAC
Resistencia del campo del excitador (recomendado)	6 a 16 Ohmios	

Especificaciones técnicas de los módulos de excitación EM10 y EM15.

3.2.8 Comunicación

El panel de control EMCP4.4 está provisto de varios protocolos de comunicación que son estandarizados para la industria como:

CAN o SAE J1939

MODBUS RS485

MODBUS TCP/IP

CAT DATA LINK

Figura 34 Comunicaciones en el panel EMCP4.4

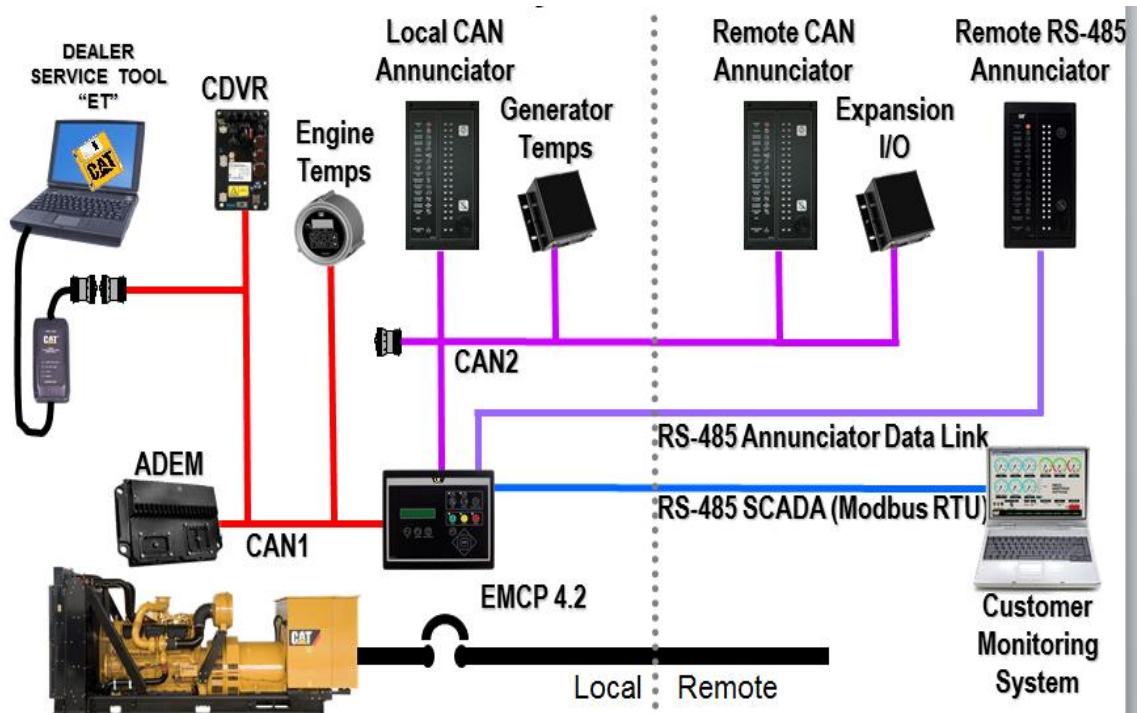


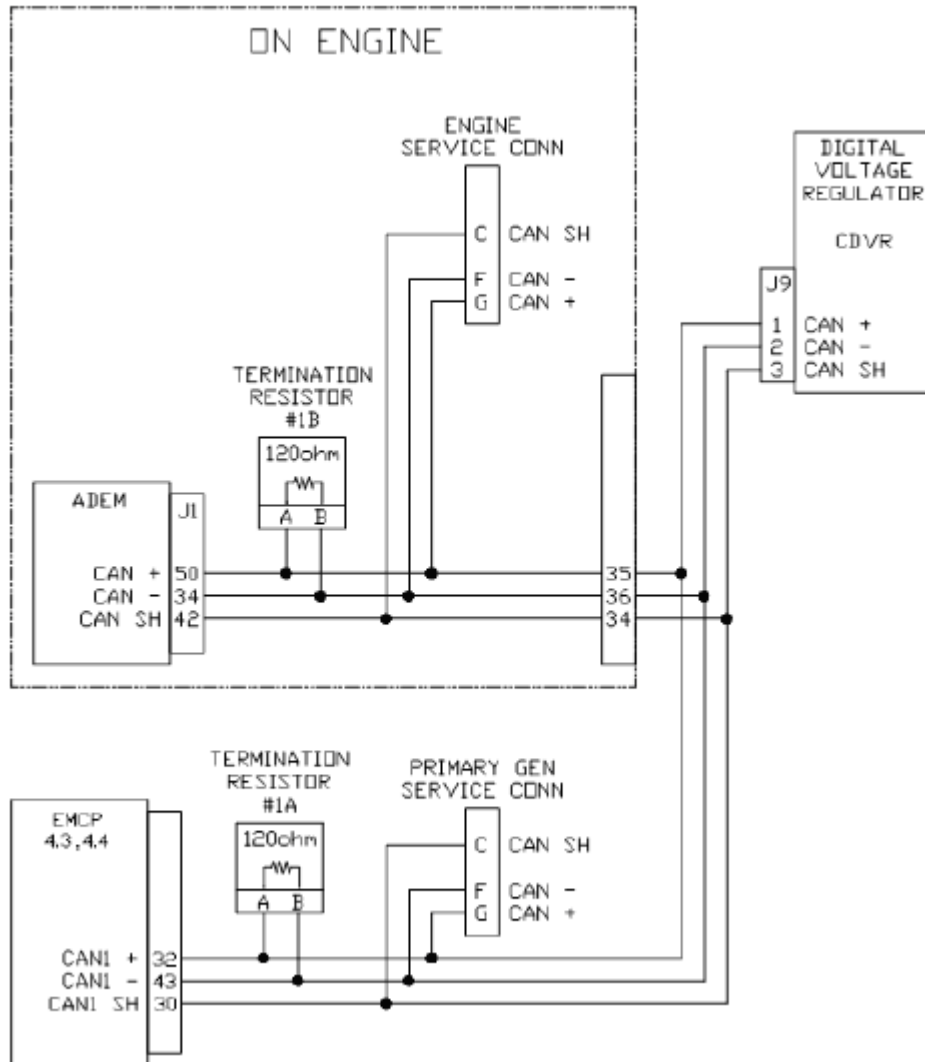
Diagrama de protocolos de comunicación en el panel de control EMCP4.4

3.2.8.1 Protocolo CAN

CAN SAE J1939 es un método estandarizado desarrollado por la Sociedad de Ingenieros Automotrices (SAE) para la comunicación entre las Unidades de Control Electrónico (ECU) que ofrece un lenguaje común para todos los fabricantes.

- La longitud máxima permitida es de 40 m (130 pies) y la longitud máxima de caída es de 1 m (3 pies).
- La red CAN requiere una resistencia de terminación de 120 ohmios en los extremos del troncal principal.

Figura 35 Red CAN /J1939



Esquema de conexión de una red CAN conectando un EMCP4.4

Mediante esta red es posible conectar muchos módulos opcionales y anunciadores locales como:

Módulo de motor, regulador de voltaje, módulo de termocuplas de motor y generador, anunciadores, módulo de expansión de entradas y salidas.

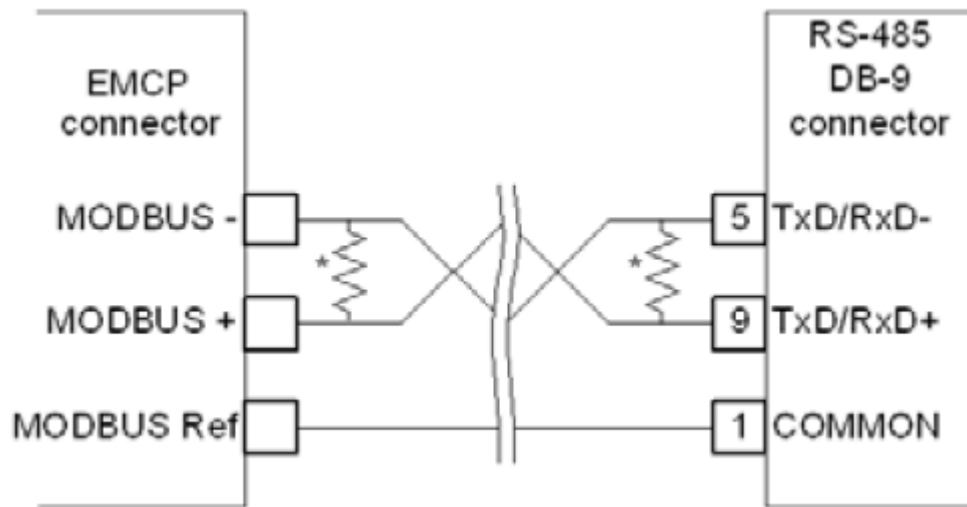
3.2.8.2 MODBUS RS485.

