

ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO

DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA,
AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL

PROYECTO DE GRADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
EN INGENIERÍA

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA SCADA Y
SINCRONISMO DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN
ELÉCTRICA CON TRES MOTORES MTU DE 1.2MW EN EL
DISTRITO AMAZÓNICO

ANDREA CARINA VILLACÍS MOLINA
OSCAR ALEJANDRO ORBEA CORREDORES

SANGOLQUI - ECUADOR

2012

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente proyecto de grado titulado: “DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA SCADA Y SINCRONISMO DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON TRES MOTORES MTU DE 1.2MW EN EL DISTRITO AMAZÓNICO”, ha sido desarrollado en su totalidad por la Srta. ANDREA CARINA VILLACÍS MOLINA y por el Sr. OSCAR ALEJANDRO ORBEA CORREDORES, bajo nuestra dirección.

Atentamente

Ing. Rodolfo Gordillo
DIRECTOR

Ing. Edgar Tipán
CODIRECTOR

AGRADECIMIENTO

A Dios por toda la fortaleza que nos ha dado para poder concluir una etapa muy importante de nuestras vidas, porque nunca nos abandonó, porque nos ha dado lecciones de vida, para ayudarnos cada día a ser mejores.

La presente Tesis es un esfuerzo en el cual, directa o indirectamente, participaron varias personas leyendo, opinando, corrigiendo, teniéndonos paciencia, dándonos ánimo, acompañándonos en los momentos de crisis y en los momentos de felicidad.

A nuestros padres, Alejandrino Orbea - Lupe Corredores, Ángel Villacís – Elsa Molina, hermanos Doris Orbea, Frank Villacís, Jéscica Villacís, Edwin Molina y familia que nos acompañaron en esta aventura que significó la culminación de nuestra carrera, de forma incondicional y que supieron entender nuestras ausencias y malos momentos durante esta etapa de nuestras vidas.

Agradecemos a nuestro director y codirector de tesis por haber confiado en nosotros, por la paciencia y por la dirección de este trabajo.

Agradezco a Diana Cruz, persona incondicional en todo la trayectoria triunfos y fracasos, que conllevó a este logro tan preciado para nosotros.

Gracias también a nuestros queridos amigos, que nos apoyaron y nos permitieron entrar en su vida durante estos cinco años de convivir dentro y fuera del salón de clase.

DEDICATORIA

A Dios por siempre darnos la fortaleza necesaria para poder culminar esta etapa muy importante de nuestras vidas.

A nuestros padres Alejandrino Orbea - Lupe Corredores, Ángel Villacís – Elsa Molina, porque creyeron en nosotros y porque nos sacaron adelante, dándonos ejemplos dignos de superación y entrega, porque en gran parte gracias a ustedes, hoy podemos ver alcanzada una meta, ya que siempre estuvieron impulsándonos en los momentos más difíciles de la carrera, y porque el orgullo que sienten, fue lo que nos hizo ir hasta el final. Va por ustedes, por lo que valen, porque admiramos su fortaleza y por lo que han hecho de nosotros.

A nuestros hermanos Doris Orbea, Frank Villacís, Jéssica Villacís, Edwin Molina, tíos, primos, abuelos y amigos, gracias por haber fomentado en nosotros el deseo de superación y el anhelo de triunfo en la vida.

A Diana Cruz por su apoyo incondicional en los fracasos y logros de este arduo camino.

Mil palabras no bastarían para agradecerles su apoyo, su comprensión y sus consejos en los momentos difíciles.

PRÓLOGO

La necesidad de la energía eléctrica se presenta en casi todas las sociedades del mundo, sin embargo en algunos sitios del planeta el suministro de energía eléctrica no logra llegar debido a la falta de redes de transmisión eléctrica del Sistema Interconectado Nacional, como solución a esto se ha empleado el sistema de generación tipo isla o aislado.

El desarrollo del presente trabajo tiene como finalidad realizar el diseño e implementación de un sistema Scada y sincronismo utilizando 3 grupos electrógenos ubicados dentro de contenedores CYMASA-TME los mismos que tienen motor, generador, tablero de control con el modulo SAM y el tablero de control a ser implementado donde se ubicarán los equipos: administrador energético Easygen 3200, Micrologix 1100, cable de comunicación Modbus y demás elementos para controlar la generación.

En el cuarto de control se encontrará el servidor el mismo que tendrá el HMI desarrollado en FactoryTalk View Studio, donde se realizará el arranque y paro de los moto-generadores, visualización de los parámetros del Easygen 3200 (vía Modbus) y los parámetros del motor MTU (vía Can Bus).

INDICE DE CONTENIDOS

Tabla de contenido

CAPÍTULO I	9
1.1 INTRODUCCIÓN	9
1.1.1. Sistemas de Generación	10
1.1.1.1. Grupos Electrógenos	10
1.1.1.2. Sistema Nacional Interconectado	13
1.1.1.3. Sistemas Aislados	13
1.1.1.4. Sincronización de Motores-Generadores	16
1.1.2. Sistema SCADA	20
1.2. DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS. 22	
1.2.1. Easygen 3200 Woodward	22
1.2.1.1. Descripción	22
1.2.1.2. Características	23
1.2.1.3. Especificaciones	24
1.2.1.4. Dimensiones	27
1.2.1.5. Diagrama de conexión	27
1.2.2 AB Micrologix 1100 1763-L16BBB SER. B	28
1.2.2.1. Descripción General	28
1.2.2.2. Especificaciones técnicas	29
1.2.2.3. Descripción del controlador	31
1.2.2.4. Dimensiones para el montaje	31
1.2.2.5. Especificaciones generales	32
1.2.3. Switch	33
1.2.4. Servidor	34
1.2.5. Tarjeta CCB2	35
1.3. SOFTWARE	38
1.3.1. Woodward Toolkit v.3.6.3	38
1.3.2. BOOTP DHCP Server	40
1.3.3. RsLinx	41
1.3.4. RsLogix Micro English	42
1.3.5. FactoryTalk	43

CAPÍTULO II	45
2.1 CONSIDERACIONES GENERALES	45
2.2 ARQUITECTURA DEL SISTEMA A SER IMPLEMENTADO	60
2.2.1. Descripción	61
2.2.2. Series de los equipos a ser utilizados.....	62
2.3 DISEÑO DEL CIRCUITO DE COMUNICACIONES	62
2.3.1. CAN BUS.....	64
2.3.2. Conector CAN.....	64
2.3.3. MODBUS RS 485	66
2.3.4. ETHERNET	67
2.3.5. J1939 Interface.....	69
2.4 DISEÑO DEL TABLERO DE CONTROL	72
2.5 LISTA DE MATERIALES PARA EL TABLERO DE CONTROL	77
2.6 DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SISTEMA IMPLEMENTADO	78
2.7 DIAGRAMAS Y PLANOS	79
2.7.1. Diagrama eléctrico.....	80
2.7.2. Diagrama unifilar del sistema.....	80
2.7.3. Diagrama de conexiones de control.....	80
2.7.4. Diagrama de comunicaciones	80
2.8 MONTAJE DEL ARMARIO DE CONTROL	80
CAPÍTULO III	85
3. CONFIGURACIÓN Y PROGRAMACIÓN DE LOS EQUIPOS	85
3.1. PROGRAMACIÓN DEL PLC AB Micrologix 1100 1763-L16BBB SER.B	85
3.1.1. RsLogix Micro English	85
3.1.1.1. Descripción del programa	94
3.1.1.2. Listado de las variables utilizadas	102
3.2. Software y programación de la interface HMI	104
3.2.1 FactoryTalk View Studio	104
3.2.1.1. Descripción de las ventanas creadas	109
3.3. Software y programación EASYGEN 3200, WOODWARD.....	120
3.3.1. Woodward Toolkit v.3.6.3	120
3.3.1.1. Componentes básicos del programa.....	126
3.3.1.2. Configuración.....	127

3.4. Configuración del módulo SAM.....	142
CAPÍTULO IV.....	144
4. PRUEBAS REALIZADAS	144
4.1. PRUEBAS Y RESULTADOS DEL SISTEMA SCADA.....	144
4.1.1 Lectura de parámetros	144
4.1.2. Escritura de parámetros	150
4.1.3 Lectura de los parámetros J1939	153
4.1.4. Modos de trabajo	156
4.1.5. Históricos.....	161
4.1.6. Alarmas	162
4.1.7. Pantallas de pruebas.....	163
4.2. REGISTROS PARA LA SINCRONIZACIÓN DE LOS TRES GENERADORES	164
CAPÍTULO V	172
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	172
5.1. CONCLUSIONES	172
5.2. RECOMENDACIONES	173
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	174
ÍNDICE DE FIGURAS	175
ÍNDICE DE TABLAS	179
GLOSARIO.....	181

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

1.1 INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico de potencia conformado por subsistemas parciales como la generación, transmisión, subtransmisión y distribución, necesita expandirse con el tiempo a medida que aumenta la demanda progresivamente por parte de los consumidores, distintas exigencias son requeridas para proveer de energía lo suficientemente económica, confiable, de bajo consumo de energía primaria y que sean ecológicamente aceptables.

Este sistema de generación está conformado por uno o varios grupos electrógenos, formados por una unidad motriz (motor de combustión interna, turbinas, etc.) y un alternador eléctrico acoplado al eje de la unidad. Estos grupos electrógenos operan con combustibles como por ejemplo gas natural, petróleo, diesel.

Actualmente se utilizan sistemas aislados para resolver esta problemática, conjuntamente con sistemas automatizados SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de datos) diseñados para funcionar sobre ordenadores en el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo y controlando el proceso de forma automática desde un servidor.

Cada uno de los ítems de los sistemas SCADA involucra muchos subsistemas permitiendo al operador conocer el estado de desempeño de las instalaciones y los equipos

alojados en la planta, lo que permite dirigir las tareas de mantenimiento y estadística de fallas.

1.1.1. Sistemas de Generación

Los sistemas de generación de Energía Eléctrica, originados a partir del descubrimiento de Michael Faraday el 28 de octubre de 1831, sobre el fenómeno de la Inducción Electromagnética con un generador elemental.

La generación de energía eléctrica tiene la finalidad de transformar alguna clase de energía química, mecánica, térmica o luminosa, entre otras, en energía eléctrica.

La generación eléctrica se realiza, básicamente, mediante un generador si bien estos no difieren entre sí en cuanto a su principio de funcionamiento, varían en función a la forma en que se accionan. Explicado de otro modo, difiere en que fuente de energía primaria utiliza para convertir la energía contenida en ella, en energía eléctrica.¹

1.1.1.1. Grupos Electrógenos

Un grupo electrógeno es una máquina que transforma energía mecánica, generada por un motor a gasolina, gas o diesel, en energía eléctrica, por medio de un alternador.

Los grupos electrógenos son equipos que permiten garantizar el suministro de energía de forma autónoma, ya sea durante periodos cortos de tiempo (para hacer frente a una suspensión de suministro en la red de distribución eléctrica básica) o como fuente de generación exclusiva de energía (en puntos aislados de las redes eléctricas)

Utilización: en función del tipo de empleo y de las horas de funcionamiento, pueden darse tres modalidades de uso:

¹ http://es.wikipedia.org/wiki/Generaci%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica

- **De emergencia:** el grupo se utiliza, exclusivamente, cuando se produce la suspensión del suministro en la red de distribución eléctrica. En estas circunstancias, el grupo se emplea al 100% de carga hasta que se restablece al suministro principal.

Debe tenerse presente que transcurren alrededor de 15 segundos desde que se corta el suministro de la red de distribución y el grupo aporta la potencia de diseño (condiciones nominales) por lo que no es utilizable para evitar micro cortes o huecos de tensión.

- **Servicio principal:** el grupo es el sistema principal de generación eléctrica prescindiéndose de redes de distribución. En estos casos, los grupos funcionan alrededor de 4000h/año con un factor de carga alrededor del 90% durante unas 8 h/día, siendo así la solución más adecuada para puntos aislados.
- **Funcionamiento continuo:** el grupo funcionaría permanentemente (24 h/día) al 100% de carga durante todo el año.²

Funcionamiento

Para que un grupo electrógeno logre producir energía eléctrica, se necesita que gire un conductor o espira, en el interior de un campo magnético. Con el giro de la espira, se genera una tensión que denominamos fuerza electromotriz que es detectada por un voltímetro.

El valor no es uniforme, sino que toma diferentes valores en función de la ubicación que presenta la bobina (espira) respecto al campo magnético.

Cuando la espira se encuentra paralela a las líneas del flujo magnético, alcanza un valor máximo. Y cuando la espira se encuentra perpendicular a las líneas del flujo magnético, genera un valor nulo.

²https://www.iberdrola.es/webibd/gc/prod/es/doc/cli_empr_ventaalqelectro.pdf

Cuando la espira genera una vuelta completa, estaremos hablando de un período. La cantidad de períodos que realiza la espira en un segundo, se denomina frecuencia. Por lo tanto, cuanto más rápido se realice la rotación, la frecuencia será mayor.

La tensión de un grupo electrógeno es generada por la velocidad de rotación de las espiras de la bobina y de la intensidad del campo magnético. Por lo tanto, los grupos electrógenos necesitan crear un flujo magnético por medio de la corriente y para ello necesitarán de una fuente externa, como baterías o la obtendrán del propio generador, (autoexcitación).³

Componentes comunes: todos los grupos electrógenos están formados por diferentes elementos. En la Figura. 1.1 se identifican los componentes más comunes:

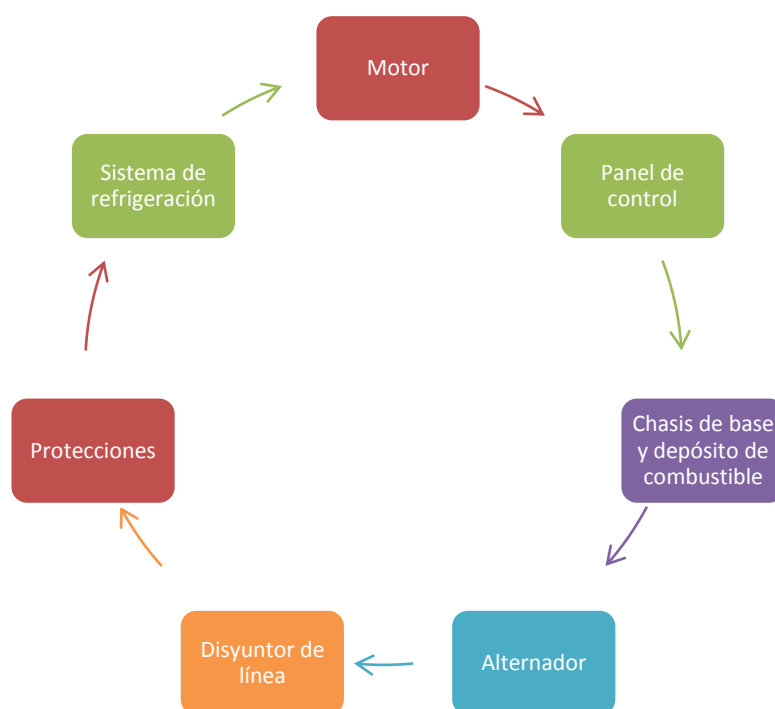


Figura. 1.1. Componentes de los grupos electrógenos

³<http://www.grupoelectrogeno.net/grupo-electrogeno/grupos-electrogenos-funcionamiento.html>

1.1.1.2. Sistema Nacional Interconectado

Sistema Nacional Interconectado (SNI), es el sistema integrado por los elementos del Sistema Nacional de Transmisión y las instalaciones eléctricas asociadas a las empresas de generación y distribución de energía eléctrica. El SNI permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y centros de consumo.⁴

1.1.1.3. Sistemas Aislados

Es cualquier Sistema Eléctrico que no está conectado al Sistema Nacional Interconectado, mediante este tipo de instalación podemos proveer de electricidad, puntos donde no se dispone de acceso a la red eléctrica de distribución.⁵

Los generadores poseen 4 modos de operación según las necesidades requeridas las cuales son configurables en los equipos de control de los generadores.

Modos de Operación y su funcionamiento:

- **Droop:** a la caída de velocidad se la define como un decremento en la velocidad de fijación cuando la carga aumenta. Tiene muchos usos y aplicaciones que permiten que el control de la velocidad de un motor sea estable.

Se expresa como un porcentaje de la velocidad fijada originalmente cuando el motor trabaja sin carga hasta su carga máxima. El porcentaje recomendado para el droop es del 3% al 5%. Un mínimo del 2.5% es necesario para mantener la estabilidad de un Regulador de Velocidad.

$$\%Droop = \frac{Velocidad(0\% \text{ de carga} - Velocidad(100\% \text{ de carga})}{Velocidad Nominal} * 100$$

⁴<http://www.grupoelectrogeno.net/grupo-electrogeno/grupos-electrogenos-funcionamiento.html>

⁵http://www.cndc.bo/normativa/ley_electricidad.php

- **Isócrono:** un grupo motor – generador opera a la misma velocidad/frecuencia independiente de la carga como se muestra en la Figura. 1.2. El modo isócrono puede ser usado para operar un motor – generador aislado.

Si dos motores – generadores operando en paralelo con modo isócrono sin ningún control de repartición de carga están suministrando energía a una misma carga, una de las unidades tratará de tomar toda la carga (superar su capacidad) y la otra unidad tenderá a ceder su carga (motorizarse).

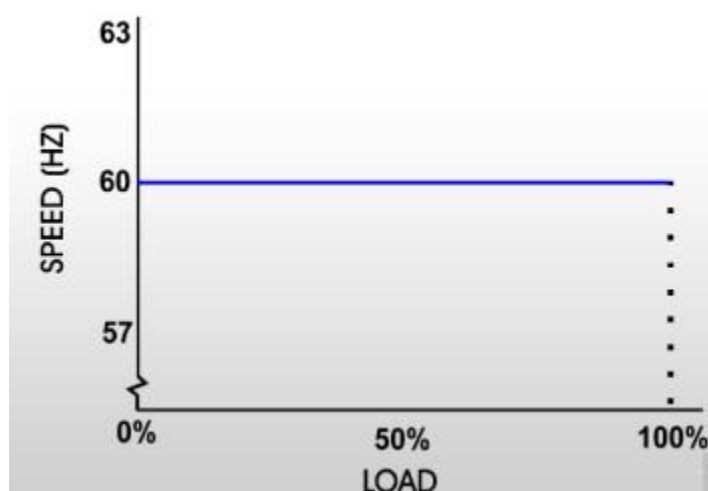


Figura. 1.2. Curva de la respuesta del modo Isócrono

- **Droop/Isócrono:** combinación de los dos modos anteriores. En este modo, todas las unidades de un sistema operarán con droop menos una que operará en modo isócrono. Este funcionará como pivote. En este modo, las unidades con droop operan a la velocidad/frecuencia de la unidad isócrona. El porcentaje de droop y la velocidad fijada en el regulador de cada unidad con droop son ajustados de tal manera que generen una cierta cantidad de energía. La cantidad de energía generada por la unidad isócrona cambiará para seguir las variaciones de la demanda de carga mientras que la velocidad/frecuencia del sistema permanecerá constante.

La carga máxima para este tipo de sistema estará limitada por la capacidad de generación de la unidad isócrona más la suma de la capacidad de generación del

conjunto de unidades con droop. Una carga sobre el nivel máximo resultaría en una disminución en la velocidad/frecuencia. La carga mínima del sistema no debe ser permitida por debajo de la capacidad mínima de generación de las unidades con droop. Si esto ocurre, la frecuencia del sistema aumentará y provocará que la unidad isócrona se motorice.

La unidad con la mayor capacidad de generación debería ser la que esté operando en modo isócrono, de tal manera que los grandes cambios de carga sean aceptados por la capacidad de esta unidad. Esto no es una regla. La selección de la unidad isócrona puede depender de la eficiencia de los diferentes motores como de la máxima cantidad de cambios de carga esperados.

- **Isócrono con Repartición de Carga:** es necesario añadir un sensor de carga en cada regulador de velocidad isócrono. Los sensores de carga estarán interconectados mediante líneas de repartición de carga (líneas de paralelismo). Cualquier desbalance en la carga entre las unidades causará un cambio en el circuito de regulación de cada regulador de velocidad del sistema, causando que cada unidad produzca una contribución proporcional de la carga para balancear nuevamente las señales de carga.

Mientras cada unidad continua operando a velocidad isócrona, los cambios de carga fuerzan a cada unidad a suministrar su contribución proporcional de energía para abastecer la demanda total. Si las unidades generadoras no tienen la misma capacidad de generación, la energía suministrada por cada una de estas será proporcional a su capacidad.

- **Isócrono con Carga Base:** esto se logra usando sensores de carga isócronos y conectando una Señal eléctrica externa entre las líneas de repartición de carga.

Esta señal externa aparece en los reguladores de velocidad como un desbalance de carga. El regulador de velocidad forzará la salida del generador incrementándola o disminuyéndola hasta que la salida del sensor de carga sea igual a la señal eléctrica externa en las líneas de repartición de carga.

Este método solo puede ser usado donde otros grupos generadores están produciendo suficiente energía para satisfacer los cambios en las demandas de carga. Este método con base de carga es ideal añadir suavemente unidades adicionales en un sistema isócrono, disminuir la carga o quitar unidades, o para fijar una cierta cantidad de carga en un motor – generador que está operando con otras unidades en paralelo.

1.1.1.4. Sincronización de Motores-Generadores

Sincronización es el proceso donde se igualan de las formas de onda del voltaje de salida de un motor – generador de corriente alterna con la forma de onda de voltaje de otro motor – generador de corriente alterna o de un sistema.

Para que los dos sistemas se puedan sincronizar, se deben cumplir estas condiciones:

- Mismo número de fases en cada sistema
- Misma dirección de rotación de estas fases
- Misma amplitud de voltaje
- Misma frecuencia
- Mismo ángulo de fase de voltaje

Las 2 primeras condiciones se definen cuando se especifica, instala y se realiza el cableado del equipo. La salida de voltaje es usualmente controlada automáticamente por el regulador de voltaje. Y las últimas condiciones deben ser ajustadas cada vez que se desee operar unidades en paralelo.

Número de fases: cada unidad generadora que se quiera acoplar a un sistema en paralelo, tiene que tener el mismo número de fases.

En la Figura. 1. 3 se visualiza el número de fases que posee un sistema trifásico.

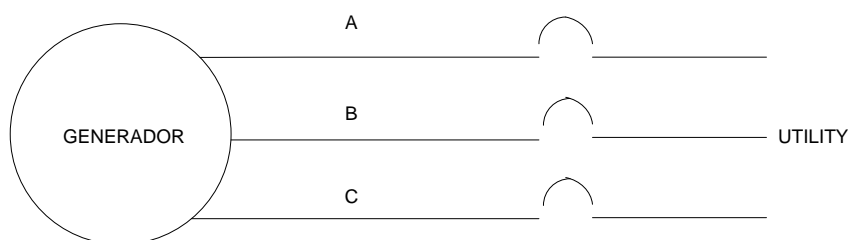


Figura. 1.3. Número de fases

Rotación de fases: cada generador o sistema que va a operar en paralelo debe estar conectado de tal manera que todas sus fases tengan la misma rotación.

La secuencia de fases se llama al orden de rotación de los vectores. Es la sucesión en el tiempo, de los máximos de los parámetros eléctricos tensión o intensidad, en las tres fases de un sistema. A ella corresponde un sentido de rotación del diagrama vectorial.

La Figura. 1. 4 se identifica la secuencia de fases de un sistema trifásico con el ángulo de desfase de cada una de ellas.

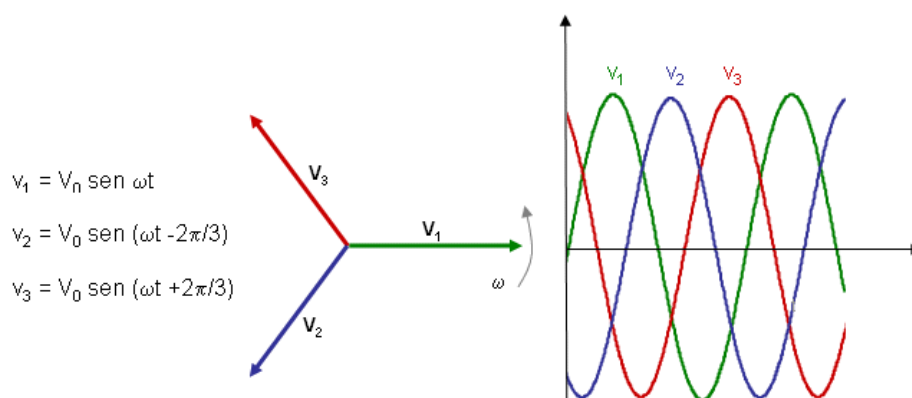


Figura. 1.4. Secuencia de fases

Igualación de voltaje: los voltajes suministrados por generadores o sistemas que van a operar en paralelo deben diferir solo en un pequeño porcentaje, 1 al 5%. La salida de voltaje de un generador sincrónico puede ser controlada cambiando la excitación del voltaje (Regulador de Voltaje).

La Figura. 1. 5 indica la igualación de la señal de voltaje cuando se tiene operando dos generadores.

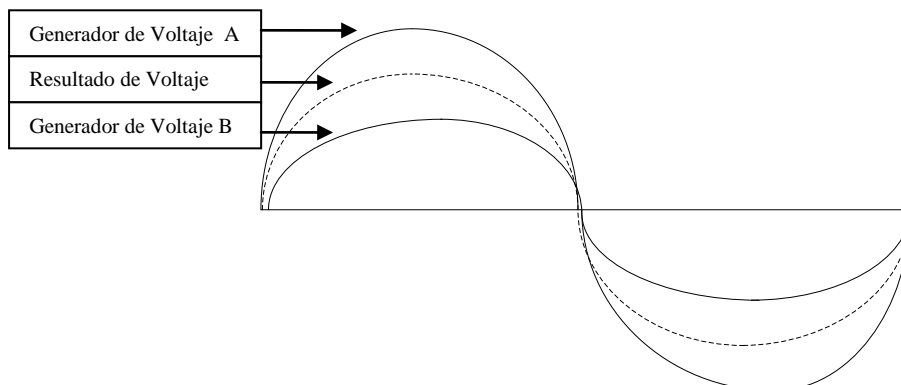


Figura. 1.5. Igualación del Voltaje

Si dos generadores sincrónicos de voltaje desigual operan en paralelo, el voltaje combinado tendría un valor diferente al generado por cualquiera de las dos unidades generadoras. La diferencia de voltaje genera corrientes reactivas disminución de la eficiencia del sistema.

Si un generador es puesto en paralelo con una barra infinita, la diferencia de voltaje antes de cerrar el interruptor para poner en paralelo, no cambiará el voltaje de la barra. En este momento el factor de potencia del generador cambiará. Si el voltaje del generador es mucho más bajo que el de la barra, el generador puede motorizarse. La Figura. 1. 6, muestra el resultado que se obtiene de dicho voltaje con la barra.

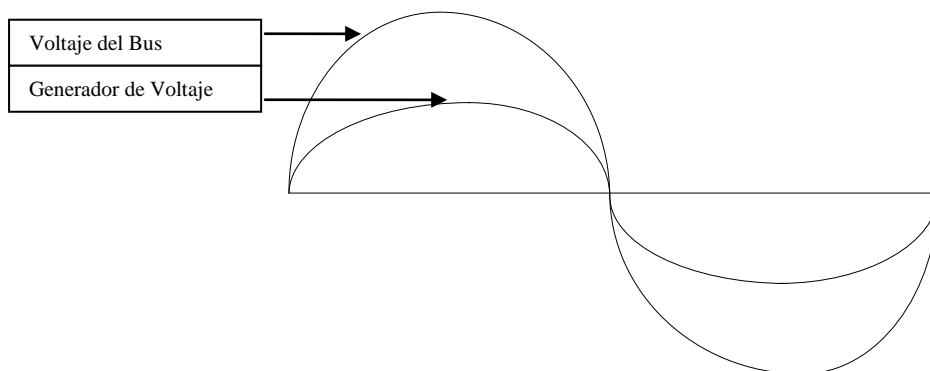


Figura. 1.6. Resultado del voltaje del generador con una barra

Igualación de frecuencias: las frecuencias del generador que se ha de poner en paralelo a un sistema debe estar dentro de 0.2% de su valor, esto se muestra en la Figura. 1. 7.

La frecuencia la controla el regulador de velocidad, aumentando o disminuyendo el suministro de combustible hacia el motor.

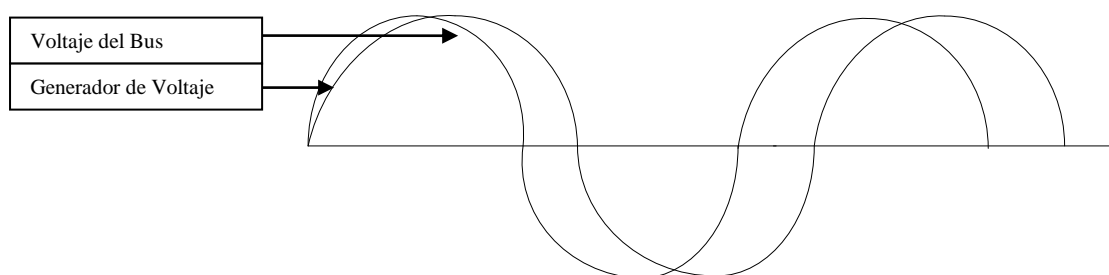


Figura. 1.7. Igualación de frecuencia

Igualación del ángulo de fase: la relación de fase entre los voltajes de un sistema que va a operar en paralelo debe estar muy cercana entre sí. Esta igualación usualmente está dentro de más o menos 10 grados. En la Figura. 1. 8 se visualiza la igualación del ángulo de fase del generador y el bus.

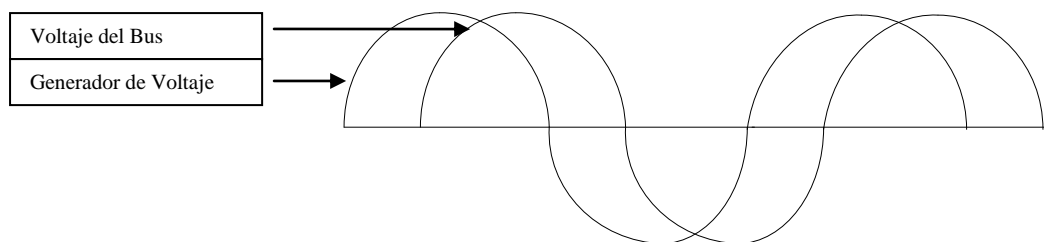


Figura. 1.8. Igualación del ángulo de fase

1.1.2. Sistema SCADA

Los Sistemas SCADA permiten la gestión y control de cualquier sistema local o remoto gracias a una interface gráfica que comunica al usuario con el sistema.⁶

El sistema SCADA es la tecnología que permite la captura y control de variables de diferentes puntos de medición en lugares remotos.

Arquitectura de un sistema SCADA

El sistema queda dividido en tres bloques principales como se observa en la Figura. 1. 9.

- Software de adquisición de datos y control (SCADA)
- Sistema de adquisición y mando (sensores y actuadores)
- Sistema de interconexión (comunicaciones)

⁶ Libro Sistemas Scada. AUTOR: Aquilino Rodríguez Penín

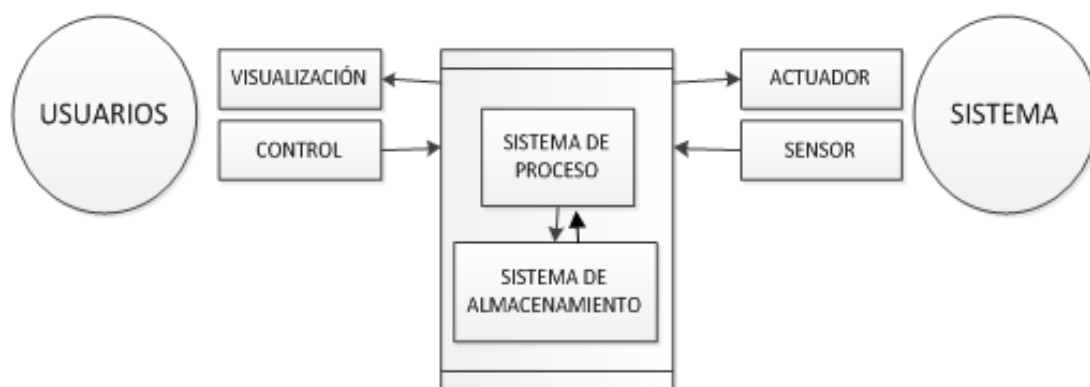


Figura. 1.9. Estructura básica del Sistema SCADA

Interface Humano-Máquina

La sigla HMI es la abreviación de Interfaz Humano Máquina. Los sistemas HMI son ventanas de un proceso. Esta ventana puede estar en dispositivos especiales como paneles de operador o en una computadora. Los sistemas HMI en computadoras se les conoce también como software HMI o de monitoreo y control de supervisión. Las señales del proceso son conducidas al HMI por medio de dispositivos como tarjetas de entrada/salida en la computadora, PLC's, RTU, todos estos dispositivos deben tener una comunicación que entienda el HMI.

