

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

CARRERA: INGENIERÍA ELECTRÓNICA

Tesis previa a la obtención del título de: INGENIERO ELECTRÓNICO

**TEMA:
IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA HMI PARA EL PARQUE DE GENERACIÓN
DEL CAMPO MDC DE ENAP SIPETROL EN LA PROVINCIA FRANCISCO DE
ORELLANA**

**AUTOR:
FRANCISCO XAVIER ROSALES MACANCELA**

**DIRECTOR:
ROBERTO PÉREZ CHECA**

Quito, agosto de 2013

**DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD Y AUTORIZACIÓN DE USO DEL
TRABAJO DE GRADO**

Yo Francisco Xavier Rosales Macancela autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

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

Francisco Xavier Rosales Macancela
CC. 171778621-2

DEDICATORIA

Dedico en primer lugar al Divino Niño Jesús que sin su bendición y su ayuda no hubiese podido llegar hasta esta etapa maravillosa de mi vida.

Dedico a mis padres Carmen Macancela y Francisco Rosales, a mi abuelita Anita Mena, por ser las personas que me han enseñado el verdadero significado del amor, respeto y por enseñarme lo que es el sacrificio al trabajo y a los estudios, cuando uno se propone llegar a cumplir sus sueños en la vida, son el mejor regalo que un ser humano puede pedirle a Dios, gracias a su ejemplo he podido finalizar una etapa más en mi vida.

Sin dejar de lado tres personas muy importantes en mi vida como son mi primo Julio que ha sido un hermano y amigo en toda mi vida, por todos sus consejos y apoyo que me ha sabido brindar para seguir en la lucha de buscar un futuro mejor, y dos ángeles que sin estar presentes me han brindado su amor incondicional.

Al Ing. Roberto Pérez y al Ing. Wilson Almeida por brindarme sus conocimientos y compartirme toda su experiencia profesional, por sus palabras de apoyo, por creer en mis capacidades.

Y finalmente a todas las personas que de una u otra manera han sabido aconsejarme y apoyarme para no decaer y afrontar la vida como un triunfador.

AGRADECIMIENTO

Mis más sinceros y afectivos agradecimientos al Ing. Roberto Pérez y al Ing. Wilson Almeida, por todo su respaldo y apoyo incondicional en el desarrollo del presente proyecto, por el tiempo que han dedicado para la culminación del mismo, por todos sus consejos para mi formación como persona y como un excelente profesional.

Quisiera expresar mis agradecimientos a la empresa ENAP SIPEC S.A. por permitirme realizar el proyecto de grado, facilitándome todos los recursos humanos y técnicos necesarios para el desarrollo del mismo, agradezco a todo el personal de campo por su apoyo y colaboración, al Ing. Lupercio Arteaga, Ing. Edgar Ortega, Ing. Darwin López, Ing. José Mena, Ing. Pablo Moreno, Ing. Diego Cueva, por confiar en mí y compartir toda su experiencia profesional.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1.....	3
ANTECEDENTES.....	3
1.1. Justificación.....	4
1.2. Alcance	5
1.3. Localización y condiciones ambientales del proyecto	6
1.4. Descripción del proyecto a implementarse	8
CAPÍTULO 2.....	10
MARCO TEÓRICO.....	10
2.1 Sistemas de generación eléctrica	10
2.2 Descripción de grupos electrógenos	11
2.2.1 Grupo electrógeno Waukesha	12
2.3 Estación CPF - MDC.....	14
2.4 Sistema de control de generación.....	15
2.4.1 Sistema de administración del motor	15
2.5 Automatismo del parque de generación eléctrica.....	15
2.6 Sistema de supervisión HMI	16
2.6.1 Comunicación de datos HMI	18
2.6.2 Tipos de interfaz humano – máquina (HMI)	19
2.6.2.1 Terminal de operador	19
2.6.2.2 Paquetes de desarrollo HMI.....	20
2.6.3 Funciones de un sistema HMI.....	20
2.7 Comunicaciones industriales	21
2.7.1 Nivel de gestión	22
2.7.2 Nivel de célula	22
2.7.3 Nivel de campo	23

2.7.4	Nivel actuador – sensor.....	23
2.8	Protocolo de comunicación Modbus	23
2.8.1	Modbus RTU.....	24
2.8.1.1	Trama	25
2.8.1.2	Dirección.....	26
2.8.1.3	Función.....	26
2.8.1.4	Campo de datos	27
2.8.1.5	Comprobación de errores (CRC)	27
2.8.1.6	Direcciones Modbus	28
2.9	Topologías	28
2.9.1	Topología bus.....	29
CAPÍTULO 3.....		31
DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ACTUAL DEL PARQUE DE GENERACIÓN Y FORMULACIÓN DEL NUEVO SISTEMA		31
3.1	Infraestructura actual.....	31
3.1.1	Central de Generación MDC.....	32
3.1.2	Área de Generación.....	32
3.1.3	Área de control MCC.....	35
3.1.4	Área de subestación eléctrica	36
3.2	Caracterización técnica de los equipos	38
3.2.1	Hardware	38
3.2.1.1	Easygen serie 3000 Woodward.....	38
3.2.1.2	Engine System Manager (ESM)	43
3.2.1.3	Pirómetros Murphy	46
3.2.1.4	Power Logic	47
3.2.1.5	PLC CompactLogix L35E.....	50
3.2.1.6	Módulo interfase de red Modbus	51

3.2.2	Software	53
3.2.2.1	Factory Talk View Studio	53
3.2.2.2	RSLogix 5000	55
3.3	Análisis del sistema actual y del sistema a implementarse	57
3.3.1	Sistema actual	57
3.3.2	Sistema a implementarse	57
CAPÍTULO 4.....		60
DISEÑO E IMPLMANTACIÓN DEL SISTEMA HMI EN EL PARQUE DE GENERACIÓN MDC.....		60
4.1	Diseño del tablero de control.....	60
4.2	Diseño de la red de comunicación Modbus RTU.....	63
4.2.1	Bus de comunicaciones serie de 2 hilos	63
4.2.1.1	Interface serial RS-485 semi-duplex Easygen	65
4.2.1.2	Interface serial RS-485 semi-duplex ESM-D	66
4.2.1.3	Interface serial RS-485 semi-duplex pirómetro Murphy	67
4.2.1.4	Interface serial RS-485 semi-duplex Power Meter	68
4.2.1.5	Interface serial RS-485 semi-duplex módulo MVI69-MCM.....	69
4.2.2	Tabla de direcciones Modbus Easygen	69
4.2.3	Tabla de direcciones Modbus ESM-D	71
4.2.4	Tabla de direcciones Modbus pirómetros Murphy	72
4.2.5	Tabla de direcciones Modbus Power Meter	73
4.3	Configuración del módulo Prosoft MVI69-MCM	74
4.3.1	Creación del módulo en RSLogix 5000	76
4.3.2	Configuración del proyecto en PCB.....	77
4.3.2.1	Configuración de Backplane	79
4.3.2.2	Configuración de puerto MCM.....	81
4.3.2.3	Configuración de la tabla de comandos Modbus	83

4.4	Creación de la red Modbus en RSLogix 5000.....	86
4.4.1	Rutina principal.....	87
4.4.2	Rutina lectura de datos	88
4.4.3	Rutina escritura de datos	90
4.4.4	Rutina Easygen	91
4.4.5	Rutina ESM-D.....	93
4.4.6	Rutina TDXM pirómetros	94
4.4.7	Rutina medidores de energía.....	96
4.5	Diseño de la interfaz gráfica HMI	97
4.5.1	Pantalla de Inicio.....	97
4.5.2	Pantalla Unifilar	98
4.5.3	Pantalla de Medidores de energía	99
4.5.4	Pantalla de parámetros mecánicos	100
4.5.5	Pantalla de parámetros eléctricos	103
4.5.6	Pantalla de pirómetros Murphy.....	104
4.5.7	Pantalla de carga total generada.....	105
4.5.8	Pantalla de tendencias	106
4.5.9	Pantalla de alarmas.....	107
	CAPÍTULO 5.....	109
	PRUEBAS Y RESULTADOS.....	109
5.1	Protocolo de pruebas del tablero de control (PLC-400).....	109
5.2	Simulación de la aplicación en Factory Talk View SE	111
5.3	Prueba de comunicación de los Power Logic 800	112
5.4	Prueba de comunicación de los Easygen.....	114
5.5	Prueba de comunicación de los ESM-D.....	117
5.6	Prueba de comunicación de los pirómetros Murphy	120
5.7	Prueba de comunicación con el módulo MVI69-MCM.....	123

CONCLUSIONES	127
RECOMENDACIONES	129
LISTA DE REFERENCIA.....	132
GLOSARIO DE TÉRMINOS	136

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de los campos PBH y MDC	4
Figura 2. Mapa geográfico del campo MDC.....	6
Figura 3. Ubicación del campo MDC	7
Figura 4. Grupo Electrógeno Waukesha	12
Figura 5. Grupo Electrógeno Waukesha de 1500 KVA.....	13
Figura 6. Campamento Mauro Dávalos Cordero MDC	14
Figura 7. Aplicación de Sistema HMI.....	17
Figura 8. Tecnología OPC.....	19
Figura 9. Panel View Plus	19
Figura 10. Software de desarrollo HMI/SCADA.....	20
Figura 11. Pirámide CIM (Computer Integrated Manufacturing).....	22
Figura 12. Comunicación entre Maestro – Esclavo	24
Figura 13. Formato de mensaje Maestro – Esclavo	24
Figura 14. Trama del mensaje Modbus RTU	26
Figura 15. Topología Bus.....	30
Figura 16. Plot Plan de la infraestructura actual	31
Figura 17. Central de generación MDC	32
Figura 18. Área de Generación	33
Figura 19. Centro de Control de Motores MCC.....	35
Figura 20. Centro de Control de Motores (MCC)	36
Figura 21. Subestación Eléctrica Vista de Planta.....	37
Figura 22. easYgen – 3200.....	38
Figura 23. Versión del módulo easYgen-3100.....	40
Figura 24. Distribución de terminales Easygen 3200	42
Figura 25. Ubicación física del ESM	43
Figura 26. Diagrama de Bloques del ESM.....	45

Figura 27. Panel de visualización ESM-D	45
Figura 28. Pirómetro TDXM Murphy.....	46
Figura 29. Power Meter PM 500	48
Figura 30. Power Meter PM 700	48
Figura 31. Power Meter PM 800	49
Figura 32. CompactLogix Procesador L35E.....	50
Figura 33. Módulo MVI69-MCM.....	52
Figura 34. Ámbitos de proyectos de Visualización.....	55
Figura 35. Software de programación RSLogix 5000	56
Figura 36. Red anterior del parque de generación MDC	57
Figura 37. Networking del sistema actual para el parque de Generación MDC	58
Figura 38. Tablero de Control	60
Figura 39. Dimensiones del tablero de control	61
Figura 40. Distribución interna de equipos en el tablero de control	62
Figura 41. Topología general 2 hilos	63
Figura 42. Cable Belden 3 105	64
Figura 43. Conexión de la Resistencia Terminal	65
Figura 44. Conexión para operación semi-dúplex	66
Figura 45. Conector tipo bornera ESM-D.....	67
Figura 46. Conector para comunicación RS-485 TDXM	67
Figura 47. Conexión para operación semi-dúplex Power Meter.....	68
Figura 48. Conexión para conversor DB-9 a RS-485	69
Figura 49. Selección de comunicación serial RS-485.....	75
Figura 50. Conexión de la PC al módulo	75
Figura 51. Insertar un nuevo Módulo.....	76
Figura 52. Selección de módulo	76
Figura 53. Configuración del bloque de transferencia	77

Figura 54. Ventana principal de PCB.....	78
Figura 55. Selección del tipo de módulo.....	78
Figura 56. Descarga de archivo de configuración.....	79
Figura 57. Configuración de Backplane.....	81
Figura 58. Configuración del puerto MCM.....	83
Figura 59. Lista de comandos para red Easygen, ESM-D y PM's.....	84
Figura 60. Parámetros de Configuración Modbus.....	86
Figura 61. Interfaz RSLinx Classic.....	87
Figura 62. Información de la CPU y módulos conectados.....	87
Figura 63. Instrucción Jump To Subroutine (JSR).....	88
Figura 64. Bloques de instrucciones de la rutina ReadData.....	89
Figura 65. Bloques de lectura de estado de los esclavos.....	89
Figura 66. Bloques de parámetros de comando de estructura.....	90
Figura 67. Bloques de Identificación 4000 y 4010.....	91
Figura 68. Lectura del dato de Factor de potencia.....	92
Figura 69. Lectura de datos de 32 bits.....	92
Figura 70. Lectura de datos ESM-D.....	94
Figura 71. Tabla TDXM Murphy.....	95
Figura 72. Adquisición del dato de temperatura.....	95
Figura 73. Rutina de lectura de Medidores de energía.....	96
Figura 74. Pantalla de Inicio.....	97
Figura 75. Pantalla Unifilar.....	98
Figura 76. Pantalla Central de Medida PM 800.....	100
Figura 77. Pantalla de Parámetros Mecánicos.....	102
Figura 78. Pantalla de Parámetros Eléctricos.....	103
Figura 79. Pantalla de Pirómetros Murphy TDXM.....	104
Figura 80. Pantalla de Potencia Total Generada.....	105

Figura 81. Pantalla de Tendencias.....	107
Figura 82. Pantalla de Sumario de Alarmas	108
Figura 83. Pruebas y resultados del tablero de control	110
Figura 84. Pruebas y resultados de la simulación de parámetros eléctricos	112
Figura 85. Configuración de parámetros de comunicación Modbus	113
Figura 86. Configuración de comunicación Modbus en software Toolkit.....	115
Figura 87. Asignación de número de protocolo Modbus	116
Figura 88. Configuración Interfaz serial 2, equipo Easygen.....	116
Figura 89. Pruebas y resultados de comunicación del Woodward Easygen	117
Figura 90. Conexión física al ESM del motor.....	118
Figura 91. Configuración de comunicación Modbus mediante ESP	119
Figura 92. Pruebas y resultados de comunicación del ESM	120
Figura 93. Teclas de navegación para ingreso de configuración de TDXM.....	121
Figura 94. Pruebas y resultados de comunicación del equipo TDXM.....	122
Figura 95. Conexión del módulo MVI69-MCM con la PC	124
Figura 96. Montaje del módulo MVI69-MCM en el riel Din	125
Figura 97. Descarga del programa desde la PC hacia el módulo	126
Figura 98. Pruebas y resultados de comunicación del módulo MVI69-MCM	126

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características del Grupo Electrógeno Waukesha	14
Tabla 2. Propiedades Modbus ASCII y Modbus RTU.....	25
Tabla 3. Tabla de funciones Modbus RTU	27
Tabla 4. Mapa de memoria Modbus RTU.....	28
Tabla 5. Operación de Generadores MDC	33
Tabla 6. Datos Nominales del Generador	34
Tabla 7. Datos Nominales del Motor	34
Tabla 8. Especificaciones técnicas	41
Tabla 9. Características PM500, PM700, PM800	49
Tabla 10. Especificaciones Procesador L35E	51
Tabla 11. Especificaciones MVI69-MCM.....	53
Tabla 12. Requerimientos de Hardware para Factory Talk View Studio	55
Tabla 13. Requerimientos de Hardware para RsLogix5000	56
Tabla 14. Distancias para comunicaciones RS485 de 2 hilos	65
Tabla 15. Asignación de pines para la interface RS-485	66
Tabla 16. Variables eléctricas Easygen.....	70
Tabla 17. Códigos de función Modbus	71
Tabla 18. Variables Mecánicas ESM	71
Tabla 19. Variables de temperaturas de cilindros del motor	73
Tabla 20. Variables eléctricas del medidor de potencia	74
Tabla 21. Opciones para parámetros de conexión.....	77
Tabla 22. Descripción de los elementos de la pantalla de Inicio	98
Tabla 23. Descripción de los elementos de la pantalla Unifilar	99
Tabla 24. Descripción de los elementos de la pantalla Central de Medida PM 800	100
Tabla 25. Descripción de los elementos de la pantalla de parámetros mecánicos ...	102
Tabla 26. Descripción de los elementos de la pantalla de parámetros eléctricos	104

Tabla 27. Descripción de los elementos de la pantalla de Pirómetros	105
Tabla 28. Descripción de los elementos de la pantalla de Potencia Total Generada	106
Tabla 29. Descripción de los elementos de la pantalla de Tendencias	107
Tabla 30. Descripción de los elementos de la pantalla de Sumario de Alarmas	108

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Tablero de control	138
Anexo 2. Datasheet cable Belden 3105A.....	139
Anexo 3. Arquitectura de Red.....	140
Anexo 4. Layout cableado de pirómetros Murphy	141
Anexo 5. Rutina Principal.....	142
Anexo 6. Rutina de Lectura de datos	143
Anexo 7. Rutina de Escritura de datos	144
Anexo 8. Rutina de lectura de red Easygen	145
Anexo 9. Rutina de lectura de red ESM-D	146
Anexo 10. Rutina de lectura de red Murphy	147
Anexo 11. Rutina de lectura de red de Power Meter	148
Anexo 12. Diagrama Unifilar.....	149

RESUMEN

El proyecto tiene como finalidad adquirir los datos del sistema de generación, para supervisar y monitorear, mediante la implementación de un sistema HMI (Interfaz Humano - Máquina) de los ocho grupos electrógenos que posee ENAP SIPEC S.A. ubicados en el campo Mauro Dávalos Cordero (MDC) – en el Oriente ecuatoriano.

La implementación del sistema de supervisión y monitoreo se la realizará con el software de desarrollo Factory Talk View Studio, el cual permite desarrollar y gestionar de una manera eficiente el sistema HMI, mediante la elaboración de pantallas amigables y confiables para el operador, de las principales variables eléctricas y mecánicas de los distintos estados operativos de los grupos electrógenos, generando gráficos de tendencias en tiempo real, históricos y sumario de alarmas.

Se realizará las pruebas de operación, asegurándose que el sistema y los equipos del proyecto, estén instalados y funcionando de acuerdo a normas y requerimientos operacionales por ENAP SIPEC S.A.

ABSTRACT

This project aims to acquire data generation system for supervising and monitoring, by implementing a system HMI (Human Interface - Machine) of the eight generators that ENAP SIPEC S.A has placed in the field Mauro Dávalos Cordero (MDC) in eastern Ecuador.

The implementation of the supervision and monitoring will be carried out by software development with Factory Talk View Studio, which allows you to develop and manage an efficient HMI system through the development of friendly and reliable screens for the operator, leading electrical and mechanical variables of different operating states of generators, generating graphs of trends in real time, historical and alarm summary.

Tests will be conducted operation, ensuring that the system and project teams are installed and functioning according to rules and operational requirements by ENAP SIPEC S.A.

INTRODUCCIÓN

Enap Sipetrol S.A. es una filial ecuatoriana de la empresa estatal de hidrocarburos de Chile ENAP (Empresa Nacional del Petróleo), operando en el Ecuador desde enero del 2003 los campos de producción, Mauro Dávalos Cordero (MDC) y Paraíso - Biguno - Huachito (PBH).

El parque de generación del campo Mauro Dávalos Cordero (MDC) está constituido por un parque de generación a gas natural, el cual consta de generadores marca WAUKESHA, cuatro de 1437.5 KVA y cuatro de 1500 KVA, la generación de todo el sistema se centra en los ocho grupos electrógenos, los cuales están entregando al sistema alrededor de 937.5KVA cada uno, es decir el parque generador del campo MDC tiene una producción de potencia de 5265 KVA al sistema interconectado, la demanda actual del sistema es de 5100 KVA, con pérdidas en la distribución de 165 KVA.

El proyecto de titulación hace referencia a la adquisición de datos de variables eléctricas y mecánicas de los ocho grupos electrógenos, para poder generar reportes al operador de campo. El operador actualmente realiza todo este procedimiento manualmente, dirigiéndose hasta los concentradores de las diferentes variables y registrando los datos manualmente para comprobar el correcto funcionamiento del sistema. De tal manera que el proyecto se encuentra dividido en cinco capítulos:

Capítulo 1: se realiza una introducción que permita establecer los antecedentes, la justificación, el alcance, la localización y condiciones ambientales del proyecto.

Capítulo 2: corresponde al marco teórico, el cual presenta conceptos básicos de centrales de generación, sistemas HMI, comunicaciones industriales, ayudando a comprender de una manera más clara el objetivo del proyecto.

Capítulo 3: se realiza un análisis de la situación actual del parque de generación y formulación del nuevo sistema. Este análisis servirá para, describir y caracterizar

los equipos actuales, comparar entre ambos sistemas, determinar los parámetros y variables de supervisión y monitoreo que se van a adquirir para el nuevo sistema HMI.

Capítulo 4: corresponde a la implementación y desarrollo del sistema HMI, al diseño de pantallas y la ingeniería para implementar la adquisición de datos del sistema.

Capítulo 5: se realiza la puesta en marcha, así como las pruebas y resultados del sistema HMI para el parque de generación MDC.

Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones, así como un glosario de términos y referencias bibliográficas, extraídas de la implementación y desarrollo del presente proyecto de titulación.

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES

ENAP SIPEC S.A. es una filial ecuatoriana de la Empresa Estatal Nacional del Petróleo de Chile, fundada el 24 de mayo de 1990, con el nombre de Sociedad Internacional Petrolera S.A. (Sipetrol S.A.). Depende principalmente de la Línea de Negocios de Exploración y Producción de ENAP que es el área facultada de desarrollar las actividades correspondientes con la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos. (Sipetrol, 2011)

A inicios del 2003 los campos de producción, Mauro Dávalos Cordero (MDC) y Paraíso - Biguno - Huachito (PBH), pasaron a ser operados bajo la modalidad de Alianza por la empresa chilena SIPEC, a través de su filial ENAP SIPEC S.A. Sucursal Ecuador.

En el campo Mauro Dávalos Cordero, localizado en el área de Sacha Central de Petroproducción, se encuentra situado el parque de generación que proporciona energía eléctrica a los pozos de producción, perforación, y facilidades de superficie de ENAP SIPEC.

Estos campos se encuentran situados en la provincia de Francisco de Orellana, al nororiente del Ecuador y su campamento base está ubicado en el Km 12 de la vía Coca – Lago Agrio.

Figura 1. Mapa de los campos PBH y MDC



Fuente: Departamento de Producción y Proyectos de Sipec

1.1. Justificación

Los requerimientos actuales del sistema de generación de ENAP SIPEC requieren estabilidad y seguridad eléctrica. Para lo cual se va monitorear y diagnosticar en tiempo real el parque de generación eléctrica para identificar en forma preventiva y correctiva los posibles fallos y errores del sistema.

Tener registros estadísticos que permitan identificar mejoras en la eficiencia del sistema y disminuyan pérdidas en costos operativos, manteniendo un sistema de gestión para anticipar paradas no programadas mediante la detección temprana de desvíos en los parámetros de operación.

La automatización de sistemas industriales admite el uso de mecanismos de monitoreo y supervisión en tiempo real, con el fin de incrementar la eficiencia de operación y productividad de recursos humanos.

El Sistema de Supervisión y Monitoreo hace referencia al software, hardware y procesos industriales, permitiendo el almacenamiento de información para requerimientos futuros como: análisis de tendencias, registro de históricos, etc.

Un sistema de supervisión y monitoreo básico, consiste en unidades terminales remotas (RTU); conectadas a sensores y actuadores (datos de campo); que descargan constantemente la información de los elementos conectados a estaciones master (MTU), por medio de un sistema de comunicación confiable y eficiente.

1.2. Alcance

Partiendo de las señales eléctricas y mecánicas generadas por los dispositivos de campo que se encuentran cableadas desde la estación hacia la sala de control, el proyecto que se implementará en el parque de generación eléctrico de MDC, contemplará los siguientes aspectos:

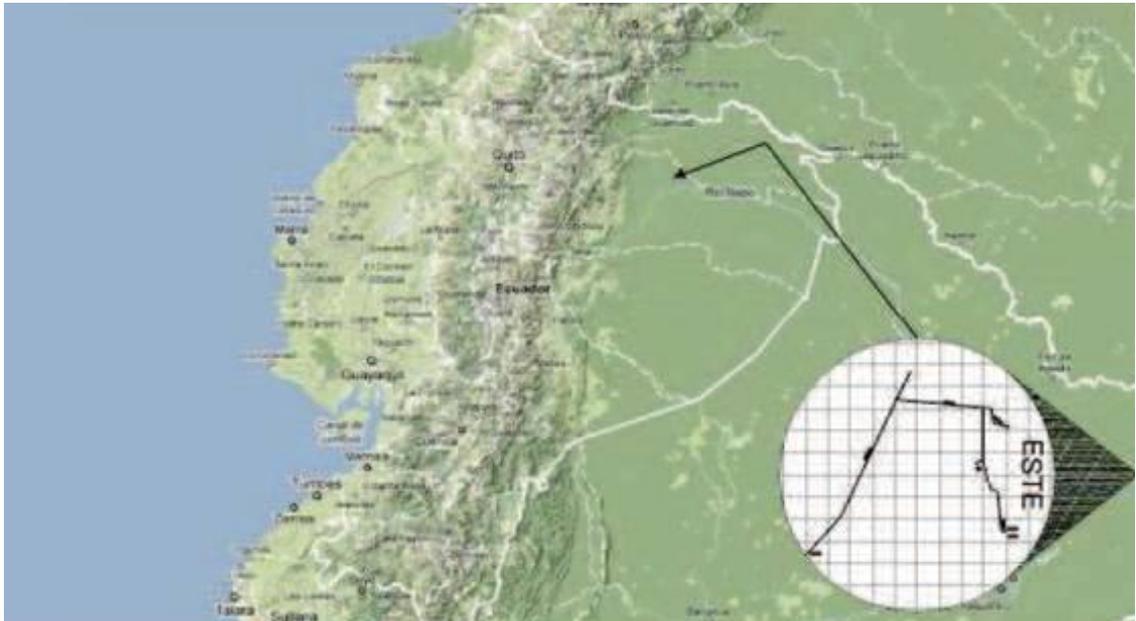
- Análisis del parque de generación actual.
- Caracterización de los equipos existentes para la adquisición de datos.
- Realizar la conexión de redes de comunicación entre los equipos de sincronización EASYGEN 3200, medidores de parámetros eléctricos Power Logic, Sistema de administración del motor ESM, y escáner de temperatura Murphy.
- La implementación de la interfaz HMI desarrollada en Factory Talk View Site Edition para monitorear y supervisar las variables eléctricas y mecánicas del sistema.
- La interfaz HMI incluirá:
 - Supervisión y monitoreo de señales de: voltajes, corrientes, potencias activa, reactiva, frecuencia, factor de potencia, horas de servicio, presión de aceite, temperatura del refrigerante, temperatura del aceite, voltaje en la batería, valor WKI del generador, temperatura de cilindros.
 - Generación de gráficos de tendencias en tiempo real e históricos.
 - Visualización de paneles de generación y alarmas.
- Programación del PLC de acuerdo a la lógica de funcionamiento de los equipos de campo, desarrollada en RSLogix 5000.
- Elaboración de planos del sistema de generación y monitoreo.

1.3. Localización y condiciones ambientales del proyecto

El parque de generación se encuentra ubicado en el campo MDC en el área de Sacha Central, que suministra la energía sin estar interconectada a la red de Energía Eléctrica del Ecuador.

En la Figura 2 se observa el mapa geográfico que indica la ubicación de la estación MDC, la misma que se encuentra localizada a 264 m sobre el nivel del mar con una latitud sur de 0° 23' 17.43" y una longitud O de 76° 48' 38.68".

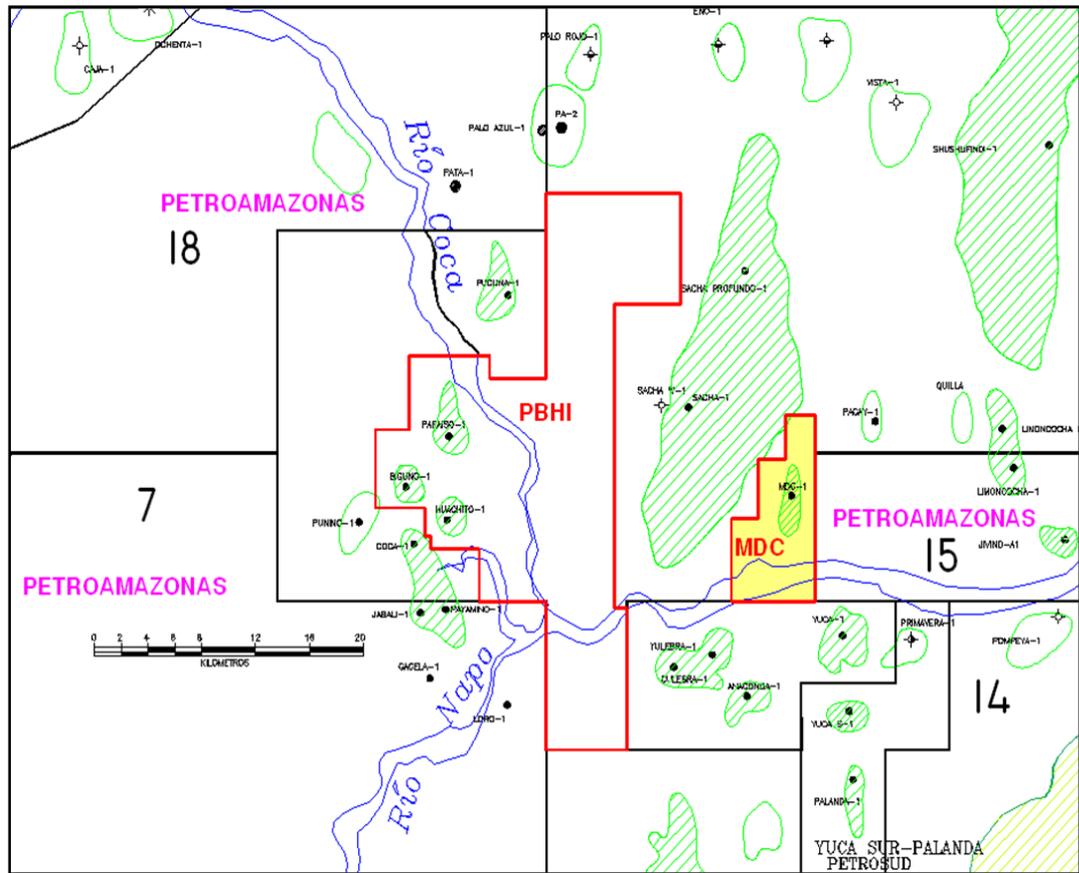
Figura 2. Mapa geográfico del campo MDC



Fuente: Departamento de Producción y Proyectos de Sipec

El Bloque MDC (Mauro Dávalos Cordero) se ubica en el centro norte de la Cuenca Oriente, aproximadamente a 20 Km al este de la ciudad del Coca, al ESTE del Campo Sacha, al norte de Culebra - Yulebra y al Oeste del Bloque 15, en la provincia de Francisco de Orellana.

Figura 3. Ubicación del campo MDC



Fuente: Departamento de Producción y Proyectos de Sipec

La estación MDC de ENAP SIPEC se encuentra localizada a una distancia de 12.7 Km de la estación Sacha Central de Río Napo. Para llegar a la estación se debe pasar por la comunidad 10 de Agosto que se encuentra ubicada a 4.3 Km.

Las elevaciones llegan hasta los 300 metros sobre el nivel del mar hacia la parte centro-norte y descienden aproximadamente hasta los 230 metros hacia el centro-sur del Bloque MDC. El Río Napo atraviesa la parte sur del bloque, el cual tiene una dirección predominante este-oeste. La temperatura anual promedio en el área es de 27 grados Celsius (80 grados Fahrenheit) y la precipitación anual promedio es de 3000 mm.

La distribución temporal de las lluvias a lo largo del año es bimodal, tiene dos períodos de mayor precipitación entre los meses de marzo a junio y de octubre a diciembre. Los registros de la Estación Coca - Aeropuerto establecen un promedio de

79 % anual de humedad. La máxima media anual es de 81 % y la mínima media anual es de 76%. La máxima mensual es de 88% en febrero y la mínima mensual es de 66% en diciembre.

Actualmente, el campo tiene 24 pozos perforados: 20 pozos productores de petróleo, 3 pozos inyectoros de agua (MDC-02, MDC-2 y MDC-23I) a los reservorios Napo U y T y 1 pozo productor de agua (MDC-16) de Hollín Inferior (3 perforados por PETROPRODUCCION y 21 por ENAP SIPEC).

La central de generación utiliza el gas natural que se obtiene de los pozos de producción como combustible para su funcionamiento, optimizando los recursos y ayudando al medio ambiente a reducir la contaminación que puede causar al ser quemado en las chimeneas, por tal motivo es usado de combustible para los motores de combustión interna.

1.4. Descripción del proyecto a implementarse

Se requiere adquirir de los ocho grupos electrógenos las variables mecánicas y eléctricas como: voltaje, corriente, potencias activas, potencias reactivas, frecuencia, niveles de presión de aceite, eficiencia del motor de combustión interna, etc., para generar reportes al operador de campo.

El operador actualmente realiza este procedimiento manualmente, dirigiéndose hasta el shelter de generación donde se encuentran ubicados los concentradores de las diferentes variables y registrar los datos manualmente para comprobar el correcto funcionamiento del sistema.

Lo que se propone es implementar un Sistema HMI basado en un sistema centralizado que permita supervisar y monitorear a distancia el parque de generación. El sistema HMI tiene como función adquirir, monitorear, y desplegar los datos del parque de generación en tiempo real, estos datos pueden ser mostrados como números, texto o gráficos permitiendo obtener una lectura rápida y fácil de interpretar.

La supervisión puede ser sobre máquinas en general como: generadores, motores, etc. La adquisición y manejo de la información será realizada por medio de un PLC Allen Bradley CompactLogix, debido al crecimiento a futuro del parque de generación y a la posible incorporación de un sistema SCADA.