RS485 es un estándar de transmisión de datos serie ampliamente utilizado en instalaciones industriales. Para implementar la comunicación RS485 se usa comúnmente el protocolo Modbus. Esto diferencia el protocolo RS485 del protocolo RS232 que se comunica transmitiendo caracteres ASCII.

Los EMCP4.4 cuentan con un sistema de comunicaciones de CONTROL DE SUPERVISIÓN Y ADQUISICIÓN DE DATOS (SCADA). Enlace entre el controlador y un dispositivo host mediante el protocolo MODBUS. El dispositivo host puede realizar de forma remota monitoreo o controlar el paquete del grupo electrógeno equipado con el EMCP 4 de la misma manera que lo hace un operador desde el panel.

- El dispositivo host se conecta al EMCP GSC a través de un enlace de datos SCADA RS-485 (Modbus RTU, Half Duplex).
- Los datos se transmiten en formato binario a través de la conexión serie.
- El dispositivo host actúa como Modbus Master y el EMCP 4 actúa como Modbus Slave, también llamado UNIDAD TRANSMISORA REMOTA (RTU).
- El dispositivo host inicia toda la comunicación, enviando comandos o solicitudes de información al EMCP 4.
- Luego, el EMCP 4 toma medidas basadas en la consulta y/o envía una respuesta a la consulta a través de Modbus.

Figura 36 Interconexión red Modbus



Configuración del cableado para un dispositivo RS485

Las velocidades de baudios se pueden configurar en el EMCP 4. Varias velocidades de datos entre 9600 bits/segundo (baudios) y 57.600 bits/segundos están disponibles.

Figura 37 Parámetros configuración Modbus

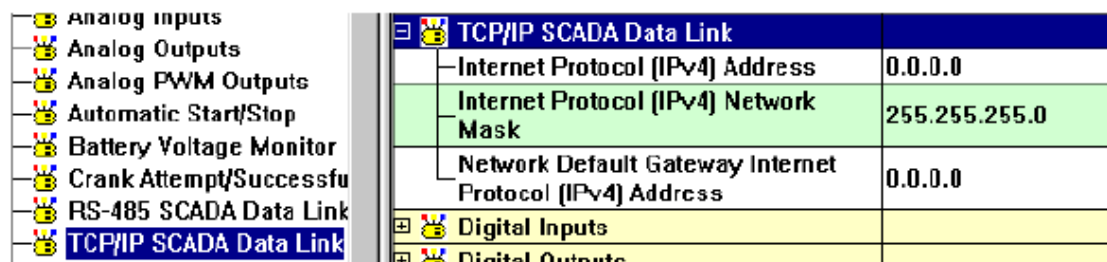
Description	
RS-485 SCADA Data Link	
SCADA Data Link Baud Rate	19200 baud
SCADA Data Link Parity	None
SCADA Data Link Slave Address	1
SCADA Data Link Access Password	00000000
RS-485 Bias Resistor Enable Status	Disabled

Configuración de la comunicación RS485 mediante software de servicio ET

3.2.8.3 Enlace de datos SCADA (Modbus) TCP/IP

Los EMCP4.4 tienen un enlace de datos Modbus TCP/IP para monitoreo y control del cliente. Este enlace de datos permite el monitoreo remoto de todos los datos de parámetros visibles en la pantalla y la herramienta de servicio. También permite el enlace de datos basado en el control de salidas. La funcionalidad Modbus TCP/IP es similar al enlace de datos Modbus RTU, pero con mayor velocidad. Todos los mensajes Ethernet UDP utilizados para el enlace de datos de múltiples grupos electrógenos (MGDL) se envían automáticamente filtrados.

Figura 38 Configuración enlace TCP/IP



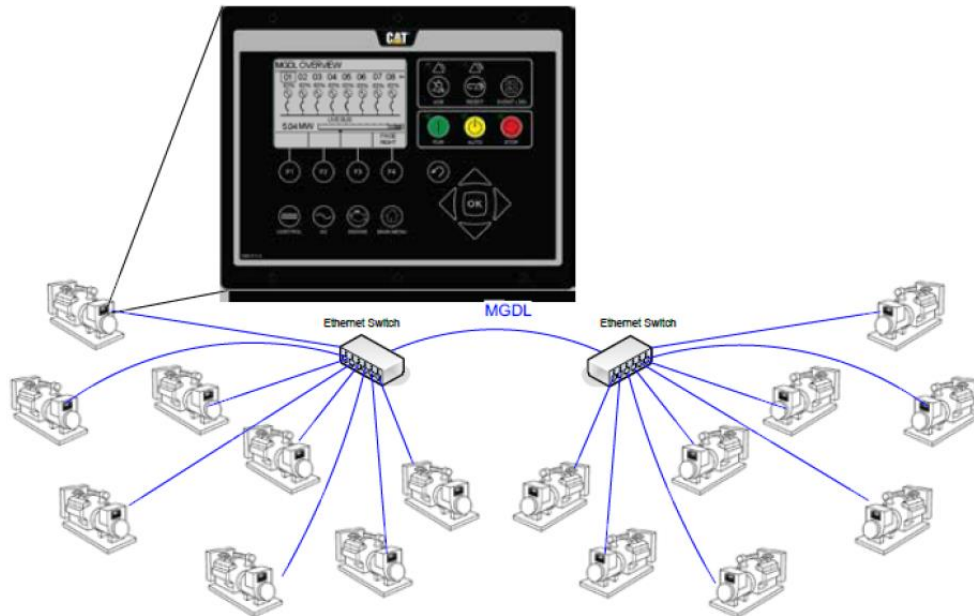
■ Analog inputs	■ TCP/IP SCADA Data Link	
■ Analog Outputs	Internet Protocol (IPv4) Address	0.0.0.0
■ Analog PWM Outputs	Internet Protocol (IPv4) Network Mask	255.255.255.0
■ Automatic Start/Stop	Network Default Gateway Internet Protocol (IPv4) Address	0.0.0.0
■ Battery Voltage Monitor	■ Digital Inputs	
■ Crank Attempt/Successful	■ Digital Outputs	
■ RS-485 SCADA Data Link		
■ TCP/IP SCADA Data Link		

Configuración del enlace TCP/IP mediante el software de servicio ET

3.2.8.4 Enlace de datos de grupos electrógenos múltiples (MGDL).

La función de enlace de datos de grupos electrógenos múltiples (MGDL) del EMCP 4.4 es un enlace de datos Ethernet utilizado entre grupos electrógenos para el control y la conexión en paralelo dentro del paquete. La función MGDL EMCP 4.4 NO emplea una estrategia de controlador maestro para la operación en paralelo. El controlador EMCP 4.4 utiliza un protocolo propietario para comunicar información entre grupos electrógenos para controlar funciones de conexión en paralelo como arbitraje de bus inactivo, sincronización, distribución de carga y secuenciación de carga. El EMCP 4.4 no está diseñado ni pensado para conectarse a productos de terceros a través de este enlace de datos.