Funciones de un software HMI

- **Monitoreo:** es la habilidad de obtener y mostrar datos de la planta en tiempo real.
- **Supervisión:** permite junto con el monitoreo la posibilidad de ajustar las condiciones de trabajo del proceso directamente desde la computadora.
- **Alarmas:** es la capacidad de reconocer eventos excepcionales dentro del proceso y reportarlos. Las alarmas son reportadas basadas en límites de control preestablecidos.
- **Control:** es la capacidad de aplicar algoritmos que ajustan los valores del proceso y así mantener estos valores dentro de ciertos límites.
- **Históricos:** es la capacidad de muestrear y almacenar en archivos, datos del proceso a una determinada frecuencia. Este almacenamiento de datos es una poderosa herramienta para la optimización y corrección del proceso.

Tareas de un Software de Supervisión y Control

- Permitir una comunicación con dispositivos de campo.
- Actualizar una base de datos dinámica con las variables del proceso.
- Visualizar las variables mediante pantallas con objetos animados.
- Permitir que el operador pueda enviar señales al proceso, mediante botones, controles ON/OFF, ajustes continuos con el mouse o teclado.
- Supervisar niveles de alarma y alertar/actuar en caso de que las variables excedan los límites normales.
- Almacenar los valores de las variables para análisis estadísticos y/o control.
- Controlar en forma limitada ciertas variables de proceso.⁷

1.2. DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS

1.2.1. Easygen 3200 Woodward

1.2.1.1. Descripción



Figura. 1.10. Easygen

⁷<http://iaci.unq.edu.ar/materias/laboratorio2/HMI%5CIntroduccion%20HMI.pdf>

En la Figura. 1. 10 se muestra el administrador energético Easygen 3200 que es un control y administrador versátil de grupos electrógenos. Las numerosas entradas y salidas, junto con una estructura modular de software, le permite utilizar el módulo Easygen 3000 en múltiples aplicaciones: emergencia, isla, grupos en paralelo, paralelo con la red, cogeneración, entre otras.

Se puede realizar plantas de hasta 32 grupos en paralelo con gestión automática de arranque/parada en función de la carga.

Está disponible en dos versiones:

- 3100 Montaje en placa de armario
- 3200 Montaje en puerta de armario

1.2.1.2. Características

- Modos de operación: Auto, Stop, Manual y Test con/sin carga mediante entradas digitales.
- Control de interruptores: sincronización por deslizamiento/bloqueo de fase, control de apertura/cierre, monitorización de interruptores.
- Transferencia de carga: transición abierta/cerrada, con rampa de carga/descarga, paralelo con red.
- Arranque/parada en función de la carga con prioridad fija o dinámica.
- Reparto de carga activa y reactiva en plantas de hasta 32 grupos.
- Control remoto mediante entradas analógicas/digitales para el control de velocidad, frecuencia, tensión, potencia y factor de potencia.
- Protección integrada del motor y generador, con secuencias de arranque para motores diesel y gas, y monitorización de la red.
- Reguladores PID libres para funciones de control, como control del circuito de agua, nivel de agua, nivel de combustible, control de presión, etc.

- Compatibilidad con ECUs de motores Scania S6, MTU ADEC, Volvo EMS2 & EDC4, Deutz EMR2, MAN MFR/EDC7, SISU EEM y Woodward EGS02 ECU (dependiendo del Paquete).
- Contadores para horas de trabajo, número de arranques, mantenimiento, energía activa, energía reactiva.
- Configuración de tipos de alarmas, niveles y retardos de disparo para funciones de monitorización y alarma.
- Evaluación y visualización de hasta 100 valores analógicos procedentes de J1939.
- Conectividad con placas de extensión de E/S (Woodward IKD 1 o Phoenix Contact IL).
- Configuración mediante el panel frontal o mediante PC, con el software Toolkit.
- Protección mediante sistema jerárquico de claves.
- Múltiples idioma.
- Registrador de eventos (300 eventos FIFO) con reloj en tiempo real.

1.2.1.3. Especificaciones

Las especificaciones técnicas que presenta el Easygen 3200 se identifica en la Tabla. 1. 1

Alimentación	12/24 VDC (8 a 40VDC)
Consumo intrínseco	Máx. 17 W
T. ambiente (operación)	-20 a 70°C/-4 a 158 °F
T. ambiente (almacenamiento)	-30 a 80°C/-22 a 176 °F
Humedad ambiental	95%, no condensante
Tensión	
100VAC [1] Nominal (V nom)	69/120 VAC
Máximo (V max)	86/150 VAC
Tensión de pico máx. (V surge)	2.5 kV

400VAC [4] Nominal (V nom)	277/480 VAC
Máximo (V max)	346/600 VAC
Tensión de pico máx. (V surge)	4.0 kV
Precisión	Clase 1
Conexiones de devanados	3f-3h, 3f-4h, 1f-2h, 1f-3h
Lectura máxima del primario	50 a 650,000 VAC
Rango de medida lineal	1.25 x V nom
Medida de frecuencia	50/60 Hz (40 a 85 Hz)
Impedancia de entrada	[1] 0.498 MΩ, [4] 2.0 MΩ
Consumo máximo por entrada	<0.15W
Potencia	
Rango de ajuste	0.5 a 99,999.9 kW/kVAR
Entradas digitales	
Tensión de entrada	12/24 VDC (8 a 40 VDC)
Impedancia de entrada	aprox. 30 KΩ
Salidas a relé	aisladas
material de contacto	AgCdO
Carga óhmica	2.00 A @250 VAC 1.00 A @ 24VDC/ 0.36 A @ 125VDC/ 0.18 A @250VDC
Carga inductiva	1.00 A @ 24VDC/ 0.22 A @ 125VDC/ 0.10 A @250VDC
Entradas analógicas (ninguna)	Libremente configurables

aislada)	
Tipo	0 a 500 Ω / 0 a 20 mA
Resolución	11 Bit
Salidas analógicas (aisladas)	Libremente configurables
Tipo	± 10 V/ ± 20 mA / PWM
Tensión de aislamiento	1,000 VDC
Resolución	11/12 Bit (dependiendo de la salida analógica)
± 10 V (escalable)	resistencia mínima $\leq 1k\Omega$
± 20 mA (escalable)	máxima carga 500 Ω
Carcasa (3200)	Montaje en panel frontal Carcasa Plástica
Dimensiones	An x Al x Pr 282x217x99mm
Corte panel	An x Al 249[+1.1]x183[+1.0]mm
Conexión	Conectores por tornillo para terminales de 25 mm ²
Frontal	superficie aislante
Sellado	
Frontal	IP66 (con sujeción por tornillo)
Frontal	IP54 (con sujeción por clamp)
Trasera	IP20
Peso	aprox. 2,150g

Certificaciones	UL, cUL (cUL sólo para easygen 3100)
------------------------	--------------------------------------

Tabla. 1.1 Características Easygen

1.2.1.4. Dimensiones

Las dimensiones del Easygen 3200 se visualizan en la Figura 1.11

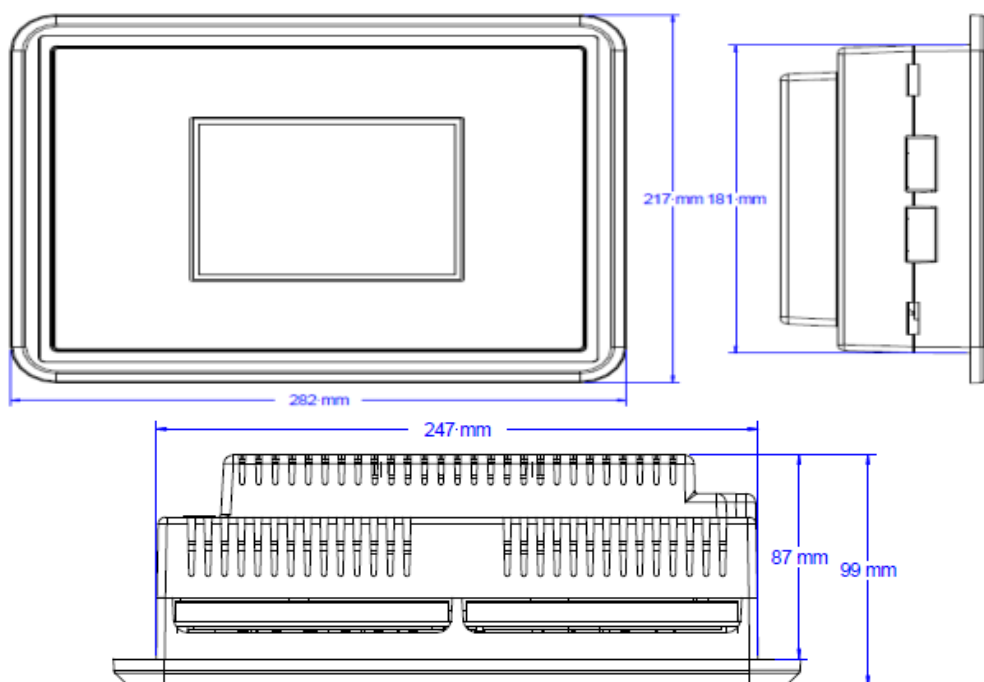


Figura. 1. 11 Dimensiones del Easygen

1.2.1.5. Diagrama de conexión

En la Figura. 1.12 se visualiza las conexiones que se realizan en el Easygen 3200, entre ellas tenemos las entradas discretas, salidas a relé, sensado del generador, sensado mains, sensado del busbar, entradas y salidas análogas.

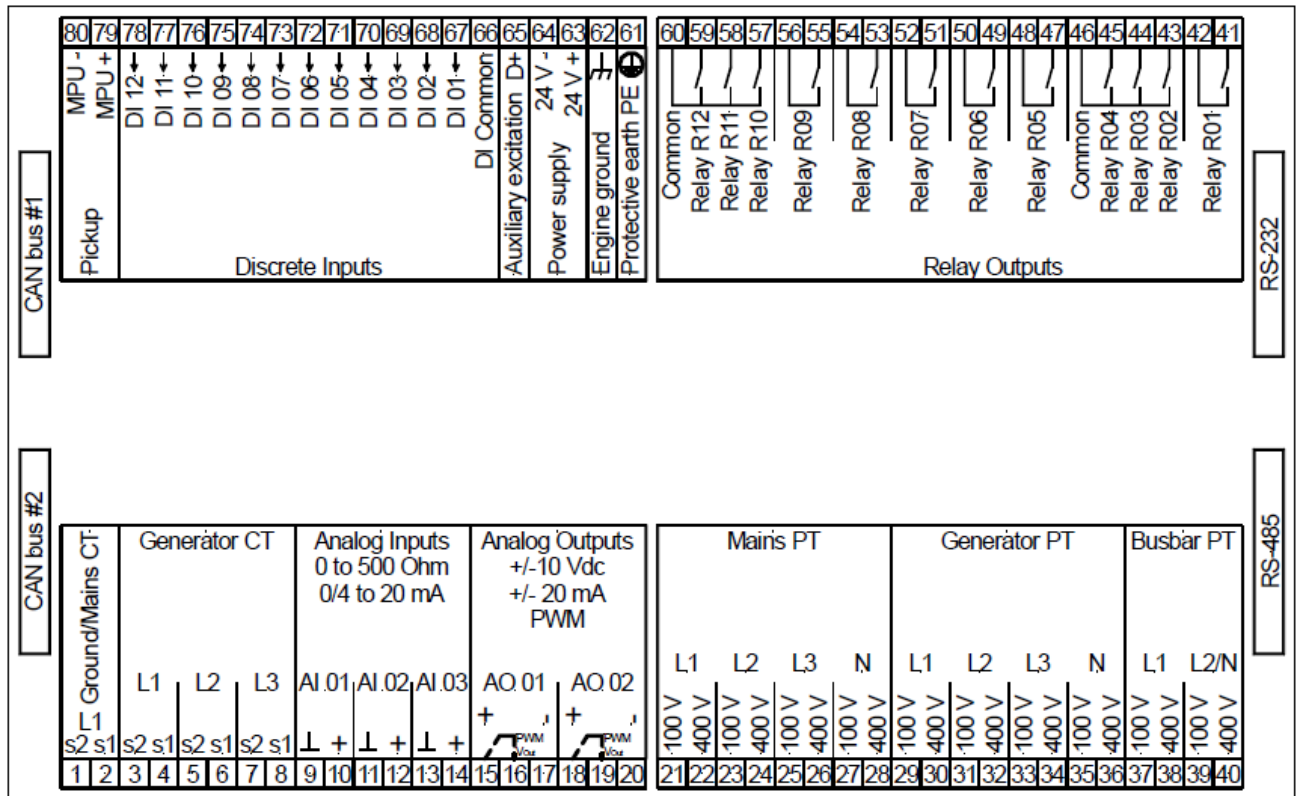


Figura. 1.12. Diagrama de conexiones del Easygen

1.2.2 AB Micrologix 1100 1763-L16BBB SER. B

1.2.2.1. Descripción General



Figura. 1.13. Micrologix 1100

En la Figura. 1.13 muestra el Micrologix 1100 y presenta las siguientes características:

Micrologix

- El Micrologix 1100 está diseñado para ampliar la cobertura de aplicaciones mediante entradas analógicas incorporadas, comunicaciones Ethernet y capacidades de visualización.
- Los controladores Micrologix 1100 mantienen las mismas funciones críticas que se esperan de la familia Micrologix y expande esa capacidad para incluir una verdadera edición en línea.
- Cada Micrologix 1100 contiene dos entradas analógicas incorporadas, con 10 entradas digitales y 6 salidas digitales. Este controlador también permite expandir sus capacidades de E/S utilizando los mismos módulos que el Micrologix 1200. Se pueden utilizar hasta cuatro de los módulos de 1762 E/S con un solo controlador Micrologix 1100.
- Cada controlador admite un puerto integrado combinado RS-232 / RS-485 para comunicación en serie y en red, así como un segundo puerto integrado EtherNet/IP, que admite mensajería Ethernet de igual a igual. La pantalla de cristal líquido incorporada le permite monitorear el estado de las E/S y del controlador, así como hacer cambios a datos de enteros y de bits. ⁸

1.2.2.2. Especificaciones técnicas

Las especificaciones técnicas que tiene el Micrologix 1100 se presentan en la Tabla. 1.2.

⁸<http://es.scribd.com/doc/65824023/1763-sg001-es-p>

Micrologix 1100	1763-L16BBB
Alimentación de entrada	24Vcc
Memoria	RAM no volátil con respaldo de batería
Programa de usuario/espacio para datos de usuario	4kB
Registros de datos/almacenamiento de recetas	Hasta 128K bytes para registros de datos y hasta 64K bytes para recetas (memoria de recetas restada de registros de memoria de datos disponibles)
Batería de respaldo	Sí
Módulo de memoria de respaldo	Sí
Entradas digitales	seis de 24VCC, cuatro de 24VCC rápidas
Entradas analógicas	Incorporadas, dos en local con módulos analógicos 1762 adicionales
Salidas digitales	Dos de relé, dos de 24 VCC FET, dos de alta velocidad de 24 VCC FET
Puertos en serie	Un puerto combinado RS232/RS485
Protocolos en serie	DF1 Full Duplex, DF1 HalfDuplex maestro esclavo, modem de radio DF1, DH-485, Modbus RTU maestro/esclavo, ASCII
Puertos Ethernet	Un puerto 10/100
Protocolos Ethernet	Transmisión de mensajes Ethernet/IP
Temperatura de funcionamiento	-20° a +65° C
Temperatura de almacenamiento	-40° a +85° C

Tabla. 1.2 Especificaciones técnicas del Micrologix 1100

1.2.2.3. Descripción del controlador

Las especificaciones técnicas que tiene el Micrologix 1100 se presentan en la Tabla. 1. 3.

Especificación	Micrologix 1100
Programa de usuario y memoria de datos	8kB en RAM con batería de respaldo 4kB de programa de usuario 4kB de datos de usuario
Elementos de datos	por el usuario, tamaño máx., de 4kB para datos Estructura de archivos configurable definida

Tabla. 1.3 Descripción del controlador del Micrologix 1100

1.2.2.4. Dimensiones para el montaje

Las dimensiones están en milímetros (pulgadas).

Espacio del controlador = 50 mm (2 pulg.) por todos lados para una adecuada ventilación.

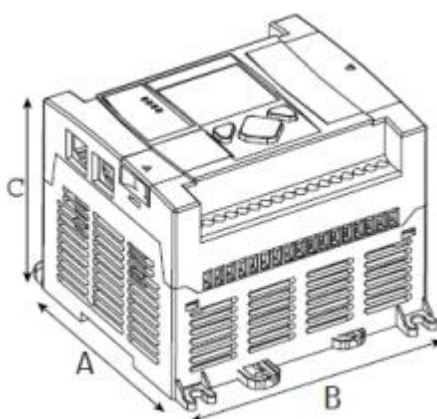


Figura. 1.14. Dimensiones del Micrologix 1100

En la Tabla. 1. 4 se encuentra las dimensiones que posee el Micrologix 1100.

Dimensión	1763-L16AWA,1763-L16BWQA, 1763-16BBB
A	90mm (3.5 pulg.)
B	110mm (4.33 pulg.)
C	87mm (3.43 pulg.)

Tabla. 1.4 Dimensiones del Micrologix 1100

1.2.2.5. Especificaciones generales

Los controladores Micrologix le permiten seleccionar la red que mejor satisfaga sus necesidades.

- Puerto combinado RS-232 / RS-485 aislado para Canal 0
- Para comunicaciones RS-232:
 - ✓ Velocidad en baudios de 300, 600, 1200, 4800, 9600, 19.2 kB y 38.4 kB
 - ✓ Señales de entrada en contacto por hardware RTS/CTS
 - ✓ Conexión a DH-485, DeviceNet y redes Ethernet mediante módulos de interface 1761-NET-AIC, 1761-NET-DNI y 1761-NET-ENI, respectivamente (los controladores Micrologix 1100 también se conectan al DH-485 directamente a través del cable 1763-NC01 visualizado en la Figura. 1.15 al Canal 0 y a las redes Ethernet directamente a través del Canal 1.



Figura. 1.15. Cable de comunicación Modbus 1763-NC01

- ✓ Conexión a módems para comunicaciones remotas

- ✓ DF1 semidúplex esclavo
- ✓ DF1 dúplex maestro
- ✓ Modbus RTU maestro/esclavo mediante el módulo 1761-NET-AIC (los controladores Micrologix 1100 también se conectan al Modbus RTU maestro/esclavo directamente a través del cable 1763-NC01 al Canal 0)

1.2.3. Switch

Un conmutador o switch es un dispositivo digital de lógica de interconexión de redes de computadores que opera en la capa de enlace de datos del modelo OSI. Su función es interconectar dos o más segmentos de red, de manera similar a los puentes de red, pasando datos de un segmento a otro de acuerdo con la dirección MAC de destino de las tramas en la red.

El Switch que se utilizará en este proyecto es Trendnet se indica en la Figura. 1.16, Giga 16 Puertos 10/100/1000mb + 2 Minigibic, el mismo que posee los siguientes elementos:

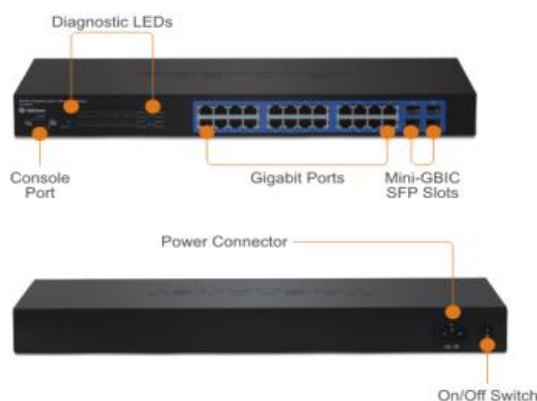


Figura. 1.16. Switch

El Conmutador de 2 capas a Gigabit de 24 puertos con 2 ranuras Mini-GBIC compartidas, modelo TL2-G244, ofrece una base confiable para una red gestionada altamente escalable. El TL2-G244 está equipado con estructura de conmutación de 48Gbps.

Los puertos Ethernet Gigabit integrados y las ranuras Mini-GBIC ofrecen enlaces ascendentes de alta velocidad para la conmutación de red troncal servidores.⁹

La Tabla. 1. 5 describe las características principales que posee el switch Trendnet.

SWITCH TRENDNET	CARACTERÍSTICAS
Entrada de alimentación	Fuente de alimentación interna de 100 a 240VAC, 50/60Hz
Consumo eléctrico	34 W
Dimensiones (Largo x Ancho x Alto)	440x161x44mm
Peso	2.3 kg (5.07lb)
Temperatura	Operación: 0° - 45°C (32° -113°F); Almacenamiento: -40°C-70°C(-40° □ 158°F)
Humidad	5% - 95%
Certificados	FCC, CE

Tabla. 1.5 Características del Switch Trendnet

1.2.4. Servidor

En la Figura. 1.17 se identifica físicamente como es el servidor colocado en la sala de control para la adquisición y monitores de datos.



Figura. 1.17. Servidor

⁹http://www.trendnet.com/langsp/products/proddetail.asp?prod=240_TL2-G244&cat=119

La Tabla. 1. 6 describe las características que posee el servidor adquirido:

SISTEMA	CARACTERÍSTICAS
Sistema Operativo	Microsoft Windows XP Professional Service pack 3
Procesador	Intel core i5
Memoria RAM	3,41GB
Disco Duro	488GB
Tipo de sistema	Sistema operativo 32 bits

Tabla. 1.6 Características del Servidor

1.2.5. Tarjeta CCB2

La tarjeta CCB2 se coloca en el módulo SAM (Módulo de Servicio y Aplicación) que sirve para el monitoreo control del Generador, está destinado para integrar el sistema de control del cliente y provee las siguientes características:

- Copia de seguridad de todos los datos de la ADEC en caso de fallo del gobernador
- Interfaz para el diagnóstico de forma remota
- Autodiagnóstico por medio de la lámpara de diagnóstico
- Interfaz para el servidor basado en web
- Visualización de los códigos de falla ADEC y SAM
- Ranuras(slots) adicionales para tarjetas de entrada/salida

Los datos de operación del motor se almacenan a través de la tarjeta Flash en el SAM cada hora y en cada encendido/apagado del motor.

La Figura. 1.18 detalla los componentes que presenta el módulo SAM. En el desarrollado del proyecto fueron necesarios los componentes alimentación para la energización de 24VDC necesaria para el funcionamiento, los fusibles de protección del módulo, la pantalla para la visualización de las acciones realizadas por medio de los botones de navegación, el slot 3 donde se colocó la tarjeta CCB2 y los conectores para J1939 para comunicarse directamente con el Easygen 3200.

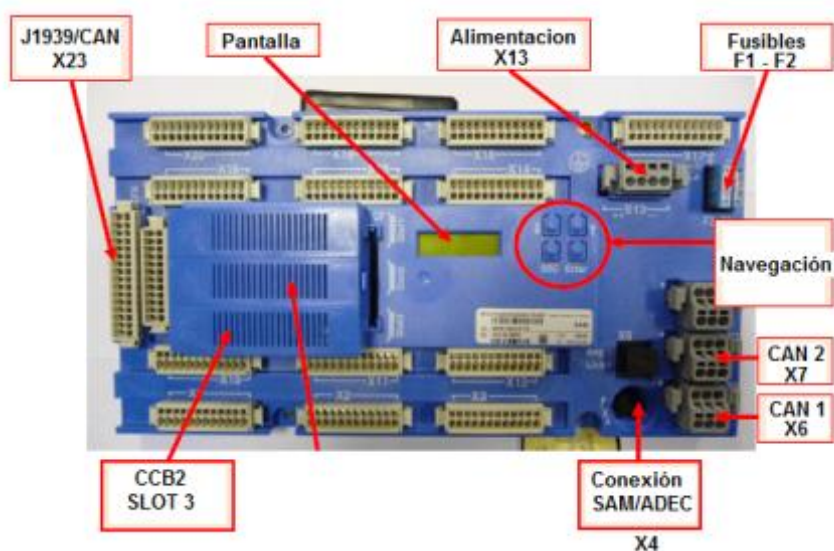


Figura. 1.18. Módulo SAM

Para activar una SAM es necesario:

- El módulo SAM equipado con sus dos fusibles de 15 A.
- Compact Flash (capacidad mínima de 32 KB), visualizado en la Figura. 1.19.



Figura. 1.19. Compact Flash

- Una tarjeta CCB2.

En la Figura. 1.20 y Figura. 1.21 se muestra la tarjeta CCB2 instalada en el módulo SAM habilita el puerto de comunicación J1939.



Figura. 1.20. Tarjeta CCB2

Ref MTU : X00E 5020 0003



Figura. 1.21. CCB2

1.3. SOFTWARE

El software necesario se identifica en la siguiente Tabla. 1.7.


SOFTWARE	DESCRIPCIÓN
TOOLKIT 	Programación del controlador versátil Easygen 3200.
BOOTP DHCP SERVER 	Permite reconocer los dispositivos de la red para asignar la dirección IP y Máscara
RSLINX CLASIC 2.54 	Permite crear diferentes tipos de red dependiendo de la interfaz que se utilice.
RSLOGIX 500 	Permite programar el controlador en lenguaje Ladder.
FACTORY TALK VIEW STUDIO 5.1 	Permite diseñar las diferentes pantallas que se utilizaran en el HMI

Tabla. 1.7 Software Utilizado

1.3.1. Woodward Toolkit v.3.6.3

Woodward Toolkit es un programa basado en la plataforma para Windows (XP, Vista, 7) usada para programación y configuración de productos Woodward.

La pantalla principal que se visualiza al abrir el software Toolkit se muestra en la Figura. 1.22.

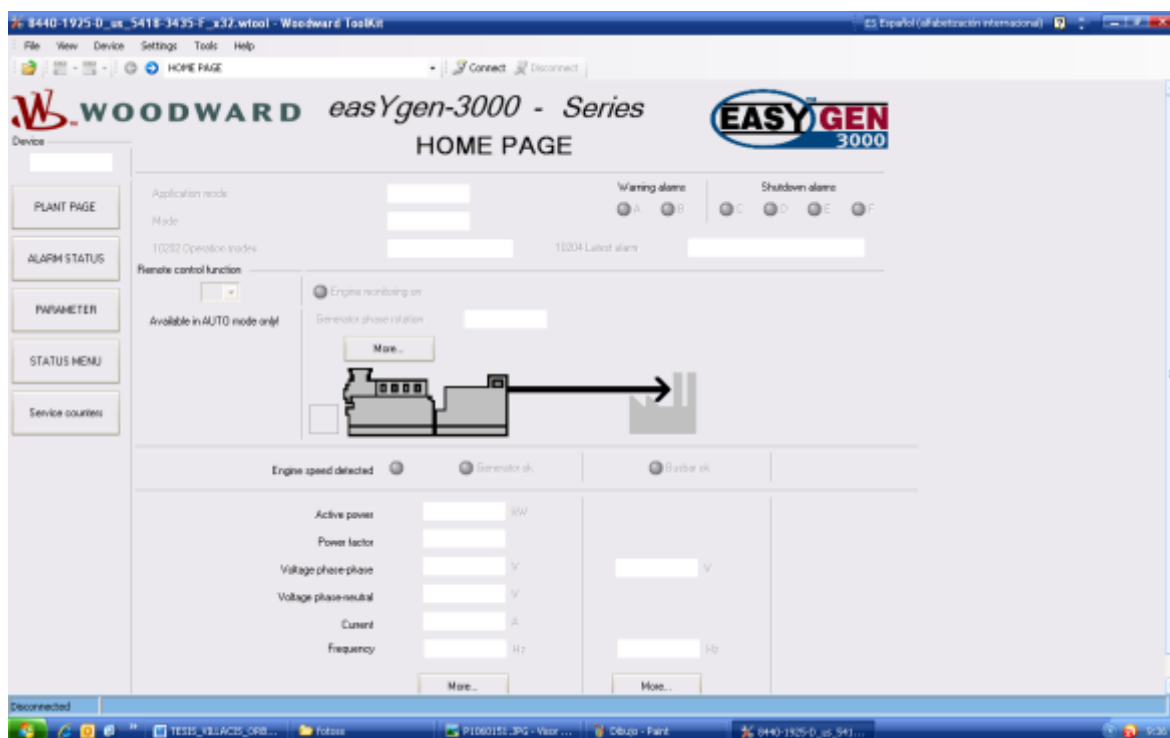


Figura. 1.22. Ventana principal del software Toolkit

Funciones básicas

Toolkit soporta las siguientes funciones:

- Monitoreo de parámetros
- Regulación de parámetros
- Alarmas y eventos
- Múltiple niveles de seguridad

Especificaciones

Requerimientos mínimos de PC para el software Toolkit:

- Microsoft Windows Vista, XP, o 7.
- Microsoft .NET Framework versión 3.5.
- 600 Mhz Pentium CPU.
- 96 MB de RAM.

- Mínimo 800 x600 pixeles con 256 colores.
- Puerto serial.
- Cable extensión serial

1.3.2. BOOTP DHCP Server

Este software nos permite direccionar los equipos una vez que se detecta la MAC de cada uno de los PLCs ver en la Figura. 1.23.

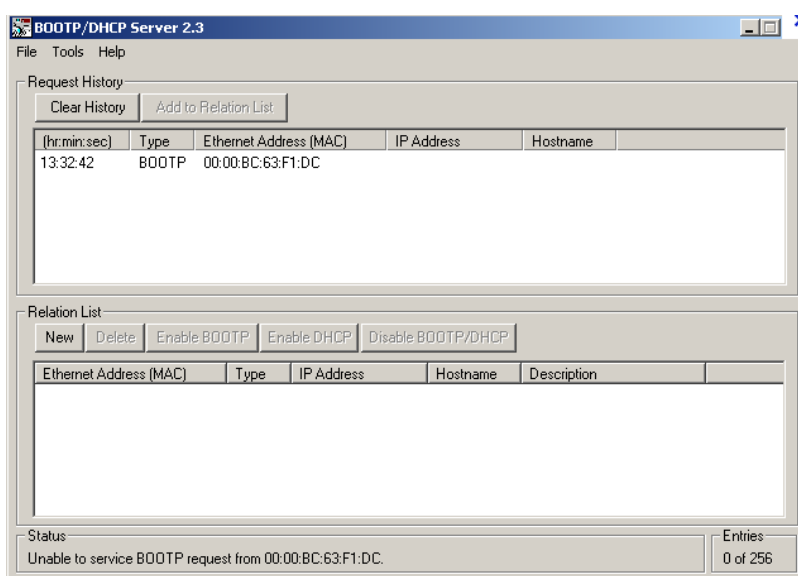


Figura. 1.23. Boot DHCP Server

DHCP (sigla en inglés de Dynamic Host Configuration Protocol - Protocolo de configuración dinámica de host) es un protocolo de red que permite a los clientes de una red IP obtener sus parámetros de configuración automáticamente. Se trata de un protocolo de tipo cliente/servidor en el que generalmente un servidor posee una lista de direcciones IP dinámicas y las va asignando a los clientes conforme éstas van estando libres, sabiendo en todo momento quién ha estado en posesión de esa IP, cuánto tiempo la ha tenido y a quién se la ha asignado después.

1.3.3. RsLinx

Este software nos permite, establecer comunicación entre los equipos. RsLinx Classic para redes y dispositivos de Rockwell Automation, es una solución completa para comunicaciones industriales que puede utilizarse con los siguientes sistemas operativos:

- Microsoft Windows XP, XP SP1 o XP SP2.
- Microsoft Windows Server 2003 SP1 o R2.
- Microsoft Windows 2000 SP4.
- Microsoft Windows Vista Business (32 bits) y Vista Home Basic (32 bits).

En la Figura. 1.24 se identifica la conectividad entre el servidor con dirección IP 10.0.0.5 y el primer PLC con dirección IP 10.0.0.5.

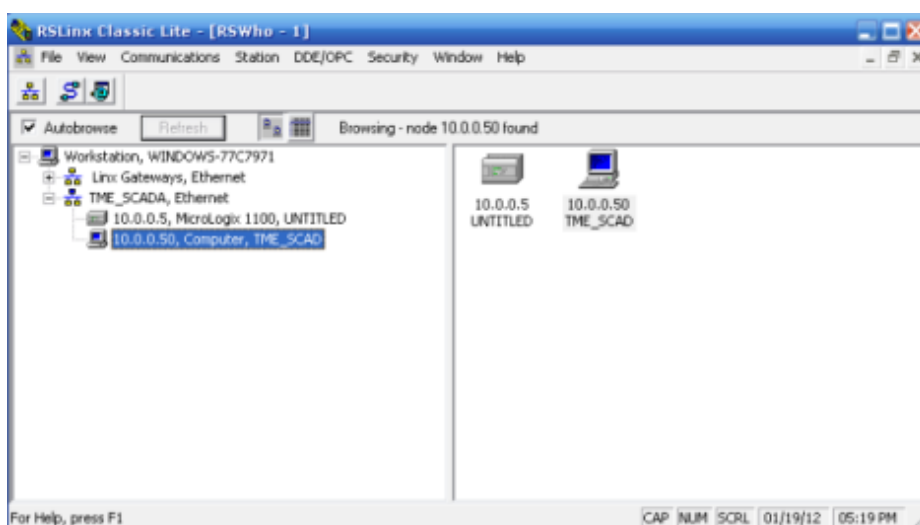


Figura. 1.24. RsLinx

RsLinx permite que el controlador programable Allen-Bradley acceda a una amplia variedad de aplicaciones de Rockwell Software y Allen-Bradley. Entre estas aplicaciones se incluyen desde aplicaciones de configuración y programación tales como RsLogix y RSNetWorx hasta aplicaciones HMI (interfaz humano - máquina) como RSVIEW32, hasta sus propias aplicaciones de adquisición de datos mediante Microsoft Office, páginas Web o Visual Basic. Además, RsLinx Classic utiliza técnicas de optimización de datos

avanzadas y dispone de una serie de diagnósticos. La interfaz de programación de aplicaciones (API) admite aplicaciones personalizadas creadas con RsLinx Classic SDK.