Un punto importante en la implementación de un sistema HMI, es el registro en tiempo real para la generación de reportes diarios e históricos de datos, así como la gestión de paneles de alarmas de variables críticas del sistema, alertando al operador de cambios detectados en el parque de generación, tanto aquellos que no se consideren normales (alarmas), como cambios que se producen en la operación diaria de la planta.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1 Sistemas de generación eléctrica

La generación de energía eléctrica consiste en transformar algún tipo de energía como: química, mecánica, térmica o luminosa, etc., en energía eléctrica. Para la generación industrial se requiere de instalaciones denominadas centrales eléctricas. Estas deben cumplir con determinados requisitos que atribuye la propia red eléctrica tales como la disponibilidad y fiabilidad de generación, capacidad de seguimiento de carga y costes de generación y operación.

La generación eléctrica se realiza, mediante un generador, los mismos que pueden variar dependiendo de su principio de funcionamiento, y la forma en que se accionan. Es decir cada sistema de generación difiere según la fuente de energía que utilice para convertir la energía (mecánica, eólica, química, etc.), en energía eléctrica.

La generación de energía eléctrica debe seguir la curva de demanda y, a medida que aumenta la potencia demandada, se debe incrementar la potencia suministrada. Esto implica tener que iniciar la generación con unidades adicionales, ubicadas en la misma central o en centrales acondicionadas para estos períodos. (Fundación Wikimedia, 2013)

Según sea la fuente de energía utilizada, las centrales de generación se clasifican en hidroeléctricas, termoeléctricas, nucleares, eólicas, solares y de motor de combustión interna.

Las centrales de generación que utilizan motores de combustión interna pueden ser accionadas por motores a diésel o por motores a gasolina, de gas o de mezclas apropiadas, la potencia va a depender de las características de cada generador.

Las centrales de generación a gas natural utilizan grupos electrógenos, en el cual los motores de combustión interna constituyen la principal fuente de potencia eléctrica, para consumo industrial, público o particular.

En el caso de ENAP SIPEC el parque de generación está constituido por 8 grupos electrógenos de motor de combustión interna que funcionan en base a gas natural obtenido de los pozos de producción.

2.2 Descripción de grupos electrógenos

La utilización de grupos electrógenos en la industria petrolera es de suma importancia, debido a la independencia con el sistema nacional interconectado que puede causar paradas inesperadas en las operaciones del campo de producción, a causa de la inestabilidad del mismo y a la alta demanda de potencia que requieren todas las operaciones.

Los grupos electrógenos se caracterizan a su vez por la facilidad de operar en lugares que no hay suministro eléctrico público, en comunidades y zonas de difícil acceso y poca infraestructura, industrias que necesitan fuentes de energía alternas para poder abastecer toda la carga demandada, esto con el fin de disminuir los costos operativos de las compañías.

Con la innovación y desarrollo en la tecnología de los administradores energéticos, se ha conseguido que los sistemas de generación sean más eficientes y robustos, evitando la contaminación innecesaria al medio ambiente, reduciendo el consumo de combustible y fomentado a la generación eléctrica mediante el uso del petróleo o sus derivados como es el gas natural producido en los pozos de producción.

Para elegir un grupo electrógeno hay que tomar en cuenta la demanda de carga y el tipo de combustible con el que opera, en el caso de la industria petrolera se produce principalmente crudo y gas licuado de petróleo (GLP). Por lo que se tiene

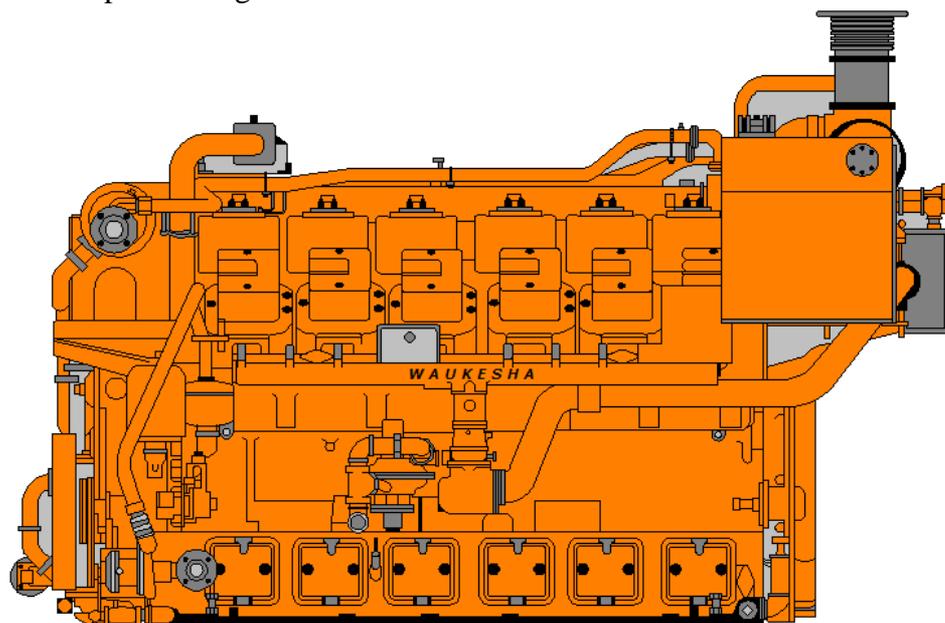
una amplia variedad de opciones de modelos y marcas de grupos electrógenos, por ejemplo Waukesha, Caterpillar, Wärtsilä, etc.

2.2.1 Grupo electrógeno Waukesha

Los grupos electrógenos están provistos de un generador de energía eléctrica y un motor de combustión interna, acoplados de tal manera proporcione la potencia demandada por el sistema de generación. Figura 4.

La principal diferencia entre los grupos electrógenos está en el tipo de combustible que se utiliza para su funcionamiento, dentro de estos se encuentran diésel, gas licuado de petróleo (GLP), gasolina, etc.

Figura 4. Grupo Electrógeno Waukesha



Elaborado por: Francisco Rosales

El grupo Electrógeno Waukesha de la serie VHP 7104, es fabricado con un motor de encendido por chispa, alimentados por gas natural de 12 cilindros en V. Figura 5.

Es un motor generador de gas combinado a baja presión con alto rendimiento. Con el uso de este tipo de combustible se logra reducir costos en el consumo de otro

hidrocarburo comercial como el diésel, obteniendo una producción de energía rentable.

La generación de todo el sistema se centra en los ocho grupos electrógenos de la serie VHP 7104 con una potencia nominal de 1500KVA, los cuales actualmente están entregando al sistema alrededor de 937.5KVA cada uno, debido a la calidad de gas que se obtiene de los pozos de producción, trabajando aproximadamente a un 65%, y generando una producción de potencia de 5265 KVA, la demanda actual del sistema es de 5100 KVA, con pérdidas en la distribución de 165 KVA.

Los grupos electrógenos están formados principalmente por un generador sincrónico y un motor de combustión interna. El control se lo realiza mediante su sistema de Administración del Motor (ESM) encargado de supervisar todas las operaciones efectuadas en el grupo electrógeno, ya sean de control o de prevención.

Figura 5. Grupo Electrónico Waukesha de 1500 KVA



Elaborado por: Francisco Rosales

Sus características principales son:

Tabla 1. Características del Grupo Electrógeno Waukesha

CARACTERÍSTICAS	
Voltaje	480 V
Frecuencia	60 Hz
Potencia Aparente	1500 KVA
Velocidad	1200 RPM
Potencia Activa	1200 KW
Fases	3
Corriente	1729 A
Configuración	Estrella

Elaborado por: Francisco Rosales

2.3 Estación CPF - MDC

La estación de generación de energía está conformada por el Centro de Control de Motores (MCC) y ocho grupos eléctricos Waukesha Figura 6.

Los generadores son de considerable importancia, porque si el parque de generación deja de operar, todos los procesos que se llevan a cabo en el campo se paran provocando considerables pérdidas de producción y económicas.

Figura 6. Campamento Mauro Dávalos Cordero MDC



Elaborado por: Francisco Rosales

2.4 Sistema de control de generación

Los ocho grupos electrógenos Waukesha que se encuentran operando actualmente en MDC presentan las mismas características cada uno de ellos, es así que se realizará una sola explicación del funcionamiento de todos los grupos electrógenos a la vez.

2.4.1 Sistema de administración del motor

Los ocho grupos electrógenos poseen un Sistema de Administración del Motor (ESM – Engine System Manager), encargado de controlar la velocidad del motor de combustión interna, lo que significa que regula la frecuencia a la salida del generador.

El ESM es un sistema de circuitos electrónicos que tiene la función de maximizar el rendimiento del generador, proporcionando las siguientes características:

- Mejor rendimiento del motor.
- Rápida resolución de los problemas en el motor.
- Capacidad de monitoreo local y remoto utilizado para marcar el rendimiento del motor.
- Extensivo sistema de diagnóstico.
- Integración fácil a un sistema de adquisición de datos extensivo.

2.5 Automatismo del parque de generación eléctrica

La necesidad de la industria en renovar y actualizar los sistemas de supervisión y monitoreo se convierte prioritaria cuando la demanda de energía eléctrica incrementa, necesitando adoptar nuevos y robustos sistemas de supervisión de información en tiempo real.

En la industria actual la generación de energía eléctrica consiste en utilizar fuentes de energía alternativas, tratando de cubrir la demanda total de las industrias. Los

sistemas de supervisión HMI son fundamentales al momento de automatizar un proceso para mantenerlo dentro de los esquemas normales de operación.

La automatización de un sistema de generación eléctrica tiene como objetivo la reducción de costos operativos y de mantenimiento, incrementar la seguridad de los equipos y optimizar los recursos para la producción energética de la instalación.

El nivel de automatismo depende de diversos factores, especialmente de la localización y el tipo del sistema de generación y los costos que representan, debido a que cada sistema de generación eléctrica tiene sus propias características y demandas.

2.6 Sistema de supervisión HMI

El sistema HMI surgió especialmente por la necesidad de normalizar la supervisión de varios sistemas remotos. Además pueden adquirir información de una gran cantidad de dispositivos rápidamente, optimizando la supervisión del proceso y proporcionando la información al operador en una forma amigable y entendible para la toma de decisiones operacionales apropiadas.

Un Sistema de Interfaz Humano – Máquina (HMI), tiene como principal objetivo poder interactuar el operador con los procesos (máquinas) que se encuentren bajo su supervisión, teniendo un amplio control sobre la planta. El sistema HMI está encargado de presentar los datos del proceso al operador (humano) a través del cual éste pueda supervisar, analizar y decidir el desempeño operativo del proceso. Figura 7.

El HMI consiste en pantallas de procesos que pueden localizarse en dispositivos tales como panel view o en un ordenador. Los sistemas HMI situados en ordenadores son denominados como aplicación HMI o de supervisión.

Figura 7. Aplicación de Sistema HMI



Fuente: siemens industry

Las señales del proceso son enviadas al HMI por medio de módulos, tarjetas de adquisición de entradas/salidas, PLC's (Controladores lógicos programables), RTU (Unidades terminales remotas de I/O), etc. Estos controladores no cuentan con un estándar para presentar la información al operador, para adquirir los datos por parte del sistema HMI se comunican por medio de un protocolo de comunicación (Modbus, Devicenet, Ethernet, etc.).

Un sistema HMI puede tener vínculos con una base de datos para proporcionar las tendencias, los datos de diagnóstico, cronograma de mantenimiento, información detallada de un sensor o máquina en particular.

Todos los fabricantes principales de PLC ofrecen integración con sistemas HMI, varios de ellos usan protocolos de comunicaciones abiertos y no propietarios. Compactos paquetes de HMI de terceros ofrecen compatibilidad incorporada con la mayoría de PLCs (InTouch).

2.6.1 Comunicación de datos HMI

La variable que se desea medir se establece mediante un fenómeno físico, dependiendo del proceso, las variables a ser medidas pueden ser: presiones, temperaturas, potencias, corrientes, voltajes, energía, etc.

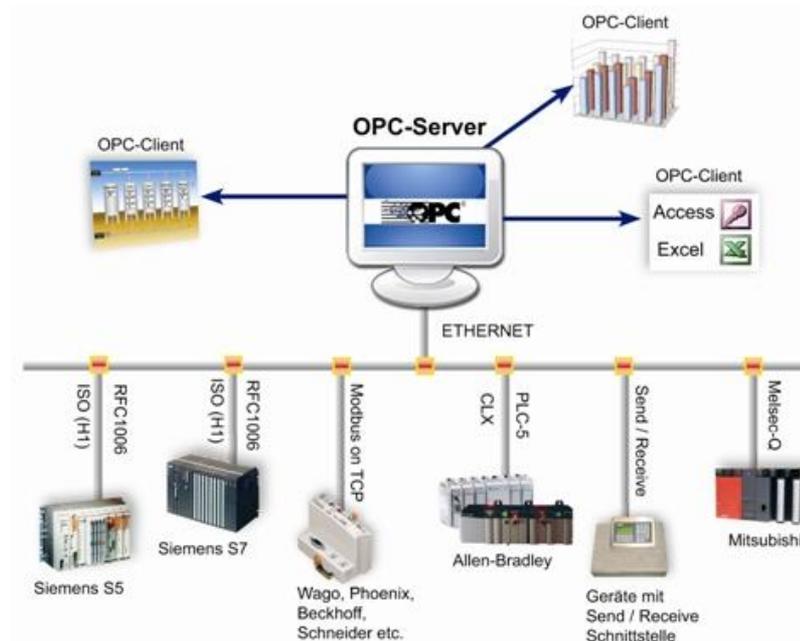
Este fenómeno físico debe ser entendible para el sistema HMI, mediante una variable eléctrica, para este propósito se utilizan transductores o sensores, que son los encargados de convertir la variación física a una variable eléctrica (corriente, voltaje, resistencia).

No obstante, los tipos de señales eléctricas deben ser procesadas para ser entendidas por la computadora. Para ello se acondiciona la señal, tratando de referenciar los cambios eléctricos a una misma escala de voltaje o corriente. Una vez acondicionada la señal se transforma a un valor digital mediante una tarjeta de conversión análogo/digital o mediante un PLC.

La comunicación con los dispositivos de campo o máquinas del proceso se establece mediante comunicación de datos, tanto en los dispositivos como en los PC's.

En la actualidad se utiliza un estándar de comunicación para la supervisión de procesos industriales, ofreciendo una interface común que permite la interacción y compartición de datos. Este software es denominado OPC (Ole for Process Control), por lo que se cuenta con Servidores y Clientes OPC, consiguiendo que una aplicación abra una sesión con otra, enviar comandos al servidor de aplicaciones y recibir respuestas.

Figura 8. Tecnología OPC



Fuente: servicelab

2.6.2 Tipos de interfaz humano – máquina (HMI)

2.6.2.1 Terminal de operador

Son dispositivos que generalmente son instalados para operar en condiciones de campo, son desarrollados en un entorno de programación gráfica como interfaces programación gráfica que presentan texto, interfaces gráficas de usuario (GUI), las variables de operación son representadas gráficamente en una pantalla sensible que permite interactuar con el dedo de forma similar a si se accionara un control físico (Panel View).

Figura 9. Panel View Plus



Fuente: automation drive

2.6.2.2 Paquetes de desarrollo HMI

Esta alternativa está basada en una PC y en un paquete de software que integran funciones estándares para diseño de pantallas, pueden ser utilizados para desarrollar un HMI a medida del usuario y ejecutar un HMI desarrollado para el usuario. El usuario podrá reprogramarlo con una clave de acceso (administrador).

Figura 10. Software de desarrollo HMI/SCADA



Elaborado por: Francisco Rosales

2.6.3 Funciones de un sistema HMI

Al implementar un sistema HMI se pueden obtener las siguientes funciones principales:

La supervisión, se caracteriza junto al monitoreo por la posibilidad de modificar las condiciones de operación del proceso directamente desde la PC.

El monitoreo, tiene la función de adquirir y desplegar los datos del proceso en tiempo real. Los datos pueden ser indicados como números, texto o gráficos permitiendo al operador interpretarlos de una manera más fácil y rápida.

Las alarmas, permiten al operador detectar cambios que no se consideren normales dentro del proceso, las alarmas reportadas se establecen en función de límites de operación pre-establecidos.

El registro de tendencias se puede elaborar a través de archivos o mediante una base de datos, permitiendo obtener datos estadísticos a través del sistema. Permite al operador tener conocimiento de todos los sucesos del proceso en función del tiempo.

Los históricos, tienen la capacidad de muestrear y almacenar en archivos, datos de operación del proceso en un tiempo determinado, el almacenamiento de datos es un eficaz instrumento para optimizar y corregir los procesos. Es una bitácora de eventos ocurridos, mediante el cual el operador puede tener conocimiento de quien ocasionó o que se realizó en un determinado procedimiento.

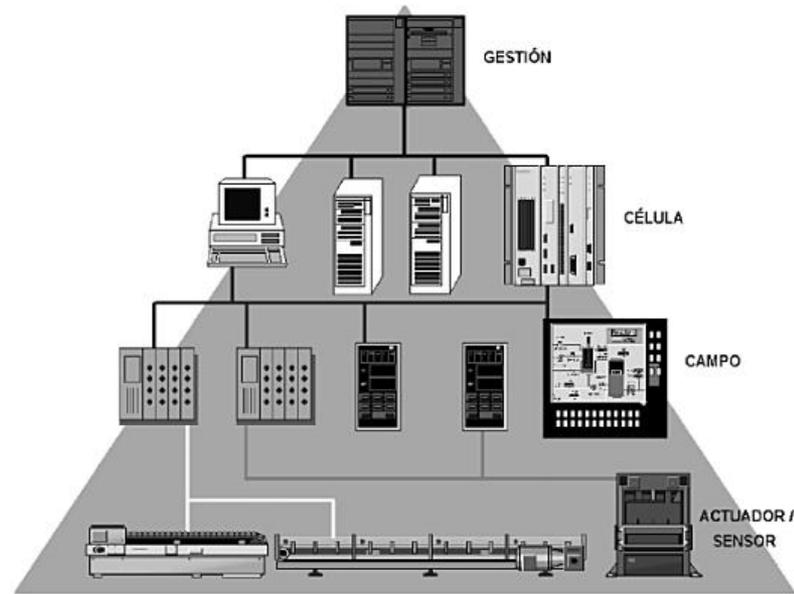
Los reportes son la manera de cómo se despliegan los datos de la bitácora. Los reportes pueden ser tan simples como mostrar información tabular o muy complejos como gráficos o reportes especiales. (Rojas, 2007)

2.7 Comunicaciones industriales

Un protocolo de comunicación industrial es el que permite transmitir información entre circuitos y sistemas electrónicos que conforman una red, son indispensables para poder enlazar los distintos niveles que conforman la pirámide CIM (Computer Integrated Manufacturing). Figura 11.

Cada protocolo está diseñado para trabajar en diferentes niveles de automatización por lo cual la utilización de redes distintas, es necesario para cada uno de los niveles de la pirámide CIM. Por ejemplo Modbus permite controlar una red de dispositivos o puede conectarse a un ordenador de supervisión mediante una unidad remota, mientras que Devicenet es para dispositivos de campo como detectores, actuadores, transmisores, etc.

Figura 11. Pirámide CIM (Computer Integrated Manufacturing)



Fuente: Aquilino Penin, Sistemas SCADA. Pág. 293

2.7.1 Nivel de gestión

En este nivel se ejecutan programas dedicados a la planificación de recursos y a la gestión de sistemas de ejecución de operaciones, a su vez procesa tareas que implican grandes cantidades de información, y se puede acceder a todos los puntos de la red para poder adquirir datos del proceso y transmitir nuevas órdenes de producción. Los equipos que se encuentran en este nivel son ordenadores personales y grandes equipos informáticos.

2.7.2 Nivel de célula

Este nivel está encargado de las tareas de automatización en ambientes hostiles, debido que la transferencia de información es considerable, debe poseer un elevado grado de fiabilidad y disponibilidad, en este nivel no es tan importante la rapidez sino la seguridad del envío, aquí se encuentran los autómatas, PC's y equipos de visualización.

2.7.3 Nivel de campo

Este nivel está orientado para realizar la comunicación de varios sistemas electrónicos, por lo general son redes de área local, permitiendo el intercambio más estructurado de la información entre los diferentes sistemas de control, llevando a cabo tareas de diagnóstico, programación, carga/descarga, ejecución y depuración de los programas ejecutados en ellos. En este nivel se encuentran PLC's, PC's industriales, robots, terminales de operador, etc.

2.7.4 Nivel actuador – sensor

El nivel actuador – sensor define los elementos que requieren uno o varios bits de información ya sean de entrada o salida para trabajar como pulsadores, selectores, sensores, etc. Siendo el nivel más bajo de la jerarquía de los sistemas automatizados, trabaja con reducidas cantidades de información (bits). Por ejemplo para comunicar los PLC's con los dispositivos sensores y/o actuadores del sistema.

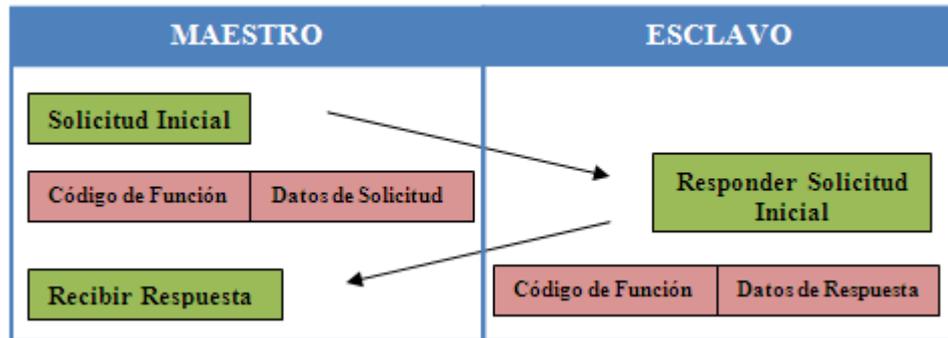
2.8 Protocolo de comunicación Modbus

El protocolo Modbus es utilizado para establecer comunicaciones Maestro – Esclavo y Cliente – Servidor entre dispositivos inteligentes y dispositivos de campo, permite transmitir señales digitales, analógicas y registros entre ellos, además sirve para monitorizar y supervisar dispositivos de campo, entre otras cosas Modbus es muy fuerte en la industria debido a que es fácil y rápido de implementar, su código es abierto y el intercambio de información entre dispositivos es sencillo.

En la industria que tiene mayor aplicación es la petrolera y gasífera, debido a que se puede monitorear remotamente los elementos de campo (RTU), los controladores pueden reconocer y utilizar una estructura de mensaje sin importar el tipo de red que emplean para comunicarse.

En la comunicación de tipo Maestro – Esclavo, un nodo maestro puede ser una PC o un panel de operador (HMI), mientras que el esclavo puede ser un autómata programable (PLC). El Maestro Modbus puede enviar mensajes punto a punto a uno de sus esclavos, o puede enviar un mensaje general para todos (broadcast).

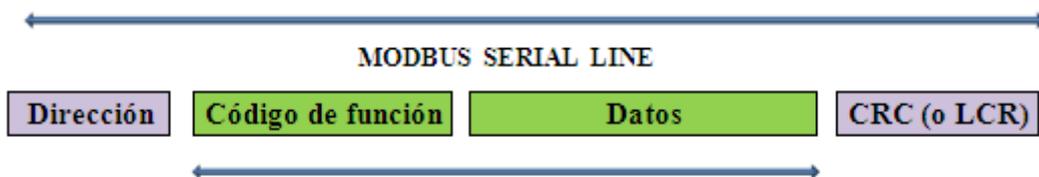
Figura 12. Comunicación entre Maestro – Esclavo



Elaborado por: Francisco Rosales

El formato de un mensaje del Maestro se lo realiza colocando la dirección, el código de la operación que se va a realizar, datos adicionales y un campo para chequeo de errores de transmisión, y de la misma manera se realiza el formato para la respuesta de un Esclavo, primero se colocan los campos de confirmación de la operación propuesta, luego los datos adicionales y un campo de verificación de errores.

Figura 13. Formato de mensaje Maestro – Esclavo



Elaborado por: Francisco Rosales

2.8.1 Modbus RTU

Modbus RTU es una representación binaria compacta de datos, Modbus permite controlar dispositivos RTU para poder modificar el valor de los registros o solicitar el contenido de los mismos. En una red Modbus existe un maestro y hasta 247 esclavos, cada uno con dirección única (1 - 247).

La ventaja de Modbus RTU frente a ASCII es la densidad de caracteres, porque cada byte del mensaje contiene dos caracteres hexadecimales de 4 bit, incrementando la tasa de transmisión conservando la velocidad.

Tabla 2. Propiedades Modbus ASCII y Modbus RTU

	Modbus / ASCII		Modbus RTU	
Personajes	ASCII 0...9, A...F		Binario 0...255	
Error de verificación	LRC Comprobación de redundancia longitudinal		CRC Comprobación de redundancia cíclica	
Fotograma de inicio	caracter '!		3.5 caracteres silencio	
Marco de extremo	caracter CR / LF		3.5 caracteres silencio	
Inicio bits	1		1	
Bits de datos	7		8	
Paridad	par / impar	ninguno	par / impar	ninguno
Bits de parada	1	2	1	2

Elaborado por: Francisco Rosales

2.8.1.1 Trama

Luego de un silencio de 3.5 tiempos de caracter inician los mensajes, inmediatamente continua la dirección del dispositivo, los elementos de red monitorizan a la espera de un silencio, decodificando y seguido por el dato de dirección. De esta manera se logra que un mensaje pueda transmitirse de forma continua, para evitar errores de transmisión. El tamaño máximo de la trama Modbus RTU es de 256 bytes.

El receptor rechazará el mensaje y asumirá el siguiente byte como un mensaje nuevo, si antes de completar la trama existe un intervalo de más de 1.5 tiempos de caracter. De la misma forma el receptor considerará como continuación del mensaje anterior, si este inicia antes de 3.5 tiempos de caracter, provocando un error en la transmisión.

Figura 14. Trama del mensaje Modbus RTU

Inicio	Dirección	Función	Datos	Chequeo CRC	Final
3.5 T.C	8 bits	8 bits	n bytes	2 bytes	3.5 T.C

Elaborado por: Francisco Rosales

2.8.1.2 Dirección

El rango de direcciones válidas en Modbus RTU van desde 0 – 247. Una dirección 0 representa que el maestro enviará un mensaje broadcast a todos los esclavos, en este caso no se genera ninguna respuesta esclavo.

La manera en que responde el esclavo al maestro es colocando su propia dirección en la trama del mensaje.

2.8.1.3 Función

Los códigos de función contienen un único byte y están en el rango de 1 – 255 decimal, en el cual el maestro especifica el tipo de servicio o función que es solicitada al esclavo, lectura, escritura, etc. Cada función es utilizada para acceder un tipo específico de dato, si no se presentan problemas el esclavo devolverá el código de función recibido para indicar una respuesta positiva o un error con información del mismo.

Tabla 3. Tabla de funciones Modbus RTU

Función	Descripción
1	Lectura de tabla de salidas
2	Lectura de tabla de entradas
3	Lectura de registros
4	Lectura de entradas análogas
5	Forzar salida simple
6	Pre-seteo registros simples
7	Lectura estado de excepción
8	Loopback maintenance
9-14	Funciones no soportadas
15	Forzar múltiples salidas
16	Pre-seteo registros múltiples
17	Reporte de tipo de dispositivo
18-66	Funciones no soportadas
67	Lectura de memoria de apuntes
68-127	Funciones no soportadas
128-255	Reservadas para respuestas de excepción

Elaborado por: Francisco Rosales

2.8.1.4 Campo de datos

Es un campo de tamaño variable, el formato y el contenido de este campo dependen de la función utilizada y de los valores transmitidos, esto puede incluir partes de direcciones discretas y de registros.

Pueden formarse a partir de un carácter RTU, utilizando conjuntos de 2 dígitos hexadecimales, en el rango de 00 a FF.

2.8.1.5 Comprobación de errores (CRC)

Este campo está formado de dos bytes, donde primero es transmitido el byte menos significativo y luego el más significativo.

El cálculo de la comprobación de redundancia cíclica (CRC) es iniciado asignándose una variable de 16 bits con el valor FFFFh, el contenido final de la variable CRC es

el valor del campo CRC que es transmitido en el final del telegrama. La parte menos significativa es transmitida primero (CRC-) y en seguida la parte más significativa (CRC+).

2.8.1.6 Direcciones Modbus

Todas las direcciones en Modbus toman como referencia cero, permitiendo el acceso a los siguientes bloques de registros de datos Modbus estándar. Por ejemplo el rango de direcciones 0x de referencia se utiliza para bobinas, el rango de direcciones 1x de referencia son para entradas discretas, el rango de direcciones 3x de referencia son para registros de entrada, el rango de direcciones 4x de referencia es para registros de salida. En la siguiente tabla se indica la designación de direcciones disponibles para Modbus RTU.

Tabla 4. Mapa de memoria Modbus RTU

Dirección de inicio	Nombre Común	Tipo de Datos	Tipo
00001	Bits, valores binarios, banderas	Salidas	Lectura / Escritura
10001	Entradas binarias	Entradas Digitales	Lectura
30001	Entradas binarias	Entradas Analógicas	Lectura
40001	Valores análogos, variables	Registros	Lectura / Escritura

Elaborado por: Francisco Rosales

2.9 Topologías

La topología de red representa la forma en que diversos dispositivos o nodos de una red son conectados sobre un medio de comunicación (PLC, ordenadores, dispositivos de campo, switches, etc.). Cuando un sistema industrial es lo suficientemente grande, se debe considerar la topología de la red.

Las topologías de red dependen de tres criterios, disponibilidad, redundancia y expandibilidad. Las topologías más comunes incluyen de estrella, anillo, bus y las híbridas que combinan una o más de las topologías anteriores en una misma red.

En el proyecto se va a ser uso de la topología bus para interconectar los equipos en la red como: el Easygen, ESM-D, Power Meter, Murphy, PLC CompactLogix mediante el módulo Prosoft.

2.9.1 Topología bus

Una topología bus se caracteriza por una línea principal que interconecta una serie de dispositivos o nodos a lo largo de la línea. Las redes de bus son consideradas como topologías pasivas.

La topología de bus es fácil de instalar y de agregar nuevos dispositivos sin problema, permite tener un control centralizado o descentralizado, la interfaz debe proporcionar una transmisión libre de interferencias.

La transmisión de información se la realiza cuando el canal está libre, los dispositivos se aseguran que nadie más esté transmitiendo en el bus, entonces comienza el envío de paquetes de información.

Ventajas:

- Si cualquier estación falla, el resto de la red no se ve afectada.
- Es sencillo agregar nuevos nodos a la red.
- Se simplifica considerablemente la cantidad de cable para el conexionado de la red.
- Se alcanzan velocidades de transmisión moderadamente altas con tasas de errores bajas.
- El acceso al medio es rápido cuando la carga de trabajo de la red es baja.

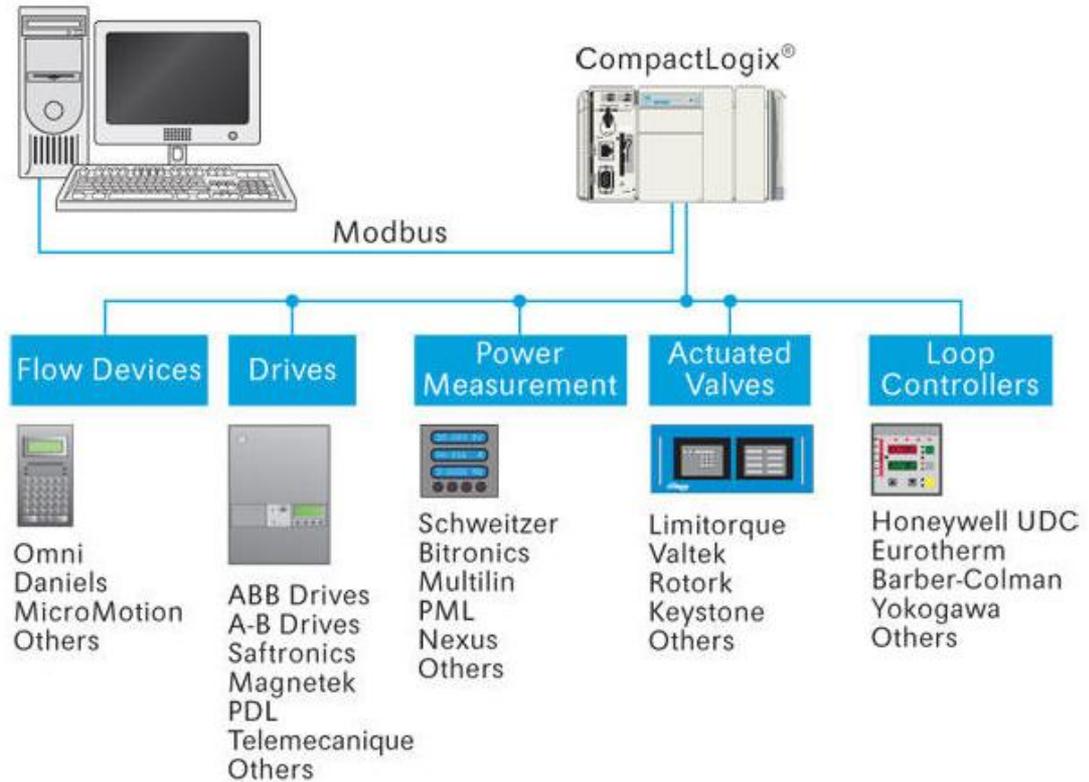
Desventajas:

- Si el número de equipos es grande, el tiempo de respuesta es lento.
- Al ser una sola línea, es perceptible a fallos en toda la red.
- Es complicado localizar las fallas en la red.
- Si hay una rotura en el bus puede bloquear el tráfico de todas las estaciones.

- Hay un límite en la longitud de cable y número de estaciones.

En la Figura 15 se observa un ejemplo de topología bus, en donde todas las estaciones se conectan a una misma línea.