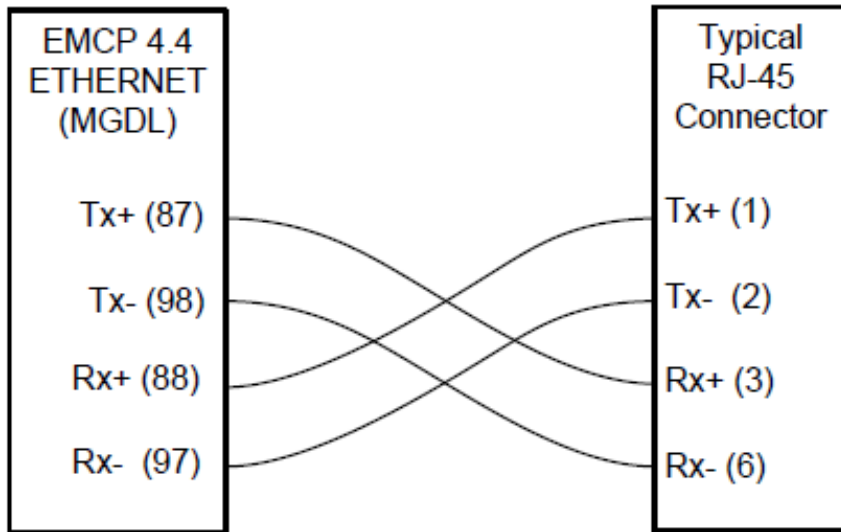
Figura 39 Red ethernet MGD



Enlace de datos de grupos electrógenos múltiples (MGDL)

La conexión MGD es la misma conexión que la conexión Modbus TCP/IP. Si bien se utiliza la misma conexión, los protocolos son diferentes y no interfieren entre sí en condiciones normales. Debido a que las líneas de recepción de un dispositivo deben estar conectadas a las líneas de envío de otro, es posible que se requiera un cable cruzado. Afortunadamente, muchos adaptadores Ethernet detectan automáticamente y realizan un cruce interno; el EMCP 4 también detecta automáticamente y realiza un cruce interno.

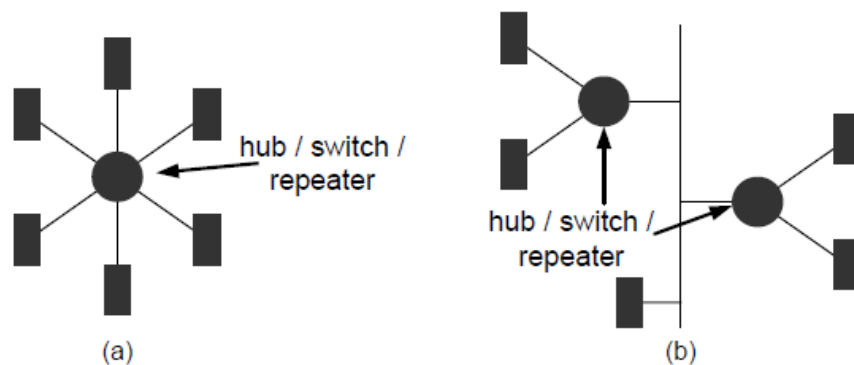
Figura 40 Cableado ethernet



Cableado EMCP 4.4 a conector/dispositivo RJ-45

El MGDL se basa en Ethernet y admite las topologías 10BT. Las topologías recomendadas para MGDL son la topología en estrella o en árbol, que utiliza un concentrador, un conmutador o un dispositivo Ethernet repetidor.

Figura 41 Topologías de red para EMCP4.4



Nota. Topologías de red Ethernet recomendadas (a) Red en estrella y (b) Red en árbol

3.2.9 Funciones de conexión en paralelo de MGDL

El EMCP 4.4 con MGDL tiene varias funciones de conexión en paralelo, entre ellas, arbitraje de bus inactivo, sincronización, distribución de carga, deslastre de carga y detección de carga/demanda de carga. El EMCP 4.4 con MGDL también ofrece múltiples modos de operación, entre ellos, sincronización automática, sincronización manual y modo de verificación de sincronización. En caso de pérdida de comunicaciones, aquí también se analizan los modos de conexión en paralelo a prueba de fallas.

3.2.9.1 Arbitraje de bus inactivo.

El EMCP 4.4 con MGDL incorpora un verdadero arbitraje de bus inactivo para determinar y seleccionar el grupo electrógeno principal que se acerca a un bus inactivo, lo que permite que solo una unidad se acerque al bus inactivo. El control de arbitraje de bus inactivo minimiza el tiempo para que el primer grupo electrógeno se acerque al bus inactivo.

3.2.9.2 Sincronización.

El EMCP 4.4 monitorea las tres fases del generador y el bus principal. Los algoritmos de sincronización patentados controlan la frecuencia, el voltaje y la fase de salida del generador para que coincidan con otra fuente y cierran el disyuntor del generador cuando se cumplen las condiciones. Con la incorporación de la función de red MGDL, la funcionalidad de sincronización en el EMCP 4.4 no ha cambiado con respecto a la versión cableada.

3.2.9.3 Distribución de carga.

El EMCP 4.4 monitorea activamente los requisitos de carga real (kW) y reactiva (kVAr) de todos los grupos electrógenos en paralelo en la red MGDL y ajusta la salida del grupo electrógeno para mantener una carga equilibrada de todos los grupos electrógenos.

3.2.9.4 Reducción de carga.

El EMCP 4 proporciona una señal configurable para ayudar a eliminar la carga. Con la incorporación de la función de red MGD, la funcionalidad de reducción de carga en el EMCP 4.4 no ha cambiado.

3.2.9.5 Comando de arranque de grupo MGD.

EMCP 4.4 brinda la capacidad de ordenar a todas las unidades que arranquen y funcionen a través de MGD desde una entrada digital de arranque de grupo aislada y dedicada de una sola unidad.

3.2.9.6 Detección de carga/demanda de carga.

EMCP 4.4 incluye lógica para secuenciar grupos electrógenos según el requisito de carga total del sistema. Si la carga del sitio supera un umbral mínimo de reserva de kW, grupos electrógenos adicionales arrancarán automáticamente, se sincronizarán y cerrarán el disyuntor del generador.

Si la carga del sitio cae por debajo de un umbral de reserva de kW, un grupo eléctrico se descargará automáticamente, abrirá el disyuntor del generador y se apagará. Los grupos electrógenos se pueden configurar para que se enciendan y apaguen en secuencia para equilibrar las horas del motor (con una compensación opcional) o la asignación de prioridad.

3.2.9.7 Control de disyuntor de alimentación (adición de carga).

El EMCP 4.4 incluye un control de cierre y disparo de disyuntor de alimentación (de enlace) limitado para conectar una barra de generador y una barra de carga en caso de falla automática de la red (AMF) o condición de barra inactiva de la red eléctrica.

3.2.9.8 Control Inteligente.

La incorporación de estos dispositivos electrónicos inteligentes puede hacer que los cuadros eléctricos sean inteligentes. Esto se puede lograr en

nuevos diseños de cuadros eléctricos, así como mediante la actualización estratégica de ciertos componentes en los sistemas de cuadros eléctricos existentes.

Los cuadros eléctricos en red permiten al operador de la instalación aprovechar las soluciones avanzadas de computación en la nube que pueden analizar cantidades masivas de datos y brindar información útil sobre el sistema de distribución de energía para mejorar la productividad, la seguridad y el rendimiento operativo.

Figura 42 Control inteligente basado en la industria 4.0



Control inteligente basado en el internet de las cosas de la industria 4.0

Las soluciones de la Industria 4.0 y la IIoT utilizan dispositivos electrónicos inteligentes (IED) que tienen conectividad de red en los conjuntos de conmutadores. Las soluciones conectadas a la red ofrecen monitoreo en tiempo real, las 24 horas del día, los 7 días de la semana, para detectar anomalías, fallas u otros problemas y brindar notificaciones oportunas.

Estos IED también brindan información que se puede utilizar para determinar el estado y el ciclo de vida del equipo. El análisis del estado del sistema ayuda a los usuarios a planificar eventos de inactividad programados

para actividades de mantenimiento a fin de evitar tiempos de inactividad costosos no planificados. Permite el mantenimiento predictivo, ayudando en la identificación de un problema potencial antes de que ocurra. Supervisa y controla equipos desde una distancia segura. (DELOITTE, 2024)

Estos sistemas, debido a su arquitectura, son especialmente adecuados para gestionar:

- mantenimiento remoto, diagnóstico remoto y control remoto
- seguimiento y control de las condiciones de trabajo de las máquinas
- seguimiento del consumo de energía y reducción de emisiones
- control de calidad a nivel del sistema de producción y procesos relacionados.

