



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DESARROLLO DEL SISTEMA DE CONTROL DE UN TABLERO DE
TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA DE 2 GRUPOS ELECTRÓGENOS EN PARALELO
CON LA RED

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

AMADEO ANTONIO GARCÍA BOÑAR

PROFESOR GUÍA
PATRICIO ANDRÉS MENDOZA ARAYA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
CLAUDIA ANDREA RAHMANN ZUÑIGA
PABLO ANDRÉS MEDINA COFRÉ

SANTIAGO DE CHILE
2019

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: AMADEO ANTONIO GARCÍA BOÑAR
FECHA: 2019
PROF. GUÍA: PATRICIO ANDRÉS MENDOZA ARAYA

DESARROLLO DEL SISTEMA DE CONTROL DE UN TABLERO DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA DE 2 GRUPOS ELECTRÓGENOS EN PARALELO CON LA RED

Hoy en día, con los avances de la tecnología y el uso más intensivo de la electricidad, no se concibe detener los procesos por quedar sin suministro eléctrico debido a diferentes fenómenos, que pueden ir desde el meteorológico hasta el vandalismo. Los grupos electrógenos siguen siendo una solución válida como fuente de energía eléctrica para la continuidad operacional y la seguridad de las personas. Por ejemplo, con la normativa eléctrica chilena actual, la 4/2003, recintos como hospitales y edificios, es obligatorio contar con este tipo de equipos.

En un sistema de respaldo de 2 grupos electrógenos cuya potencia de generación es de 1100 kW conectados a la red eléctrica, se han presentado fallas del suministro eléctrico en que el sistema de respaldo no actúa de forma automática ni en forma manual, generando molestias en los clientes y también pérdidas económicas. El punto de falla del sistema es el controlador de la transferencia automática de los grupos electrógenos, que resulta poco confiable, por estar muy distribuidos sus componentes lo que ha hecho difícil y complicado detectar los problemas y solucionarlos a tiempo.

Los actuales controladores de las transferencias automáticas poseen sistema integrados a diferencia de lo que hace 20 años atrás se hacía con relés y temporizadores. Empresas como Sices, Comap, Lovato, Woodward, Datakom, Deep Sea, Cummins poseen distintos controladores según su aplicación y la topología de conexión que van desde supervisores de la red, controladores para un generador o varios, controladores para cogeneradores, controladores para generadores a gas, y para motores de barcos.

Se buscó entre los controladores del mercado una solución técnica y económica para reemplazar el sistema de control, implementándose la solución Cummins por el menor impacto en tiempo de indisponibilidad de los equipos en el respaldo de las instalaciones y su costo.

Se realizaron pruebas del sistema en vacío y con carga para ver el funcionamiento del nuevo controlador. Se simuló un corte de suministro externo para verificar el funcionamiento del sistema en forma automática como si fuese el caso real. Se verificó el funcionamiento del sistema en transferencia y retransferencia de transición cerrada en modo de prueba.

La elección del controlador del ATS fue exitosa ya que fue compatible con los controladores de los generadores. La solución fue la más económica ya que no incurrió en el costo del suministro e instalación de nuevos controladores para los generadores.

Las pruebas de repartición de carga fueron correctas haciendo que un equipo se apague si hay una carga menor a 330 kW y vuelva a estar los 2 generadores respaldando la carga si la demanda supera los 440 kW.

Se lo dedico a la mujer de mi vida, Jenny.

Agradecimientos

Le doy las gracias a mi mujer Jenniffer, y a Dios ya que confían en mis aptitudes más que yo mismo. Este documento no sería posible sin sus consejos y apoyo.

Agradezco a mis padres Amadeo y Rosita por haberme dado esta oportunidad para mi desarrollo personal.

Agradezco al profesor Sr. Patricio Mendoza por sus consejos, su gran paciencia y darme la posibilidad de completar este capítulo de mi vida de la mejor forma.

Finalmente, mis sinceros agradecimientos a todos los que me han ayudado de forma directa o indirecta, durante esta etapa tan extensa de mi vida.

Tabla de Contenido

Índice de Tablas	vii
Índice de Ilustraciones	viii
1. Introducción y objetivos	1
1.1. Introducción	1
1.2. Origen del problema	1
1.2.1. Descripción básica del sistema de respaldo	1
1.2.2. Diagnóstico	3
1.2.3. Motivación	4
1.3. Alcances y Objetivo general	4
1.3.1. Objetivos específicos	4
1.3.2. Estructura de la memoria	4
2. Antecedentes	6
2.1. Sistemas de respaldo	6
2.2. Grupo Electrónico	10
2.3. Paralelismo en GE	13
2.3.1. Controlador de EPS existente Power Command con paralelismo	14
2.4. Tableros de Transferencias	19
2.4.1. Tiempos de configuración	21
2.4.2. Ejecutor programado	22
2.5. Protecciones Eléctricas	23
2.5.1. Interruptores de operación del ATS existente	25
3. Metodología	29
3.1. Aplicaciones de controlador	30
3.1.1. Configuraciones de los controladores	30
3.1.2. Especificaciones de los controladores	33
3.2. Controladores MPtM en el mercado	34
3.2.1. Descripción de controlador marca SICES modelo MC 100	34
3.2.2. Descripción de controlador marca Lovato modelo RGK 900MC	36
3.2.3. Descripción de controlador marca Woodward modelo EasYgen 3200XT	37
3.2.4. Descripción de controlador marca Datakom modelo D-700	38
3.2.5. Descripción de controlador marca Deepsea modelo DSE8660	38
3.2.6. Descripción de controlador marca Comap modelo Intellimains	39

3.2.7.	Descripción de controlador Cummins MCM3320	42
3.3.	Justificación de la elección del controlador	45
3.3.1.	Cuadro Comparativo	45
4.	Resultados y análisis	47
4.1.	Modos de operación implementados	47
4.1.1.	Modo automático	47
4.1.2.	Modo manual	48
4.1.3.	Modo prueba	48
4.1.4.	Mímico	49
4.2.	Configuración tiempos del ATS	50
4.3.	Configuración de ajustes de operación	51
4.4.	Descripción de las pruebas	53
4.5.	Resultados pruebas	54
4.5.1.	Pruebas con demanda de carga	56
5.	Conclusión	58
5.1.	Trabajos futuros	59
6.	Glosario	60
7.	Bibliografía	63
8.	Anexos	66
8.1.	Ficha técnica del controlador actual de cada GE marca CUMMINS modelo Power Command 3100 (PCCP3100)	66
8.2.	Ficha técnica del controlador nuevo del ATS marca CUMMINS modelo Master Command 3320 (MCM3320)	73

Índice de Tablas

1.1. Tabla 1: Características técnicas de los grupos electrógenos	2
1.2. Tabla 2: Caracaterísticas técnicas de la transferencia automática	2
2.1. Configuración tiempos del ATS para pruebas periódicas	22
3.1. Tabla Comparativa	45
4.1. Configuración tiempos del ATS	50
4.2. Ajustes de voltaje de sincronismo del EPSS	51
4.3. Ajustes de frecuencia de sincronismo del EPSS	52
4.4. Ventana permitida de sincronismo	52

Índice de Ilustraciones

1.1. Foto de un grupo electrógeno	2
1.2. Foto del tablero de transferencia	3
2.1. Diagrama de la clasificación TIER1 eléctrico [7]	8
2.2. Diagrama del sistema de emergencia EPSS flujo red primaria	9
2.3. Diagrama del sistema de emergencia EPSS flujo red secundaria	9
2.4. Componentes de un EPS	10
2.5. Controlador de GE existente	15
2.6. Diagrama del menú para acceder al sincronismo manual [15]	18
2.7. Diagrama de tiempo teórico	22
2.8. Diagrama de tiempo normativo	23
2.9. Datos del interruptor de entrada de red del TTA existente	25
2.10. Contactos auxiliares [31]	25
2.11. Probador de unidad de disparo portátil [31]	26
2.12. Motor montado en interruptor [31]	26
2.13. Diagrama unilfililar del ATS	27
2.14. Partes del interruptor [30]	27
3.1. Diagrama de la metodología	29
3.2. Topología de controladores SPM	31
3.3. Topología de controladores ATS	31
3.4. Topología de controladores AMF	31
3.5. Topología de controladores MSB	32
3.6. Topología de controladores MPM	32
3.7. Topología de controladores SPtM	32
3.8. Topología de controladores MPtM	32
3.9. Diagrama de un controlador genérico para EPS	33
3.10. Desgloce de las partes de un controlador básico	34
3.11. Vista frontal del controlador modelo MC 100 marca SICES [28]	35
3.12. Vista por detrás del controlador MC 100 donde se ven las diferentes interfases [28]	35
3.13. Vista frontal del controlador modelo RGK 900 marca Lovato [17]	36
3.14. Vista frontal del controlador EasYGen 3200XT marca Woodward [22]	37
3.15. Configuración del controlador para topología bus común y una o más redes [19]	38
3.16. Vista frontal del controlador modelo D-700 marca Datakom [23]	38
3.17. Vista frontal del controlador modelo DSE8660 marca Deepsea [29]	39

3.18. Vista por detrás del controlador modelo DSE8660 marca Deepsea donde se ven las diferentes interfases [29]	39
3.19. Vista frontal del controlador modelo Intelimains NT GC marca Comap [11] .	39
3.20. Vista por detrás del controlador model Intelimains NT GC marca Comap donde se ven las diferentes interfases [12]	40
3.21. Configuración resumen de la comunicaciones del controlador Intelimains NT [10]	41
3.22. Configuración para comunicación por internet [10]	42
3.23. Configuración para comunicación local [12]	42
3.24. Foto del controlador MCM3320 [16]	43
3.25. Configuración del MCM3320 [16]	43
3.26. Interfase amigable de interacción con el controlador [16]	43
4.1. Selectores rotativos para cambiar de modo	48
4.2. Foto del mímico con el cual se opera el ATS	50
4.3. Diagrama de tiempo configurado en controlador	51
4.4. Diagrama simplificado de las pruebas y modos de operación realizados	53
4.5. Secuencias de pruebas día 1 y 2	54
4.6. Pruebas en vacío y con carga externa	55
4.7. Pruebas con carga real	55
4.8. Transferencia de transición abierta	56
4.9. Prueba de demanda de carga día 1	57
4.10. Prueba de demanda de carga día 2	57

Introducción y objetivos

1.1. Introducción

Este capítulo presenta la introducción y los objetivos generales y específicos del trabajo de memoria. Además, se explica el criterio de la estructura de la memoria.

1.2. Origen del problema

En la instalación eléctrica de un edificio existe un sistema de respaldo que no opera de forma automática cuando se le necesita, frente a cortes de suministro eléctrico de la red, por lo que en ocasiones se recurre a realizar la transferencia manual del tablero de transferencia, pero los tiempos prolongados hacen que los equipos UPS no alcancen a respaldar la carga y se pierdan los procesos y comunicaciones por horas.

En ocasiones, había transferencias de la carga desde la fuente primaria (la red) a la fuente secundaria (los grupos electrógenos) en cualquier horario, con una tendencia a ocurrir en horarios de mañana y con poca carga. Durante un mes se hicieron mediciones con un analizador de redes en la celda de la distribuidora ENEL que alimenta el edificio, para determinar el origen de la falla. Después del análisis se determinó que la falla no era externa a las instalaciones y que era provocada por el relé de asimetría del sistema de control del tablero de transferencia.

1.2.1. Descripción básica del sistema de respaldo

El sistema de respaldo está conformado por 2 grupos electrógenos y un tablero de transferencia automática que entregan suministro eléctrico frente a cortes de energía a las cargas críticas.

En la siguiente tabla se muestra las características técnicas de los grupos electrógenos.

Modelo Generador	550 DFGB
Motor Cummins	VTA28 G5
Voltaje	380/400 voltios
Frecuencia	50 hertz
Potencia activa prime	550 kilovatios
Potencia aparente	688 kilovoltios-amperios
Factor de potencia	.8
Corriente	1046 amperios

Tabla 1.1: Tabla 1: Características técnicas de los grupos electrógenos

En la siguiente figura se muestra una foto lateral de uno de los grupos electrógenos.



Figura 1.1: Foto de un grupo electrógeno

En la siguiente tabla se muestra las características técnicas del tablero de transferencia.

Tipo de Transferencia	Automática
Tipo de conexión	Bus común
Fuente de energía primaria	Transformador 1750 kVA
Fuente de energía secundaria	Dos grupos electrógenos 688 kVA
Tipo de transición	Cerrada
Capacidad	2500 amperios
Elementos de operación	Protección abiertas con corte en aire
Controlador	Logo Siemens

Tabla 1.2: Tabla 2: Caracaterísticas técnicas de la transferencia automática

En la siguiente figura se muestra una foto del tablero de transferencia.



Figura 1.2: Foto del tablero de transferencia

1.2.2. Diagnóstico

El diagnóstico general plantea que el sistema de control del tablero de transferencia genera todos los problemas de operación de la transferencia.

Estos equipos poseían una transferencia automática en base a un sistema de control con 2 PLC logo siemens y varios componentes distribuidos, lo que genera el sincronismo entre ambos grupos y la red durante las transferencias de carga.

El sistema de control instalado poseía varias desventajas como, por ejemplo:

- No permitía determinar el estado actual de operación del PLC ni las causas de su accionar provocando dificultades en la determinación de las fallas
- Uno de los PLC estaba bloqueado por lo que no se podía rescatar la información ni tampoco realizar modificaciones al código
- La transferencia actual no permite tener un monitoreo remoto
- Existen estados en que el sistema se comportaba erróneamente, por ejemplo, apagar el equipo sin el debido enfriamiento
- Los problemas de obsolescencia que cada vez son más recurrentes, generan las consiguientes molestias de los usuarios, ya que ocurren esporádicamente y existen equipos que no poseen fuentes ininterrumpidas, lo que provoca que pierdan la información del momento y deban reiniciar los equipos al volver la energía

1.2.3. Motivación

La principal motivación es que el sistema de respaldo opere cuando se necesita, de forma automática. Para realizar este trabajo es necesario disponer de un control que indique su estado, y permitirá activar los protocolos y procedimientos adecuados para despejar las fallas en el menor tiempo posible. Además de tener la posibilidad de la remotización de alarmas y estados del tablero de transferencia y los grupos electrógenos.

1.3. Alcances y Objetivo general

El objetivo de este trabajo de título es desarrollar e implementar una solución de ingeniería del sistema de control automático en potencia de la transferencia de 2 grupos electrógenos.

1.3.1. Objetivos específicos

El proyecto consiste en actualizar este sistema de control de la transferencia automática por un control embebido que integre la gran mayoría de los componentes para cumplir con el respaldo de energía necesario para las cargas del edificio. El proyecto considera el diseño, implementación, y puesta en marcha del nuevo control de la transferencia automática.

El diseño debe considerar facilitar al operario la determinación del estado del sistema de respaldo, además que sea simple de operar para realizar pruebas y revisar el listado de eventos y alarmas del sistema. Para esto, un mímico con el diagrama unilineal y las fuentes de energía más una interfase con pantalla realizará el acometido.

Lo que se espera de este proyecto es que se realizaran pruebas del funcionamiento de la planta con carga artificial para el resguardo de la instalación y posteriormente. Aprobado el protocolo de pruebas, se dejará el nuevo sistema de control operando de forma automática, para que cuando haya cortes de suministro eléctrico o mala calidad de servicio de ENEL los equipos respalden la energía.

Finalmente, otros aspectos que se plantean son: conocer el estado del arte respecto a trasferencias automáticas, grupos electrógenos y las nuevas tecnologías de controladores.

1.3.2. Estructura de la memoria

El desarrollo de este documento se divide en los siguiente 4 capítulos:

- Capítulo 2 Referente al marco teórico del estudio

Este capítulo se divide en 5 grandes temas:

1. Sistema de respaldo: donde se definen los sistemas de respaldo según los conceptos de fiabilidad, mantenibilidad y confiabilidad sobre las cargas. Además, se dan

- criterios y definiciones de carga críticas, se explican los sistemas EPSS según [3]
2. Grupos electrógenos: en que se explican las partes que componen un grupo eléctrico, por ejemplo, alternador y motor de combustión, el cómo se riga su montaje [2], y el cómo deben ser las instalaciones eléctricas [1]
 3. Paralelismo de grupos electrógenos: en que se explica cómo los grupos entregan la potencia activa y reactiva, además de cómo se realiza el Load Sharing entre equipos colocados en paralelo
 4. Tableros de transferencia su definición y tipo según [21], y [13]
 5. Protecciones eléctricas: en que se explican su importancia, los parámetros relevantes, y las características en particular de las protecciones marca Cutler Hammer que están en el tablero de transferencia existente.
- Capítulo 3 Referente al diseño de un controlador de tablero de transferencia
Se describen controles para tableros de transferencias y grupos electrógenos: el procedimiento de selección de la solución e implementación con cuadros comparativos describiendo sus partes, las características más relevantes, desventajas y ventajas.
 - Capítulo 4 Referente a las pruebas y resultados de las mediciones
En este capítulo se muestra la solución ejecutada con sus resultados de pruebas y análisis de lo implementado.
 - Capítulo 5 Referente a las conclusiones
En este capítulo se resumen los puntos más relevantes de este documento y posibles mejoras que puedan surgir en el futuro.

Antecedentes

El siguiente capítulo contiene los antecedentes necesarios para entender el contexto del trabajo.

2.1. Sistemas de respaldo

Dependiendo de la criticidad del lugar o proceso en las instalaciones eléctricas de un recinto, será obligatorio tener un sistema de emergencia de respaldo para dar continuidad de operaciones a los equipos durante cortes de suministro eléctrico.

Existen normativas como [14] que define que elementos dentro de una instalación deben contar con un sistema de respaldo por si la fuente primaria falla, además define el tiempo que es permitido estar desenergizado la carga.

Según [14] las cargas que deben tener respaldo son: las señales de acceso, el sistema de alarmas contra incendio, ascensores, iluminación de egreso, sistemas de radio comunicación de emergencia, alarmas de voz contra incendio, puertas de salida correderas, controles de humo y subterráneos.

Según [14] define el tiempo de 10 segundos como máximo para que la carga quede sin energía en un sistema de energía de emergencia y de 60 segundos en el sistema de energía de respaldo. Además, la autonomía del equipo sin recarga de combustible debe ser mayor a 2 horas.

Las causas comunes posibles de los cortes de suministro son las inundaciones, terremotos, choques, vandalismo y tormentas. Otros ejemplos aparecen indicados en [5]. Estos eventos provocan interrupciones cuyo tiempo de duración dejan a los consumos eléctricos sin dar los servicios que en procesos críticos pueden causar muerte a las personas.

Un sistema de respaldo entrega la energía eléctrica de otra fuente de energía, cuando la fuente primaria de energía falla. Esta segunda fuente de energía puede ser proporcionada por un grupo electrógeno, una UPS u otra empresa distribuidora.

Por ejemplo, si en un recinto falla la red suministrada por la empresa distribuidora pri-

maria, la fuente secundaria de energía deberá proporcionar la energía mientras dure la falla o no se cuente con la calidad mínima de servicio en la fuente primaria.

Existen 3 conceptos que se usan para categorizar la confiabilidad en las instalaciones [18], estos conceptos son: la fiabilidad, mantenibilidad y la disponibilidad.

La fiabilidad es la probabilidad de que no falle el equipo o sistema durante un período determinado. Esto permite medir la calidad del equipo o sistema en el tiempo. Una forma de medirlo se indica en [18] como el tiempo medio entre fallos con sus siglas en inglés MTBF.

La mantenibilidad es la probabilidad del que el equipo o sistema, sea puesto en marcha después de una falla o reparación programada o revisión en un debido tiempo. Esto permite conocer la calidad de la empresa que hace mantenimiento. Una forma de medirlo se indica en [18] como el tiempo medio de reparación con las siglas en inglés MTTR.

La disponibilidad (D) es la probabilidad del equipo o sistema pueda ser ocupado en un determinado tiempo. Esto permite asegurar un servicio requerido. Una forma de medirlo es con la siguiente formula:

$$D = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

La disponibilidad crece cuando se reduce la cantidad de fallas en el sistema, también cuando las reparaciones se hacen en menor tiempo. Finalmente cuando se hacen planes de mantenimiento preventivo sistemático el efecto también hace crecer la disponibilidad del sistema.

En las instalaciones existen varias topologías de confiabilidad, por ejemplo, 2 o más fuentes de empresas distribuidoras diferentes, 2 o más grupos electrógenos, una fuente distribuidora y un grupo eléctrico. Ver figura 2.1 como ejemplo de topología.

El concepto de redundancia incrementa la confiabilidad del sistema y hace que el sistema aumente la tolerancia a las fallas. Los centros de datos se clasifican en 4 distintos niveles de disponibilidad usando el término TIER el que ordena de 1 a 4 las instalaciones en función del tipo de redundancia eléctrica de las fuentes distribuidoras, grupos electrógenos y UPS. [7] abarca más que lo eléctrico en los centros de datos, por ejemplo, las telecomunicaciones, el sistema mecánico, entre otros .

Los tipos de redundancias más usados son la N-Base que corresponde a que no existe redundancia, redundancia N+1 que implica que hay una unidad, módulo, sistema o camino adicional. Esto permite realizar mantenimiento a una unidad a la vez, sin dejar el respaldo de energía a la carga crítica.

La redundancia 2N provee 2 unidades, módulos, sistemas o caminos por cada uno, permitiendo que una falla de un sistema completo no afecte la continuidad operacional del proceso o planta.

La clasificación TIER 1 es la más básica, TIER 2 posee redundancia de componentes,

TIER 3 permite realizar mantenimiento sin interrupciones de servicio y la TIER 4 la más compleja, que es tolerante a fallas sin perder la operatividad.

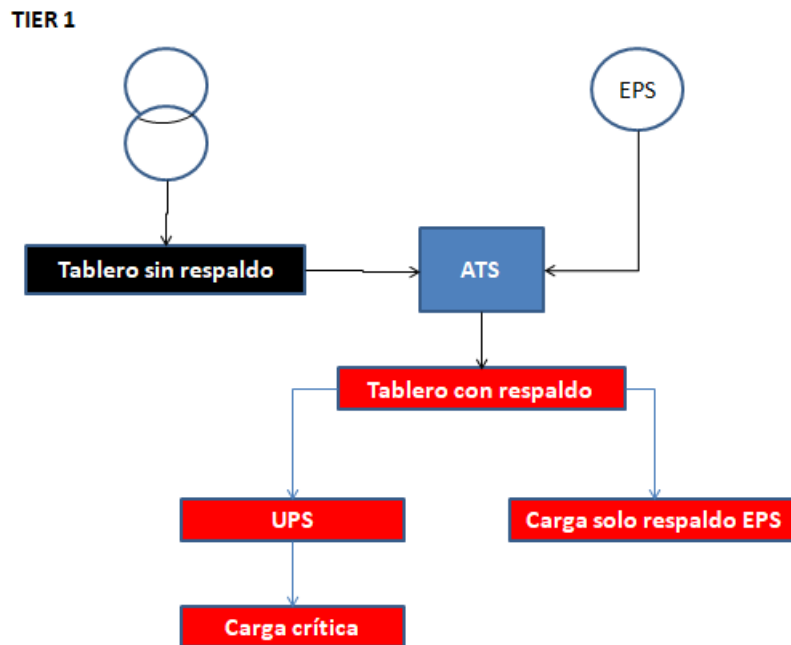


Figura 2.1: Diagrama de la clasificación TIER1 eléctrico [7]

En [3] aparece la normativa de los Estados Unidos que indica como hacer la instalación, mantenimiento, operación y prueba de estos sistemas de respaldo el tipo de instalaciones. Incluso existen normativas más específicas para el cumplimiento de la continuidad del suministro por ejemplo, en [6] que es dedicada para recintos hospitalarios.

Un sistema de emergencia de energía de respaldo (EPSS, de la sigla en ingles Emergency Power Supply System [9]) esta compuesto por una fuente de energía de respaldo (EPS, de la sigla en ingles Emergency Supply System) y un tablero de trasferencia automática (ATS, de la sigla en ingles Automatic Transfer Switch). Ambos componentes, EPS y ATS serán detallados en otras secciones de este capítulo.