Figura 15. Topología Bus



Fuente: prosoft technology

CAPÍTULO 3

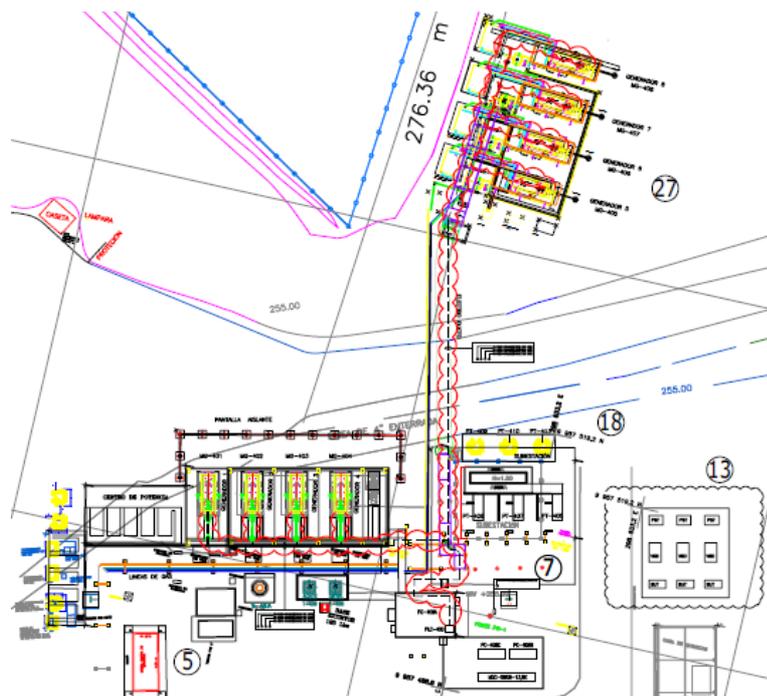
DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ACTUAL DEL PARQUE DE GENERACIÓN Y FORMULACIÓN DEL NUEVO SISTEMA

3.1 Infraestructura actual

Actualmente el parque de generación del campo Mauro Dávalos Cordero MDC está constituido por ocho grupos electrógenos marca Waukesha funcionando a base de gas natural, conformado por cuatro generadores de 1437.5 KVA y cuatro de 1500 KVA, la generación de todo el sistema se centra en los ocho grupos electrógenos, obteniendo una producción de potencia de 5265KVA, la demanda que requiere en la actualidad el sistema es de 5100 KVA.

La estación de generación del campo MDC está conformado por el Centro de Control de Motores (MCC), donde se encuentran ubicados los equipos como: PLCs, concentrador de señales, breakers, relés de protección, administradores energéticos, etc. Los ocho grupos electrógenos se encuentran ubicados en la parte posterior del MCC.

Figura 16. Plot Plan de la infraestructura actual



Elaborado por: Francisco Rosales

3.1.1 Central de Generación MDC

Es la infraestructura encargada de producir y entregar electricidad, con el objetivo de incrementar la producción diaria de petróleo. La central de generación es de tipo térmica de combustión, utiliza grupos electrógenos de combustión interna para quemar gas que producen los propios pozos y así generar electricidad. En la actualidad la central de generación MDC está provista de 8 grupos electrógenos marca Waukesha.

La central de generación posee tres áreas: 1. Área de generación, 2. Área de control, 3. Área de subestación eléctrica.

Figura 17. Central de generación MDC



Elaborado por: Francisco Rosales

3.1.2 Área de Generación

La central de Generación Mauro Dávalos Cordero está conformada por 8 grupos electrógenos, con motores de combustión interna, siendo su principal fuente de

energía el gas natural obtenido de los pozos de producción, los ocho grupos electrógenos Waukesha generan una potencia de 5265 KVA. El nivel de generación actual es de baja tensión 480 V. En la Figura 18 se observa el primer grupo de los ocho generadores Waukesha.

Figura 18. Área de Generación



Elaborado por: Francisco Rosales

En la tabla 5 se muestra la potencia generada de forma individual por los ocho grupos electrógenos de la central de Generación MDC.

Tabla 5. Operación de Generadores MDC

CENTRAL DE GENERACIÓN MAURO DÁVALOS CORDERO								
GEN	POTENCIA [MW]				COMBUS-TIBLE	SERVICIO ON/OFF	CARGA-BILIDAD %	MODO DE OPERACIÓN
	NOMINAL	MÁXIMA	ENTREGADA	RESERVA				
MG-401	1,15	0,75	0,72	0,048	GAS	ON	61,0%	OSCILANTE
MG-402	1,15	0,75	0,72	0,048	GAS	ON	61,0%	OSCILANTE
MG-403	1,15	0,75	0,72	0,048	GAS	ON	61,0%	OSCILANTE
MG-404	1,15	0,75	0,72	0,048	GAS	ON	61,0%	OSCILANTE
MG-405	1,2	0,75	0,72	0,048	GAS	ON	58,5%	OSCILANTE
MG-406	1,2	0,75	0,72	0,048	GAS	ON	58,5%	OSCILANTE
MG-407	1,2	.	-	-	GAS	OFF	-	-
MG-408	1,2	-	-	-	GAS	OFF	-	-

Elaborado por: Francisco Rosales

En la tabla 6 se indica los datos nominales de operación del generador VHP7104GSID.

Tabla 6. Datos Nominales del Generador

ENGINATOR	
Model	VHP7104GSID
Serial	C-94695-900/1
Weight	22600 Kg
RPM	1200
Volts	480/277
Frequency	60 Hz
Duty	Continous
KVA	1438
Phase	3
PF	0.8
KW	1150
AMPS	1729

Elaborado por: Francisco Rosales

En la tabla 7 se indica los datos nominales del motor MTG846B.

Tabla 7. Datos Nominales del Motor

SYNCHRONOUS ALTERNATOR	
Model	MTG846B
Serial	BZDL5040
KVA	1438
KW	1150
Weight	4763 Kg
PF	0.8
Volts	480/277
AMPS	1729
Overspeed	125
RPM	1200
Frequency	60 Hz
Phase	3
Rating	PRIME
Enclosure	IP 22

Elaborado por: Francisco Rosales

3.1.3 Área de control MCC

Un centro de control de motores MCC, es un tablero en el que se colocan, en compartimientos individuales los equipos para el control, arranque y protección de motores eléctricos, circuitos de control, equipos de distribución y comunicaciones industriales.

Los MCC están diseñados y construidos para soportar entornos de trabajo difíciles. Debe proteger los elementos internos, proporcionar fuerza estructural y un peso mínimo. La sala de control está provista de paredes y techos de paneles autoportantes, acabados en PVC, a base de espuma de poliuretano, para maximizar la resistencia estructural y minimizar el peso, apoyada sobre losas de hormigón en suelo.

Las paredes son adecuadas para el paso de bandejas eléctricas, y para no permitir el paso de agua lluvia desde el exterior; además garantiza el mantenimiento de la temperatura.

Figura 19. Centro de Control de Motores MCC



Elaborado por: Francisco Rosales

El área está destinada para el control y la supervisión de operación de la central de generación, en el interior del MCC se encuentran instalados los equipos de protección y arranque tales como: breakers, guarda motores, relés térmicos, contactores, variadores, equipos de sincronización, medidores de energía, etc.

Figura 20. Centro de Control de Motores (MCC)



Elaborado por: Francisco Rosales

3.1.4 Área de subestación eléctrica

En una subestación se puede encontrar equipos, dispositivos y circuitos, que tienen como objetivo la continuidad de servicio y calidad de la energía, admitiendo el control del flujo de energía, proporcionando seguridad al sistema eléctrico, equipos y operadores.

Para abastecer y distribuir de energía a todo el campo MDC está instalado un sistema de generación eléctrica en 480 VAC, una subestación eléctrica elevadora de

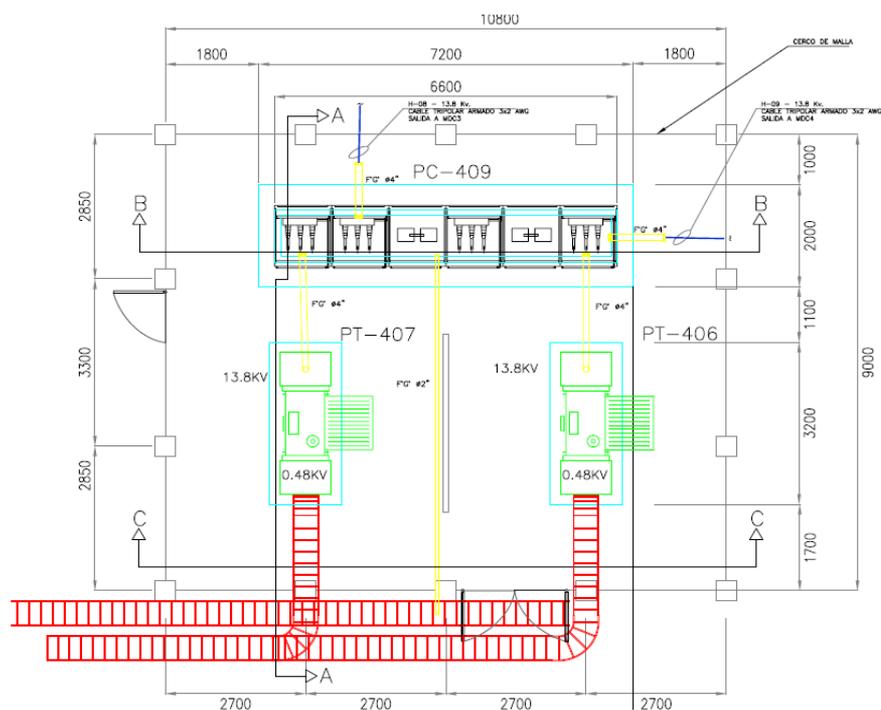
0.48/13.8 KV, línea de distribución 13.8 KV, sala de tableros donde se ubicarán los centros de potencia y centro de control de motores, tendido de cables de potencia y control en planta, iluminación exterior e interior, servicios auxiliares, sistema de puesta a tierra y pararrayos.

La distribución de energía eléctrica hacia los pozos de las plataformas MDC4, MDC2 y MDC3 se realiza a través de una línea de transmisión de 13.8 KV mediante una subestación eléctrica elevadora de 0.48 a 13.8 KV.

La línea de transmisión de 13.8 KV fue construida en dos líneas subterráneas de transmisión de energía en 13.8 KV una de 5.3 km de longitud y la otra de 4.8 Km. las cuales transportan energía desde la subestación eléctrica hasta las plataformas MDC4, MDC2 y MDC3 respectivamente.

Ambas líneas están energizadas con una tensión de 13.8 KV, y se encuentran directamente enterradas a una profundidad de 1.2 m de profundidad. El trazo de los cables se ubica al costado de la carretera y al lado opuesto de los oleoductos que vienen de las plataformas MDC2, MDC4 y MDC3 hasta la estación central.

Figura 21. Subestación Eléctrica Vista de Planta



Fuente: Departamento de Mantenimiento MDC

3.2 Caracterización técnica de los equipos

3.2.1 Hardware

3.2.1.1 Easygen serie 3000 Woodward

El easYgen de la serie 3000 es un módulo de control para la gestión de aplicaciones de grupos electrógenos. Al tener numerosas entradas y salidas, junto con su software, permite utilizarlo en múltiples aplicaciones como: emergencia, grupos en paralelo, paralelo con la red, cogeneración, reserva, etc.

El módulo easYgen-3000 resulta apropiado para realizar la sincronización de hasta 32 grupos electrógenos en modo isla, operaciones en paralelo con gestión automática de arranque/parada en función de la carga.

Figura 22. easYgen – 3200



Fuente: Easygen 3000 series Brouchere

Dentro de las ventajas y características que presta el módulo Easygen se encuentran:

- La capacidad para efectuar la sincronización, de grupo a grupo eléctrico, de grupo eléctrico a la red principal y de varios grupos eléctricos a la red principal.
- Tiene una interfaz fácil de manejar a través de un LCD gráfico interactivo.

- Posee múltiples protocolos de comunicación para la comunicación con las unidades de control del motor (ECU), los paneles de E/S externos, los PLC y los módems.
- Arranque/parada del motor, medición y protección del grupo electrógeno.
- Carga de base automática.
- Secuencias programables de operación.
- Puntos de ajuste de velocidad, frecuencia, voltaje, potencia activa, potencia reactiva y factor de potencia por medio de entradas análogas o interfaces.
- Medidores de kWh y kvarh.
- Generación de energía de emergencia/energía de reserva.
- Contadores de operación de horas, arranques y de mantenimiento.
- Supervisión de la ECU del motor, gestión de alarmas, comandos de arranque/parada.
- Control de calentamiento por medio de temporizador o temperatura del refrigerante.
- Contadores de horas de funcionamiento, arranque, y mantenimiento.
- Consta de 10 entradas de alarma discretas configurables.
- Tiene 12 entradas discretas programables y 3 entradas analógicas configurables.
- Dos salidas analógicas configurables
- Dos redes de comunicación bus CAN (hasta 32 participantes).
- Dos puertos de serie que admiten el protocolo Modbus RTU, RS-485 y RS-232.

Existen 2 versiones del módulo Easygen serie 3000: el easYgen-3100 para montaje en placa de armario que están utilizados en los generadores 5 y 6, y el easYgen-3200 con pantalla gráfica y teclado, para montaje en puerta de armario, utilizados en los generadores 1, 2, 3, 4, 7 y 8. Figura 23.

Figura 23. Versión del módulo easYgen-3100



Fuente: Easygen 3000 series Brouchere

En la Tabla 8 se describen las especificaciones técnicas del módulo Easygen.

Tabla 8. Especificaciones técnicas

EASYGEN 3200	
Alimentación	12/24 VDC (8 a 40VDC)
Consumo intrínseco	Máx. 17 W
T. ambiente (operación)	-20 a 70°C/-4 a 158 °F
Tensión	
Nominal (Vnom) 100VAC	69/120 VAC
Máx (Vmax)	86/150 VAC
Nominal (Vnom) 400VAC	277/480 VAC
Máx (Vmax)	346/600 VAC
Medida de frecuencia	50/60 Hz (40 a 85 Hz)
Impedancia de entrada	0.498 MΩ, 2.0 MΩ
Consumo máximo por entrada	<0.15W
Intensidad	
Nominal (Inom)	1A/5A
Potencia	
Rango de ajuste	0.5 a 99,999.9 kW/kVAR
Entradas digitales (aisladas)	
Tensión de entrada	12/24 VDC (8 a 40 VDC)
Impedancia de entrada	aprox. 30 KΩ
Salidas a relé (aisladas)	
Entradas analógicas (ninguna aislada)	Libremente configurables
Tipo	0 a 500 Ω / 0 a 20 mA
Resolución	11 Bit
Salidas analógicas (aisladas)	
Tipo	±10 V/ ±20mA / PWM
Tensión de aislamiento	1,000 VDC
Resolución	11/12 Bit
Carcasa 3200 (Montaje en panel frontal)	
Dimensiones	WxHxD (282x217x99) mm
Sellado	
Frontal	IP66/IP54
Trasera	IP 20
Peso	aprox. 1,850g

Elaborado por: Francisco Rosales

El Easygen 3200 cuenta con la siguiente distribución de entradas/salidas

3.2.1.2 Engine System Manager (ESM)

El módulo de Sistema de Administración del Motor, permite al usuario tener acceso completo y control de los datos remotos, mediante el protocolo de comunicación Modbus RTU esclavo con conexión RS-485 multipunto, aparte de optimizar el rendimiento del motor y ayuda a mantener el motor en óptimas condiciones de funcionamiento.

El ESM integra el control de sincronización de la chispa, la velocidad del gobernador (regula la frecuencia y potencia del generador), la detección de detonación, el control de arranque y paro, el control de la proporción mezcla aire/combustible (AFR), baja presión de aceite, velocidad excesiva del motor, sobrecarga del motor, alta temperatura del colector de admisión y alta temperatura del refrigerante, además cuenta con herramientas de diagnóstico, registro de fallos, proporcionando seguridad al motor.

La Unidad de Control del Motor (ECU) es el cerebro central del módulo ESM, la ECU está montada sobre el motor en un módulo sellado con cinco puntos de conexión. Figura 25. La ECU se caracteriza por tener una memoria flash, E/S digitales y analógicas, monitores internos del sistema de voltaje y temperatura del módulo interno.

Figura 25. Ubicación física del ESM



Elaborado por: Francisco Rosales

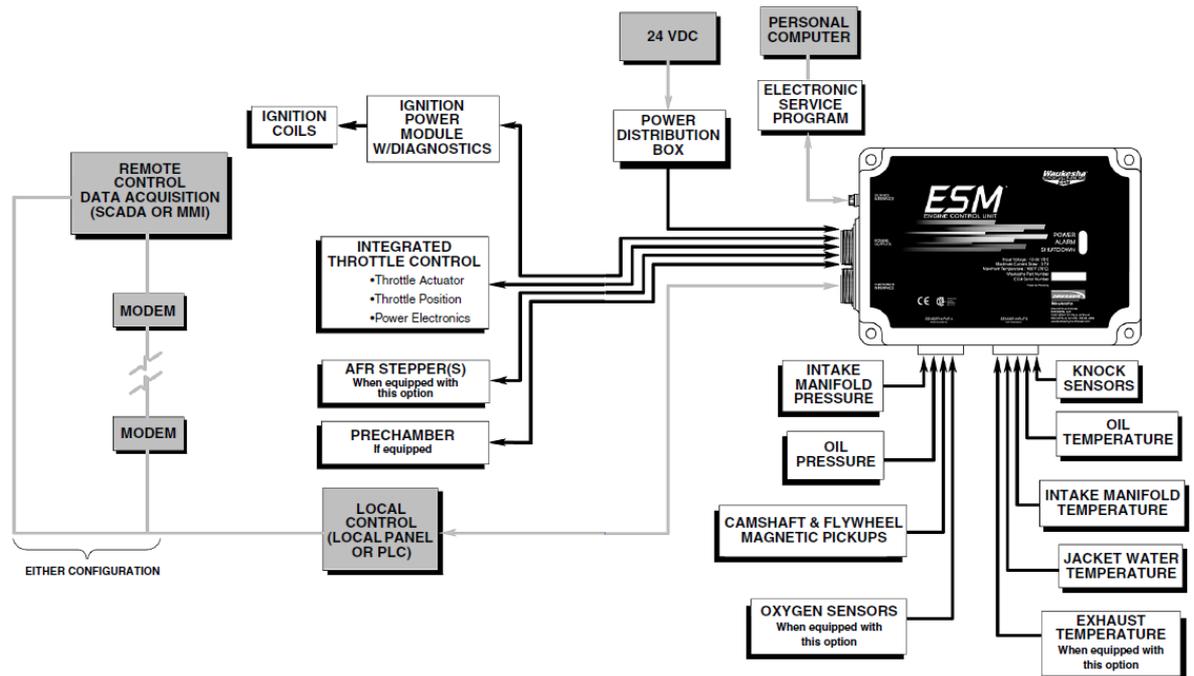
Una simple conexión a un ordenador portátil a través de RS-232 puede proporcionar lecturas del estado actual del motor, proporcionando al operador un historial de fallas permanentes de alarmas y paradas.

El sistema ESM incluye los siguientes equipos y sensores:

- Unidad de Control del Motor (ECU).
- Módulo de encendido-diagnóstico (IPM-D).
- Programa de Servicio Electrónico basado en una PC (ESP).
- Actuador electrónico de aceleración.
- Paso a paso para el regulador de gas (uno por banco de motor)
- Sensor de presión del aceite.
- Sensor de temperatura del aceite.
- Sensor de presión del colector de admisión.
- Sensor de temperatura del colector de admisión.
- Sensor de choque.
- Sensor de oxígeno (AFR relación Aire/Combustible).
- Sensor de temperatura del escape (exhaust).
- Sensor de temperatura para el agua de la chaqueta

En la figura 26 se puede apreciar el sistema del ESM en un diagrama en bloques.

Figura 26. Diagrama de Bloques del ESM



Fuente: Document Specifications ESM Waukesha engine dresser

Mediante el panel de visualización ESM-D y el protocolo de comunicación Modbus se pueden observar los datos y variables adquiridas del ESM.

En la Figura 27 se puede apreciar las imágenes del ESM-Display ubicado dentro del shelter de generación.

Figura 27. Panel de visualización ESM-D



Elaborado por: Francisco Rosales

3.2.1.3 Pirómetros Murphy

El pirómetro Murphy es un escáner de temperatura configurable con una fuente de alimentación integrada que permite la conexión de hasta 24 termocuplas tipo J o K, con tres puntos de ajuste SP1, SP2 y SP3.

Adicionalmente el TDXM cuenta con la característica de supervisión y alarmas, es capaz de comunicarse con controladores, PLC's, ordenadores o SCADA, mediante un puerto para comunicación serie Modbus RS-485. Figura. 28.

Cada uno de los 24 canales disponibles puede ser configurado como termocuplas tipo J o K y las unidades de medida de cada canal pueden ser seleccionadas en °F o °C. Los TDXM cuentan con tres salidas: 2 salidas de transistores efecto de campo (FET) y 1 salida de relé, cada canal tiene tres puntos de ajuste para cada una de las salidas antes mencionadas.

Figura 28. Pirómetro TDXM Murphy



Elaborado por: Francisco Rosales

A continuación se describen sus principales características:

- Escanea hasta 24 canales, actualmente se están utilizando solamente 14 canales.

- Tiene dos salidas tipo FET de 0.5 A, 350 VDC y una salida tipo Relé de estado sólido 0.125 A, 350 VDC/240 VAC.
- Rata de scanner del sensor es de 2 segundos
- Tiene tres puntos de disparo ajustable por canal.
- Acepta cualquier combinación de termocuplas tipo “J o K” con o sin conexión a tierra.
- El rango de temperatura de una termocupla tipo J es: 0 – 1538 F / 0 - 837 C, y de una termocupla tipo K es: 0 – 1999 F / 0 – 1093 C.
- Alimentado por sistemas de 10 - 32 VDC.
- Tiene un puerto de comunicaciones serial RS-485, que proporciona comunicación con PC’s, PLC’s y SCADA.
- Es para uso en clase I, división 2, grupos “C&D” lugares peligrosos.

3.2.1.4 Power Logic

Los Power Meters son unidades que concentran parámetros básicos de medida necesarias para controlar una instalación eléctrica, proporcionan medidas de intensidad, tensión, potencia y energía, realizan comprobación de consumos, permiten supervisar remotamente una instalación eléctrica y la calidad de la energía, incluyendo la supervisión de la distorsión armónica THD.

El uso de los PM’s ayudan a prolongar la vida útil de los equipos, comprender la carga de los circuitos e identificar la capacidad sobrante, aumentar la confiabilidad del sistema de alimentación y reducir el tiempo de inactividad, solucionar fallas y evitar problemas en cuanto a la calidad de la alimentación.

El PM500 proporciona mediciones eléctricas de baja o de media tensión, realiza las medidas en verdadero valor eficaz, la energía y la tasa de distorsión armónica en intensidades y en tensión. La unidad de medida PM500 puede ser equipada con módulos opcionales, como el módulo de comunicación Modbus RS485, utilizando como máximo 1 módulo de cada tipo.

Figura 29. Power Meter PM 500



Elaborado por: Francisco Rosales

La serie PM700 permite supervisar los valores de las tres fases y del neutro de forma simultánea, cuenta con una pantalla antirreflejos y resistente, e incorpora un interfaz intuitiva con menús auto-guados.

Figura 30. Power Meter PM 700



Elaborado por: Francisco Rosales

La serie PM800 incluye, un puerto de comunicación Modbus RS485, una entrada digital, una salida de impulsos, cálculos del THD, configuración y registro de alarmas en la unidad base para estados críticos.

Figura 31. Power Meter PM 800



Elaborado por: Francisco Rosales

En la tabla 9 se indica las características de los módulos PM500, PM700 y PM800.

Tabla 9. Características PM500, PM700, PM800

Power Logic Serie		PM500	PM700	PM800
Número de muestras por periodo		32	32	128
Valores rms instantáneos				
Corriente total	Fases-Neutro	•	•	•
Tensión total	Fase-Fase	•	•	•
	Fase-Neutro			
Frecuencia		•	•	•
Potencia activa, reactiva y aparente	Total y por fases	•	•	•
Factor de potencia	Total	•	•	•
Valores de energía				
Energía activa, reactiva y aparente		•	•	•
Valores de demanda				
Intensidad		•	•	•
Potencia activa, reactiva y aparente	Actual y máx.	•	•	•
Otras medidas				
Contador horario		-	•	•
Medidas de la calidad de la energía				
Distorsión armónica Intensidad y tensión		•	•	•
Armónicos individuales Intensidad y tensión		-	-	•
Registro de datos				
Min./máx. de valores instantáneos		-	•	•

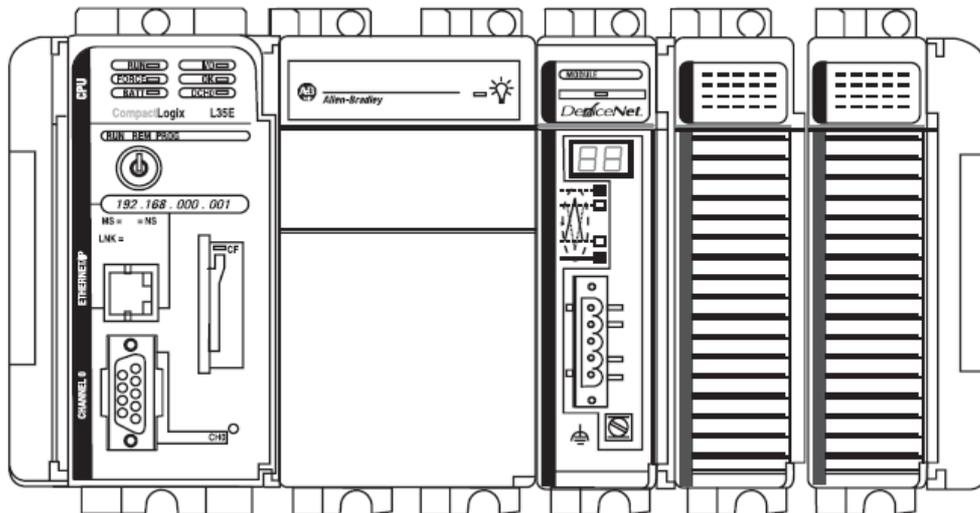
Alarmas	-	-	•
Visualizador y E/S			
Pantalla de LCD con retroiluminación	•	•	•
Entradas digitales	-	-	1
Salidas digitales	-	-	1
Comunicación			
Puerto RS485	2 hilos	-	2 hilos
Protocolo Modbus	•	-	•
RS232/RS485 Modbus RTU/ASCII 2/4 cables	Módulo 50982	-	Módulo PM8RDA

Elaborado por: Francisco Rosales

3.2.1.5 PLC CompactLogix L35E

El sistema CompactLogix proporciona potencia y facilidad de integración para aplicaciones de pequeño y mediano tamaño, que requieren soluciones eficaces de control y económicas. Cuentan con una memoria de usuario de hasta 1,5 Mb, puerto serial integrado, EtherNet/IP o ControlNet, DeviceNet, tiene una capacidad de incremento de hasta 30 módulos de comunicaciones de E/S.

Figura 32. CompactLogix Procesador L35E



Fuente: Instrucciones de instalación Controlador CompactLogix 1769-L32, -L35E

En la Tabla 10 se indican las especificaciones del PLC 1769-L35E.

Tabla 10. Especificaciones Procesador L35E

ESPECIFICACIONES	
Procesador	1769-L35E
Puertos de Comunicación	2
Canal 0	
Interfase	Serial
Conector	RS-232 Sub-D 9 pins
Protocolos RS-232	DF1, DH-485, ASCII
Baud rate	Hasta 38.4 Kbps
Canal 1	
Interfase	EtherNet/IP
Conector	RJ45 o 10BaseT
Baud rate	10/100 Mbps
Memoria del usuario	1.5 Mbytes
Número máx. de módulos de E/S	30 módulos de E/S
Número máx. de bancos de E/S	3 bancos
Software de programación	RSLogix5000, V12 o posterior
Corriente del backplane	660 mA a 5 VCC 90 mA a 24 VCC
Disipación de energía	4.74 W
Batería	1769-BA
Cable de Programación	1747-CP3 / 1756-CP3
Voltaje de aislamiento	30 VCC continuo
Temperatura de funcionamiento	0 a + 60°C (+32 a + 140°F)
Compact 1769 E/S	
Módulos discretos	
Puntos E/S	8, 16, 32
Voltaje	24 VDC, 110/220 VAC
Módulos Análogos	
Puntos E/S	2, 4, 8
Tipo	Corriente, voltaje, termocuplas, resistencia, RTD
Resolución	8/14 bits + signo
Módulos especiales	DeviceNet scanner/adapter, módulo ASCII, Profibus DP scanner/adapter, AS-i scanner, etc.

Elaborado por: Francisco Rosales

3.2.1.6 Módulo interfase de red Modbus

El módulo de comunicación Modbus MVI69-MCM, permite a los procesadores CompactLogix interactuar con otros dispositivos y hosts compatibles con protocolo Modbus. El MVI69-MCM actúa como un módulo de entrada/salida entre la red

Modbus y el procesador de Rockwell Automation. La transferencia de datos desde el procesador hasta las acciones de red Modbus es asíncrona.

Figura 33. Módulo MVI69-MCM



Fuente: .prosoft technology

Los puertos del módulo MVI69-MCM se pueden configurar en modo esclavo, cuando el módulo se encuentra en este modo, se puede aceptar comandos de lectura o escritura de un Maestro Modbus, los datos almacenados en los registros internos del módulo, se pueden transferir fácilmente a los registros del procesador CompactLogix.

También pueden ser configurados en modo Maestro, cuando se configuran de esta manera el módulo de MCM es capaz de leer y escribir datos en el dispositivo remoto Modbus, permitiendo actuar a la plataforma CompactLogix como un SCADA (sub-maestro) o un dispositivo concentrador de datos. En la tabla 11 se muestra las especificaciones del módulo MVI69-MCM.

Tabla 11. Especificaciones MVI69-MCM

ESPECIFICACIONES DE HARDWARE	
Corriente de carga	800 mA máx. a 5 VDC
Temperatura de operación	32°F a 140°F (0°C a 60°C)
Puertos de configuración	RS-232, RS-485, RS-422
	RJ-45 (DB-9F)
ESPECIFICACIONES GENERALES	
Parámetros de comunicación	
Puerto 1	
Baud rate	110 a 38.4K baud
Puerto 2, 3	
Baud rate	110 a 115 Kbaud
Bits de parada	1 o 2
Tamaño de datos	5-8 bits
Paridad	Ninguna, par, impar
RTS tiempo de retardo	0-65535 ms
Modos Modbus	
RTU	(binario) con CRC-16
ASCII	con chequeo de error LRC
ESPECIFICACIONES ESCLAVO MODBUS	
Direcciones de nodo	1 a 247
Datos de estado	Códigos de error
	Contadores
	Estado de puertos disponibles
ESPECIFICACIONES MAESTRO MODBUS	
Lista de comandos	Hasta 100 comandos por puerto maestro, configurable por función, dirección de esclavo, registro de dirección número de palabras/bits.
Datos de estado	Códigos de error Lista de estados de los esclavos.

Elaborado por: Francisco Rosales

3.2.2 Software

3.2.2.1 Factory Talk View Studio

El programa FactoryTalk View Studio es un paquete de software integrado para desarrollo y aplicaciones HMI que pueden involucrar a múltiples usuarios y servidores, distribuidos sobre una red, es utilizado para crear aplicaciones de automatización.

Las principales ventajas que presta FactoryTalk View Studio son: la reducción del tiempo de desarrollo y puesta en marcha, la flexibilidad y capacidad para crecer, reutilización y modificación de aplicaciones, reducción en costos de operación y mejorar la calidad en servicio de supervisión y monitoreo.

FactoryTalk View Studio puede configurarse en una estación de operador (Panel View) o en una aplicación distribuida (PC).

FactoryTalk View ME (Machine Edition): es una aplicación de interfaz operador-máquina para desarrollar interfaces de operador incrustadas y basadas en PC. Está diseñado para sistemas de supervisión y control de máquinas individuales y pequeños procesos.

FactoryTalk View SE: Se hace referencia a las versiones de Station Edition y Site Edition.

Station Edition, es un sistema autónomo de interfaz de operador para la supervisión y control de procesos. Todos los componentes se ejecutan en un único PC y no se distribuyen entre varios PC's.

Site Edition, es una versión distribuida en que los servidores de interfaz de operador, los servidores de datos, los clientes y los editores de estudio pueden distribuirse en PC's independientes, permitiendo que el software distribuido funcione adecuadamente sobre una única aplicación, de manera que los programadores y operadores del sistema no estén preocupados de la distribución física del sistema.

Figura 34. Ámbitos de proyectos de Visualización



Fuente: Factory Talk View Studio

En la Tabla 12 se describen las especificaciones que requieren tener las PC's en la que se va a ejecutar el software de desarrollo.

Tabla 12. Requerimientos de Hardware para Factory Talk View Studio

Requerimientos del Sistema	
Hardware Workstation	
Procesador	Intel Core 2 Duo, 2.66 GHz
Memoria RAM	2 GB
Disco duro	Mín. 100 MB
Sistema Operativo	Microsoft® Windows® 7 Professional with Service Pack 1 (32-bit or 64-bit).
	Microsoft Windows XP Professional with Service Pack 3 (32-bit).

Elaborado por: Francisco Rosales

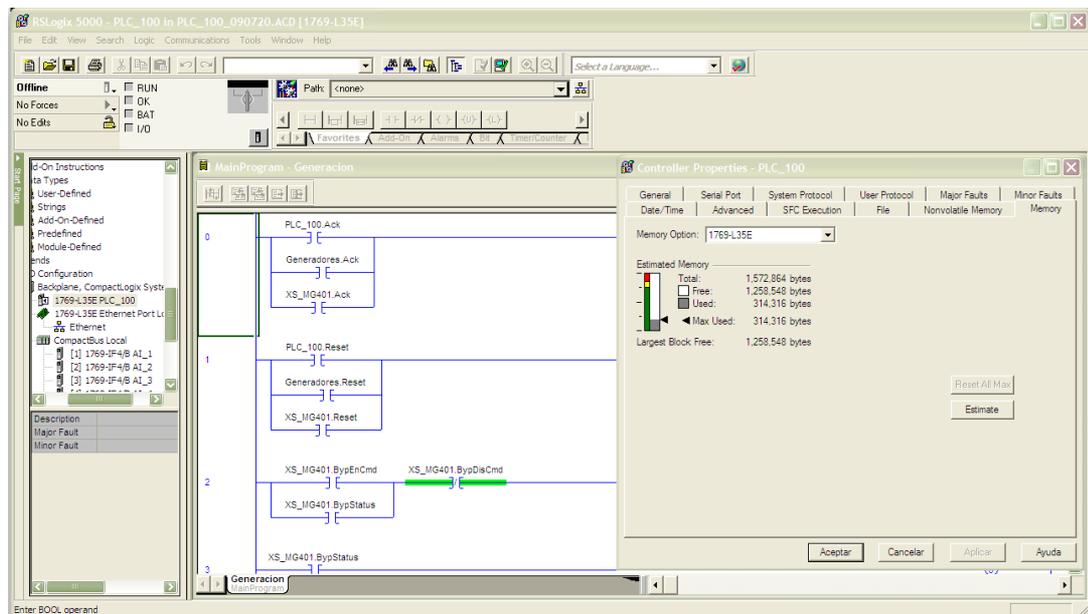
3.2.2.2 RSLogix 5000

RSLogix 5000 Enterprise Series está diseñado para plataformas de controlador Logix5000 de Allen Bradley por ejemplo CompactLogix, ControlLogix, etc., este software permite crear y editar programas de control mediante editores de texto estructurado, lógica de escalera, diagrama de bloques de funciones, y diagramas de funciones secuenciales. Figura 35.