CAPITULO IV

4.1 ANÁLISIS COMPARATIVO

La utilización de un control de paralelismo eficiente permite el ahorro de recursos y ofrece confiabilidad en el momento de operar grupos electrógenos conectados a cargas críticas como la de hospitales, data centers o aeropuertos.

En este capítulo se pretende medir los parámetros que definen las mejores prestaciones que puede ofrecer la tecnología Woodward o Caterpillar en controles de sincronización para grupos electrógenos.

4.1.1 Determinación de las tecnologías a comparar

Dentro del mercado de controles para grupos electrógenos existen varias marcas reconocidas en la fabricación de estos dispositivos. Para este estudio se analizará los controles de sincronización Woodward que es mayor fabricante de los controles y reguladores para todo tipo de motores de combustión diesel y turbinas, versus el control de sincronismo Emcp4.4 del mayor fabricante de motores diesel y grupos electrógenos Caterpillar.

Para la comparación de los sistemas de control de los paneles Woodward y EMCP 4.4 de Caterpillar, es importante poner en evaluación varios aspectos funcionales. Ambos sistemas ofrecen diversas características.

4.1.2 Características técnicas

Woodward

Control: Ofrece un control preciso del motor y del generador, incluyendo arranque, parada, regulación de velocidad, y protecciones.

Monitoreo: Capacidad de monitoreo de parámetros del motor, carga, voltaje,

corriente, frecuencia y potencias.

Comunicación: Interfaz con protocolos de comunicación estándar como Modbus, CAN, y Profibus. No es compatible con el protocolo de comunicación CAT DATA LINK (CDL), necesario para interconectarse con motores Caterpillar.

Funciones Avanzadas: Puede incluir funciones avanzadas como el control de la sincronización, la protección de fallos, y el análisis de eventos.

Caterpillar EMCP4.4:

Control: Ofrece control integral del motor y generador con funciones de arranque, parada, y control de velocidad.

Monitoreo: Monitoreo extensivo de parámetros del motor y del generador, incluyendo la capacidad de realizar análisis de rendimiento y mantenimiento predictivo ya que al estar conectado con el módulo del motor obtiene una gama completa de parámetros de rendimiento.

Comunicación: Incluye interfaces para comunicación avanzadas para la red modbus y modbus tcp/ip, como el protocolo Caterpillar CDL, y puede integrarse con sistemas de control centralizado SCADA.

Funciones Avanzadas: Permite la sincronización automática, la protección avanzada del generador, y la gestión de carga gracias al protocolo ethernet que permite el enlace entre generadores.

4.1.3 Funcionalidad y Control

Woodward:

Los paneles de control Woodward son conocidos por su flexibilidad y capacidad de integración. Ofrecen un amplio rango de opciones de

configuración y personalización. Proporcionan control avanzado de motores y generadores, y suelen estar diseñados para aplicaciones más complejas y personalizadas.

Caterpillar EMCP4.4:

El EMCP4.4 es específico para los generadores Caterpillar y está diseñado para ofrecer una integración optimizada con los motores Caterpillar. Proporciona un control y monitoreo de generadores más orientado a las especificaciones y necesidades del equipo Caterpillar. Ofrece funciones estándar para control de arranque/parada, monitoreo de rendimiento y diagnóstico.

4.1.4 Interfaz y Usabilidad

Woodward:

Generalmente, los paneles de Woodward tienen interfaces más personalizables y pueden ser más complejos de configurar debido a sus capacidades avanzadas. Los paneles suelen tener interfaces gráficas detalladas y opciones extensas de ajuste y monitoreo.

Caterpillar EMCP4.4:

El EMCP4.4 tiene una interfaz más estandarizada y es conocido por su facilidad de uso, especialmente para usuarios de equipos Caterpillar. Ofrece pantallas intuitivas y menús simplificados que permiten un manejo más directo y menos personalizado comparado con Woodward.

4.1.5 Características de Monitoreo y Diagnóstico

Woodward:

Los paneles Woodward suelen tener capacidades básicas de monitoreo y diagnóstico, con opciones para registrar datos de códigos de

fallas, no almacena eventos de falla, solo los muestra en tiempo real, una vez reseteados no permanecen en la memoria.

Caterpillar EMCP4.4:

El EMCP4.4 proporciona monitoreo avanzado y diagnósticos que están bien integrados con los sistemas Caterpillar. Incluye funciones de alerta y reportes diseñados para ayudar en la gestión de mantenimiento y operaciones de los equipos Caterpillar.

4.1.6 Integración y Compatibilidad

Woodward:

Los paneles de Woodward están diseñados para ser altamente compatibles con una variedad de motores y generadores de diferentes fabricantes. Esto los hace adecuados para aplicaciones donde se utilizan equipos de múltiples fabricantes. No cuentan con enlace de datos Cat para motores más antiguos.

Caterpillar EMCP4.4:

El EMCP4.4 está optimizado para equipos Caterpillar y puede ofrecer una integración más fluida con otros componentes Caterpillar. Puede no ser tan flexible para trabajar con equipos de otros fabricantes sin configuraciones adicionales.

Permite la conexión de diversos módulos optativos enfocados a los grupos electrógenos. Como módulo de termocuplas de escape para grandes motores de más de 8 cilindros, módulo de termocuplas para registro de temperatura de rodamientos y devanados, módulo de anunciadores remotos y módulos de expansión para aumentar las entradas y salidas.

4.1.7 Características Estándar

Tabla 5 Comparativa de características estándar

	Panel Woodward	Caterpillar EMCP4.4
Voltaje de censado	240 VAC, utiliza PT's para voltajes mayores.	Censado directo hasta 600 VAC
Medición de corriente	Relación 1A y 5A	Relación 1A y 5A
Monitoreo del generador	Voltaje de CA: tres fases (L-L y L-N) Amperes de CA (tres fases y total) kW (totales y por fase) kV•A (totales) kVAR (totales) kW/h (totales) kVAR/h (totales) Factor de potencia (media total y por fase) % de la clasificación nominal (total) Frecuencia	Voltaje (L-L, L-N) • Corriente (fase) • Promedios de Voltios, Amperios, Frecuencia • kW, kVAr, kVA (promedios, fase, %) • Factor de potencia (promedio, fase) • kW-h, kVAr-h (total) • Voltaje y corriente de excitación. • Temperatura de cojinetes y del estator del generador
Monitoreo del motor	Voltaje de CC Temperatura del refrigerante Presión del aceite Revoluciones por minuto Horas de operación Diagnóstico del sistema	• Temperatura del refrigerante • Presión del aceite • Velocidad del motor (RPM) • Voltaje de la batería • Horas de funcionamiento • Contador de intentos de arranque y de arranques satisfactorios

		<ul style="list-style-type: none"> • Supervisión mejorada del motor (con motores electrónicos) • Temperatura de escape de cada cilindro
Protección del motor	<p>Nivel de refrigerante</p> <p>Presión de aceite</p> <p>Temperatura de refrigerante</p> <p>Temperatura de aceite</p> <p>Sobre velocidad</p> <p>Exceso de giros de arranque</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Interruptor de control no en modo automático (alarma) • Temperatura de refrigerante alta (alarma y parada) • Temperatura de refrigerante baja (alarma) • Nivel de refrigerante bajo (alarma) • Temperatura de aceite de motor alta (alarma y parada) • Voltaje de la batería bajo, alto y débil • Exceso de velocidad • Exceso de giros
Control	<p>Parada de emergencia</p> <p>Enfriamiento</p> <p>Arranque y parada remotos</p> <p>Arranque manual y automático</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Control de Marcha/Auto/Parada • Ajuste de velocidad y voltaje • Parada de emergencia local y remota • Arranque/parada remotos

		<ul style="list-style-type: none"> • Arranque en ciclo
Entradas y salidas	<p>Relé de demanda de carga</p> <p>Relé adicional programable</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Dos entradas digitales dedicadas • Doce entradas digitales programables • Diecisiete salidas digitales programables. • Tres Entradas análogas
Comunicaciones	<p>Enlace de datos para comunicación con computadora</p> <p>Protocolos RS232 Y CDL (CAT DATA LINK)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Enlaces de datos CAN primarios y secundario. • Enlace de datos del anunciador RS-485 • Modbus TCP (Ethernet 10BT) • Modbus RTU (RS-485 Half duplex)
Medio ambiente	<p>Operativa: -40°C a 70°C (-40°F a 158°F)</p> <p>Almacenamiento: -55°C a 85°C (-67°F a 185°F)</p> <p>Vibración resiste 2,0 g a 18 a 500 Hz</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Temperatura de operación del módulo de control: -40°C a 70°C • Temperatura de operación de la pantalla: -20°C a 70°C • Humedad: Condensación 100% 30°C a 60°C • Temperatura de almacenaje: -40°C a 85°C • Vibración: Perfil aleatorio, 24-1,000 Hz.