1.3.4. RsLogix Micro English ¹⁰

Este software permite programar el Controlador Lógico Programable ver Figura. 1.25.



Figura. 1.25. RsLogix

El software RsLogix es un paquete de programación lógica tipo escalera creado por Rockwell, compatible con ambiente Microsoft Windows para los procesadores SLC 500 y Micrologix.

El software RsLogix 500 incluye las principales funcionalidades:

- Un editor escalera adecuado para escribir programas enfocándose en la lógica de la aplicación más que en la sintaxis de las instrucciones.
- Un poderoso verificador de proyectos donde se puede visualizar una lista de errores, dando la oportunidad de corregirlos a nuestra conveniencia.
- Un módulo rápido de buscar y remplazar para cambiar posibles errores de una determinada dirección o símbolo.

¹⁰<http://dspace.epn.edu.ec/bitstream/15000/8776/3/T10750CAP3.pdf>

- Un árbol de proyectos que permite el acceso a todas las carpetas y archivos contenidos en un proyecto.
- La opción de arrastrar y soltar con el ratón objetos para mover tablas de datos de un archivo a otro, escalones de una subrutina a otra o de un proyecto a otro e instrucciones desde un escalón a otro dentro de un proyecto.

1.3.5. FactoryTalk

Software destinado para la creación de HMI's, en el momento de ejecutar dicho programa visualizaremos una pantalla como se muestra en la Figura. 1.26.



Figura. 1.26. FactoryTalk

Es una plataforma de supervisión y gestión:

- Multidisciplina
 - Habilita el intercambio de información en tiempo real para tomar decisiones de forma más acertada.
- Escalable y modular

- Facilita la expansión del sistema a medida que cambian las necesidades

- Abierto
 - Se construye en base a estándares de tecnología de información ampliamente aceptados.
 - La arquitectura orientada al servicio (SOA) proporciona flexibilidad y conectividad.

FactoryTalk View Site Edition.

Es la versión más completa y distribuida. Esta es una arquitectura escalable que puede ser instalado como una aplicación en un solo PC (un usuario, un servidor, Stand-alone) o como aplicación distribuida, en varios servidores con respaldo y varios clientes.

FactoryTalk View Machine Edition.

Utilizada para procesos pequeños. Tiene todo lo necesario, en una unidad de software compacta. Puede ser instalado en un hardware dedicado denominado PanelView plus o plus CE (4 a 15 pulgadas), o en un PC estándar corriendo Windows CE, 2000 o XP

CAPÍTULO II

DISEÑO DE INGENIERÍA BÁSICA Y DE DETALLE

2.1 CONSIDERACIONES GENERALES

Descripción del sistema a ser implementado

TME está en la obligación a instalar una RTU o PLC en la sala de control de la central eléctrica, la cual debe tener todos los parámetros eléctricos (estado de los interruptores, potencia activa, reactiva, voltaje en todas las fases, corriente en todas las fases, factor de potencia y frecuencia en cada unidad de generación, y en el punto de entrega de energía a 13.8 kV, la energía total entregada kWh), un switch conversor a fibra óptica para integrar estas unidades al sistema SCADA de la EP Petroecuador.

Las señales de control tanto de corriente como tensión trifásica, deben poseer el tipo de conexión en Y (estrella). Las señales de corriente en el lado secundario del transformador de corriente tienen que ser a 5A, y las señales de los secundarios de los transformadores de potencial deben ser a 120 VAC.

Las señales de control tanto para protección como medición deben llevarse por separado al sitio previamente establecido por EP Petroecuador.

Operarán las unidades a modo de operación base, isócrono, droop.

Lo generadores que se va a utilizar son:

- **Motor MTU 18V2000G85**



Figura. 2.1 Motor MTU

Los motores MTU ver Figura. 2.1 son motores a Diesel, la distinción radica en el tipo de ignición. Mientras que los motores de gasolina funcionan con encendido por chispa, los motores diesel utilizan compresión - ignición para encender el combustible. En este último caso, el aire es arrastrado en el motor y sometido a la alta compresión que calienta para arriba. Esto da lugar a una temperatura muy elevada en el motor, mucho más alta que la temperatura alcanzada en un motor de gasolina. En la temperatura máxima y la presión, el diesel que se permite en el motor se enciende a causa de las temperaturas extremas.

En un motor diesel, el aire y el combustible se infunden en el motor en diferentes etapas, a diferencia de un motor de gas cuando se introdujo una mezcla de aire y gas. El combustible se inyecta en el motor diesel utilizando un inyector, mientras que en un motor de gasolina, el carburador se utiliza para este propósito. En un motor de gasolina, combustible y aire se envían al motor junto, y luego se comprime.

- **ADEC engine governor¹¹**

¹¹ MTU_ValueService Technical Documentation.MS13005/00E 2007 Copyright MTU Friedrichshafen GmbH.

Advanced Diesel Engine Controller (Controlador Avanzado para un motor a Diesel). La estructura robusta y resistente de vibraciones del gobernador electrónico del motor “ADEC” (ECU 7) hace el montaje adecuado para el entorno de máquinas duras.

El sistema de control del motor asegura la disponibilidad operativa y prolonga la vida útil del motor. Inicio, duración y cantidad de inyección son calculados para cada ciclo de encendido y para cada cilindro minimizando el consumo y las emisiones de gases de escape y maximizando la potencia.

Los elementos indispensables para el control del MTU se identifican en la Figura. 2.2.

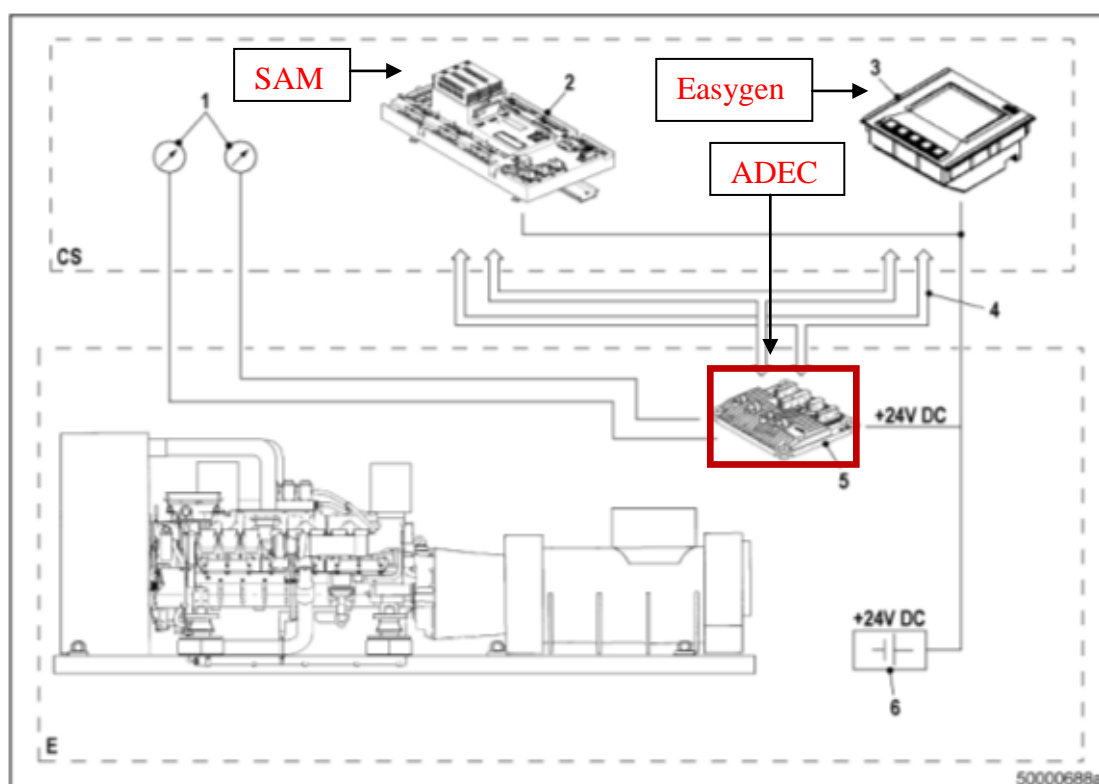


Figura. 2.2. Elementos indispensables para el control del motor MTU

Las principales funciones del módulo ADEC gobernador del motor son: control/regulación del motor, control de inyección y monitoreo de los valores de operación del motor.

Gobernador

- Velocidad o torque.

Control

- Proceso de encendido (interno).
- Inyección (inicio y duración de la inyección y cantidad de combustible que debe ser inyectado).
- Protecciones del motor con dos etapas de sistemas de seguridad.
- Control de la reducción del torque.
- Limitación de torque por un valor absoluto.
- Limitación de torque por un valor relativo.
- Apagado.

Monitoreo del motor para aplicaciones en los grupos electrógenos

- Velocidad del motor.
- Presión de aceite.
- Temperatura del refrigerante.
- Nivel del refrigerante.
- Temperatura del aceite.
- Cambio temperatura de aire.
- Cambio presión de aire.
- Temperatura del combustible.

La central de generación de la Contratista debe estar en capacidad técnica para interconectarse al Sistema Eléctrico de la EP Petroecuador en condiciones de barra muerta.

La central de Generación debe estar obligatoriamente apta para operar en servicio continuo 24 horas al día, 365 días al año, aislada para protección ambiental y acústica.

Descripción de los contenedores

Diseño del sistema

Los Grupos Electrógenos de 1410KVA de potencia, con motor MTU modelo 18V 2000 G85 y alternador LEROY SOMER modelo LSA 50.2 M6 C 6S/4 han sido construidos ajustándose a las normas de calidad de la COMUNIDAD EUROPEA para este tipo de máquinas y respetando en todo el proceso de fabricación, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y el Reglamento de Construcción de Máquinas Rotativas.

Cada uno de los grupos electrógenos adquiridos cuenta con la placa respectiva como se indica en la Figura. 2.3.



Figura. 2.3. Placa del grupo electrógeno

Grupos electrógenos

MOTOR TIPO: 18V 2000 G85

FABRICANTE: MTU

Los datos que se observan en la placa del motor se presentan en la Figura. 2.4



Figura. 2.4. Datos técnicos del motor MTU

ALTERNADOR TIPO: LSA 50.2 M6 C 6S/4
 FABRICANTE: LEROY SOMER
 TENSIÓN: 480/277 V
 VELOCIDAD: 1800rpm
 POTENCIA: 1410 KVA

Los datos que se observan en la placa del alternador Leroy Somer se presentan en la Figura. 2.5.



Figura. 2.5. Datos técnicos del alternador Leroy Somer

Función

El grupo electrógeno modelo CYMTLP.P 1410-I se describe de la siguiente forma: GRUPO ELECTRÓGENO de 1410 KVA para servicio continuo y posibilidad de funcionamiento en paralelo, instalado en contenedor normalizado del tipo ISO 40.

Composición básica del sistema

Los grupos electrógenos, insonorizados en CABINA o CONTENEDOR, o bien en ejecución ABIERTA, se definen para servicio de emergencia (ESP - Emergency Stand By Power) y Servicio Continuo (PRP - Principal Prime Power). Son accionados por un motor diesel, marca MTU a 1800 r.p.m., según ISO 3046, refrigerado por agua mediante radiador y acoplado a un alternador trifásico marca LEROY.

La Figura. 2.6. muestra los elementos del contenedor.

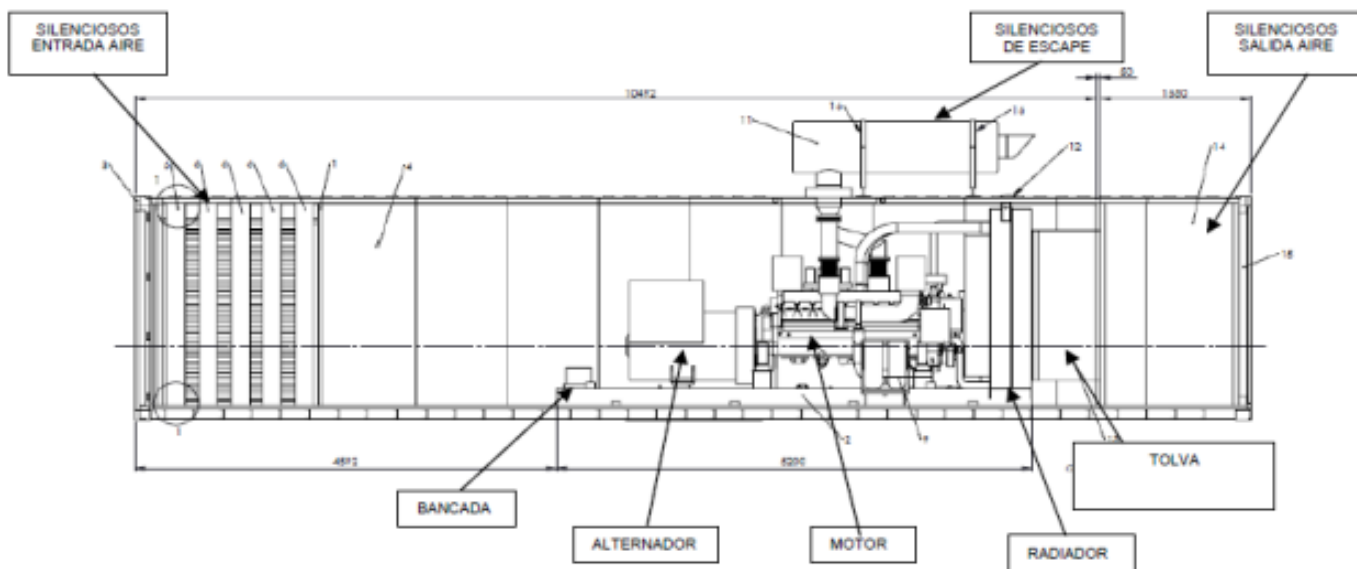


Figura. 2.6. Composición del sistema

- Radiador (con depósito de expansión) con ventilador accionado por eje de motor o electro ventilador.
- Sistema de arranque eléctrico a 24 VCC. con motor de arranque, alternador de carga, y batería de plomo-ácido.
- Filtros de aire, aceite y gasoil.
- Regulador de velocidad electrónico.
- Bancada común de acero con puntos de izado.
- Soportes anti vibratorios colocados entre bancada metálica y conjunto motor-alternador.
- Depósito de combustible situado en bancada del grupo y opcionalmente bandeja de recogida.
- Cuadro de control para arranque automático con detección de red o arranque manual (opcionalmente funcionamiento en paralelo).
- Suministro opcional de Interruptor Automático de protección tetra polar, mando manual fijo (opcionalmente motorizado).
- Silencios escape, suministrado integrado su respectivo manguito flexible de acoplamiento con motor.
- Pintura general de bancada con imprimación anticorrosión.
- Bomba de vaciado de aceite.
- Desconectador de baterías.

El sistema se compone de los siguientes subconjuntos:

- **Motor MTU 18V2000G85**

Estos motores son compactos, potentes, fiables, de fácil mantenimiento y muy rentables.

Su sistema de inyección une a la utilización óptima de combustible con el cumplimiento de los requisitos de todas las normas de protección ambiental pertinentes.

En la Figura. 2.7 se muestra el motor MTU montado dentro de los contenedores.



Figura. 2.7. Motor MTU del contenedor

El conjunto motor-alternador está acoplado sobre una bancada, la cual está anclada al suelo del contenedor y con posibilidad de desmontarse. La bancada posee un sistema de “silentblocks” mostrado Figura. 2.9 correctamente dimensionados para amortiguar las vibraciones del Grupo Electrónico.

En la Figura. 2.8 se visualiza los paneles de insonorización

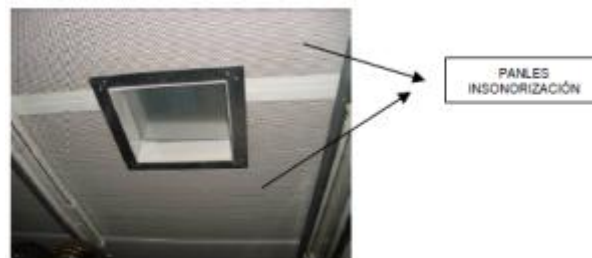


Figura. 2.8. Paneles Insonorización

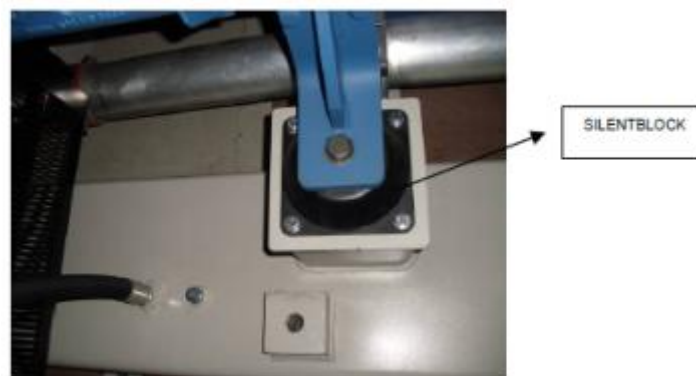


Figura. 2.9. Silentblock

- **Alternador LEROY SOMER LSA 50.2 M6**

Físicamente el alternador Leroy Somer presenta los elementos que se muestran en la Figura. 2.10.



Figura. 2.10. Alternador Leroy Somer

Descripción

Los reguladores de la serie R 450 se entregan en una caja diseñada para ser montada en un panel con amortiguadores.

- Temperatura de funcionamiento: de -30°C a $+65^{\circ}\text{C}$.
- Temperatura de almacenamiento: de -55°C a $+85^{\circ}\text{C}$.
- Choques en el soporte: 9 g en los 3 ejes.
- Vibraciones: menos de 10 Hz, 2 mm de amplitud. De 10 Hz a 100 Hz: 100 mm/s, por encima de 100 Hz: 8 g.

Los componentes que presenta dicho alternador se visualiza en la Figura. 2.11.

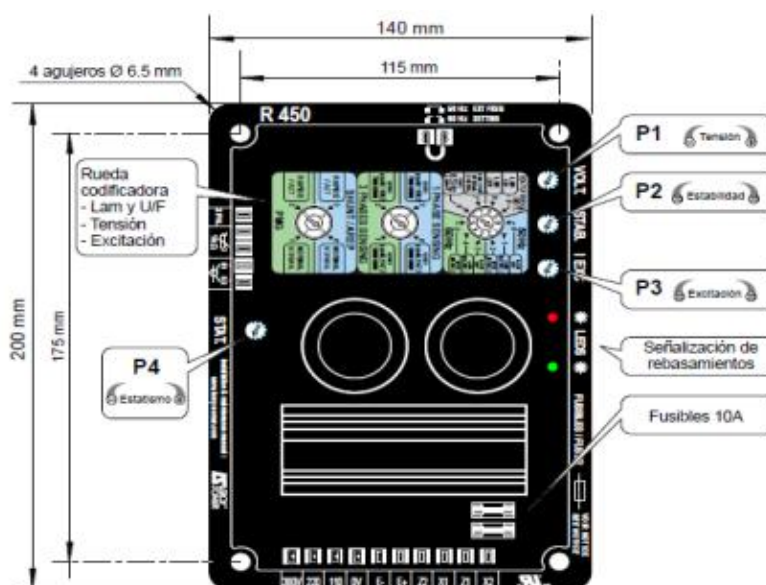


Figura. 2.11. Componentes del alternador

Características eléctricas

- Tensión de alimentación máxima 150 V – 50/60 Hz.
- Corriente de sobrecarga nominal: 10 A – 10 s.
- Protección electrónica: en el caso de que se produzca un cortocircuito, la corriente de excitación se reduce a un valor inferior a 1 A tras 10 s. En el caso de que se produzca una pérdida de referencia de tensión, la corriente de excitación se reduce a un valor inferior a 1 A tras 1 s en AREP/SHUNT, 10 s en PMG.
- Fusibles rápidos: F1 en X1 y F2 en Z2 10 A; 250 V.
- Detección de tensión:
 - Terminales 0-110 V = de 95 a 140 V.
 - Terminales 0-220 V = de 170 a 260 V.
 - Terminales 0-380 V = de 340 a 528 V.
 En caso de tensiones diferentes, se debe utilizar un transformador.
- Regulación de tensión $\pm 0,5\%$.

Depósito de combustible

El grupo electrógeno dispone de un depósito de 800l ubicado en la bancada donde se asienta el motor y el alternador. Este depósito deberá ser alimentado desde exterior del contenedor a través de la conexión habilitada para este propósito.

- **Interruptor de potencia**

El grupo electrógeno está dotado de un interruptor de potencia que se ubica en la carcasa del alternador como se muestra en la Figura. 2.12.

Este interruptor es de 3 polos y 2000 A. Y su misión es conectar con el sistema de barras y protección del grupo electrógeno.



Figura. 2.12. Interruptor de potencia

Contenedor

El contenedor, en el cual ubicará el Grupo Electrónico es de tipo normalizado y cumple con las medidas estándar ISO 40.

Características exteriores:

Longitud: 12192 mm

Ancho: 2438 mm

Alto: 2591 mm

Este contenedor contiene una estructura elaborada en chapa de acero al carbono recubierto con material aislante acústico para lograr la máxima insonorización en la zona externa al contenedor.

El contenedor dispone de una puerta simple en el lateral derecho y una puerta doble en el frontal.

Para acceder al interior del contenedor se ha habilitado una puerta, por la que se accederá directamente al habitáculo del motor. Así mismo el contenedor también dispone de una puerta doble (portón). Mediante estas puertas se acceden a la parte delantera por donde se han instalado los silenciosos de entrada de aire ver Figura. 2.13.

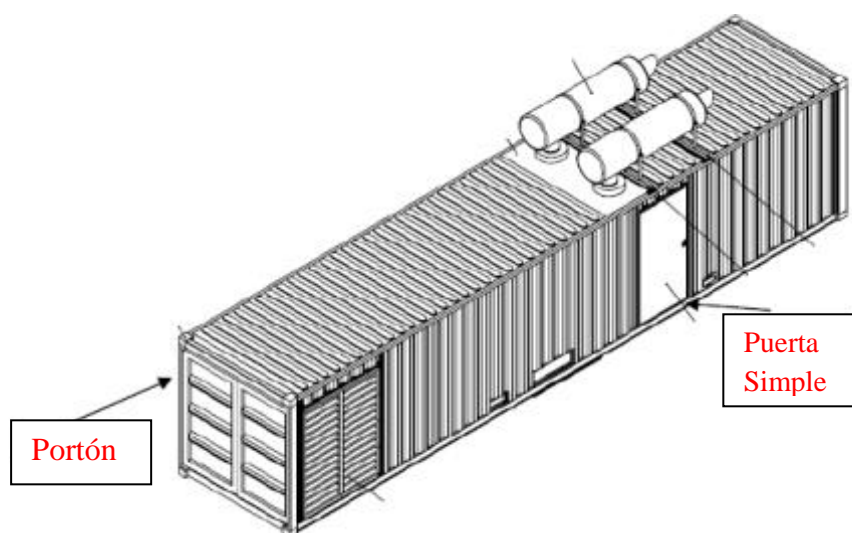


Figura. 2.13 . Accesos al contenedor

En la Figura. 2.14 se encuentra enmarcado los accesos existentes en los contenedores que se encuentran en Cononaco – Distrito Amazónico.



Figura. 2.14. Accesos al contenedor en el Distrito Amazónico

Elementos eléctricos del contenedor

En el interior del contenedor encontramos 2 tableros, uno de ellos contiene el modulo SAM indicado en la Figura. 2.15 del motor MTU, bornes, paro de emergencia:



Figura. 2.15. Tablero con el módulo SAM

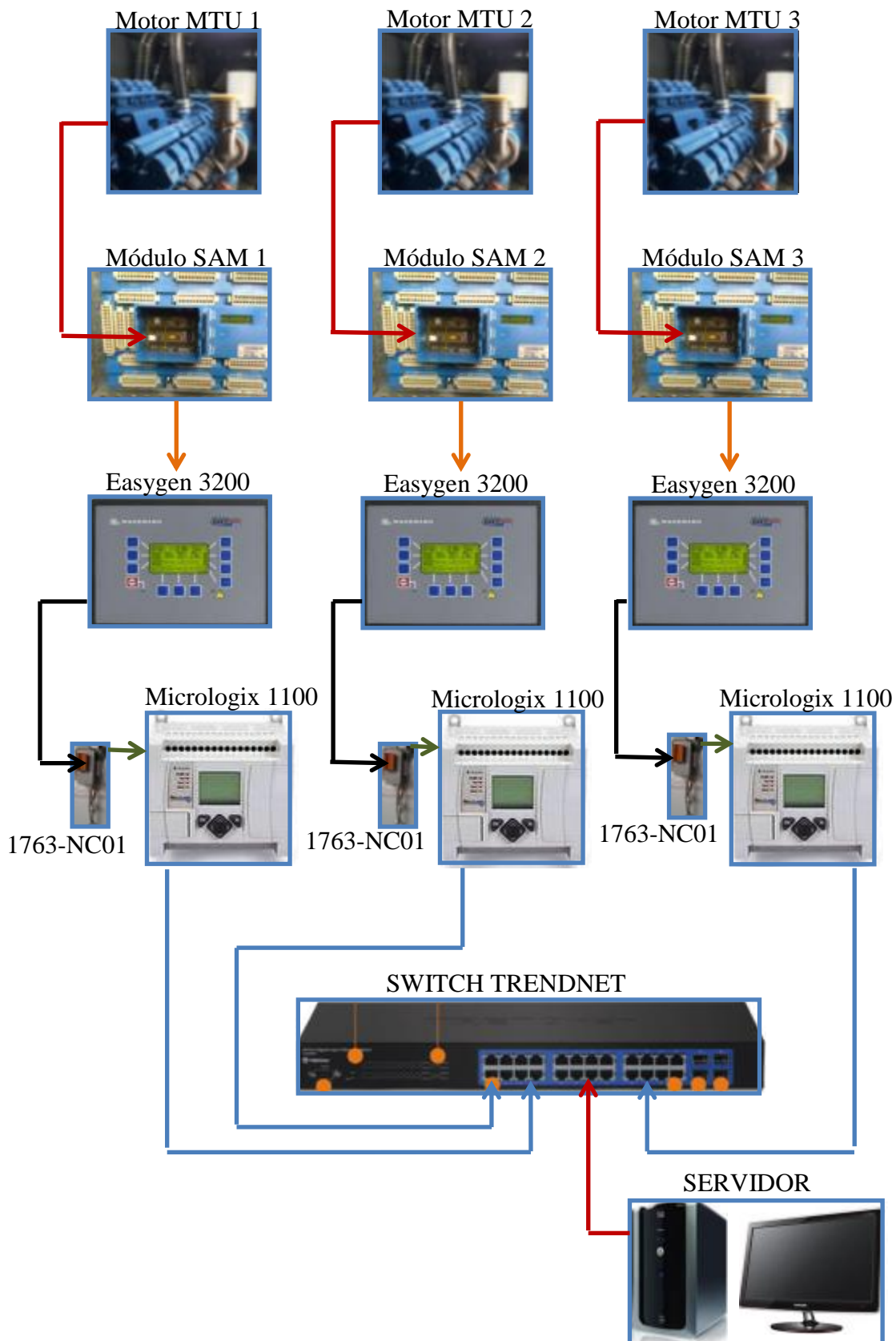
Y otro en donde se ubicará el control del generador mostrado en la Figura. 2.16.



Figura. 2.16. Tablero a ser automatizado

2.2 ARQUITECTURA DEL SISTEMA A SER IMPLEMENTADO

La arquitectura que se va a implementar se observa a continuación:



2.2.1. Descripción

En la Tabla. 2.1 se identifica los elementos del sistema a ser diseñado e implementado.

NOMBRE	DESCRIPCIÓN
Micrologix 1100	Control Lógico Programable
Easygen 3200	Controlador y administrador energético
SwitchTrendnet	16 puertos y 2 puertos con salida a F.O
Servidor	PC Intel Core i5
Módulo SAM	Con la tarjeta CCB2
L1763-NC01	Cable de comunicación Modbus

Tabla. 2.1 Elementos de la Arquitectura

El sistema presenta un monitoreo y control por medio de un servidor recopilando la información de los tres PLCs.

El PLC utilizado (Micrologix 1100 de Allen Bradley) es un controlador lógico programable que debe comunicarse para el envío y recepción de datos del Easygen 3200 para lo cual se necesita un cable de comunicación 1763 NC01 Allen Bradley para obtener una comunicación MODBUS.

La información que se debe adquirir del motor MTU se lo realizará mediante comunicación Can Bus J1939, es decir se realizará la conexión por medio de cable Belden 2x16 AWG con un conector DB9 hembra conectado al CAN 2 del Easygen 3200 y el otro extremo se colocará en la tarjeta MTU en el canal H-L y GND que se encuentra en la bornera -X1 terminales 2 – 1 – 3 respectivamente.

Para facilidad del operador en la sala de control se tendrá un HMI (Interfaz humano-máquina) realizada en FactoryTalk donde se visualizará, controlará las variables y los estados de los grupos electrógenos CYMASA.

2.2.2. Series de los equipos a ser utilizados

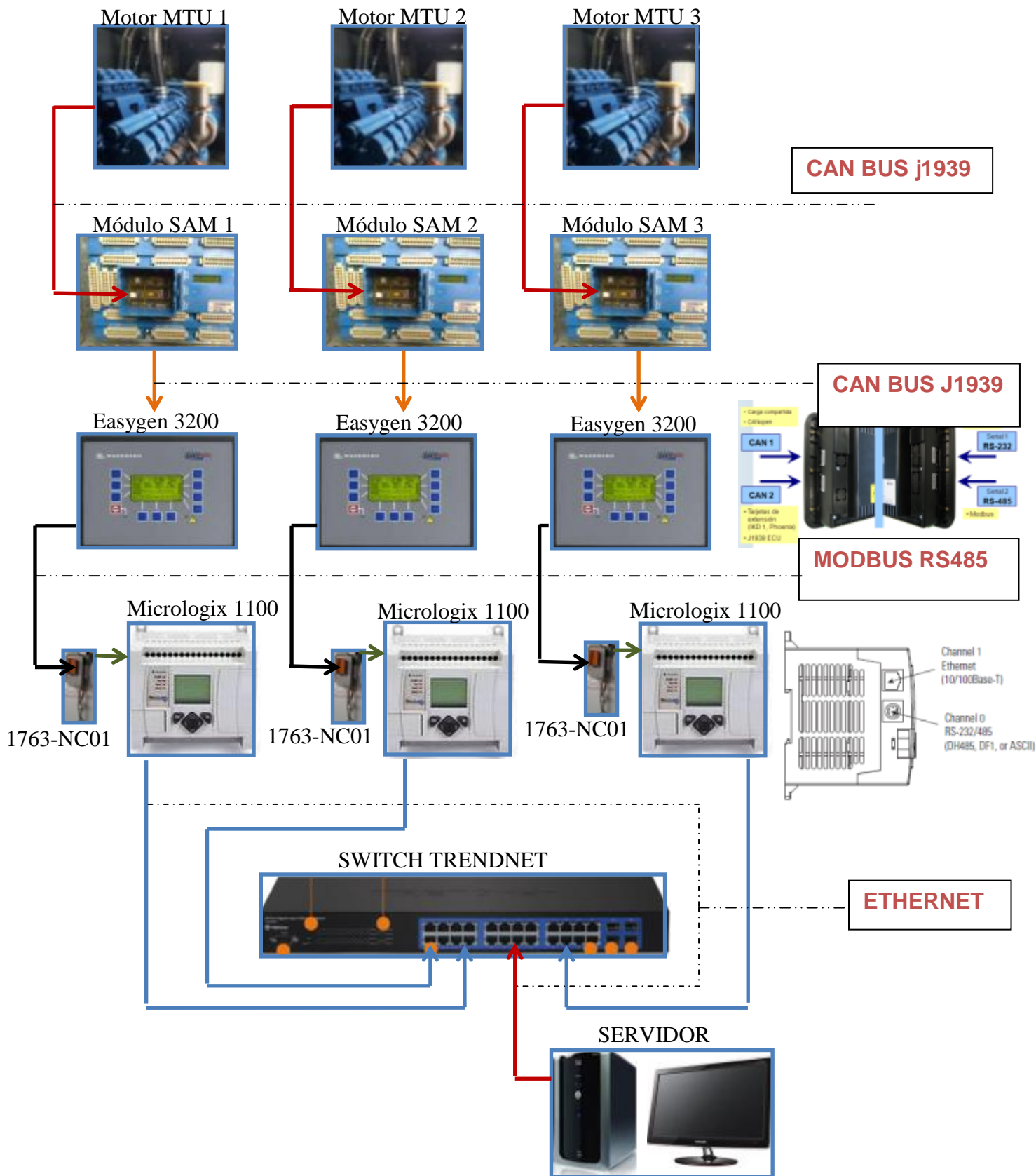
En la Tabla. 2.2 se da a conocer las series y números de parte de los PLCs, Easygen 3200 y tarjetas CCB2 que se utilizaron.