Tiene un diseño intuitivo, mayor acceso a información en tiempo real, simplifica el desarrollo de soluciones de control complejas, permite modificar el código de aplicación y la configuración de E/S en tiempo de ejecución sin necesidad de

detener la aplicación, cuenta con un sistema de alarmas Logix que contiene la información necesaria para visualizar las alarmas en FactoryTalk View SE, proporcionando una integración con la interfaz humano-máquina.

Figura 35. Software de programación RSLogix 5000



Fuente: RSLogix 5000

En la tabla 13 se observan los requerimientos de hardware que necesita la PC para poder trabajar en condiciones ideales.

Tabla 13. Requerimientos de Hardware para RsLogix5000

Requerimientos del Sistema	
Procesador	Intel i5 2.4GHz
Memoria RAM	4 GB
Disco duro	Mín. 20 GB
Sistema Operativo	Microsoft® Windows® 7 Professional with Service Pack 1 (32-bit or 64-bit).
	Microsoft® Windows® 7 Home Premium with Service Pack 1 (32-bit or 64-bit).
	Microsoft Windows XP Professional with Service Pack 3 (32-bit).

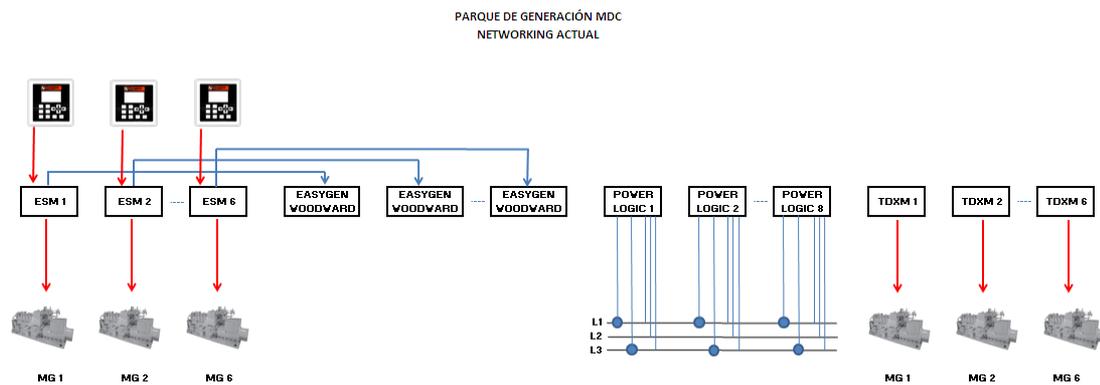
Elaborado por: Francisco Rosales

3.3 Análisis del sistema actual y del sistema a implementarse

3.3.1 Sistema actual

Actualmente no se cuenta con un sistema de supervisión centralizado en el parque de generación de MDC, el monitoreo de variables de operación se lo realiza en modo manual; es decir, el operador o técnico de mantenimiento conecta el cable de comunicación desde la computadora al controlador del motor para verificar en ese instante los parámetros de funcionamiento, así como lleva un registro de datos del Easygen, de los PM's y de los Murphy. En la Figura 36 se observa un diagrama anterior a la implementación del proyecto.

Figura 36. Red anterior del parque de generación MDC



Elaborado por: Francisco Rosales

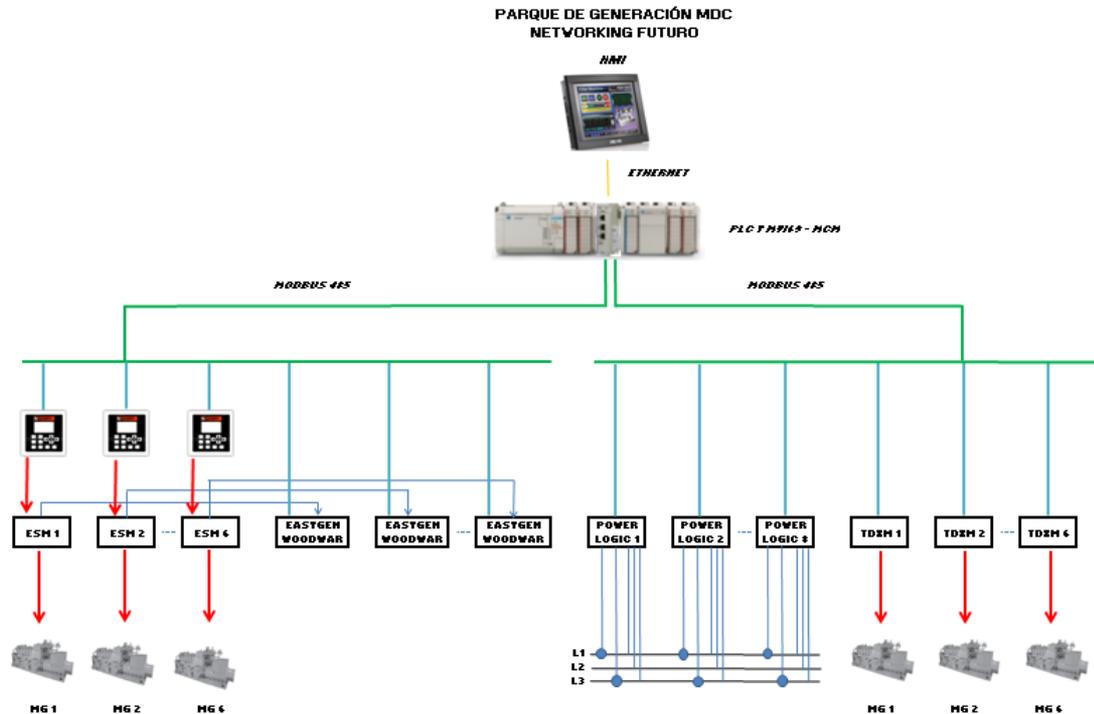
3.3.2 Sistema a implementarse

El objetivo de este nuevo sistema es disponer en el PCR (Power Control Room) de la Planta de Generación MDC, la visualización de variables eléctricas y mecánicas más importantes del proceso de generación eléctrica, mediante la adquisición y centralización de datos.

Como se observa en la Figura 37 el sistema a futuro trata de cubrir todos los niveles de automatización (CIM), abarcando desde el nivel de campo hasta el nivel de gestión con el fin de disponer de datos estadísticos o tendencias de las principales variables de los grupos electrógenos que permitan visualizar su comportamiento,

medir, y diagnosticar posibles fallos, esto permitirá reducir costos operativos y en general disponer de una herramienta de gestión para la toma de decisiones.

Figura 37. Networking del sistema actual para el parque de Generación MDC



Elaborado por: Francisco Rosales

Con la implementación de este sistema, se obtendrán los parámetros en tiempo real de los ocho grupos electrógenos, que estarán al alcance del operador en la pantalla de su escritorio, teniendo un mayor control del sistema.

Para esto se conectarán a una red común Modbus RS485 los equipos existentes como son Easygen (variables del generador eléctrico), ESM y Murphy °T (variables del motor de combustión), PowerLogic (variables de potencia, factor de potencia y energía eléctrica); además, se incluirá en la red un PLC de la plataforma CompactLogix de Allen Bradley.

Para consolidar la red se empleará un módulo ProSoft de comunicación Modbus RS485 (MVI69-MCM), que permitirá enlazar todas las variables con el HMI (PC o Workstation).

El diseño de las pantallas se realizará mediante el software de desarrollo FactoryTalk View SE de Rockwell Automation.

Todos los equipos para la arquitectura de red se ubicarán dentro de un tablero de control alimentados eléctricamente con sus respectivas protecciones en caso de cortocircuito o sobrecarga. Se incluirá un UPS de 1KVA que garantizará autonomía de alimentación de la red en caso de pérdida de energía.

Lo que se busca con este sistema es incrementar la confiabilidad operacional del parque de generación; esto es, reducir el número de paradas no programadas parciales y totales (shutdowns). Así como incrementar la seguridad en las operaciones; tanto para el personal, la infraestructura y el medio ambiente (reducción de riesgo y costo operacional).

CAPÍTULO 4

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA HMI EN EL PARQUE DE GENERACIÓN MDC.

4.1 Diseño del tablero de control

El tablero metálico fue construido en lámina de acero galvanizado de 2mm de espesor, con dimensiones exteriores de 2000x800x600 mm (HxWxD), tiene una doble base de 100mm de alto, una puerta frontal, cerradura de tres puntos y un doble fondo, acabado con pintura epoxi poliéster en polvo color RAL 7032, cumple con la normativa NEMA 12. Figura 38.

Para uso interior sin golpes, proporciona un grado de protección al personal contra el contacto incidental con el equipo, además proporciona un grado de protección contra suciedad, polvo circulante, hilachas, fibras, gotas y salpicaduras de líquidos. (Metring Instrumentación, 2009)

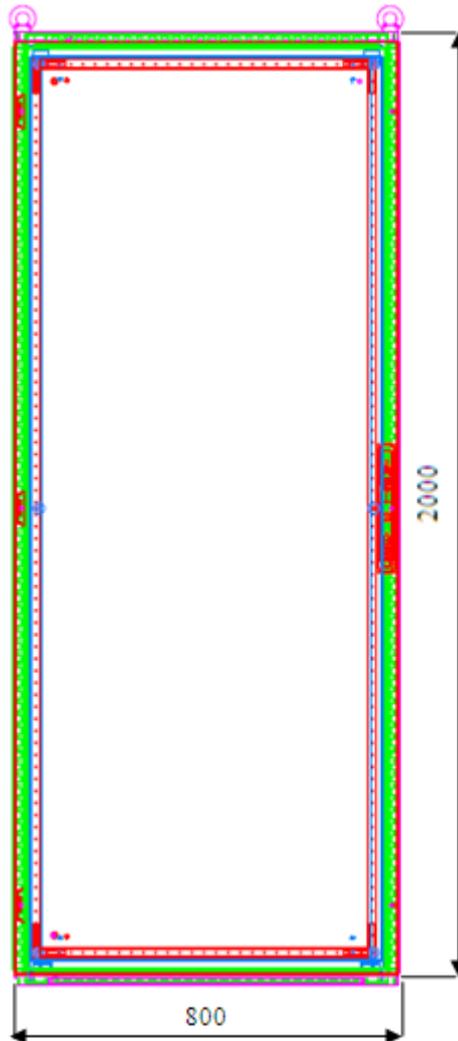
Figura 38. Tablero de Control



Fuente: Campo MDC, shelter de generación

A continuación se puede observar el diseño del tablero en el cual se basó para la construcción.

Figura 39. Dimensiones del tablero de control



Elaborado por: Francisco Rosales

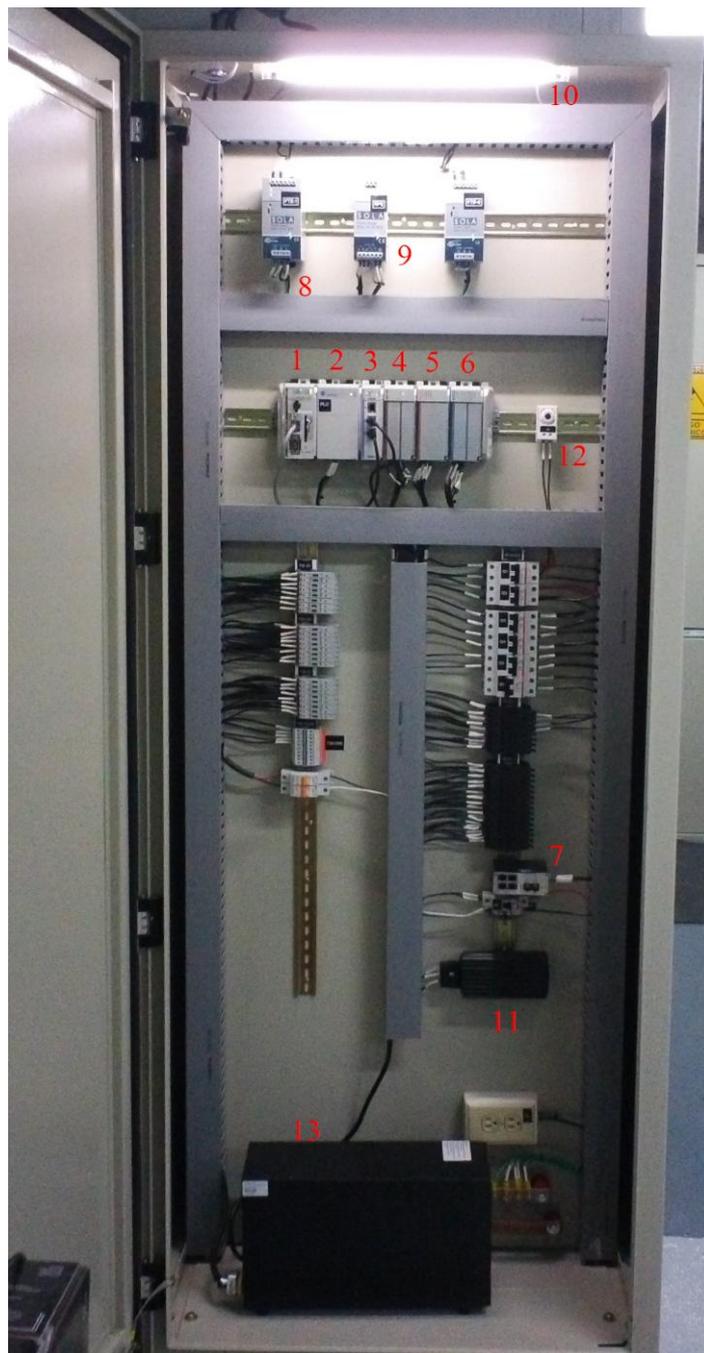
Adicionalmente se adjunta como Anexo 1 los planos de diseño del tablero.

En la parte interior del tablero de control se colocaron los siguientes equipos:

1. Procesador CompactLogix L35E
2. Fuente de alimentación compactlogix
3. Módulo de comunicación Modbus prosoft MVI69-MCM
4. Módulo de entradas análogas compactlogix 8 point
5. Módulo de salidas digitales relé compactlogix 16 point
6. Módulo de entradas digitales compactlogix 32 point
7. Switch Ethernet 105fx-st

8. Fuente sola sdn10-24-100c
9. Módulo de fuente redundante sdn2.5-20 red
10. Lámpara para tablero
11. Resistencia anti condensación 100 w
12. Termostato
13. UPS 1 KVA

Figura 40. Distribución interna de equipos en el tablero de control



Elaborado por: Francisco Rosales

Los módulos de entradas y salidas que se colocaron adicionalmente tienen como finalidad ocuparse en proyectos a futuro que tiene la empresa como por ejemplo la lectura de la cantidad de gas que se consume por cada generador Waukesha.

4.2 Diseño de la red de comunicación Modbus RTU

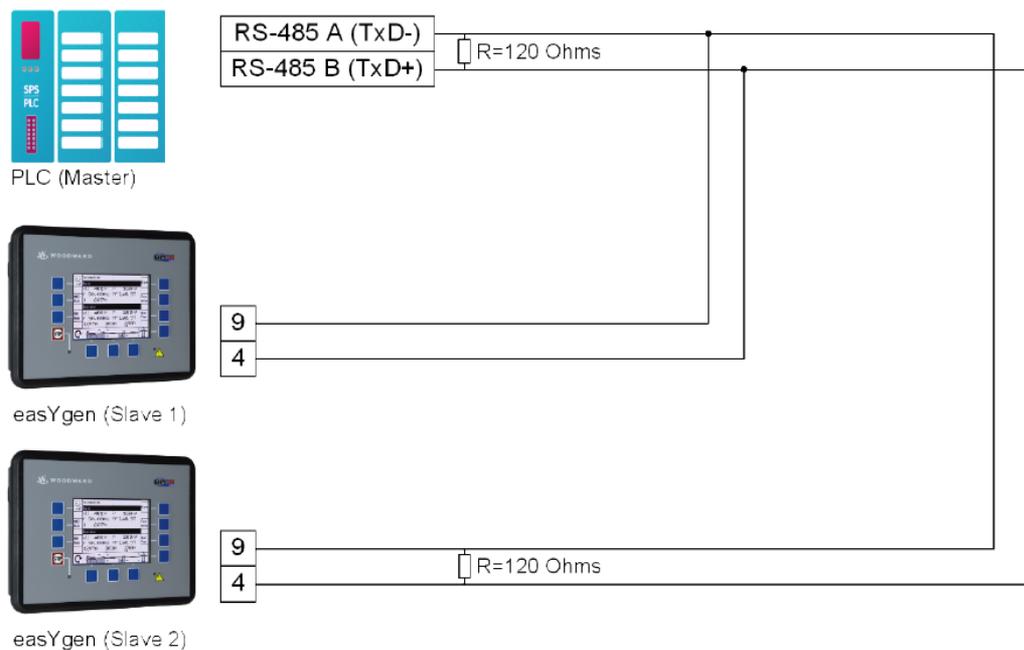
El protocolo serial Modbus es un protocolo maestro-esclavos. Sólo un maestro al mismo tiempo está conectado al bus, y uno o varios (247 máximo) nodos esclavos están también conectados al mismo bus serie.

Una comunicación Modbus siempre es iniciada por el maestro. Los nodos esclavos no podrán transmitir datos sin recibir una petición desde el nodo maestro. Los nodos esclavos no se comunican entre sí.

4.2.1 Bus de comunicaciones serie de 2 hilos

El modo de comunicación que se utilizó para el presente proyecto es semiduplex es decir 2 hilos, de forma que no permite la transmisión y recepción simultánea.

Figura 41. Topología general 2 hilos



Fuente: Easygen 3000 serie Manual Interface 37418B

La interfaz RS-485 semiduplex, es ideal para redes de múltiples dispositivos a un maestro MODBUS (tal como un PC o PLC). El maestro controla todas las comunicaciones en la red, mientras que el ECU, el Easygen y los Pirómetros Murphy actúan como esclavos y simplemente responden a las órdenes emitidas por el maestro, además la topología Maestro-Eslavo reduce el costo para supervisar varios dispositivos.

El cableado consiste en un par de hilos de cobre trenzados sobre el que se transmite una señal diferencial para enviar los bits de datos, siendo inmune a las interferencias y admitiendo largas distancias.

Figura 42. Cable Belden 3105



Fuente: Datasheet Belden 3105A

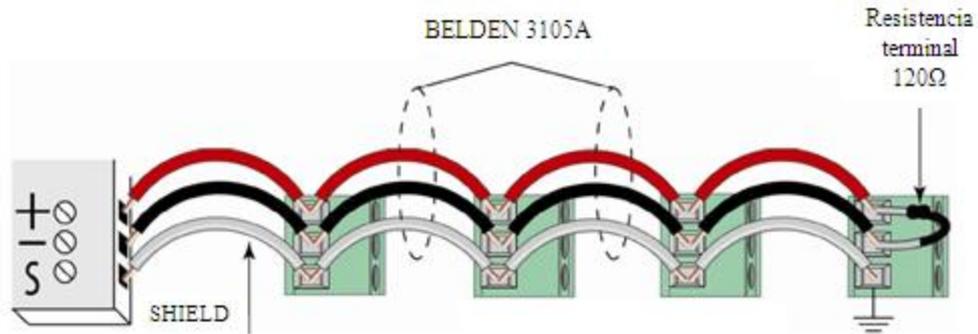
Se adjunta como Anexo 2 la hoja de datos técnicos del cable Belden 3105 A para comunicación Modbus.

Los bits se transmiten mediante una trama asíncrona, es decir que los datos pueden ser transmitidos en cualquier instante, la velocidad de transmisión utilizada para la red es de 9600 bps, debido a que los ESM-D vienen por defecto a esa velocidad.

En los extremos del cable trenzado del bus RS-485 se requiere unas resistencias terminales de 120Ω , para adaptar la impedancia del bus, que a su vez se pueden conectar en serie con un capacitor de 1nF.

El capacitor permite que la resistencia solo tenga efecto con señales de frecuencias altas, es decir cuando se transmiten datos. Para distancias cortas de 32 pies (10 m) o menos y con velocidades (bps) más lentas, no son necesarias resistencias terminales.

Figura 43. Conexión de la Resistencia Terminal



Fuente: Guía de instalación PM800

En la tabla 14 se muestran las distancias máximas para el bus de comunicaciones serie para dispositivos con conexión de 2 hilos.

Tabla 14. Distancias para comunicaciones RS485 de 2 hilos

Velocidad en Baudios	Distancias máximas de comunicaciones
	De 1 a 32 dispositivos
9600	2438 m
19200	1829 m
38400	914 m

Elaborado por: Francisco Rosales

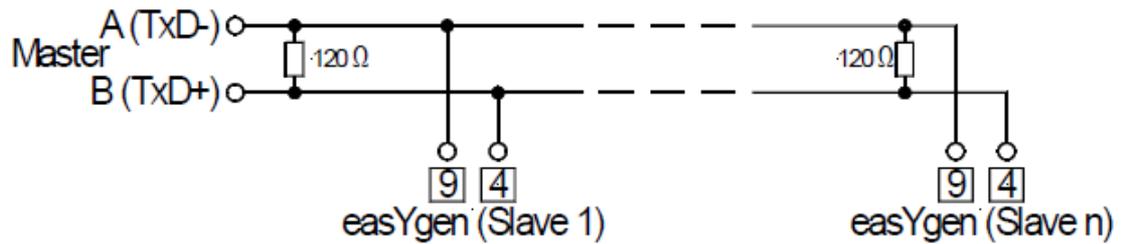
Las distancias indicadas en la tabla sirven como referencia, ya que cada dispositivo puede tener una limitación adicional de distancia, por lo que se recomienda revisar la documentación de cada dispositivo.

En el Anexo 3 se indica la topología de la conexión de la red Modbus de 2 hilos que fue realizada entre el Maestro (Módulo MVI69-MCM) y sus esclavos (Easygen, ESM-D, Pirómetros Murphy, Power meter).

4.2.1.1 Interface serial RS-485 semi-duplex Easygen

Para poder realizar la red de 2 hilos con el Easygen, hay que tener en cuenta que el puerto serial #2 es un conector tipo DB-9, como se indica en la Figura 44 los pines a utilizarse son el 4 B' (RxD+) y el 9 A' (RxD-).

Figura 44. Conexión para operación semi-dúplex



Fuente: Easygen 3000 serie Manual Interface 37223C

En la tabla 15 se indica la asignación de pines para funcionar en modo semi-dúplex sobre Modbus RS-485.

Tabla 15. Asignación de pines para la interface RS-485

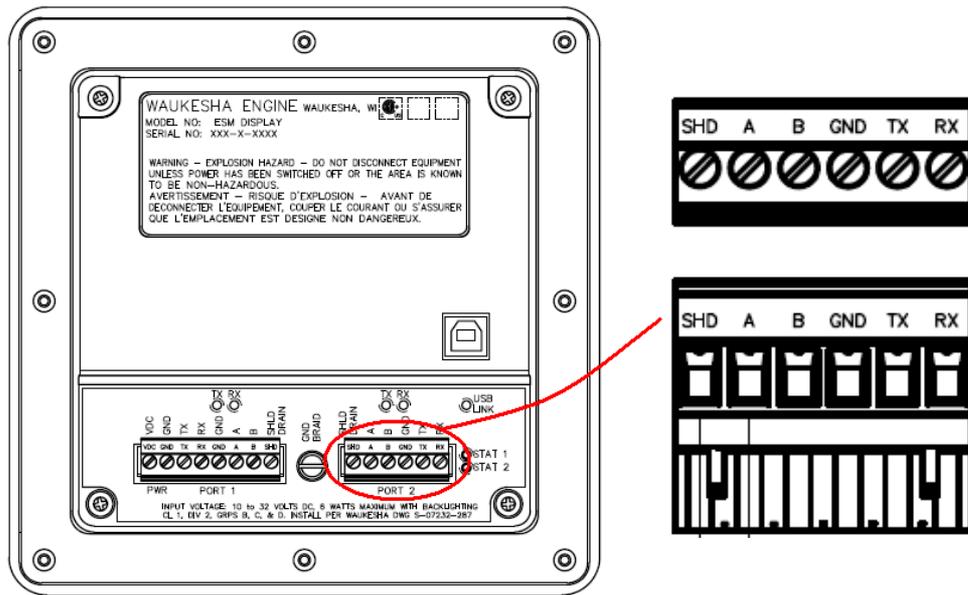
TERMINAL	DESCRIPCION
1	not connected
2	B (TxD+)
3	not connected
4	B' (RxD+)
5	not connected
6	not connected
7	A (TxD-)
8	not connected
9	A' (RxD-)

Elaborado por: Francisco Rosales

4.2.1.2 Interface serial RS-485 semi-duplex ESM-D

El cableado Modbus en el ESM-D, consiste en dos hilos para funcionar en modo semi-duplex. En la Figura 45 se puede apreciar el conector tipo bornera que tiene el equipo.

Figura 45. Conector tipo bornera ESM-D



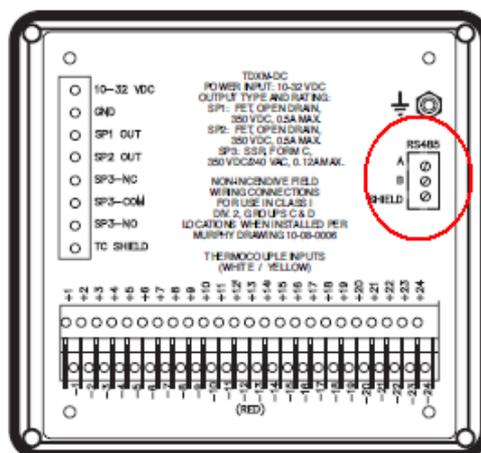
Fuente: Manual de usuario ESM.

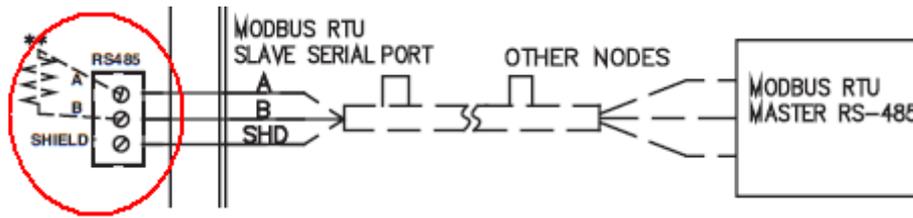
En el caso del ESM-D Tx- and Rx- se convierten en "A" y Tx+ y Rx + se convierten en "B."

4.2.1.3 Interface serial RS-485 semi-duplex pirómetro Murphy

El puerto serie RS-485 (esclavo Modbus RTU) se encuentra en la parte posterior del módulo, se recomienda colocar una resistencia terminal cuando el TDXM es el último dispositivo conectado en una configuración en cadena (Daisy Chain). La comunicación es semi-dúplex.

Figura 46. Conector para comunicación RS-485 TDXM





Fuente: Manual de usuario TDXM

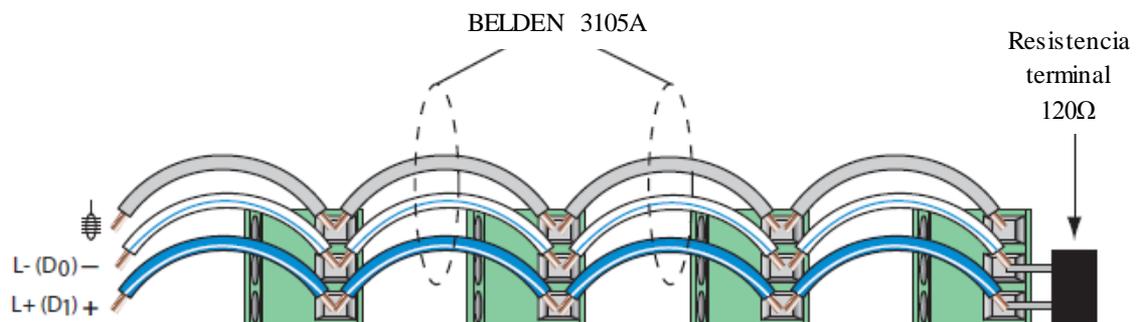
En el Anexo 4 se puede observar un Layout del cableado físico de los pirómetros Murphy.

4.2.1.4 Interface serial RS-485 semi-duplex Power Meter

El puerto RS-485 permite la conexión en un bus de comunicaciones serie con un máximo de 32 dispositivos de 2 hilos, cada enlace de comunicaciones indica una cadena de dispositivos conectados por un cable de comunicaciones.

Para conectar otros dispositivos en el bus de comunicaciones serie a la central de medida se debe utilizar el conector de tres terminales del puerto RS-485, es decir, por medio de un cable hay que conectar el terminal D1 (+) de la central de medida con el terminal D1 (+) del siguiente dispositivo, el terminal D0 (-) con el terminal D0 (-), y el blindaje con el blindaje.

Figura 47. Conexión para operación semi-dúplex Power Meter



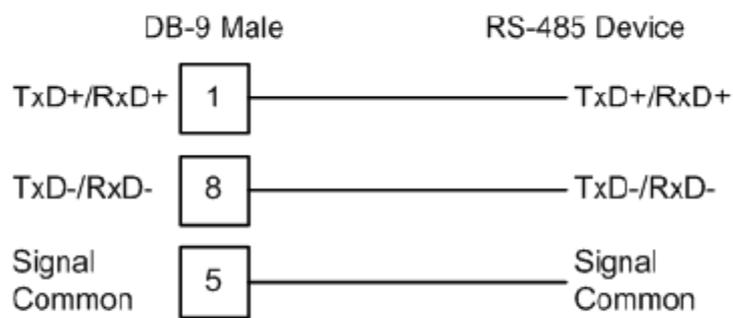
Fuente: Guía de instalación PM500

4.2.1.5 Interface serial RS-485 semi-duplex módulo MVI69-MCM

La interfaz RS-485 semi-dúplex requiere un cable de dos hilos. Las resistencias terminales no se requieren en la red RS-485, a menos que se tenga problemas de comunicación que se pueden atribuir a la señal, ecos o reflexiones.

En estos casos, se coloca una resistencia terminal de 120 ohmios entre los pines 1 y 8, para mejorar la calidad de la comunicación.

Figura 48. Conexión para conversor DB-9 a RS-485



Fuente: Manual de usuario MVI69-MCM

Si la comunicación RS-485 no funciona en primera instancia, se debe tratar de cambiar las polaridades de terminación. Algunos fabricantes interpretan + y -, o A y B, como polaridades diferentes.

4.2.2 Tabla de direcciones Modbus Easygen

El módulo esclavo Modbus diferencia entre los datos de visualización, los datos de configuración y los datos de control remoto. Para la lectura de datos se realizó a través de la función "Lectura de registros".

A través del protocolo Modbus se pueden obtener lecturas de los datos importantes del sistema como estados de alarma, datos de medición de CA, y otra información. El rango de direccionamiento Modbus utilizado en el proyecto van desde el 450001. En este rango de direcciones es posible hacer bloques de lectura desde 1 hasta 128 registros Modbus a la vez.

El protocolo utilizado para la visualización de datos del Easygen es el 5003. En la Tabla 16 se indican los parámetros eléctricos que van a ser adquiridos al HMI.

Tabla 16. Variables eléctricas Easygen

Parámetro ID	Dirección MODBUS	Descripción	Unidades
-	450001	Protocolo de datos, 5003	-
-	450003	Modo de control (STOP/AUTO/MANUAL)	-
160	450004	Factor de potencia del Gen.	-
144	450007	Frecuencia del Gen.	Hz
10110	450022	Voltaje de batería de Easygen	V
111	450035	Gen. Corriente 1	A
112	450038	Gen. Corriente 2	A
113	450041	Gen. Corriente 3	A
135	450053	Potencia total del Gen.	W
136	450059	Potencia reactiva total del Gen.	var
108	450074	Gen. Voltaje L1-L2	V
114	450077	Gen. Voltaje L1-N	V
109	450080	Gen. Voltaje L2-L3	V
115	450083	Gen. Voltaje L2-N	V
110	450086	Gen. Voltaje L3-L1	V
116	450089	Gen. Voltaje L3-N	V
10202	450121	Modos de Operación: 13216=Funcionamiento activo real 13250=Tiempo estable del generador 13251=En operación 13203=Motor apagado 13204=Enfriamiento 13253=Listo Modo automático 13206=Puesto en marcha 13255=GCB abierto 13256=Descarga generador 13208=Pre calentamiento 13257=MCB abierto 13209=GCB cierre barra muerta 13258=Carga generador 13210=MCB cierre barra muerta 13259=Sincronización GCB 13260=Sincronización MCB 13214=Ignición	-
2520	450122	Energía real Gen.	MWh
2522	450125	Energía reactiva Gen.	Mvarh
2568	450128	Horas de operación del Gen.	h

Elaborado por: Francisco Rosales

4.2.3 Tabla de direcciones Modbus ESM-D

El sistema ESM sólo funciona en modo RTU. En el modo RTU cada elemento está representado por 8 bits, excepto los datos que pueden consistir en un número variable de bytes sucesivos.

Los códigos de función Modbus soportados son los códigos del 01 al 04. En la Tabla 17 se enumera los identificadores de dirección que están asociados con cada código de función.