4.1.8 Funciones avanzadas

Tabla 6 Comparativa de funciones avanzadas

	Woodward	Caterpillar Emcp4.4
Regulación de voltaje	Depende de un regulador de voltaje externo	Regulador de voltaje integrado (IVR), con doble rodilla de frecuencia.
Sincronización	Sincronización con otros generadores y la red pública	Sincronización con otros generadores y la red pública
Modalidad renta	N/A	Programación de varias configuraciones para renta.
Programación avanzada		Función PLC Modo ATS Programador de encendido
Administración de carga	Deslastre de carga Demanda de carga. Para esto requiere de un Plc.	Deslastre de carga Demanda de carga
Redundancia		Modalidad a prueba de fallas de la red ethernet

4.1.9 Costo y Mantenimiento

Woodward:

Los paneles Woodward pueden tener un costo más alto debido a sus capacidades avanzadas y la flexibilidad en su configuración. El mantenimiento y la configuración pueden requerir personal capacitado debido a su complejidad. En el caso del Hospital Roberto Gilbert los costos aumentan ya que utiliza de un componente para cada una de las funciones importantes como un módulo de repartición de carga, un módulo para la sincronización, un panel de control para visualizar parámetros del equipo y un regulador de voltaje externo.

Caterpillar EMCP4.4:

El costo del EMCP4.4 suele estar alineado con el valor del equipo Caterpillar, y es más económico en sistemas Caterpillar debido a su integración optimizada. Generalmente, el mantenimiento es más sencillo si se utilizan equipos Caterpillar. En el caso del Emc4.4 se ven reducidos los costos ya que integra muchas funciones como repartición de carga, sincronización, medición de parámetros del equipo y la regulación de voltaje. No se necesita un Scada complejo para monitorear los equipos, solo con asignarles una dirección IP de la red LAN, es posible su monitoreo en tiempo real reduciendo notablemente costos operativos.

CAPITULO V

5.1 Caso de éxito en la implementación del panel de control Caterpillar EMCP4.4

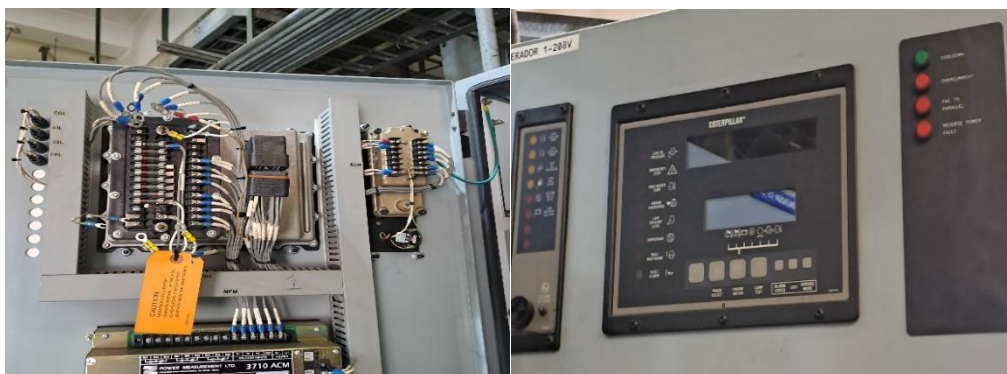
La implementación se basó en varios procesos:

- Reemplazo de panel de control EMCP2 y controles woodward a EMCP4.4.
- Reemplazo del regulador de voltaje VR3 por un IVR. (Avr integrado al EMCP4.4)
- Integración del cableado de control entre los dos paneles de control con componentes nuevos.
- Instalación del cableado de comunicación para enlace de comunicación CAN, CDL. Para entablar conexión con el software de servicio ET, para configuración y servicio.
- Instalación de switch ethernet y cableado de comunicación UTP.

5.1.1 Instalación de un nuevo panel EMCP4.4

Debido a que las dimensiones del panel EMCP2 son las mismas que el panel EMCP4.4, no genera costos adicionales para su montaje.

Figura 43 Montaje panel de control Emcp2



Nota. Montaje del panel de control EMCP2 en el gabinete de uno de los generadores.

Fuente: Autor

Figura 44 Montaje panel de control Emcp4.4



Nota. Montaje del panel de control EMCP4.4 en el gabinete de uno de los generadores.

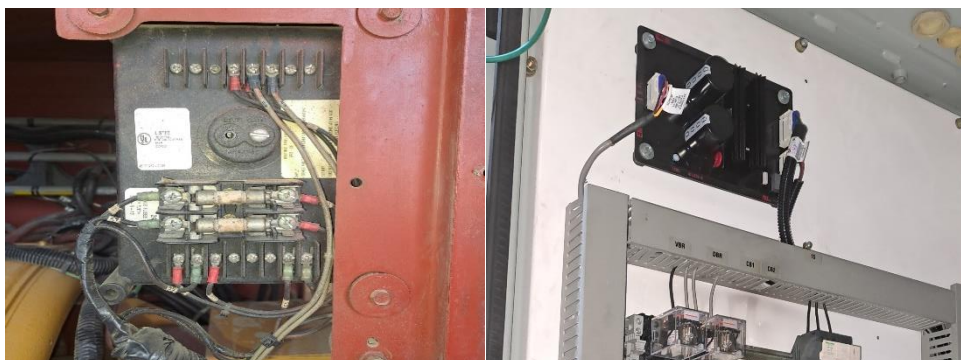
Fuente: Autor

Como se aprecia los dos paneles mantienen las mismas dimensiones, facilitando la actualización de estos paneles por ser de la misma familia.

5.1.3 Reemplazo del regulador de voltaje

Para obtener el mayor rendimiento de panel de control EMCP4.4 y poder actualizar el regulador de voltaje del equipo se instala un módulo de excitación EM15 Caterpillar, y se configura en el panel de control la opción de regulador de voltaje integrado IVR.

Figura 45 Regulador de voltajes Vr3 y módulo de excitación



Nota. Vista del regulador de voltaje original y el módulo de excitación EM15. Fuente: Autor

El módulo de excitación va instalado en el gabinete del mismo panel de control para su mejor conservación.

5.1.4 Integración del cableado de control entre paneles

El primer paso antes de desconectar el panel de control original es respaldar la configuración referente al grupo electrógeno y de cómo debe operar. Todos estos datos deben ser configurados en el nuevo panel de control EMCP4.4.

Figura 46 Vista de cableado original del panel de control



Nota. Vista de componentes y cableado original de los controles Woodward. Fuente: Autor.

Para el efecto analizamos los dos diagramas eléctricos y realizamos las conexiones necesarias para el nuevo panel y desmontamos todos los componentes que ya no realizarían ninguna función.

El único componente que se aspira utilizar es el disyuntor principal, al cual se deberán realizar varias pruebas dieléctricas y de resistencia de contacto para garantizar su funcionamiento en la nueva instalación.

Figura 47 Integración nuevo panel de control



Nota. Montaje del panel EMCP4.4 e integración del nuevo cableado. Fuente: Autor.

La integración del nuevo panel requiere menos componentes y por ende menos cableado de control.

5.1.5 Instalación de cableado de comunicación y ethernet

Para poder tener acceso a la programación del panel se requiere una red de comunicación bajo los requerimientos del protocolo CAN o SAE J1939. Este implica un cableado de dos pares trenzados para evitar cualquier ruido producido por otras líneas. Además, debe contener una resistencia de 60 ohm en todo el circuito, conectando una resistencia de fin de línea cerca del panel y otra resistencia de 120 ohmios cerca del conector de servicio.