Existen criterios de diseño de las instalaciones eléctricas para que cuenten con equipos de respaldo, lo que puede ser en función de la cantidad de empalmes, criterios como colocar el ATS lo más cercano a la carga entre otros, definidos en [25]

Los EPSS se clasifican por nivel, clase y tipo, ver capítulo 4 [9]. A continuación, se explicará cada uno de estos por detallado. El nivel en un EPSS está relacionado a si el sistema respaldará o no procesos que ponen en riesgo las personas. Existen 2 niveles en la actualidad:

- El nivel 1 se refiere a la seguridad de las personas, lo que generalmente aplica a equipos como los sistemas de detección, y extinción de incendio, ascensores, luces de emergencia, y procesos que causen daños
- El nivel 2 se refiere a los equipos que, al no estar energizados, no provocan daños a las personas, en este grupo de equipos están por lo general los sistemas de comunicaciones,

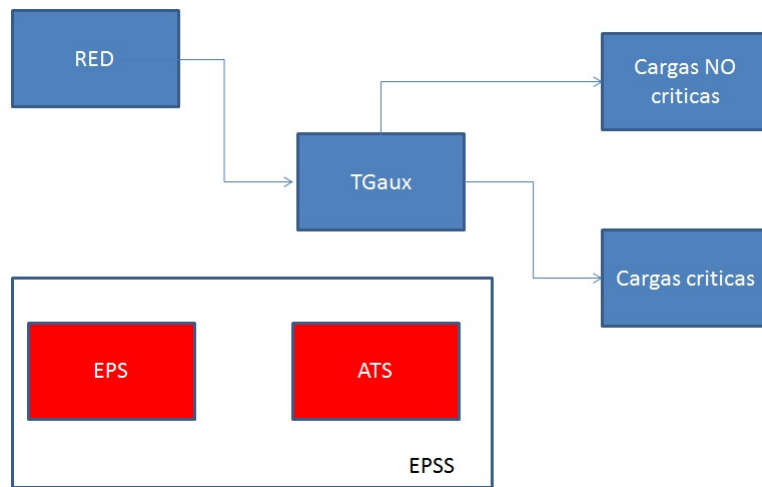


Figura 2.2: Diagrama del sistema de emergencia EPSS flujo red primaria

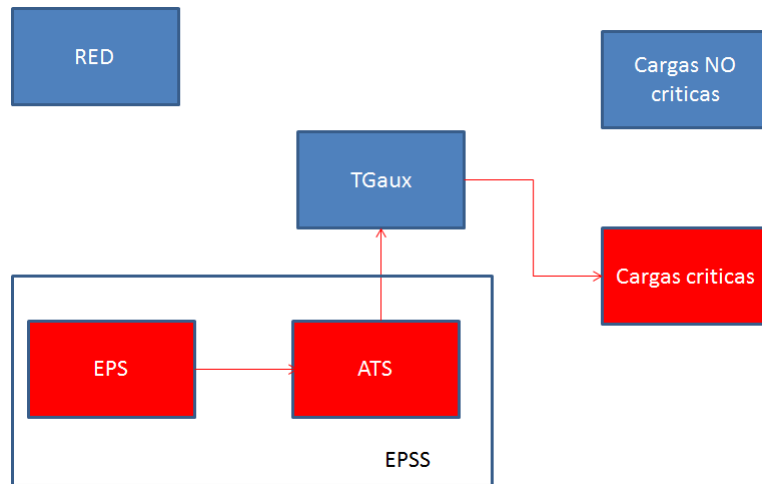


Figura 2.3: Diagrama del sistema de emergencia EPSS flujo red secundaria

ventilación no esencial, procesos industriales, climatización de confort.

En un EPSS la clase define el tiempo máximo de autonomía que tiene el EPS de ser rellenado de combustible para seguir funcionando. Por ejemplo, un grupo electrógeno clase 10 indica que posee 10 horas de funcionamiento sin rellenar de combustible.

El tipo en un EPSS define el tiempo de indisponibilidad de la energía en la carga crítica, por ejemplo, tipo 10 indica que la carga estará a lo más 10 segundos sin energía. Hay otros tipos que se usan comúnmente con el tipo U para UPS y el tipo M para transferencias manuales.

Existen sistemas de emergencia de respaldo que almacenan la energía, este es el caso de los EPSSS, existe la normativa en [4] que indica cómo hacer la instalación, mantenimiento, operación y prueba de estos equipos. Un ejemplo de estos son las UPS. Existen 2 tipos de UPS las Online e Interactivas, sus diagramas de bloques aparecen en [24]. Las UPS están formadas por baterías, inversores, instrumentación, protecciones y selectores de transferencia.

2.2. Grupo Electrónico

Es un dispositivo que convierte la energía mecánica desde una fuente energía externa, este caso diesel a energía eléctrica en la salida de este equipo. Pero existen otros tipos de fuentes externas distintas al diesel como, por ejemplo, la gasolina, gas propano, propano líquido, el gas natural, entre otros. Existen caso que usan doble fuente como los bi-fuel que ocupan diesel y gas.

El principio de funcionamiento es basado en la inducción electromagnética que fluye con el movimiento de un conductor eléctrico cargado el que al moverse produce una diferencia de potencial entre los terminales.

El EPS está compuesto de una fuente primaria de rotación [20] y del alternador.

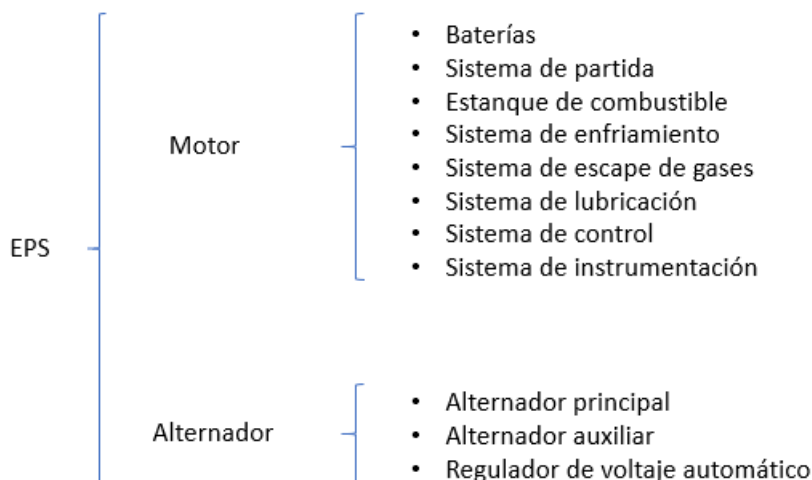


Figura 2.4: Componentes de un EPS

La fuente primaria posee las siguientes partes:

- Motor es la fuente de energía mecánica del grupo. El tamaño del motor es directamente proporcional a la potencia que puede entregar el generador. Algunas características importantes son el tipo de combustible que utiliza.
- Baterías ayudan al proceso de encendido del equipo. El cargador de baterías mantiene cargadas las baterías con el voltaje de flote preciso indicado por el fabricante de las baterías. Para casos extremos de temperatura ambiente, se recomienda ocupar baterías níquel-cadmio en vez del plomo ácido tradicional.
- Sistema de partida existen de partida hidráulicos y eléctricos. En los eléctricos están mayoritariamente basados en baterías.
- Estanque de combustible se escoge para dar operaciones de varias horas de funcionamiento, dando la autonomía suficiente para activar las recargas de combustible. En equipos pequeños el estanque es parte de la unidad del grupo electrógeno. En equipos más grandes o de mayor autonomía se instala un estanque de reserva y un estanque

diario. Para el correcto funcionamiento de los estanques se usan bombas y válvulas de acuerdo con las distancias entre los estanques, el equipo y el tamaño de las tuberías en función de la capacidad del equipo, respecto a la contrapresión admisible para la combustión. Existe también, una tubería en los estanques para ventilación para prevenir problemas de presión. Se coloca además un filtro de combustible para separar el agua y material adicional, del combustible para proteger el equipo de la corrosión y la contaminación.

- Sistema de enfriamiento durante el funcionamiento del grupo varias componentes aumentan su temperatura por lo que es esencial el enfriar y ventilar el equipo. A veces se usa un líquido refrigerante en vez de agua común dependiendo el tamaño del equipo. El hidrógeno es usado en equipos de mayor tamaño ya que remueve el calor a una torre de enfriamiento.

Es común ver que los equipos cuentan con radiadores para ventilación basados en aire, pero en sistemas más complejos de ventilación se usa radiadores remotos donde se hace el intercambio de calor con agua y las unidades exteriores se colocan en la intemperie para entregar el calor del equipo que posiblemente esté ubicado en una sala cerrada. La NFPA 70 indica que debe haber un mínimo de 3 pies en todos los sentidos para asegurar el flujo del aire frío.

- Sistema de escape de gases como los gases son tóxicos por lo que se deben manejar adecuadamente ya que el monóxido de carbono es dañino para el ser humano al punto de que es posible que lo pueda matar dependiendo de la concentración que haya en el lugar. La normativa actual indica que debe ser lanzado a los 4 vientos. Por lo que las tuberías deben ser llevadas del equipo hasta esa zona.

Las tuberías son hechas de acero o fierro. Las dimensiones dependen de la contrapresión que tenga el motor, la caída de presión del silenciador dado el tipo de silenciador instalado que puede ser tipo residencial, industrial o hospitalario. Las tuberías no deben ser soportadas por el equipo, flexible ante las vibraciones y también se debe estudiar la condensación o flujo de agua por lluvia para que no se oxiden o se genere el ingreso de agua por el sistema de escape de gases.

Se debe tener precaución de la temperatura con que sale los gases ya que las tuberías no deben tocar materiales combustibles, y deben quedar protegidas del contacto de las personas. El tamaño de las tuberías debe indicarse cuando se hace la declaración de emisiones vía ventanilla única y el formulario 138.

Las uniones comúnmente son con flanges y no se permiten codos, sino que se utilizan curvas para evitar la contrapresión lo que aumenta la temperatura del equipo sin poder refrigerarse correctamente, y con ello la detención del equipo por sobre temperatura.

- Sistema de lubricación como los grupos tiene partes que se mueven en el motor es indispensable su lubricación para asegurar su durabilidad en largos periodos. El grupo es lubricado con aceite a través de una bomba.
- Sistema de combustión corresponde al sistema que toma el aire y el combustible y realiza la combustión del motor para realizar el movimiento mecánico. Existen filtros para mejorar la calidad del aire para la combustión.
- Sistema de control corresponde a la interfase del grupo con el usuario la que contiene las salidas y controles con las que el usuario operará el equipo. Los aspectos más importantes para los paneles de control son:

- La partida y apagado del equipo. Se puede configurar la partida manual o automática del equipo como también un modo de prueba que se programa en la mayoría de los controladores. Se puede monitorear su funcionamiento y programar su apagado en cualquier tiempo.
- Instrumentación del motor. Hay instrumentación como la presión de aceite, voltaje de batería, temperatura del refrigerante, velocidad de rotación del equipo en RPM, horometría. El constante control y monitoreo de estos parámetros del motor permite apagar el equipo cuando cualquiera de estos parámetros sobrepase el umbral establecido.
- Instrumentación del alternador. Hay instrumentación que controla el panel de control ya que mide la salida del voltaje, frecuencia y corriente del alternador.
- Control de protecciones
- Control del sincronismo. Controlando la frecuencia, voltaje y fases para colocar el equipo en paralelo con la red en la transferencia o retransferencia.
- Sistema de instrumentación corresponde a todos los instrumentos instalados en el equipo para ver el correcto funcionamiento de éste.
- Sistema de monitoreo remoto corresponde al sistema que permite ver el funcionamiento en cualquier momento y tener avisos de alarmas por actuaciones o problemas de los grupos a distancia
- Carcasa o frame del equipo dependerá del lugar donde se instala y como se deben proteger de las condiciones climáticas y geográficas del lugar.

El alternador es el encargado de producir la salida eléctrica del equipo provocado por la energía mecánica del motor. Posee una parte estacionaria y otra en movimiento lo que ambos producen un campo magnético el que se traduce en electricidad.

La parte estacionaria o estator se compone de conductores eléctricos y un núcleo de acero. La parte en movimiento o rotor produce el campo magnético. Este puede ser por inducción, de imanes permanentes o usando un excitador en corriente continua.

El movimiento del rotor genera un campo magnético en el estator que induce una diferencia potencial en la salida del estator provocando la corriente alterna del alternador. En la actualidad, por un menor mantenimiento ya no se usan alternadores con escobillas.

El alternador está compuesto de:

- Alternador principal está compuesto por un inducido fijo y un inductor móvil. La salida del inducido fijo es conectada a la carga.
- Alternador auxiliar está compuesto por un inductor estático y un inducido móvil. Se conecta a este alternador un rectificador giratorio. La función de los diodos es rectificar la corriente generada en el inducido del alternador auxiliar hacia el inducido del alternador principal
- Regulador de voltaje mantiene la tensión de salida del alternador lo más constante posible dentro de un rango ± 2.5 El mecanismo siguiente describe el proceso de regulación de voltaje. El regulador de voltaje se retroalimenta convirtiendo la señal de voltaje alterno de la salida del alternador en corriente continua la que alimenta

un segundo estator llamado excitatriz. La excitatriz convierte a la corriente continua en corriente alterna la que llega a un rectificador llamado rectificador rotativo que vuelve a convertir la corriente alterna en corriente continua la que alimenta el rotor de forma adicional al rotor que genera la salida del estator del alternador. Este ciclo continúa hasta que el voltaje de salida llega al voltaje de operación. Cuando se agrega carga, el voltaje disminuye, pero el regulador de tensión entra en acción aumentando la corriente de campo de la excitación. Hasta que el generador vuelve a la tensión normal de operación.

En algunos alternadores se les coloca un transformador de compounding [32]. El transformador de compounding se coloca en serie entre la salida del alternador con la carga y el devanado del estator de tal forma que este transformador su secundario se conecta en el regulador de tensión de forma de inyectar más corriente a la excitatriz con el fin de proporcionar más campo a la excitatriz si hay fuertes aumentos de carga.

En algunos alternadores se les coloca un generador con imán permanente PMG en [32]. Se coloca un pequeño generador acoplado al eje principal, esto hace que sea independiente la generación de la corriente ya que no depende de la tensión de salida, sino que de la rotación del eje principal. Este sistema se coloca en alternadores para garantizar el cebado, permite al alternador ser más robusto frente a corto circuitos en los bornes de salida.

2.3. Paralelismo en GE

Para poner en paralelo grupos electrógenos se requiere sincronizar, interruptores de cambio, compartir carga y protecciones.

Transferencias cerradas conocidas como hacer antes de romper, implican sincronismo entre grupos electrógenos o entre los grupos electrógenos y la red.

Para que exista sincronismo entre un equipo y una barra energizada en corriente alterna debe cumplirse:

- Los voltajes instantáneos de ambos sean iguales
- Las frecuencias de ambos sean iguales
- Las fases de ambos deben coincidir
- La secuencia fase debe ser igual

El procedimiento de sincronismo que hace el grupo eléctrico se puede describir en 3 etapas

- El AVR del grupo debe ajustar el voltaje al de la barra existente
- El gobernador debe ajustar la velocidad del grupo al de la barra existente
- El seccionador o protección eléctrica debe cerrar al momento que se cumplan los 2 puntos anteriores al mismo tiempo.

En [26] se definen algunos factores que describen el funcionamiento de los grupos electrógenos en paralelo. Los factores más importantes son la compartición de energía activa, en inglés active power sharing y compartición de energía reactiva en inglés reactive power sharing.

Factores que influyen en la compartición de energía activa son: la característica de caída de la velocidad del gobernador, el comportamiento dinámico del acoplamiento, las características del regulador automático de tensión, el comportamiento dinámico del motor de alterna de combustión interna y su gobernador y el comportamiento dinámico del alternador tomando en cuenta las cargas instaladas.

Factores que influyen en la compartición de energía reactiva son: el grado de compensación en la caída de voltaje de la cuadratura de corriente, la posibilidad de estabilización por ecualización, las características del sistema automático de compensación de energía reactiva, y las características del regulador de tensión autónomo.

Con el motor controlando la caída de velocidad y el isócrono, compartición de carga, se puede regular la potencia activa kW, con el alternador controlando la caída de voltaje y la corriente reactiva se puede regular la potencia reactiva kVAR.

2.3.1. Controlador de EPS existente Power Command con paralelismo

Los paneles de control de los grupos son power command 3100 [15] los que son la solución estandar para los grupos Cummins Onan de la época en la que fueron instalados.

El controlador PCCP3100 posee una pantalla digital como la mostrado en la figura 2.5

El controlador PCCP3100 va montado en el EPS y está basado en un microprocesador el que monitorea, mide y controla el generador. El controlador entrega una interfase para el operador para que pueda manipular el equipo de tal forma de regular el voltaje, además posee un gobernador digital y también funciones que permiten proteger los generadores y revisar las condiciones en la que se encuentran.

La alimentación del controlador viene de las baterías que dan la partida a los generadores. En la siguiente lista se indican algunas de las características más relevantes del controlador PCCP3100.

- Control digital del gobernador de velocidad con regulación de frecuencia isócrona
- Regulación de voltaje digital
- Mediciones a la salida de señales análogas y digitales en alterna
- Mediciones y advertencias del sistema de monitoreo de las baterías
- Alarmas y mensajes de estado desplegado en digital
- Monitoreo del generador desplegando los estados de todas las funciones del motor y el alternador.

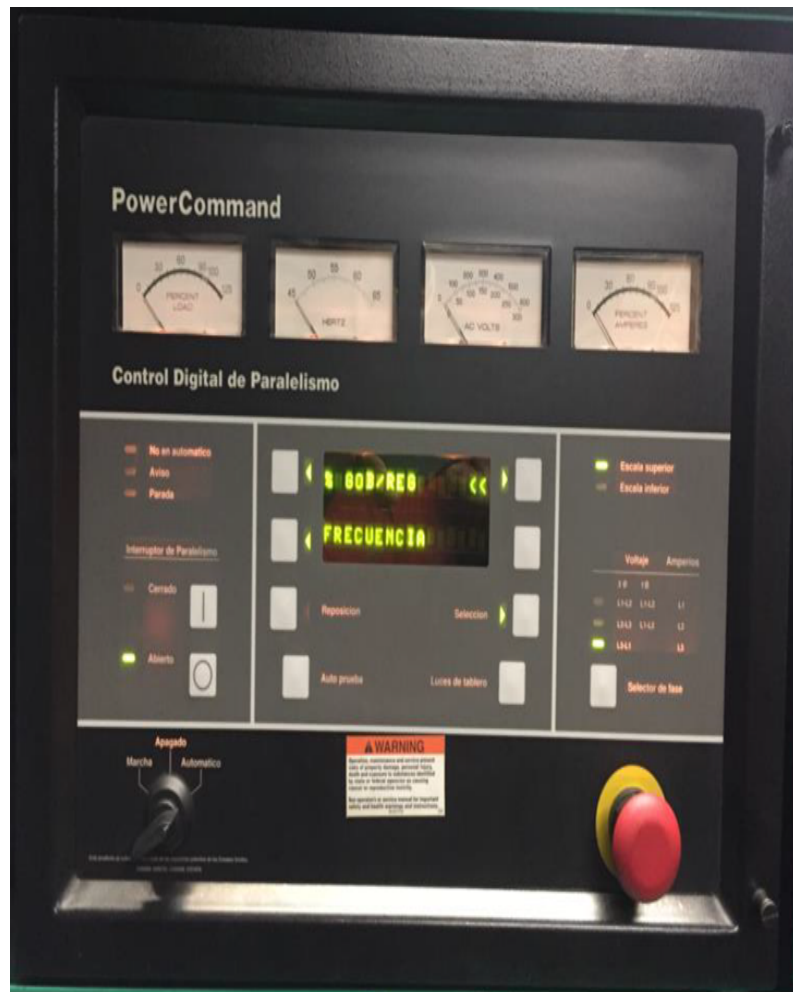


Figura 2.5: Controlador de GE existente

- Control del sistema de partida de forma inteligente controlando el combustible para limitar el humo negro
- Herramientas de PC para monitoreo y ajustes
- Para control vía remoto las comunicaciones se hacen vía LonMark de Lonkworks
- Cumple las certificaciones de [3] para sistemas nivel 1, ISO 8528-4: 1993 y [6]

El panel de pantalla entrega al operador una forma simple de ver y usar la información. A continuación, se nombran los controles y sus funciones

- Botón de modo control en Marcha/Apagado/Automático
- Bóton de iluminación de panel
- Botón de parada de emergencia
- Botón de reseteo
- Botón de auto prueba
- Botón de selección de etapa
- Botón de ajustes

El controlador posee medidores análogos que indican de forma rápida si el generador se ha estabilizado y la magnitud de las siguientes variables:

- Porcentaje de potencia consumida
- Frecuencia
- Voltaje alterno
- Porcentaje de la corriente alterna

En la figura 2.6 se muestra el menú para llegar a la configuración de gobernador digital y poder realizar la maniobra manual de sincronismo de un grupo con la barra común energizada. De la pantalla digital se pueden obtener las siguientes informaciones:

- Información de los generadores (Generator set hardware data)
- Eventos
- Histórico de fallas
- Perfil de carga
- Voltaje de salida del generador
- Corriente de salida del generador
- Frecuencia de salida del generador
- Potencia de salida del generador
- Energía de salida del generador
- Voltaje de las baterías motor de partida
- Presión del aceite lubricante del motor
- Temperatura del refrigerante del motor
- Temperatura del aceite lubricante del motor
- Temperatura de los gases de salida del motor
- Ajustes de servicio
- Modo partida remota
- Modo dormido
- Modo simulación de falla
- Partida del motor
- Ciclos de partida del generador
- Tiempos de retraso de la partida y apagado (enfriamiento)

El controlador integra de forma digital el gobernador del motor el que tiene la capacidad de controlar la válvula de combustible. El gobernador posee las siguientes características:

- Isocrono
- Manejo de temperaturas dinámicas
- Modo en espera

Respecto al controlador del alternador, el PCCP3100 incluye un sistema de regulación de voltaje que censa las 3 fases y el neutro, además es compatible con sistemas de excitación con

PMG. El sistema de regulación de voltaje es onda rectificadora completa y posee una salida PWM para mejorar la capacidad y estabilidad de energizar cargas no lineales.

- Regulador de voltaje de salida digital
- Control de sobrecarga emparejando torque y V/Hz
- Regulación de las fallas de corriente

El controlador proporciona el siguiente sistema de funciones de protecciones:

- Aviso por falla a tierra
- Alarmas configurables y aviso por estado de las entradas
- Aviso por parada de emergencia
- Apagado del generador por baja presión del aceite de lubricante del motor
- Apagado del generador por alta temperatura del refrigerante del motor
- Aviso por alta temperatura del refrigerante del motor
- Aviso o apagado del generador por bajo nivel de refrigerante del motor
- Aviso por baja temperatura del refrigerante del motor
- Aviso por bajo y alto voltaje de batería
- Aviso de batería baja
- Apagado del generador por falla de partida dado la cantidad de intentos de encender el generador
- Indicar falla de sensor
- Aviso de sobrecarga
- Aviso de alta temperatura del alternador
- Aviso por sobrecorriente
- Apagado del generador por sobrecorriente
- Apagado del generador por corto circuito
- Apagado del generador por alto voltaje
- Apagado del generador por bajo voltaje
- Apagado del generador por baja o alta frecuencia
- Advertencia de sobrecarga (kW) opera el grupo por más de 5 minutos sobre el 100 %
- Apagado del generador por alta temperatura del alternador

A continuación, se indican las señales de entrada y salida de la interfase del controlador. La siguiente lista es de señales de entrada:

- Señal de partida remota
- Señal de parada de emergencia
- Señales configurables por usuario como, alarmas, paradas, estados como también mensajes desplegados.
- Señal de bajo nivel de combustible.
- Señal de reinicio remoto de alarmas.

La siguiente lista es de señales de salida:

- Señales para relés auxiliares donde se colocan dispositivos que estén disponibles desde el controlador.
- Señal común de apagado del generador.
- Señales de control de carga para retirar o ingresar carga al generador.
- Señales donde indican que los generadores han llegado al estado de operación.

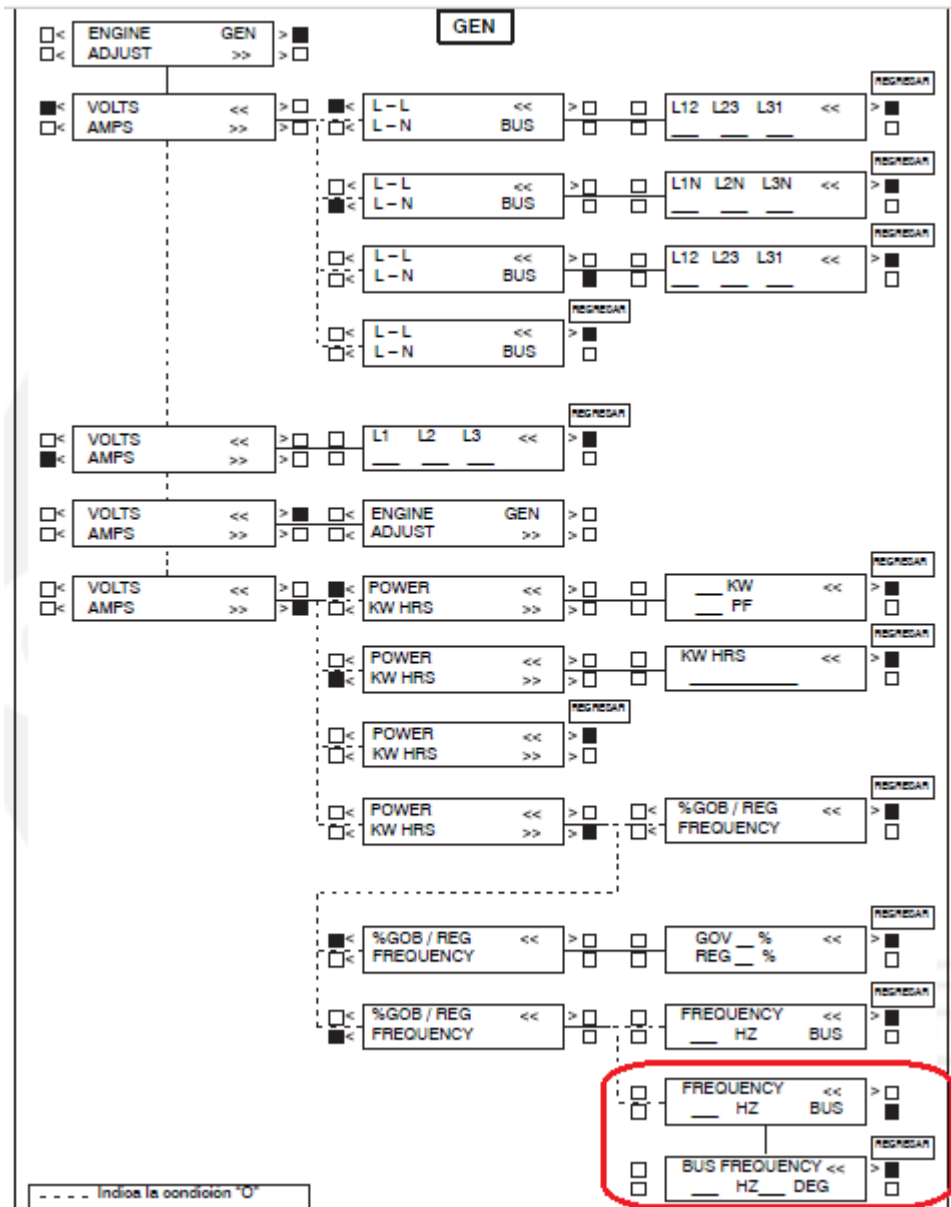


Figura 2.6: Diagrama del menú para acceder al sincronismo manual [15]

2.4. Tableros de Transferencias

El tablero de transferencia está compuesto por un interruptor de transferencia que realiza la conmutación de la fuente primaria de energía a una segunda fuente de energía que puede ser de emergencia o respaldo. Esta transferencia puede realizarse de forma automática o manual.