Tabla 17. Códigos de función Modbus

CÓDIGO FUNCIÓN	NOMBRE MODBUS	DIRECCIÓN ID
1	Lectura de tabla de salidas	0XXXX
2	Lectura de tabla de entradas	1XXXX
3	Lectura de registros	4XXXX
4	Lectura de entradas análogas	3XXXX

Elaborado por: Francisco Rosales

Cuando se realiza el proceso de direccionamiento del dispositivo, no debe haber dos dispositivos con la misma dirección, ya que todo el bus serie puede comportarse de una manera errónea, imposibilitando al maestro comunicarse con todos los esclavos presentes en el bus.

En la Tabla 18 se muestran los parámetros mecánicos que van a ser adquiridos al HMI.

Tabla 18. Variables Mecánicas ESM

Dirección MODBUS	Descripción	Unidades
40034	Carga de actual del motor	%
40041	Horas de operación actual del motor	s
30001	rpm promedio	rpm
30002	Presión de aceite	kPa
30005	Posición de la válvula reguladora (acelerador)	%
30008	Temperatura del refrigerante	°C
30009	Chispa de encendido 1	°BTDC

30010	Chispa de encendido 2	°BTDC
30011	Chispa de encendido 3	°BTDC
30012	Chispa de encendido 4	°BTDC
30013	Chispa de encendido 5	°BTDC
30014	Chispa de encendido 6	°BTDC
30015	Chispa de encendido 7	°BTDC
30016	Chispa de encendido 8	°BTDC
30017	Chispa de encendido 9	°BTDC
30018	Chispa de encendido 10	°BTDC
30019	Chispa de encendido 11	°BTDC
30020	Chispa de encendido 12	°BTDC
30026	Voltaje de batería	V
30027	Temperatura del aire del colector de admisión (IMAT)	°C
30028	Temperatura del aceite	°C
30029	Temperatura del escape (Left bank)	°C
30030	Temperatura del escape (right bank)	°C
30034	IMAP left bank	INHG
30035	IMAP right bank	INHG
30044	Valor Lambda (left bank)	-
30045	Valor Lambda (right bank)	-
30048	Valor WKI	WKI
30058	Temperatura del ECU	°C
30059	Voltaje del sensor de oxígeno (Left bank)	V
30060	Voltaje del sensor de oxígeno (right bank)	V
30064	Número de referencia de la chispa del cilindro #1	-
30065	Número de referencia de la chispa del cilindro #2	-
30066	Número de referencia de la chispa del cilindro #3	-
30067	Número de referencia de la chispa del cilindro #4	-
30068	Número de referencia de la chispa del cilindro #5	-
30069	Número de referencia de la chispa del cilindro #6	-
30070	Número de referencia de la chispa del cilindro #7	-
30071	Número de referencia de la chispa del cilindro #8	-
30072	Número de referencia de la chispa del cilindro #9	-
30073	Número de referencia de la chispa del cilindro #10	-
30074	Número de referencia de la chispa del cilindro #11	-
30075	Número de referencia de la chispa del cilindro #12	-

Elaborado por: Francisco Rosales

4.2.4 Tabla de direcciones Modbus pirómetros Murphy

En los pirómetros TDXM el protocolo Modbus RTU soporta las funciones de los códigos 3 y 6. De igual manera que los anteriores dispositivos se debe direccionar de

una manera adecuada para no tener inconvenientes en la comunicación Maestro-Escavo.

En la Tabla 19 se puede observar los parámetros de temperaturas de cilindros del motor que van a ser adquiridos al HMI.

Tabla 19. Variables de temperaturas de cilindros del motor

Canal	Dirección Modbus	Descripción	Unidades
Ch #1	40001	Temperatura del cilindro Izquierdo #1	°C
Ch #2	40002	Temperatura del cilindro Izquierdo #2	°C
Ch #3	40003	Temperatura del cilindro Izquierdo #3	°C
Ch #4	40004	Temperatura del cilindro Izquierdo #4	°C
Ch #5	40005	Temperatura del cilindro Izquierdo #5	°C
Ch #6	40006	Temperatura del cilindro Izquierdo #6	°C
Ch #7	40007	Temperatura del exhaust Izquierdo #7	°C
Ch #8	40008	Temperatura del cilindro Derecho #8	°C
Ch #9	40009	Temperatura del cilindro Derecho #9	°C
Ch #10	40010	Temperatura del cilindro Derecho #10	°C
Ch #11	40011	Temperatura del cilindro Derecho #11	°C
Ch #12	40012	Temperatura del cilindro Derecho #12	°C
Ch #13	40013	Temperatura del cilindro Derecho #13	°C
Ch #14	40014	Temperatura del exhaust Derecho #14	°C

Elaborado por: Francisco Rosales

4.2.5 Tabla de direcciones Modbus Power Meter

Hay que tener en consideración que los registros del medidor de potencia están dados únicamente como 1100 pero en realidad este dato ocupará el registro 31100 o a su vez el 41100.

Debido al conexionado de dos hilos de los medidores de potencia no se pueden adquirir ciertos datos que necesariamente deben estar en modo de 4 hilos o full dúplex.

En la Tabla 20 se indica los parámetros eléctricos del medidor de potencia que van a ser adquiridos al HMI.

Tabla 20. Variables eléctricas del medidor de potencia

Dirección MODBUS	Descripción	Unidades
1100	Corriente de la Fase A	A
1101	Corriente de la Fase B	A
1102	Corriente de la Fase C	A
1105	Corriente promedio de las 3 fases	A
1120	Voltaje A-B	V
1121	Voltaje B-C	V
1122	Voltaje C-A	V
1123	Voltaje L-L promedio	V
1143	Potencia Real total	kW
1147	Potencia Reactiva total	kVAr
1151	Potencia Aparente total	kVA
1163	Factor de potencia real total	-
1167	Factor de potencia real alterno total	-
1171	Factor de potencia desplazado total	-
1175	Factor de potencia desplazado alterno total	-
1180	Frecuencia	Hz

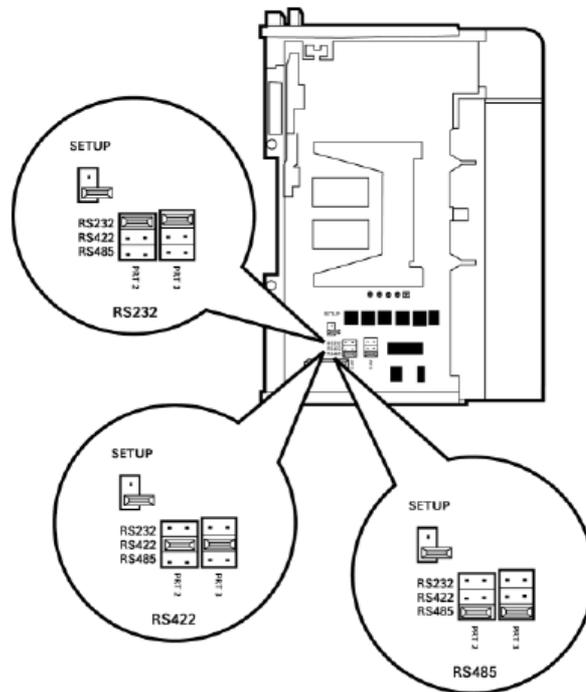
Elaborado por: Francisco Rosales

4.3 Configuración del módulo Prosoft MVI69-MCM

El módulo de comunicación MVI69-MCM, permite seleccionar comunicaciones seriales RS-232, RS-422 o RS-485, mediante la colocación de un jumper, observar la Figura 49.

El jumper de configuración actúa como protección contra escritura de la memoria flash del módulo. En el modo protegido contra escritura, los pines de setup no están conectados, y el firmware del módulo no se puede sobrescribir.

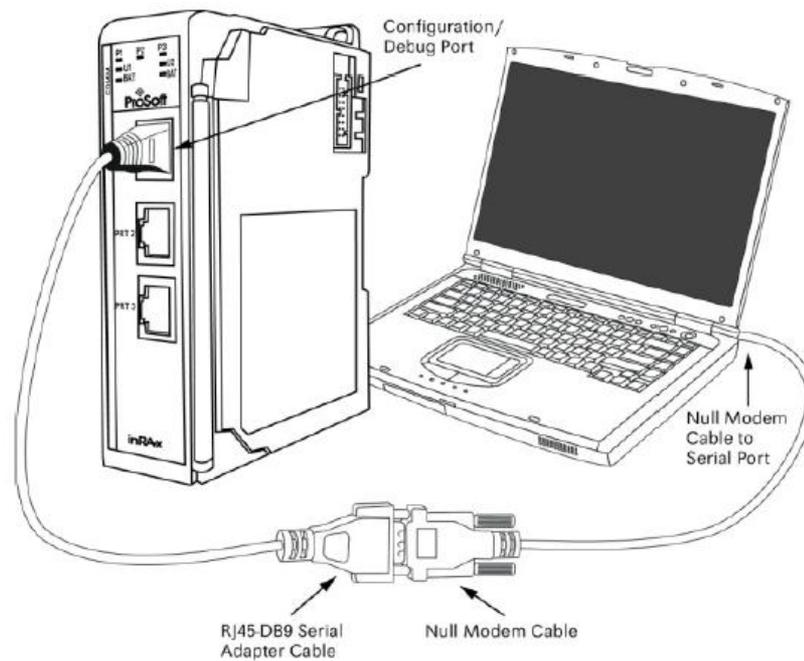
Figura 49. Selección de comunicación serial RS-485



Fuente: Manual de usuario MVI69-MCM

El programa PCB (Prosoft Configuration Builder), permite crear el archivo de configuración para descargarlo al módulo mediante la PC, por el puerto de configuración.

Figura 50. Conexión de la PC al módulo

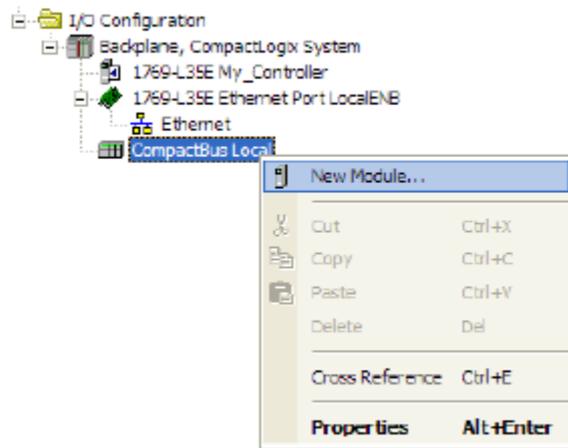


Fuente: User Manual MVI69-MCM

4.3.1 Creación del módulo en RSLogix 5000

Para crear el módulo en RsLogix 500 se debe posicionar el mouse sobre Compact bus Local, dar un clic en Configuración de E / S y seleccionar nuevo módulo.

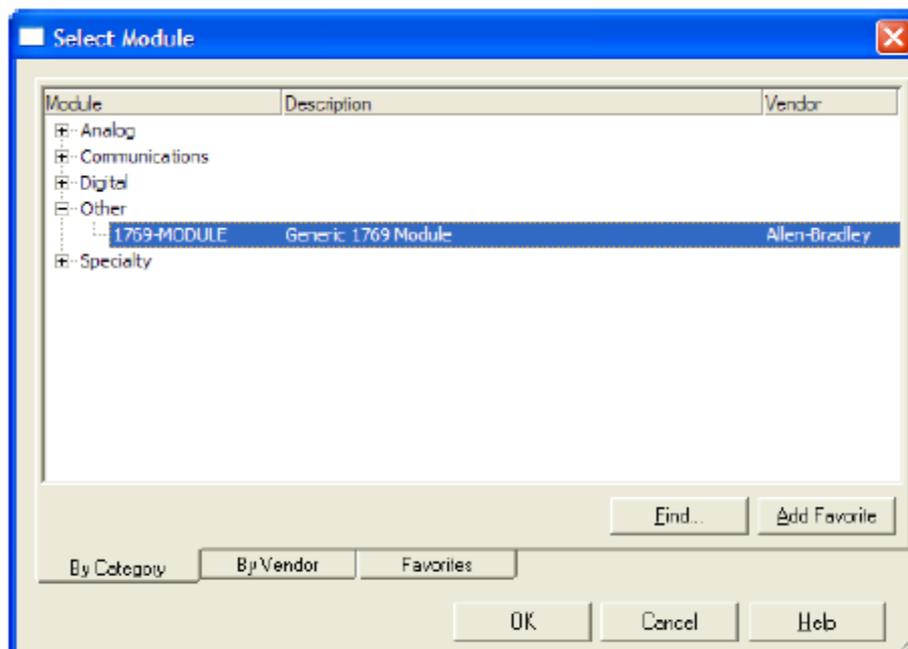
Figura 51. Insertar un nuevo Módulo



Fuente: RSLogix 5000

A continuación se debe seleccionar el módulo 1769-MODULE.

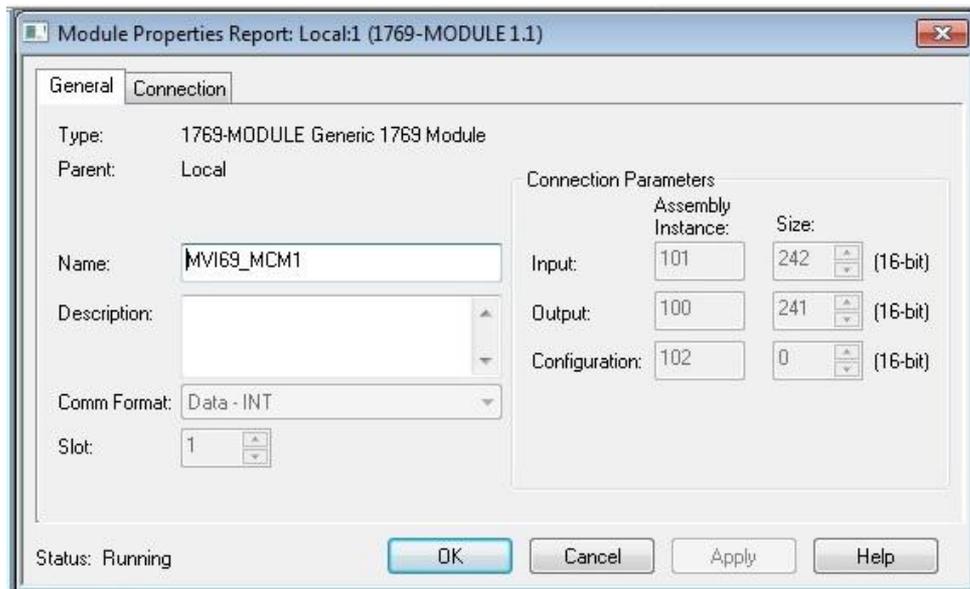
Figura 52. Selección de módulo



Fuente: RSLogix 5000

En la Figura 53 se configura el módulo para un bloque de transferencia de tamaño de 240 palabras.

Figura 53. Configuración del bloque de transferencia



Fuente: RSLogix 5000

En la Tabla 21 Se indican las opciones de tamaño de bloque de transferencia.

Tabla 21. Opciones para parámetros de conexión

Tamaño de Bloque de transferencia	Tamaño de Bloque de entrada	Tamaño de Bloque de salida
60	62	61
120	122	121
240	242	241

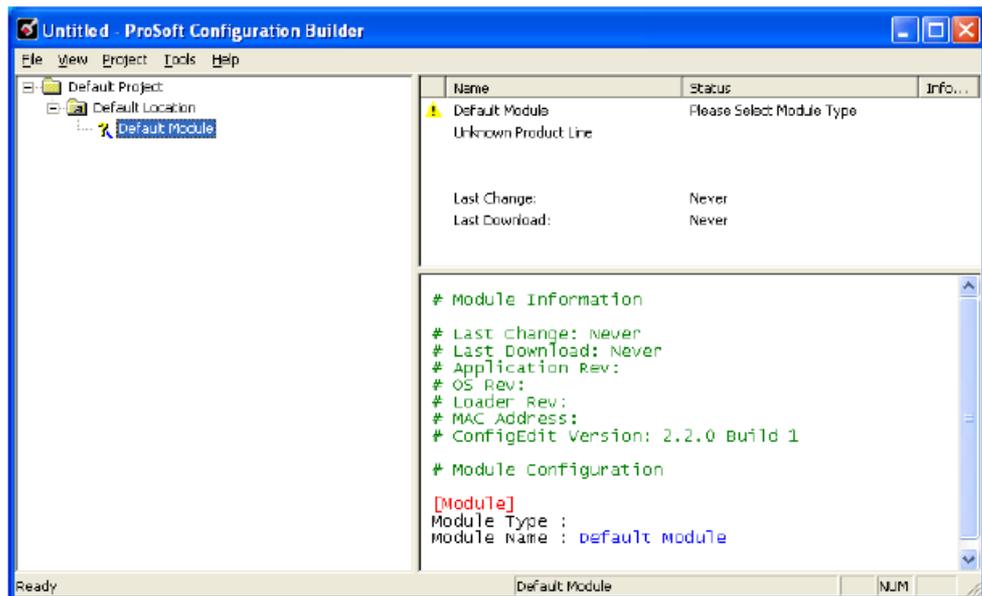
Elaborado por: Francisco Rosales

4.3.2 Configuración del proyecto en PCB

ProSoft Configuración Builder (PCB) permite generar archivos de configuración dependiendo los requerimientos de la aplicación, también permite importar archivos de configuración de módulos previamente instalados a nuevos proyectos.

La ventana principal consta de una vista de árbol a la izquierda, un panel de información y un panel de configuración en la parte derecha de la ventana. La vista de árbol contiene la carpeta del proyecto predeterminado y la ubicación con un módulo por defecto. En la Figura 54 se indica la ventana principal de PCB con un nuevo proyecto.

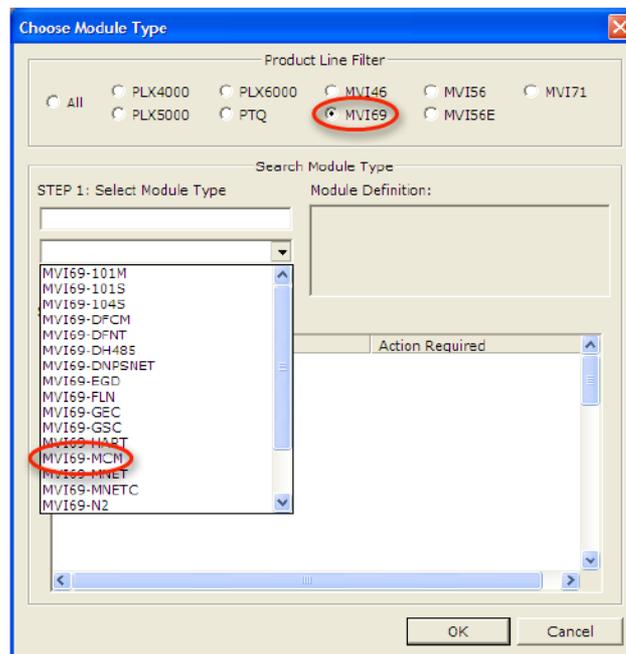
Figura 54. Ventana principal de PCB



Fuente: Prosoft Configuration Builder

Para empezar a configurar el archivo se debe seleccionar el tipo de módulo, en este caso es el MVI69-MCM, que es compatible con el procesador CompactLogix L35E.

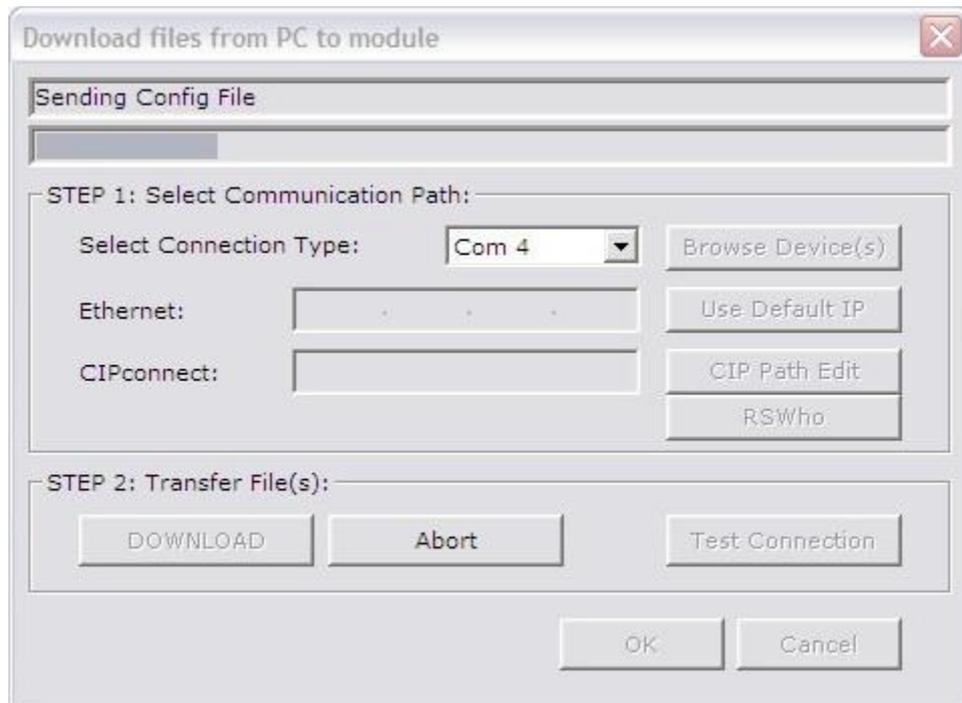
Figura 55. Selección del tipo de módulo



Fuente: Prosoft Configuration Builder

Al momento de descargar el archivo de configuración en el módulo MVI69-MCM se visualizará la siguiente imagen.

Figura 56. Descarga de archivo de configuración



Fuente: Prosoft Configuration Builder

4.3.2.1 Configuración de Backplane

El Backplane, permite identificar el método de error para las comunicaciones con el módulo si el procesador (PLC) no está en modo RUN, también describe cómo inicializar el módulo en el arranque.

El Read Register Start, especifica el inicio del área de los datos de lectura en la memoria del módulo. Los datos en esta área serán transferidos desde el módulo hacia el procesador. El espacio de memoria de base de datos total se limita a los primeros 5000 registros de memoria del módulo, se direcciona de 0 a 4999.

El Read Register Count, especifica el tamaño del área de los datos de lectura de la memoria del módulo y el número de registros para transferir de esta área al procesador, hasta un máximo de 5000 palabras.

El conteo total de registros de lectura y escritura no pueden exceder de 5.000 registros totales.

El Write Register Start, especifica el inicio del área de los datos de escritura en la memoria del módulo. Los datos en esta área serán transferidos desde el procesador.

El Write Register Count, especifica el tamaño del área de los datos de escritura de la memoria del módulo y el número de registros para transferir desde el procesador a esta área de memoria, hasta un valor máximo de 5.000 palabras.

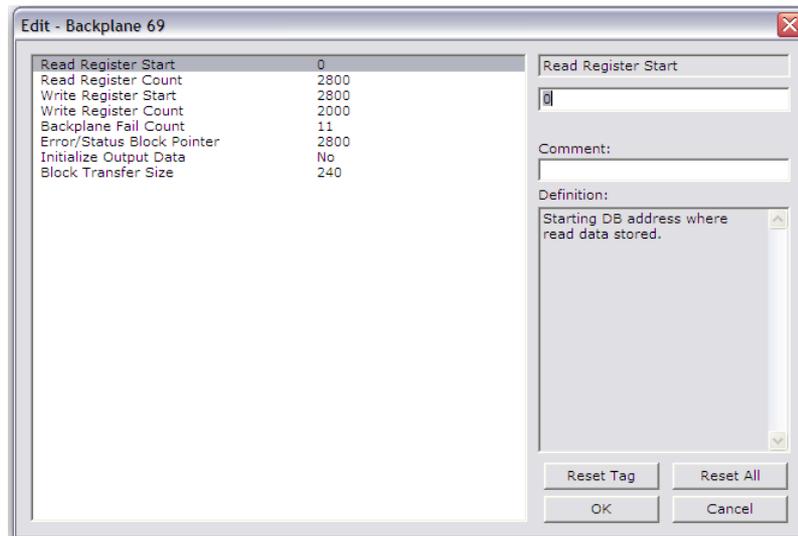
El Backplane (BP) Fail Count, especifica el número de fallos consecutivos de transferencia, que puede ocurrir antes de que las comunicaciones se interrumpieran. El fallo del BP hará que el protocolo se desactive (0 = ignorar, > 0 = conteo de fallos para desactivar).

El Error/Status block Pointer, Es la locación de donde se van a escribir los datos de estado (-1=disable). Esta área de datos incluye la información de la versión del módulo y todos los datos de error /status en el servidor.

El parámetro Initializing Output Data, determina si los datos de salida del módulo deben ser inicializados con los valores del procesador. Si el valor se establece en NO, la salida de datos se inicializan en 0. Si el valor se establece en YES, los datos se inicializan con los datos del procesador.

El parámetro Block Transfer Size de sólo lectura, especifica el número de palabras en cada bloque transferido entre el módulo y el procesador. Pueden ser de 60, 120 o 240. En la Figura 57 se muestra la configuración de Backplane para el proyecto.

Figura 57. Configuración de Backplane



Fuente: Prosoft Configuration Builder

4.3.2.2 Configuración de puerto MCM

La configuración de puertos del módulo se la realizó como Maestros tanto para la red de los pirómetros TDXM que está configurado en el puerto #1, así como para la red de los Easygen, ESM-D y PM's, configurado en el puerto #2.

El parámetro Enable, especifica si desea habilitar o deshabilitar el puerto. No = Puerto deshabilitado, Sí = puerto habilitado.

El parámetro Type, especifica el tipo de dispositivo que el puerto emulará. 0 = Maestro, 1 = Slave. En este caso se configurará con 0.

El parámetro Protocol, especifica el protocolo Modbus para ser utilizado en el puerto, los protocolos válidos son: rtu = Modbus RTU y ASCII = Modbus ASCII.

El parámetro de Baud Rate, se refiere a la velocidad de transmisión que se utilizará en el puerto. En este parámetro hay que tomar en cuenta que todos los esclavos estén configurados a la misma velocidad de transmisión. Este módulo nos proporciona velocidades desde 110 baud hasta 115,2 K baud.

La paridad es un sencillo algoritmo de comprobación de errores utilizado en la comunicación serial. Este parámetro especifica el tipo de comprobación de paridad. Todos los dispositivos que se comunican a través de este puerto deben utilizar el mismo ajuste de paridad, en este caso es Ninguno (None).

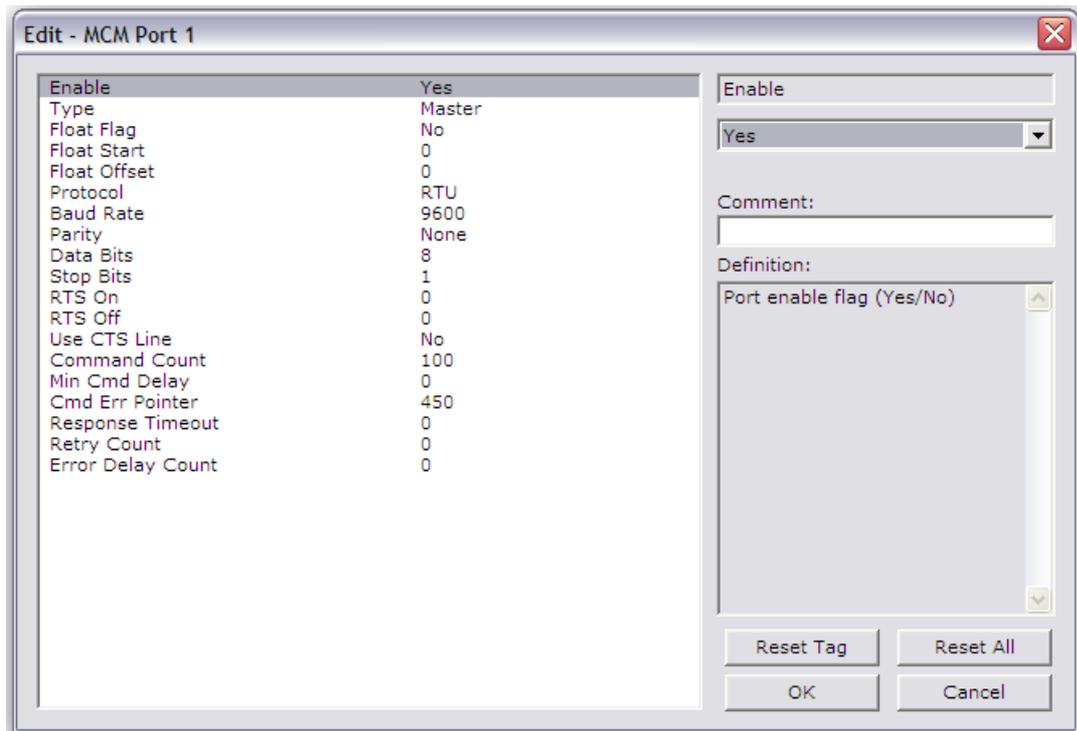
El parámetro Data Bits, define el número de bits de datos por cada palabra usada por el protocolo. Todos los dispositivos que se comunican a través de este puerto deben utilizar el mismo número de bits de datos. En el proyecto está configurado en 8.

El parámetro de Bits de parada indica el final de un carácter en el flujo de datos. Para la mayoría de las aplicaciones, se suele utilizar un bit de parada. Para los dispositivos más lentos que requieren más tiempo para volver a sincronizar, se puede utilizar dos bits de parada.

El parámetro Command Count, especifica el número de comandos para ser procesados por el puerto maestro Modbus.

El parámetro Command Error Pointer, establece la dirección en la base de datos Modbus interna donde se colocará el error de comando. Si el valor se establece en -1, los datos no serán transferidos a la base de datos. El rango válido de valores para este parámetro es de -1 a 4.899. Un código de error de 0 significa que el comando se ha enviado correctamente sin errores. En la Figura 58 se indica la configuración tanto para el puerto Maestro 1 y 2.

Figura 58. Configuración del puerto MCM



Fuente: Prosoft Configuration Builder

4.3.2.3 Configuración de la tabla de comandos Modbus

Para poder conectar el módulo MVI69-MCM con los dispositivos esclavos Modbus, hay que crear una lista de comandos. Los comandos en la lista especifican la dirección del dispositivo esclavo, la función de (lectura o escritura), las direcciones internas donde se localizarán los registros y a su vez serán asociadas a las direcciones de los dispositivos. La lista de comandos Maestro soporta hasta 100 comandos.

Cuando se configura un puerto Maestro, la decisión de que comando se debe utilizar depende del tipo de dato direccionado, y el nivel de soporte de Modbus en el equipo esclavo.

En la Figura 59 se aprecia la lista de comandos para la red de los Easygen, ESM-D y los medidores de energía.

Figura 59. Lista de comandos para red Easygen, ESM-D y PM's

Enable	Internal Address	Poll Interval	Reg Count	Swap Code	Node Address	ModBus Function	MB Address in Device	Comment
✓ 1 Yes	0	2	10	No Change	1	FC 3 - Read Holding Registers(4x)	0033	ESM-D MG-402
✓ 2 Yes	10	2	75	No Change	1	FC 4 - Read Input Registers(3x)	0000	ESM-D MG-402
✓ 3 Yes	90	2	85	No Change	2	FC 3 - Read Holding Registers(4x)	50000	EASYGEN MG-402
✓ 4 Yes	175	2	10	No Change	2	FC 3 - Read Holding Registers(4x)	50120	EASYGEN MG-402
✓ 5 Yes	185	2	10	No Change	3	FC 3 - Read Holding Registers(4x)	0033	ESM-D MG-401
✓ 6 Yes	195	2	75	No Change	3	FC 4 - Read Input Registers(3x)	0000	ESM-D MG-401
✓ 7 Yes	275	2	85	No Change	4	FC 3 - Read Holding Registers(4x)	50000	EASYGEN MG-401
✓ 8 Yes	360	2	10	No Change	4	FC 3 - Read Holding Registers(4x)	50120	EASYGEN MG-401
✓ 9 Yes	370	2	10	No Change	5	FC 3 - Read Holding Registers(4x)	0033	ESM-D MG-405
✓ 10 Yes	380	2	75	No Change	5	FC 4 - Read Input Registers(3x)	0000	ESM-D MG-405
✓ 11 Yes	460	2	85	No Change	6	FC 3 - Read Holding Registers(4x)	50000	EASYGEN MG-405
✓ 12 Yes	545	2	10	No Change	6	FC 3 - Read Holding Registers(4x)	50120	EASYGEN MG-405
✓ 13 Yes	555	2	10	No Change	7	FC 3 - Read Holding Registers(4x)	0033	ESM-D MG-406
✓ 14 Yes	565	2	75	No Change	7	FC 4 - Read Input Registers(3x)	0000	ESM-D MG-406
✓ 15 Yes	645	2	85	No Change	8	FC 3 - Read Holding Registers(4x)	50000	EASYGEN MG-406
✓ 16 Yes	730	2	10	No Change	8	FC 3 - Read Holding Registers(4x)	50120	EASYGEN MG-406
✓ 17 Yes	740	2	10	No Change	9	FC 3 - Read Holding Registers(4x)	0033	ESM-D MG-403
✓ 18 Yes	750	2	75	No Change	9	FC 4 - Read Input Registers(3x)	0000	ESM-D MG-403
✓ 19 Yes	830	2	85	No Change	10	FC 3 - Read Holding Registers(4x)	50000	EASYGEN MG-403
✓ 20 Yes	915	2	10	No Change	10	FC 3 - Read Holding Registers(4x)	50120	EASYGEN MG-403
✓ 21 Yes	925	2	10	No Change	11	FC 3 - Read Holding Registers(4x)	0033	ESM-D MG-404
✓ 22 Yes	935	2	75	No Change	11	FC 4 - Read Input Registers(3x)	0000	ESM-D MG-404
✓ 23 Yes	1015	2	85	No Change	12	FC 3 - Read Holding Registers(4x)	50000	EASYGEN MG-404
✓ 24 Yes	1100	2	10	No Change	12	FC 3 - Read Holding Registers(4x)	50120	EASYGEN MG-404
✓ 25 Yes	1110	2	10	No Change	13	FC 3 - Read Holding Registers(4x)	0033	ESM-D MG-407
✓ 26 Yes	1120	2	75	No Change	13	FC 4 - Read Input Registers(3x)	0000	ESM-D MG-407
✓ 27 Yes	1200	2	85	No Change	14	FC 3 - Read Holding Registers(4x)	50000	EASYGEN MG-407
✓ 28 Yes	1285	2	10	No Change	14	FC 3 - Read Holding Registers(4x)	50120	EASYGEN MG-407
✓ 29 Yes	1295	2	10	No Change	15	FC 3 - Read Holding Registers(4x)	0033	ESM-D MG-408
✓ 30 Yes	1305	2	75	No Change	15	FC 4 - Read Input Registers(3x)	0000	ESM-D MG-408
✓ 31 Yes	1385	2	85	No Change	16	FC 3 - Read Holding Registers(4x)	50000	EASYGEN MG-408
✓ 32 Yes	1470	2	10	No Change	16	FC 3 - Read Holding Registers(4x)	50120	EASYGEN MG-408

Enable Value Status - OK

Set to Defaults Add Row Insert Row Delete Row Move Up Move Down Edit Row Copy Row Paste Row OK Cancel

Fuente: Prosoft Configuration Builder

El campo de Enable, define si el comando se va a ejecutar y en qué condiciones.