Figura 48 Adaptador de comunicación ET

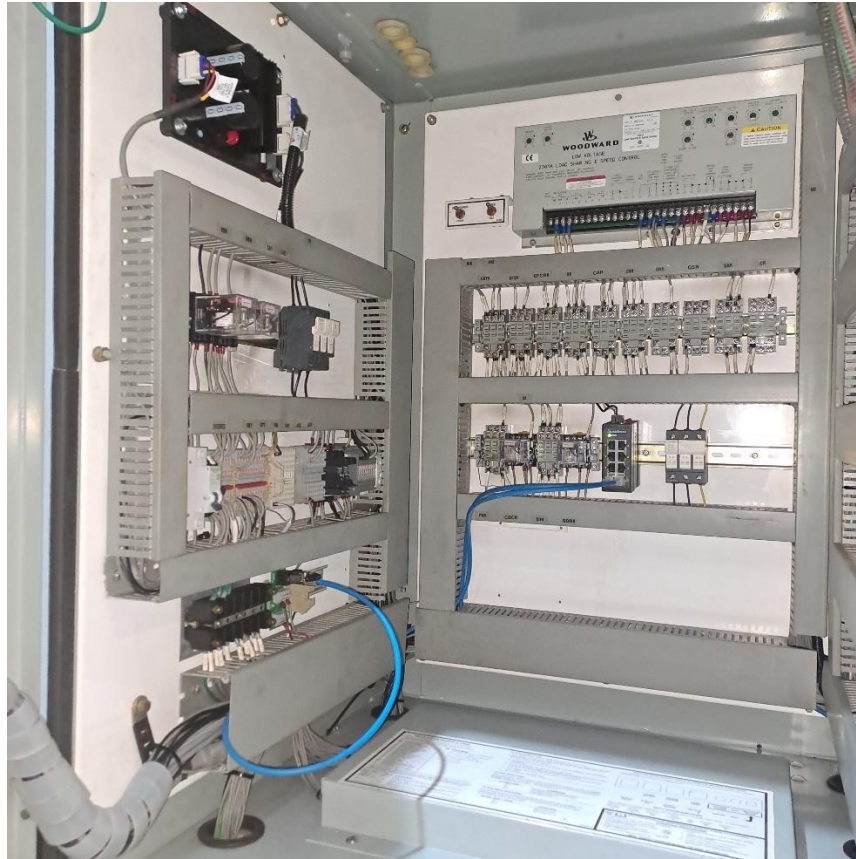


Nota. Vista de adaptador de comunicación conectado al conector de servicio del panel.

Fuente: Autor.

Para la comunicación entre grupos electrógenos se utiliza un switch ethernet que funciona con alimentación de 24 voltios DC. Esta conexión nos permite la repartición de potencia activa y reactiva entre generadores y la administración de carga.

Figura 49 Cableado de comunicación Ethernet



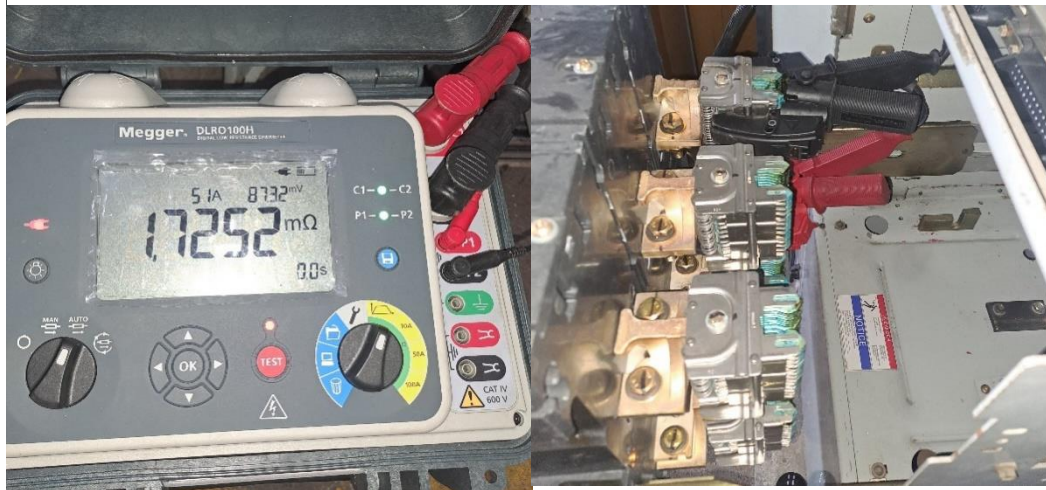
Nota. Conexión ethernet y montaje de switch industrial. Fuente: Autor

5.1.6 Actividades complementarias

De manera complementaria se realiza revisión de la barra común y de todos los componentes que se van a reutilizar del sistema. Esto es para garantizar el correcto funcionamiento de los paneles y de todo el sistema integrado.

Como primera actividad se desmontan los breakers motorizados y se realizan diferentes pruebas dieléctricas y resistivas como:
Comprobación de baja resistencias de contactos mediante un DLRO (Digital Low Resistance Ohmmeter).

Figura 50 Comprobación de disyuntor con un DLRO

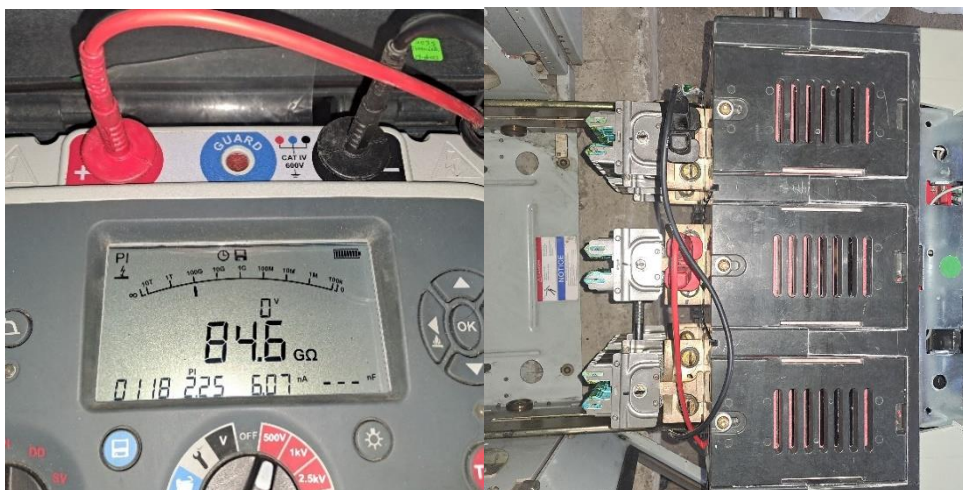


Nota. Comprobación de baja resistencia con un DLRO en uno de los breakers principales.

Fuente: Autor.

Los resultados de comprobar la baja resistencia de los polos de los breakers son cercanos a 1 mOhmio siendo aceptable para equipos a reutilizar. Se efectúan además pruebas de resistencia de aislamiento entre polos y contactos de cada interruptor para evitar daños imprevistos y garantizar su funcionamiento.

Figura 51 Comprobación de la resistencia de aislamiento de un disyuntor



Nota. Comprobación de la resistencia de aislamiento de los interruptores a 500vdc.

Fuente: Autor.

De manera preventiva se realiza limpieza y lubricación de todos los herrajes de los interruptores principales y se revisa el par de apriete de todas las barras y cables de fuerza en los gabinetes eléctricos.