Existen en la actualidad 3 tipos de interruptores más ocupados, el interruptor de transferencia automática (ATS, en la sigla del inglés automatic transfer switch o automatic transfer system), el interruptor de transferencia estático (STS, de las siglas en inglés Static Transfer Switch) y el interruptor de transferencia manual (MTS, de la sigla en inglés Manual Transfer Switch).

La diferencia de los 3 tipos de interruptores son los tiempos de duración de la transferencia. Un MTS depende del tiempo de respuesta de un operario para realizar el cambio, en el otro extremo un STS la transferencia puede durar menos de medio ciclo.

Las normativas que regulan los ATS son [21] y [13]. Existen normativas especiales según el nivel de tensión. en el caso de [21] es para menor de 1000 voltios, para mayores voltajes se usa el estándar UL1008A. En [13] se clasifican en 2 de acuerdo a su capacidad de corto circuito y según el método de controlar la transferencia.

Según la capacidad de corto circuito existen 3 clases: la clase CC y PC que usan contactores o interruptores que no son capaces de despejar un corto circuitos y la clase CB formado por automáticos que tienen la capacidad de limitar el corto circuito protegiendo a la carga accionando la apertura cuando el corto circuito está presente. Según el método de control de la transferencia puede ser manual, remoto o automático.

Los elementos más importantes que constituyen un tablero de transferencia automática son: el gabinete que contiene todos los elementos, el interruptor de conmutación integrado con los transformadores de corriente y voltaje, el controlador programado con las operaciones frente a los distintos escenarios y fuentes primarias y secundarias de la instalación, y por último los dispositivos auxiliares, sensores, elementos de comunicación, cableado, conectores, fuentes auxiliares de energía, sistema remotizado entre otros.

Las interfaces más comunes que se usan son el interbloqueo de las protecciones, el acoplamiento sincrónico de los generadores y por último el chequeo de sincronismo con la red. Para el sincronismo con otros grupos electrógenos se considera el ajuste dinámico del voltaje, frecuencia y del ángulo de fase. Para el sincronismo con la red es proporcionado por un relé que depende del tiempo de la transferencia, cuando supera los 100ms, o sea, es muy lenta la transferencia se pide con un relé tipo distribuidora [3].

El funcionamiento del ATS se puede describir en 2 pasos, el primero cuando se transfiere de la fuente primaria de energía a la secundaria de respaldo y el segundo paso es la retransferencia de la fuente de respaldo a la fuente primaria de energía. Existen 2 tipos de transiciones durante la transferencia y la retransferencia, una es la transferencia abierta y la otra es la transferencia cerrada.

Una transferencia abierta conocida también como " romper antes de hacer" es una transferencia donde abren por un instante los interruptores de la fuente primaria y de la fuente de respaldo a la vez dejando la carga sin fuentes de alimentación. Este tipo de transferencia se divide en 4 categorías: Normal, retraso en tiempo, en fase y rápida.

Una transferencia normal abierta genera una pausa en la transferencia en la desconexión y conexión entre las fuentes de energía. Una característica importante es que no es necesario la sincronización, pero las cargas pierden momentáneamente el suministro mientras se hace el cambio. La secuencia es primero temporizar la transferencia como esperando la confirmación de la falla de la primera fuente, y la segunda fuente esté lista para tomar la carga, segundo abrir el interruptor de la primera fuente, y luego cerrar el interruptor de la segunda fuente.

Una transferencia abierta de retraso en tiempo. Este tipo de transferencia abierta, romper antes de hacer que a diferencia de la normal define un tiempo mayor entre la apertura de la protección de la fuente primaria y la fuente secundaria. Existen ATS rápidas que se programan para realizar la transferencia desde 3 hasta 5 ciclos de tal forma que las cargas como motores bajen su velocidad no más allá de un 20 % de su velocidad de trabajo [8].

Una transferencia cerrada también llamada " hacer antes de romper," dentro de la secuencia de transferencia en un momento, ambas fuentes de energía estarán conectadas en paralelo y para ello ambas deben estar sincronizadas. Lo importante de esta transferencia es que no hay cortes de energía permitiendo la continuidad operacional en las cargas. Las transferencias cerradas se dividen en 3 categorías: pasiva, activa y de carga suave.

Para realizar la transferencia cerrada es necesario un relé de chequeo de sincronización o un sensor diferencial que pueda ser manejado por el controlador del ATS. Por lo general el relé de chequeo de sincronización permite que se hagan transferencias que no superen una diferencia de voltaje de un 5 %, una diferencia de 0.3 Hz y 10 grados entre las fuentes [8]. El problema de las transferencias cerradas es que pueden generar altas corrientes de falla lo que implica que las instalaciones se deben sobredimensionar.

Una transferencia cerrada pasiva deja a las fuentes que se sincronicen ellas mismas, pero el control lo tienen sobre el relé de chequeo sincronización. Una transferencia cerrada activa es la sincronización activada por un controlador en el ATS que tiene control sobre el gobernador del motor de tal forma de sincronizar. Una transferencia cerrada de carga suave es controlada por el ATS manejando el módulo de compartición de carga del generador, a través del cambio de la pendiente de la rampa de carga ir disminuyendo la carga en el generador.

Existen varias arquitecturas de red para los ATS, esquema transferencia 1/2, 2/3 o múltiple. Puede haber 2 o más distribuidoras o 2 o más generadores o una combinación de estos. El esquema de transferencia múltiple puede ser con bus común o par de transferencia o combinación de estos donde hay casos en que no existe la protección general de la primera fuente o de la segunda fuente. En el caso de una transferencia múltiple con un par de transferencia, permite sincronizar las fuentes en una barra adicional antes de realizar la transferencia para alimentar la carga.

Para minimizar los problemas de sobrecarga en la transferencia o retransferencia existe un módulo de desborde de carga en, inglés load-shedding, que permite realizar una secuencia de

cierre de interruptores de la carga de forma escalonada, para evitar problemas de capacidad del equipo o corriente de partida altas que accionan las protecciones por corto circuito. Esto es parte de la operación normal de los equipos, pero que hay que evitar haciendo control por partida según una prioridad preestablecida.

2.4.1. Tiempos de configuración

Existen varios tiempos dentro de la operación que el ATS controla para el mejor funcionamiento del sistema EPSS. A continuación, se describen algunos de estos tiempos:

- TDES: Tiempo de retraso en el arranque del EPS (time delay on engine starting), este tiempo programa un retraso de la señal para arrancar el EPS para omitir fallas momentáneas de potencia o fluctuaciones de voltaje de la fuente primaria que son inocuas a la carga. Por lo general las cargas críticas poseen respaldo de UPS que respalda estas fallas momentáneas. En caso de que el ATS no tenga esta función, puede localizarse en el controlador del GE.
- TDNE: Tiempo de retraso en la transferencia desde la condición normal hacia la condición de emergencia (time delay normal to emergency): este tiempo programa un retraso cuando se transfiere de la fuente primaria a la fuente secundaria. La temporización comienza cuando la fuente secundaria posee el apropiado voltaje y frecuencia para tomar la carga. Proporciona una transferencia controlada de las cargas críticas a la fuente secundaria evitando caídas de voltaje excesivos. Es obligatorio realizar este ajuste para cargas nivel 1 de la NFPA 110. Al igual que el TDES si el ATS no posee esta función el controlador de GE debe tenerlo.
- TDEN: Tiempo de retraso en la transferencia desde la condición emergencia hacia la condición normal (time delay emergency to normal), este tiempo programa un retraso en la entrada a la operación de la fuente primaria. La temporización comienza cuando la fuente primaria posee el apropiado voltaje y frecuencia para tomar la carga. Si la fuente secundaria falla durante la temporización, el retraso se anula y la retransferencia es inmediata en el caso que esté disponible la fuente primaria.
- TDEF: Tiempo de retraso por falla en la condición de emergencia (time delay emergency fall): este tiempo programa un retraso para evitar daños por las fluctuaciones momentáneas de la fuente secundaria, si falló esta fuente. Si la fuente secundaria permanece en estado de falla, entonces, después de que la temporización de TDEF termine, el interruptor de transferencia permitirá realizar una retransferencia de forma manual. El EPSS debe tener un bypass que permita retransferir a la fuente primaria si estuviese disponible, al menos de forma manual.
- TDEC: Tiempo de retraso para enfriamiento de motor: (time delay for engine Cool-Down) este tiempo programa un retraso de la señal para comenzar con el ciclo de paro del EPS posterior a la operación de retransmisión. Esto permite que el EPS se enfríe al funcionar sin carga. La temporización comienza cuando completa del ciclo de retransferencia. La NFPA 110 indica un mínimo de 5 minutos en EPS mayores de 15 kW. Al igual que el TDES y el TDNE si el ATS no posee esta función la puede suplir el controlador del GE.

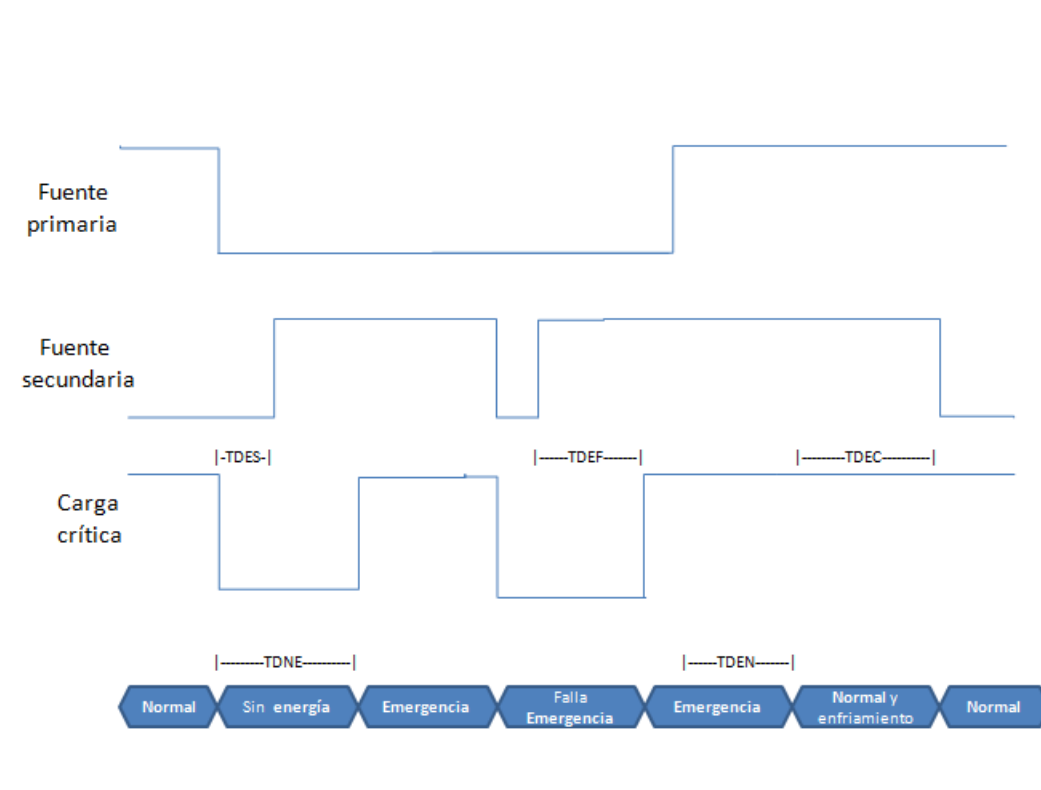


Figura 2.7: Diagrama de tiempo teórico

La NFPA 110 indica como mínimo los siguientes tiempos de configuración:

TDES	1 segundos tiempo de retardo de arranque Gensets
TDNE	no mínimo exigido, pero máximo 15 segundos tiempo de retardo de normal a emergencia
TDEN	5 minutos tiempo de retardo de emergencia a normal
TDEC	5 minutos tiempo de retardo de parada Gensets

Tabla 2.1: Configuración tiempos del ATS para pruebas periódicas

2.4.2. Ejecutor programado

Se programa un tiempo de ejercitación periódico del EPSS para probar el funcionamiento del sistema. La NFPA 110 define para recintos nivel 1, realizar al menos una vez al mes con un mínimo de 30 minutos una prueba con carga del sistema cumpliendo una de las siguientes condiciones:

- La carga sea superior al 30 % de la potencia standby del EPS
- La carga mantenga el mínimo de temperatura de salida de gases recomendada por el fabricante del EPS

Si la instalación no puede llegar al nivel de carga solicitado la NFPA indica que reemplace un mantenimiento mensual por una prueba anual con una carga suplementaria. Esta prueba

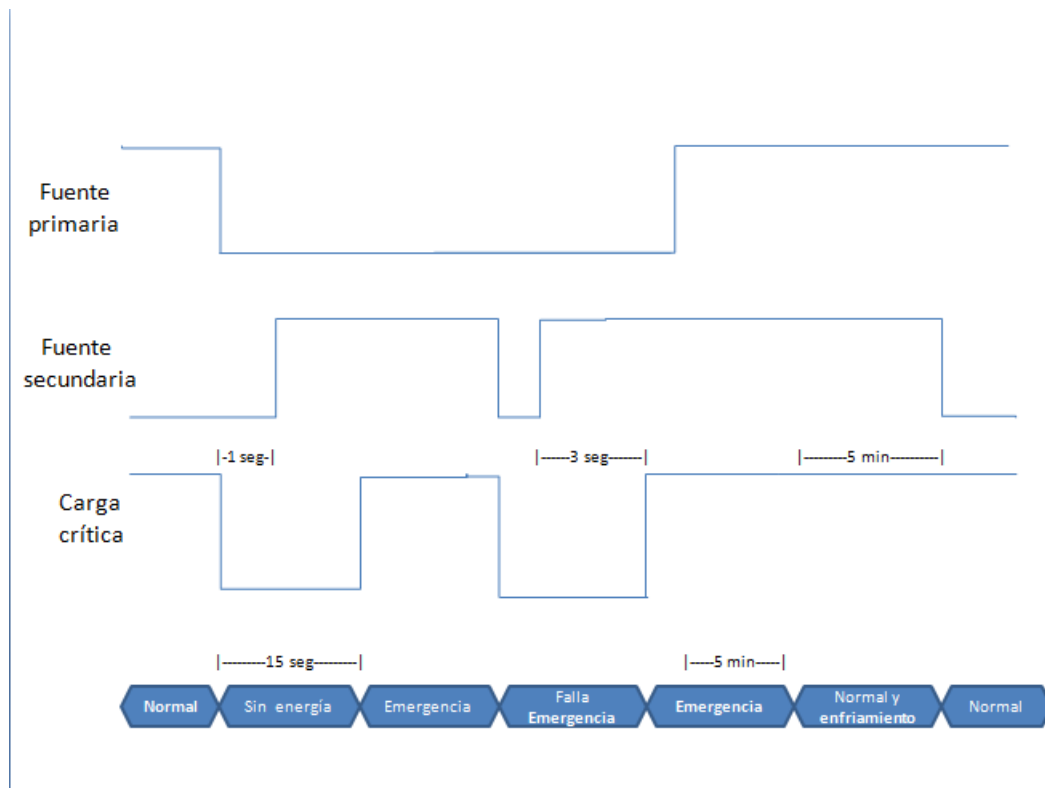


Figura 2.8: Diagrama de tiempo normativo

debe durar mínimo 1 hora y media, donde la primera media hora se coloca una carga al 50 % mínimo de la potencia nominal del EPS y luego se coloca una carga al 75 % de la potencia nominal del EPS por una hora mínimo.

Si hay una falla del EPS durante la prueba el ATS realiza la transferencia a la fuente primaria.

La prueba se realiza simulando un corte de la fuente primaria por lo que se chequea que el ATS funcione al igual que el EPS. Cuando el EPSS posee múltiples ATS se va rotando de ATS cada mes.

2.5. Protecciones Eléctricas

Los aparatos de protecciones y maniobras controlan y protegen las instalaciones eléctricas en caso de fallo o mal funcionamiento, como sobrecargas, cortocircuitos, intensidades diferenciales. Internamente poseen un relé que en un tiempo definido abren un mecanismo de interrupción. Existen relés magnetotérmicos o solo magnéticos, relés electrónicos, relés diferenciales. Las definiciones de las protecciones eléctricas están en la normativa IEC 60947-1. Pero, en el caso de los aparatos instalados en la TTA existente cumplen la IEC 60947-2 dado que son interruptores eléctricos. Ver figura 2.9

Las sobrecargas producen corrientes de defectos que se traducen en sobreintensidad. El cortocircuito es una conexión con una impedancia bien pequeña entre dos o más puntos a diferente potencial lo que produce corrientes de falla de alta magnitud. Las corrientes de defecto diferenciales suman la entrada del circuito y su salida para determinar si hay fugas de corriente en las instalaciones.

Los parámetros en condiciones normales de las protecciones son:

- Tensión asignada de aislamiento (U_i) corresponde la tensión que soporta por los ensayos dieléctricos. En el caso de las protecciones instaladas en el TTA existente tiene un valor de 1000 voltios. Ver figura 2.9
- Tensión asignada soportada a impulso (U_{imp}) corresponde a la tensión en forma de impulso que puede soportar el aparato sin dañarse. En el caso de las protecciones instaladas en el TTA existente tiene un valor de 8000 voltios. Ver figura 2.9
- Tensión asignada de empleo (U_e): Representa la tensión con la cual trabajará el aparato normalmente. En el caso de las protecciones instaladas en el TTA existente tiene un valor de 380 o 480 voltios para 50 Hz, o 440 o 690 para 60 Hz. Ver figura 2.9
- Frecuencia asignada corresponde a la frecuencia nominal de operación del aparato. En el caso de las protecciones existente en la TTA pueden operar a 50 o 60 Hz por lo que la tensión (U_e) dependerá de cual sea la tensión (U_e).

Los parámetros en condiciones de cortocircuito de las protecciones son:

- Poder asignado de corte último en cortocircuito (I_{cu}) corresponde a la máxima intensidad de cortocircuito que el interruptor puede cortar dos veces con un ciclo de operación O-t-CO (apertura, pausa, cierre-apertura) a la tensión U_e . En el caso de las protecciones existente en la TTA es de 65 kA. Ver figura 2.9
- Poder asignado de corte de servicio en cortocircuito (I_{cs}) corresponde a la intensidad que el interruptor puede cortar tres veces con un ciclo de operación O-t-CO-t-CO(apertura, pausa, cierre-apertura, pausa, cierre-apertura) a una determinada tensión de servicio U_e y con un factor de potencia dado. En el caso de las protecciones existentes equivale al I_{cu} . Ver figura 2.9
- Intensidad asignada de corta duración (I_{cw}) corresponde a la intensidad admisible durante un tiempo de retardo previsto a la tensión U_e , por ejemplo, en el caso de la protección de la red del TTA es de 65 kA para 1 y 3 segundos. Ver figura 2.9
- La categoría de utilización corresponde a la característica del interruptor en condición de cortocircuito posea (Categoría B) o no posea (Categoría A) la función de desconectarse de forma selectiva respecto a las protecciones aguas abajo mediante un retardo. En el caso de la protección de la red del TTA posee el retardo para su desconexión ya que es categoría B.

Un ejemplo de los datos de los interruptores instalados esta en la figura 2.9

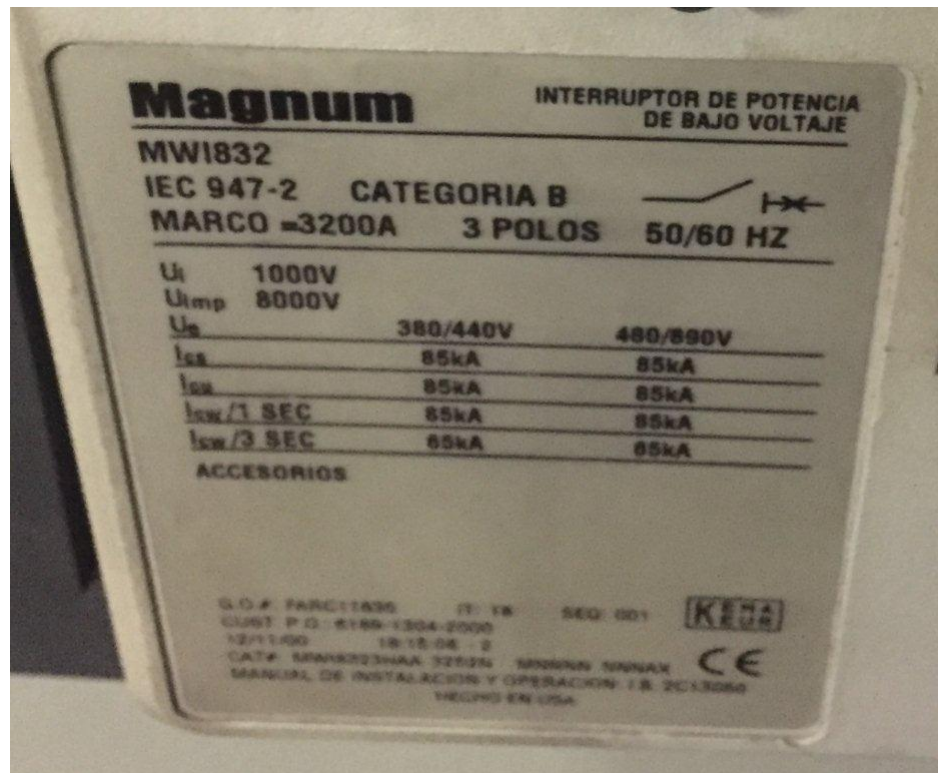


Figura 2.9: Datos del interruptor de entrada de red del TTA existente

2.5.1. Interruptores de operación del ATS existente

Entre los tipos de elementos de operación de la parte fuerza del ATS se encuentra los interruptores, seccionadores o los contactores.

En particular los elementos de operación de transferencia del ATS instalado son protecciones eléctricas abiertas marca Cutler Hammer modelo Magnum. La figura 2.14 muestra el interruptor instalado y sus partes.



Figura 2.10: Contactos auxiliares [31]

Son protecciones fijas con una cámara de arco, un indicador de tripeo, 3 ventanas de vista para elementos auxiliares como las bobinas de mínimo (under voltage release), bobinas de disparo (shunt trip), liberación del resorte (spring release). Ver figura 2.10.



Figura 2.11: Probador de unidad de disparo portátil [31]

La unidad de disparo es modelo digitrip 520, no posee pantalla digital de configuración, pero se pueden regular las curvas de disparo rápidas y lentas como también saber si hubo una falla por fuga a tierra. Además, posee una pila para los indicadores led, un puerto de prueba de la unidad donde se conecta un probador que chequea el correcto funcionamiento del dispositivo, ver figura 2.11.

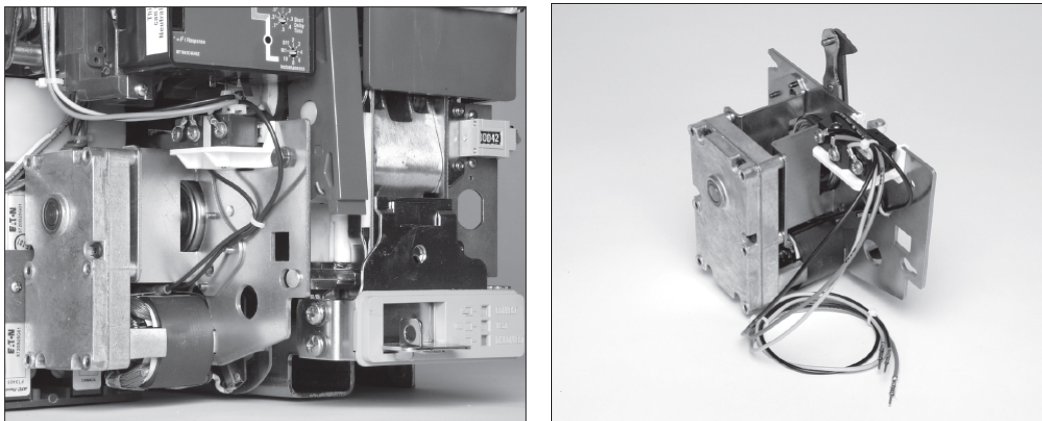


Figura 2.12: Motor montado en interruptor [31]

La protección posee un estado que muestra en que condición se encuentra el resorte (cargado o descargado), un contacto que indica si la protección está abierta o cerrada. Se puede manipular de forma manual para cargar el resorte de la protección.

Hay un contador de operaciones de la protección, 2 botones manuales de apertura y cierre.

Pero, para cerrar la protección el resorte debe estar cargado. Para hacer que estas protecciones actúen remotamente se debe agregar un motor, el que cierra el resorte de tal forma de ayudar al operario si tuviese que operar local o remotamente. Ver figuras en 2.12.