Disable (0) = El comando se desactiva y no se ejecutará en la secuencia normal de polling.

Habilitar (1) = El comando se ejecuta en cada ciclo de la lista de comandos si el Poll Interval Time está ajustado a cero.

El campo de Internal Address, especifica la dirección de base de datos en la base de datos interna del módulo de estar asociado con el comando. Si el comando es una función de lectura, los datos recibidos en el mensaje de respuesta se colocan en la ubicación especificada. Si el comando es función de escritura, los datos utilizados en el comando se obtienen de la zona de datos especificado.

El parámetro de Poll Interval, especifica el intervalo mínimo para ejecutar comandos continuos. El parámetro se introduce en segundos. Por lo tanto, si se introduce un

valor de 100 para un comando, el comando se ejecuta con más frecuencia de cada 100 segundos.

Registros de 1 a 125 o bobinas de 1 a 800. El parámetro de Reg Count, especifica el número de registros o puntos digitales que se asocia con el comando.

Para las funciones de 3, 4 y 16, este parámetro establece el número de registros que se asocien a los comandos.

El parámetro Swap Code, es útil cuando se trata de valores de registro múltiples, de coma flotante o de otro tipo, se puede ajustar para ordenar los datos de los registros recibidos en un orden útil por otras aplicaciones.

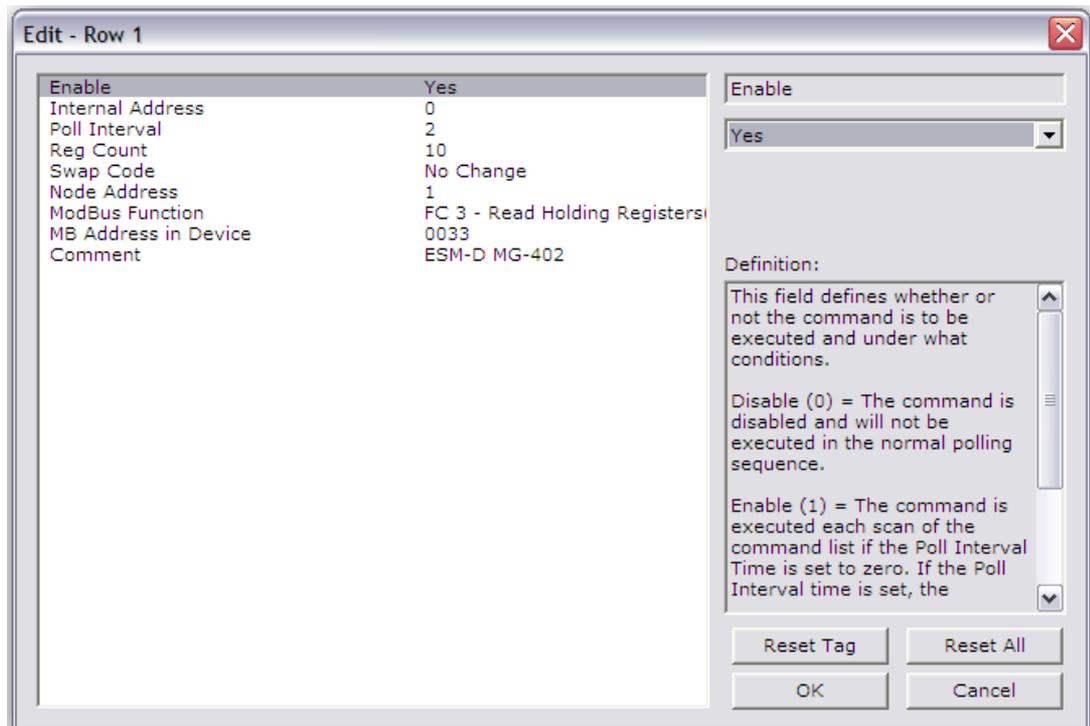
El parámetro Node Address, especifica la dirección de nodo esclavo en la red Modbus. Se permiten valores de 1 a 255. La mayoría de los dispositivos Modbus sólo aceptan una dirección en el rango de 1 a 247, si el valor se establece en cero, el comando será un mensaje de difusión en la red (broadcast).

El parámetro Modbus Function, especifica la función Modbus para ser ejecutado por el comando. Estos códigos de función se definen en el protocolo Modbus.

El parámetro MB Address in Device, especifica el inicio del registro Modbus o dirección de punto digital para que sea considerado por el comando en el esclavo Modbus. Para registros de escritura / lectura (FC 3, 4, 6, o 16) de la 3X (FC4) o 4X (FC3), por ejemplo 31101 o 41101, el valor de este parámetro sería 1100, omitiendo el 3 y 4 que son la función Modbus.

En la Figura 60 se indica los parámetros de configuración para la lista de comandos Modbus.

Figura 60. Parámetros de Configuración Modbus

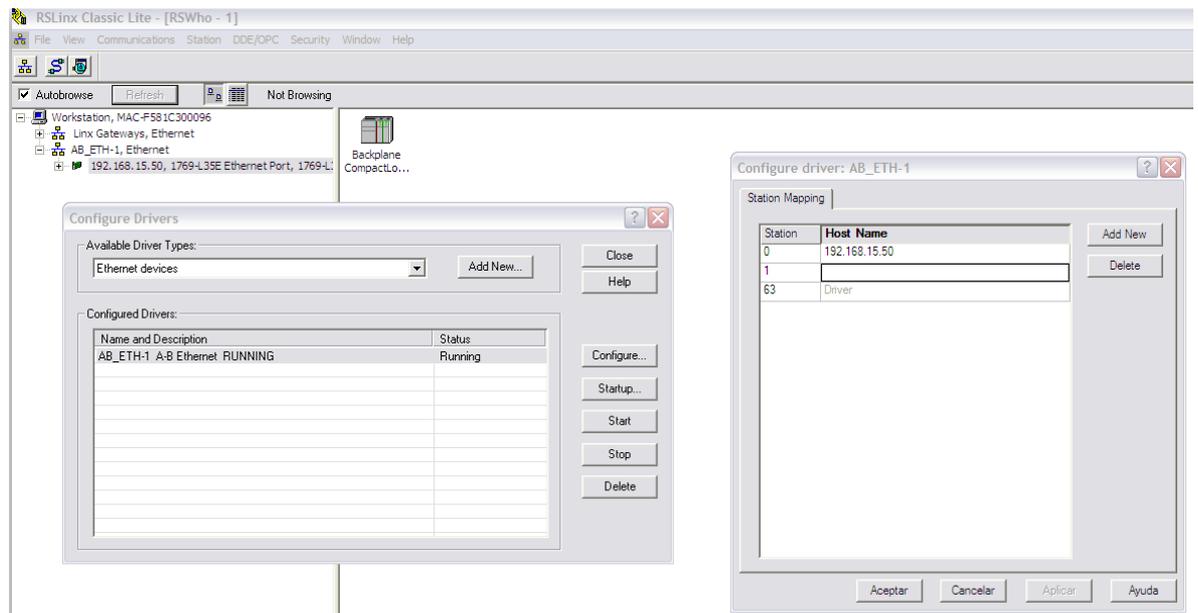


Fuente: Prosoft Configuration Builder

4.4 Creación de la red Modbus en RSLogix 5000

Antes de comenzar a programar las rutinas que permitirán obtener la lectura de las variables, así como las conversiones de los registros a valores reales para la visualización en el HMI, se debe configurar el driver para el puerto Ethernet del PLC agregándole una nueva dirección IP para poder programarlo, para ello se accede a RSLinx Classic el que permite gestionar la comunicación entre controladores de la familia Logix y el software de programación, además proporciona interfaces para adquisición y análisis de datos, como por ejemplo para aplicaciones DDE/OPC.

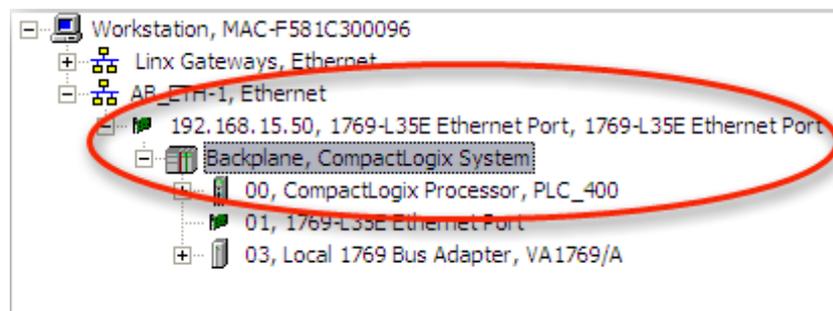
Figura 61. Interfaz RSLinx Classic



Fuente: RSLinx Classic

Una vez que se ha configurado el driver para el puerto ethernet del PLC se desplegará la información de los módulos que se encuentran conectados junto a la CPU.

Figura 62. Información de la CPU y módulos conectados



Fuente: RSLinx Classic

4.4.1 Rutina principal

En la rutina principal se desarrollaron escaleras o renglones para poder editar el tamaño del bloque de transferencia, el módulo acepta 3 posibles valores: 60, 120 o 240.

Además se informa el valor de la cantidad de palabras de datos que se transfieren en cada bloque de lectura y escritura.

El siguiente renglón es utilizado para esperar un cierto período de tiempo antes de restablecer las peticiones o arranque en frío.

Las rutinas sólo se escanearán una vez que el procesador reciba un nuevo bloque de lectura ID desde el módulo. La instrucción JSR utilizadas en los renglones 4, 5, 6 y 7, permite saltar a una rutina diferente.

Figura 63. Instrucción Jump To Subroutine (JSR)



Fuente: RSLogix 5000

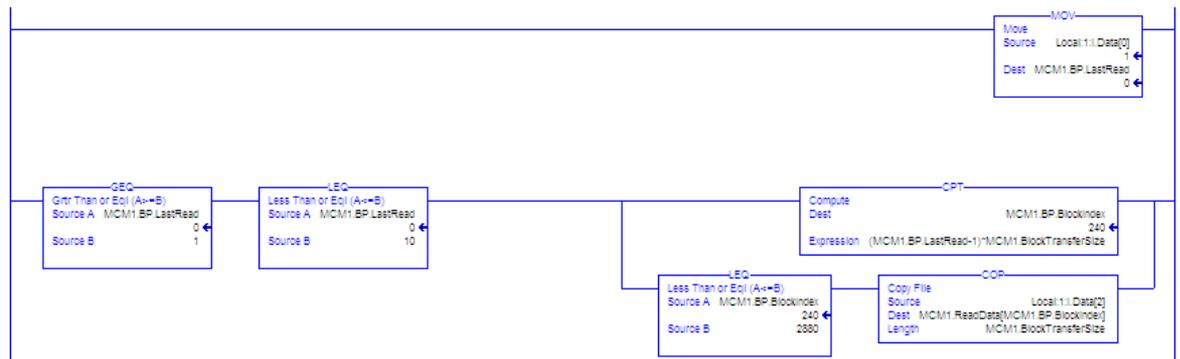
En el Anexo 5 se puede apreciar la rutina principal del programa.

4.4.2 Rutina lectura de datos

En la rutina de lectura de datos primero se realiza la identificación de lectura a la variable LastRead. Después se copia los bloques leídos desde la imagen de entrada a la matriz ReadData de acuerdo con la identificación del bloqueo correcto.

El siguiente renglón permite configurar el tamaño de datos de lectura y el tamaño del bloque de transferencia que se encuentra configurado previamente para 240 palabras. Si se requiere un tamaño de datos de lectura diferente se puede editar los límites de los bloques de instrucciones GEQ y LEQ.

Figura 64. Bloques de instrucciones de la rutina ReadData

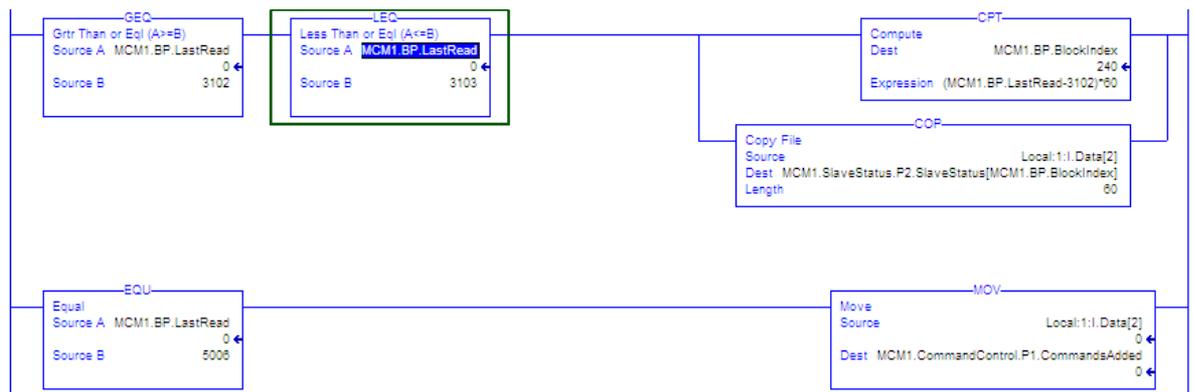


Fuente: RSLogix 5000

En los siguientes renglones se obtiene la lectura del estado de los esclavos conectados al puerto maestro 1 y 2. Para ello el código 0 indica que el esclavo está inactivo y no se define en la lista de comandos. El código 1 indica que el esclavo está siendo activamente consultado con éxito por el puerto maestro, y el código 2 indica que el puerto maestro no ha podido comunicarse con el esclavo.

Además están los renglones en donde se lee el resultado del bloque de control para los puertos 1 y 2 del módulo. Informando al procesador de cuántos comandos fueron añadidos a la cola sobre la base de la solicitud.

Figura 65. Bloques de lectura de estado de los esclavos



Fuente: RSLogix 5000

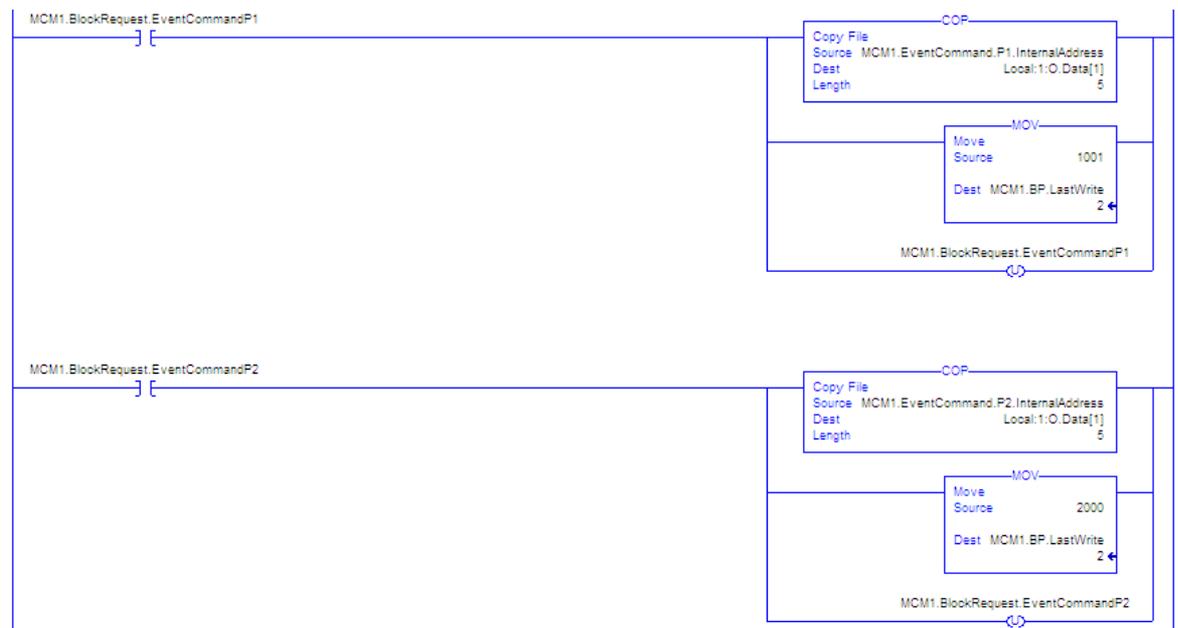
En el Anexo 6 se puede apreciar la rutina de lectura de datos del programa.

4.4.3 Rutina escritura de datos

En la rutina de escritura se lee el nuevo bloque ID, recibido en el bloque de lectura anterior y que será utilizado para el siguiente bloque para ser enviado por el procesador al módulo.

El bloque 1000 y el bloque 2000, permiten que el procesador construya un comando que se envía a los esclavos conectados al puerto 1 y al puerto 2. Se deben introducir los parámetros de comando en la estructura MCM.EventCommand.P1 y MCM.EventCommand.P2 respectivamente.

Figura 66. Bloques de parámetros de comando de estructura



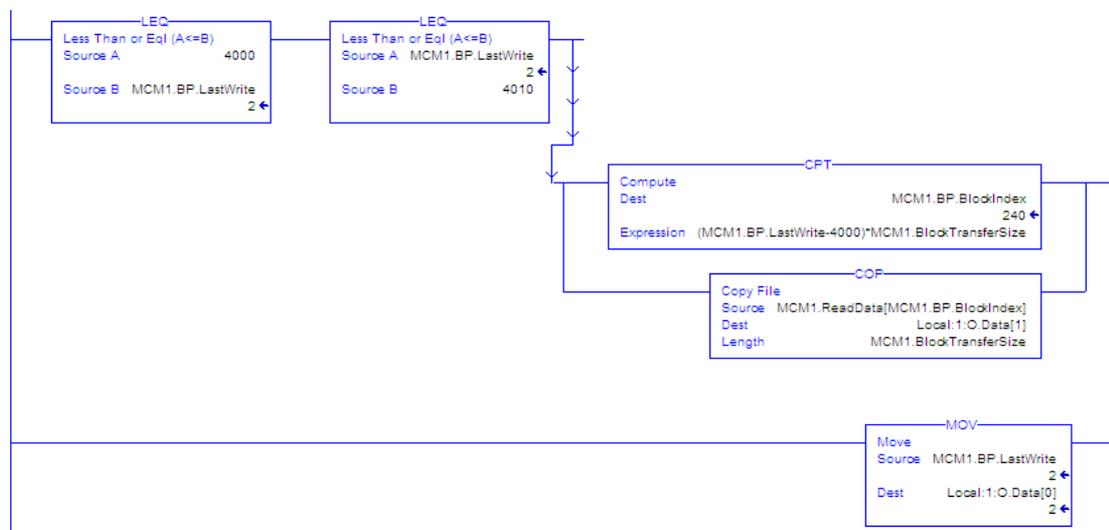
Fuente: RSLogix 5000

En el bloque 3001 se puede habilitar el polling de esclavos en el puerto 1 y en el bloque 3101 para el puerto 2. Estos bloques se utilizan para volver a habilitar a un esclavo después de que ha sido desactivado por el bloque 3000 o 3100 dependiendo del puerto.

En el siguiente renglón se puede configurar el tamaño de datos de escritura y el tamaño del bloque de transferencia. Si se requiere un tamaño de datos de lectura diferente se puede editar los límites de los bloques de instrucciones GEQ y LEQ.

En el renglón final se maneja bloques de Identificación desde 4000 hasta 4010, este renglón se debe agregar para asegurarse de que los datos del área de lectura se mantengan intactos incluso si se reinicia el módulo.

Figura 67. Bloques de Identificación 4000 y 4010



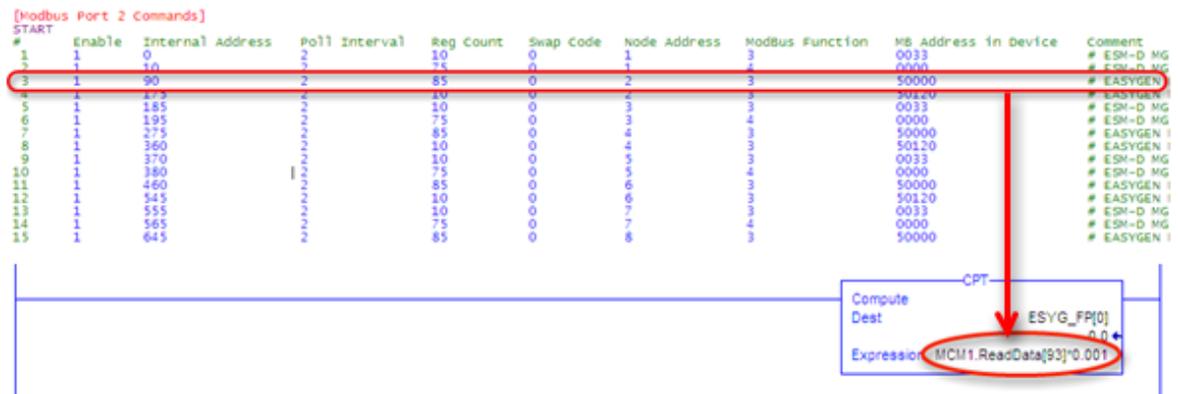
Fuente: RSLogix 5000

En el Anexo 7 se puede apreciar la rutina de la escritura de datos del programa.

4.4.4 Rutina Easygen

Para adquirir los datos del Easygen se lo realiza mediante la rutina de lectura de datos, cada registro que se obtiene mediante el módulo MVI69-MCM es almacenado en un dirección interna por ejemplo si se desea obtener la lectura del factor de potencia, primero se debe dar una dirección interna, luego se debe indicar la función Modbus para este caso es 3, y finalmente la dirección Modbus en el dispositivo 50003, todo esto se realiza previamente en el módulo prosoft.

Figura 68. Lectura del dato de Factor de potencia

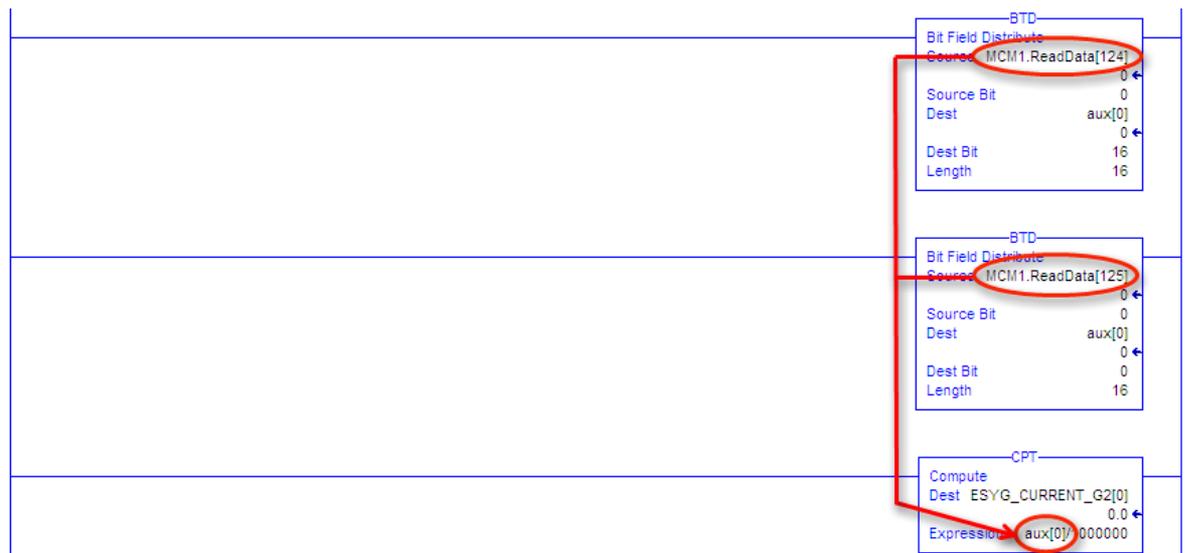


Fuente: RSLogix 5000, PCB

De la misma forma que se realizó la adquisición del factor de potencia se la realiza para los demás datos con excepción de algunos registros que son de 32 bits y que previamente necesitan ser ordenados por ejemplo las corrientes de las 3 líneas.

En este caso los primeros 16 bits son colocados en la ubicación del bit más significativo (MSB), mientras que los otros 16 bits son ubicados en los bits menos significativos (LSB). Mediante una variable auxiliar se ordenan en un solo registro de 32 bits.

Figura 69. Lectura de datos de 32 bits



Fuente: RSLogix 5000

El bloque de función Bit Field Distribute (BTD), permite copiar los bits especificados desde el origen, desplazar los bits en la posición apropiada y escribir los bits en el destino.

El bloque de función Compute (CPT), permite realizar operaciones aritméticas que se defina en la expresión. Cuando se habilita, la instrucción CPT evalúa la expresión y coloca el resultado en el destino.

La ejecución de una instrucción CPT es un poco más lento y consume más memoria que la ejecución de las otras instrucciones / matemáticas computacionales. La ventaja de la instrucción CPT es que le permite introducir expresiones complejas en una sola instrucción.

En el Anexo 8 se puede apreciar la rutina de lectura de datos del Easygen.

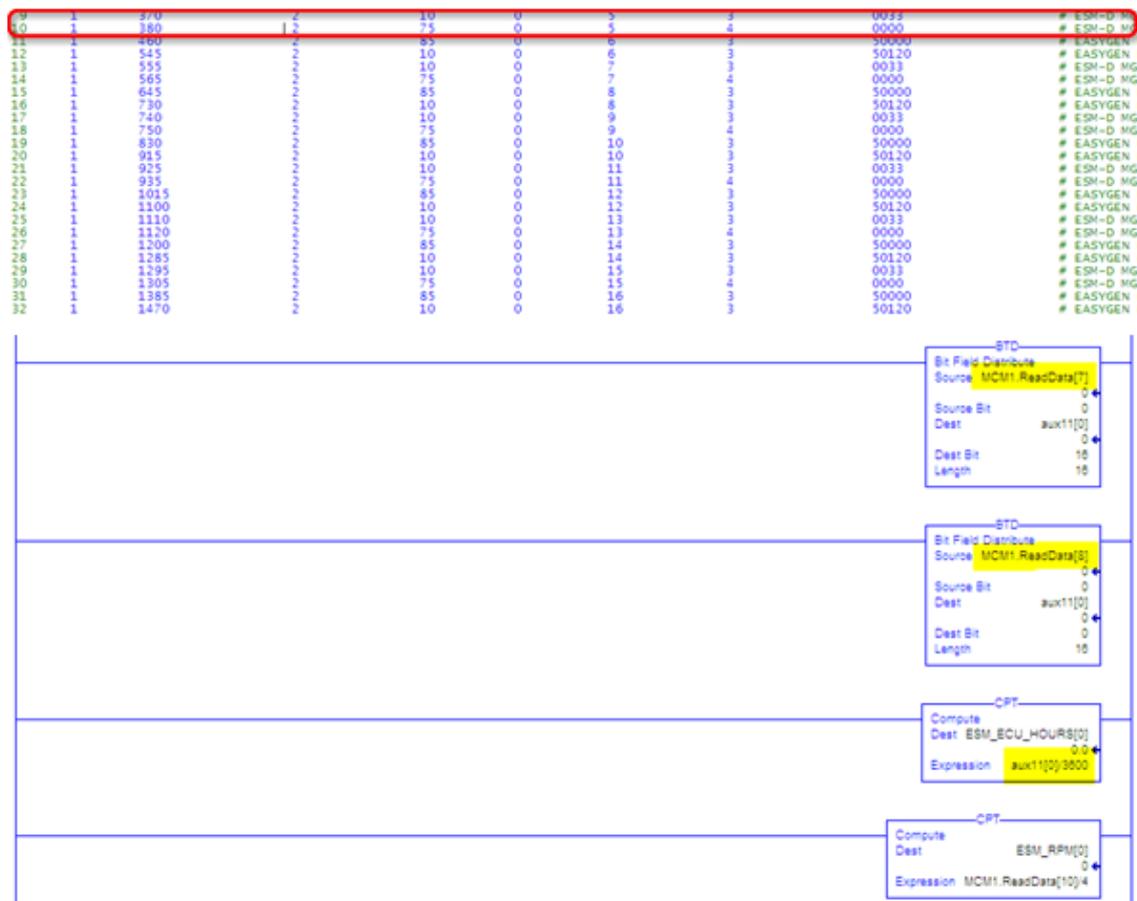
4.4.5 Rutina ESM-D

Para adquirir los datos del ESM-D se debe tener en cuenta la función Modbus del dato, el número de bits que contenga el dato, la dirección Modbus en el dispositivo, así como la dirección interna para no sobre poner sobre algún otro dato.

En el caso de las horas de operación del motor es un registro que consta de 32 bits por lo que primero hay que hacer el arreglo de bits, para luego colocarlos en una variable auxiliar de 32 bits.

Se debe tener en cuenta que es un dato de función Modbus 3 y que la mayor parte de registros del ESM-D son de 16 bits y de función Modbus 4.

Figura 70. Lectura de datos ESM-D



Fuente: RSLogix 5000, PCB

Para convertir los registros del ESM-D en datos reales hay que tener en cuenta el ajuste de los mismos ya que en la tabla proporcionada por el fabricante indica una forma en la cual no se puede obtener el dato real, por ejemplo para la temperatura del escape (exhaust), el fabricante indica que el ajuste de la variable se la realice de la siguiente manera $(\text{Temperatura del exhaust en } ^\circ\text{C} + 40) * 2$.

Mientras que la forma adecuada para realizar el ajuste fue $(\text{Temperatura del exhaust en } ^\circ\text{C} / 2) - 40$. En el Anexo 9 se puede apreciar la rutina de lectura de datos del ESM-D.

4.4.6 Rutina TDXM pirómetros

Para adquirir los datos de temperaturas de cilindros del motor, se lo realizó basándose en la tabla proporcionada por el fabricante, y para la aplicación solamente

se necesitaba obtener las direcciones encerradas en el recuadro de color rojo. Figura 71. Y de la misma forma deben ser configurados en el módulo MVI69-MCM.

Figura 71. Tabla TDXM Murphy

TDXM I/O ADDRESSES						
Channel	Eng.Units	SetP#1	SetP#2	SetP#3	Offsets	TC Type
Ch#1	40,001	40,031	40,055	40,079	40,103	40,127
Ch#2	40,002	40,032	40,056	40,080	40,104	40,128
Ch#3	40,003	40,033	40,057	40,081	40,105	40,129
Ch#4	40,004	40,034	40,058	40,082	40,106	40,130
Ch#5	40,005	40,035	40,059	40,083	40,107	40,131
Ch#6	40,006	40,036	40,060	40,084	40,108	40,132
Ch#7	40,007	40,037	40,061	40,085	40,109	40,133
Ch#8	40,008	40,038	40,062	40,086	40,110	40,134
Ch#9	40,009	40,039	40,063	40,088	40,111	40,135
Ch#10	40,010	40,040	40,064	40,068	40,112	40,136
Ch#11	40,011	40,041	40,065	40,089	40,113	40,137
Ch#12	40,012	40,042	40,066	40,090	40,114	40,138
Ch#13	40,013	40,043	40,067	40,091	40,115	40,139
Ch#14	40,014	40,044	40,068	40,092	40,116	40,140

Fuente: Manual de usuario TDXM

Para obtener del dato real de temperatura simplemente se utilizó el bloque de función mover (MOV), que permite copiar el origen al destino, mientras que la fuente se mantiene sin cambios.

Figura 72. Adquisición del dato de temperatura



Fuente: RSLogix 5000

En el Anexo 10 se puede apreciar la rutina de lectura de datos del Pirómetro Murphy.

4.4.7 Rutina medidores de energía

La lectura de datos de los medidores de energía está limitada, debido a la configuración en la que están conectados, también por el ingreso de dos generados Waukesha y al cambio de configuración del sistema eléctrico de toda la planta, el cual está sincronizándose en 13.8 KV.

Los medidores de energía están conectados a las barras de sincronización de 480 V sistema eléctrico anterior, por lo que se adquirieron los datos que permitían actualmente los PM's.

Figura 73. Rutina de lectura de Medidores de energía



Fuente: RSLogix 5000

El dato real de los medidores de energía se obtuvieron mediante el bloque de función mover (MOV), y no fue necesario hacer un arreglo de bits debido a que los registros obtenidos son de 16 bits.

En el Anexo 11 se puede apreciar la rutina de lectura de datos de los medidores de energía.