Figura 52 Mantenimiento preventivo

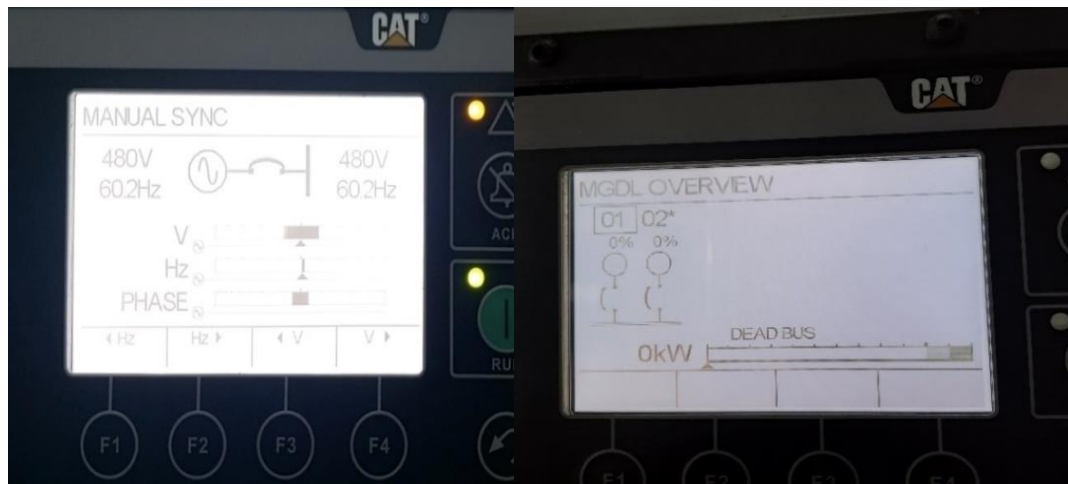


Nota. Limpieza y comprobación de par de apriete en interruptores, barras y cables de fuerza. Fuente: Autor.

Para finalizar se realiza la programación de los paneles EMCP4.4 conforme a los requerimientos del sistema, como voltaje, frecuencia, potencia, tiempos de respuesta, etc. Y se verifican protecciones tanto para el motor de combustión como para el generador.

Se realizan pruebas de sincronismo con barra muerta y se ajustan los parámetros de ganancia y estabilidad entre grupos electrógenos.

Figura 53 Sincronización con EMCP4.4



Nota. Sincronización de dos grupos electrógenos a la barra común. Fuente: Autor.

Se realizan pruebas programadas con la carga del cliente y se verifica la correcta sincronización y repartición de carga entre los grupos electrógenos.

Figura 54 Vista panorámica de grupos electrógenos



Nota. Vista panorámica de los grupos electrógenos Caterpillar. Fuente: Autor.

CAPÍTULO VI

6.1 Conclusiones y recomendaciones

En este estudio comparativo se han analizado las características técnicas y demás prestaciones que ofrecen las dos tecnologías tanto del panel woodward como el panel EMCP4.4. Caterpillar con el objetivo de determinar su rendimiento en el campo del control y sincronización entre grupos electrógenos.

Los resultados han mostrado muchas similitudes y aspectos positivos de los dos sistemas más sin embargo cabe recalcar que el control Caterpillar EMCP4.4 realiza una optimización completa en los tiempos de respuesta de todo el sistema y añade grandes funciones avanzadas, basadas en la larga experiencia en el control de grupos electrógenos Caterpillar. Como resultado obtenemos un sistema seguro y escalable a la vez que logramos optimizar funciones y reducción de costos.

En base a estos resultados se recomienda la aplicación del panel de control Caterpillar EMCP4.4 para la actualización de los paneles de sincronismo en los grupos electrógenos del hospital Roberto Gilbert en la ciudad de Guayaquil.

Este estudio proporciona una visión detallada de las ventajas que ofrece la optimización de los paneles de sincronismo Woodward con los paneles de control Caterpillar EMCP4.4 para el control de los grupos electrógenos del hospital. Las ventajas comparativas ofrecen una base sólida para la aplicación de esta nueva tecnología enfocada a contribuir con la mejora continua del control de sincronismo en equipos de respaldo de energía.

El mayor motivo para instalar grupos electrógenos en paralelo es la confiabilidad y más aún cuando la carga es crítica como la de un hospital. Debido a que el tiempo de vida útil de los paneles del hospital está llegando a su límite se debe considerar seriamente este estudio y dar paso a su implementación para garantizar el respaldo del suministro de energía.

Referencias

- Academia-Lab. (2024). *Controlador lógico programable*. Obtenido de <https://academia-lab.com/enciclopedia/controlador-logico-programable/>
- Administration, O. S. (2024). *Interruptores para Circuitos con Pérdida a tierra*. Obtenido de [www.osha.gov: https://www.osha.gov/etools/construction-sp/electrical-incidents/ground-fault-circuit-interrupters#:~:text=Una%20p%C3%A9rdida%20a%20tierra%20ocurre,lesiones%20serias%20o%20la%20muerte.](https://www.osha.gov/etools/construction-sp/electrical-incidents/ground-fault-circuit-interrupters#:~:text=Una%20p%C3%A9rdida%20a%20tierra%20ocurre,lesiones%20serias%20o%20la%20muerte.)
- Advantecnia. (2023). *Qué es un relé y cómo funciona*. Obtenido de [advantecnia.com: https://advantecnia.com/que-es-un-rele-y-como-funciona/#:~:text=Un%20rel%C3%A9%20es%20un%20componente,el%C3%A9ctrica%20proveniente%20de%20otro%20circuito.](https://advantecnia.com/que-es-un-rele-y-como-funciona/#:~:text=Un%20rel%C3%A9%20es%20un%20componente,el%C3%A9ctrica%20proveniente%20de%20otro%20circuito.)
- Amperis. (2024). *Control de baterías industriales*. Obtenido de <https://amperis.com/recursos/articulos/control-baterias-industriales/>
- ASCO. (2024). *Paralelling swithgear establishes and maintains synchronism in power sources*. Obtenido de [www.ascopower.com: https://www.ascopower.com/us/en/resources/articles/what-is-switchgear.jsp#:~:text=Switchgear%20types,voltage%2C%20and%20high%2Dvoltage.&text=High%2Dvoltage%20switchgears%20are%20those,often%20include%20improved%20safety%20features.](https://www.ascopower.com/us/en/resources/articles/what-is-switchgear.jsp#:~:text=Switchgear%20types,voltage%2C%20and%20high%2Dvoltage.&text=High%2Dvoltage%20switchgears%20are%20those,often%20include%20improved%20safety%20features.)
- AUTOMATION, M. E. (2023). *Disyuntores de caja moldeada*. Obtenido de <https://mx.mitsubishielectric.com/fa/es/products/lvpdp/low-voltage-circuit-breakers/molded-case-circuit-breakers/>
- Caterpillar. (2012). GENERATOR PARALLELING SWITCHGEAR. ILLINOIS, USA.
- Caterpillar. (2020). *EMCP 4.3 and 4.4 Generator set control*. Obtenido de [www.catelectricpower.com: www.catelectricpower.com](http://www.catelectricpower.com)
- Caterpillar. (2024). *www.cat.com*. Obtenido de [Controles EMCP 4 para grupos electrógenos: https://www.cat.com/es_MX/by-industry/electric-power/electric-power-products/custom-power-solutions/ep-custom-products/custom-control-systems-and-switchgear/generator-controllers/emcp-4.html](https://www.cat.com/es_MX/by-industry/electric-power/electric-power-products/custom-power-solutions/ep-custom-products/custom-control-systems-and-switchgear/generator-controllers/emcp-4.html)
- CCEEA. (2024). *Efecto skin*. Obtenido de <https://ccee.mx/blog/ciencia/efecto->