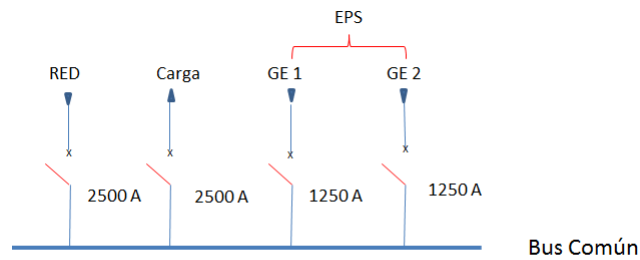


Figura 2.13: Diagrama unifilar del ATS

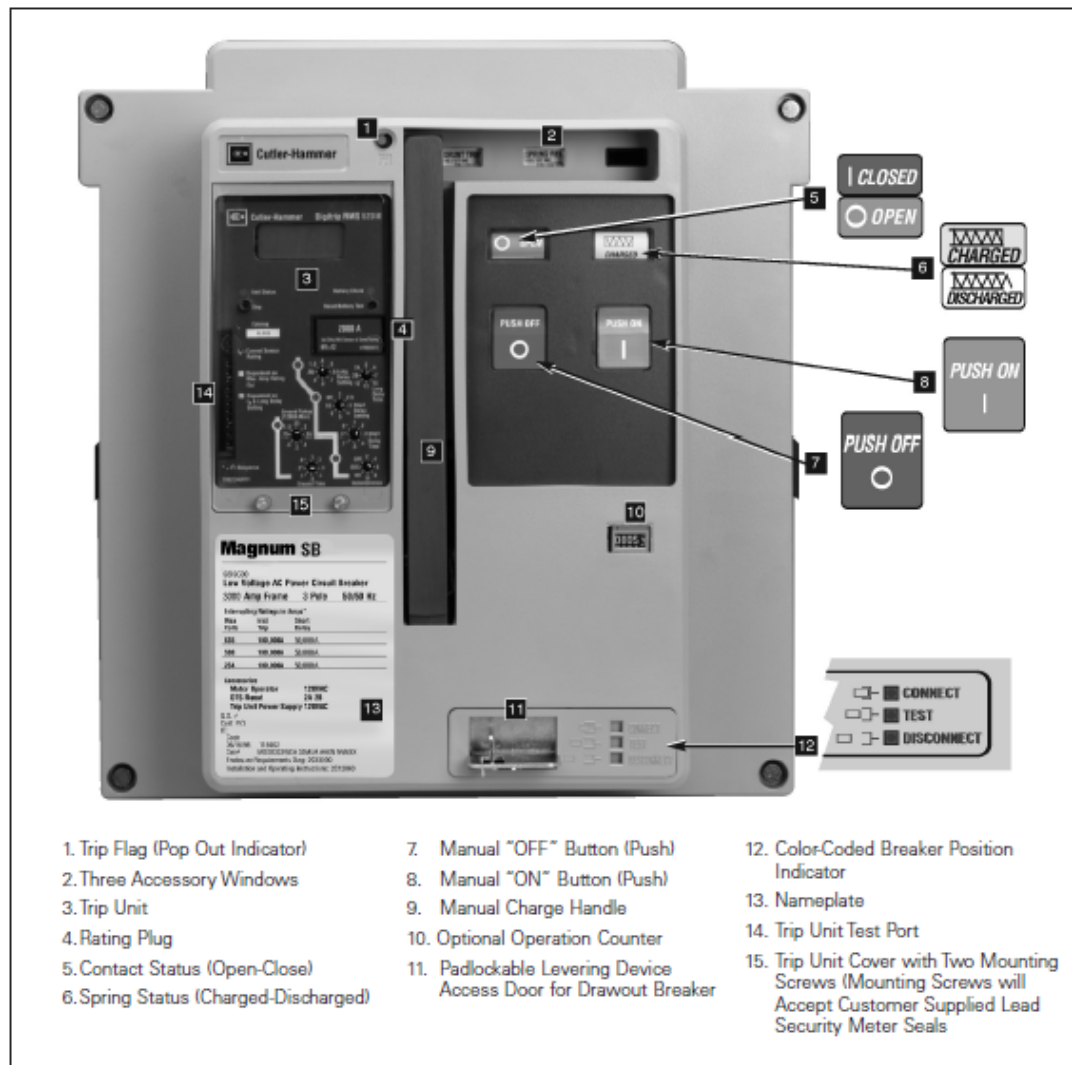


Figura 2.14: Partes del interruptor [30]

Las 4 protecciones del ATS están motorizadas, y poseen bobinas de disparo y liberación de resorte. El controlador de ATS puede abrir o cerrar las protecciones de RED y carga de forma automática. Son los controladores de los GE los que controlan la apertura y cierre de las protecciones de GE del tablero de transferencia. Ver diagrama de la figura 2.13.

Las transferencias deben cumplir básicamente con realizar la transferencia y retransferencia de carga automáticamente, además tener un indicio visual cuando el sistema no está en forma automática. Cuando el voltaje o frecuencia sale del rango normal de calidad de servicio en cualquier fase la transferencia debe realizarse automáticamente la partida del grupo electrógeno y cuando esté listo, realizar la transferencia. Para la retransferencia el sistema debe estar tomando las lecturas de las señales de la red y cuando este normal comienza el periodo de retransferencia a la red.

Metodología

En este capítulo se indican las principales aplicaciones de los controladores de ATS, además sus configuraciones según el tipo de instalación que tengan los recintos a implementarse. Se revisan las variables más importantes dentro de las especificaciones técnicas de los controladores y se escogen 7 marcas del mercado en búsqueda del controlador específico para la aplicación donde está instalado el ATS a intervenir. Se realiza un cuadro comparativo entre la solución anterior, la solución propuesta y las otras alternativas. Según estas características se entrega la justificación de la elección del controlador implementado.

En el siguiente diagrama se muestra la metodología que se usó para desarrollar esta memoria. En el capítulo de la introducción se encuentran la etapa 1, el origen, y la etapa 2, el

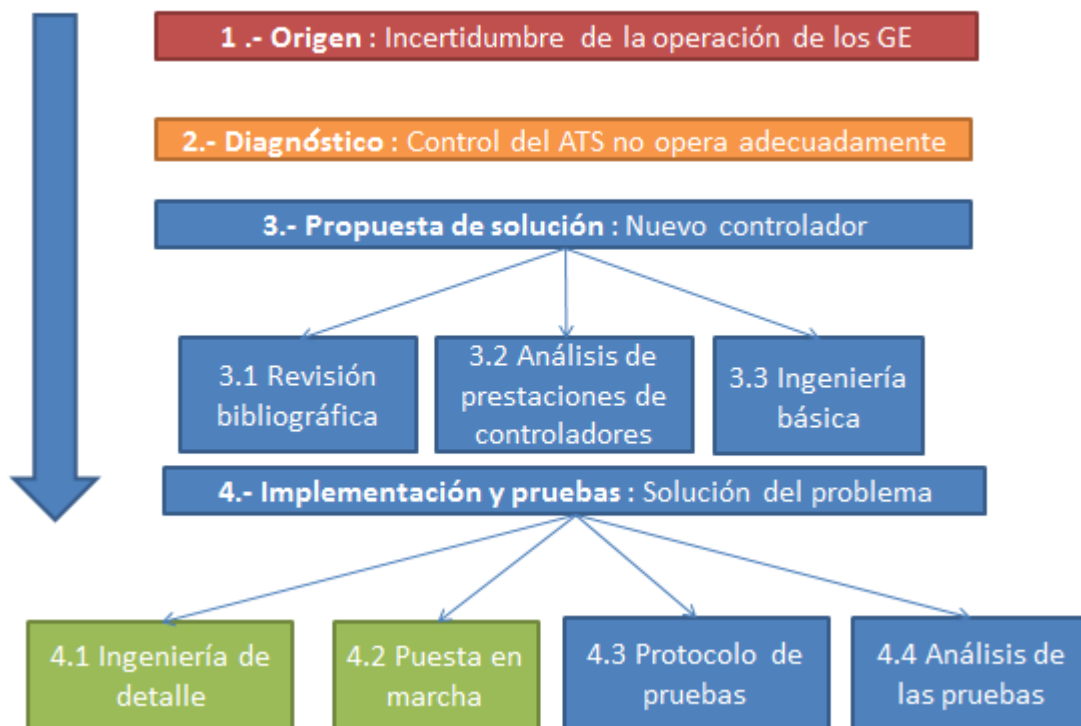


Figura 3.1: Diagrama de la metodología

diagnóstico del problema que motiva a este trabajo de memoria.

La etapa 3, referente a la búsqueda de la solución del nuevo controlador, se desarrolla en la revisión bibliográfica en el capítulo 2, su análisis e ingeniería básica en este capítulo.

La etapa 4 es de implementación de la solución donde aparecen las pruebas y su análisis. La ingeniería de detalle del control y su puesta en marcha fue tercerizada.

3.1. Aplicaciones de controlador

Los controladores dependen de las tecnologías de la fuente secundaria con las cuales se generará electricidad. En la siguiente lista se muestran algunos tipos de controladores según su fuente secundaria:

- Controladores supervisor de las redes: Este tipo de controladores se usan en ATS y GE que permiten sincronizador a un bus más de un grupo y más de una red
- Controladores para generadores diesel: Este tipo de controladores es de los más comunes usados hoy en instalaciones de respaldo
- Controladores para la marina: Este tipo de controladores se usan en motores y generadores de embarcaciones
- Controladores híbridos: Este tipo de controladores son para sistemas híbridos de potencia que combinan generadores diesel y sistemas de energía renovables no convencionales en aplicaciones en localidades apartadas con fuentes renovables, en islas, o en minería
- Controladores de gas: Este controlador es para grupos a gas, especialmente para aplicaciones de cogeneración, combined heat and power (CHP)
- Controladores bicombustible: Este tipo de controladores aplica para aquellos generadores cuyo origen fue diesel, pero que luego migraron a gas natural por la reducción de los costos de operación

3.1.1. Configuraciones de los controladores

Los controladores han ido evolucionando, integrando la mayor cantidad de funciones para tener un solo dispositivo que cumpla con todas las prestaciones existentes. Hoy en día se desarrollan controladores que varían su complejidad dependiendo el uso que se les va a aplicar. Es por ello por lo que hay controladores básicos de menor costo los que se utilizan para configuración de instalaciones simples. Es importante tener en cuenta la aplicación para determinar qué tipo de controlador cumplirá técnicamente y será el más económico.

En la siguiente lista se muestran algunas configuraciones de los controladores:

- Controladores para un grupo: Existen en este tipo de controladores los para aplicaciones en fallas de red automáticas y partidas manuales remotas. Dentro de este grupo de

controladores se encuentran los SPM (Single Prime Mover), ATS (Automatic Transfer Switch) y AMF (Automatic Mains Failure).

Los controladores SPM son los básicos que controlan únicamente al generador. Ver figura 3.2

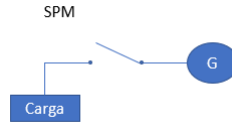


Figura 3.2: Topología de controladores SPM

Los controladores ATS pueden realizar la transferencia y retransferencias entre la fuente primaria y la secundaria. Ver figura 3.3

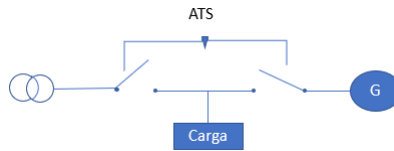


Figura 3.3: Topología de controladores ATS

Los controladores AMF pueden realizar lo mismo que los controladores ATS, pero se les agrega la función de que pueden monitorear los parámetros de la fuente secundaria. Ver figura 3.4

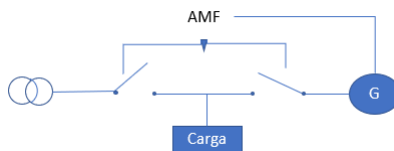


Figura 3.4: Topología de controladores AMF

- Controladores para varios grupos: Estos controladores permiten trabajar en aplicaciones con uno o varios grupos al mismo tiempo. Dentro de este grupo de controladores se encuentran los MSB (Multiple Stand-by) y los MPM (Multiple Prime Mover)

Los controladores MSB pueden controlar varios generadores en paralelo con sincronismo y es posible controlar la protección principal de la red solo de forma de transferencia y retransferencia de transición abierta. Ver figura 3.5

Los controladores MPM que pueden controlar varios generadores en modo isla, no tienen configurado controlar la protección de la red. Ver figura 3.6

- Controladores con supervisión de la red: Este dispositivo se puede conectar a los controladores de los grupos. Estos dispositivos sirven como sincronizador a un bus más de un grupo. Dentro de este grupo de controladores se encuentran los SPtM and MPtM (Single and Multiple Parallel to Mains).

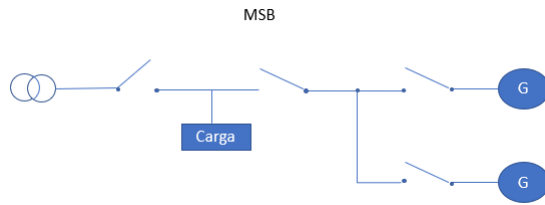


Figura 3.5: Topología de controladores MSB

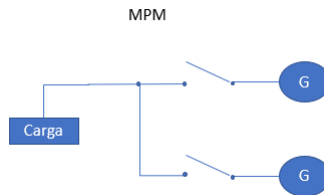


Figura 3.6: Topología de controladores MPM

Los controladores con configuración SPtM pueden controlar un generador y la red de forma realizar transferencias y retransferencias cerradas. Esto quiere decir, que puede sincronizar entre ambas fuentes. Ver figura 3.7

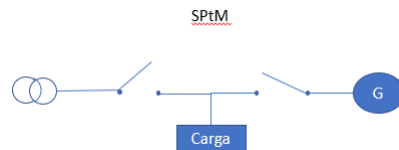


Figura 3.7: Topología de controladores SPtM

Los controladores con configuración MPtM pueden controlar más de un generador y la red realizando transferencia sincrónica. Este caso corresponde a la topología existente en el lugar donde se implementará una solución de controlador del tablero de transferencia. Ver figura 3.8

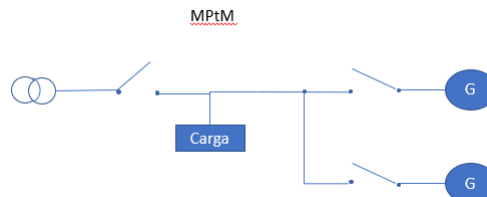


Figura 3.8: Topología de controladores MPtM

3.1.2. Especificaciones de los controladores

El controlador instalado en el ATS debe ser un controlador supervisor de red. Existen casos en que no es necesario este controlador dedicado en el ATS, ya que el mismo controlador del GE existente, en el GE maestro, puede realizar el control de sincronismo con la protección principal de red del ATS. Por lo tanto, saber cuál es el controlador de GE existente es un punto vital en la selección del controlador del ATS. En el caso de la implementación a realizar el controlador del GE PCCP3100 no es posible controlar el interruptor de red en sincronismo.

Los componentes de interfase que tienen un controlador supervisor son:

- Entradas de control y medibles
- Salidas de control y medibles
- Puertos de comunicación para configuración, monitoreo local y remoto y conexión entre controladores

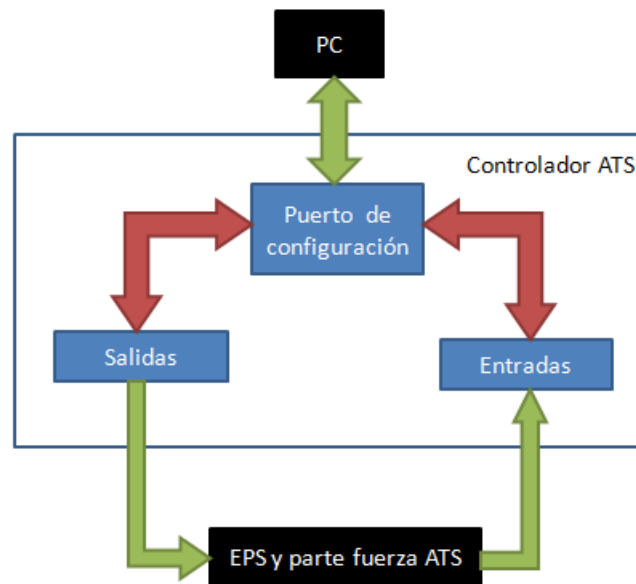


Figura 3.9: Diagrama de un controlador genérico para EPS

Estas componentes permiten cambiar los estados del controlador y determinan las instrucciones que se realizarán según las funciones programadas.

Las características que se revisan del controlador son:

- Las protecciones cuando hay pérdidas de la red
- Los rangos de las mediciones de voltaje, corriente de bus y red
- Variables calculadas, por ejemplo, energía, factor de potencia, potencia activa, entre otras
- Los tiempos configurables de retraso
- Las entradas y salidas analógicas o digitales

- Los dispositivos auxiliares que posee el controlador
- Las funciones que puede realizar, por ejemplo Load demand, Load Shedding, sincronismo, entre otras
- Rango de temperatura de operación y almacenamiento
- Humedad de operación y ambiente de operación

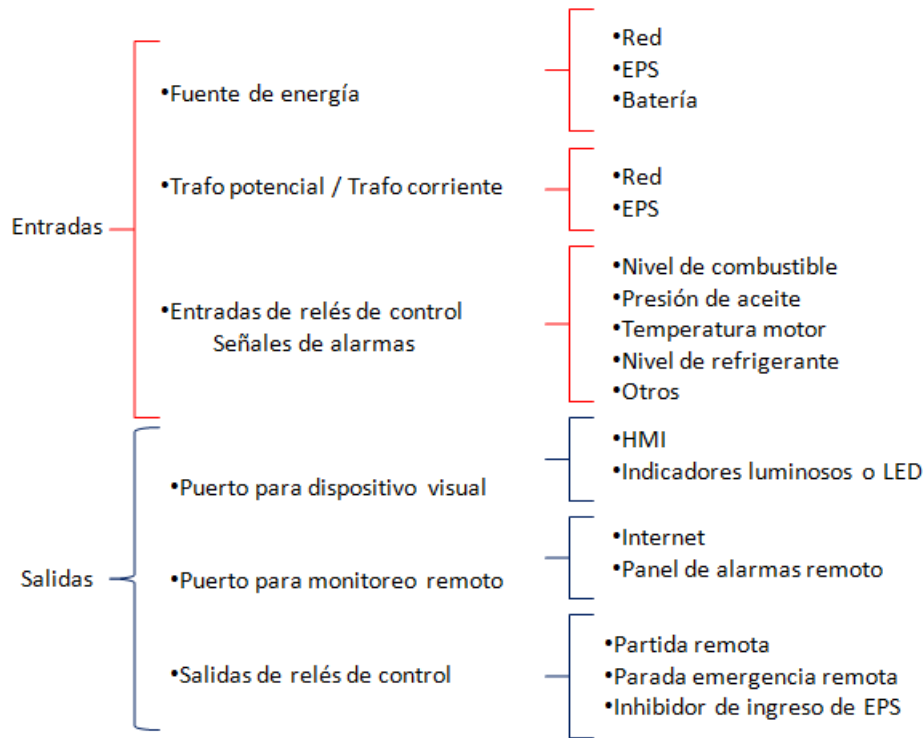


Figura 3.10: Desglose de las partes de un controlador básico

3.2. Controladores MPtM en el mercado

En esta sección se verán modelos de diferentes marcas de controladores para la configuración múltiple de generadores en paralelo con supervisión de la red. Entre las marcas de los productos se encuentran SICES, Lovato, Woodward, Datakom, Deepsea, Comap y Cummins.

3.2.1. Descripción de controlador marca SICES modelo MC 100

El MC 100 de SICES es un controlador supervisor para aplicaciones de paralelismo múltiple. [27]

Las funciones del controlador son las siguientes:



Figura 3.11: Vista frontal del controlador modelo MC 100 marca SICES [28]

- Está diseñado para sincronizar con generadores que tengan instalado los controladores de GE de la marca SICES.
- Controla la partida y apagado de varios generadores automáticamente
- Controla la protección de red y la protección general de generadores
- Administra de forma óptima el recurso de la demanda de carga con respecto a la cantidad de generadores que son necesarios
- Sincroniza en configuración bus común
- Controla la carga para reducir la demanda si fuese necesario
- Puede realizar peak shaving que se usa para cortes de demanda en punta para ahorros tarifarios, entre otras aplicaciones
- Regulación y manejo del factor de potencia
- Programador del ejecutor periódico
- Poder medir el total de la potencia de los grupos
- Realizar transferencias suaves

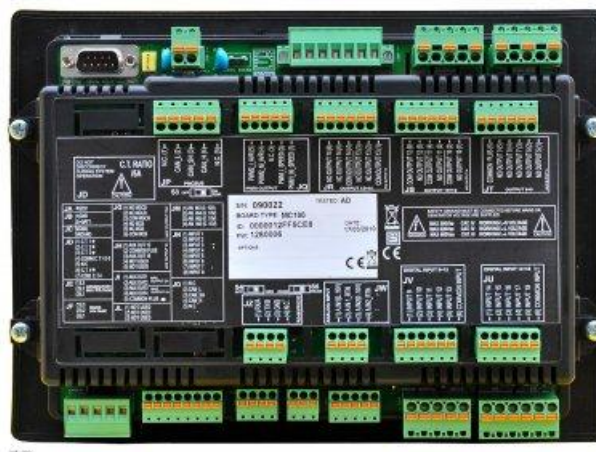


Figura 3.12: Vista por detrás del controlador MC 100 donde se ven las diferentes interfases [28]

Las características del controlador son:

- Protecciones:

- Por sobre y bajo voltaje
- Por sobre y baja frecuencia
- Por ROCOF y vector shift
- Mediciones:
 - Voltaje de red TRUE RMS, lectura fase-fase, <300 V fase-neutro, máximo 25 kV
 - Voltaje de bus TRUE RMS, lectura fase-fase, <300 V fase-neutro, máximo 25 kV
 - Corriente de bus TRUE RMS, lectura de fases, 5A ac, máximo 6 kA
 - Potencia activa, reactiva y aparente
 - Factor de potencia y energía
- Entradas y salidas
 - Entradas análogas
 - Salidas PWM
 - Entradas digitales programables
 - Relés, SPDT, programables
- Comunicaciones
 - Puerto serial RS 232 con protocolo modbus RTU
 - Puerto serial RS 485 con protocolo modbus RTU
 - Interfase Canbus J1939
 - Modem GSM/GPRS
 - Interfase internet con protocolo modbus TCP/IP

3.2.2. Descripción de controlador marca Lovato modelo RGK 900MC

El RGK 900MC de Lovato es un controlador supervisor para aplicaciones de paralelismo múltiple.



Figura 3.13: Vista frontal del controlador modelo RGK 900 marca Lovato [17]

Lo diferente del controlador SICES es que:

- Está diseñado para sincronizar con generadores que tengan instalado los controladores de GE marca Lovato modelo RGK 900SA.
- Posee un puerto USB/optico y un punto Wifi

3.2.3. Descripción de controlador marca Woodward modelo EasYgen 3200XT

El controlador EasYgen de Woodward permite controlar equipos a diesel, a gas y en cogeneración. [22]



Figura 3.14: Vista frontal del controlador EasYGen 3200XT marca Woodward [22]

El controlador de GE permite controlar la protección de red para realizar sincronismo. Este controlador implica necesariamente reemplazar los controladores existentes de los GE, pero no sería necesario instalar un controlador supervisor. En caso de que se requiere controlar más de una red se utiliza el módulo LS-5 y el modelo de controlador 3500XT. La configuración típica se puede ver en la figura 3.15

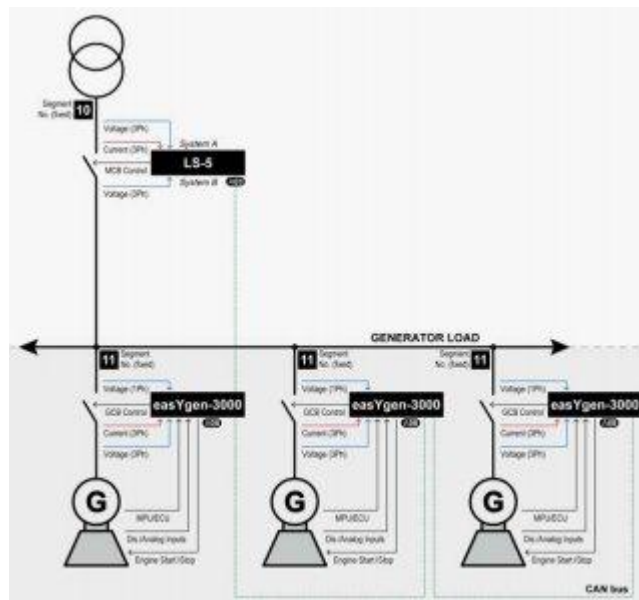


Figura 3.15: Configuración del controlador para topología bus común y una o más redes [19]

3.2.4. Descripción de controlador marca Datakom modelo D-700

El controlador D-700 de Datakom permite colocar varias redes en paralelo. No existe un controlador supervisor, por lo que se debe usar este mismo controlador como control del ATS lo que lo hace que este equipo esté sobredimensionado para la función que se aplicará.

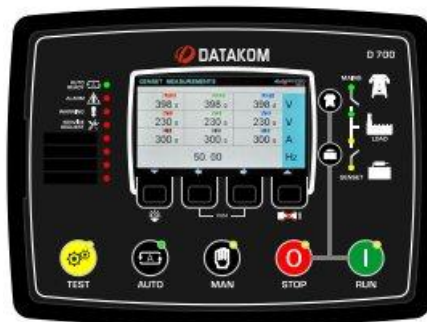


Figura 3.16: Vista frontal del controlador modelo D-700 marca Datakom [23]

3.2.5. Descripción de controlador marca Deepsea modelo DSE8660

El controlador DSE 8660 de Deep SEA posee casi las mismas prestaciones que el MC 100 de SICES. Este controlador es compatible con los controladores de GE DSE 5510, 7510 y DSE8x10.