	Grupo Electrónico 1	Grupo Electrónico 2	Grupo Electrónico 3
Easygen 3200			
S/N:	17368966 1102	17749956 1109	17749954 1109
Part No.	8440-1925E	8440-1925E	8440-1925E
Tarjeta CCB2			
S/N:	14 3 53 5955	14 3 53 5956	15 5 53 4143
Part No.	X00E 5020 0003	X00E 5020 0003	X00E 5020 0003
PLC			
S/N	3L16BBB-BF- 927116898	3L16BBB-BF-913115522	3L16BBB-BF- 928119887

Tabla. 2.2 Serie de los equipos

2.3 DISEÑO DEL CIRCUITO DE COMUNICACIONES

Para la lectura y escritura de datos en los equipos a ser utilizados en el presente proyecto se utilizaron los siguientes protocolos de comunicación:



2.3.1. CAN BUS

Un bus CAN (Controller Area Network) puede tener un máximo de 32 nodos. El número de mensajes por segundo varía entre 2000 y 5000 en un bus de 250 Kbps, según el número de bytes por mensaje.

El alcance estándar del CAN especifica la capa de enlaces de datos y la capa física del enlace de comunicación. La capa física se subdivide en tres subcapas según lo mostrado en la Figura. 2.17.

Especificación	Capa OSI		Implementación
Especificado por el diseñador del sistema	Capa de Aplicación		
Especificación Protocolo CAN	Capa de enlaces de Datos	Enlace de control Lógico	Controlador CAN
		Acceso Control del medio	
ISO 11898	Capa Física	Señalización Física	Transceptor CAN
		Accesorio medio físico	
		Interfaz dependiente del medio	
	Medio de transmisión		

Figura. 2.17. Arquitectura de capas CAN

El medio físico consiste en un cable de par trenzado y adaptada en los extremos. En la especificación básica de CAN, la velocidad máxima de transmisión es de 250 Kbps, mientras que en la versión ampliada alcanza velocidades de 1 Mbps.

2.3.2. Conector CAN

Es necesario tener un cable de comunicación con los conectores DB2 como se indica en la Figura. 2.18.

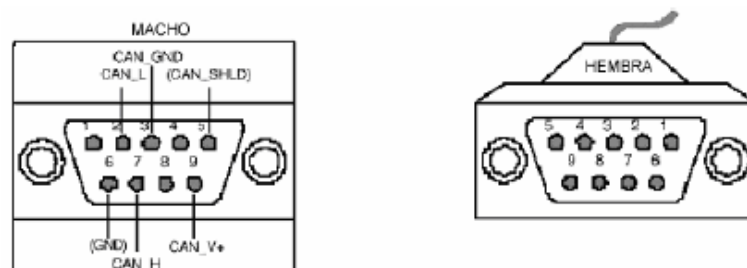


Figura. 2.18. Distribución de pines

La Tabla. 2.3 presenta una descripción breve de la designación de pines en el DB9.

Pin Signal Description		
1		
2	CAN_L	Línea bus (dominante bajo)
3	CAN_GND	CAN Ground
4		
5	CAN_SHLD	<i>Opcional: CAN Shield</i>
6	GND	<i>Opcional: CAN Ground</i>
7	CAN_H	Línea bus (dominante alto)
8		
9	(CAN_V+)	<i>Optional: CAN external positive supply</i>

Tabla. 2.3 Descripción de pines del conector CAN

Varios dispositivos específicos de la capa física se han creado como estándares por muchas industrias. Estas interfaces CAN modificadas cumplen requisitos particulares que se adaptan al ambiente previsto.

De acuerdo a la aplicación que se va a realizar es necesario utilizar las diferentes interfaces como muestra la Tabla. 2.4.

Nombre	Bit Rate	Descripción	Transceptor Típico	Área de Aplicación
High Speed	100K – 1M	2 wire, twisted pair	250 - type	General high speed distributed functions
SAE J1939 - 11	250K	2 wire, twisted pair, with shield	250 - type	Heavy truck, bus, construction
SAE J1939 - 12	250K	2 wire, twisted pair, shielded with integrated 12V power	250 - type	Agriculture
SAE J2284	500K	2 wire, twisted pair, unshielded	250 - type	Automovite – High speed, motion control
SAE J2411	25K 40K	1 wire.	SWC - type	Automotive – Low speed, human control
NMEA - 2000	62,5K, 125K, 250K, 500K, 1M	2 wire, twisted pair, shielded with integrated power	250 - type	Marine
DeviceNet	125K, 250K, 500K	2 wire, twisted pair, shielded with integrated 24V power	250 - type	Factory Automation
CANopen	10K, 20K, 50K, 125K, 250K, 500K, 800K, 1M	2 wire, twisted pair, optional shield, with optional power	250 - type	Factory Automation
SDS	125K, 250K, 500K, 1M	2 wire, twisted pair, shielded with optional power	250 - type	Factory Automation
Fault Tolerant	<125K	2 wire, twisted pair, unshielded	250 - type	Communicates with single wiring fault

Tabla. 2.4 Descripción de transductores CAN

2.3.3. MODBUS RS 485

Es un protocolo de comunicaciones situado en el nivel 7 del Modelo OSI, basado en la arquitectura maestro/esclavo o cliente/servidor, diseñado en 1979 por Modicon para su gama de controladores lógicos programables (PLCs). Convertido en un protocolo de comunicaciones estándar de facto en la industria es el que goza de mayor disponibilidad para la conexión de dispositivos electrónicos industriales.

Las razones por las cuales el uso de Modbus es superior a otros protocolos de comunicaciones son:

- Es un protocolo abierto, su implementación es fácil, requiere poco desarrollo y maneja bloques de datos sin suponer restricciones, Modbus es posiblemente el

protocolo más usado para integrar equipos en la actualidad y puede ser Modbus RTU , Modbus ASCII o Modbus TCP.

- Modbus RTU es un protocolo serie abierto (RS-232 o RS-485) basado en una arquitectura maestro/esclavo o cliente/servidor. El protocolo interconecta los equipos de campo, como son los sensores, los actuadores y los controladores y se usa ampliamente en la automatización de procesos y fabricación. El entorno de bus de campo es el grupo de nivel básico de redes digitales en la jerarquía de las redes de planta.

2.3.4. ETHERNET

Ethernet es una popular tecnología LAN (Red de Área Local) que utiliza el Acceso múltiple con portadora y detección de colisiones (Carrier Sense Múltiple Access with Collision Detection, CSMA/CD) entre estaciones con diversos tipos de cables.

Las características de Ethernet se presentan en la Figura. 2.19.

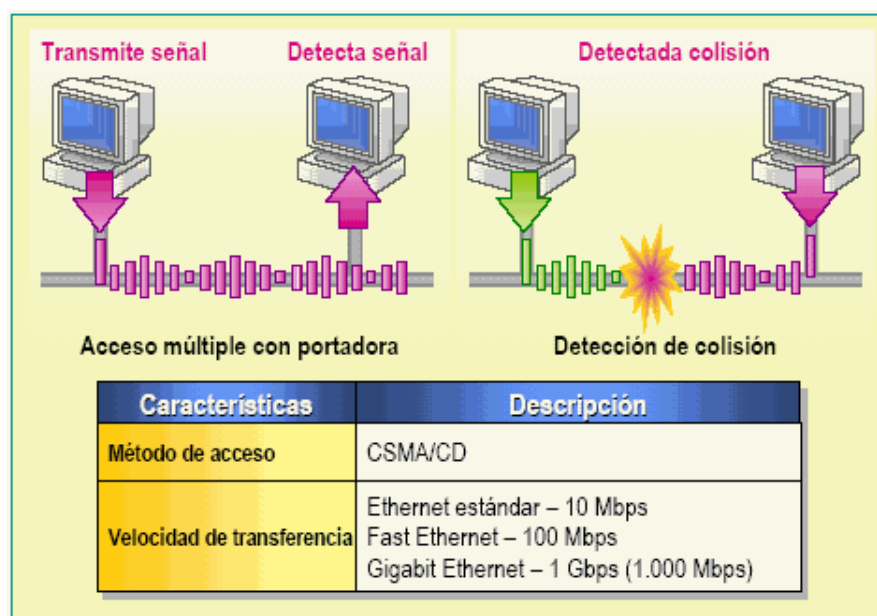


Figura. 2.19. Características de Ethernet

Algunas características de Ethernet:

- Es pasivo, es decir, no requiere una fuente de alimentación propia, y por tanto, se conecta utilizando una topología de bus en la que el cable está terminado en ambos extremos.
- Es necesario utilizar un conector RJ45 como se visualiza en la Figura. 2.20.



Figura. 2.20 Conector RJ45

- Se conecta utilizando una topología de bus en la que el cable está terminado en ambos extremos.
- Utiliza múltiples protocolos de comunicación y puede conectar entornos informáticos heterogéneos, incluyendo Netware, UNIX, Windows y Macintosh.

NOTA:

- El administrador energético Easygen 3200 posee los protocolos de comunicación CAN 1, CA 2, RS-232, RS-485 como se muestra en la Figura. 2.21.



Figura. 2.21. Protocolos de comunicación del Easygen 3200

Para configurar el Easygen 3200 con los datos que poseen los grupos electrógenos MTU se realiza mediante RS-232 conectándose a la PC en el software Toolkit.

Para obtener información de los Parámetros mecánicos del motor MTU se realizará la conexión de CAN 2 (J1939) entre el Easygen 3200 y el módulo SAM, colocando una resistencia de 120Ω entre canal L y canal H.

2.3.5. J1939 Interface

La interface J1939 habilita la conexión entre la unidad de control del motor (ECU) y el administrador energético Easygen 3200 como se muestra en la Figura. 2.22

A continuación se mencionan las ECUs que puede soportar:

- Woodward EGS.
- Scania S6.
- MTU ADEC.
- Deutz EMR2/EMR3.
- Volvo EMS2/EMS2/EMS3/EMS4.
- MAN EDC7.

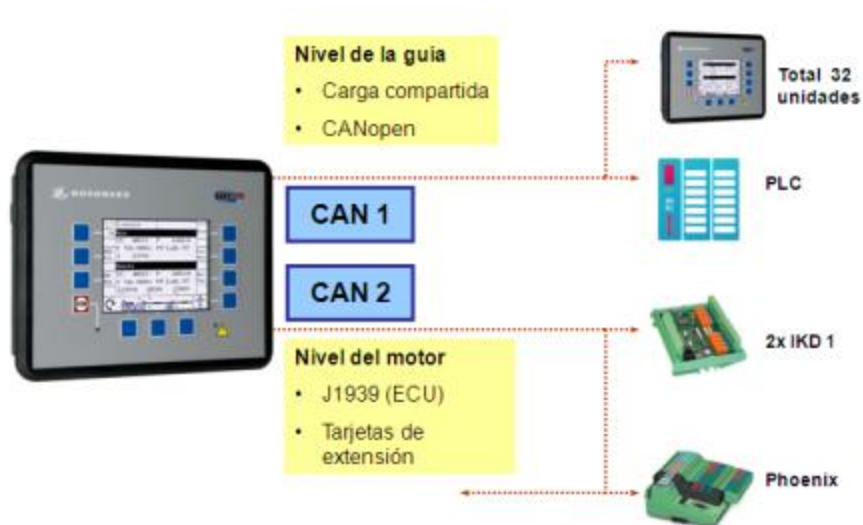


Figura. 2.22. Comunicación CAN

Para lograr la transmisión y recepción mediante el protocolo Modbus entre el Micrologix 1100 y el Easygen 3200 es necesario utilizar un cable L1673-NC01 en la salida del PLC y conectar los pines que se indica en la Figura. 2.23 colocando una resistencia de 120Ω.

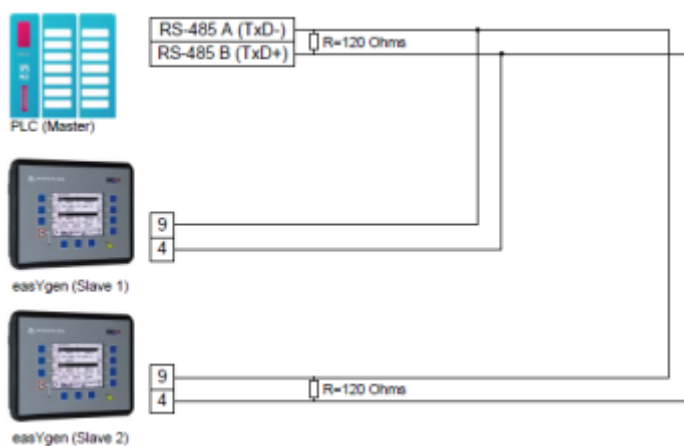


Figura. 2.23. Conexión para la comunicación Modbus

El Micrologix 1100 presenta dos canales de comunicación como se identifica en la Figura. 2.24 de los cuales para nuestra aplicación se utilizó el canal cero para conectarse con el switch Trendnet y el canal cero para la comunicación Modbus con el Easygen 3200.

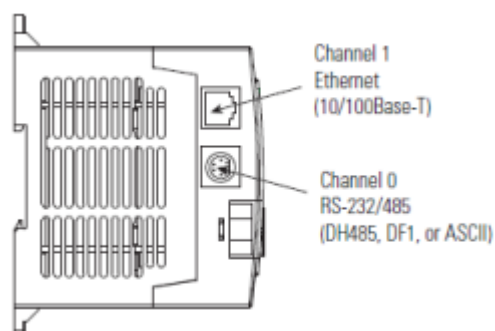


Figura. 2.24. Canales de comunicación del Micrologix 1100

Direcciones IP

Existen 3 grupos electrógenos los mismos que van a ser monitoreados y controlados en la sala de control por medio de un servidor.

Las direcciones IP con las que se trabajó se identifican en la Tabla. 2. 5

Grupo electrógeno 1		Grupo electrógeno 2		Grupo electrógeno 3	
PLC1	10.0.0.5	PLC2	10.0.0.15	PLC3	10.0.0.20
SERVIDOR 10.0.0.50					
SWITCH 10.0.0.10					

Tabla. 2.5 Direcciones IP

2.4 DISEÑO DEL TABLERO DE CONTROL

El tablero que se utilizará cumple con la normativa NEMA siendo un gabinete Tipo 5 proporcionando un grado de protección contra el acceso a piezas peligrosas y contra el ingreso de objetos extraños sólidos (suciedad que cae y asentamiento de polvo, pelusa, fibras y contaminantes aéreos), es decir tiene como finalidad proporcionar un grado de protección contra e ingreso de agua (goteo y salpicaduras ligeras)

El tablero que fue diseñado e implementado se identifica en la Figura. 2.25.



Figura. 2.25. Tablero de control

Las dimensiones del tablero de control se muestran Figura. 2.26. Las unidades están en centímetros.

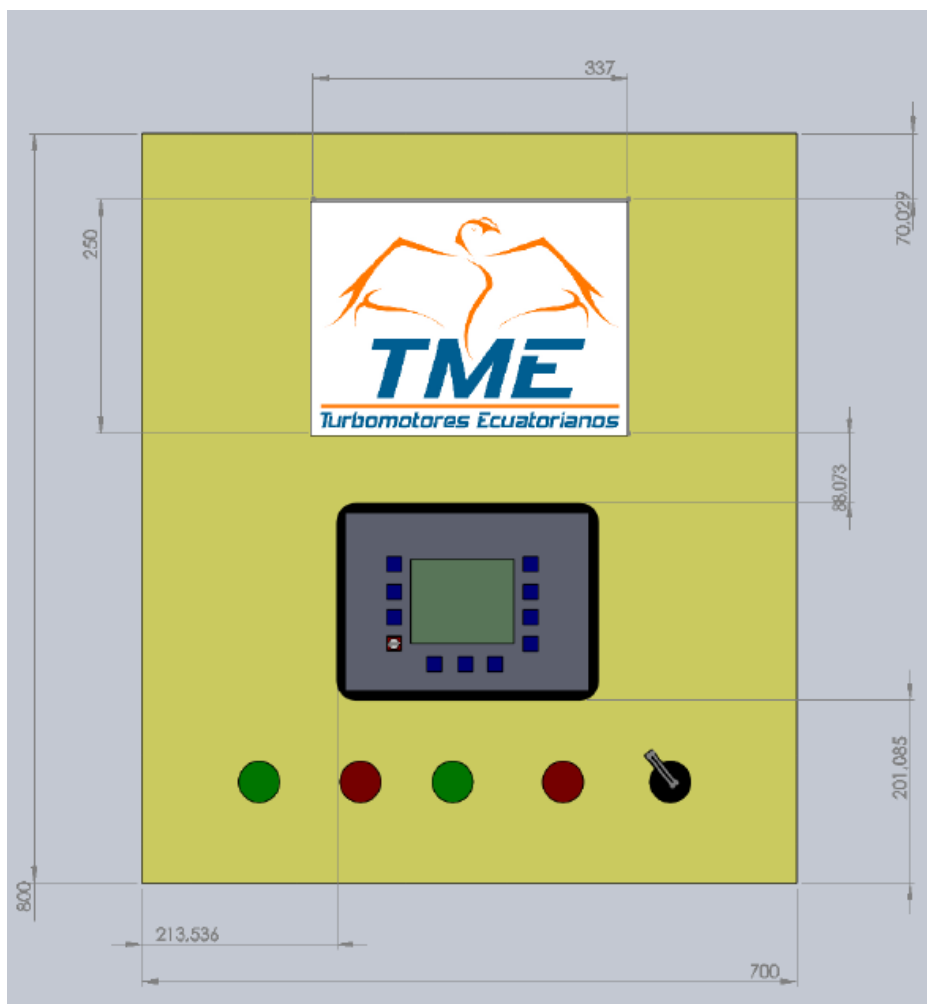


Figura. 2.26. Dimensiones del tablero de control

Se identifican 4 luces indicadoras y un selector en la Figura. 2.27, que permiten observar el estado del generador: encendido/apagado, estado del breaker: abierto/cerrado y el modo de trabajo: base/isócrono.



Figura. 2.27. Luces indicadoras y selector

Los colores de las luces indicadoras implementadas en el tablero de control se detallan en la Tabla. 2.6.

Ítem	Color	Descripción
1	Verde	Generador encendido
2	Roja	Generador apagado
3	Verde	Breaker abierto
4	Roja	Breaker cerrado

Tabla. 2.6 Descripción de las luces indicadoras

Internamente se realizó la distribución de equipos y borneras, visualizadas en la Figura. 2.28.

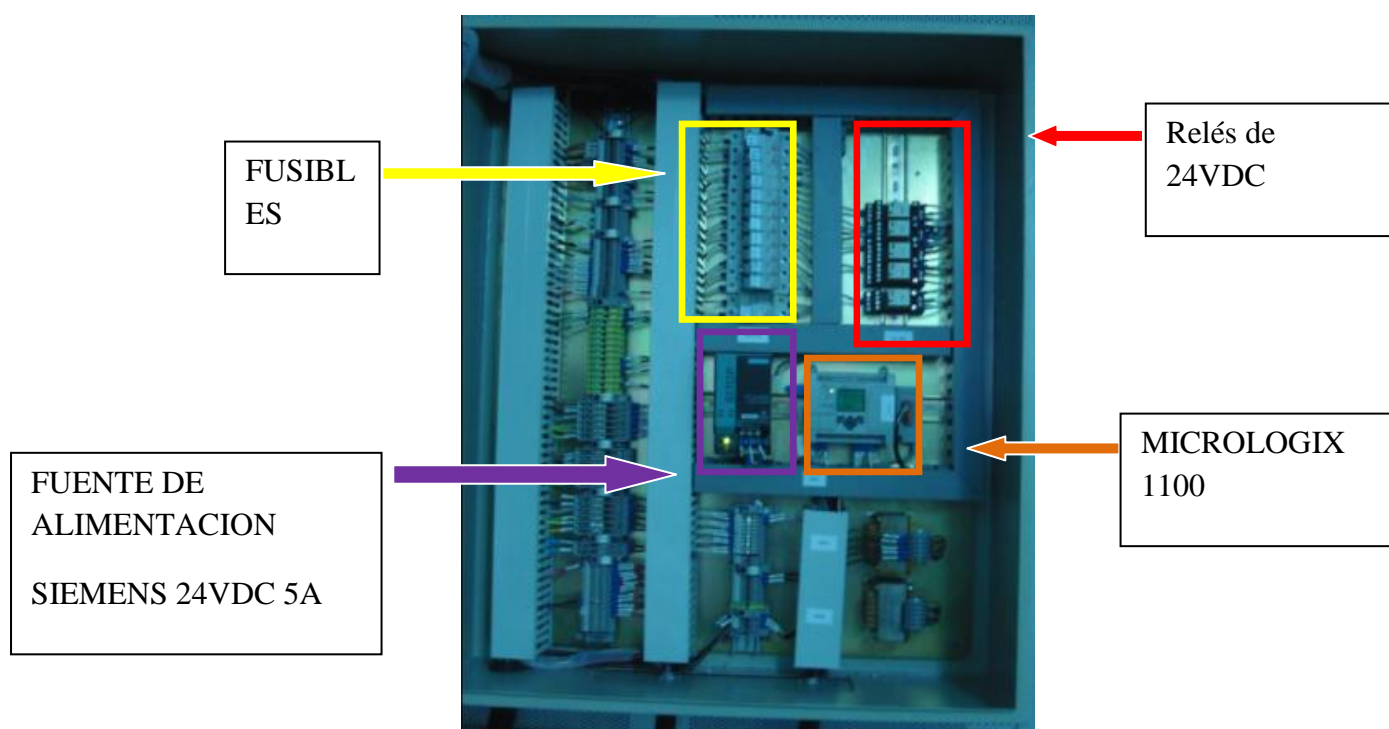


Figura. 2.28. Elementos dentro del tablero de control

En la Tabla. 2.7 se describen los equipos de protección utilizados en el tablero de control.

EQUIPOS DE PROTECCION	DESCRIPCIÓN
BREAKER1	Protección para el administrador energético Easygen 3200
FUSIBLE 1	Protección Voltaje de Red – Easygen 3200
FUSIBLE 2	Protección Voltaje de Red – Easygen 3200
FUSIBLE 3	Protección Voltaje de Barra– Easygen 3200
FUSIBLE 4	Protección Voltaje de Barra – Easygen 3200
FUSIBLE 5	Protección Voltaje de Generador – Easygen 3200
FUSIBLE 6	Protección Voltaje de Generador – Easygen 3200
FUSIBLE 7	Protección Voltaje de Generador – Easygen 3200
FUSIBLE 8	Protección del PT 480V
FUSIBLE 9	Protección del PT 480V
FUSIBLE 10	Protección del PT 120V
FUSIBLE 11	Protección del PT 120V

Tabla. 2.7 Protecciones conectadas en el tablero de control

En la Tabla. 2.8 se describen los relés utilizados en el administrador energético.

RELÉS DE 24VDC SCHNEIDER	DESCRIPCIÓN
RELÉ 1	Stop
RELÉ 2	Run
RELÉ 3	Close GCB
RELÉ 4	Open GCB
RELÉ 5	Starter

Tabla. 2.8 Descripción de los relés utilizados

Como medio de protección para los equipos de control se utilizará una fuente de alimentación independiente de 24VDC la cual se indica en la Figura. 2.29.



Figura. 2.29. Fuente de alimentación

Los cables a ser utilizados son THHN calibre 14 AWG superflex 600 V PHELPS DODGE, por el requerimiento de TME se realizará el cableado de la siguiente manera:

- Cable rojo para positivo DC
- Cable blanco para negativo DC
- Cable negro para AC
- Cable verde para GND

El cable para la comunicación será el Cable UTP y Cable belden calibre 16 AWG (3 hilos).

2.5 LISTA DE MATERIALES PARA EL TABLERO DE CONTROL

Los materiales que se necesitan para cada uno de los tableros de control en los grupos electrógenos se detallan en la Tabla. 2.9.

LISTA DE MATERIALES NECESARIOS PARA EL TABLERO DE CONTROL			
ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.
1	Portafusibles y fusibles de 6A ABB	Pieza	4
2	Portafusibles y fusibles de 10A ABB	Pieza	4
3	Portafusibles y fusibles de 2A ABB	Pieza	10
4	Portafusibles y fusibles de 4A ABB	Pieza	2
5	Interruptor termo magnético 2 polos 6A	Pieza	1
6	Cintas adhesivas para marquilladora BRADY	Unidad	2
7	Amarras plásticas blancas de 10 cm CAMSCO	Funda	2
8	Amarras plásticas blancas de 20 cm CAMSCO	Funda	2
9	Placa de identificación (EASYGEN), 7 x 2,5 cm fondo negro	Unidad	1
10	Placa de identificación (GENERADOR ENCENDIDO), 7x2,5cm f/n	Unidad	1
11	Placa de identificación (BREAKER ABIERTO); 7x2,5cm f/negro	Unidad	1
12	Placa de identificación (BREAKER CERRADO); 7x2,5cm f/negro	Unidad	1
13	Placa de identificación Logo Turbomotores	Unidad	1
14	Remaches M5 de 1 1/2"	Unidad	80
15	Cable rojo THHN calibre 14 AWG super flex 600 V PHELPS DODGE	Metros	200
16	Cable blanco THHN calibre 14 AWG super flex 600 V PHELPS DODGE	Metros	200
17	Cable negro THHN calibre 14 AWG super flex 600 V PHELPS DODGE	Metros	200
18	Cable verde THHN calibre 14 AWG super flex 600 V PHELPS DODGE	Metros	100
19	Cable belden calibre 16 AWG (3 hilos)	Metros	50
20	Resistencias 120 ohmios 1/4 W	Unidad	20
21	Conectores DB9 Hembra c/carcaza	Pieza	6
22	Puentes equipotenciales para bornera PHENIX CONTACT Typ UK2,5N	Unidad	100
23	Terminales tipo PIN para cable 14 AWG	Funda	3
24	Manguera flexible 1"	Metros	50
25	Conectores para manguera flexible de 1"	Unidad	5
26	Relés con base de 24VDC	Unidad	7
27	Focos rojos tipo led 24VDC/VDC	Pieza	6
28	Focos verdes tipo led 24VDC/VDC	Pieza	3
29	Espiral plástico para cable de 19 mm x 10 metros	Funda	2
30	Espiral plástico para cables de 12 mm x 10 metros	Funda	2
31	Fuente de alimentación de 24VDC	Equipo	1
32	Easygen 3200	Equipo	1
33	Micrologix 1100	Equipo	1
34	Cable de comunicación L1763-NC01	Equipo	1

Tabla. 2.9 Lista de materiales para el tablero de control

2.6 DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SISTEMA IMPLEMENTADO

En la Figura. 2.30 se da a conocer el diagrama de bloques del sistema de control de los tres grupos electrógenos implementados.

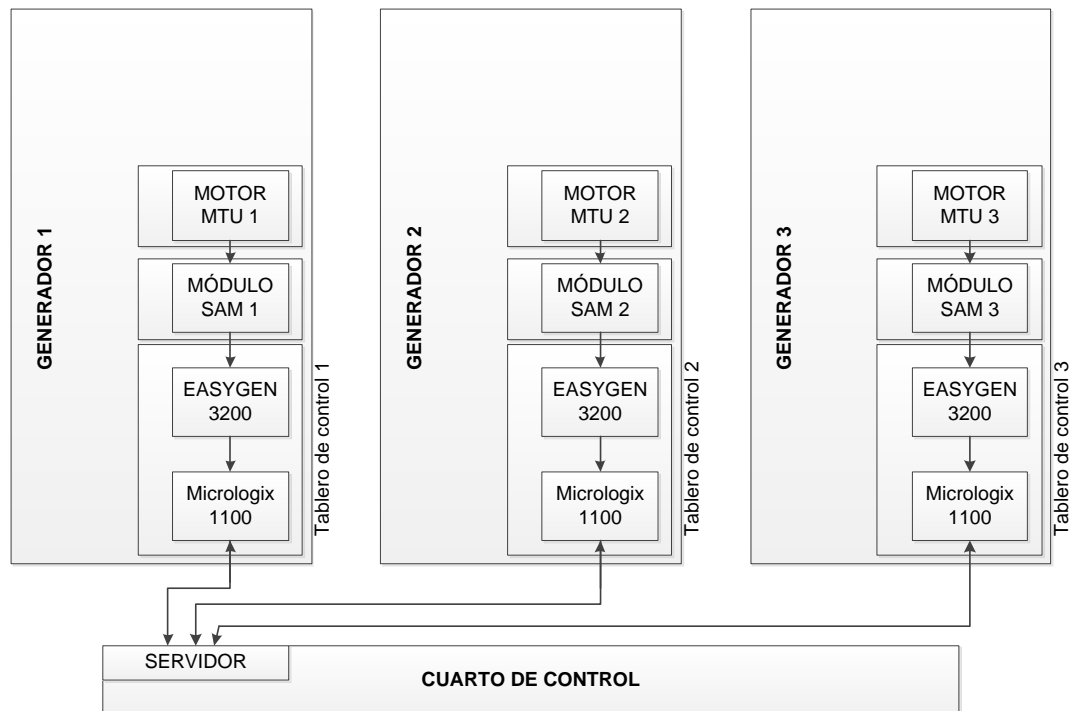


Figura. 2.30. Diagrama de bloques del sistema de control

En la Figura. 2.31 se muestran los contenedores de los generadores 1, 2 y 3 respectivamente.

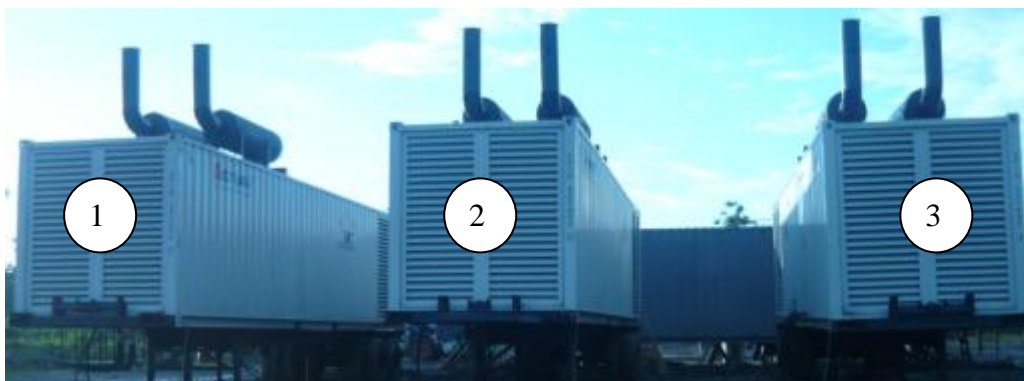


Figura. 2.31. Grupos electrógenos en el Distrito Amazónico

En la Figura. 2.32 se visualiza la sala de control donde se encuentra el servidor.



Figura. 2.32. Sala de control en el Distrito Amazónico

2.7 DIAGRAMAS Y PLANOS

Con la finalidad de diseñar las conexiones eléctricas AC y DC en los tableros de control se tomaron como referencia los planos eléctricos entregados a TME por parte de CYMASA, los mismos que permiten analizar e identificar las señales pertinentes que permitirán el arranque, paro de los grupos electrógenos.

2.7.1. Diagrama eléctrico

En los planos tomados como referencia se identifican las señales indispensables a ser utilizadas en nuestro sistema:

ANEXO 1: Esquemas Eléctricos

2.7.2. Diagrama unifilar del sistema

ANEXO 2: Diagrama Unifilar

2.7.3. Diagrama de conexiones de control

ANEXO 3: Esquemático AC

ANEXO 4: Esquemático DC

ANEXO 5: Diagramas de borneras

ANEXO 6: Conexiones Easygen

ANEXO 7: Conexiones PLC

2.7.4. Diagrama de comunicaciones

ANEXO 8: Lazo de comunicaciones

ANEXO 9: Protocolo de comunicaciones

ANEXO 10: Conexiones Físicas

2.8 MONTAJE DEL ARMARIO DE CONTROL

La implementación del cableado de los tableros de control se realizó de la siguiente manera:

- Colocación de doble fondo.
- Colocación de canaletas y riel dim.
- Cableado AC.
- Cableado DC.

- Cableado de las señales del interruptor de potencia ver Figura. 2.33.



Figura. 2.33. Conexiones del interruptor de potencia

- Conexiones de los cables belden (comunicaciones).
- Conexión DB9.
- Peinado General.
- Comisionamiento eléctrico.

Una vez realizado las conexiones de acuerdo a los planos mencionados y los materiales establecidos se procedió a montar el tablero de control en el Distrito Amazónico en el campamento CONONACO dentro de los contenedores respectivamente.

La Figura. 2.34 muestra una vista general de las conexiones internas del tablero de control implementado.



Figura. 2.34. Tablero de control

En la Figura. 2.35 se puede visualizar la parte frontal del tablero de control que se diseñó e implementó, se identifica principalmente el administrador energético Easygen 3200, las luces indicadoras y el selector que nos ayudará a elegir el modo de operación para dicho sistema.



Figura. 2.35. Tablero de control vista frontal

En la Figura. 2.36 se visualiza las conexiones en el administrador energético como son: sensado, I/O digitales y análogas y comunicación.



Figura. 2.36. Conexiones del Easygen en el tablero de control

En la Figura. 2.37 se identifica las conexiones de las salidas del Micrologix 1100 que activan las entradas del Easygen para la operación en modo de control automático, arranque del generador y reconocimiento remoto de las alarmas.



Figura. 2.37. Conexiones del PLC en el tablero de control

CAPÍTULO III

3. CONFIGURACIÓN Y PROGRAMACIÓN DE LOS EQUIPOS

3.1. PROGRAMACIÓN DEL PLC AB Micrologix 1100 1763-L16BBB SER.B

3.1.1. RsLogix Micro English

El software utilizado para la programación del Micrologix 1100 es el RsLogix Micro English.

Previo a la programación se realizó la configuración para establecer la comunicación entre los PLCs, para lo cual se procede de la siguiente manera:

Establecer la dirección IP en el servidor:

- Establecer la dirección IP al servidor al igual que la máscara de subred como se observa en la Figura 3.1.