4.5 Diseño de la interfaz gráfica HMI

La aplicación HMI implementada para el monitoreo y supervisión de los parámetros eléctricos y mecánicos de los grupos electrógenos debe ser intuitiva, sencilla, práctica y cómoda para el operador de generación, antes que vistosa y con caminos complejos. La aplicación fue desarrollada en Factory Talk View Studio Edition, y consta de las siguientes pantallas:

4.5.1 Pantalla de Inicio

En la pantalla de Inicio Figura 74, se visualizan los siguientes elementos descritos en la Tabla 22:

Figura 74. Pantalla de Inicio



Fuente: Factory Talk View

Tabla 22. Descripción de los elementos de la pantalla de Inicio

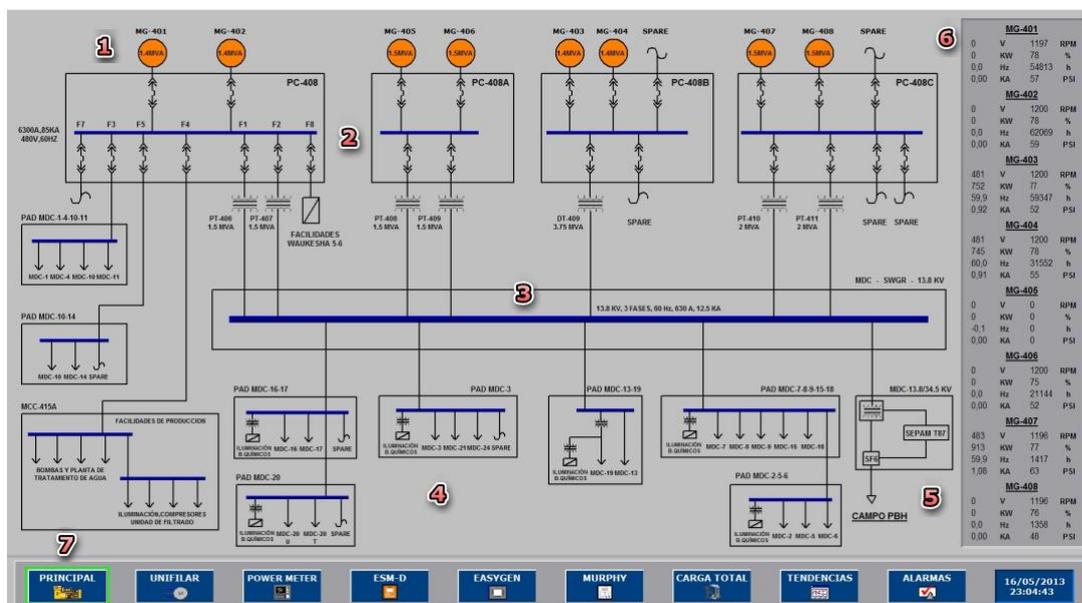
Ítem	Descripción
1	Logotipo de ENAP SIPEC
2	Nombre del campo Mauro Dávalos Cordero
3	Logotipo Universidad Politécnica Salesiana
4	Imagen de la Central de Generación
5	Fecha de creación del proyecto
6	Botón de inicio de sesión

Elaborado por: Francisco Rosales

4.5.2 Pantalla Unifilar

Para el desarrollo de la pantalla del diagrama unifilar se basó en la nueva configuración del sistema eléctrico, el cual consiste en la conexión de 8 generadores Waukesha a un barra de 480 V, divididos en cuatro diferentes switchgear (PC-408, PC-408A, PC-408B, PC-408C), y mediante transformadores elevadores de 480 V / 13.8 KV (PT-406, PT-407, PT-408, PT-409, PT-410, PT-411 y DT-409), se sincronizan en la línea MDC-SWGR 13.8 KV, desde esta barra se distribuye la energía a través de tres alimentadores para las plataformas MDC 12-13, MDC 2-5-6, y MDC 7-8-9-15-18. Adicionalmente las plataformas MDC 1-4-10-11, MDC 3 y la MDC 16-17 se encuentran conectadas a nivel de 480V.

Figura 75. Pantalla Unifilar



Fuente: Factory Talk View

En la tabla 23 se indican los elementos contenidos en la pantalla Unifilar.

Tabla 23. Descripción de los elementos de la pantalla Unifilar

Item	Descripción
1	Generadores Waukesha
2	Barra a nivel de 480 V, 6300 A
3	Barra de sincronización MDC-SWGR de 13.8 KV, 630 A
4	Pad de pozos, facilidades de superficie
5	Subestación, interconexión con PBH
6	Ventana con principales variable eléctricas y mecánicas
7	Botón de la pantalla Unifilar

Elaborado por: Francisco Rosales

En el Anexo 12 se observa el Diagrama Unifilar del Campo MDC.

4.5.3 Pantalla de Medidores de energía

En la Figura 76 se puede observar los parámetros proporcionados por las centrales de medida Power Logic de la serie 800, debido a la nueva configuración del sistema eléctrico algunas de las variables no se las puede adquirir como por ejemplo las potencias real, reactiva y aparente de cada una de las líneas.

Con los controles de medición se puede indicar el valor del número en la vista de medidor, se puede establecer el rango, el límite principal y la sub escala, es apropiado para aplicaciones HMI.

Figura 76. Pantalla Central de Medida PM 800.



Fuente: Factory Talk View

En la tabla 24 se muestran los elementos que contiene la pantalla de la Central de Medida PM 800.

Tabla 24. Descripción de los elementos de la pantalla Central de Medida PM 800

Ítem	Descripción
1	Parámetros de la central de medida
2	Control de medición de voltajes de Línea - Línea
3	Control de medición de voltajes de Línea - Neutro
4	Control de medición de corrientes de Líneas
5	Banner de selección de Power Logic

Elaborado por: Francisco Rosales

4.5.4 Pantalla de parámetros mecánicos

En la pantalla HMI se visualizan parámetros mecánicos como el tiempo de ignición que se determina por calibración y puede variar con la velocidad del motor, la presión del colector de admisión, el valor WKI, y otras variables que puedan optimizar el rendimiento del motor. El tiempo de ignición o sincronización de la chispa se controla a través de sensores de detonación y es representado en °BTDC (Before Top Dead Center).

El número de referencia de disparo para cada cilindro se utiliza para controlar la vida útil de cada bujía. El número de referencia de disparo es un número arbitrario basado en la demanda relativa de tensión que representa el desgaste de los electrodos de la bujía.

La posición del acelerador indica el porcentaje de apertura de la válvula de mariposa.

La presión del colector de admisión se muestra en unidades de in-Hg. Si uno de los sensores de presión del colector de entrada falla, se muestra sólo la lectura del sensor en funcionamiento. Si ambos sensores fallan, no se puede mostrar el valor real.

La carga del generador muestra una aproximación del porcentaje de par nominal (carga). La aproximación se basa en factores de operación del motor.

El campo del IMAP, indica la temperatura del colector de admisión del motor. La unidad de medida está en ° F.

El campo WKI, indica el valor Waukesha Knock Index del gas utilizado por el sistema del ESM. El valor WKI se puede determinar usando un programa de aplicación, el programa calculará el valor WKI de la composición de análisis de gas. El valor WKI se basa en la composición de la muestra de combustible tomado del sitio del motor.

El parámetro Lambda es igual a la cantidad de aire presente en relación con una mezcla estequiométrica. Por ejemplo, un lambda de 1,000 es igual a una relación aire/combustible de aproximadamente 16 partes de aire por una parte de combustible (16:01), es decir una mezcla pobre. Mientras que un lambda de 0.995 es una mezcla rica, más partes de combustible que partes de aire, obteniéndose una mayor potencia en el motor.

Los parámetros que también se indican son la temperatura interna del ECU que está expresada en ° F, el voltaje actual de la batería que tiene un rango aceptable de 21 - 32 voltios, y el número de horas de funcionamiento del motor.

Figura 77. Pantalla de Parámetros Mecánicos



Fuente: Factory Talk View

En la tabla 25 se mencionan los elementos contenidos en la pantalla de parámetros mecánicos.

Tabla 25. Descripción de los elementos de la pantalla de parámetros mecánicos

Item	Descripción
1	Tiempo de ignición
2	El número de referencia de disparo
3	Parámetros mecánicos
4	Control de medición de la velocidad del motor
5	Control de medición de la carga actual del motor
6	Control de medición de la posición del acelerador
7	Banner de selección de ESM-D
8	Botón de pantalla de parámetros mecánicos

Elaborado por: Francisco Rosales

4.5.5 Pantalla de parámetros eléctricos

En el modo de operación STOP, ni el motor ni el GCB (Generator Circuit Breaker) se pueden operar. Dependiendo del modo de aplicación de los interruptores de potencia no se pueden utilizar.

En el modo de operación MANUAL el motor y los interruptores de potencia son operados a través de los botones de la parte inferior de la pantalla del Easygen. Todos los elementos que pueden ser operados a través de las teclas de función tienen un marco negro.

En el modo de funcionamiento AUTO, todos los motores, GCB, y funciones MCB (Mains Circuit Breaker) son operados a través de una interfaz, o automáticamente por la unidad de control, es decir un fallo de la red. La función del Easygen depende de la configuración de la unidad y cómo se utilizan las señales externas.

A su vez se pueden observar parámetros eléctricos como: voltajes, corrientes, frecuencia, potencia activa y reactiva, energía real y reactiva, factor de potencia horas de operación.

Mediante el banner del Easygen se puede seleccionar el número de generador que se requieran obtener los parámetros eléctricos.

Figura 78. Pantalla de Parámetros Eléctricos



Fuente: Factory Talk View

En la tabla 26 se muestran los elementos contenidos en la pantalla de parámetros eléctricos.

Tabla 26. Descripción de los elementos de la pantalla de parámetros eléctricos

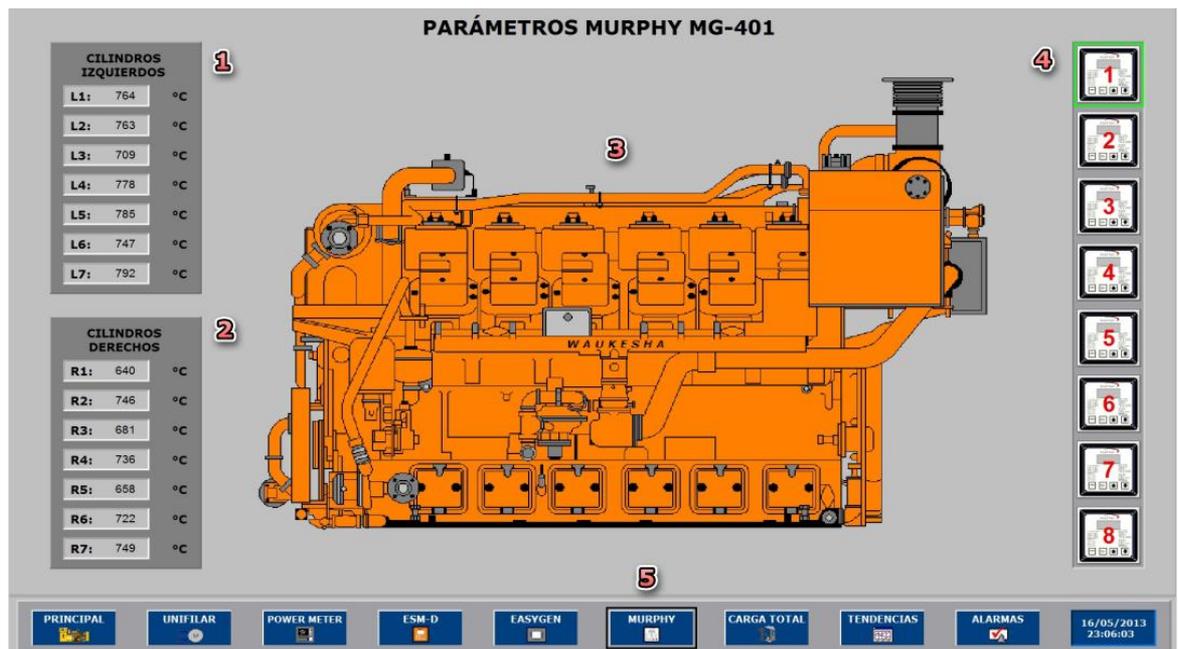
Item	Descripción
1	Modos de control
2	Valores de parámetros eléctricos
3	Valores de Voltajes Línea-Línea y Línea-Neutro
4	Valores de Corrientes
5	Modos de Operación del Generador
6	Control de medición de parámetros eléctricos
7	Banner de selección de Easygen
8	Botón de pantalla de parámetros eléctricos

Elaborado por: Francisco Rosales

4.5.6 Pantalla de pirómetros Murphy

El TDXM cuenta con 24 canales que pueden ser configurados como termocuplas tipo J o K y las unidades de temperatura se pueden seleccionar en °F o °C para la lectura de cada canal, en la pantalla se indican las temperaturas de los 12 cilindros del motor, incluyendo las temperaturas del exhaust.

Figura 79. Pantalla de Pirómetros Murphy TDXM



Fuente: Factory Talk View

Mediante el puerto de comunicaciones serie RS-485, el TDXM es capaz de comunicarse con controladores, PLC o sistemas SCADA.

En la tabla 27 se indican los elementos contenidos en la pantalla de pirómetros Murphy.

Tabla 27. Descripción de los elementos de la pantalla de Pirómetros

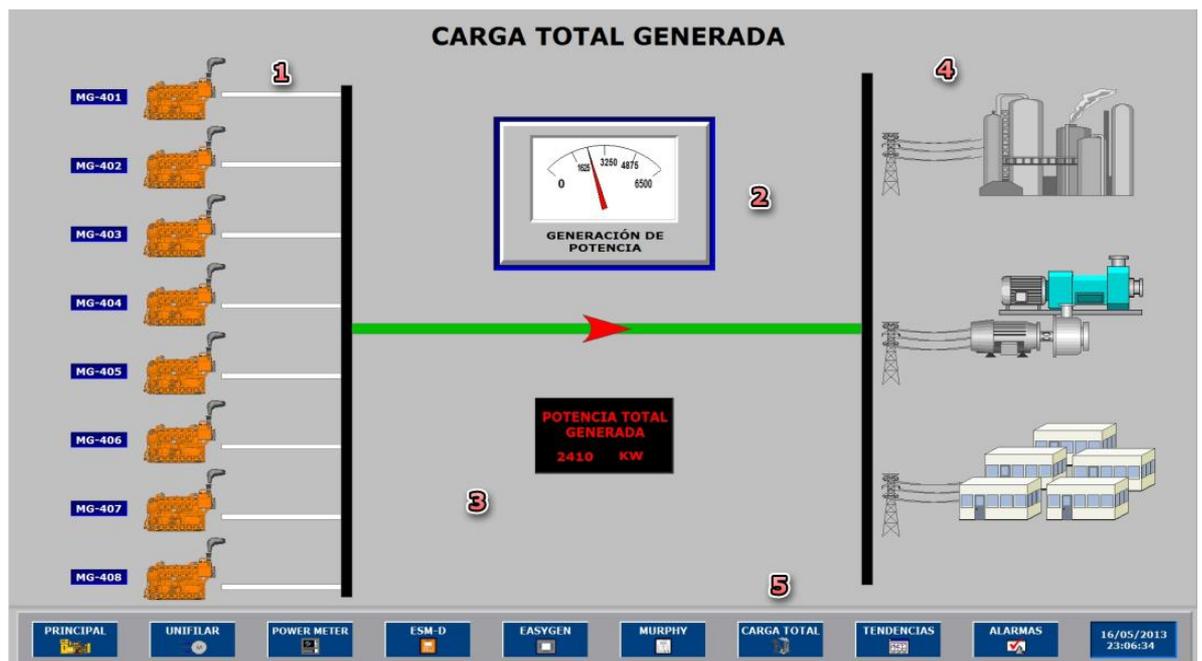
Item	Descripción
1	Temperaturas de cilindros izquierdos
2	Temperaturas de cilindros derechos
3	Vista lateral de los cilindros
4	Banner de selección de Pirómetros
5	Botón de pantalla de pirómetros Murphy

Elaborado por: Francisco Rosales

4.5.7 Pantalla de carga total generada

En la pantalla de potencia total generada se muestran los 8 generadores conectados al sistema de generación eléctrica, además se puede visualizar si se encuentra en operación, se obtiene un promedio de la potencia total que se encuentran generando en ese instante.

Figura 80. Pantalla de Potencia Total Generada



Fuente: Factory Talk View

Los gráficos ubicados a lado derecho representan las diferentes cargas que son alimentadas por el sistema de generación eléctrica como por ejemplo facilidades de superficie, bombas HPS, campamento, pad de pozos, etc.

En la tabla 28 se indican los elementos contenidos en la pantalla de potencia total generada.

Tabla 28. Descripción de los elementos de la pantalla de Potencia Total Generada

Item	Descripción
1	Generadores en Operación
2	Control de medición de generación de potencia
3	Display de potencia total generada
4	Cargas conectadas al sistema de generación eléctrica
5	Botón de pantalla de potencia total generada

Elaborado por: Francisco Rosales

4.5.8 Pantalla de tendencias

Una tendencia es una representación gráfica o visual, de valores de las variables actuales o históricas. Una tendencia proporciona a los operadores una forma de seguimiento de la actividad de la planta.

El objeto de una tendencia es mostrar los datos en tiempo real y datos históricos de los registros de datos. Los Pens en la tabla de tiempo de ejecución representan los datos de las etiquetas y las expresiones que se agregan al objeto de la tendencia.

Una tendencia permite tener un control flexible de las variables en tiempo de ejecución, las tendencias históricas permitirán al usuario navegar a través de una línea de tiempo para observar los datos durante un período de tiempo determinado.

Mientras que una tendencia en tiempo real indica datos directamente desde el procesador. La tendencia comenzará a cargar sus datos desde el momento en que se carga por primera vez en la pantalla.

Figura 81. Pantalla de Tendencias



Fuente: Factory Talk View

En la tabla 29 se indican los elementos contenidos en la pantalla de tendencias.

Tabla 29. Descripción de los elementos de la pantalla de Tendencias

Item	Descripción
1	Pantalla de Pens (plumas)
2	Botones de desplazamiento para la tendencia
3	Pens
4	Banner de selección
5	Botón de pantalla de tendencia

Elaborado por: Francisco Rosales

4.5.9 Pantalla de alarmas

Las alarmas son una parte importante de las aplicaciones para la supervisión de una planta o proceso, ya que alertan al operador cuando algo se encuentra mal. También es importante contar con un registro de alarmas, la hora en que se produjeron, y si fueron reconocidas. Figura 82.

En FactoryTalk View Studio, se puede crear un sistema de alarma. En tiempo de ejecución, el monitoreo de alarmas se produce en el servidor HMI. Si se detectan

alarmas (valores de variables fuera de límites), la notificación se envía a los clientes FactoryTalk View SE conectados, donde los operadores pueden ver y reconocer las alarmas.

Para monitorear y responder a las alarmas en el HMI, se debe utilizar la pantalla y registros HMI tag alarm, disponibles en FactoryTalk View SE.

Figura 82. Pantalla de Sumario de Alarmas



Fuente: Factory Talk View

En la tabla 30 se indican los elementos que contiene la pantalla de alarmas.

Tabla 30. Descripción de los elementos de la pantalla de Sumario de Alarmas

Item	Descripción
1	Display de sumario de alarmas
2	Botones para ordenar y confirmar las alarmas
3	Botones de pantalla de sumario de alarmas
4	Botón de visor de alarmas

Elaborado por: Francisco Rosales

CAPÍTULO 5

PRUEBAS Y RESULTADOS

Las pruebas y resultados presentados a continuación son en base a lo realizado en campo con los equipos en funcionamiento y operativos, algunas pruebas de comunicación fueron realizadas con equipos que se encontraron en la bodega del campo MDC como por ejemplo un pirómetro Murphy.

Los resultados confirman la confiabilidad del sistema y su correcto funcionamiento.

5.1 Protocolo de pruebas del tablero de control (PLC-400)

Descripción:

Comprobación de elementos solicitados para el proyecto, verificación de las dimensiones y características del tablero de control, verificación de maillado de cables y borneras, verificación de barra de tierra, comprobación punto a punto del cableado de control y fuerza, verificación funcional de los equipos de accionamiento manual.

Equipos y Materiales:

- Planos y diagramas de conexiones.
- Multímetro Digital.
- Calibrador de procesos Fluke 744
- Extensiones para puntas de prueba.

Procedimiento:

- Verificar que el montaje de los equipos esté de acuerdo a los diagramas y planos de conexión.
- Se procede a verificar la continuidad punto a punto de las conexiones de borneras y equipos de accionamiento manual.
- Energizar el tablero de control y chequear que no haya problemas con las fuentes de alimentación de 24 VDC, de igual forma comprobar el

funcionamiento del PLC-400, el switch, el termostato, el UPS y la iluminación interna del tablero.

- Mediante el calibrador de procesos se puede comprobar el funcionamiento de los módulos del PLC.
- Comprobar que el maquillado de cables y bornera concuerden con los diagramas y planos de conexión.

Resultado:

El resultado obtenido en el protocolo de pruebas del tablero de control fue satisfactorio, tal como se observa en la Figura 83 su funcionamiento es adecuado para la integración del sistema HMI.

Figura 83. Pruebas y resultados del tablero de control



Elaborado por: Francisco Rosales

5.2 Simulación de la aplicación en Factory Talk View SE

Descripción:

Para la simulación de la aplicación se crearon tags análogos y digitales en una pantalla de prueba y a su vez se asociaron a un tag del PLC, simulando la variable real y permitiendo recrear el funcionamiento del sistema.

Equipos y Materiales:

- Computadora Workstation HP
- Software de desarrollo Factory Talk View Studio Edition.
- Software RSLinx Classic
- PLC Allen Bradley 1769-L35E

Procedimiento:

- Encender la computadora.
- Comprobar que este ejecutándose el software RSLinx Classic
- En el RSLinx dar clic en RSWho y comprobar que el PLC y sus módulos aparezcan en el listado.
- Ejecutar el software de desarrollo Factory Talk View Studio Edition.
- Elegir la opción Site Edition (Network).
- Abrir la aplicación desarrollada (HMI_GENERACION).
- Ejecutar en modo RUN la aplicación. 
- Interactuar con la aplicación HMI_GENERACION, mediante la pantalla de prueba.
- Visualizar el estado de las variables simuladas, la variación de las tendencias, y el sumario de alarmas.

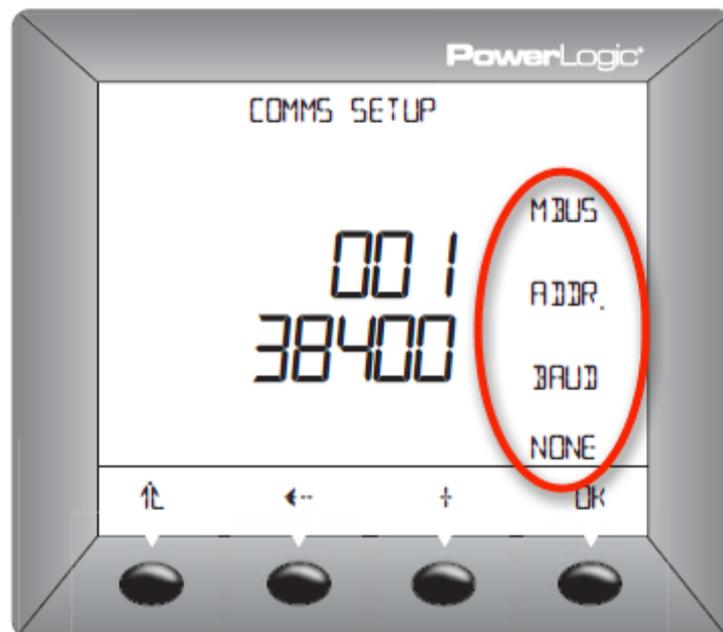
Resultado:

Como se observa en la Figura 84 el resultado fue positivo y se procedió a implementar con los equipos en operación.

- Configurar las opciones de comunicación en (COMMS) introduciendo la contraseña predeterminada 0000.
- Seleccionar el protocolo MBUS RTU y presionar OK.
- Asignar la dirección del esclavo MBUS y presionar OK.
- Seleccionar la velocidad de transmisión 9600 BAUD y presionar OK.
- Seleccionar la paridad, en este caso NONE y presionar OK.
- Guardar los cambios efectuados en el equipo.

En la Figura 85 se observa la pantalla de configuración de comunicaciones del equipo Power Logic serie 800.

Figura 85. Configuración de parámetros de comunicación Modbus



Fuente: User manual Power Logic 800

Resultado:

El resultado obtenido en las pruebas de comunicación de los Power Logic, fueron satisfactorios, aunque debido a la nueva configuración del sistema eléctrico se están obteniendo valores fuera de rango, esto se encuentra fuera del alcance del proyecto y debería ser solucionado por la gente de SIPEC.

5.4 Prueba de comunicación de los Easygen

Descripción:

Verificación del cableado de la red Easygen para la comunicación Modbus RS-485, configuración de parámetros de comunicación mediante el software Woodward Toolkit, tales como: velocidad de transmisión, paridad, bits de parada, modo de transmisión (Half dúplex o Full dúplex), activación del protocolo Modbus, dirección de esclavo Modbus, retardo de respuesta, y el número de protocolo Modbus, comprobación operacional de la red Easygen.

Equipos y Materiales:

- Planos y diagramas de conexiones.
- Multímetro Digital.
- Equipos Woodward Easygen 3100, 3200.
- Software de Configuración Woodward Toolkit.
- Conectores hembra DB9.
- Cable Belden 3105A.

Procedimiento:

- Verificar que todos los equipos Easygen se encuentren conectados en red (Daisy Chain) en el puerto serial 2 con el cable Belden 3105A.
- Comprobar continuidad de la red de comunicación punto a punto.
- Tomar en cuenta que la conexión es mediante conectores hembra DB9 y los únicos pines que se conectan son el 4 (A TDX-) y el 9 (B TDX+).
- Configurar las opciones de comunicación mediante el software Woodward Toolkit.

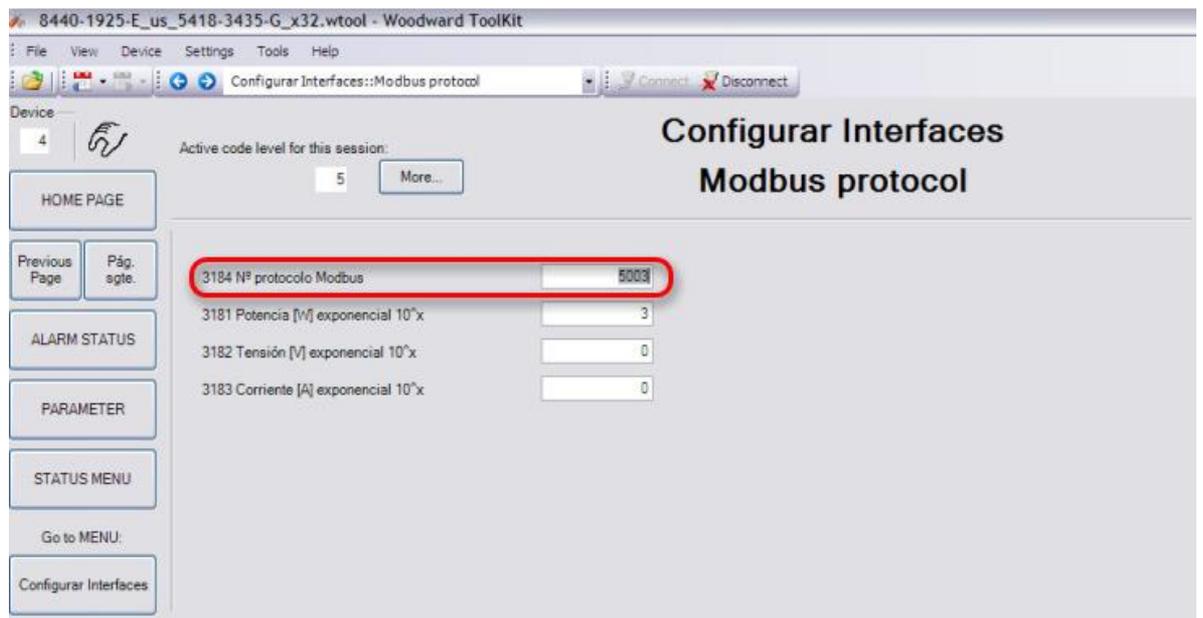
Figura 86. Configuración de comunicación Modbus en software Toolkit



Fuente: Woodward Toolkit

- Seleccionar la velocidad de transmisión 9600 BAUD.
- Seleccionar la paridad, en este caso NO.
- Seleccionar bits de parada 1.
- Seleccionar el modo de transmisión HALF DÚPLEX.
- Activar el protocolo Modbus.
- Asignar la dirección del esclavo Modbus.
- Colocar el número de protocolo Modbus dependiendo de la tabla que se vaya a leer, 5003. Figura 87.
- Guardar los cambios efectuados en el equipo.

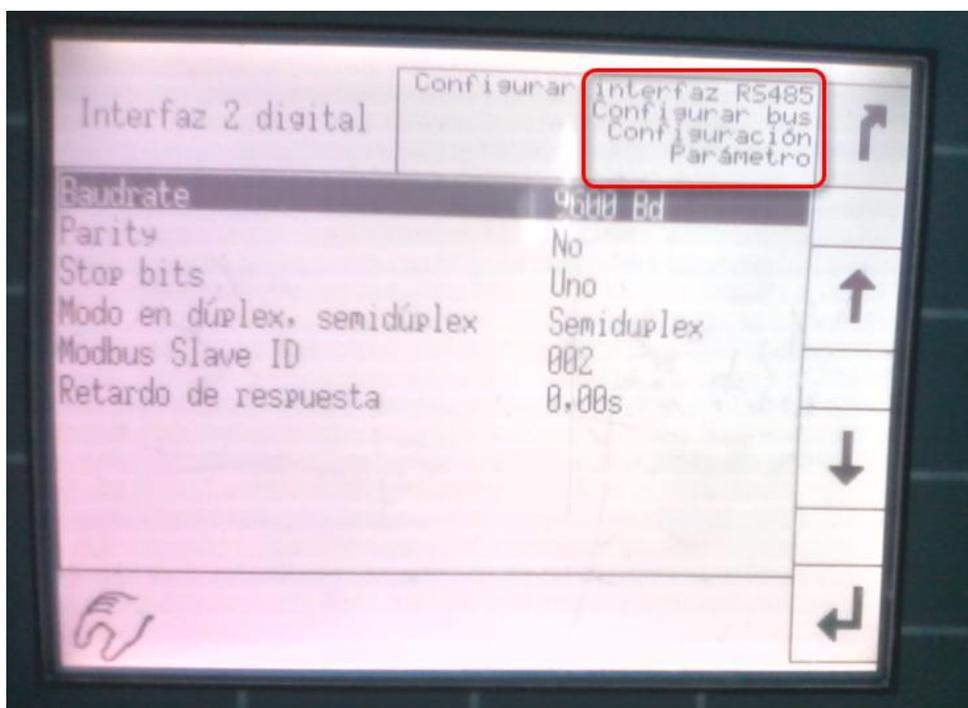
Figura 87. Asignación de número de protocolo Modbus



Fuente: Woodward Toolkit

En la Figura 88 se observa la configuración de los parámetros de comunicación realizados a la interfaz serial 2 directamente en el equipo Easygen.

Figura 88. Configuración Interfaz serial 2, equipo Easygen

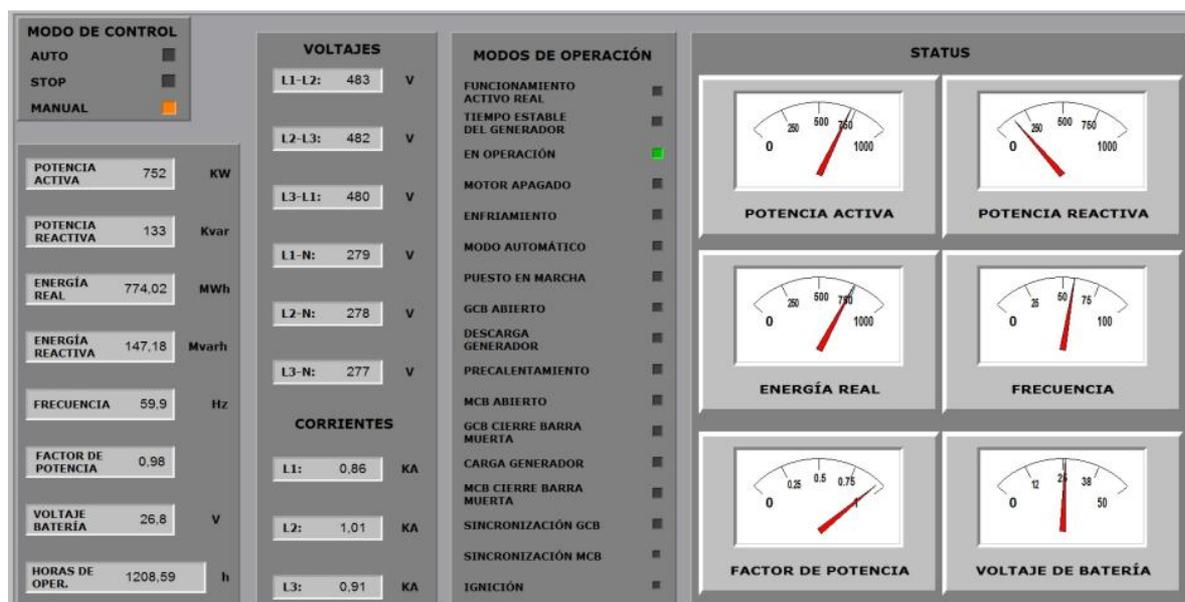


Fuente: Equipo Easygen

Resultado:

El resultado obtenido en las pruebas de comunicación de los Easygen, fueron satisfactorios, en algunos parámetros que se necesitaban adquirir se tuvo primero ordenar los bits en caso de variables de 32 bits. Tal como se observa en la Figura 89 su funcionamiento es indicado para la integración del sistema HMI.

Figura 89. Pruebas y resultados de comunicación del Woodward Easygen



Fuente: Factory Talk View Studio

5.5 Prueba de comunicación de los ESM-D

Descripción:

Verificación del cableado de la red ESM-D para la comunicación Modbus RS-485, configuración de parámetros de comunicación mediante el software ESP (Electronic Service Program) de Waukesha, tales como: velocidad de transmisión, dirección de esclavo Modbus, comprobación del modo de transmisión, verificación operacional de la red ESM-D, comprobar que concuerden las direcciones de esclavo Modbus y la velocidad de transmisión entre el ESM y el ESM-D.