Figura 3.17: Vista frontal del controlador modelo DSE8660 marca Deepsea [29]



Figura 3.18: Vista por detrás del controlador modelo DSE8660 marca Deepsea donde se ven las diferentes interfases [29]

3.2.6. Descripción de controlador marca Comap modelo Intellimains

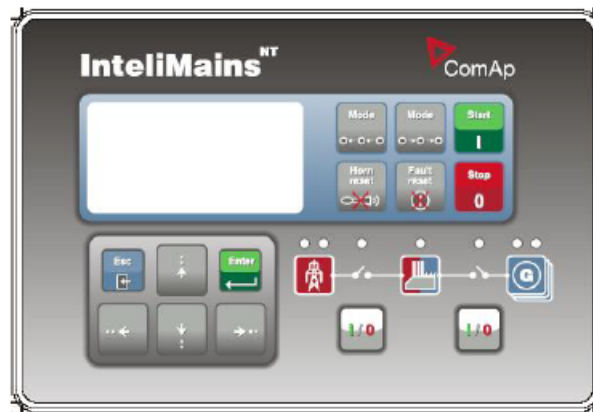


Figura 3.19: Vista frontal del controlador modelo Intelimains NT GC marca Comap [11]

Las funciones de este controlador supervisor son:

- Sincronización de grupo de generadores
- Compartición de carga entre generadores
- Control de carga en paralelo con la red

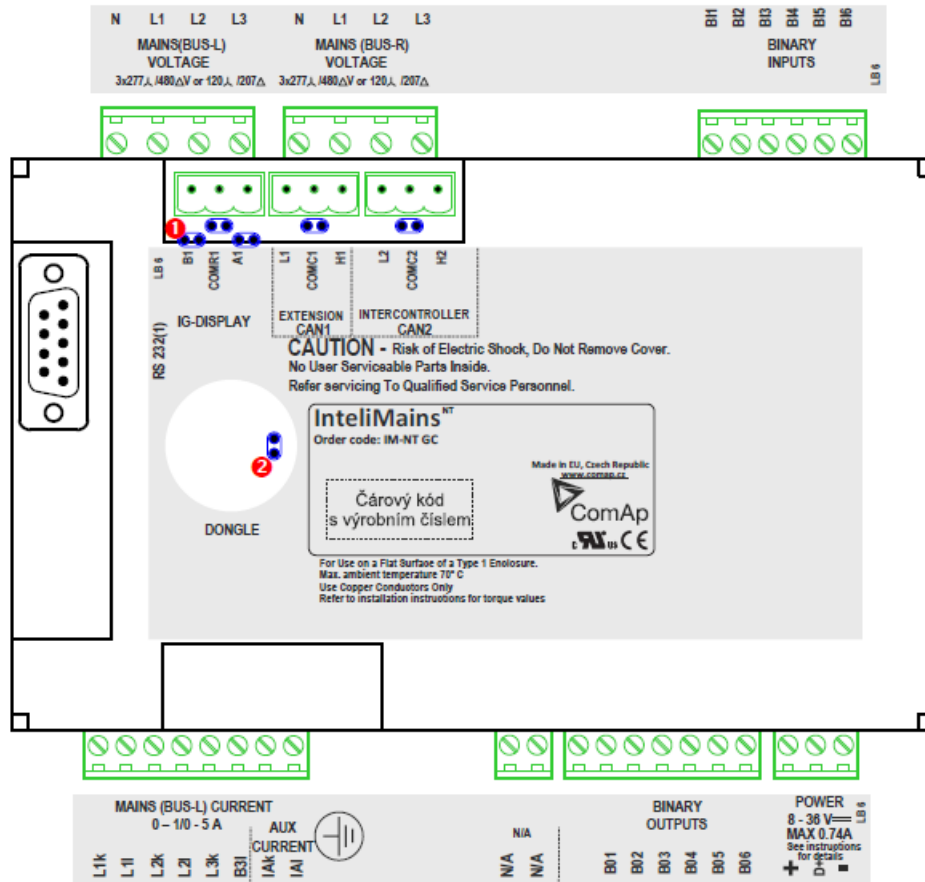


Figura 3.20: Vista por detrás del controlador model Intelimains NT GC marca Comap donde se ven las diferentes interfaces [12]

- PLC interno y temporizadores
- Monitoreo y configuración a través de PC
- Monitoreo a través de internet
- Protecciones integradas en el equipo para sobrevoltaje, bajo voltaje, sobre frecuencia y baja frecuencia
- Control de interruptores
- Pantalla monocromática incorporada

Las características técnicas ver [10] del controlador supervisor son:

- Rango de la fuente de 8 a 36 Vdc
- Fusible 2 A
- Máxima potencia de consumo 16 W
- Temperatura de operación entre -30 y 70 grados celcius
- Temperatura de almacenamiento -40 a 80 grados celcius
- Humedad de operación 95 %
- Entradas de voltaje 3 fases y neutra red
- Entradas de voltaje 3 fases y neutro bus

- Rango de voltaje medido entre 110V a 277V fase-neutro
- Voltaje máximo permitido 125 %
- Precisión de voltaje 1 %
- Rango de frecuencia 40 a 70 hz
- Precisión de frecuencia 0,1 hz
- Entradas de corriente 3 fases red
- Entradas de corriente 1 fase bus
- Rango de medición de corriente entre 1A o 5 A
- Corriente máxima permitida 200 %
- Precisión 2 %
- 6 entradas aisladas
- Impedancia de entrada 4,7 kohm
- 0-2 vdc cierre de contacto
- Sobre 4 apertura de contacto
- 6 salidas aisladas
- Máxima corriente .5 A por canal
- RS232, RS485, Canbus

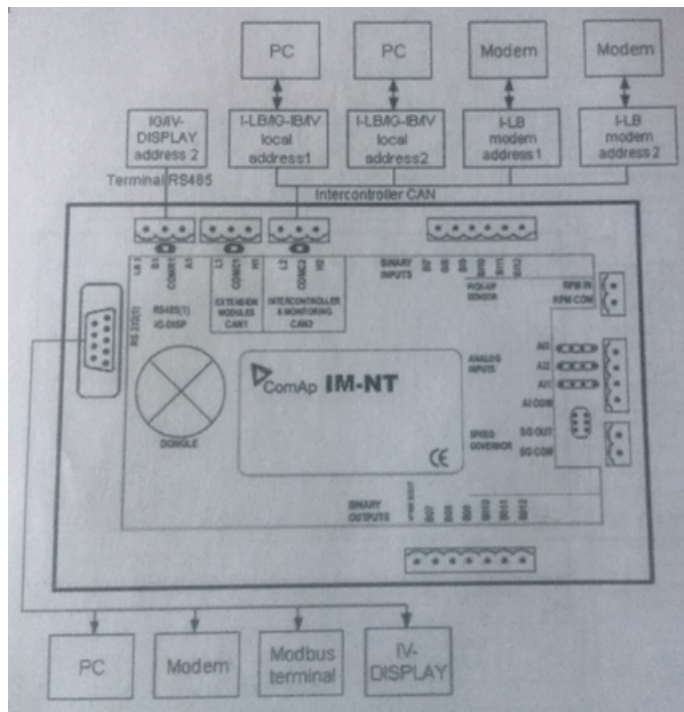


Figura 3.21: Configuración resumen de la comunicaciones del controlador Intelimains NT [10]

Existen botones de control de la pantalla y botones para manipular los interruptores.

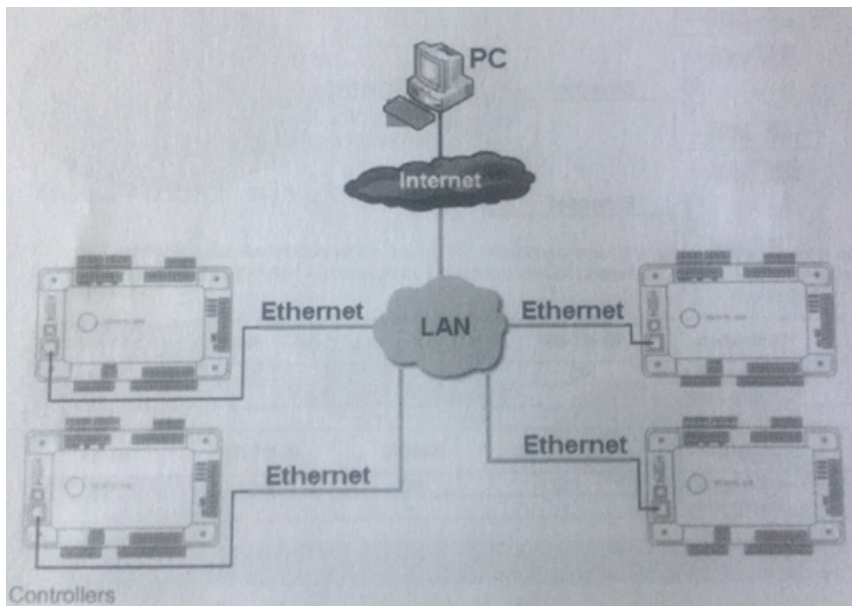


Figura 3.22: Configuración para comunicación por internet [10]

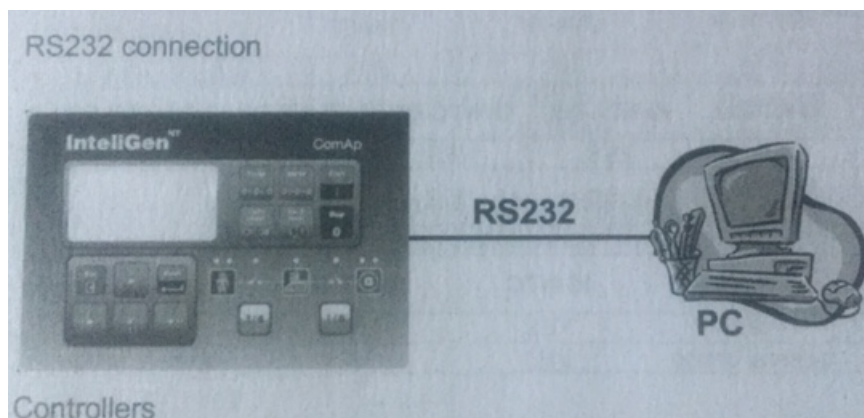


Figura 3.23: Configuración para comunicación local [12]

3.2.7. Descripción de controlador Cummins MCM3320

El controlador MCM3320 de Cummins posee un sistema embebido que contiene todo el sistema de paralelismo en una sola tarjeta. Esta tarjeta está diseñada para administrar múltiples cargas y grupos en paralelo con controladores power command de paralelismo. Permite transiciones abiertas, cerradas suaves y bruscas. La ventaja número uno es que las especificaciones indican que es 100% compatible con los controladores de los generadores modelo PCCP3100 instalados.

Características del MCM3320

- sincronización de bus permite que uno o más generadores que poseen controladores powercommand operen en mismo bus común activando el sincronismo. este controlador posee emparejamiento de la frecuencia o fase y voltaje. El rango comprende entre un

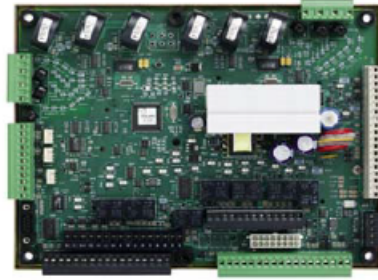


Figura 3.24: Foto del controlador MCM3320 [16]

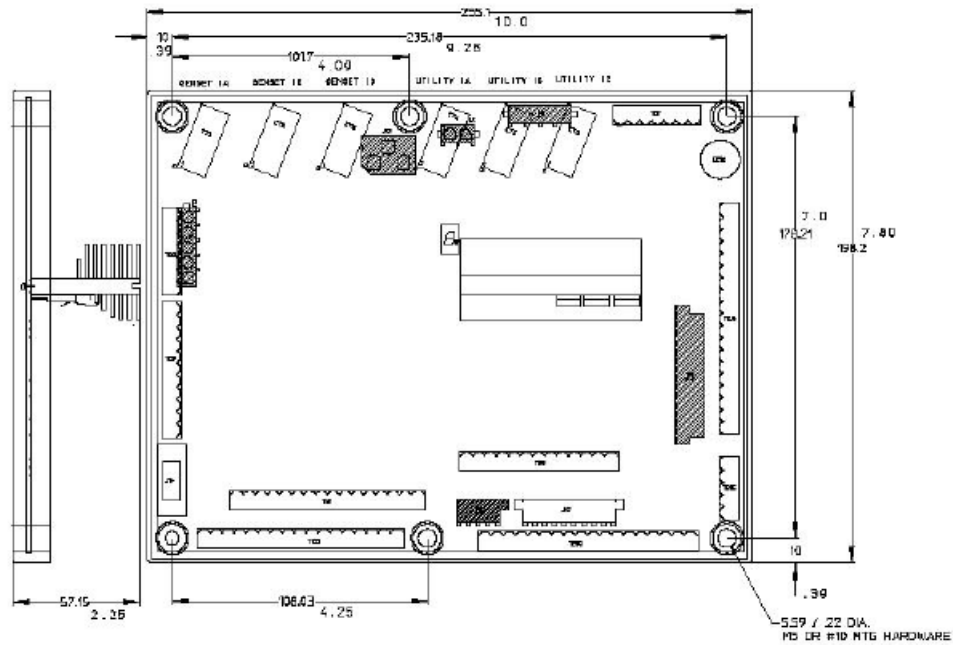


Figura 3.25: Configuración del MCM3320 [16]



Figura 3.26: Interfase amigable de interacción con el controlador [16]

90 a 110 % del voltaje nominal y $\pm 3\%$ en el rango de la frecuencia

- posee 2 fuentes de medición en alterna lo que permite medir las variables voltaje, frecuencia, y las funciones de potencia y energía del bus y de la red. Las entradas son

3 fases y el neutro para el voltaje y la corriente trifásica. Con un módulo adicional se puede censar voltajes hasta 35 kV.

- modo de prueba hace partir los GE con la opción de tomar la carga o hacerlo en vacío
- posee programador de tiempo para realizar pruebas automáticas con carga o en vacío
- controla la cantidad de GE que pueden operar simultáneamente de tal forma de optimizar el uso de los GE
- provee una señal de control para agregar o eliminar carga durante la operación
- se puede configurar los rangos del desfase del ángulo, voltaje, frecuencia y tiempos de retraso para el chequeo de sincronismo. La diferencia de ángulo puede ser entre .1 a 20 grados, la frecuencia entre 0.001 a 1 hz, el voltaje desde .5 a 10% y tiempo de permanencia de .5 a 5 segundos. Se usa este sistema para realizar transferencias de transición cerradas
- modbus RTU para monitoreo remoto

Los indicadores de estado del controlador del ATS son:

- Controlador operativo
- Red conectada
- Red disponible
- Generador conectado
- Generado disponible
- No en automático
- Falla al sincronizar
- Sincronizando
- Revisión del sincronismo
- Tiempo de partida
- Tiempo de parada
- Tiempo de programación de transición
- Tiempo de transferencia
- Tiempo de retransferencia
- En sincronismo
- Listo para cerrar
- Modo base carga
- Modo corte en punta
- Activación de la rampa de carga
- Desactivación de la rampa de carga
- Modo manual
- Modo standby
- Falla de la red
- Modo de prueba

Las funciones que tiene el mímico en el ATS son:

- Modo manual, test o automático para transferencia y retransferencia
- Alarma audible
- Indicador de falla
- Botón de partida de GE
- Botón de parada de GE
- Botón de apertura y cierre de interruptor de red
- Pantalla despliega mediciones. lista de alarmas, histórico de eventos, usuario y clave
- Indicadores de presencia de voltaje de red y GE
- Indicadores de falla de red y GE
- Indicador de presencia de voltaje en el bus
- Indicador estado del interruptor de red

3.3. Justificación de la elección del controlador

3.3.1. Cuadro Comparativo

En el siguiente cuadro comparativo se colocan las características del control que estaba instalado, la solución elegida (MCM3320) y el resto de los tipos de controladores.

	Opciones		
	Situación 2 PLC Logo Siemens	Solución MCM3320	Solución Otros controladores
Mediciones de voltaje, corriente integrados	No	Si	Si
Cálculos de potencia, energía, factor de potencia	No	Si	Si
Control integrado de interruptores	No	Si	Si
Entradas y salidas análogas y digitales específicas para aplicaciones de GE integradas	No	Si	Si
Protecciones por pérdida de la red integrados	No	Si	Si
Protocolo comunicación modbus RTU integrado	No	Si	Si
Protocolo comunicación para monitoreo local y remoto integrado	No	Si	Si
Modo paralelismo con la red integrado	No	Si	Si
Modo prueba manual sincronismo integrado	No	Si	Si
Modo sincronismo en bus común integrado	No	Si	Si
Una sola tarjeta controladora supervisor ATS integrado	No	Si	Si
Modo de transferencias de carga integrado	No	Si	Si
Modo de reducción o ingreso de cargas integrado	No	Si	Si
Modo peak shaving integrado	No	Si	Si
Menú configuración de tiempos de retraso ATS	No	Si	Si
Implica cambio del controlador GE	No	No	Si
Implica cambio del AVR	No	No	Si
Implica cambio del gobernador	No	No	Si
Implica cambiar panel remoto de alarmas	No	No	Si

Tabla 3.1: Tabla Comparativa

En la tabla 3.1 se comparan 3 soluciones para la parte de control del tablero de transferencia. Están indicadas las principales características de comparación entre los 3 tipos de soluciones, la primera basado en PLC (como era lo instalado), la segunda con el controlador MCM3320 de Cummins y, por último, la solución, utilizando cualquiera de los otros 6 controladores del mercado revisados en este capítulo.

De la tabla 3.1 se desprende que lo instalado que era existente no era una solución estándar para realizar este tipo de control. Más bien se usa un controlador universal y se adapta con un sinnúmero de otros dispositivos auxiliares para poder lograr el acometido, con la

consecuencia de tener muchos puntos de falla y no saber efectivamente lo que ocurre sino es bien programado. Las horas de integración, pruebas y programación en este tipo de soluciones, no es despreciable a la hora de comparar precios e indisponibilidad del sistema durante su ejecución. Por lo que fue descartado de un inicio como una solución.

La elección de controlador MCM3320 básicamente es económica y de tiempo de riesgo de indisponibilidad del respaldo del recinto. La solución MCM3320 dado que no implica reemplazar los controladores de GE PCCP3100 ni los gobernadores y AVR de los generadores, hace que el trabajo salga en la mitad del tiempo, se hagan menos pruebas de funcionamiento y se haga a un costo menor de la mitad que el resto de los controladores del mercado.

Finalmente, un costo que fue evaluado, y que resultó significativo, fue el colocar un respaldo adicional para que las instalaciones siempre quedaran con respaldo independiente del tiempo de trabajo que demore en realizar el cambio del control del ATS y los generadores. Este costo doblaba el reemplazar toda la instalación con nuevos controladores. Por lo que haber siempre dejado un grupo operativo y un sistema de control de bajada de cargas frente a un corte de energía fue una buena decisión.

La ingeniería de detalle y su puesta en marcha del controlador fue tercerizada a la empresa que realizó la instalación.

Resultados y análisis

Este capítulo contiene las pruebas y resultados de las pruebas aplicadas al nuevo controlador implementado. Primero se mostrarán las configuraciones, modos de operación del ATS y los ajustes más importantes realizados al controlador. Luego analizar las mediciones realizadas con el instrumento analizador marca Hioki modelo 3198, y su software de análisis 9624-50E v2.

4.1. Modos de operación implementados

Se implementaron los selectores rotativos de modo automático o manual, de prueba, de operación manual de los interruptores de red y carga. Los modos de operación son:

4.1.1. Modo automático

El controlador en modo automático ofrece la transferencia y retransferencia automática de una fuente a la otra fuente de energía. Sus circuitos de supervisión monitorean si las fuentes poseen la misma secuencia fase. En caso de que ambas fuentes no tengan la misma secuencia, la fuente que no está conectada se considerará como no disponible. En caso de que las fuentes estén en desequilibrio el sistema monitorea las relaciones de fases de voltaje. El porcentaje de desequilibrio de voltaje se calcula como la diferencia entre la fase mínima y máxima de voltaje divididos por la fase mínima de voltaje.

El rango de desequilibrio de caída y recuperación se ajusta con diferencial mínimo. La caída y recuperación es ajustable por separado. Cuando se detecta una condición de desequilibrio en la fuente primaria, el temporizador de desequilibrio comienza la temporización. Después de que el temporizador termina el conteo, la fuente se declara en falla, y se comienza la operación de transferencia a la carga secundaria.

4.1.2. Modo manual

Este modo opera cuando se deshabilita la transferencia y retransferencia automática, y se conmuta el selector rotatorio que indica automático a manual ver figura 4.1. El ATS funciona en forma de transferencia de transición abierta ya que quedan disponibles la manipulación de los interruptores de carga y red para apertura y cierre desde el panel de control del ATS. Los interruptores de los generadores se manipulan desde los controladores de los generadores, o sea, desde los PCCP3100.

El procedimiento de operación para la transferencia es el siguiente:

1. Abrir interruptor de red
2. Abrir interruptor de carga
3. Poner en marcha generador maestro y energizar el bus común
4. Ponen en marcha generador esclavo y sincronizar con el bus común usando el sincroscoPIO digital
5. Cerrar interruptor de carga

El procedimiento para retransferencia es el siguiente:

1. Abrir interruptor de carga
2. Cerrar interruptores de generadores y comenzar el tiempo de retraso de enfriamiento
3. Cerrar interruptor de red
4. Cerrar interruptor de carga



Figura 4.1: Selectores rotativos para cambiar de modo

4.1.3. Modo prueba

La operación de prueba se activa con el selector rotativo en posición encendido, la que simula una pérdida de la fuente primaria y transfiere de forma cerrada la carga a la fuente

secundaria. Al volver la posición del selector a su condición de apagado, le envía una señal al controlador del ATS para que realice la retransferencia de la carga de forma cerrada, a la fuente primaria.

4.1.4. Mímico

Se instalaron indicadores luminosos para interpretar de forma rápida la posición de los interruptores y señalar el funcionamiento o falla de las fuentes de energía ver figura 4.2. En detalle los indicadores luminosos son:

- Indicadores de la disponibilidad fuente primaria red, fuente secundaria generador 1 y 2 independientes
- Indicadores de posición de las protecciones de red, carga, y grupos generadores, todos independientes. El contacto de indicación de la posición del interruptor se activa solo cuando el interruptor está cerrado
- Indicadores de falla de los grupos generadores independientes
- Los indicadores de disponibilidad y energización se caracterizan por medir la presencia de tensión y se encienden cuando hay tensión a la entrada de los interruptores o en el bus común. El indicador si el bus común esta energizado es independiente de la fuente que este presente

El ejercitador de planta no fue activado dado la periodicidad del mantenimiento.



Figura 4.2: Foto del mímico con el cual se opera el ATS

4.2. Configuración tiempos del ATS

A través de la compuerta RS232 y el software de configuración del controlador se accede al menú para su configuración. Los tiempos de retraso configurados en el controlador fueron:

TDES	1 segundos retardo de arranque
TDEC	2 segundos retardo de parada + 180 seg. enfriamiento
TDEN	180 segundos retardo de emergencia a normal
TDNE	10 segundos retardo de normal a emergencia

Tabla 4.1: Configuración tiempos del ATS

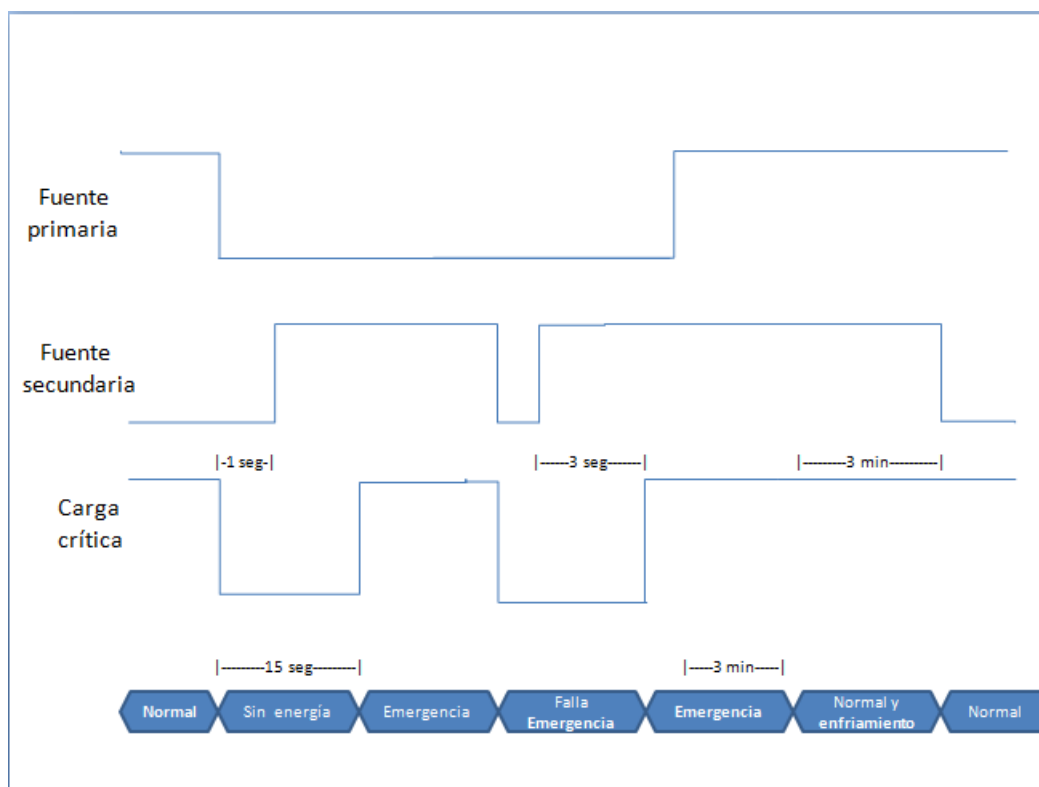


Figura 4.3: Diagrama de tiempo configurado en controlador

4.3. Configuración de ajustes de operación

Se realizaron los ajustes por sobrevoltaje, subvoltaje, sobrefrecuencia y subfrecuencia y sus tiempos de operación, de tal forma de proteger las instalaciones y realizar la transferencia de forma segura. Estos ajustes se hacen por separado para el bus común y para los generadores, las 2 entradas que posee el MCM3320. En tabla 4.2 se ven todos los ajustes realizados. En el caso de sobrevoltaje en el bus común provocado por la red este sobre 440 voltios por más de 3 segundos el controlador del ATS activa el modo de transferencia automática hacia los generadores.