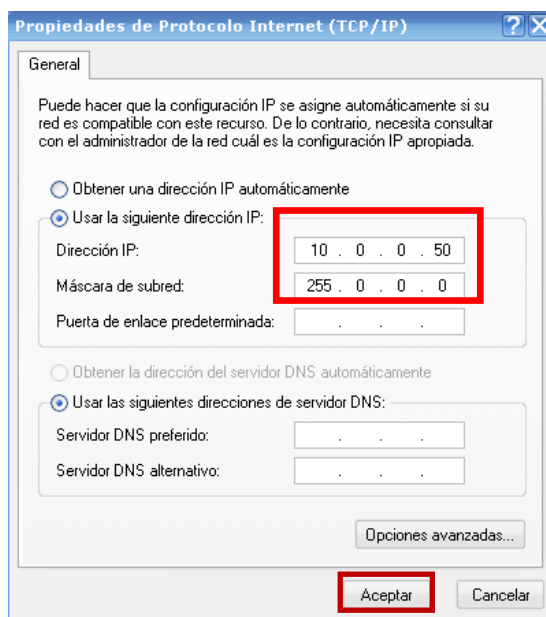


Figura. 3.1 Dirección IP y máscara del servidor

Establecer la dirección IP en el switchTrendnet:



Figura. 3.2 Switch Trendnet

La Figura. 3.2 da a conocer la estructura física que posee el switch que se encuentra en la sala de control.

Es necesario instalar el software Web Smart Switch Management Utility propio del switch, para lo cual se siguen las instrucciones del Installation Wizard, como se indica a continuación:

- Al ingresar el CD de instalación propio del Switch Trendnet aparece la pantalla mostrada en la figura 3.72, clic en Next.

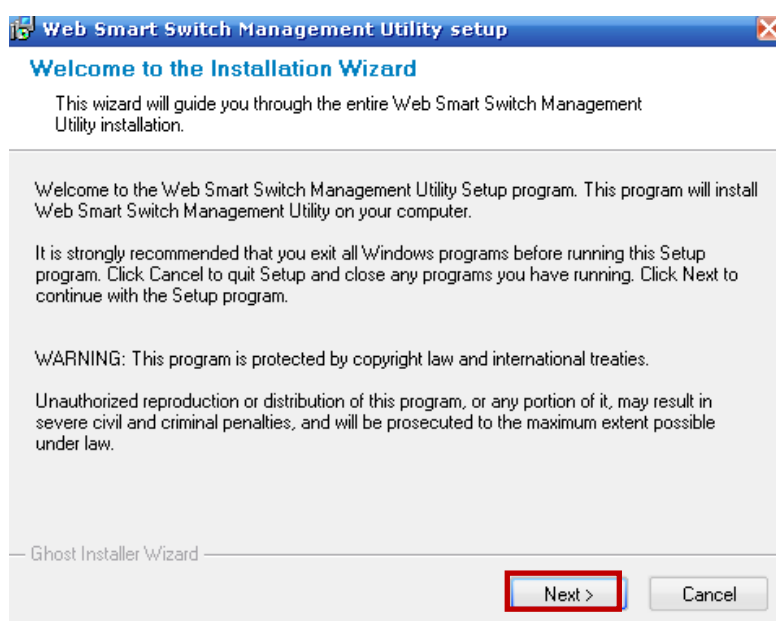


Figura. 3.3. Instalación del software Web Smart Switch

- Se muestra la pantalla visualizada en la Figura 3.4, en donde se pondrá la dirección de almacenamiento del software del switch Trendnet, luego clic en next.

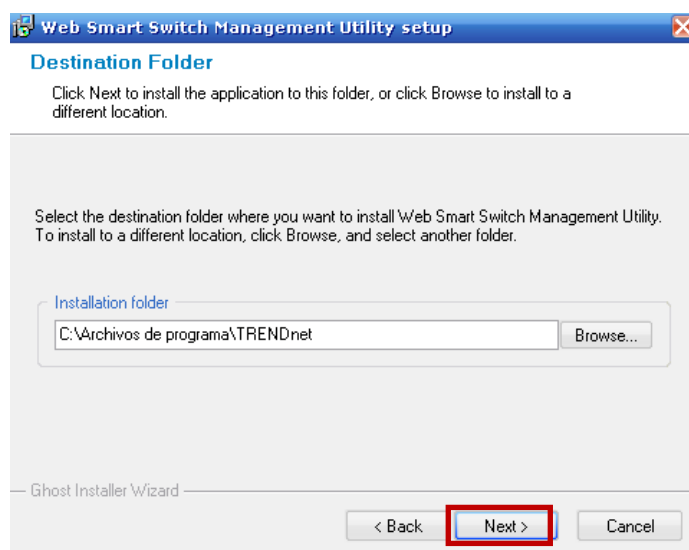


Figura. 3.4. Carpeta de destino

- Para finalizar clic en Ok como se muestra en la Figura 3.5

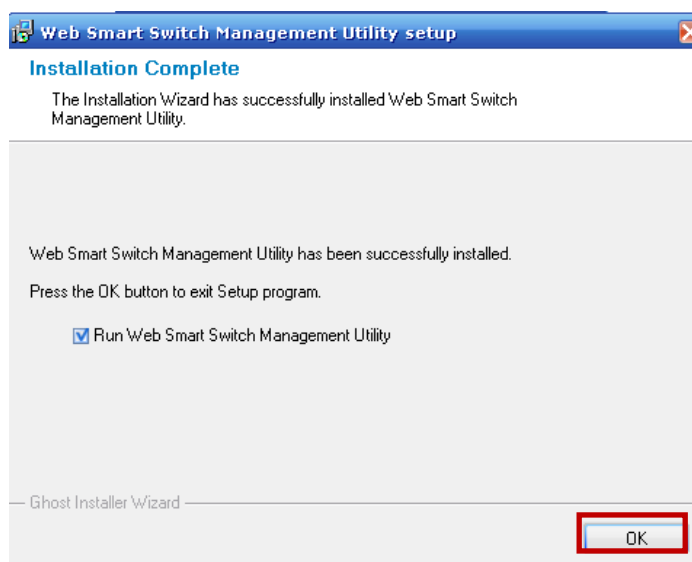


Figura. 3.5. Instalación completa

Una vez instalado el programa se procede a la configuración del switch TrendNet de la siguiente manera:

- Clic en Inicio/Todos los programas/TrendNet/Web Smart Switch Management Utility/Web Smart Switch Management Utility, como se muestra en la Figura. 3.75.

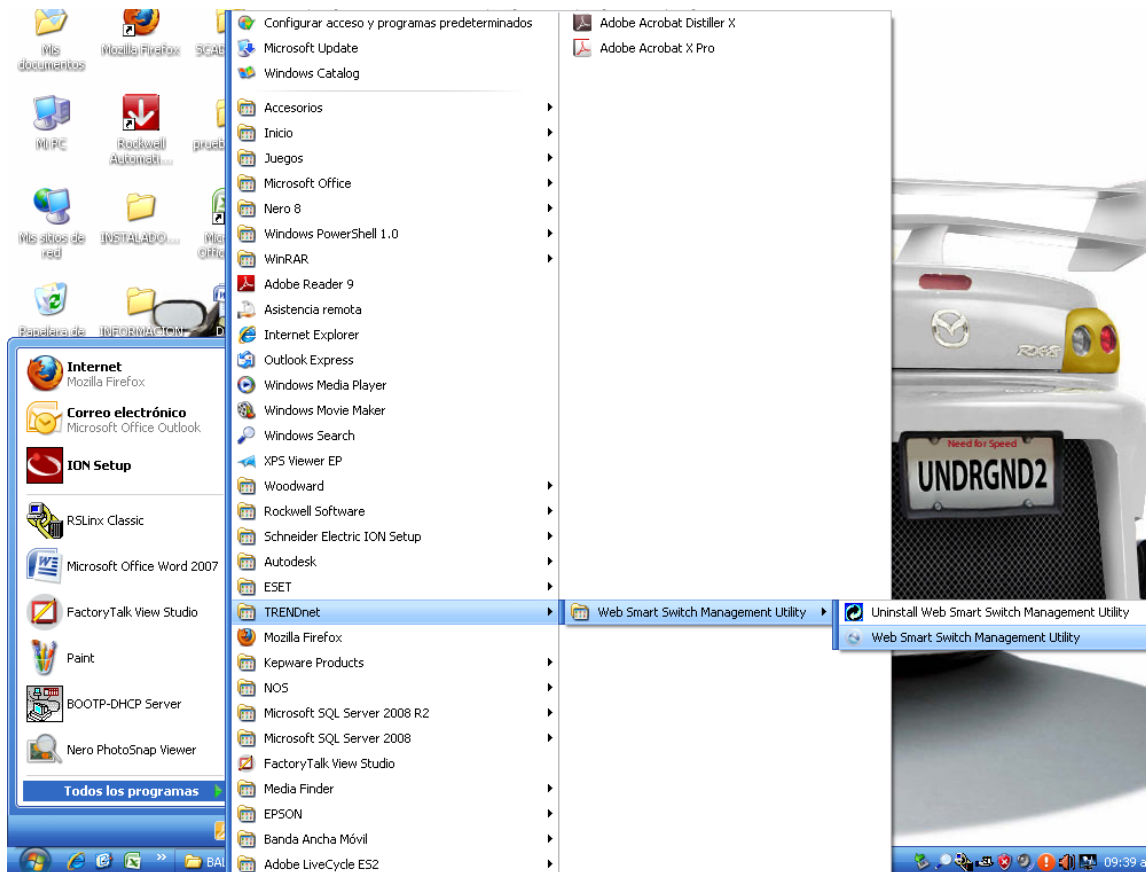


Figura. 3.6. Ingreso al programa Web Smart Switch Management Utility

- Se desplegará la pantalla principal mostrada en la Figura. 3.7.

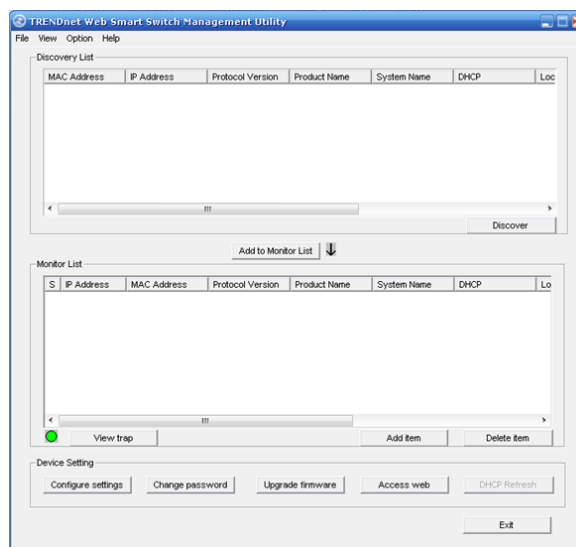


Figura. 3.7. Pantalla principal del software Web Smart Switch

- Para establecer la dirección IP 10.0.0.10 con la máscara 255.0.0.0. Clic en Configure Settings.

Para poder guardar los cambios realizados es necesario colocar el password: admin, el mismo que puede ser cambiado para futuras configuraciones como indica la Figura. 3.8.

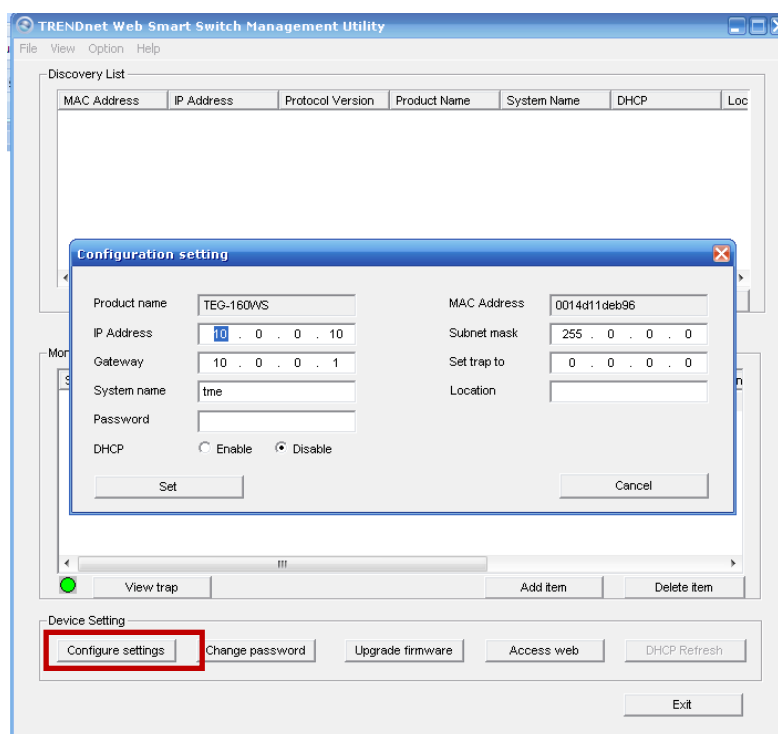


Figura. 3.8. Configuración de la dirección IP y máscara del switch

- Clic en OK y finalmente se visualiza la configuración que se realizó en la Figura. 3.9.

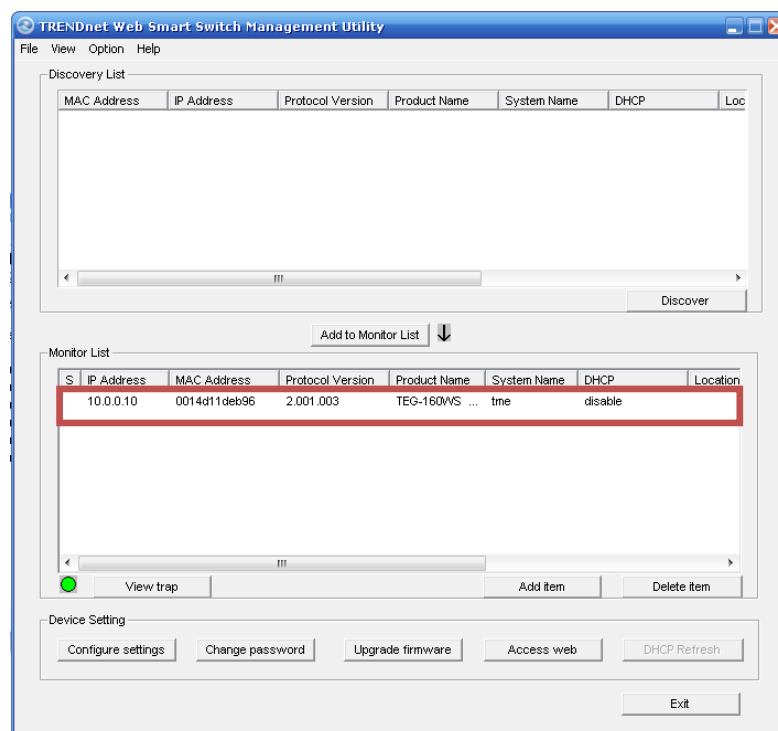


Figura. 3.9. Verificación de la configuración realizada

Designar direcciones IP a los PLC's

En la Figura. 3.10 se visualiza la ventana del RsLinx Classic con los equipos conectados y las direcciones IP establecidas.

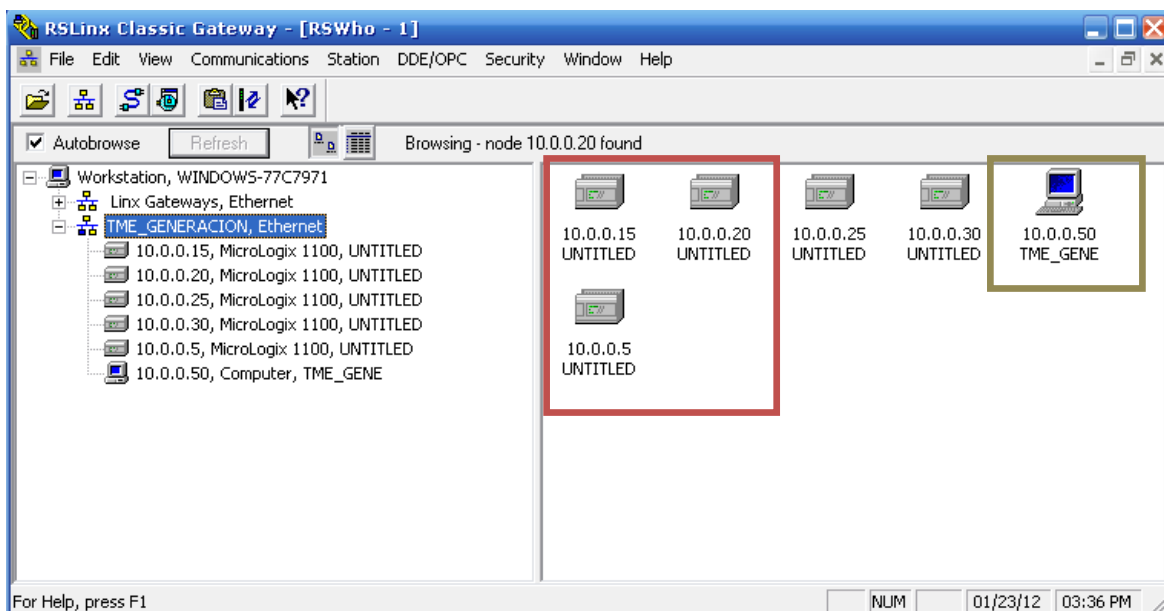


Figura. 3.10 Verificación de la conectividad de los PLC's

Configuración del protocolo Modbus en el PLC

Es fundamental antes de iniciar con la programación del Micrologix 1100 configurar el protocolo de comunicación que se utilizará, para lo cual se procede de la siguiente manera:

- Ingresamos al RsLogix accedemos a Channel Configuratio, se muestra la pantalla visualizada en la Figura 3.11, clic en Channel 0 y colocar las configuraciones mostradas.

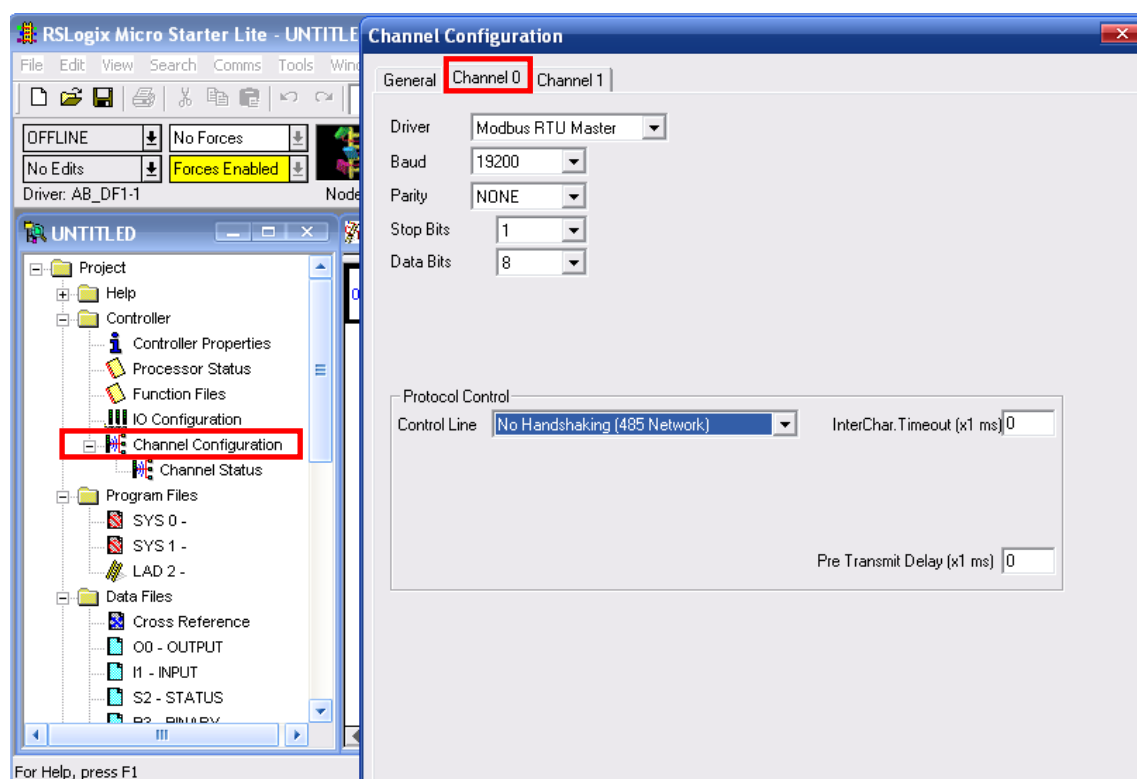


Figura. 3.11. Configuración del canal de comunicación 0

NOTA: las configuraciones de comunicación realizadas en el Micrologix 1100 deben tener las mismas características del administrador energético Easygen 3200, para adquirir los datos correctamente mediante el protocolo de comunicación Modbus.

Desactivar la opción Boot Enable para dejar la dirección IP estática, esto se lo debe colocar en el canal uno como se muestra en la Figura. 3.12.

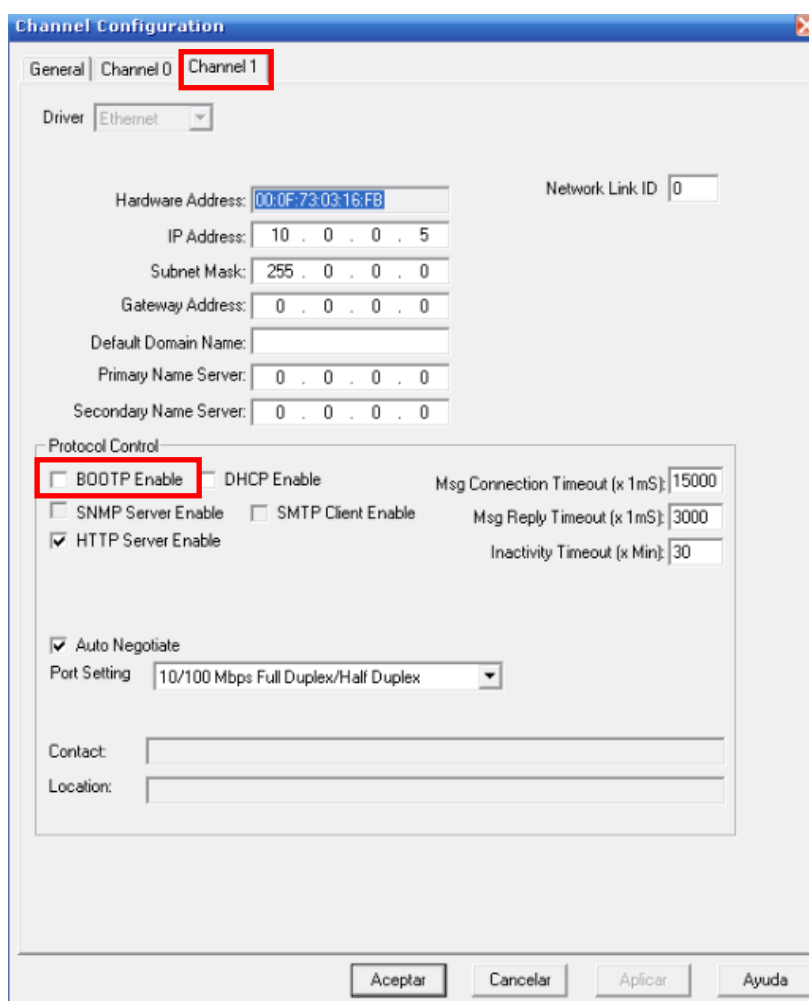


Figura. 3.12. Configuración del canal de comunicación 1

3.1.1.1. Descripción del programa

La programación para los Micrologix 1100 de AB se realizó mediante el lenguaje de programación escalera distribuyendo como se muestra en la Figura. 3.13.

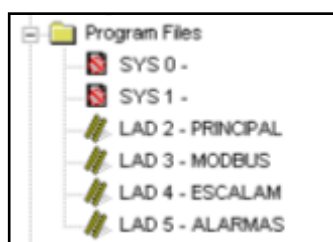


Figura. 3.13 Ladders creados

PRINCIPAL: llama a la subrutina para la comunicación Modbus y el escalamiento de las variables, como se muestra en la Figura. 3.14.

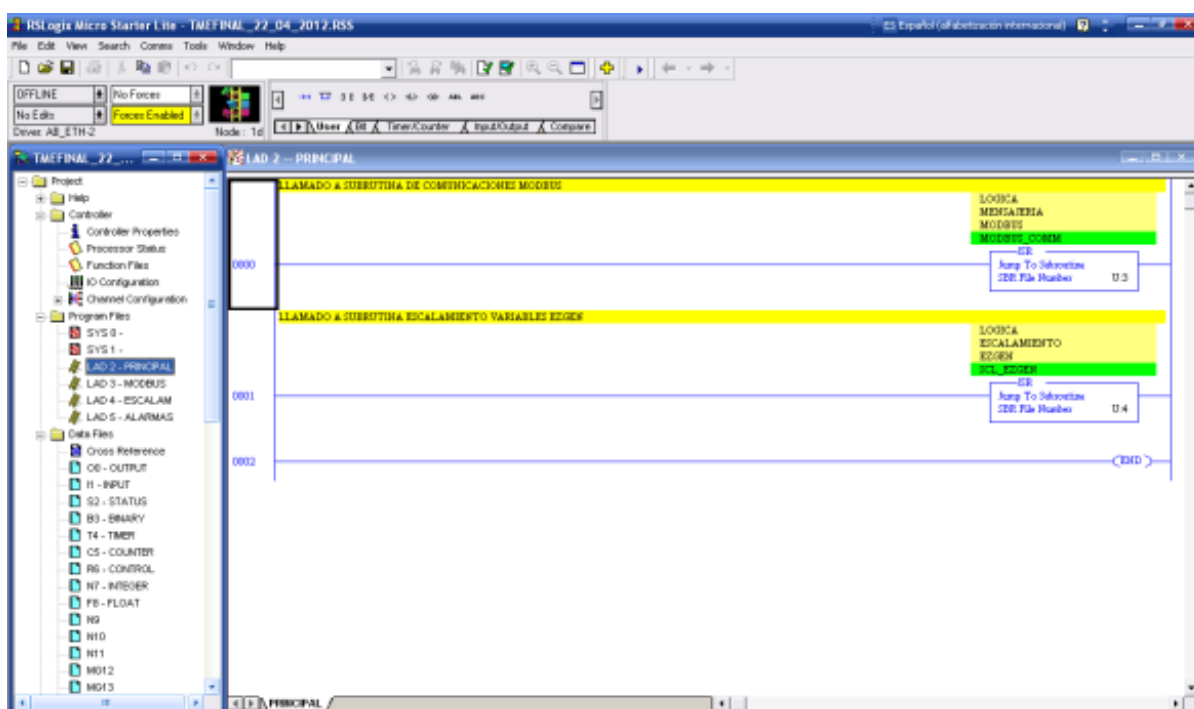


Figura. 3.14. Subrutina PRINCIPAL

MODBUS: se realiza la programación para la lectura, escritura de datos provenientes del administrador energético Easygen 3200, dicha programación se muestra en la Figura. 3.15.

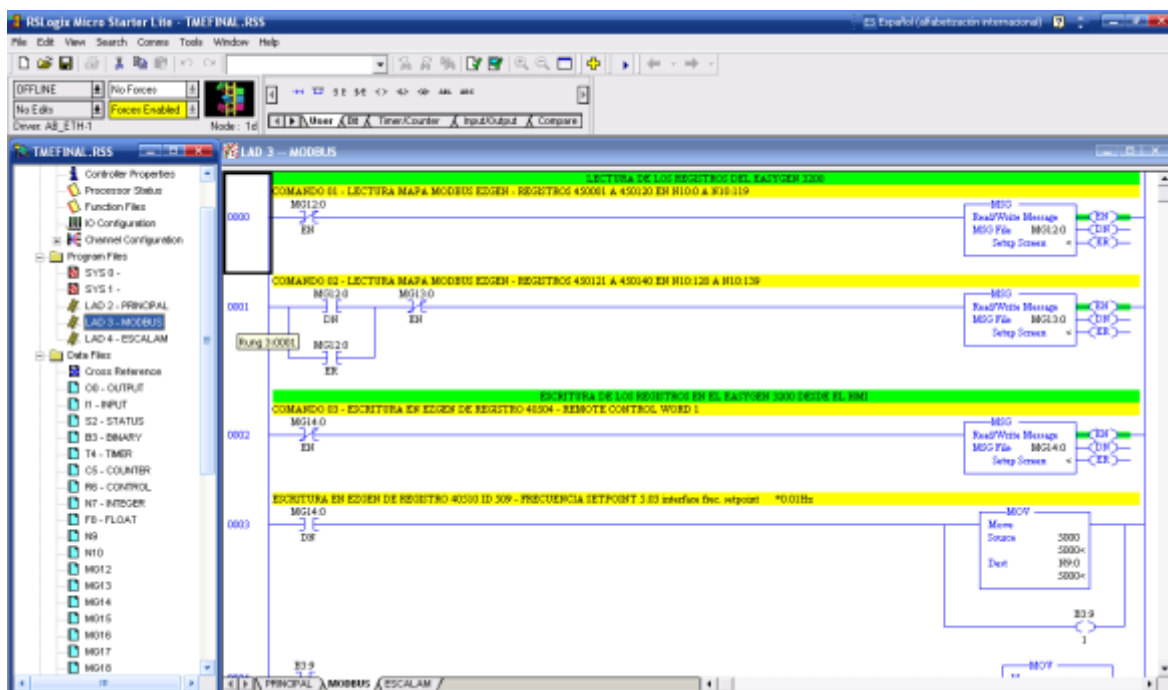


Figura. 3.15. Subrutina MODBUS

Para realizar la lectura y escritura de información se trabaja con el protocolo de Datos 5003 en el administrador energético Easygen 3200.

El valor del protocolo configurado se lo puede visualizar en la pantalla del Easygen 3200, como indica la Figura. 3.16.

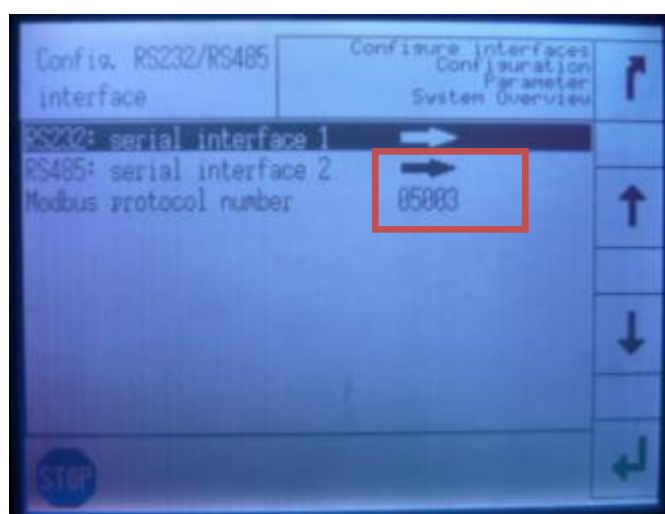


Figura. 3.16. Protocolo de datos 5003 configurado en el Easygen

LECTURA DE PARÁMETROS

RsLogix tiene un módulo MSG (Read/WriteMessage) para realizar la lectura y escritura.

La Figura. 3.17 muestran los módulos utilizados en el software para la adquisición de datos.

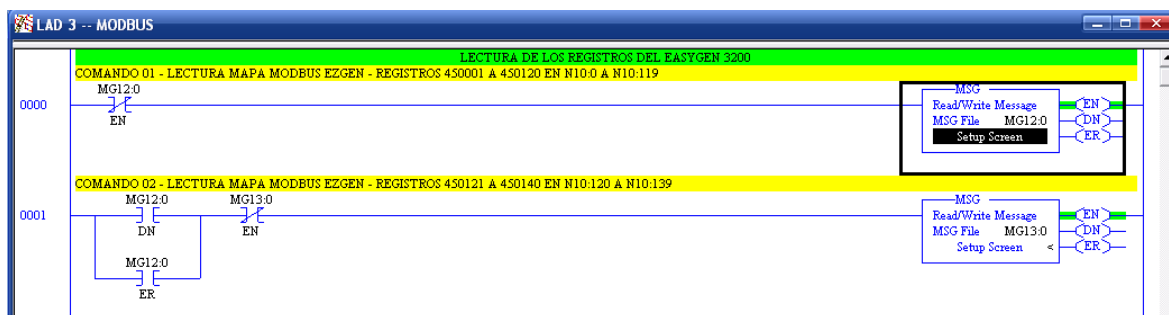


Figura. 3.17. Lectura de registros

Los registros 450001 a 450120 se adquieren en la dirección N10:0 a N10:119 y se encuentran programados en el primer módulo de MSG como muestra la Figura. 3.18 y Figura. 3.19.