__HvMYeSE

- Hughes, J. M. (2016). *Solid-State Relays: Theory and Applications*. Wiley.
- IEEE. (2018). *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*.
Obtenido de Standards. Ieee: <https://standards.ieee.org/ieee/1547/5915/>
- IEEEExplore. (2018). *Tactile-Based Manipulation of Wires For Switchgear Assembly*.
Obtenido de <https://ieeexplore.ieee.org>:
<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8458233>
- inc, M. o. (2024). *MODBUS PROTOCOL*. Obtenido de <https://modbus.org>:
<https://modbus.org/specs.php>
- Joy, A. T. (2023). *Disyuntor: Qué Es y Cómo Funciona*. Obtenido de
<https://tameson.es>: <https://tameson.es/pages/disyuntor>
- Laboratories, U. (2024). *UL 891 General Coverage Program*. Obtenido de
www.ul.com: <https://www.ul.com/services/ul-891-general-coverage-program>
- MEGGER. (2018). *A guide to low resistance testing*. Obtenido de www.megger.com:
https://www.megger.com/sites/g/files/utfabz201/files/acquiadam_assets/2021-05/DLRO_AG_EN_V04.pdf?changed=1670009107
- MEGGER. (2021). *A guide to diagnostic insulation testing*. Obtenido de
www.megger.com:
https://www.megger.com/sites/g/files/utfabz201/files/acquiadam_assets/2023-05/Above%201kV_InsulationGuide_br_en.pdf?changed=1685532603
- Molero, C. (2020). Automatización con sistema SCADA y puesta en marcha de un banco de testeo para paneles eléctricos. Valencia, España.
- SCHNEIDER. (2023). *Dimensiones de cables y disyuntores recomendados*.
Obtenido de <https://www.productinfo.schneider-electric.com/>:
https://www.productinfo.schneider-electric.com/galaxyvx_ul/5b69acb4313cae00017047e5/990-9860C%20Galaxy%20VX%20Maintenance%20Bypass%20Cabinet/Spanish/990-9860%20Galaxy%20VX%20Maintenance%20Bypass%20Panel%20Installation_Spanish_Castilian_es_0000214181.ditam
- schneider-electric. (2024). *MicroLogic 2.0 A, 3.0 A, 5.0 A, and 6.0 A*. Obtenido de
<https://download.schneider-electric.com>: https://download.schneider-electric.com/files?p_Doc_Ref=48049-136-06&p_enDocType=User+guide&p_File_Name=48049-136-06.pdf

- SEL. (2024). *Tabla ANSI*. Obtenido de <https://selinc.com>:
<https://selinc.com/es/products/tables/ansi/>
- SIELCO. (2020). *Por qué usar el software SCADA*. Obtenido de
<https://www.sielcosistemi.com/>: <https://www.sielcosistemi.com/sp/que-es-scada.html#why-use-scada-software>
- Siemens. (2010). *Generadores de inducción*. Obtenido de
<https://assets.new.siemens.com/>:
<https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:c3121739-6504-4971-810a-734557068a5e/horizontal-tewac-teaac-enclosures-spanish.pdf>
- SIEMENS. (2021). *Módulos de comunicación MODBUS*. Obtenido de
<https://cache.industry.siemens.com/>:
https://cache.industry.siemens.com/dl/files/906/44880906/att_70367/v1/A5E03089278-ABes_USMII_MODBUS_AOM_OI_es-ES.pdf
- Sothis. (2024). *Qué es un PLC y el protocolo más utilizado*. Obtenido de
<https://www.sothis.tech>: [https://www.sothis.tech/plc-dispositivo-electronico-o-programmable-logic-controller/#:~:text=Un%20PLC%20\(Programmable%20Logic%20Controller,d e%20E%2FS%2C%20etc.](https://www.sothis.tech/plc-dispositivo-electronico-o-programmable-logic-controller/#:~:text=Un%20PLC%20(Programmable%20Logic%20Controller,d e%20E%2FS%2C%20etc.)
- Standards, I. (2015). *IEEE C37.20.1-2015*. Obtenido de IEEE Standard for Metal-Enclosed Low-Voltage (1000 Vac and below, 3200 Vdc and below) Power Circuit Breaker Switchgear: <https://standards.ieee.org/ieee/C37.20.1/5963/>
- SYSTEM, C. T. (2024). *INTERRUPTORES DE MEDIA TENSIÓN PARA CUADROS ELÉCTRICOS*. Obtenido de <https://www.crtsgroup.com/>:
https://www.crtsgroup.com/es/engineering_talks/interruptores-de-media-tension-para-cuadros-electricos/#:~:text=Los%20interruptores%20de%20media%20tensi%C3%B3n,l as%20redes%20de%20distribuci%C3%B3n%20el%C3%A9ctrica.
- Técnica, E. (2023). *Metodología de Investigación en Ingeniería de Sistemas*.
- Tecsa. (2024). *Tipos y aplicaciones de un transformador de potencial*. Obtenido de www.tecsaqro.com: <https://www.tecsaqro.com.mx/blog/transformador-de-potencial/>
- Woodward. (2007). *SPM-A Synchronizer*. Product Manual 82384.
- Woodward. (2015). *2301A Electronic Load Sharing*. Loveland, Colorado, USA: Product Manual 26006.

Glosario

BMEP (Brake Mean Effective Pressure): Presión Media Efectiva al Freno

BkW = (Brake Kilo Watts) Freno de potencia del motor (freno kW)

CT = Transformador de corriente

EKV: eficiencia de potencia eléctrica

EMCP = Panel de control modular electrónico

ISO (International Standards Organization): Organización Internacional de Normalización

IED = Dispositivos eléctricos inteligentes

KW: Kilo Vatios

KVA = Kilo Voltios Amperio de salida del generador

MGDL = Enlace de datos de múltiples grupos electrógenos

NEMA (National Electrical Manufacturers Association): Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos.

OHV (Over Head Valves) Motores con válvulas en cabeza.

PF = factor de potencia de la carga conectada

PT = Transformador de potencial

SAE (Society of Automotive Engineers) Sociedad de ingenieros automotrices.

SKVA (Starting KVA) Arranque en kilo Voltios Amperios del generador



Presidencia
de la República
del Ecuador



Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes



SENESCYT
Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, Freddy Aurelio Crespo Murrieta, con C.C: # 092588302-7 autor del trabajo de titulación: **“Estudio comparativo de las respuestas de los sistemas de sincronismo con controlador Woodward versus controlador EMCP4.4 Caterpillar para el respaldo de energía en el hospital de niños Roberto Gilbert en la ciudad de Guayaquil”**, previo a la obtención del título de ingeniero eléctrico en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 15 de agosto del 2024



Freddy Aurelio Crespo Murrieta

C.C: 092588302-7



REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA			
FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR			
TÍTULO Y SUBTÍTULO:	Estudio comparativo de las respuestas de los sistemas de sincronismo con controlador Woodward versus controlador EMCP4.4 Caterpillar para el respaldo de energía en el hospital de niños Roberto Gilbert en la ciudad de Guayaquil.		
AUTOR(ES)	Freddy Aurelio Crespo Murrieta		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	Ing. Ronnie Alexander Bonilla Sánchez, Msc.		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.		
FACULTAD:	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo		
CARRERA:	Ingeniería en Electricidad		
TÍTULO OBTENIDO:	Ingeniero en Electricidad		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	15 de agosto del 2024	No. DE PÁGINAS:	125
ÁREAS TEMÁTICAS:	Sistema de protección eléctrica		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	Grupos electrógenos, sincronismo, paneles de control, Woodward, Caterpillar.		
RESUMEN:	<p>El suministro de energía eléctrica ininterrumpida es esencial para garantizar la calidad y seguridad de los servicios médicos en los hospitales, donde cualquier interrupción puede tener consecuencias graves para la salud de los pacientes y el funcionamiento de los equipos críticos. Para mantener la confiabilidad del sistema de respaldo de energía es necesario de mantener la redundancia con varios grupos electrógenos en paralelo siendo controlados por paneles de control que se encargan de todas las funciones de control. En este estudio se ahonda en la tecnología del panel de sincronismo actual del sistema de respaldo del Hospital Roberto Gilbert en la ciudad de Guayaquil. Para llevar esto a cabo se ha realizado una recolección de información exhaustiva de la tecnología Woodward actualmente aplicada en estos equipos. Y se desea elevar los estándares de confiabilidad y respuesta de los sistemas con una nueva tecnología que viene de la mano del mayor fabricante de grupos electrógenos Caterpillar, comparando su más reciente tecnología de sincronización de generadores con la tecnología actual instalada en el hospital. Se plantean las ventajas y desventajas hasta culminar con un caso de éxito aplicado a otra institución médica en la ciudad de Guayaquil</p>		
ADJUNTO PDF:	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: +593-0996817247	E-mail: crespo_freddy@cu.ucsg.edu.ec	
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN: COORDINADOR DEL PROCESO DE UTE	Nombre: Ubilla González Ricardo Xavier.		
	Teléfono: +593- 0999528515		
	E-mail: ubilla_ricardo@cu.ucsg.edu.ec		
SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA			
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):			
Nº. DE CLASIFICACIÓN:			
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):			