Sobre voltaje	retiro	110 %	440 V
	ingreso	95 %	418 V
	retraso del retiro	3 segundos	
Bajo voltaje	retiro	90 %	324
	ingreso	90 %	360
	retraso del retiro	.5 segundos	

Tabla 4.2: Ajustes de voltaje de sincronismo del EPSS

Ambas entradas del MCM3320 se configuraron con los mismos parámetros de la tabla 4.2. En el caso de sobrefrecuencia en el bus común provocado porque la red esté sobre los 55.5 Hz por más de 5 segundos, el controlador del ATS activa el modo de transferencia automática hacia los generadores.

Valor central	50 Hz
Retraso del retiro	5 segundos
Umbral superior retiro	55.5 Hz
Umbral inferior retiro	55.0 Hz
Umbral superior ingreso	45.5 Hz
Umbral inferior ingreso	45.0 Hz

Tabla 4.3: Ajustes de frecuencia de sincronismo del EPSS

Se ajustó la ventana de sincronismo en un rango de 10 grados de desfase entre el bus común y los generadores, de no cumplirse esta condición, no se realiza el sincronismo entre las fuentes. Ver tabla 4.4 donde se muestran todos los rangos configurados.

Rango de desfase	10 grados
Ventana de tiempo	0.5 segundos
Rango de voltaje	5 %

Tabla 4.4: Ventana permitida de sincronismo

4.4. Descripción de las pruebas

En la figura 4.4 se muestra un resumen de las pruebas realizadas y los modos de operación ejecutados en dichas pruebas. Para simular cortes de la red y dar la orden al ATS para que transfiera, se manipuló el interruptor de entrada del ATS que se encuentra en tablero general. Al cerrar este mismo interruptor le da la orden al ATS para que transfiera la carga simulando la disponibilidad de la red que es la fuente primaria.

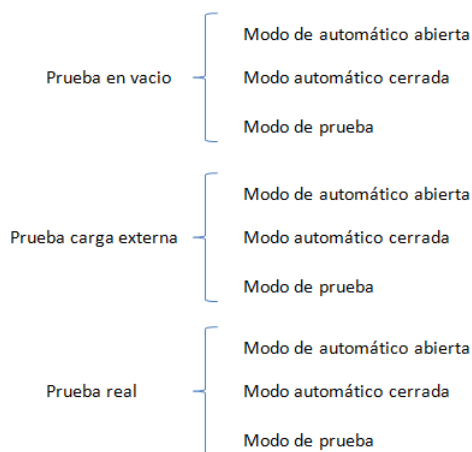


Figura 4.4: Diagrama simplificado de las pruebas y modos de operación realizados

En el modo de prueba se manipuló el selector rotativo ubicado en el mímico, el que en estado encendido, realiza la transferencia y luego al pasarlo a apagado realiza la retransferencia y deja el ATS en modo automático o manual, dependiendo del estado de ese selector rotativo.

Para configurar una transferencia de transición abierta y una cerrada hay que modificar la programación del controlador MCM3320 a través de un PC por puerto de comunicación RS232.

La prueba en vacío implica que no se coloca carga a la barra común, en este caso se dejó el interruptor de carga o salida abierto durante toda la prueba. Esta prueba corresponde a la primera de las pruebas para determinar si el ATS da las ordenes correctamente frente al modo automático que simula fallas de la red. Se realizaron 2 pruebas automáticas, una con transferencia de transición abierta y otra cerrada. Además, en vacío se chequeo el comportamiento del ATS en el modo de operación de prueba conocido también como "test".

La prueba con carga externa se realizó con una carga resistiva de 350 kW, la que permitió simular distintos niveles de carga para probar el modo de operación, demanda de carga conocido en inglés por "load demand". La carga se conectó en la protección disponible en tablero bypass manual. Este tablero permite aislar el ATS sin necesidad de cortar los servicios, además de probar el ATS, con la limitante de que la carga externa más la carga real no supere la capacidad del empalme.

El modo de demanda de carga se usa para optimizar el funcionamiento de los generadores,

por lo que se configura un umbral de cantidad de carga que define cuándo funciona el sistema con un generador o funciona con los 2 generadores.

La prueba con carga real fue la que se realizó la simulación de corte con las cargas del momento que tenía el edificio. Por ser un recinto crítico solo se permitió realizar una vez esta prueba.

Durante las pruebas se realizaron mediciones con un solo instrumento analizador marca Hioki modelo 3198, el que se colocó en el día 1 midiendo el voltaje del bus común y la corriente de la carga externa. Para el día 2, el instrumento se instaló para que midiera el voltaje del generador maestro y su carga.

4.5. Resultados pruebas

Se utilizó el software de análisis 9624-50E v2 de la marca Hioki, el que entregó los gráficos de señales de esta sección. En la figura 4.5 se muestra la secuencia que se realizó para las pruebas el día 1 y día 2.

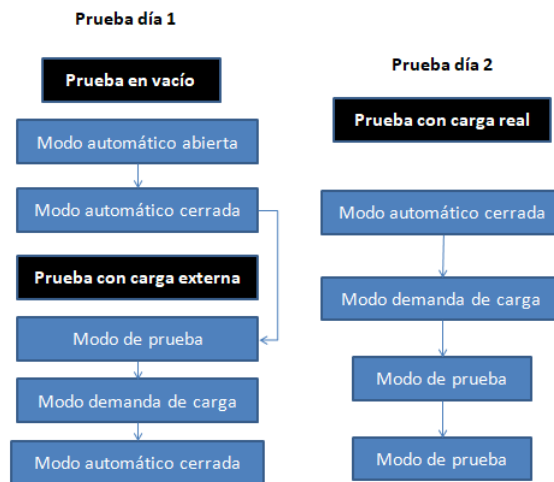


Figura 4.5: Secuencias de pruebas día 1 y 2

Las mediciones entregadas por el instrumento para el día 1 se resumen en la figura 4.6

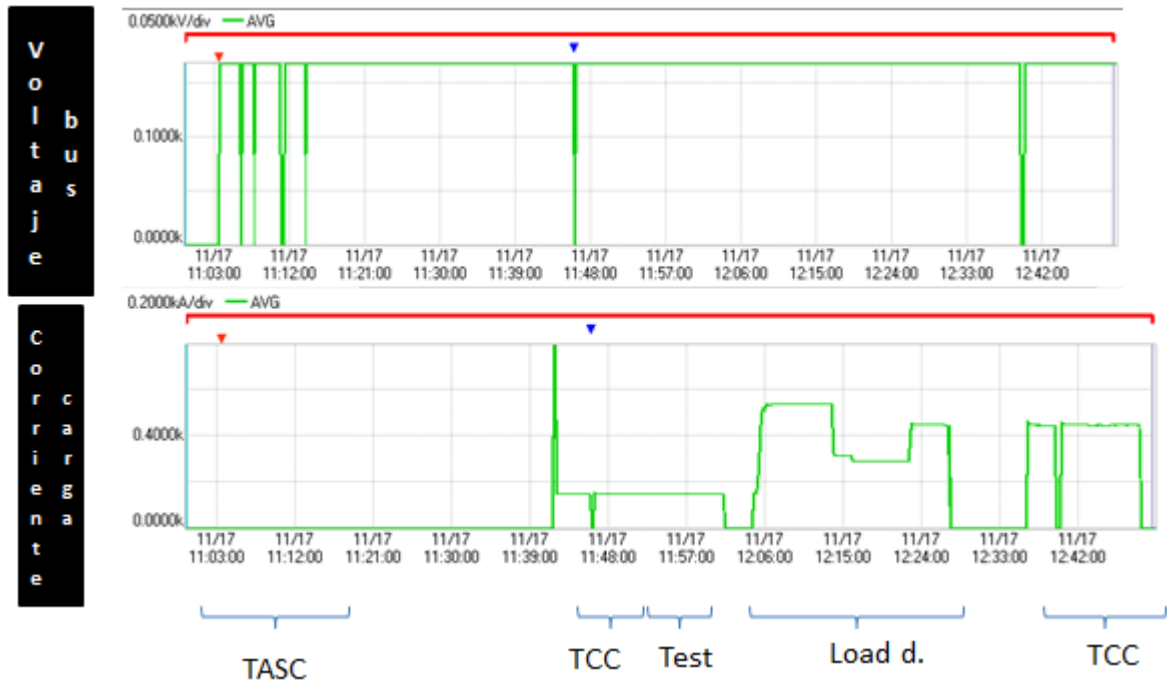


Figura 4.6: Pruebas en vacío y con carga externa

Las mediciones entregadas por el instrumento para el día 2 se resumen en la figura 4.7

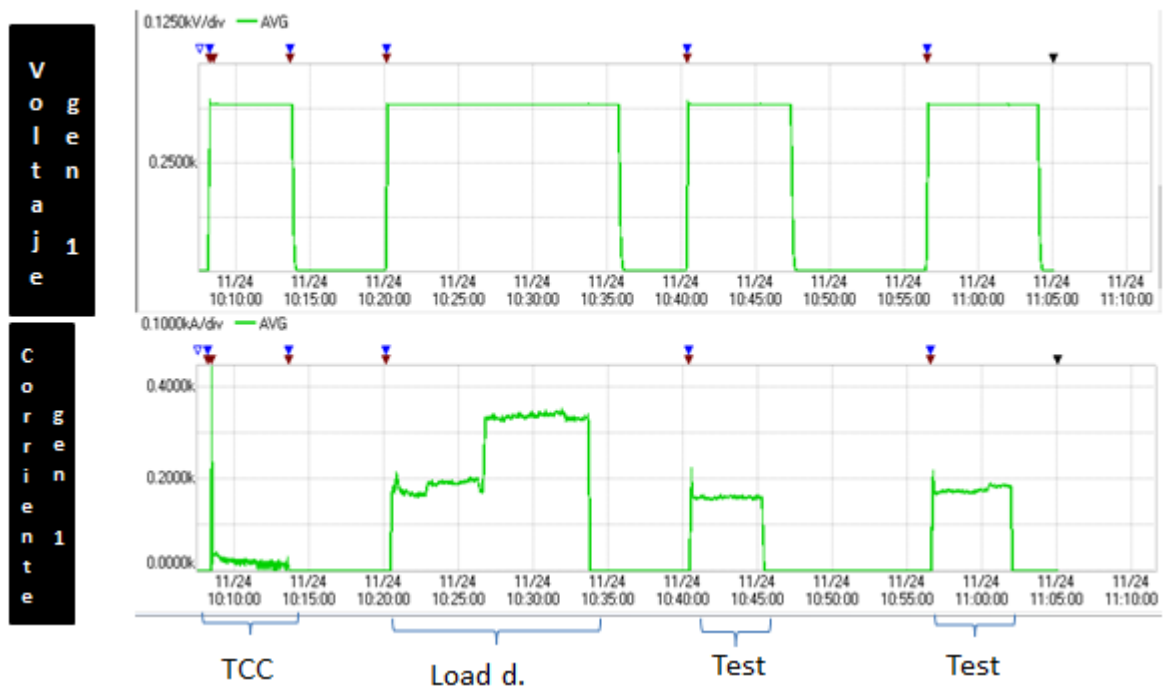


Figura 4.7: Pruebas con carga real

Durante la transferencia en modo automático de transición abierta se midieron los tiempos de funcionamiento del sistema TDNE y TDEN. El TDNE duró 7 segundos y el TDEN fue de

5 segundos más un tiempo de espera que no se pudo registrar ya que la red estaba disponible. La figura 4.8 muestra la respuesta del ATS frente al corte, donde la transferencia está en el gráfico superior y la retransferencia en el gráfico inferior.

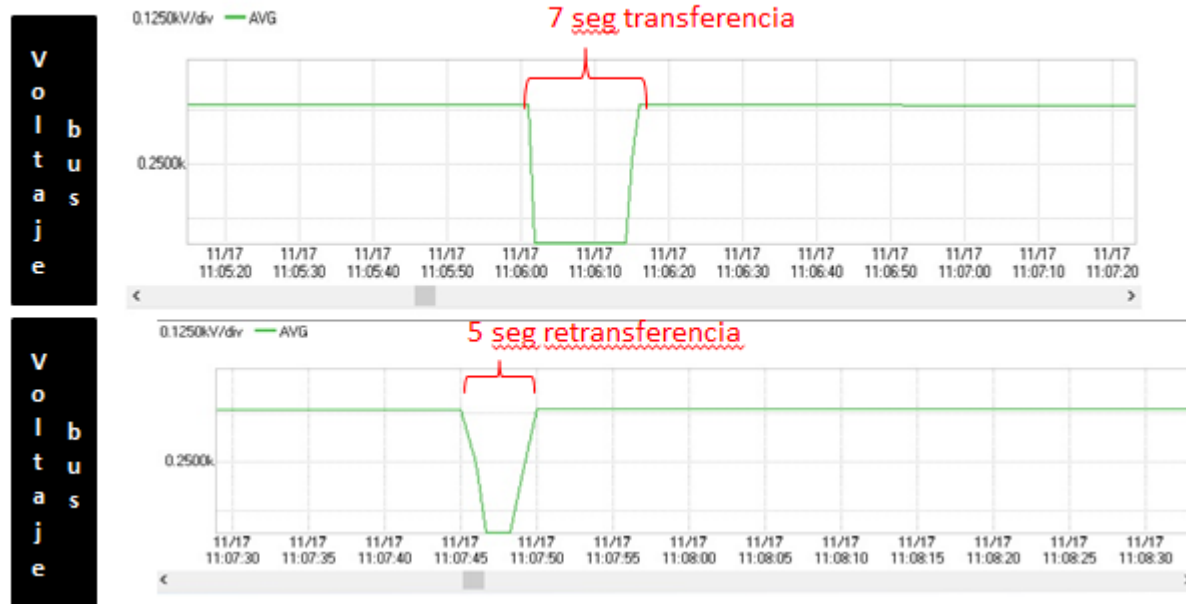


Figura 4.8: Transferencia de transición abierta

4.5.1. Pruebas con demanda de carga

Como cada generador tiene una capacidad de 550 kW y la potencia total de respaldo son 1100 kW. La partida del segundo generador será cuando la carga sea mayor a 440 kW que equivale al 80 % de su capacidad. La detención del segundo generador será cuando la carga sea menor a 330 kW que equivale al 60 % de su capacidad.

Como la carga externa era de menor capacidad se configuró el controlador MCM3320 a 210 kW para el umbral de detención y 280 kW para el umbral de partida del segundo generador. La carga externa se reguló inicialmente en 350 kW y luego se redujo a 193kW. La detención se realizó 5 minutos después de haber disminuido la carga.

Luego se aumentó la carga a 350 kW con lo que se activó el segundo generador lo que hizo que se repartieran equitativamente la carga nuevamente. Ver figura 4.9.

El día con la prueba real la carga fue menor a 330 kW lo que hizo que pasado los 5 minutos solo quedara un solo generador operativo. Ver figura 4.10.

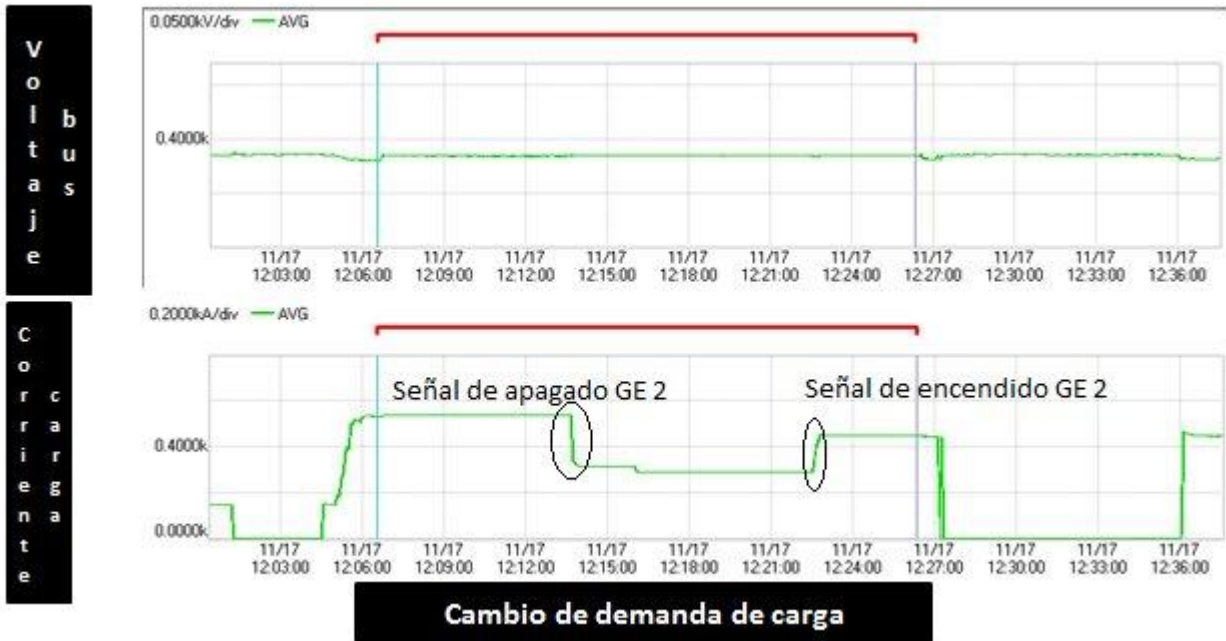


Figura 4.9: Prueba de demanda de carga día 1



Figura 4.10: Prueba de demanda de carga día 2

Conclusión

Existen en el mercado de hoy varias soluciones embebidas de control para supervisar individualmente el funcionamiento de tablero de transferencia que integran muchas funciones que ayudan a que el control de las transferencia sea más simple y fácil de realizar, que permiten un grado de flexibilidad y monitoreo para adecuarse a diferentes tipo de configuraciones de las instalaciones.

La elección del controlador MCM3320 fue económica y de reducción del tiempo de riesgo de indisponibilidad del respaldo del recinto ya que de esta forma no fue necesario en realizar gastos en respaldo adicional que hubiesen impactado significativamente en la operación y costos del proyecto.

El cambio del controlador se realizó en el período de desarrollo de este trabajo de memoria. Las modificaciones no afectaron el suministro de las carga críticas durante la implementación del trabajo. Durante la implementación las cargas críticas estuvieron respaldadas al menos con un generador. Se pudieron realizar las pruebas con carga externa y real del ATS y con diferentes niveles de carga para probar el modo demanda de carga. En general todas las pruebas realizadas para cada modo de operación resultó como lo esperado.

Las conclusiones finales del trabajo realizado son:

- El controlador de ATS MCM3320 fue compatible con los controladores de GE PCCP3100 exitosamente.
- El sistema operó correctamente frente a las pruebas de transición cerrada y abierta. Además, las pruebas de demanda de carga resultaron tanto para la carga externa como la real
- La implementación de los modos automático, manual y prueba funcionaron de la misma forma como estaban originalmente programados
- Se cumple con la toma de carga menor 10 segundos ocurrido un corte definida por la NFPA 110 para recintos nivel 1 y grupo 2 de la clasificación de la norma chilena 4 del 2003
- Los grupos se reparte de forma equitativa la carga
- El mímico simplifica la tarea al operador en caso de fallas y permite conocer el estado actual de la planta de generación de forma rápida
- La interface con pantalla LCD con iluminación posterior mejora la visibilidad de la

presentación de datos y ajustes ayudando al operador a conocer los tiempos de operación del ATS y su estado en mayor detalle. Además, con los botones de membrana llevan la pantalla de función en función o paso a paso en una misma función

- Los costos de implementación de la solución fueron los estimados, no se presentaron adicionales por lo tanto la solución fue la más económica

5.1. Trabajos futuros

A raíz de las manipulaciones a los interruptores de fuerza del tablero de transferencia pudo constatar que estas protecciones estaban sin mantenimiento desde que fueron instaladas y con signos de fallas no tan solo en las unidades de disparo sino que también en las cámaras de arco que posiblemente hayan sido provocados por cortocircuitos.

Estos interruptores les hace falta accesorios como un contador de operaciones para registrar la cantidad de operaciones que realizan.

Además, constructivamente el tablero de transferencia le hace falta aisladores de soporte de la barra del bus común para los esfuerzos mecánicos provocados por los altos niveles de cortocircuito que podrían ocurrir siendo una transferencia de transición cerrada asincrónica.

Quedo pendiente la habilitación de las comunicaciones modbus RTU del controlador supervisor MCM3320 para el monitoreo remoto a través de internet, solo existe un monitoreo local.

Glosario

Glosario de términos que se utilizan en esta memoria.

AMF: (Automatic mains failure) configuración de un generador y la red con la posibilidad de comunicación con el generador

ATS: (Automatic transfer switch) tablero de transferencia automática que conmuta de forma autónoma de una fuente a otra dependiendo las condiciones de cada fuente

AVR: (Automatic voltage regulator) es un dispositivo electrónico que controla la estabilización del voltaje a la salida del GE en variaciones de carga y temperatura. Sensa la tensión de salida y modifica la excitación del campo del generador para variar la tensión de salida

CAN bus: protocolo de comunicaciones basado en una topología bus para la transmisión de mensajes en entornos distribuidos

CHP: (Combined heat and power) producción simultánea de energía térmica y electricidad

ENEL: Empresa distribuidora de energía eléctrica de la región metropolitana de Chile

EPS: (Emergency power supply) fuente de generación de electricidad secundaria que funciona cuando la fuente primaria no está operativa

EPSS: (Emergency power supply system) sistema de respaldo compuesto del EPS y ATS. Este sistema funciona cuando la fuente primaria no está operativa

GE: Grupo Electrónico

HMI: (Human interface) interfase de máquina hecha para que un humano pueda interactuar de forma simple

IBC:(International building code) código que clasifica las carga según el nivel de criticidad para el respaldo de GE

J1939: corresponde a un estándar para el envío de datos por un bus CAN bus

MCM3320: Controlador supervisor en ATS marca CUMMINS modelo Master Command

Modbus RTU: es un protocolo basado en la arquitectura maestro-esclavo

Modbus TCP/IP: es un protocolo basado en la arquitectura cliente-servidor

MPM: (Multiple prime mover) configuración con varios generadores en paralelo

MPtM: (Multiple parallel to mains) configuración con varios generadores en paralelo con la red con transferencia de transición cerrada

MSB: (Multiple stand-by) configuración de varios generadores en paralelo con la red con transferencia de transición abierta

MTBF: (Mean time between failure) el tiempo medio entre fallas se usa como indicador para medir la fiabilidad del sistema

MTS: (Manual transfer switch) transferencia manual, por lo general se requiere de una persona para realizar esta transferencia

MTTR: (Mean time total repair) el tiempo medio de reparación durante las fallas, este indicador se usa para medir la mantenibilidad del sistema

NFPA: (National fire protection association) asociación americana de protección contra incendio que define los estándares de seguridad contra incendio en los estados unidos

PCCP3100: Controlador de grupo electrógeno existente marca CUMMINS modelo Power Command 3100 con función de paralelismo

PLC: (Programmable logic controller) es un controlador lógico programable que se usa para automatizar los procesos

PMG: (Permanent magnet synchronous generator) este generador se usa en grupos eléctricos para mejorar la respuesta a cargas no lineales o cargas de gran demanda que son muy oscilantes

PWM: (Pulse width modulation) la modulación por ancho de pulsos se usa para transmitir señales por un canal de comunicación. Consiste en modificar el ciclo de trabajo de una señal periódica

ROCOF: (Rate-of-change-of-frequency) es un indicador de estabilidad de la red por altas y bajas frecuencias esto permite que se pueda priorizar carga cuando hay problemas de estabilidad.

RPM: Revoluciones por minuto que da un motor

RS-232: es una interfaz para el intercambio de datos binarios serie entre un equipo terminal de datos, y equipo de comunicación de datos

RS-485: es un estándar para sistemas de comunicaciones serial que define las características

eléctrica de los controladores y receptores que utilizan este estándar

SPDT: (Single pole - double throw) es un tipo de relé que conmuta un polo común a otros dos polos, alternando entre ellos

SPM: (Single prime mover) configuración con un solo generador

SPtM: (Single parallel to mains) configuración de transferencia de transición cerrada con un generador y la red

STS: (Static transfer switch) transferencia estática la cual se caracteriza por ser menor a un ciclo de tal forma que la carga no percibe el cambio

TDEC: (Time delay for engine cool-down) tiempo de retraso para enfriamiento del motor

TDEF: (Time delay emergency fall) tiempo de retraso por fallo de la fuente de emergencia

TDEN: (Time delay emergency to normal) tiempo de retraso para pasar de condición de emergencia a normal

TDES: (Time delay on engine starting) tiempo de retraso en el arranque del motor

TDNE: (Time delay normal to emergency) tiempo de retraso para pasar de condición normal a emergencia

UL: (Under laboratory) grupo independiente de laboratorios que certifican equipamiento eléctrico y no eléctrico que cumplan lo especificado por el fabricante

UPS: (Uninterruptible power supply) es un aparato eléctrico que entrega una fuente secundaria de energía eléctrica producida por las baterías a la carga cuando la fuente primaria esta con problemas

UPSSS: (Uninterruptible power supply storage system) es un sistema eléctrico que entrega una fuente secundaria de energía eléctrica producida por elementos con almacenamiento energético, por ejemplo, baterías.