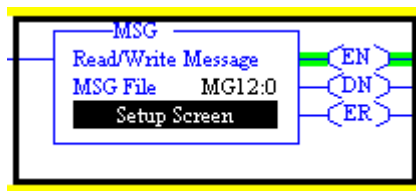


Figura. 3.18. Módulo de programación 12 MSG

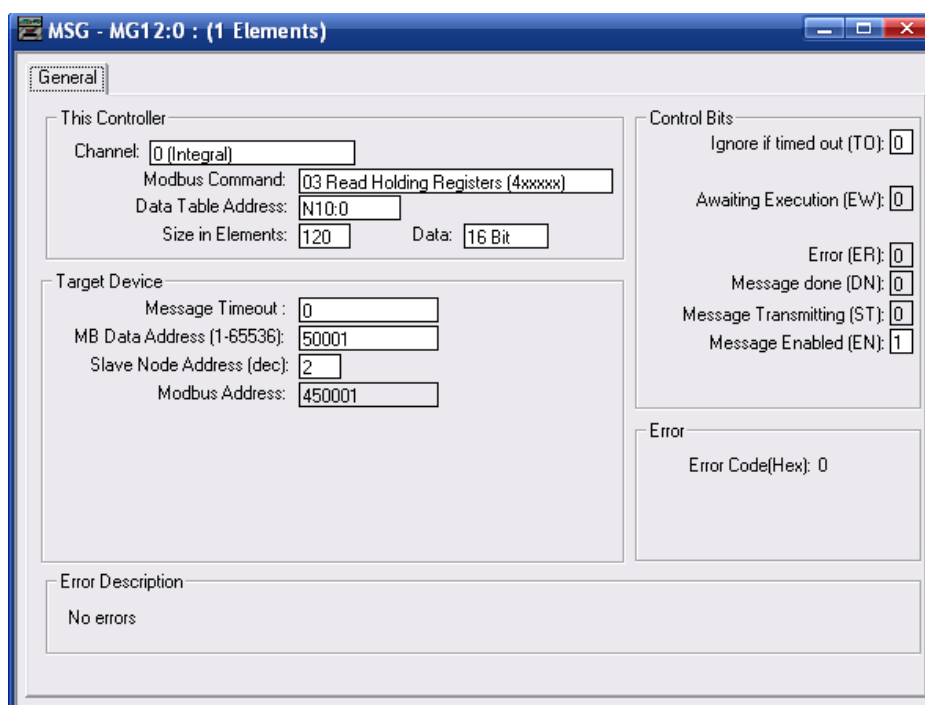


Figura. 3.19. Elementos a configurar del módulo MSG

Los registros 450121 a 450140 se establecen en la dirección N10:120 A N10:139 y se encuentran programados en el segundo módulo de MSG.

Adicional, se leen los registros de:

- Alarmas: pre configuradas según los parámetros impuestos por los manuales de los equipos.
- Speed bias : señal de control de velocidad del motor hacia el modulo SAM
- Voltage bias :señal de control de voltaje del motor hacia el AVR
- Datos del módulo SAM (J1939)

NOTA: El módulo que permite realizar la lectura y escritura mediante el protocolo Modbus se identifica con el nombre de MSG, el mismo que necesita los parámetros mencionados en la Tabla. 3.1:

Elementos	Descripción
Channel	Se establece el canal de comunicación 0 debido al uso del protocolo Modbus
Modbus command	Se puede utilizar: 03 Read Holding Register 16 Writing Holding Register
Data Table Address	Dirección para almacenar el dato
Size in Elements	Tamaño del registro
Message Timeout	0
MB Data Address(1-65536)	Dirección modbus del registro del Easygen a ser usado sin el dígito de identificación
Slave Node Address(dec)	Número del ID del esclavo: Easygen 1: Modbus slave ID: 3 Easygen 2: Modbus slave ID: 2 Easygen 3: Modbus slave ID: 4
Modbus Address	Se identificará la dirección Modbus ingresada antecedida por el número 4 que representa el dígito de identificación: 03 Read Holding Register (4xxxxx) 16 Writing Holding Register (4xxxxx)

Tabla. 3.1 Elementos a ser configurados en el módulo MSG

ESCRITURA DE PARÁMETROS

Los parámetros que podrán ser ingresados desde el HMI son:

- Setpoint de la frecuencia

- Setpoint del factor de potencia
- Setpoint de la potencia activa
- Setpoint del voltaje

Para identificar las direcciones Modbus de escritura se toma como referencia la Tabla. 3.2 del manual “INTERFACE EASYGEN DE WOODWARD”

Par. ID	Parámetro	Rango - configuración	Unidad	Tipo de dato	Fuente del dato
507	Setpoint de la Potencia Activa	0 a 999999	1/10 kW	Unsigned 32	05.06
508	Setpoint del Factor de Potencia	-710 a 1000 a 710	-	Unsigned 16	05.12
509	Setpoint de la Frecuencia	0 a 7000	1/100 Hz	Unsigned 16	05.03
510	Setpoint del voltaje	50 a 650000	V	Unsigned 32	05.09

Tabla. 3.2 Parámetros para la escritura

ALARMAS

La activación de las alarmas se las identifica en la subrutina ALARMAS cuando se realiza la lectura de los registros, dicha programación se visualiza en la Figura. 3.20.

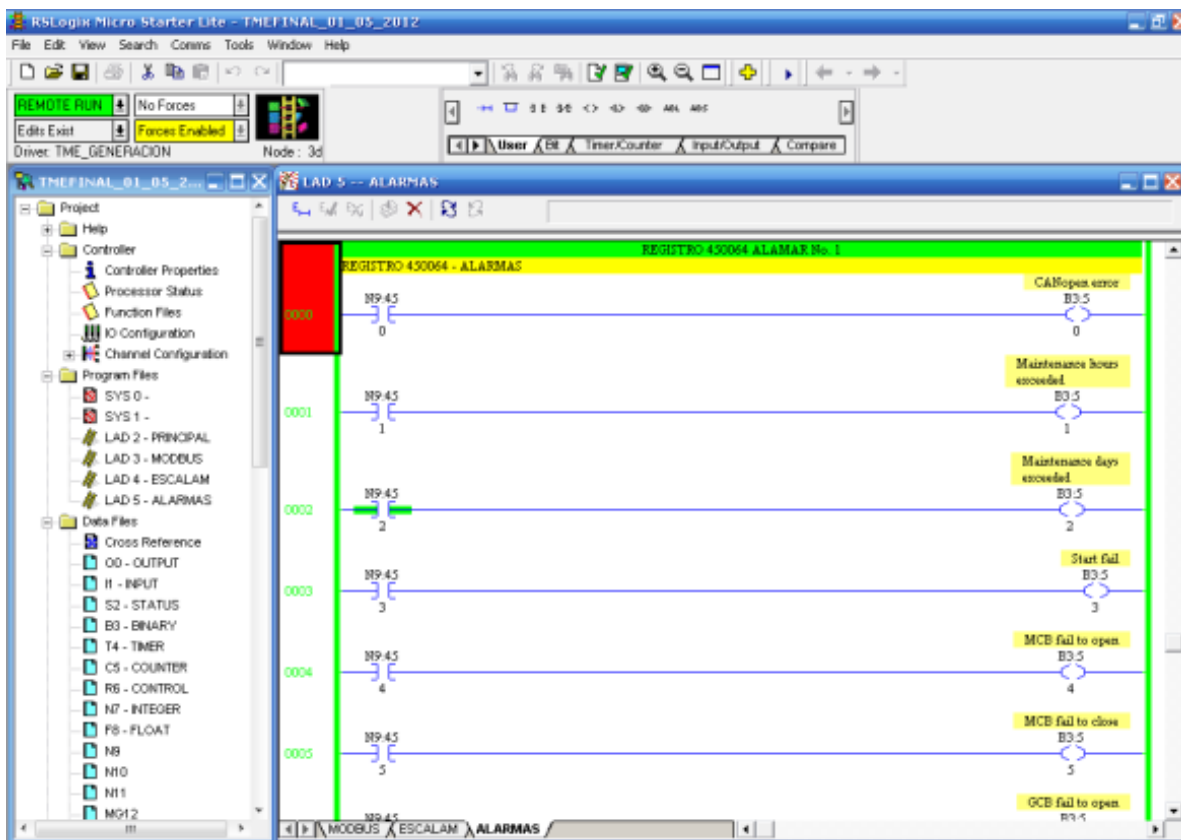


Figura. 3.20. Subrutina ALARMAS

3.1.1.2. Listado de las variables utilizadas

En la Tabla 3.3 se describe los parámetros adquiridos vía Modbus.

LISTA DE LECTURA DE PARÁMETROS - VIA MODBUS			
Parametro ID	Direccion Modbus	Direccion - Tabla de Datos	Descripción
	450001	N10:0	Procolo de Datos 5003
	450003	N10:2	Modo de control: auto,stop,manual
160	450004	N10:3	Factor de Potencia del generador
144	450006	N10:5	Frecuencia del generador
10110	450022	N10:21	Voltaie de alimentacion del easygen 3200
135	450053	N10:52	Potencia total generada
136	450059	N10:58	Potencia reactiva total generada
10202	450121	N10:120	modo de operacion: 13200=Servicios auxiliares post run 13216=Funcionamiento activo real 13201=Servicios auxiliares pre run 13250=Tiempo estable del generador 13202=Modo crítico 13251=En operación 13203=Motor apagado 13252=Potencia limitada pre run 13204=Enfriamiento 13253=Listo Modo automático 13205=Configuracion de red 13254=rampa valor nominal 13206=Puesto en marcha 13255=GCB abierto 13207=Puesto en marcha - PAUSA 13256=Descarga generador 13208=Pre calentamiento 13257=MCB abierto 13209=GCB cierre barra muerta 13258=Carga generador 13210=MCB cierre barra muerta 13259=Sincronizacion GCB 13211=Funcionamiento de emergencia 13260=Sincronizacion MCB 13212=Giro 13261=GCB-MCB retraso 13214=Proteccion manivela
2558	450127	N10:126	Horas hasta el próximo mantenimiento
2568	450128	N10:127	Horas de operación del generador
5541	450130	N10:129	Setpoint Frecuencia
5542	450131	N10:120	Setpoint Potencia Activa
5640	450133	N10:132	Setpoint Voltaje
5641	450135	N10:134	Setpoint Factor de potencia
10310	450115	N9:80	Salida de velocidad
10311	450116	N9:81	Salida de voltaje
108	450074	N10:73/10	Voltaje L1-L2
103	450080	N10:79/10	Voltaje L2-L3
110	450086	N10:85/10	Voltaje L3-L1
209	450016	N10:15	Frecuencia del busbar
111	450035	N10:34	Gen. Corriente 1
112	450038	N10:37	Gen. Corriente 2
113	450041	N10:40	Gen. Corriente 3

Tabla. 3.3 Variables Utilizadas

Parámetros de lectura

En la Tabla 3.4 se describe los parámetros de escritura vía Modbus.

LISTA DE ESCRITURA DE PARÁMETROS - VIA MODBUS				
Parametro ID	Direccion Modbus	Direccion - Tabla de Datos	Descripción	Tipo de dato
	40504	N9:200	Control Remoto word 1	
509	40510	N9:5	Setpoint Frecuencia	Unsigned 16
507	40508	N9:25	Setpoint Potencia Activa	Integer 32
508	40509	N9:15	Setpoint Factor de	Integer 16
510	40511	N9:35	Setpoint Voltaje	Unsigned 32

Tabla. 3.4 Parámetros de lectura

Parámetros de Escritura

En la Tabla 3.5 se describe los parámetros J1939 vía Modbus.

LISTA DE LECTURA DE PARÁMETROS J1939 - VIA MODBUS			
Parametro ID	Direccion Modbus	Direccion - Tabla de Datos	Descripción
15200	450247	N11:1	Velocidad del motor
15201	450250	N11:4	Tot. Horas motor
15210	450261	N11:15	Nivel aceite motor
15205	450255	N11:9	Pres. aceite motor
15204	450253	N11:7	Temp. Aceite motor
15202	450249	N11:3	Temperatura refrigerante
15206	450258	N11:12	Nivel de refrigerante
15203	450252	N11:6	Temperatura de combustible
15211	450256	N11:10	Fuel Rate
15212	450264	N11:16	Boost Pressure
15216	450268	N11:22	Temperatura Gases Escape

Tabla. 3.5 Parámetros de Escritura

Parámetros de lectura de alarmas

En la Tabla 3.6 se describe los parámetros de alarmas.

LISTA DE LECTURA DE ALARMAS - VIA MODBUS			
Parametro ID	Direccion Modbus	Direccion - Tabla de Datos	Descripción
3114	450079	N9:59/6	Desacoplamiento de red bloqueada
3057	450079	N9:59/7	Mains phaseshift latched
3013	450079	N9:59/8	Mains un. Volt.2 latched
3012	450079	N9:59/9	Mains un. Volt.1 latched
2963	450079	N9:59/10	Mains ov. Volt.2 latched
2962	450079	N9:59/11	Mains ov. Volt.1 latched
2913	450079	N9:59/12	Mains un.freq.2 latched
2912	450079	N9:59/13	Mains un.freq.1 latched
2863	450079	N9:59/14	Mains ov.freq.2 latched
2862	450079	N9:59/15	Mains ov.freq.1 latched
10087	450064	N9:45/0	CANopen error at CAN interface 1
2561	450064	N9:45/1	Horas de mantenimiento excedidas
2560	450064	N9:45/2	Dias de mantenimiento excedidas
3325	450064	N9:45/3	Puesta en marcha fallida
10017	450064	N9:45/4	Can-Fault J1939 latched
2624	450064	N9:45/5	Falla al abrir el MCB
2623	450064	N9:45/6	Falla al cerrar el MCB
2604	450064	N9:45/7	Falla al abrir el GCB
2603	450064	N9:45/8	Falla al cerrar el GCB
2504	450064	N9:45/9	Mal funcionamiento APAGADO
2457	450064	N9:45/10	Det. De alarma de velocidad

Tabla. 3.6 Lectura de alarmas

3.2. Software y programación de la interface HMI

3.2.1 FactoryTalk View Studio

El servidor debe contener el software FactoryTalk View Studio para desarrollar el HMI correspondiente al sistema SCADA de los grupos electrógenos.

Verificar:

- La instalación del software Factory Talk View Studio Station Machine 6.1.
- La activación de la licencia de FactoryTalk View Studio Station Machine para obtener todas las ventajas y beneficios del software.

Instalación de las claves de activación

Activación del software FactoryTalk por medio de USB Dongle:

Conectar el dispositivo al puerto USB del equipo para activar los productos de Rockwell Automation de software.

- Instalar y ejecutar el Administrador de activación de FactoryTalk como se indica en la Figura. 3.21.

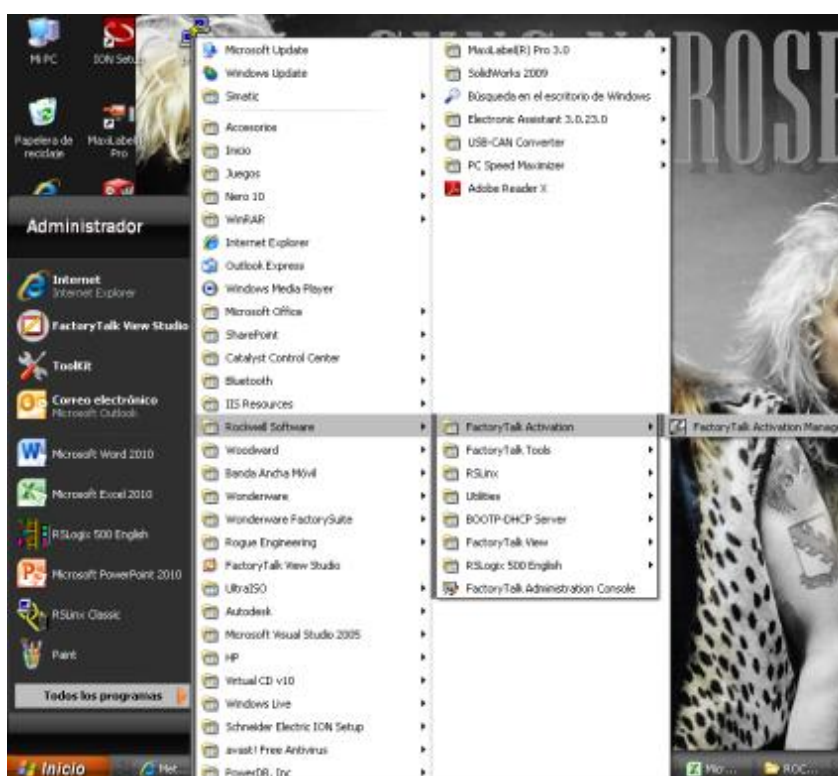


Figura. 3.21. Ingreso a la activación de la licencia

- En la pantalla principal visualizada en la Figura 3.22, clic en obtener nuevas activaciones.

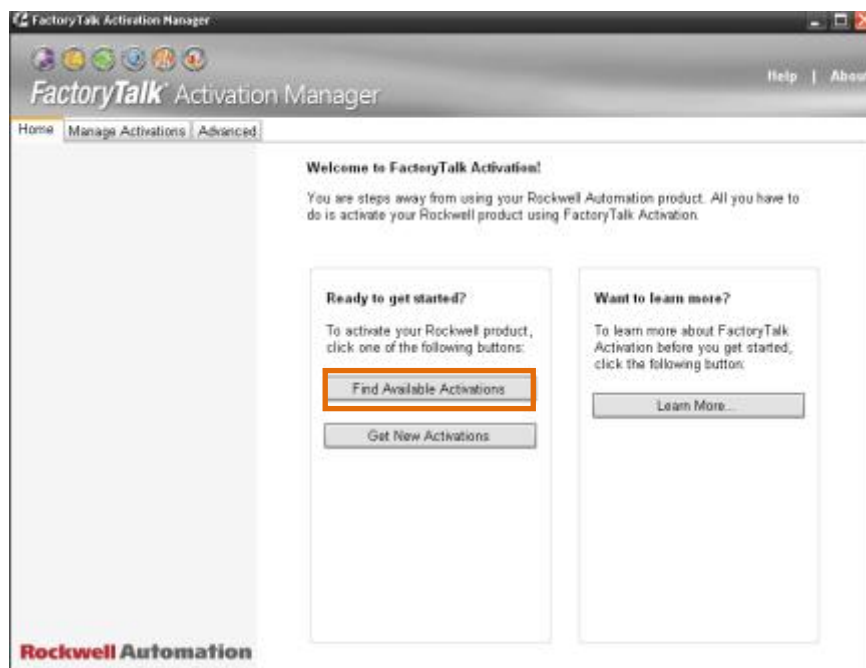


Figura. 3.22. Pantalla principal de la activación de la licencia

- Seleccionar tengo acceso a internet desde este equipo y, a continuación, clic en seleccionar destino, como se muestra en la Figura 3.23.

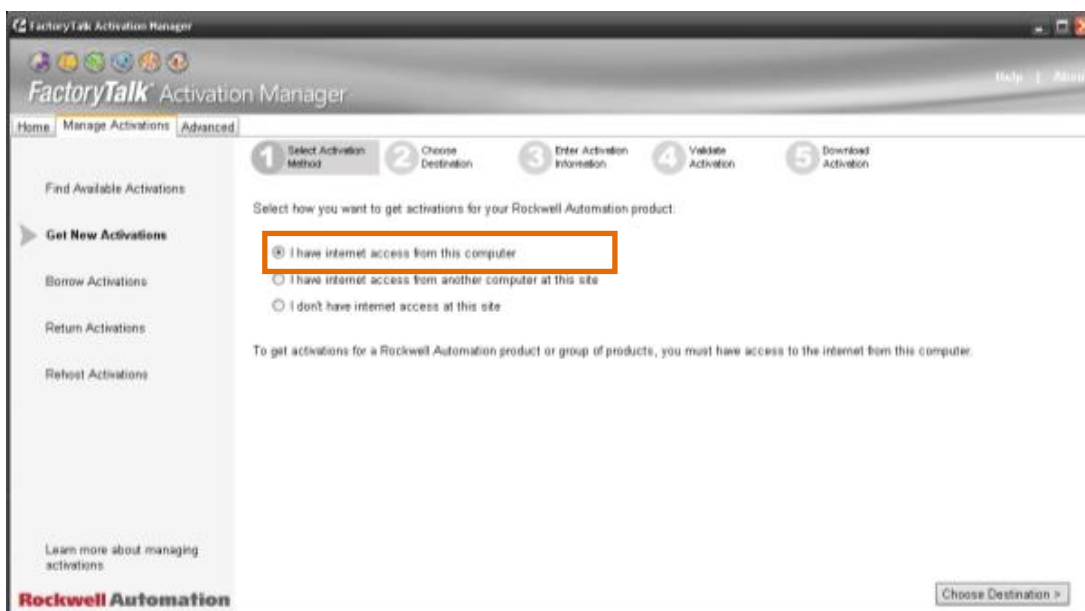


Figura. 3.23 Seleccionar la opción Tengo acceso a Internet

- Elegir destino, seleccione la opción descargar activaciones a un dispositivo de almacenamiento extraíble, como se muestra en la Figura 3.24.



Figura. 3.24. Descarga de las nuevas actualizaciones

- Seleccionar la unidad de almacenamiento, clic en escribir información de activación, un ID del sistema preferido es seleccionado por defecto, como se muestra en la Figura 3.25

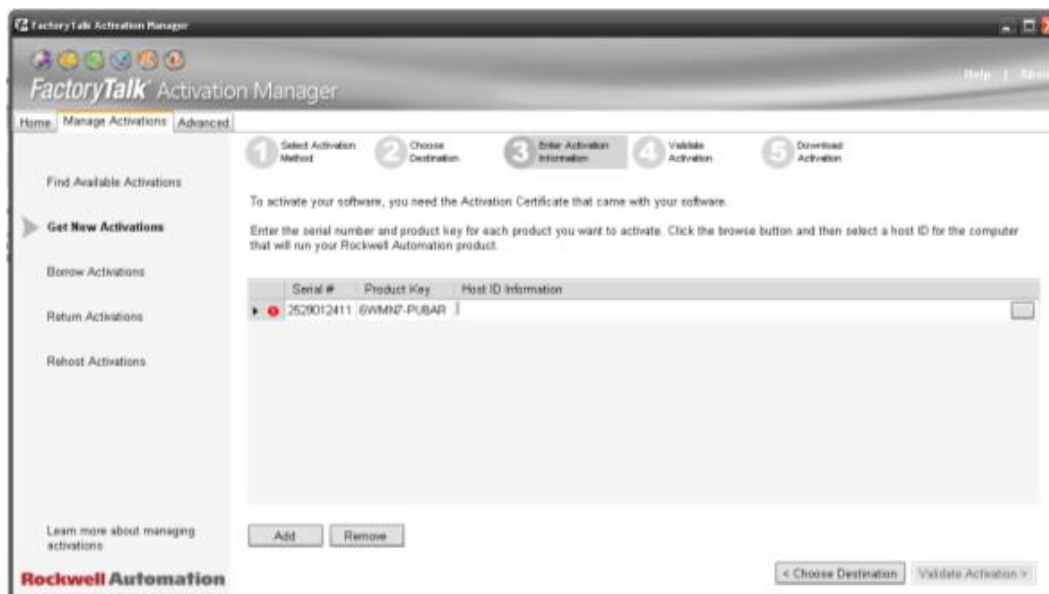


Figura. 3.25. Ingreso del serial y la clave del producto

- Ingresar el número de serie y clave, para el producto de software de Rockwell Automation que desea activar. (Esta información se encuentra en el sobre que se obtuvo cuando se adquirió la licencia).
- Seleccionar el ID de host del dispositivo de seguridad plug-and-play, como se indica en la Figura 3.26.

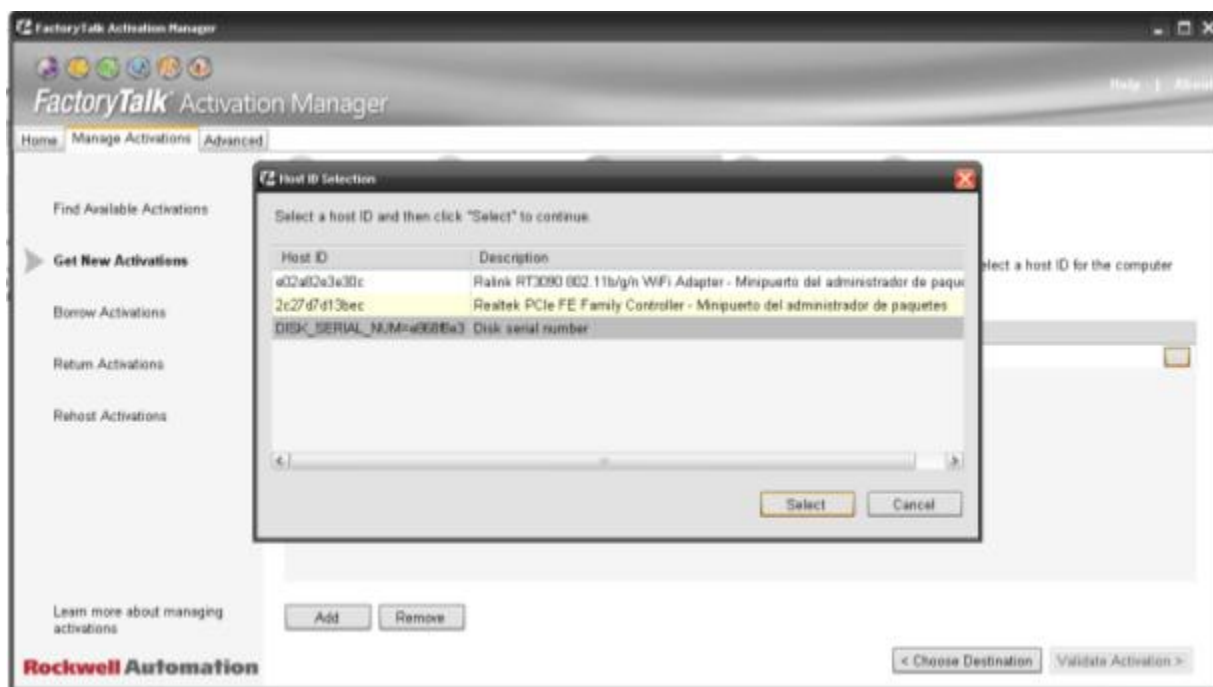


Figura. 3.26. Selección del ID host

- Clic en Validar la activación, y espere hasta que la página web de activación de FactoryTalk valida las activaciones.

- Hacer clic en Descargar activación como se indica en la Figura 3.27.

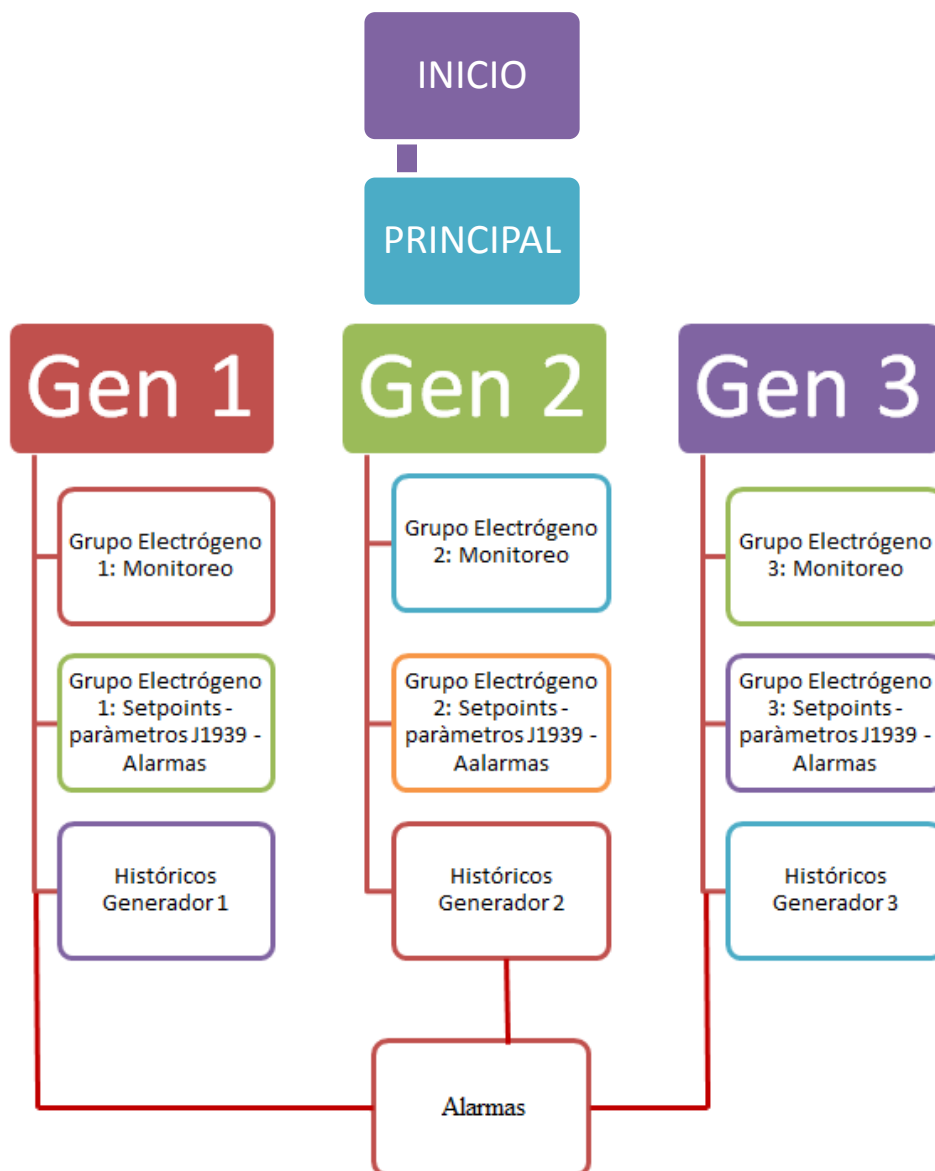


Figura. 3.27. Verificación de la descarga de la activación

- Imprimir una copia de su información de licencia.
- Descargar la activación.
- Conectar el USB Dongle, dispositivo de protección para el equipo que tiene el Administrador de activación de FactoryTalk.
- Licencia activada.

3.2.1.1. Descripción de las ventanas creadas

El HMI implementado para el monitoreo y control de los parámetros de los grupos electrógenos, está estructurado de la siguiente manera en:



Ventana INICIO

Es la primera pantalla que se visualizará en el sistema SCADA, la misma que contiene los elementos detallados en la Tabla 3.7:



Figura. 3.28 Ventana INICIO

ÍTEM	DESCRIPCIÓN
1	Título del HMI
2	Nombre de la empresa “Turbomotores Ecuatorianos”
3	Fotografía del grupo electrógeno
4	Dirección de TME y normas que posee

Tabla. 3.7 Descripción de los componentes de la ventana INICIO

Al dar clic en la parte inferior de la ventana de INICIO se ingresa el nombre de usuario y contraseña establecida como se muestra en la Figura 3.29:

Nombre de usuario: TME

Contraseña: TME



Figura. 3.29. Ventana para el ingreso de usuario y contraseña

Una vez validado el nombre de usuario y la contraseña aparece el ícono con el nombre PRINCIPAL como se muestra en la Figura 3.30.



Figura. 3.30 Activación del botón PRINCIPAL

Para iniciar la navegación dar clic en el icono

PRINCIPAL

Ventana PRINCIPAL

Brinda al usuario una visión esquemática y general del sistema implementado como se muestra en la Figura 3.31.

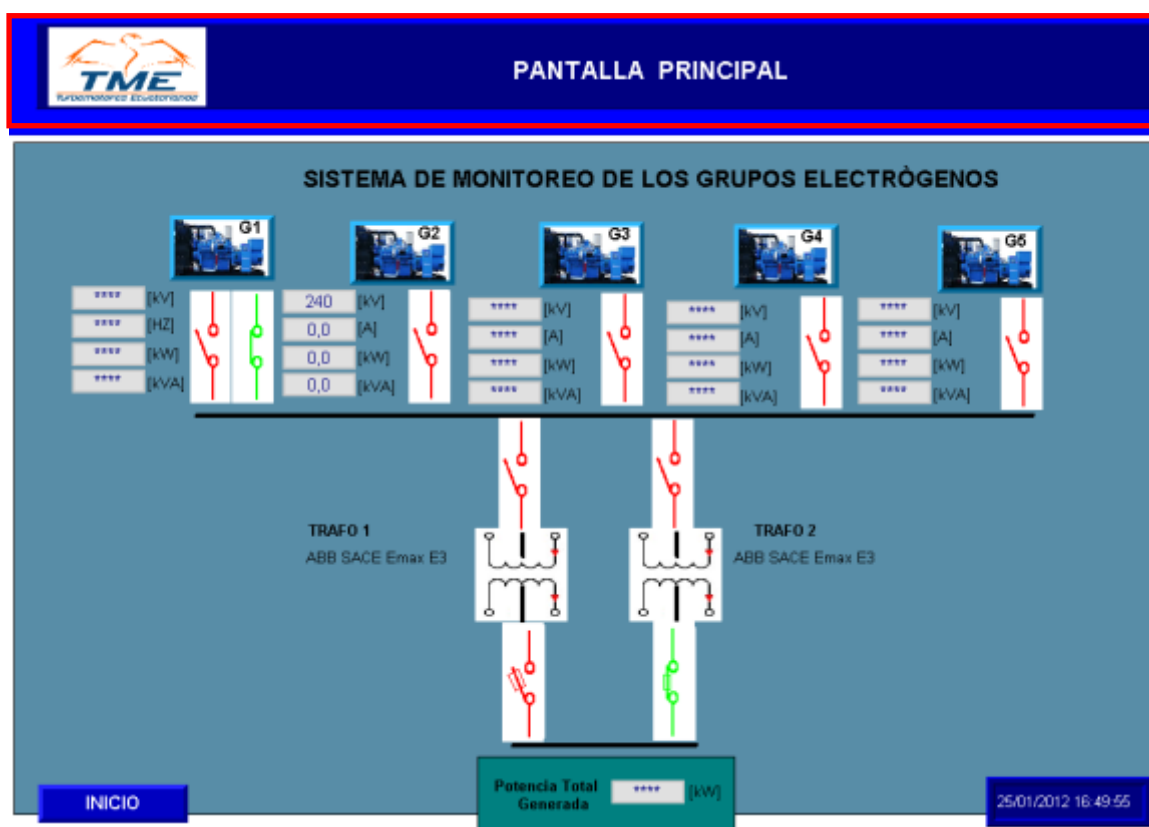


Figura. 3.31 Ventana PRINCIPAL

Se puede visualizar en la pantalla Principal:

Estados de los breaker.- de las celdas de generación como de alimentación, indica si los disyuntores correspondientes están en estado abierto o cerrado como se muestra en la Figura 3.32.