Equipos y Materiales:

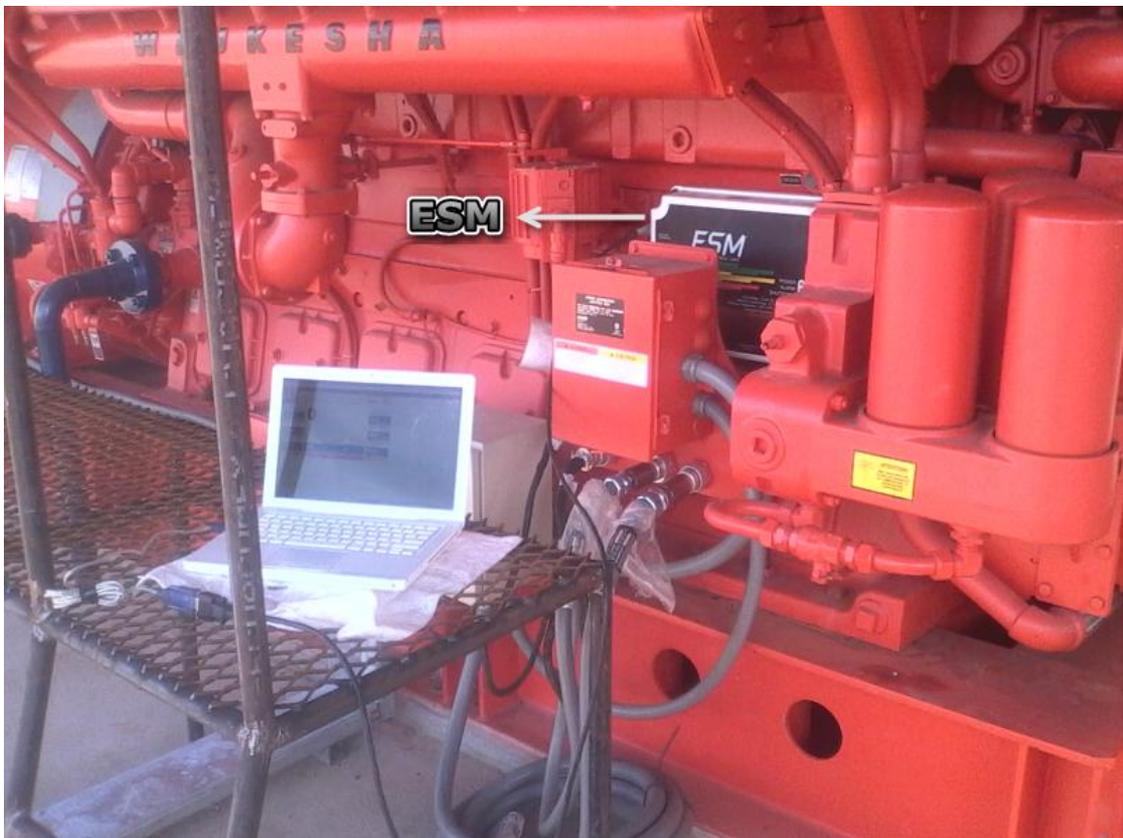
- Planos y diagramas de conexiones.
- Multímetro Digital.

- Equipos ESM-D Y ESM.
- Software de Configuración ESP.
- Cable conversor USB a RS-232.
- Cable Belden 3105A.

Procedimiento:

- Conectarse físicamente mediante el cable conversor USB-RS232 al ESM del motor para verificar que todos los equipos ESM tengan la misma dirección de esclavo que el ESM-D.

Figura 90. Conexión física al ESM del motor

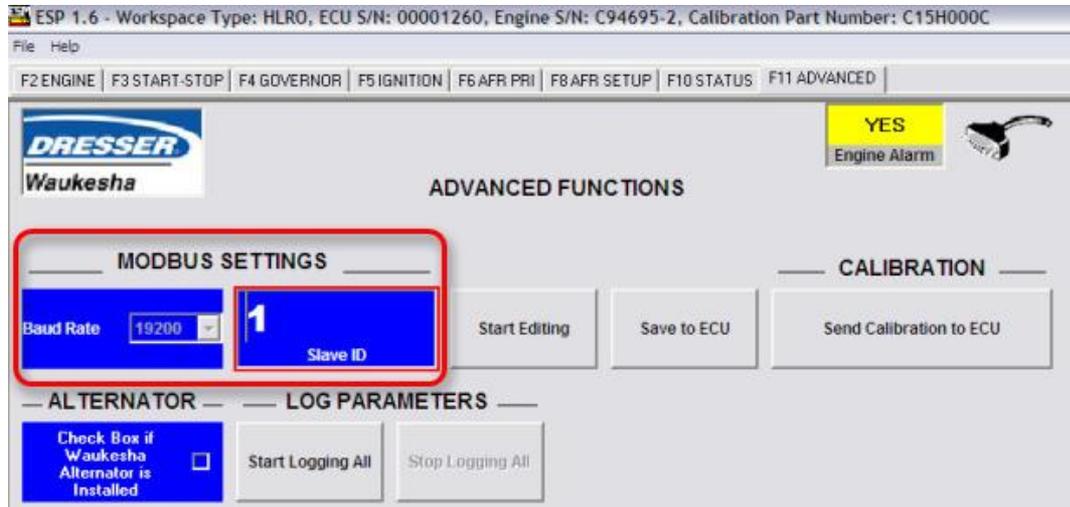


Fuente: Nave de generación Campo MDC

- Verificar que todos los equipos ESM-D se encuentren conectados en red (Daisy Chain) mediante la bornera de comunicación Modbus RS-485 con el cable Belden 3105A.
- Comprobar continuidad de la red de comunicación punto a punto.

- Configurar las opciones de comunicación mediante el software ESP de Waukesha.

Figura 91. Configuración de comunicación Modbus mediante ESP



Fuente: Software ESP

- Iniciar la edición de los parámetros de comunicación.
- Seleccionar la velocidad de transmisión 9600 BAUD.
- Asignar la dirección del esclavo Modbus.
- Guardar los cambios efectuados en el ECU.

Resultado:

El resultado obtenido en las pruebas de comunicación de los ESM-D, fueron satisfactorios, se debe tener en cuenta que previamente hay que configurar las direcciones de esclavo y las velocidades de transmisión tanto en los ESM y en los ESM-D, algunos parámetros son de 32 bits y otros son de función Modbus 3 y 4. Tal como se observa en la Figura 92 su funcionamiento es indicado para la integración del sistema HMI.

Figura 92. Pruebas y resultados de comunicación del ESM



Fuente: Factory Talk View Studio

5.6 Prueba de comunicación de los pirómetros Murphy

Descripción:

Verificación del cableado de la red TDXM Murphy para la comunicación Modbus RS-485, configuración de parámetros de comunicación mediante las teclas de navegación del equipo, como: velocidad de transmisión, dirección de esclavo Modbus, comprobación del modo de transmisión, verificación operacional de la red TDXM.

Equipos y Materiales:

- Planos y diagramas de conexiones.
- Multímetro Digital.
- Equipos TDXM Murphy.
- Cable Belden 3105A.

Procedimiento:

- Manteniendo pulsadas las teclas de CHANNEL y SCROLL al mismo tiempo e introduciendo la contraseña predeterminada 35, se puede ingresar a las configuraciones del equipo.

Figura 93. Teclas de navegación para ingreso de configuración de TDXM



Fuente: Campo MDC Murphy TDXM

- El Setup7, permite realizar las configuraciones para la comunicación Modbus RTU RS-485.
- Verificar que todos los equipos TDXM se encuentren conectados en red (Daisy Chain) mediante la bornera de comunicación Modbus RS-485 con el cable Belden 3105A.
- Comprobar continuidad de la red de comunicación punto a punto.
- Iniciar la edición de los parámetros de comunicación.
- Asignar la dirección del esclavo Modbus 0-255.



- Seleccionar la velocidad de transmisión 0 = 9600 BAUD, NONE PARITY, 1BIT STOP.

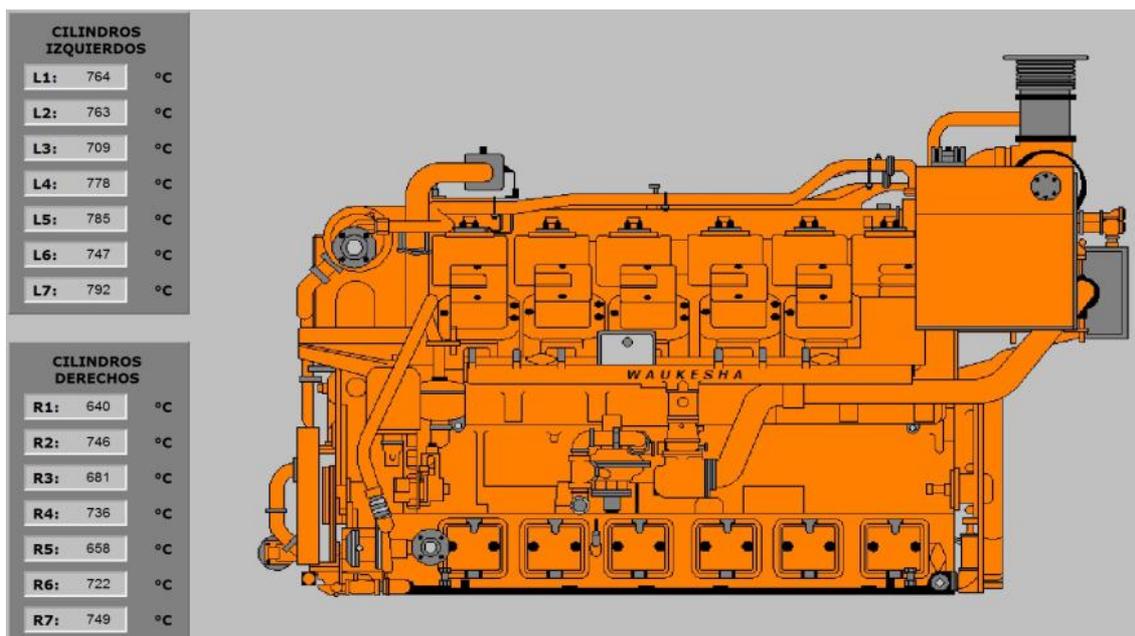


- Guardar los cambios efectuados en los equipos TDXM.

Resultado:

El resultado obtenido en las pruebas de comunicación de los TDXM, fueron satisfactorios. Cabe mencionar que se tuvo inconvenientes al momento de conectar el TDXM del generador MG-404, debido a que en la bornera de comunicaciones estaban llegando cables de comunicación del ESM, por lo que ocasionaba pérdida de información en la lectura del ESM-D #4 y del TDXM #4, una vez superado este inconveniente la adquisición de datos de ambos equipos se reestablecieron. Tal como se observa en la Figura 94 su funcionamiento es indicado para la integración del sistema HMI.

Figura 94. Pruebas y resultados de comunicación del equipo TDXM



Fuente: Factory Talk View Studio

5.7 Prueba de comunicación con el módulo MVI69-MCM

Descripción:

Identificación de los cables del módulo MVI69-MCM, conexión de los adaptadores terminales de tornillo DB9 hembra para RS-485 con las redes de comunicación del puerto 1 y 2, configuración de parámetros del Backplane, configuración de los puertos 1 y 2, desarrollo de la tabla Modbus para las redes de comunicación de los puertos 1 y 2, comprobación funcional de las dos redes.

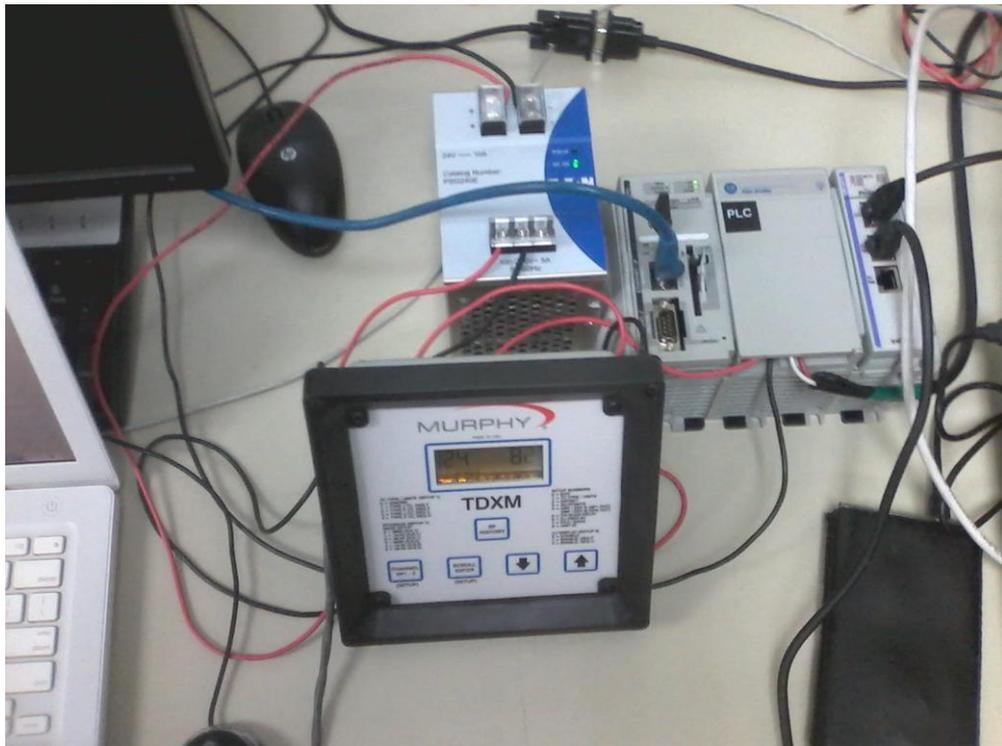
Equipos y Materiales:

- Planos y diagramas de conexiones.
- Multímetro Digital.
- Módulo MVI69-MCM.
- Software de Configuración PCB.
- Cable RS-232
- Cable RJ45 a cable adaptador macho DB9
- Adaptador terminal de tornillo DB9 hembra para RS-485
- Cable Belden 3105A.

Procedimiento:

- Con el módulo montado sobre la riel din, conectar la PC al puerto de Configuración/ Depuración mediante el cable adaptador serie RJ45 – DB9 y un cable de módem nulo.
- Luego insertar el conector del cable RJ45 en el puerto de Configuración/ Depuración del módulo.
- Conectar el otro extremo al puerto serie de la PC.

Figura 95. Conexión del módulo MVI69-MCM con la PC



Fuente: Control Room Campo MDC

- Verificar que los equipos estén conectados a la red del puerto 1 y 2 con los adaptadores terminales de tornillo DB9 hembra para RS-485 y mediante el cable Belden 3105A.
- Configurar las opciones de comunicación mediante el software PCB.
- Seleccionar un nuevo tipo de módulo.
- Configurar el Backplane del módulo.
- Configurar el inicio del registro de lectura en 0
- Configurar el conteo del registro de lectura en 2800
- Configurar el inicio del registro de escritura en 2800
- Configurar el conteo del registro de escritura en 2000
- Configurar el conteo de fallas del backplane en 11
- Configurar la ubicación de donde se va a escribir el dato de estado.
- Configurar el inicio del registro de lectura en 0
- Configurar el tamaño del bloque de transferencia en 240.
- Configurar los puertos 1 y 2.
- Habilitar el puerto.
- Seleccionar el tipo (Maestro o esclavo).

- Elegir el protocolo de comunicación (RTU o ASCII).
- Seleccionar la velocidad de transmisión 9600 BAUD.
- Seleccionar la paridad, en este caso NONE.
- Seleccionar los bits de datos 8.
- Seleccionar bits de parada 1.
- Elegir el conteo de comandos en 100.
- Configurar la tabla Modbus para cada puerto.
- Habilitar la línea de comando.
- Colocar la dirección interna del módulo
- Especificar el intervalo de polling.
- Especificar el número de registros asociados al comando
- Asignar la dirección del esclavo Modbus 1-255.
- Seleccionar la función Modbus para que sea ejecutada por el comando.
- Asignar el registro Modbus para ser considerados por el comando en el esclavo Modbus.
- Agregar comentarios para la línea de comando (opcional).
- Guardar los cambios efectuados en el módulo.

Figura 96. Montaje del módulo MVI69-MCM en el riel Din



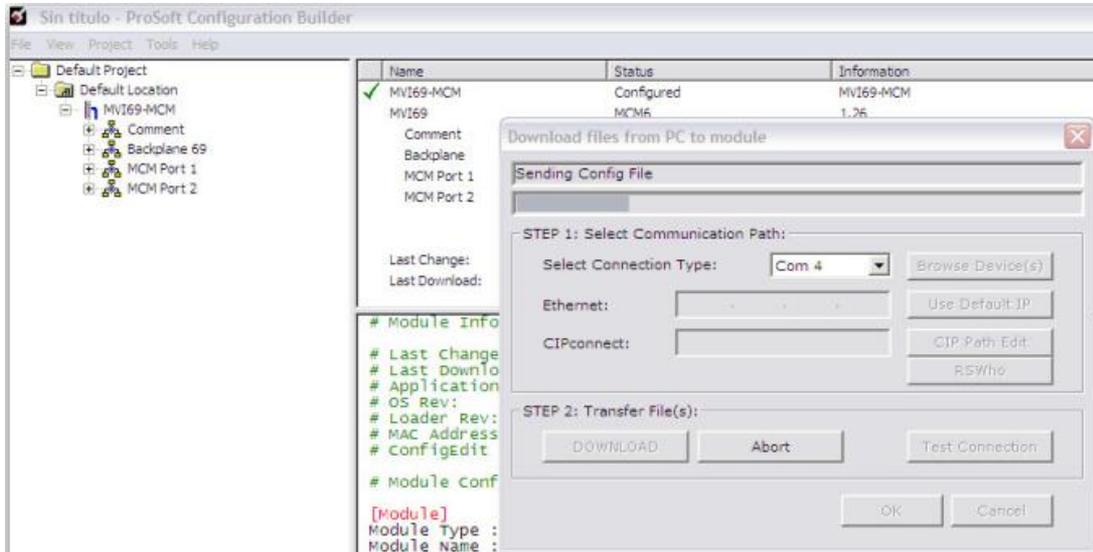
Fuente: Tablero de control PLC-400

Resultado:

El resultado obtenido en las pruebas de comunicación con el módulo MVI69-MCM, fueron satisfactorios, en algunos parámetros que se necesitaban adquirir se tuvo

primero ordenar los bits en caso de variables de 32 bits. En la Figura 97 se observa la descarga del programa desde la PC hacia el módulo.

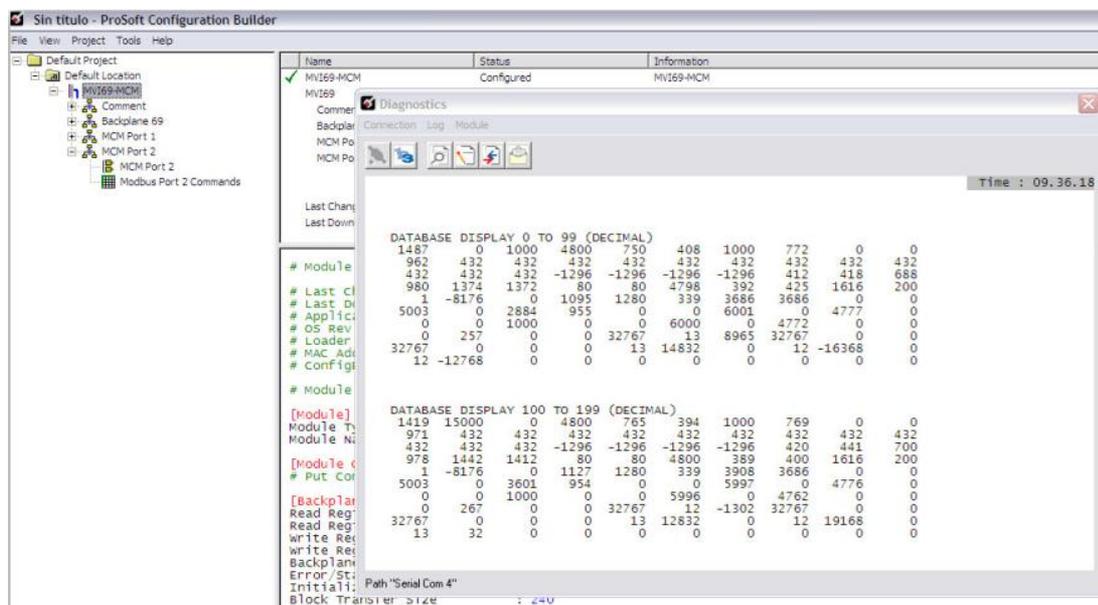
Figura 97. Descarga del programa desde la PC hacia el módulo



Fuente: Prosoft Configuration Builder

En la Figura 98 se puede observar los datos adquiridos de las dos redes de comunicación conectadas al puerto 1 y 2.

Figura 98. Pruebas y resultados de comunicación del módulo MVI69-MCM



Fuente: Prosoft Configuration Builder

CONCLUSIONES

Por medio de la implementación de un sistema HMI (Interfaz Hombre - Máquina), se logró adquirir los parámetros eléctricos y mecánicos de los ocho grupos electrógenos que posee ENAP SIPEC S.A. ubicados en el campo Mauro Dávalos Cordero (MDC) en el Oriente ecuatoriano.

Debido a las crecientes necesidades de generación eléctrica, se requirió implementar un sistema que permita monitorear y diagnosticar en tiempo real la red eléctrica ya que es fundamental para identificar en forma preventiva y correctiva los daños en el sistema.

Mediante la implementación de tendencias y alarmas que permitan al operador de generación anticipar paradas no programadas mediante la detección temprana de desvíos en los parámetros de operación y así mejorar el desempeño del sistema.

La implementación de la interfaz HMI fue desarrollada en Factory Talk View Studio Edition, software que permite desarrollar aplicaciones HMI tanto para Panel View y para monitoreo en PC's.

La interfaz HMI permite, supervisar y monitorear variables de voltajes, corrientes, potencias, frecuencia, factor de potencia, horas de servicio, presión de aceite, temperatura del refrigerante, temperatura del aceite, voltaje en la batería, valor WKI del generador, temperaturas de cilindros.

El tablero eléctrico de control fue diseñado e implementado en base a las necesidades y requerimientos de ENAP SIPEC, el mismo que fue ubicado en el shelter de generación MDC.

Debido a normas internas de ENAP SIPEC, el montaje del tablero eléctrico de control y el tendido de cable hacia la parte interna del shelter de generación fueron realizados por contratistas calificados para estos tipos de trabajos.

Toda la red de comunicación se la realizó en modo Half Dúplex o más conocida como dos hilos, en este modo permite la comunicación bidireccional pero no simultánea.

En el ESM-D del generador MG-404, dio problemas de comunicación, debido a que el cableado del ESM se encontraba conectado directamente a la bornera de comunicación Modbus del Pirómetro Murphy. Por tal motivo no permitía la lectura de ninguno de los dos equipos que fue solucionado mediante borneras individuales de comunicación.

Una vez realizadas las pruebas de funcionamiento, se puede concluir que los objetivos y el alcance del proyecto se cumplieron satisfactoriamente en base a los requerimientos de los operadores de generación del campo CPF-MDC, así como de las normas de operación de ENAP SIPEC.

RECOMENDACIONES

Se recomienda revisar las velocidades de transmisión de los equipos que se van a integrar en la red Modbus, en el ESM-D viene por defecto con una velocidad de 9600 BAUD, mientras que el Easygen de 19200 BAUD, así como la paridad y el número de bits de parada.

En el ESM-D hay que verificar que el número de esclavo coincida con el ESM del motor o caso contrario se debe configurar a través del software ESP (Electronic Service Program).

En el Woodward Easygen verificar que el protocolo 5003 se encuentre activado, caso contrario no se obtendrá lectura de ninguna de las variables.

Para realizar conexión de la red de comunicación de los Easygen percatarse que el puerto es serial DB9, por lo tanto se debe revisar en el manual de interfaces del equipo para saber cuáles son los pines (ATDX-, BTDX+) que deben ser soldados al conector hembra.

Para poder configurar el PLC por medio del puerto Ethernet, primero hay que configurar los drivers en el software RSLinx Classic y a su vez asignar una dirección IP.

Si se requiere cambiar el tamaño de datos de lectura y el tamaño del bloque de transferencia del módulo MVI69-MCM. El usuario debe editar los límites de GEQ y LEQ de la rutina de ReadData en RSLogix 5000.

En la configuración de los puertos del módulo MVI69-MCM, fijarse que el número de comandos para ser procesados por el puerto maestro Modbus sea tal que cubra todas las líneas que se han configurado.

Los colores para el conexionado del cable Belden 3105A son: azul con banda blanca (TDX+), blanco con banda azul (TDX-) y el plateado es el blindaje del cable.

El tablero de control debe ser dimensionado de tal forma que se tenga un spare del 30% aproximadamente, debido a futuros crecimientos ya sea en los dispositivos de control, cableado o cualquier mejora del sistema, además dejar cables en espera para evitar pasarlos nuevamente por la tubería, para cualquier uso como pruebas o alguna emergencia.

Para conectar los equipos en red serial Modbus RS-485, es recomendable utilizar cables apantallados para evitar pérdidas de información o interferencias de señales no deseadas.

Para la prueba de comunicación de los equipos es recomendable utilizar el software PCB (Prosoft Configuration Builder), que permite gestionar los archivos de configuración en un diseño gráfico, con estructura de árbol, y con una ayuda amplia para definir los parámetros de configuración.

El módulo MVI69-MCM no permite más de 100 líneas de comandos por puerto, ni más de 5000 registros de lectura y escritura.

Al diseñar las pantallas se recomienda hacerlas amigables al usuario, es decir minimizar la cantidad de colores fuertes, elegir colores suaves o pasteles para el fondo que den un buen contraste con los objetos y gráficos, agrupar los elementos y distribuirlos de forma lógica y balanceada en toda el área de la pantalla, alinear el texto de manera uniforme, seleccionar fuentes de lectura claras, utilizar gráficos o imágenes que no se pierdan su nitidez al momento de insertar en la pantalla de aplicación, el sistema debe ser lo más simple e intuitivo al operador. Se debe evitar el exceso de objetos, imágenes e información innecesaria

Considerar que cuando se realice comunicación entre varios equipos, y para que la red de comunicación sea más estable, es recomendable colocar una resistencia de 120 ohmios, denominada fin de línea, a su vez se debe tener cuidado con

solapamientos de señales, es decir que las direcciones sean asignadas correctamente para evitar lecturas erróneas.

Al momento de la elección del software se produjo un inconveniente, debido a que inicialmente se solicitó el Factory Talk View Station SE, el cual solo permite ejecutar aplicaciones más no desarrollarlas. El software que permite desarrollar aplicaciones es el Factory Talk View Site Edition. Se debe tener en cuenta el tipo de aplicación que se va a desarrollar.

LISTA DE REFERENCIA

1. Allen Bradley. (marzo de 2004). Controlador CompactLogix 1769-L32E,-L35E Instrucciones de Instalación. 1769-IN020B-ES-P.
2. Allen Bradley. (julio de 2005). Compact I/O Analog Modules User Manual. 1769-UM002B-EN-P.
3. Allen Bradley. (julio de 2009). Factory Talk View Site Edition Installation Guide. VIEWSE-IN003I-EN-P.
4. Allen Bradley. (junio de 2009). Factory Talk View Site Edition User's Guide. VIEWSE-UM006E-EN-E.
5. Creus, A. (1998). Instrumentación Industrial. Alfaomega.
6. Dresser Waukesha. (2006). Installation Diagram ESM. USA: Dresser Inc.
7. Dresser Waukesha. (2007). Engine System Manager Operation & Maintenance. USA: Dresser Inc.
8. Dresser Waukesha. (2010). Specifications L7044GSI_VHP. USA: Dresser Inc.
9. Mandado, E., Marcos, J., Fernández, C., & Armesto, J. (2009). Autómatas programables y sistemas de automatización. México: Marcombo.
10. Murphy Industries. (junio de 2006). TDXM-DC Temperature Scanner / Pyrometer Installation and Operations Manual. Installation TDXM-00065N.
11. Murphy Industries. (junio de 2006). Temperature Scanner / Pyrometer. Installation TDXM-00064B.
12. Penin, A., & otros. (2007). Sistemas SCADA. Barcelona: Marcombo.
13. Prosoft Technology Inc. (22 de marzo de 2011). Inrax MVI69-MCM CompactLogix or MicroLogix Platform Modbus Communication Module. User Manual.

14. Schneider Electric. (2011). Central de Medida PowerLogic de la serie 800 Guía de Instalación. Catalog 63230-500-283A2. La Vergne, EE.UU.
15. Schneider, G. (2002). Ethernet industrial va en camino de ser una auténtica norma abierta. Revista Automática e Instrumentación.
16. Sola HD. (18 de octubre de 2010). Power Supplies. Catalog Sola Power Supply SDN-P.
17. Sola HD. (30 de octubre de 2012). Power Supplies, SDN Series Redundant Options. Catalog Sola Power Supply SDN 2.5200 RED.
18. Woodward. (marzo de 2010). Easygen-3000 Series – Configuration. Catalog 37224. Stuttgart, Alemania.
19. Woodward. (marzo de 2010). Easygen-3000 Series – Installation. Catalog 37223. Stuttgart, Alemania.
20. Woodward. (marzo de 2010). Easygen-3000 Series – Interfaces. Catalog 37383. Stuttgart, Alemania.
21. Woodward. (marzo de 2010). Easygen-3000 Series – Operation. Catalog 37225. Stuttgart, Alemania.
22. Woodward. (marzo de 2010). Easygen-3000 Series, easYgen-3200 – Brief Operation Information. Catalog 37399. Stuttgart, Alemania.

Net grafía

23. Aranda, A., & Peralta, J. (22 de enero de 2009). JNG del Ecuador. Recuperado el 11 de abril de 2012, de JNG del Ecuador: <http://www.jngdelecuador.com/SITEC12.pdf>
24. Autor, S. (28 de noviembre de 2006). Asociación de la Industria Eléctrica Electrónica Chile. Recuperado el 11 de marzo de 2012, de Asociación de la Industria Eléctrica Electrónica Chile: <http://www.aie.cl/files/file/comites/ca/articulos/agosto-06.pdf>

25. Autor, S. (2008). Simply Modbus. Recuperado el 5 de abril de 2012, de Simply Modbus: <http://www.simplymodbus.ca/index.html>
26. Caicedo, J. (27 de julio de 2003). Galeon. Recuperado el 10 de abril de 2012, de Galeon: <http://juce.galeon.com/artredind.pdf>
27. Cobo, R. (5 de mayo de 2008). AIE. Recuperado el 10 de marzo de 2012, de Asociación de la Industria Eléctrica-Electrónica Chile: <http://www.aie.cl/files/file/comites/ca/abc/hmi.pdf>
28. Fundación Wikimedia. (23 de junio de 2013). Obtenido de Wikipedia: http://es.wikipedia.org/wiki/Generaci%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica
29. General Electric GE. (1997). GE Industrial Solutions. Recuperado el 11 de abril de 2012, de GE Industrial Solutions: http://www.geindustrial.com/cwc/Dispatcher?REQUEST=PRODUCTS&id=powercr&lang=en_US
30. Metring Instrumentación. (19 de febrero de 2009). Obtenido de Fuente: <http://www.metring.com/notes/HI-10-60-MT2009.pdf>
31. Narvaez, J. (noviembre de 2008). Scribd. Recuperado el 11 de abril de 2012, de Scribd: <http://es.scribd.com/doc/59987986/subestaciones-electricas>
32. Rockwell Automation. (20 de septiembre de 2007). Recuperado el 12 de abril de 2012, de http://literature.rockwellautomation.com/idc/groups/literature/documents/pp/9324-pp001_-es-p.pdf
33. Rojas, J. C. (5 de agosto de 2007). Industrial Informatic. Obtenido de antares.itmorelia.edu.mx/~jcolivares/courses/ii08a/ii_u4.ppt
34. Sipetrol. (3 de abril de 2011). Obtenido de http://www.enap.cl/investor_relations/doc/memorias/MEMORIA_SIPETRO_L2011.pdf
35. Verdugo, E. (22 de mayo de 2011). Scribd. Recuperado el 13 de marzo de 2012, de Scribd: <http://es.scribd.com/doc/56016691/Mod-Bus>

36. Villajulca, J. (junio de 24 de 2010). Instrumentación y control. Recuperado el 10 de abril de 2012, de Instrumentación y control: <http://www.instrumentacionycontrol.net/cursos-libres/automatizacion>

GLOSARIO DE TÉRMINOS

AB: Allen Bradley.

AC: Corriente Alterna.

BP: Backplane.

BTD: Bit Field Distribute.

BTDC: Before Top Dead Center.

CPT: bloque de función Compute.

CRC: Control Redundancia Cíclica.

DDE: Dynamic Data Exchange.

DC: Corriente Directa.

EASYGEN: Administrador energético versátil de grupos electrógenos.

ESM-D: Engine System Manager – Display.

ESP: Programa de Servicio Electrónico para motor Waukesha (Electronic Service Program).

ECU: Unidad Control del Motor.

FEEDER: Alimentador.

FP: Factor de Potencia.

FTV: Factory Talk View.

GCB: Circuito de interruptor del generador.

HMI: Interface Humano Máquina.

IMAP: Intake Manifold Absolute Pressure.

IMAT: Intake Manifold Air Temperature.

IP: Protocolo de internet (Internet Protocol).

JSR: Jump To Subroutine.

LAN: Red de Área LocalLocal Area Network.

LSB: Bit menos significativo.

MBUS: Modbus RTU.

MCB: Circuito de interruptor de la red.

MCC: Centro de Control de Motores.

MDC: Mauro Dávalos Cordero.

MSB: Bit más significativo.

MVI: Multi Vendor Interface.

NEMA: Asociación nacional de fabricantes eléctricos.

OLE: Object Linking and Embedding.

OPC: Ole for process Control.

PBH: Paraíso - Biguno – Huachito.

PCB: Prosoft Configuration Builder

PLC: Controlador Lógico Programable.

PM: Power Meter.

RA: Rockwell Automation.

RPM: Revoluciones por minuto.

RTU: Unidad Terminal Remota.

SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition.

SWITCHGEAR: Panel de conexiones eléctricas.

TDXM: Temperature Scanner / Pyrometer.

UPS: Uninterruptible Power Supply

WKI: Waukesha Knock Index.

Anexo 1. Tablero de control

Anexo 2. Datasheet cable Belden 3105A

Anexo 3. Arquitectura de Red

Anexo 4. Layout cableado de pirómetros Murphy

Anexo 5. Rutina Principal

Anexo 6. Rutina de Lectura de datos

Anexo 7. Rutina de Escritura de datos

Anexo 8. Rutina de lectura de red Easygen

Anexo 9. Rutina de lectura de red ESM-D

Anexo 10. Rutina de lectura de red Murphy

Anexo 11. Rutina de lectura de red de Power Meter

Anexo 12. Diagrama Unifilar