VS: (Vector shift) es un método de desconexión que se usa en sistemas con varios generadores y redes en paralelo para proteger las instalaciones

Bibliografía

- [1] National Fire Protection Association. *NFPA 70 National Electrical Code*. National Fire Protection Association, 2014 edition edition, 2014. Articles 445, 700, 701, 702, 705, 708.
- [2] National Fire Protection Association. *NFPA 37 Standard for the Installation and Use of Stationary Combustion Engines and Gas Turbines*. National Fire Protection Association, 2015 edition edition, 2015. Chapter 4, 5, 6, 7, 8.
- [3] National Fire Protection Association. *NFPA 110 Standard for Emergency and Standby Power Systems*. National Fire Protection Association, 2016 edition edition, 2016. Chapters 4, 5, 6, 7.
- [4] National Fire Protection Association. *NFPA 111 Standard on Stored Electrical Energy Emergency and Standby Power System*. National Fire Protection Association, 2016 edition edition, 2016. Chapter 4, 5, 6, 7.
- [5] National Fire Protection Association. *NFPA 1600 Standard on Disaster/Emergency Management and Business Continuity/Continuity of Operations Programs*. National Fire Protection Association, 2016 edition edition, 2016. Chapter 5 article 5.2.2.1.
- [6] National Fire Protection Association. *NFPA 99 Health Care Facilities Code*. National Fire Protection Association, 2018 edition edition, 2018. Chapter 6 article 6.7.1.2.4.1.
- [7] Telecommunication Industry Association. *TIA 942 Telecommunication Infrastructure Standard for Data Centers*. Telecommunication Industry Association, April 2005. Annex G.
- [8] P. Reymond B. Andre. *Automatic Transfer System Generic book*. Schneider Electric, a01 edition, 2016. Chapter 3, 4, 5, 6, 8,13.
- [9] National Fire Protection Association Annotated by Christopher D. Coache. *NFPA 110 Standard for Emergency and Standby Power Systems Handbook 2016*. National Fire Protection Association, third edition edition, 2016. Chapters 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7.
- [10] Comap. *InteliGen InteliSys InteliMains Communication guide for Comap controllers*. 2017.
- [11] Comap. *Guide Intellimains*. 2018.

- [12] Comap. *Inteli New Technology Modular Gen-set Controller*. May 2013.
- [13] International Electrotechnical Commission. *IEC 60947 Low-voltage Switchgear and Controlgear Part 6-1 Multiple Function Equipment - Transfer Switching Equipment*. International Electrotechnical Commission, edition 2.1 edition, 2013. Chapter 4.
- [14] International Code Council. *2015 International Building Code*. International Code Council, third edition edition, October 2015. Chapter 27.
- [15] Cummins. *Manual del operario controlador Power Command 3100*. 2012.
- [16] Cummins. *Manual del controlador Master Command 3320*. 2016.
- [17] Lovato Electric. *Engine and Generator Controllers*. Pd81gb1013 edition.
- [18] Francisco Javier González Fernández. *Teoría y Práctica del Mantenimiento Industrial Avanzado*. FC Editorial, quinta edición edition, 2015. Capítulo 3.
- [19] Woodward Gmbh. *EasYgen 3400/3500 P1/P2 Software Version 1.2102 or Higher*. 37528g edition, 2014.
- [20] Enríquez Harper. *El Libro Práctico de los Generadores, Transformadores y Motores Eléctricos*. LIMUSA, 2015. Capítulo 1.
- [21] Underwriters Laboratory Inc. *UL 1008 Transfer Switch Equipment*. Underwriters Laboratory Inc., fifth edition edition, May 2004. Chapter 1.
- [22] Woodward INC. *EasYgen 3100XT/3200XT(-LT) Introduction Presentation*. 2015.
- [23] Datakom Electronics Limited. *One Solution For All Genset Applications D-700 Auto Learning Synchronization Controller*. Rev-4.
- [24] Y. Hu B. Banerjee M. Chandorkar, D. Divan. *Novel Architecture and Control for Distributed UPS System*. Department of Electrical and Computer University of Wisconsin-Madison, 1994. Page 683.
- [25] Mark Cloutier Gil Moniz Mark W. Early, Christopher D. Coache. *NFPA 70 2014 Handbook*. National Fire Protection Association, 2014 edition edition, 2014. Articles 445, 700, 701, 702, 705, 708.
- [26] International Standard. *ISO 8528 Reciprocating Internal Combustion Engine Driven Alternating Current Generating Sets Part 5 Generating Sets*. International Standard, third edition edition, March 2013. Chapter 13.
- [27] Societa Italiana Costruzioni Elettriche Sumirago. *MC 100 Supervisor Controller for multiple parallel applications*. Datasheet mc 100 eng edition. Rev. 03.
- [28] Societa Italiana Costruzioni Elettriche Sumirago. *MC 100 Technical Handbook*. Eabm034503en edition, 2011. Rev. 03.

- [29] Deep Sea Electronics INC USA. *Datasheet DSE 8660 Auto Transfer Switch and Mains Control Module*. 055-086/04/11 (5) edition.
- [30] EATON Power Business Worldwide. *Instructions for Installation, Operation and Maintenance of Magnum SB Insulated Case Low Voltage Power Circuit Breakers*. Instructional leaflet ib2c12063h03 edition, 2012. Section 3.
- [31] EATON Power Business Worldwide. *Operation and maintenance of Magnum low voltage air circuit breakers*. Instructional booklet ib2c13060h05 edition, 2014. Section 3.
- [32] Manuel Álvarez Pulido. *Alternadores de Grupos Electrógenos*. Marcombo, tercera edición edition, 2013. Capítulo 3.

Anexos

- 8.1. **Ficha técnica del controlador actual de cada GE marca CUMMINS modelo Power Command 3100 (PCCP3100)**

Digital generator set control PowerCommand® 3100



> Specification sheet

Our energy working for you.™



Description

The PowerCommand® 3100 Control is a microprocessor-based generator set monitoring, metering and control system. The control provides an operator interface to the genset, digital voltage regulation, digital governing and generator set protective functions. The integration of all the functions into a single control system provides enhanced reliability and performance compared to conventional control systems.

The PowerCommand control is designed for mounting on the generator set and is suitable for use on a wide range of generator sets in non-paralleling applications. The PowerCommand Control will directly read AC voltages up to 600 VAC and can be configured for any frequency, voltage and power connection configuration from 120-600 VAC. It functions over a voltage range from 8 VDC to 35 VDC.

The control offers a wide range of standard control and digital display features so custom control configurations are not needed to meet application specifications. System reliability is not compromised by use of untested special components.

Power for PowerCommand control is usually derived from the generator set starting batteries.

Features

Digital engine speed governing controls - Provide isochronous frequency regulation.

Digital voltage regulation - 3-phase sensing.

AmpSentry™ protective relay - True alternator over current protection.

Analog and digital AC output metering.

Battery monitoring system - Senses and warns against a weak battery condition.

Digital alarm and status message display.

Generator set monitoring - Displays status of all critical engine and alternator generator set functions.

Smart starting control system - Integrated fuel ramping to limit black smoke and frequency overshoot, in addition to optimized cold weather starting.

Advanced serviceability - Utilizes InPower™, a PC-based software service tool.

PowerCommand network (optional) - Provides LonMark interface to external devices through a twisted pair wire.

Certifications - Suitable for use on generator sets that are designed, manufactured, tested, and certified to relevant UL, NFPA, ISO, IEC, and CSA standards.

Warranty and service - Backed by a comprehensive warranty and worldwide distributor service network.

Operator panel

The operator panel provides the user with a complete package of easy to view and use information. Connections to the operator panel are locking plug interfaces for reliable, vibration-resistant interconnection to the generator set wiring harness.

Control switches and functions

Run/off/auto mode control switch - The *not in auto* lamp will flash when the control is in the run or off mode. In the *auto* mode, the generator set can be started with a start signal from a remote device, such as an automatic transfer switch. In the *run* position the generator set will start and accelerate to rated speed and voltage. In the *run* mode, the control can be configured to operate at idle speed with the excitation switched off.

Panel lamp control switch - Depressing the *panel lamp* switch will cause the panel illumination to operate for approximately 8 minutes.

Emergency stop control switch - Pressing the *emergency stop* switch will cause the generator set to immediately shut down. The generator set is prevented from running or cranking with the switch pressed in.

Reset switch - Clears the digital display and status panel and allows the generator set to be started after a fault has been corrected.

Self test switch - Prompts the control to perform a self-test of the system and displays all fault messages.

Phase select switch - Controls the phase that is displayed on the analog AC Instrumentation.

Operator adjustments - The control includes provisions for many set up and adjustment functions via raise/lower switches on the operator panel. Functions that can be adjusted by the operator include:

- Time delay start (0-300 seconds)
- Time delay stop (0-600 seconds)
- Alternator voltage ($\pm 5\%$)
- Alternator frequency ($\pm 5\%$)

Indicating lamps

The operator panel includes a series of LED indicating lamps to allow the operator to view the general status of the generator set. Functions displayed include:

Red (flashing) lamp to indicate *not-in-auto* mode and a red lamp to indicate common shutdown.

Amber lamp for common warning.

Phase and scale indication. Indicates the phase that is displayed on the analog AC instruments.

Analog AC metering panel

The PowerCommand control is equipped with an analog AC metering panel that displays 3-phase line-to-line AC volts and current, kW and frequency.

Analog metering on the control panel provides clear indication of generator set stability including the magnitude of displacement and rate of change during lead transients which cannot be viewed clearly with digital metering equipment. These meters are also ideal for “walk-by” status checks by the operator. All meters are 63.5 mm (2.5 in), 90-degree scale. Meter faces UV protected against discoloration from exposure to sunlight. The kilowatt meter and ammeter are scaled in percent of AC output for easy recognition of generator set status and load level (0-90% of rating: green; 90-100% of rating: amber; >100% of rating: red).

Percent kilowatt meter - Indicates 3-phase AC power output as a percent of rated load. Provides a true indication of total kW load on the generator set, regardless of the load power factor. Scale is 0-125%. Accuracy is $\pm 5\%$.

Frequency meter - Indicates generator set output frequency in hertz. Calculated frequency is based on engine speed and alternator voltage zero-crossing and is not affected by voltage waveform distortion caused by non-linear loads. Scale is 45-65 Hz. Accuracy is ± 0.5 Hz.

AC voltmeter - Dual scale AC voltmeter indicates alternator output voltage. Accuracy: $\pm 2\%$. Scales: 0-300 VAC, 0-600 VAC; 0-400 VAC, 0-750 VAC; 0-5260 VAC; or 0-15,000 VAC.

% AC ammeter - Indicates current output in percent of maximum rated standby current. Accuracy: $\pm 2\%$. Scale: 0-125%.

Alphanumeric display panel

The PowerCommand control is provided with an alphanumeric display capable of displaying 2 lines of data with approximately 20 characters per line. The display is accompanied by a set of six tactile-feel membrane switches that are used by the operator to navigate through control menus and to make control adjustments. (There are no rotary potentiometers in the control. All adjustments are made via the display panel or InPower). Display is configurable for multiple languages. It is configurable for units of measurement.

All data on the control can be viewed by scrolling through screens with the navigation keys.

The control displays all active fault conditions with the latest displayed first. Active and inactive faults are displayed.

The display panel includes a screen-saver timer that will turn off the display after 10 minutes of inactivity. Touching any key will turn the screen back on.

Generator set hardware data - Generator set rating in kVA, generator set model number. The control stores the software version present in the control.

Data logs - Number of start attempts and duration of generator set running time. Generator set kWh produced.

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

Fault history - Provides a record of the most recent fault conditions with time stamp. Up to 20 events are stored in the control non-volatile memory.

Load profile data - Control logs data indicating the operating hours at percent of rated kW load in 10% increments. InPower is used to read this.

Generator set output voltage - All phases, line-to-line and line-to-neutral, accuracy 1%. Data for all phases is displayed simultaneously to allow viewing of voltage balance.

Generator set output current - All phases, accuracy 1%. Data for all phases is displayed simultaneously to allow viewing of load balance.

Generator set output frequency.

Generator set power output - PowerCommand displays generator set kW and power factor with leading/lagging indication. Accuracy 5%.

Generator set kWh power output - Displays total kilowatt-hours produced by the generator set.

Engine starting battery voltage.

Engine lube oil pressure.

Engine coolant temperature.

Engine lube oil temperature.

Engine exhaust temperature (option).

Service adjustments - The operator panel includes provisions for adjustment and set up of all control functions in the generator set. The operator panel includes an access code that is used to protect the control from unauthorized service level adjustments.

Internal control functions

Engine control

Remote start mode - PowerCommand accepts a ground signal from remote devices or a network signal to automatically start the generator set and immediately accelerate to rated speed and voltage.

PowerCommand includes a smart starting system that is designed to quickly start the engine, minimize black smoke, minimize voltage and frequency overshoot, and oscillations on starting. The control system does this by careful control of the engine fuel system and alternator excitation system.

The control can incorporate a time delay start and a warm-up period at idle speed. See *Engine governing* for details.

Sleep mode - PowerCommand can be configured to include a sleep mode. When enabled, and when the mode select switch is in the *off* position, the control will revert to a low power consumption mode until a control switch on the operator panel is operated or a remote signal is received.

Fault simulation mode - PowerCommand, in conjunction with InPower software, will accept commands to allow a technician to verify the proper operation of all protective functions of the control by simulating failure modes or by forcing the control to operate outside of its normal operating ranges.

Engine starting - The control system automatically controls the engine starter and provides proper engine fueling and alternator control to provide fast and efficient starting.

Cycle cranking - Configurable for number of starting cycles (1 to 7) and duration of crank and rest periods. Control includes starter protection algorithms to prevent the operator from specifying a starting sequence that might be damaging.

Time delay start and stop (cool down) - Configurable for time delay of 0-300 seconds prior to starting after receiving a remote start signal; and for time delay of 0-600 seconds prior to ramp-to-idle or shutdown after signal to stop in normal operation modes. Default for both time delay periods is 0 seconds.

Engine governing

The PowerCommand control includes integrated digital governing capability to directly drive an engine fuel control valve. Features of the governing system (when enabled) include:

Isochronous governing - Controls engine speed within $\pm 0.25\%$ for any steady state load from no load to full load. Frequency drift will not exceed $\pm 0.5\%$ for a 33 °C (60 °F) change in ambient temperature over an 8 hour period.

Temperature dynamics - Modifies the engine fuel system (governing) control parameters as a function of engine temperature. Allows engine to be more responsive when warm and more stable when operating at lower temperature levels.

Idle mode - The control system accepts a signal to control engine speed to a preset, adjustable idle speed when operating in the *run* mode.

Alternator control

PowerCommand includes an integrated 3-phase line-to-neutral sensing voltage regulation system that is compatible with either shunt or PMG type excitation systems. The voltage regulation system is full wave rectified and has a PWM output for good motor starting capability and stability when powering non-linear loads. Major system features include:

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

©2007 | Cummins Power Generation Inc. | All rights reserved | Specifications subject to change without notice | Cummins Power Generation and Cummins are registered trademarks of Cummins Inc. PowerCommand, InPower, AmpSentry and "Our energy working for you." are trademarks of Cummins Power Generation. Other company, product, or service names may be trademarks or service marks of others.

S-1025g (1/08) Page 3 of 6



Digital output voltage regulation - PowerCommand will regulate output voltage to within 0.5% for any loads between no load and full load. Voltage drift will not exceed $\pm 0.5\%$ for a 33 °C (60 °F) change in temperature in an 8 hour period. On engine starting, or sudden load acceptance, voltage is controlled to a maximum of 5% overshoot over nominal level. Control is configurable for operation of self-excited or separately-excited alternators.

Torque-matched V/Hz overload control - The rate of decay (i.e., the slope of the v/Hz curve) is adjustable in the control.

Fault current regulation - PowerCommand will regulate the output current on any phase to a maximum of 3 times rated current under fault conditions for both single phase and three phase faults. The regulation system will drive a permanent magnet generator (PMG) to provide 3 times rated current on all phases for motor starting and short circuit coordination purposes.

Protective functions

On a warning condition the control will indicate a fault by lighting the warning LED on the control panel and displaying the fault name and code on the operator display panel. The nature of the fault and time of occurrence are logged in the control. The service manual and InPower service tool provide service keys and procedures based on the service codes provided.

On a shutdown condition, the control will light the shutdown LED on the control panel, display the fault name and code, initiate shutdown and lock out the generator set. The control maintains a data log of all fault conditions as they occur and time stamps them with the engine operating hours data.

Some protective functions within the control system are configurable for warning or shutdown.

PowerCommand provides the following system protective functions:

Ground fault warning (option - 600 VAC class generator sets with solid ground) - Ground fault sensing is adjustable over a range of 100-1200 amps with time delays of 0-1 second. May be configured for shutdown rather than alarm.

Configurable alarm and status inputs - PowerCommand will accept up to four alarm or status inputs (configurable contact closed to ground or open) to indicate customer-specified conditions. The control is programmable for warning or shutdown and for labeling the input.

Emergency stop - Annunciated whenever the local or remote emergency stop signal is received. Alarm panel distinguishes between local or remote operation.

Engine protection

Over speed shutdown - Default setting is 115% of nominal.

Low lube oil pressure shutdown - Level is preset to match the capabilities of each engine. Control includes time delays to prevent nuisance shutdown signals.

Low lube oil pressure warning - Level is preset to match the capabilities of each engine. Control includes time delays to prevent nuisance shutdown signals.

High coolant temperature shutdown - Level is preset to match the capabilities of each engine. Control includes time delays to prevent nuisance shutdown signals.

High coolant temperature warning - Level is preset to match the capabilities of each engine. Control includes time delays to prevent nuisance shutdown signals.

Low coolant level warning/shutdown.

Low coolant temperature warning - Indicates that engine temperature may not be high enough for a 10-second start or proper load pickup.

Low and high battery voltage warning - Indicates battery charging system failure by continuously monitoring battery voltage.

Weak battery warning - The control system will test the battery bank each time the generator set is signaled to start and indicate a warning if the generator set battery indicates impending failure.

Fail to start (overcrank) shutdown.

Fail to crank shutdown - Control has signaled starter to crank engine but engine does not rotate.

Redundant starter disconnect.

Cranking lockout - The control will not allow the starter to attempt to engage or to crank the engine when the engine is rotating.

Sensor failure indication - All analog sensors are provided with sensor failure logic to indicate if the sensor or interconnecting wiring has failed. Separate indication is provided for fail high or low.

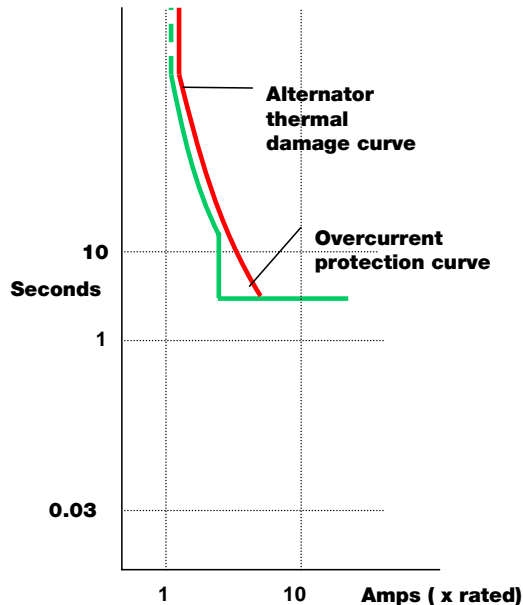
AmpSentry protective relay

A comprehensive monitoring and control system integral to the PowerCommand Control System that guards the electrical integrity of the alternator and power system by providing protection against a wide array of fault conditions in the generator set or in the load. It also provides single

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

and three phase fault current regulation so that downstream protective devices have the maximum current available to quickly clear fault conditions without subjecting the alternator to potentially catastrophic failure conditions. See document R1053 for a full size time overcurrent curve.



R1053

Functions include:

Over current warning - Output current on any phase at more than 110% of rating for more than 60 seconds or more than 400% for more than 1 second.

Over current shutdown (51) - Output current on any phase is more than 110%, less than 175% of rating and approaching thermal damage point of alternator. Control includes algorithms to protect alternator from repeated over current conditions over a short period of time.

Short circuit shutdown - Output current on any phase is more than 110%, more than 175% of rating, and approaching thermal damage point of alternator. Control includes algorithms to protect alternator from repeated over current conditions over a short period of time.

High AC voltage shutdown (59) - Output voltage on any phase exceeds preset values. Time to trip is inversely proportional to amount above threshold. Setting is more than 110% for 10 seconds or instantaneous at more than 130% of nominal voltage.

Low AC voltage shutdown (27) - Voltage on any phase has dropped below a preset value. Setting is 85% for 10 seconds.

Under frequency shutdown (81u) - Generator set output frequency cannot be maintained. Settings are 10% nominal governor set point with a 20 second time delay.

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

Over load (kW) warning - Provides a warning indication when engine is operating at a load level over 100% for more than 5 seconds. A dedicated output relay is provided for use by the customer for load shedding.

High alternator temperature (option).

Environment

The control is designed for proper operation without recalibration in ambient temperatures from -40 °C to +70 °C (-40 °F to +158 °F) and for storage from -55 °C to +80 °C (-67 °F to +176 °F). Control will operate with humidity up to 95%, non-condensing and at altitudes up to 5000 m (13,000 feet).

The control system is housed in a NEMA 1/IP23 enclosure. The operator control panel has a single membrane surface which is impervious to the effects of dust, moisture, oil and exhaust fumes. The panel uses sealed membrane or oil-tight switches to provide long reliable service life in harsh environments.

The control system is specifically designed and tested for resistance to RFI/EMI and to resist the effects of vibration to provide a long reliable life when mounted on a generator set. The control includes transient voltage surge suppression to provide compliance to referenced standards.

Control interface

Input signals to the PowerCommand control include:

Remote start signal - May be connected via either discrete signal or Lon™ Network, or both for premium reliability.

Remote emergency stop.

Configurable customer inputs - Control includes (4) input signals from customer discrete devices that are configurable for warning, shutdown or status indication, as well as message displayed.

Low fuel level input.

Remote alarm reset.

Output signals from the control include:

Auxiliary "run" relays - (up to 3 optional) Each relay provides three sets of Form C contacts rated 2 A @ 30 VDC.

Generator set common shutdown signal - Form C relay contact (1 normally open and 1 normally closed contact with common) rated 2 A @ 30 VDC/180 VAC.

Load shed signal - Form A relay contact, rated 2 A @ 30 VDC/180 VAC. Operation is configurable for under frequency or over kW load, or both.

Ready to load signal - Form A relay contact, rated 2 A @ 30 VDC/180 VAC. Operates when the generator sets has reached 90% of rated speed and voltage and latches until generator set is switched to off or idle mode.

NFPA110 alarm relays - One form A contact for each condition, each rated 2 A @ 30 VDC/180 VAC.

Control power for auxiliary devices is available from the controller.

Network connections include:

Serial interface - This communication port is to allow the control to communicate with a personal computer running InPower software.

Echelon LonWorks™ interface (optional) - PowerCommand generator sets incorporating this option are LonMark compliant.

Software

InPower - A PC-based software service tool that is designed to directly communicate to PowerCommand generator sets and transfer switches to facilitate service and monitoring of these products.

PowerCommand for Windows® - A software tool that is used to remotely monitor and control generator sets, transfer switches and other on-site power system devices.

Warranty

PowerCommand control systems are a part of complete power systems provided by Cummins Power Generation, and are covered by a one-year limited warranty as a standard feature.

Extended warranty options are available for coverage up to 10 years.

Certifications

PowerCommand meets or exceeds the requirements of the following codes and standards:

NFPA110: for Level 1 systems.

UL508: Recognized or Listed and suitable for use on UL 2200 Listed generator sets.

CSA C282-M1999: Compliance

CSA 22.2 No. 14 M91: Industrial Controls

ISO 8528-4: 1993 compliance, Controls and Switchgear

NFPA99: Standard for Health Care Facilities

CE Mark

EN 50081-2: Industrial Emissions

EN 50082-2: Industrial Susceptibility

ISO 7637, pulses #2b, 4: DC Supply Surge Voltage Test

Mil Std 202C Method 101: Salt Fog Test

ANSI C62.41: Surge Withstand

IEC 801.2, 3, 4, 5

ISO9001: PowerCommand control systems and generator sets are designed and manufactured in ISO9001 certified facilities.

Options and accessories

- Key-type mode select switch
- Ground fault alarm module
- Exhaust temperature monitoring
- Alternator temperature monitoring
- Digital remote annunciator
- Digital output relay module
- LON interface
- Digital paralleling controls - functions can be field retrofitted to this basic control

See your distributor for more information

Cummins Power Generation

Americas

1400 73rd Avenue N.E.
Minneapolis, MN 55432 USA
Phone: 763 574 5000
Fax: 763 574 5298

Europe, CIS, Middle East and Africa

Manston Park Columbus Ave.
Manston Ramsgate
Kent CT 12 5BF United Kingdom
Phone 44 1843 255000
Fax 44 1843 255902

Asia Pacific

10 Toh Guan Road #07-01
TT International Tradepark
Singapore 608838
Phone 65 6417 2388
Fax 65 6417 2399

Warning: Back feed to a utility system can cause electrocution and/or property damage. Do not connect to any building electrical except through an approved device or after building main breaker is open.

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

©2007 | Cummins Power Generation Inc. | All rights reserved | Specifications subject to change without notice | Cummins Power Generation and Cummins are registered trademarks of Cummins Inc. PowerCommand, InPower, AmpSentry and "Our energy working for you." are trademarks of Cummins Power Generation. Other company, product, or service names may be trademarks or service marks of others.
S-1025g (1/08) Page 6 of 6



8.2. Ficha técnica del controlador nuevo del ATS marca CUMMINS modelo Master Command 3320 (MCM3320)

Generator set control PowerCommand® MCM3320



> Specification sheet

Our energy working for you.™



Description

The PowerCommand® Master Control Module (MCM3320) is a microprocessor-based system control component that is optimized for use with PowerCommand Digital Paralleling genset controls. The MCM3320 integrates master functions into a single control system, providing enhanced reliability and performance compared to conventional control systems.