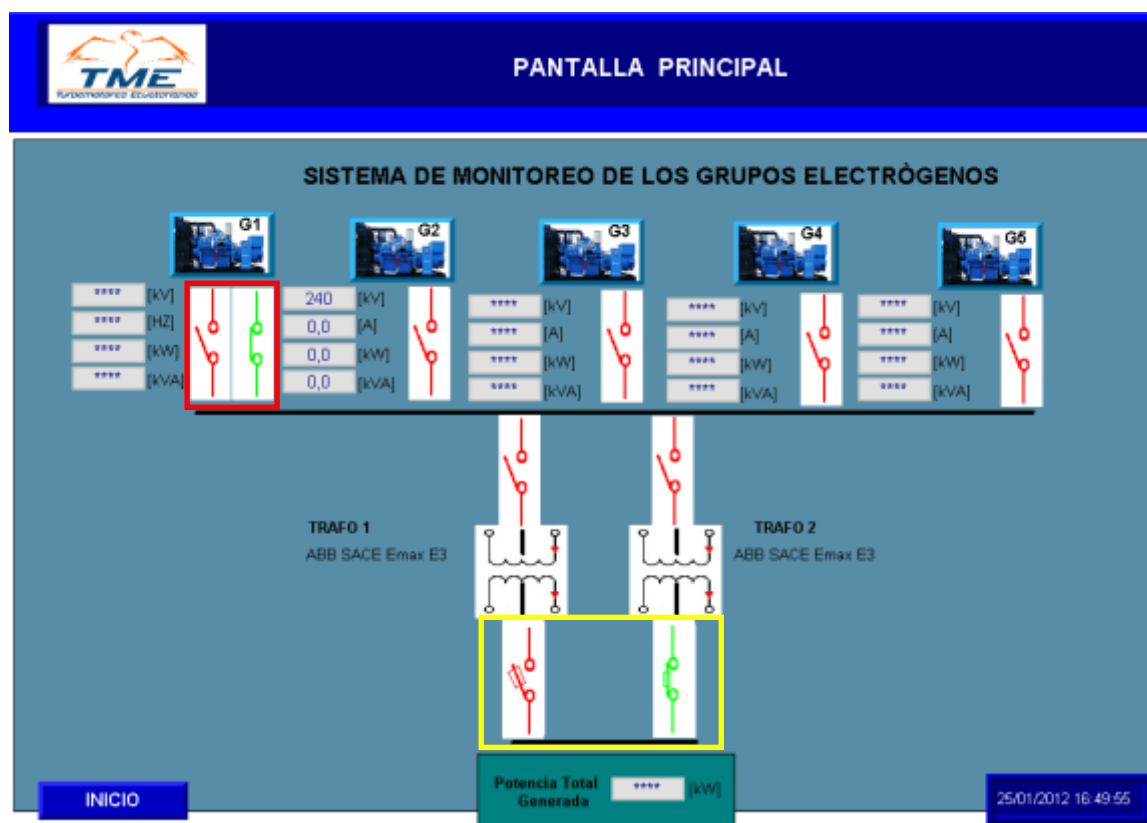


Figura. 3.32. Estado de los disyuntores

Parámetros eléctricos generales de cada grupo electrógeno.- El voltaje, frecuencia, potencia activa y reactiva medidas por los dispositivos de control.

Para observar detalladamente los parámetros de cada uno de los generadores detallados en

la Tabla 3.8, dar clic sobre el gráfico  correspondiente, se mostrará la pantalla del generador escogido, como se muestra en la Figura 3.33

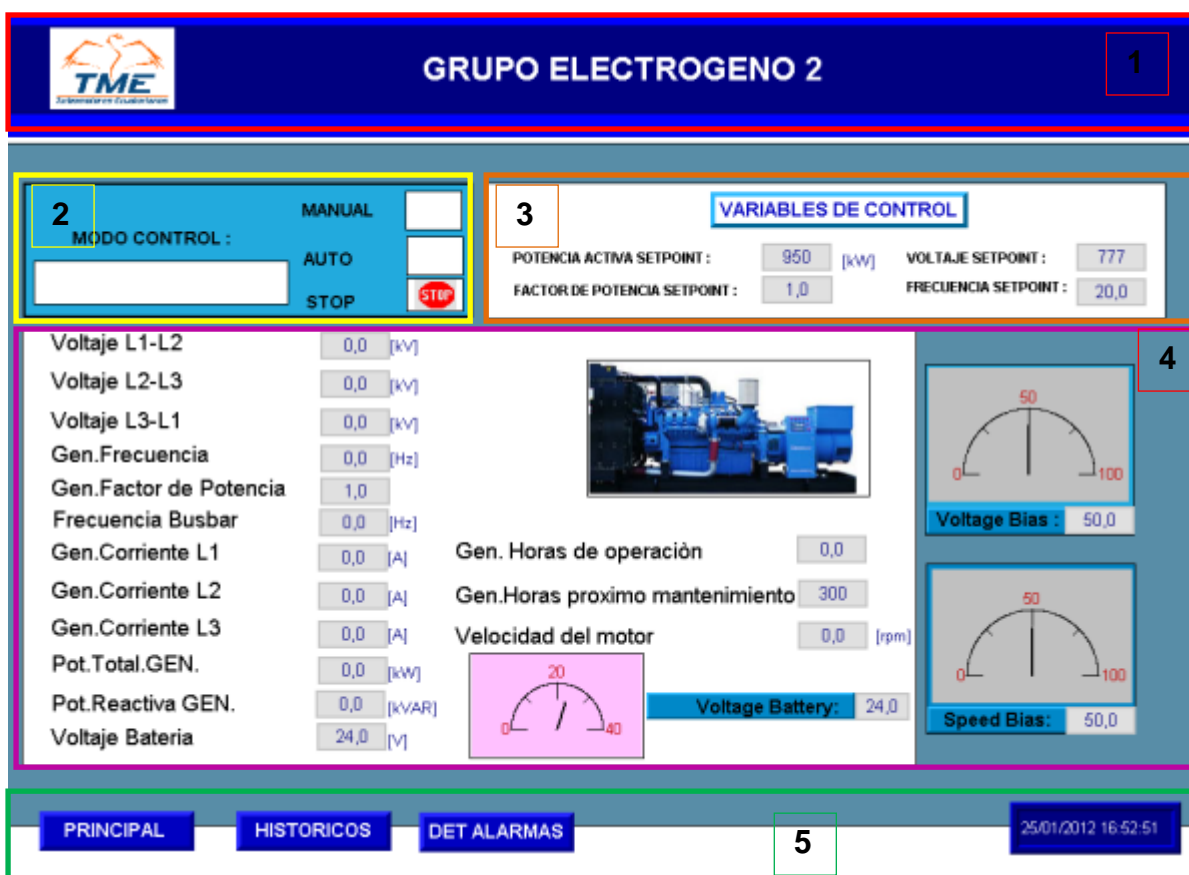


Figura. 3.33. Ventana correspondiente al segundo generador

ÍTEM	DESCRIPCIÓN
1	Identificación del grupo electrógeno a ser monitoreado
2	Identificación de los modos de operación y control del Easygen 3200
3	Visualización de los Setpoints actuales
4	Lectura de señales de control de velocidad y voltaje.
5	Botones de navegación entre las pantallas

Tabla. 3.8 Descripción de los componentes de la ventana del generador 2

Los modos de control a identificar en el Easygen 3200 son:

- Manual
- Automático
- Stop

Los valores actuales de los Setpoints mostrados en la Figura 3.34, a visualizar son:

- Potencia activa
- Factor de potencia
- Voltaje
- Frecuencia



Figura. 3.34. Visualización de los Setpoints

Modificación de los valores de Setpoint

Ingresa a la ventana dando clic sobre **VARIABLES DE CONTROL**, aparecerá la ventana que se muestra en la Figura 3.35, con las opciones detalladas en la Tabla 3.9

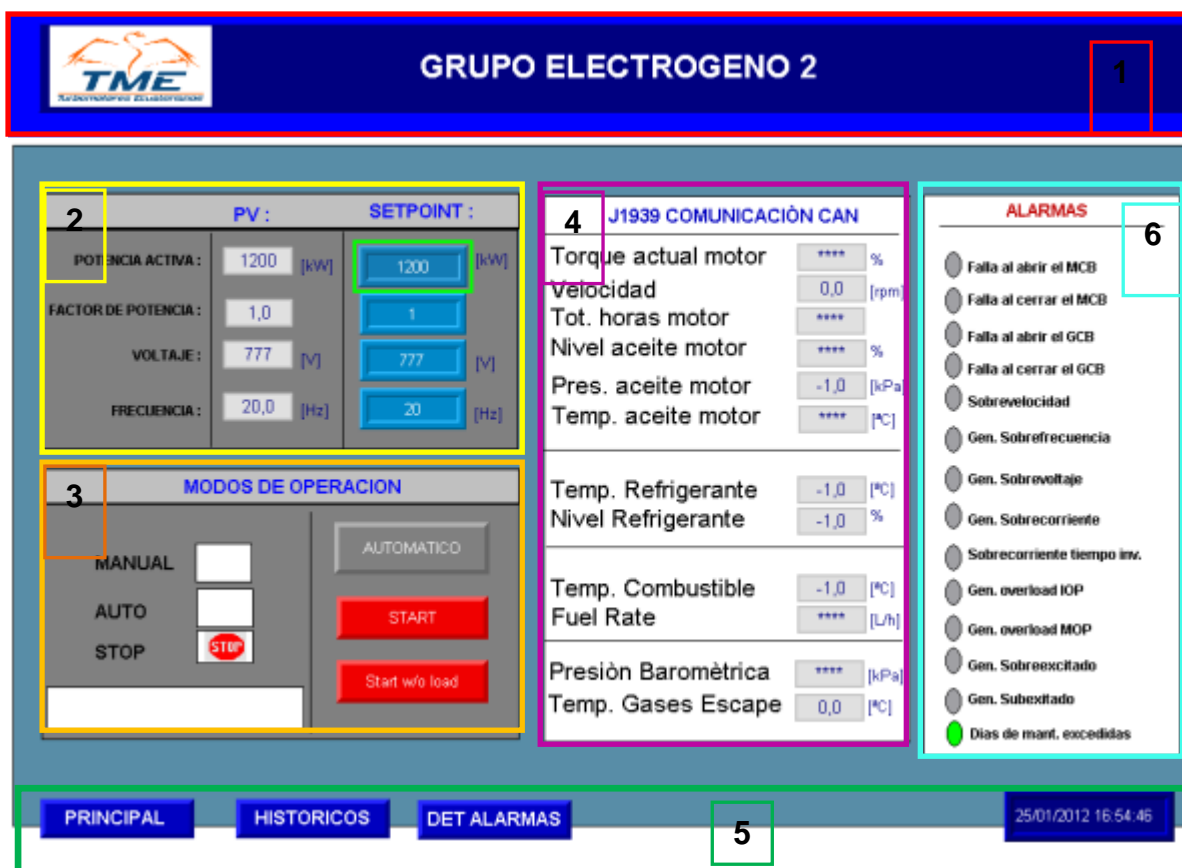


Figura. 3.35. Ventana SETPOINTS

ÍTEM	DESCRIPCIÓN
1	Encabezado para la identificación del grupo electrógeno a ser monitoreado
2	Seteo de los Setpoints y visualización de los valores actuales
3	Identificación de los modos de operación y control del Easygen 3200
4	Lectura de los parámetros CAN J1939
5	Botones de navegación entre las pantallas
6	Visualización de las alarmas activas

Tabla. 3.9 Descripción de los componentes de la ventana Setpoints – J1939 - Alarmas

Ventana de HISTÓRICOS

En la Figura 3.36 se muestra la ventana de Históricos.

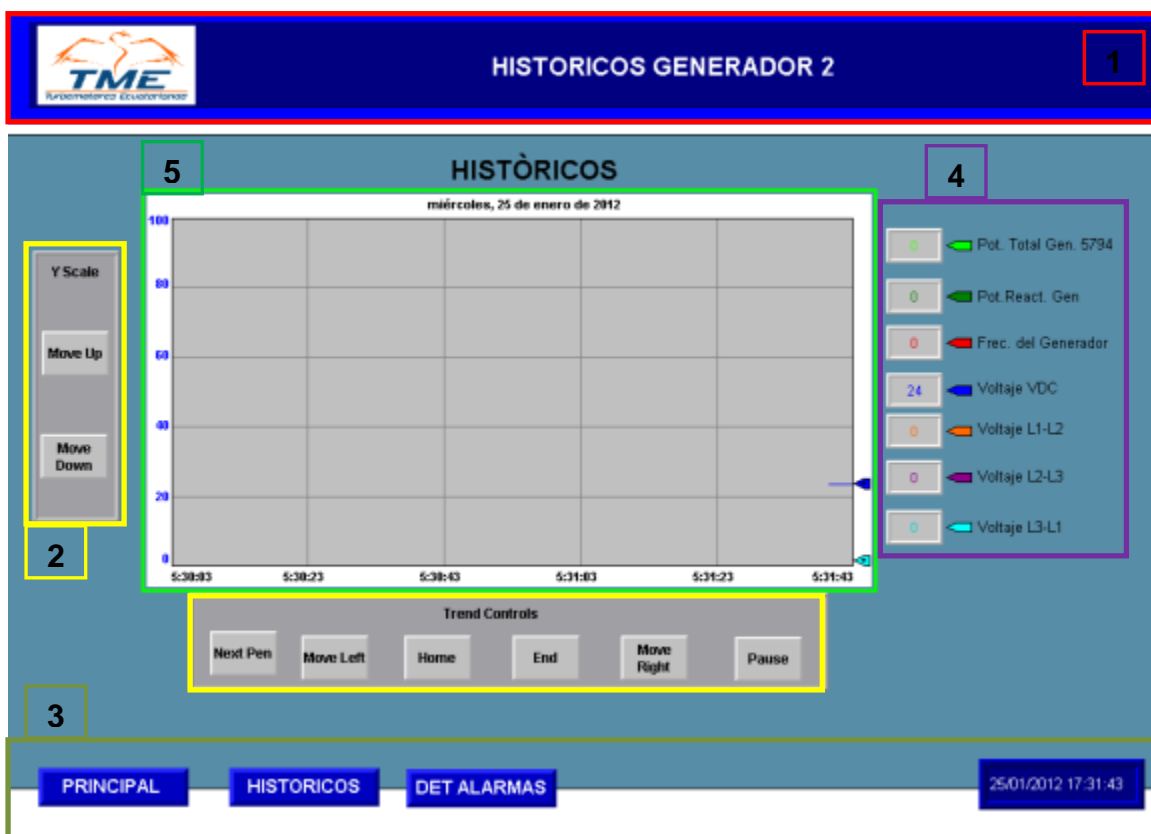


Figura. 3.36. Ventana HISTÓRICOS

En la ventana de históricos se identifica los parámetros detallados en la Tabla 3.10

ÍTEM	DESCRIPCIÓN
1	Identificación del grupo electrógeno a ser monitoreado
2	Botones para el desplazamiento.
3	Botones de navegación entre las diferentes pantallas existentes en el HMI
4	Parámetros a visualizar en el gráfico de históricos.

5	Área donde se presentarán los históricos, la misma que contiene en la parte superior la fecha, en la parte izquierda la escala del eje y en la parte inferior se identifica la hora
----------	---

Tabla. 3.10 Descripción de los componentes de la ventana Históricos

Ventana de ALARMAS

En la Figura 3.37 se muestra la ventana de Alarmas.

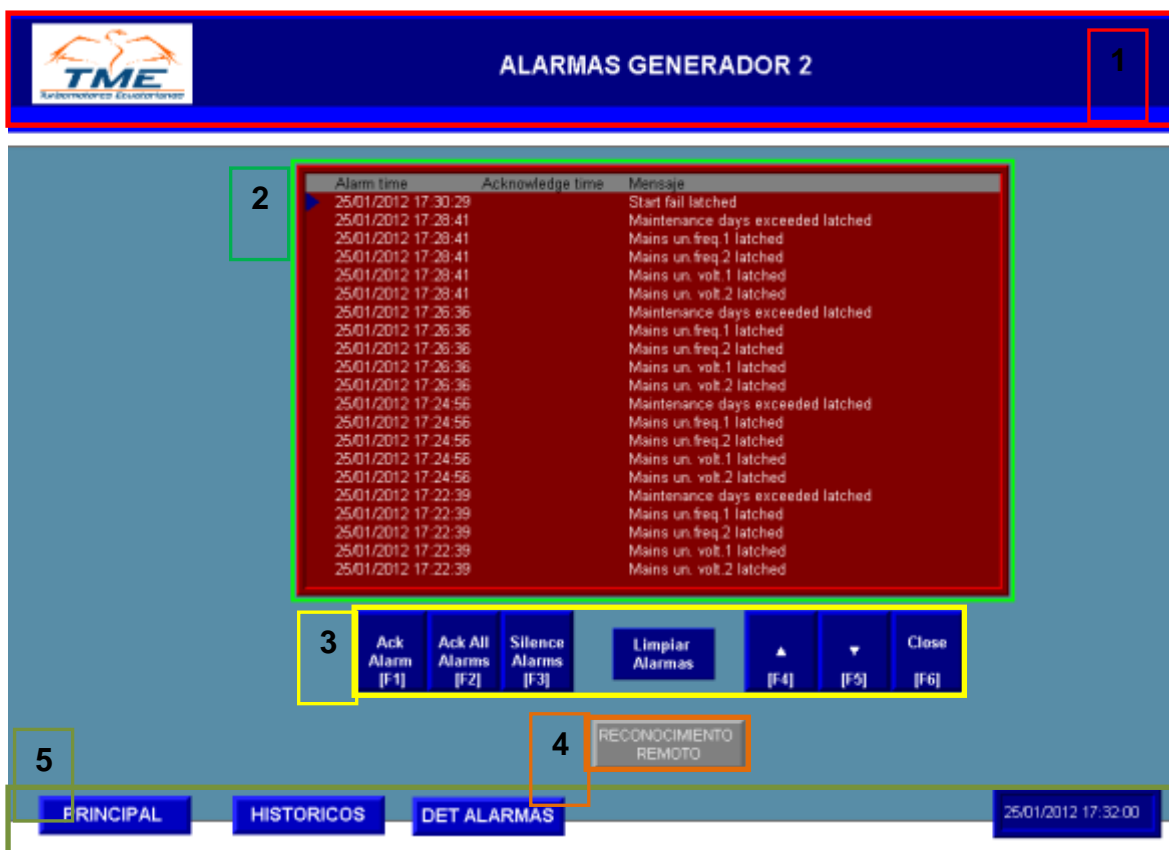


Figura. 3.37. Ventana ALARMAS

La ventana de alarmas posee los elementos detallados en la Tabla 3.11:


ÍTEM	DESCRIPCIÓN
1	Identificación del grupo electrógeno a ser monitoreado
2	Área donde se visualizan todas las alarmas identificadas
3	<p>Botones para la navegación dentro de la ventana de alarmas:</p> <p>Ack Alarm: reconocimiento de una alarma</p> <p>Ack All Alarms: reconocimiento de todas las alarmas</p> <p>Silence Alarms: silenciar las alarmas.</p> <p>Limpiar Alarmas: limpiar las alarmas.</p> <p> permite desplazarse entre las alarmas identificadas de arriba hacia abajo y viceversa</p> <p>Close: cerrar la ventana de alarmas</p>
4	Botón para el reconocimiento remoto de las alarmas
5	Botones de navegación entre las pantallas

Tabla. 3.11 Descripción de los componentes de la ventana Alarmas

3.3. Software y programación EASYGEN 3200, WOODWARD

3.3.1. Woodward Toolkit v.3.6.3

EasYgen-3000 puede ser configurado usando ToolKit software. Como la mayoría de los equipos hoy en día se configuran vía HMI.



ToolKit 3.6.3

El Programa ejecutable se encuentra en CD-ROM, o a través de la página oficial de Woodward, como se muestra en la Figura 3.38.

<http://www.woodward.com/software/software.cfm>

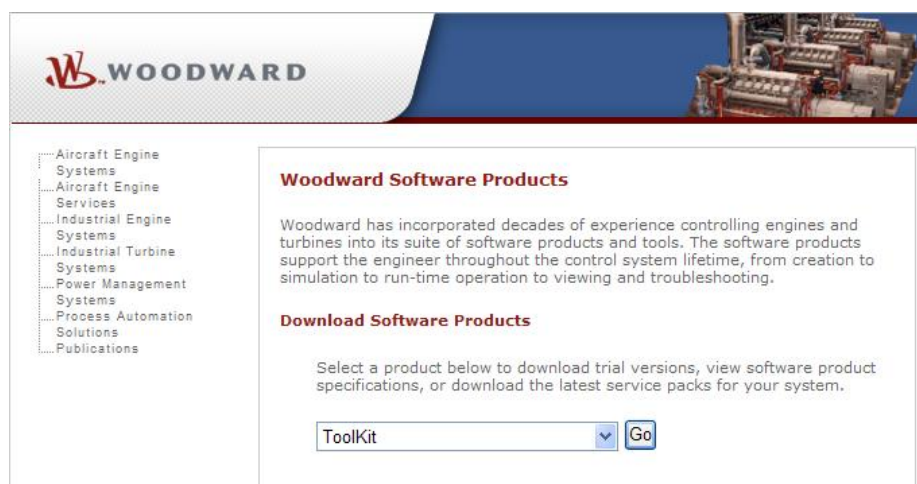


Figura. 3.38. Descarga de software en la página de Woodward

Una vez descargado el software se realiza la instalación de la siguiente manera:

- Clic en Run para comenzar con la instalación ToolKit
- Clic en Next para comenzar con el asistente de configuración como se muestra en la Figura 3.39



Figura. 3.39 Instalación del Toolkit

Configurar Toolkit

Toolkit requiere de una aplicación específica que se encuentra en los archivos de configuración para cada revisión Easygen, para habilitar esta aplicación es necesario tener los siguientes archivos:

Toolkit Files

Toolkit uses the following files:

*.WTOOL

8440-1831-NEW_US_5418-2752-NEW_32.WTOOL

*.SID

5418-2752-NEW.SID

*.WSET

Estos archivos de configuración se descargan de la página oficial <http://www.woodward.com/power/easygen-3000.cfm> de acuerdo al siguiente esquema que se muestra en la Figura 3.40.

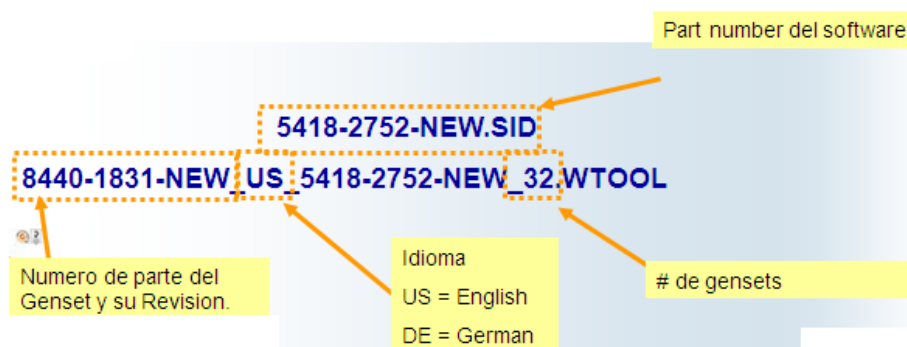


Figura. 3.40. Descripción de los datos de las aplicaciones del Easygen

Una vez instalado el programa se deberá ir al software Toolkit como se muestra en la Figura 3.41.



Figura. 3.41. Ingreso al software Toolkit

Se desplegará la ventana que se muestra en la Figura 3.42:

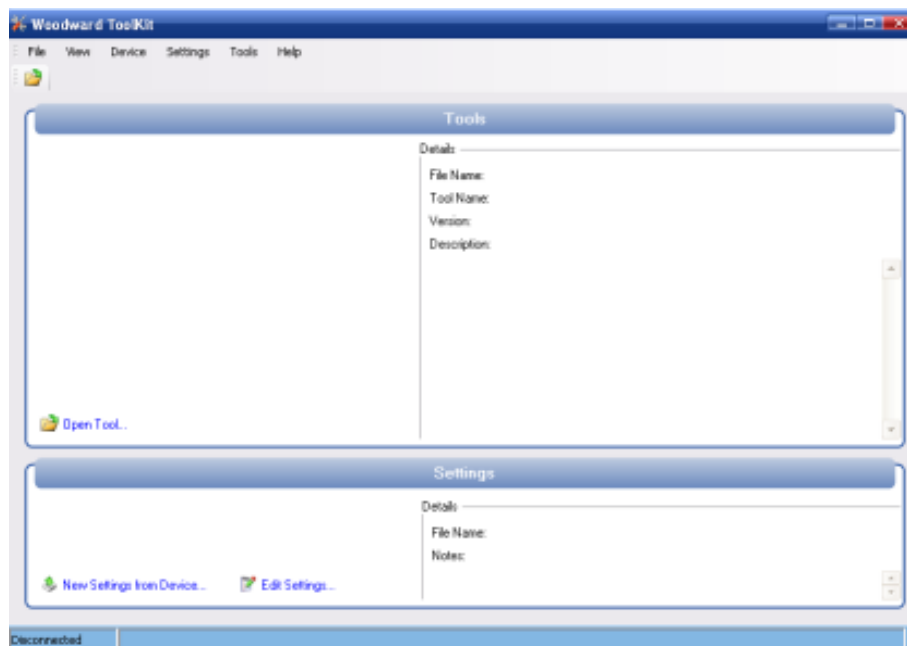


Figura. 3.42. Pantalla inicial del Toolkit

De acuerdo al **Part No.** Del Easygen que se utilice debemos instalar la aplicación en este caso nuestro **Part No. 8440-1925-E**

Clic en Open Tool, direccionar a la carpeta donde se instaló Toolkit/Applications y seleccionar el archivo .wtool correspondiente al 8440-1925E, como se muestra en la Figura 3.43.

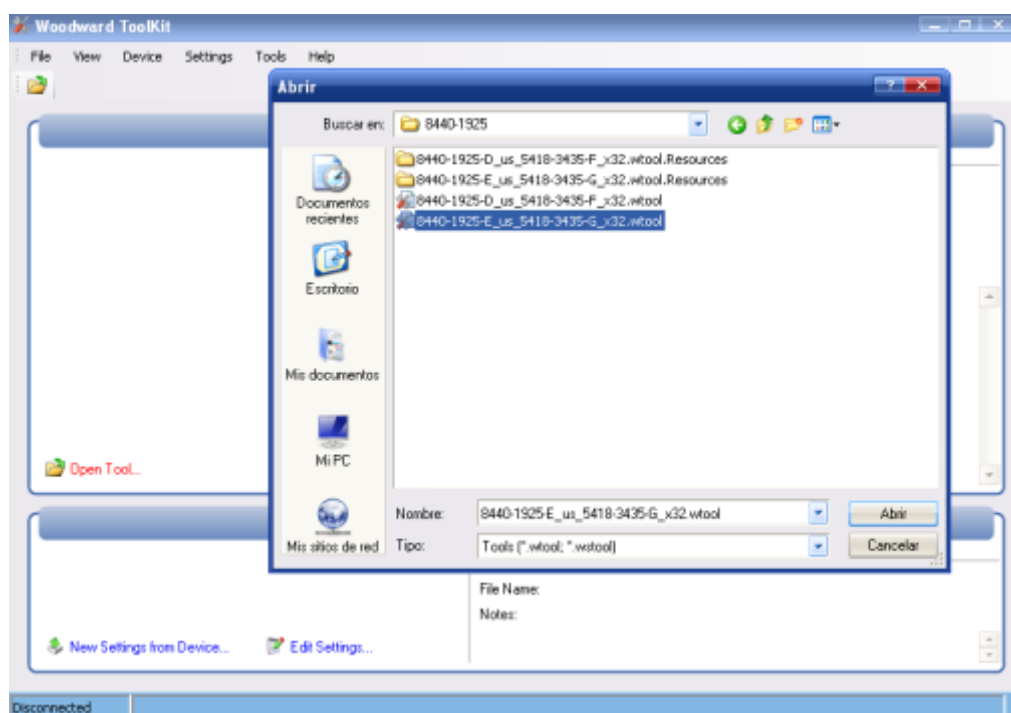


Figura. 3.43. Aplicación a ser utilizada

Clic en Connect/ determinar el puerto, como se muestra en la Figura 3.44.

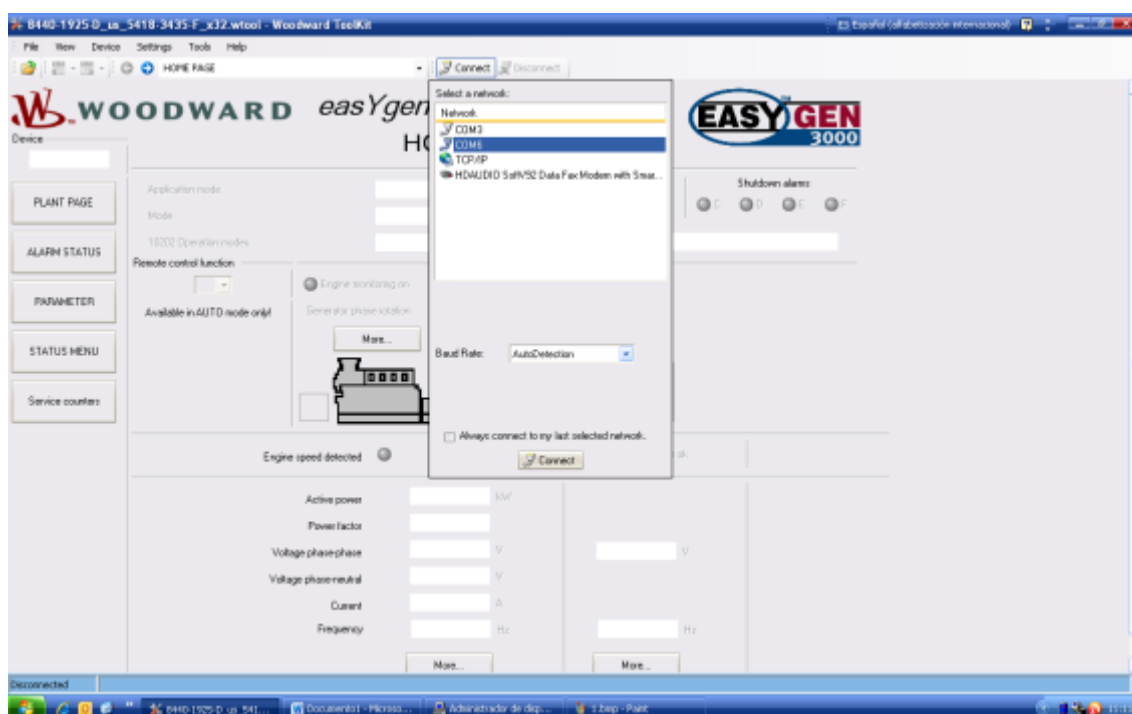


Figura. 3.44. Elegir el COM respectivo

Al ingresar a la ventana HOME del Toolkit pedirá direccionar a la carpeta donde se encuentre el archivo .SID para poder trabajar correctamente, como se muestra en la Figura 3.45

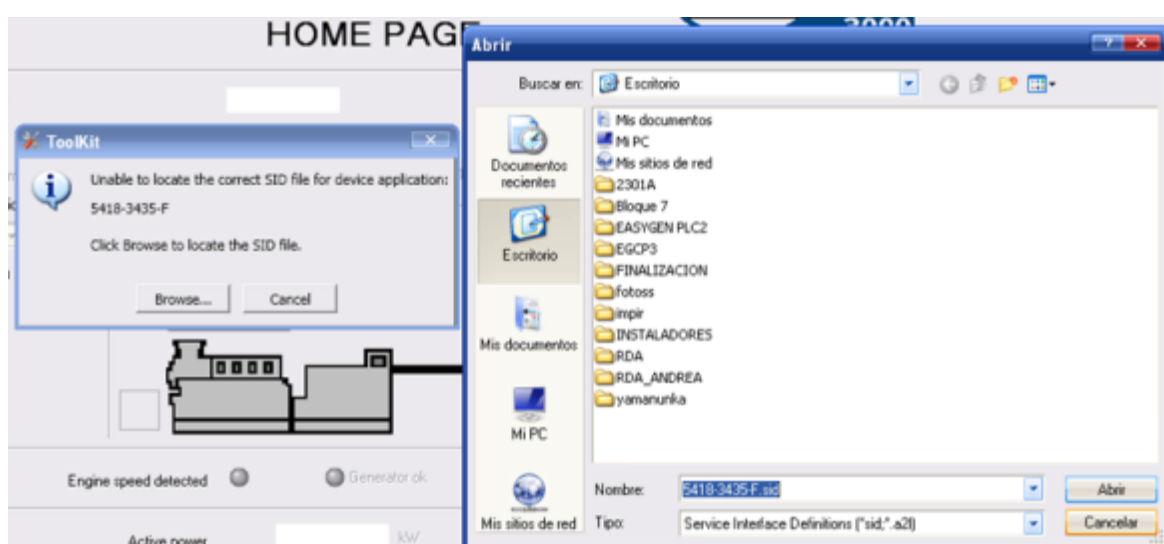


Figura. 3.45. Elegir el archivo .SID respectivo

Seleccionar en Tool Device la opción Tool Configurator como se muestra en la Figura 3.46.