The MCM3320 is configurable for a number of different operating arrangements. A Power Transfer Control function provides load transfer operation in open transition, closed transition or soft (ramping) transfer modes in a similar fashion to automatic transfer switch controls. The control includes extended parallel/peak shave functions. System topologies supported include transfer pair, common bus (no gen main breaker) and isolated bus with and without logically controlled generator main.

The MCM3320 will directly read AC voltages up to 480 VAC, and can be configured for any frequency, voltage and power connection configuration from 110 to 35,000 VAC.

The MCM3320 is designed for switchgear mounting, but is environmentally protected for operation in severe applications.

Control power for the MCM3320 is typically derived from the generator set starting batteries. The module can be connected to two independent DC sources for redundancy. The control functions over a voltage range from 9 VDC to 32 VDC and requires less than 1 amp for operation.

PowerCommand controls are supported by a worldwide network of independent distributors who provide parts, certified service and warranty support.

Features

Bus synchronizing - Allows one or more gensets with PowerCommand digital paralleling controls operating on a common bus to be actively synchronized to another system bus. Synchronizing function provides for frequency/phase angle and voltage matching.

Dual source bus AC metering - Provides simultaneous metering of the genset bus and secondary bus for voltage, frequency, power and energy functions.

Test mode - Starts gensets with option to transfer the load to the genset bus (with load or without load test).

Real time clock with scheduler - Provides 12 programs and 6 exceptions for automatically initiating a test without load, test with load or a base load or peak shave session.

Load demand - Controls the number of generators sets operating to optimize system operating cost.

Load add/shed control - Provides signals to control remote loads so that bus overload is avoided on black start or due to system overloads while in operation.

Sync check - The sync check function has adjustments for phase angle window, voltage window, frequency window and time delay.

Diagnostics - A full suite of built-in diagnostics allows accurate and quick system troubleshooting.

Modbus RTU Interface - Allows easy system monitoring by many 3rd party devices.

Optional operator panels - Analog meter displays and auxiliary relay panels allow customization to meet specific site requirements with cost effective standard modules.

Advanced serviceability - Utilizing InPower™, a PC-based software service tool, as well as a comprehensive package of visual condition displays that are integrated onto the control board.

Construction

The MCM3320 is a single board, potted control module that interfaces to external components through locking plug-in terminal blocks suitable for wiring up to 2.5 mm (12 ga).

Status Indicators

The MCM3320 includes a series of integrated operator display functions.

On-board LEDs provides the following status indications:

- Control operating (green flashing)
- Utility connected (green)
- Utility available (green)
- Generator bus connected (amber)
- Generator bus available (amber)
- Common warning (amber)
- Not in auto (red flashing)
- Fail to synchronize (red)
- Synchronizing (green flashing)
- Sync check OK (green)

An on-board alphanumeric coded display provides the following status indications:

- Timing to start
- Timing to stop
- Timing program transition
- Timing to transfer
- Timing to retransfer
- Synchronizing
- OK to close
- Base load mode
- Peak shave mode
- Ramping load on
- Ramping load off
- Manual mode
- Standby mode
- Utility failed
- Test mode

The display also provides fault information to the user.

Functions

Bus synchronizing - Control incorporates a digital master synchronizing function to force a bus of connected generator sets to match the frequency, phase and voltage of another source such as a utility grid. The synchronizer includes provisions for proper operation even with highly distorted bus voltage waveforms and will accommodate up to a minimum of 20 gensets. The synchronizer can match other sources over a range of 90-110% of nominal voltage and up to ± 3 Hz and is configurable for units of measurement and has adjustable screen contrast and brightness.

The synchronizer function is configurable for slip frequency synchronizing for applications requiring a known direction of power flow at instant of breaker

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

closure or for applications where phase synchronization performance is otherwise inadequate.

Sync check - The sync check function decides when permissive conditions have been met to allow breaker closure. Adjustable criteria are: phase difference from 0.1-20°, frequency difference from 0.001-1.0 Hz, voltage difference from 0.5-10% and a dwell time from 0.5-5.0 seconds. Internally, the sync check is used to perform closed transition operations. An external sync check output is also available. In Master Sync only applications, sync check can also be configured individually to activate in live-dead, dead-live and dead-dead bus conditions.

Dual source bus AC metering - The control provides comprehensive three phase AC metering functions for both monitored sources, including: 3-phase voltage (line to-line and line-to-neutral) and current, frequency, phase rotation, individual phase and totalized values of kW, kVar, kVA and power factor; totalized positive and negative kW-hours, kVar-hours and kVA-hours. Three wire or four wire voltage connection with direct sensing of voltages to 480 V, and up to 35 kV with external transformers. Current sensing is accomplished with either 5 amp or 1 CT secondaries and with up to 10,000 amps primary. Maximum power readings are 32,000 kW/kVar/kVA.

Power transfer control - Provides integrated automatic power transfer functions including source availability sensing, gensets start/stop and transfer pair monitoring and control. The transfer/retransfer is configurable for open transition, fast closed transition (less than 100 msec interconnect time) or soft closed transition (load ramping) sequences of operation. Utility source failure will automatically start gensets and transfer load, retransferring when utility source returns. Test will start gensets and transfer load if test with load is enabled.

Sensors and timers include:

Under voltage sensor: 3-phase L-N or L-L under voltage sensing adjustable for pickup from 85-100% of nominal. Dropout adjustable from 75-98% of pickup. Dropout delay adjustable from 0.1-30 sec

Over voltage sensor: 3-phase L-N or L-L over voltage sensing adjustable for pickup from 95-99% of dropout. Dropout adjustable from 105-135% of nominal. Dropout delay adjustable from 0.5-120 seconds. Standard configuration is disabled, and is configurable to enabled in the field using the optional operator panel or InPower service tools

Over/under frequency sensor: Center frequency adjustable from 45-65Hz. Dropout bandwidth adjustable from 0.3-5% of center frequency beyond pickup bandwidth. Pickup bandwidth adjustable from 0.3-20% of center frequency. Field configurable to enable

Loss of phase sensor: Detects out of range voltage phase angle relationship. Field configurable to enable

Phase rotation sensor: Checks for valid phase rotation of source. Field configurable to enable

Breaker tripped: If the breaker tripped input is active, the associated source will be considered as unavailable

Genset online capacity sensor: Optionally enabled sensor. Use to require minimum kW capacity online before closing generator bus main breaker

Timers: Control provides adjustable start delay from 0-3600 sec, stop delay from 0-3600 sec, transfer delay from 0-120 sec, retransfer delay from 0-1800 sec, programmed transition delay from 0-60 sec and maximum parallel time from 0-1800 sec

Breaker control - Utility main and genset main breaker interfaces include separate relays for opening and closing breaker, as well as inputs for both 'a' and 'b' breaker position contacts and tripped status. Breaker diagnostics include contact failure, fail to close, fail to open, fail to disconnect and tripped. Upon breaker failure, appropriate control action is taken to maintain system integrity.

Extended paralleling - In extended paralleling mode (when enabled) the controller will start gensets and parallel to a utility source and then govern the real and reactive power output of the gensets based on the desired control point. Function will support up to 20 gensets with a total rating of up to 32000 kW. The control point for the real power (kW) can be configured for either the genset bus metering point ("base load") or the utility metering point ("peak shave"). The control point for the reactive power (kVar or power factor) can also be independently configured for either the genset bus metering point or the utility metering point. This flexibility would allow base kW load from the gensets while maintaining the utility power factor at a reasonable value to avoid penalties due to low power factor. The system always operates within genset ratings. The control point can be changed while the system is in operation. Set points can be adjusted via hardwired analog input or adjusted through an operator panel display or service tool.

Scheduler - The scheduler (when enabled) allows the system to be operated at preset times in either test without load, test with load, or extended parallel mode. A real time clock is built in. Up to 12 different programs can be set for day of week, time of day, duration, repeat interval and mode. For example, a test with load for 1 hour every Tuesday at 2 AM can be programmed. Up to 6 different exceptions can also be set up to block a program from running during a specific date and time period.

Load demand - Load demand (when enabled) will attempt to match generating capacity to load, typically for the conservation of fuel or optimizing of generator set life. The load demand function will support from 2 to 4 gensets. Shutdown sequence can either be a fixed sequence or can be based on running hours. With fixed sequence method, the sequence can be changed while the system is in operation. Running hours method will

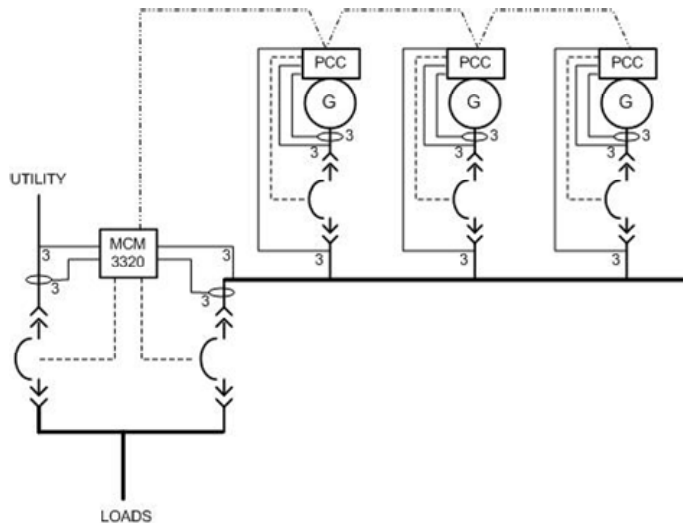
attempt to equalize genset hours over time by exchanging stopped and running gensets. To protect system integrity, load demand will restart all gensets whenever an overload condition is detected. The minimum amount of capacity to maintain online is adjustable. Initial delay for load demand to begin operation is adjustable from 1-60 minutes. Shutdown threshold is adjustable from 20-100% of online capacity minus one. Shutdown delay is adjustable from 1-60 minutes. Restart threshold is adjustable from 20-100% of online capacity. Run hours differential is adjustable from 1-500 hours.

Load add/shed - Load add and shed (when enabled) will control and monitor up to 6 load step levels (such as feeder breaker or automatic transfer switches) in any combination. Up to 6 levels of load add and up to 6 levels of load shed may be defined. The loads add/shed function will support up to 4 gensets. Loads can be added as gensets come online as well as on a timed basis. Loads are shed on a timed basis when an overload condition is detected, protecting system integrity. Shed loads can be restored through operator action. Manual load add and shed is also provided. Load add delay is adjustable from 1-60 sec. Load shed delay is adjustable from 1-10 sec.

System topologies - Controller is configured to operate in one of five possible system topologies.

These topologies can be used in combinations in larger systems with coordination by external device. Topologies that may be selected in the control include:

Transfer pair: System consists of a breaker pair - one a generator bus main and the other a utility main.

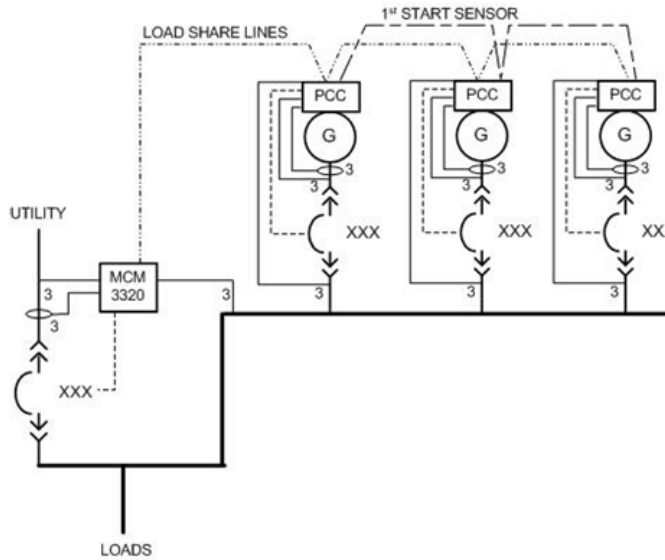


MCM3320 controls both breakers in open transition, fast closed transition or ramping closed transition modes. It can also be programmed to exercise the generator set bus in parallel with the utility or operate at a programmable output level.

Our energy working for you.™

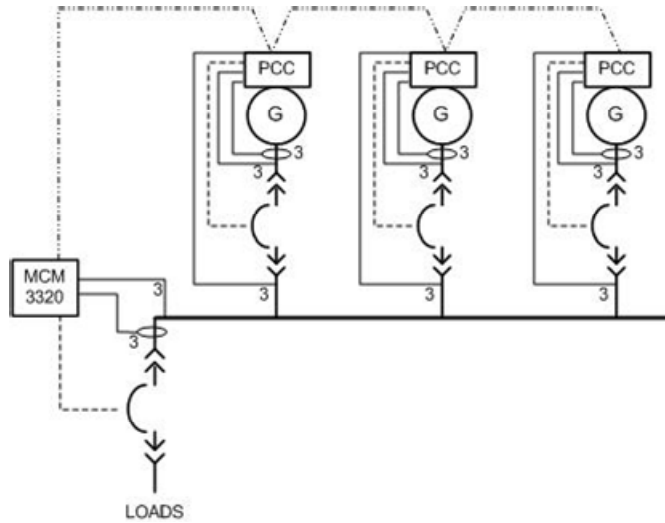
www.cumminspower.com

Common bus: system consists of a utility main breaker, but no genset main breaker (only individual genset paralleling breakers)



MCM3320 controls utility main breaker and genset paralleling breakers (via inhibit).

Isolated bus with or without gen main: System consists of an isolated bus and may include a genset main breaker. MCM3320 controls genset main breaker as a programmable function of bus capacity when required



Master synchronize only: controller will only perform metering, synchronizing, sync check and Modbus functions. Intended for use in systems where the only functions desired are metering and synchronizing

Protective functions and diagnostics

Data logging - The control maintains a record of control operations, warning conditions and other events. Records are time stamped.

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

Fault simulation mode - The MCM3320 in conjunction with InPower software, will accept commands to allow a technician to verify the proper operation of the control and its interface by simulating failure modes or by forcing the control to operate outside of its normal operating ranges. InPower also provides a complete list of faults and settings for the protective functions provided by the controller.

Protective functions - PowerCommand provides the following system protective functions for each breaker or bus. Note that each protective function will cause the control to take intelligent corrective action to best resolve the problem until an operator can address it. See the Intelligent protective action section for details. Diagnostics can be mapped to any of 8 configurable low-side driver outputs for external use such as driving relays, lamps or as signals to other system devices.

Breaker fail to close warning: When the MCM3320 signals a circuit breaker to close, it will monitor the breaker auxiliary contacts and verify that the breaker has closed. If the control does not sense a breaker closure within an adjustable time period after the close signal, the fail to close warning will be initiated.

Breaker position contact warning: The controller will monitor both 'a' and 'b' position contacts from the breaker. If the contacts disagree as to the breaker position, the breaker position contact warning will be initiated.

Breaker fail to open warning: The control system monitors the operation of breakers that have been signaled to open. If the breaker does not open within an adjustable time delay, a *breaker fail to open* warning is initiated.

Breaker tripped warning: The control accepts inputs to monitor breaker trip/bell alarm contact and will initiate a breaker tripped warning if it should activate.

Fail to disconnect warning: If the controller is unable to open either breaker, a fail to disconnect warning is initiated. Typically this would be mapped to a configurable output, allowing an external device to trip a breaker.

Fail to synchronize warning: Indicates that the generator set bus could not be brought to synchronization with the system bus. Configurable for adjustable, time delay of 10-120 seconds.

Bus overload warning: The control monitors genset bus load relative to the online capacity. It also monitors bus frequency. On a configurable basis, control will initiate a bus overload warning if the bus kW load exceeds an adjustable threshold (80-140%) for an adjustable delay (0-120 s) or the bus frequency falls below an adjustable threshold (0.1-10 Hz) for an adjustable delay (0-20 s). Option to select either or both kW and frequency as triggers.

Maximum parallel time warning: During closed transition load transfers, control independently monitors paralleled time. If time is exceeded, warning is initiated and genset bus is disconnected.

Intelligent protective action

When abnormal situations are diagnosed by the control, it will provide as much corrective action as possible to keep the system operating.

Utility main breaker fail to close warning -

Control will start the gensets and transfer load to the genset bus and remain there until operator resets the fault condition and resolves the problem.

Genset main breaker fail to close warning -

Control will return to the utility source and will not retry until operator resets the fault condition and resolves the problem.

Breaker position contact warning - Control will check for current above a threshold on all 3 phases. If criteria is met, control will remain on the source. If not, control will attempt to transfer to other source.

Fail to synchronize warning - If control is trying to perform a closed transition retransfer, but fail to sync occurs, optionally, the control can be configured to perform the retransfer using open transition.

Control interface

Inputs

Synchronize enable - manual mode sync on/off.

Utility source failure - use with external protective relay.

Transfer inhibit - prevents transfer to gensets.

Retransfer Inhibit - prevents retransfer to utility*.

Override - overrides delays and transfer/retransfer inhibit.

Manual - prevents automatic breaker operation.

Test - initiates a test (with or without load as configured).

Extended parallel - initiates a base load or peak shave.

Reset faults - resets latched faults.

Main breaker positions (2/4) - 'a' or 'a/b' position inputs.

Main breaker tripped (2) - from breaker bell alarm.

Main breaker inhibits (2) - open/inhibit close of breakers.

Genset breaker positions (4) - monitor gensets online.

KiloWatt set point - 0-5 V for base load/peak shave.

kVar/PF set point - 0-5 V for kVar or power factor.

3-phase voltages (2) - 3 or 4 wire voltage sensing.

3-phase currents (2) - 5 amp or 1 amp scale.

* Except in case of genset bus failure.

Outputs

Configurable customer outputs - Control includes (8) output signals (low-side relay drivers) for use by external equipment. These may be mapped to any control warning or event. Defaults settings are: common warning, fail to sync, gen bus available, util bus available, fail to disconnect, sync check OK, sync output limit and hardware failure. External relays can be powered from control.

Generator set signals - For each generator set in the system, the control provides start command, load demand, load govern enable, paralleling breaker inhibit and fuel rate and excitation control signals.

Genset main and utility main breaker interfaces -

Dedicated separate relays are provided for breaker open and breaker close circuits.

Network connections

Serial interface - This communication port allows the control to communicate with a personal computer running InPower service and maintenance software.

Modbus RTU interface - Provides a standard register map of system data, for use in monitoring by a remote device. Controller is a Modbus RTU slave device capable of communication on either RS232 or RS485. Modbus address is configurable allowing multiple MCM3320 slaves on a single RS485 bus. Baud rates up to 19200 are supported. A complete array of system control, adjustments and monitoring data are available and are documented in a published register map.

PCCNet - Proprietary serial interface to operator panel displays, auxiliary IO module and bar graph displays.

Optional remote inputs/outputs

To utilize the load add and load shed feature, the AUX101 and AUX102 modules are required. These modules provide the relay outputs and switch position inputs for controlling and monitoring up to 6 sets of load feeder breakers or 6 sets of transfer switches. The modules communicate with the MCM3320 over PCCNet.



Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

Optional Operator Interface (HMI211)



The control is available with an optional operator panel that may be either locally or remotely mounted. Up to two panels may be used with a single MCM3320 control. The display is composed of a backlit LCD display, with a series of 6 status LED lamps. The display is accompanied by six tactile-feel membrane switches that are used by the operator to navigate through menus for system control, monitoring and adjustments. A main screen one-line diagram with AC data gives a quick overview of current system status. Control and adjustments are password protected. The graphical display is capable of displaying up to 9 lines of data with approximately 27 characters per line. It is adjustable for screen contrast and brightness.

LED indicating lamps - The optional display panel includes LED indicating lamps for the following functions:

- Utility parallel
- Lockout
- Warning
- Remote start
- Auto
- Manual

Home screen - The home screen provides information in a one-line format relevant to the current system operating state. Information includes source availability, source connected status, voltage, frequency and power data. Faults can also be reset from the home screen.

System status - The top line provides the current system status as well as countdown of any timer that is currently in effect such as a retransfer timer.

System control - The control menus allow initiating a test, base load, or peak shave operation as well as easy access to adjustments for relevant operating set points.

Adjustments - The adjustment screens allow complete configuring, setup and fine tuning of the controller settings.

Monitoring - The monitor screens provide organized access to all controller data ranging from AC data, to load demand status information, to breaker position information, to analog and discrete input and output readings.

Faults - Diagnostics pop up on the display when they occur and can be acknowledged with a single key press. Fault history information can be viewed through the menu navigation.

Optional bar graph interface (HMI112)



The control is available with optional bar graph displays. Two displays are used with one MCM3320 control. One bar graph will be dedicated to the utility source, and the other to the genset bus. Bar graphs provide the following readings for each source:

- L1 current percent
- L2 current percent
- L3 current percent
- Total kW percent
- Power factor
- Frequency percent
- L1 L2 voltage percent
- L2 L3 voltage percent
- L3 L1 voltage percent
- Load add/shed modules

Environment

The control is designed for proper operation without recalibration in ambient temperatures from -40 °C to +70 °C (-40 °F to +158 °F) and for storage from -40 °C to +80 °C (-40 °C to +176 °C). Control will operate with humidity up to 95% non-condensing and at altitudes up to 5000 m (13,000 ft).

The control system is specifically designed for resistance to RFI/EMI, and to resist the effects of vibration to provide a long reliable life when installed in harsh environment. The control includes transient voltage surge suppression to provide compliance to referenced standards.

The optional display panel is designed for proper operation in ambient temperatures from -20 °C to +70 °C (-4 °F to +158 °F) and for storage from -30 °C to +80 °C (-22 °F to +176 °F).

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

Certifications

PowerCommand SYNC1320 meets or exceeds the requirements of the following codes and standards:

UL508 recognized

CE Mark

EN 61000-6-2

EN 61000-6-4

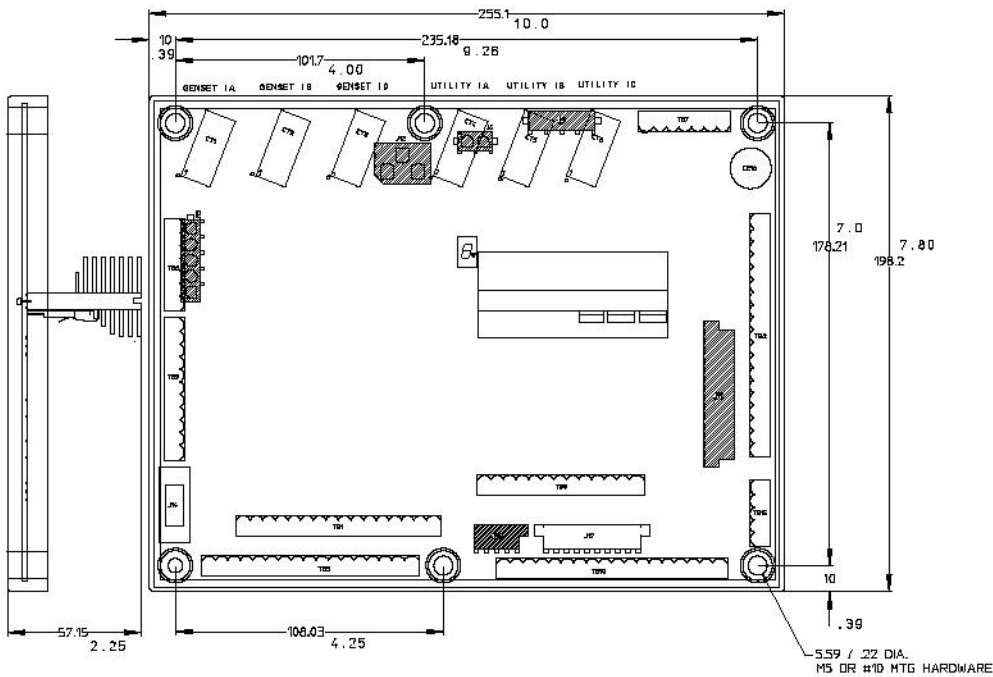
ISO 7637, pulses #2, 3a, 3b, 5, 7

ISO9001 - PowerCommand control systems are designed and manufactured in ISO9001 certified facilities.

Software

InPower is a PC-based software service tool that is designed to directly communicate to PowerCommand products to facilitate setup, service and monitoring of these products.

Dimensions



Part numbers

MCM3320 (control)	0327-1520-01
HMI211 (operator panel)	0300-6090
Operator panel harness	0338-4747
HMI112 (bar graph)	0300-6050-01
AUX101/2 (load add shed)	0541-1342
Interconnect wiring diagram	0630-3133

Warranty

PowerCommand control systems are a part of complete power systems provided by Cummins Power Generation, and are covered by a one-year limited warranty as a standard feature.

Extended warranty options are available for coverage up to 10 years.

PCCNet
COMPATIBLE

Cummins Power Generation

Americas

1400 73rd Avenue N.E.
Minneapolis, MN 55432 USA
Phone: 763 574 5000
Fax: 763 574 5298

Europe, CIS, Middle East and Africa

Manston Park Columbus Ave.
Manston Ramsgate
Kent CT 12 5BF United Kingdom
Phone 44 1843 255000
Fax 44 1843 255902

Asia Pacific

10 Toh Guan Road #07-01
TT International Tradepark
Singapore 608838
Phone 65 6417 2388
Fax 65 6417 2399

Our energy working for you.™

www.cumminspower.com

©2007 | Cummins Power Generation Inc. | All rights reserved | Specifications subject to change without notice | Cummins Power Generation and Cummins are registered trademarks of Cummins Inc. PowerCommand, InPower, AmpSentry and "Our energy working for you." are trademarks of Cummins Power Generation. Other company, product, or service names may be trademarks or service marks of others.
S-1475a (1/08) Page 7 of 7

Cummins
Power Generation