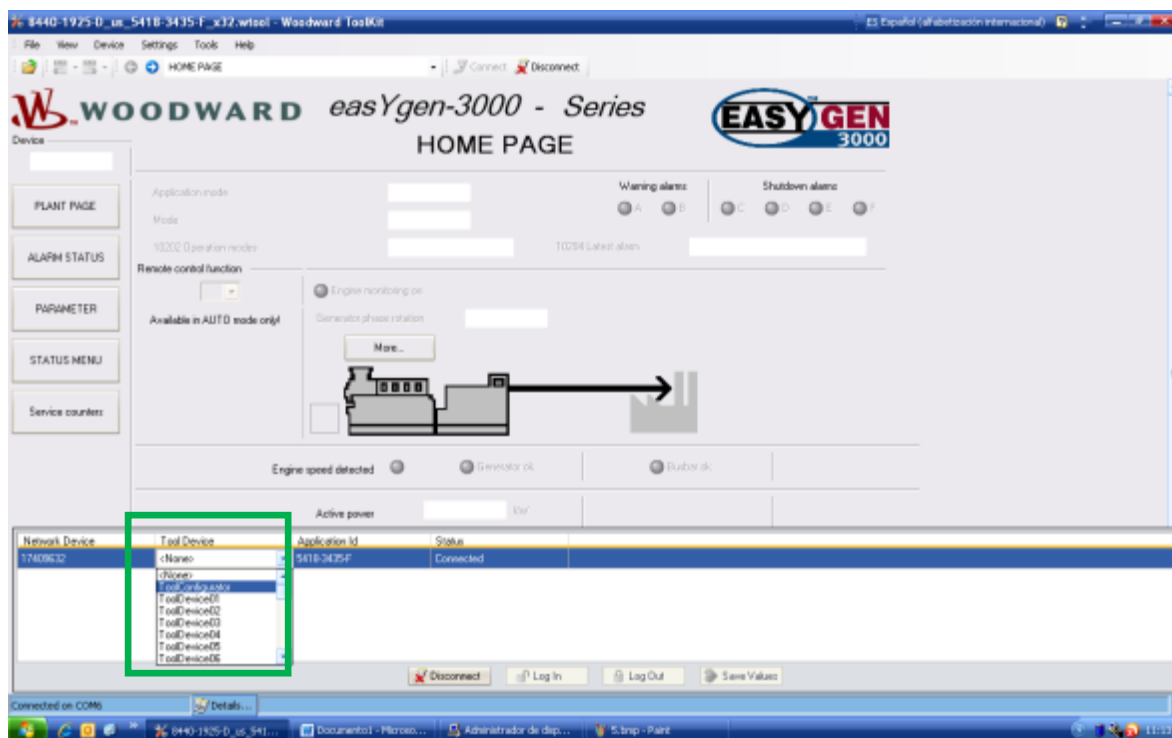


Figura. 3.46. Tool Device

Finalmente ingresar la contraseña (3) que permite configurar los parámetros necesarios ONLINE.

3.3.1.1. Componentes básicos del programa

Toolkit es un software que se utiliza para la configuración de los administradores energéticos Easygen de Woodward presentando los siguientes componentes.

La pantalla principal que se muestra en la Figura 3.47:

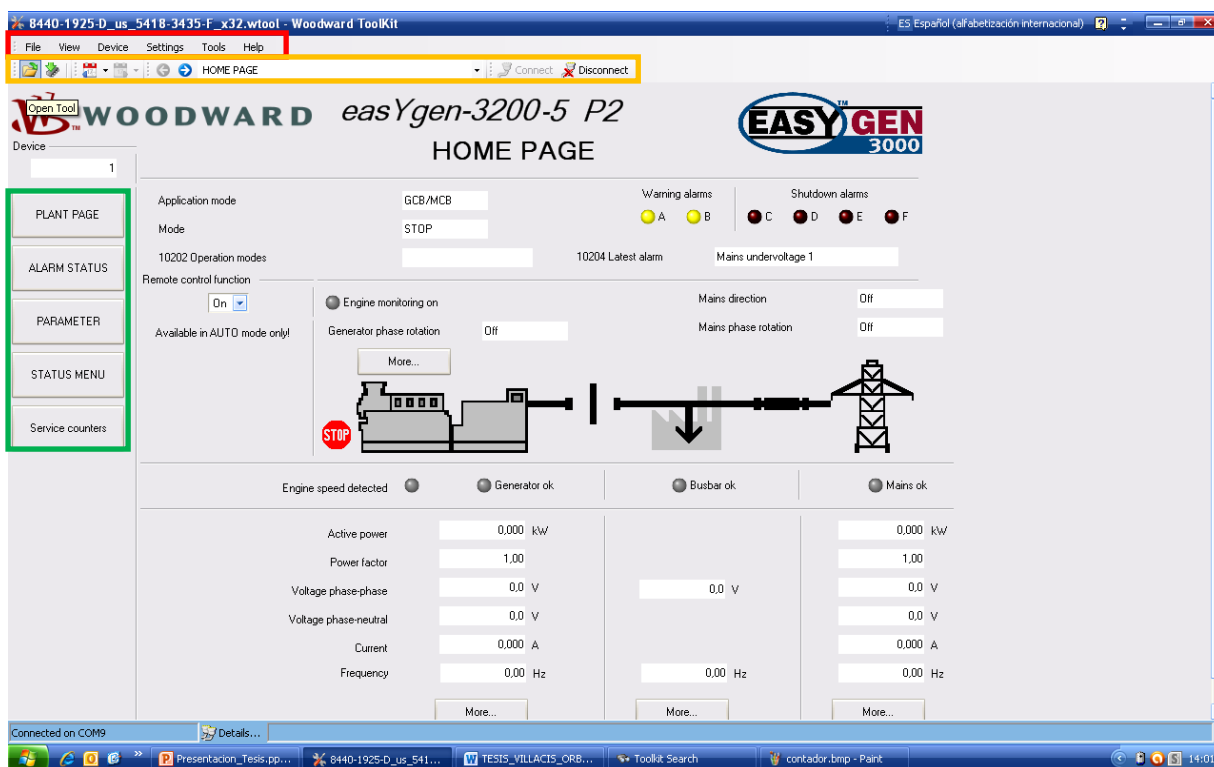


Figura. 3.47. Pantalla inicial del software Toolkit

3.3.1.2. Configuración

Los parámetros para poder configurar el administrador energético Easygen 3200 son:

- Configuración de interfaces
- Configuración de Generador
- Configuración Aplicacion
- Configuración Inputs / Outputs
- Configuración de Interfaces
- Configuración Monitoreo de Alarmas

Recordar que las unidades necesitan diferente número de dispositivo como se muestra en la Figura. 3.48.

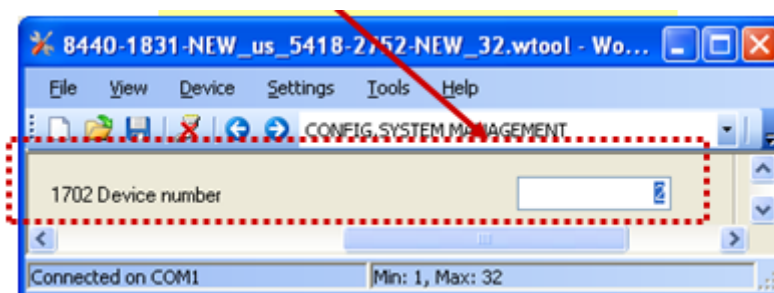


Figura. 3.48. Identificación del número de dispositivo del Easygen

Configuración Interfaces

Protocolo Modbus

Configurar el número de protocolo Modbus a ser utilizado como se visualiza en la Figura 3.49.

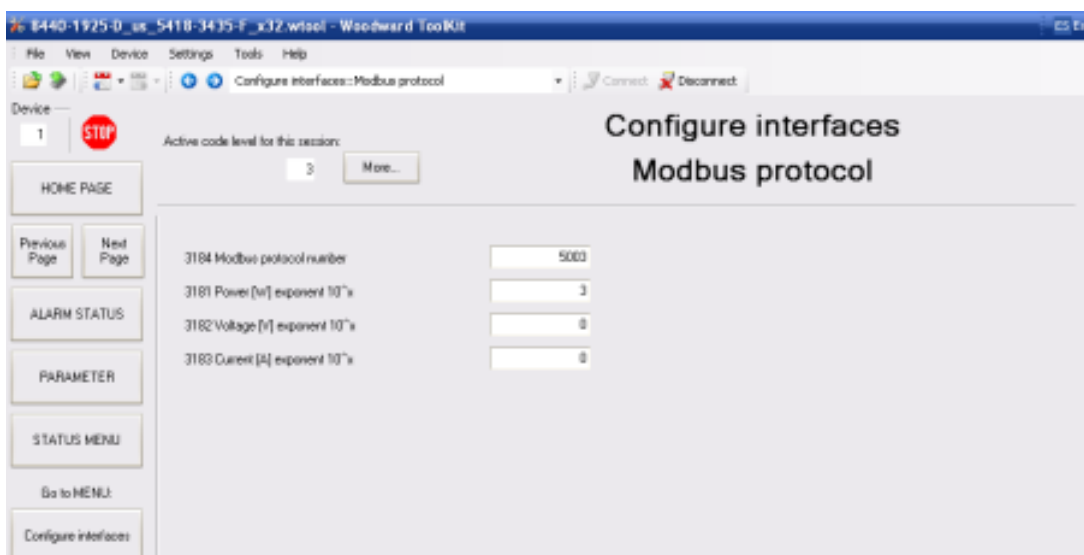


Figura. 3.49 Configuración del protocolo Modbus

Adicional la velocidad de baudios, paridad, bits de parada, numero de ID para que actúe como esclavo y activar el protocolo Modbus, como se visualiza en la Figura. 3.50



Figura. 3.50. Configuración Modbus

NOTA: El número de dispositivo se establecerá como se muestra en la Tabla 3.12.

No. De PLC	Easygen: numero del dispositivo
PLC1	3
PLC2	2
PLC3	4

Tabla. 3.12 Establecimiento del número de dispositivo para cada Easygen

Protocolo CAN J1939

Energizar el módulo SAM para leer los datos.

En el parámetro Device Type seleccionar la opción ADEC MTU para realizar el reconocimiento, como se muestra en la Figura 3.51.

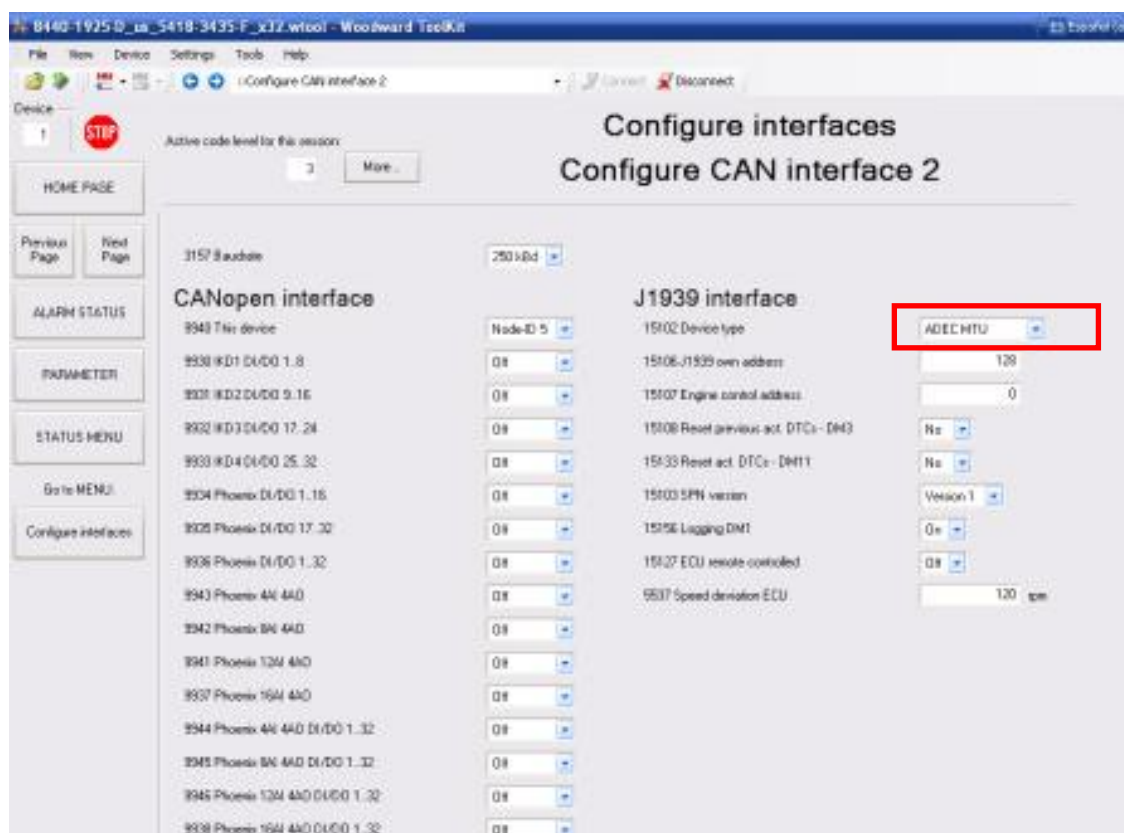


Figura. 3.51. Protocolo CAN J1939

Configuración de Generador

- Configuración de Velocidad nominal del Motor.
- Configuración de V, I, Kw, Kvar, Barra principal, Red Principal del Generador.
- Configuración de Transformadores de corriente y Potencial.
- Configuración de Measurement.

En la Figura 3.52 se muestra la configuración de los elementos mencionados.

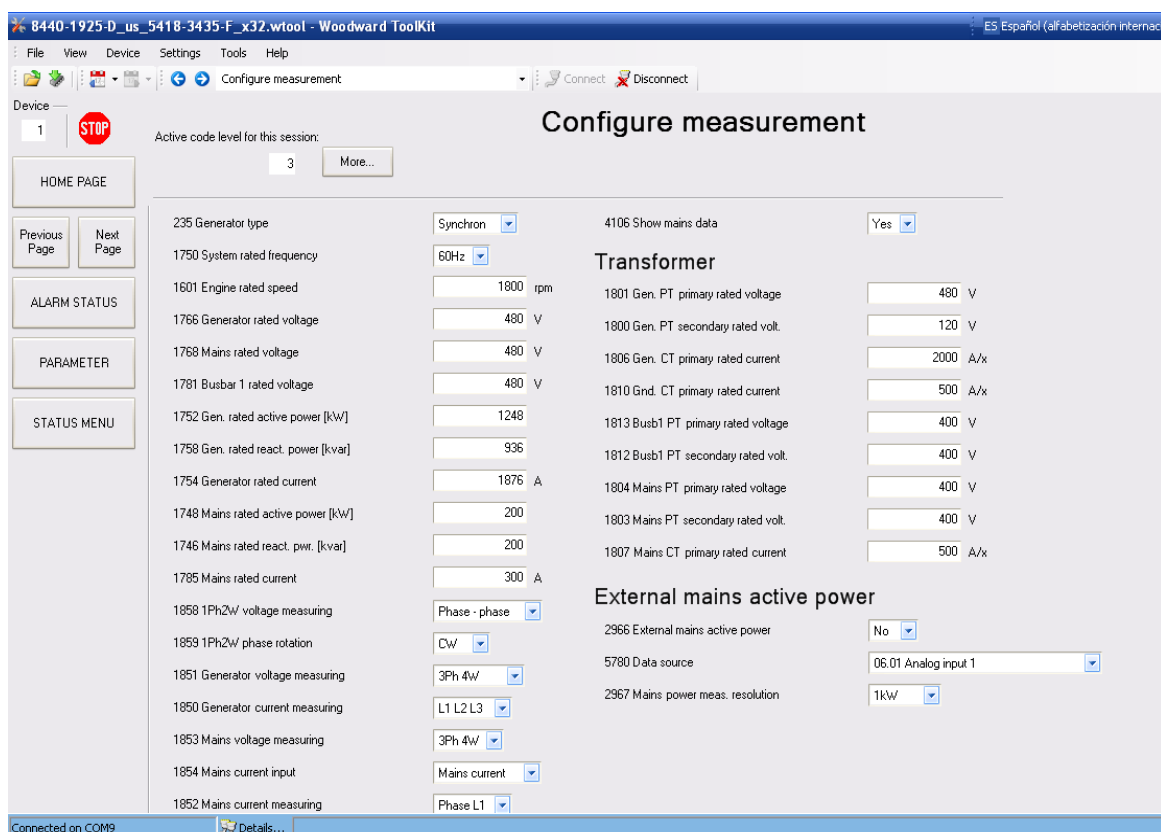


Figura. 3.52. Configuración del generador

Configuración Aplicación

En este menú se configura los siguiente parámetros:

- Parámetros del motor
- Configuración de arranque en automático
- Configuración en modo crítico
- Configurar modo Arranque/parada dependiendo de la carga
- Configuración de arranque en emergencia
- Configuración de Modo de operación Breaker
- Configuración de operación de GCB/MCB
- Configuración de Sincronoscopio

Configuración Motor

En este Menu se configura los siguiente parámetros como se muestra en la Figura. 3.53:

- Tipo de Motor: Gas, Diesel.
- Pre-Lubricamiento de Motor.
- MPU(Magnet Pickup).
- CoolDown Time.
- Idle time.
- Idle speed.
- Tiempo de arranque.

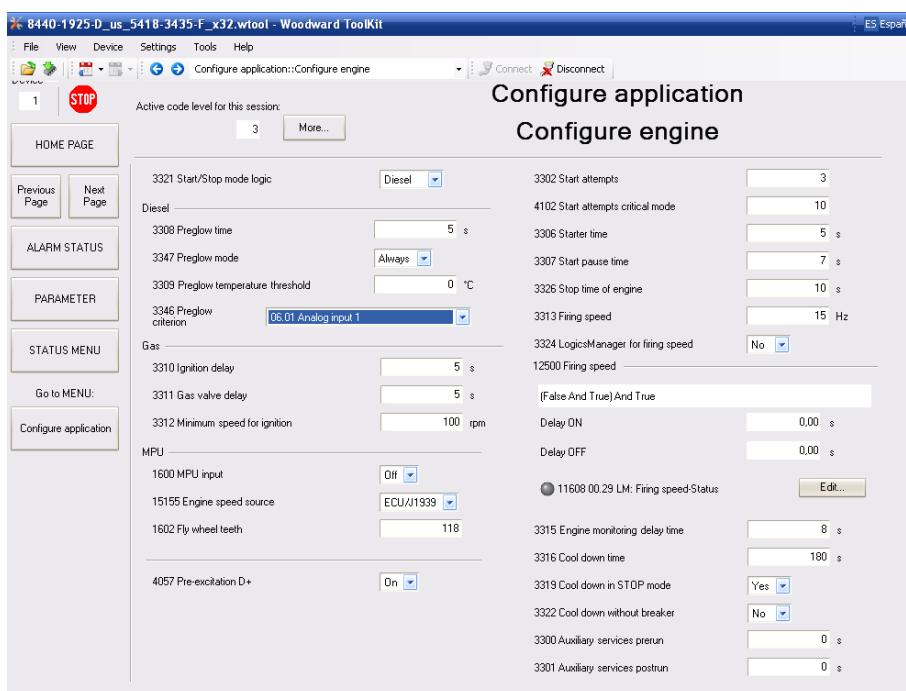


Figura. 3.53. Configuración del motor

Configuración Breaker

En este menú se configura los siguiente parámetros como se muestra en la Figura. 3.54:

- Modo de aplicación GCB.
- Modo transición del disyuntor.

- Deteccion de Barra muerta.

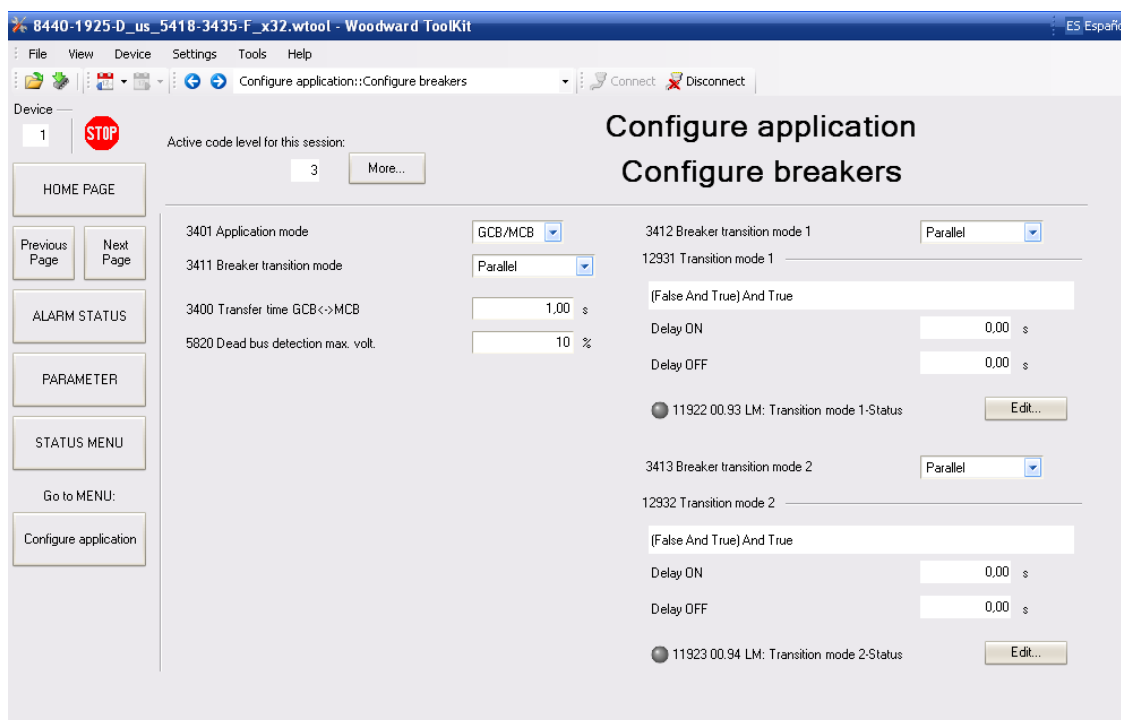


Figura. 3.54. Configuración de Breakers

En este menú se configura los parámetros del GCB como se muestra en la Figura. 3.55:

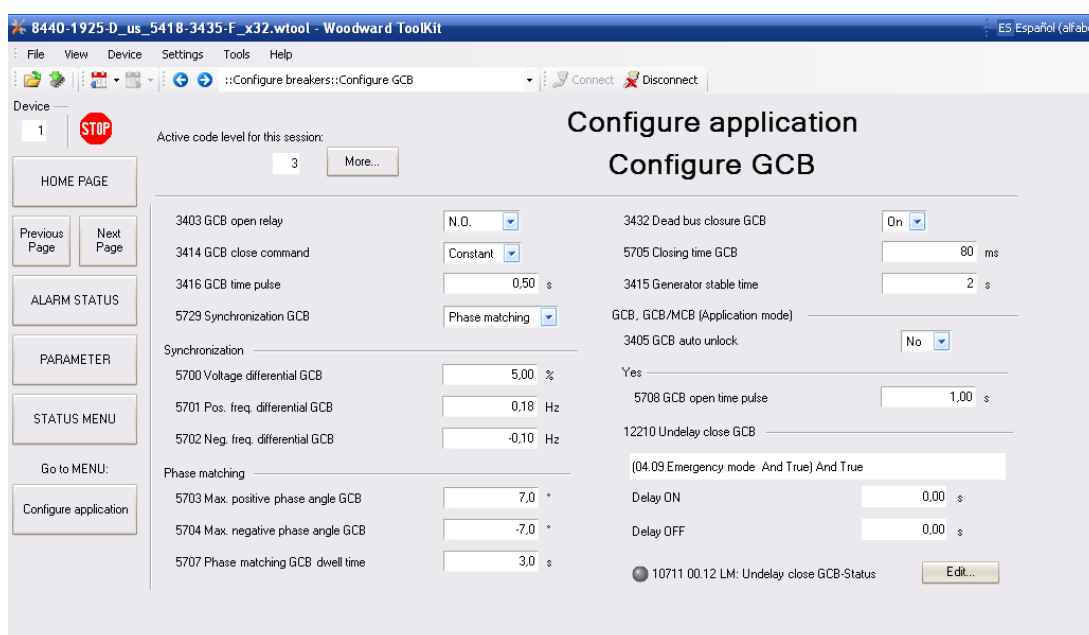


Figura. 3.55. Configuración del GCB

En este menú se configura los parámetros del MCB como se muestra en la Figura. 3.56:

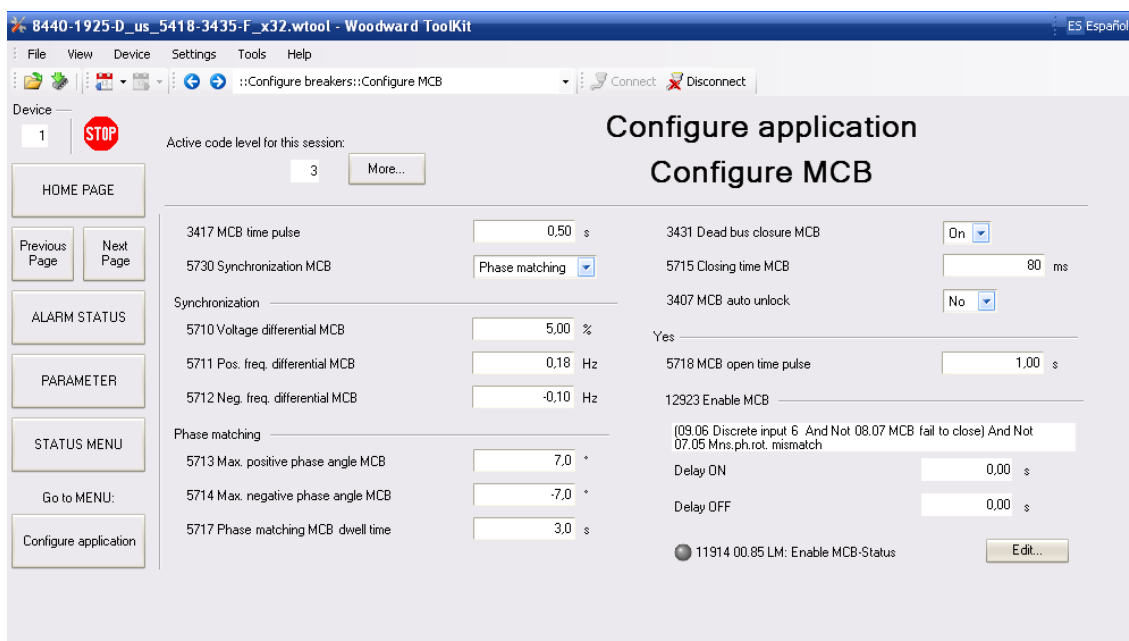


Figura. 3.56. Configuración del MCB

Múltiples modos de sincronización

- **RUN**

Activar la sincronización. Las señales de control hacia el regulador de velocidad y voltaje están activadas, además el comando para cierre del breaker está habilitado.

- **CHECK**

La sincronización es simulada. Las señales de control hacia el regulador de velocidad y voltaje están activadas, pero cierra el Breaker es simulado.

En este menú se configura los parámetros para la sincronización como se muestra en la Figura. 3.57.

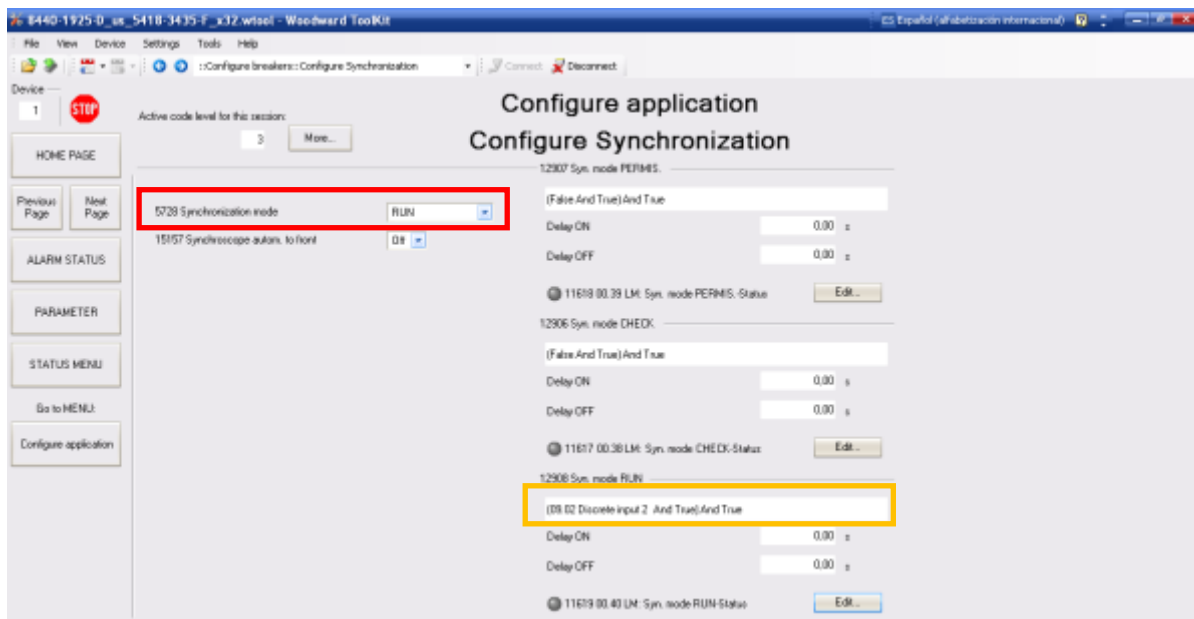


Figura. 3.57. Configuración Sincronización

Configuración Entradas/Salidas

En la Figura. 3.58 se muestra el menú de entradas y salidas.

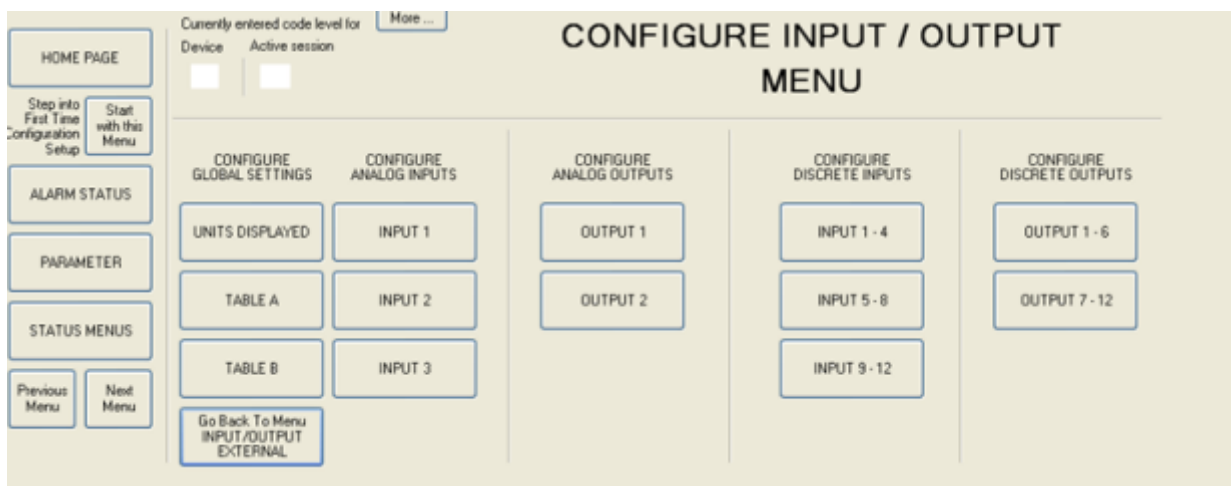


Figura. 3.58. Configuración de entradas y salidas

Configurar las siguientes I/O:

- Configurar Entradas Discretas
- Configurar Salidas discretas
- Configurar entradas análogas
- Configurar Salidas análogas
- Configurar I/O Externas
- Configurar tablas para dimensionar I/O Análogas

Entradas discretas

- Al usar las entradas discretas es posible tener el control de alarmas, temporizadores, textos. Reply GCB, Reply MCB.

En la Figura. 3.59, se muestra el display de las entradas y salidas discretas.

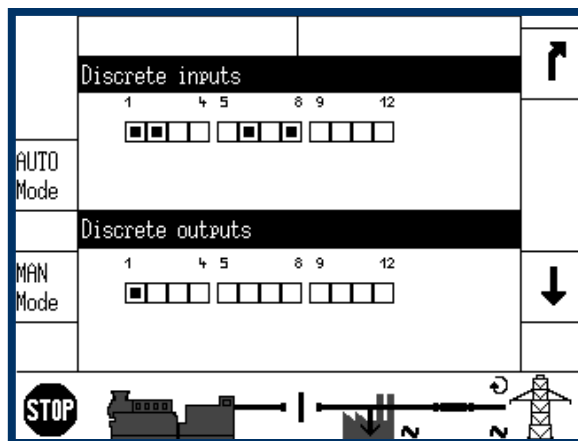


Figura. 3.59. Entradas/Salidas discretas

En la Figura. 3.60, se muestra la configuración de las entradas y salidas discretas.

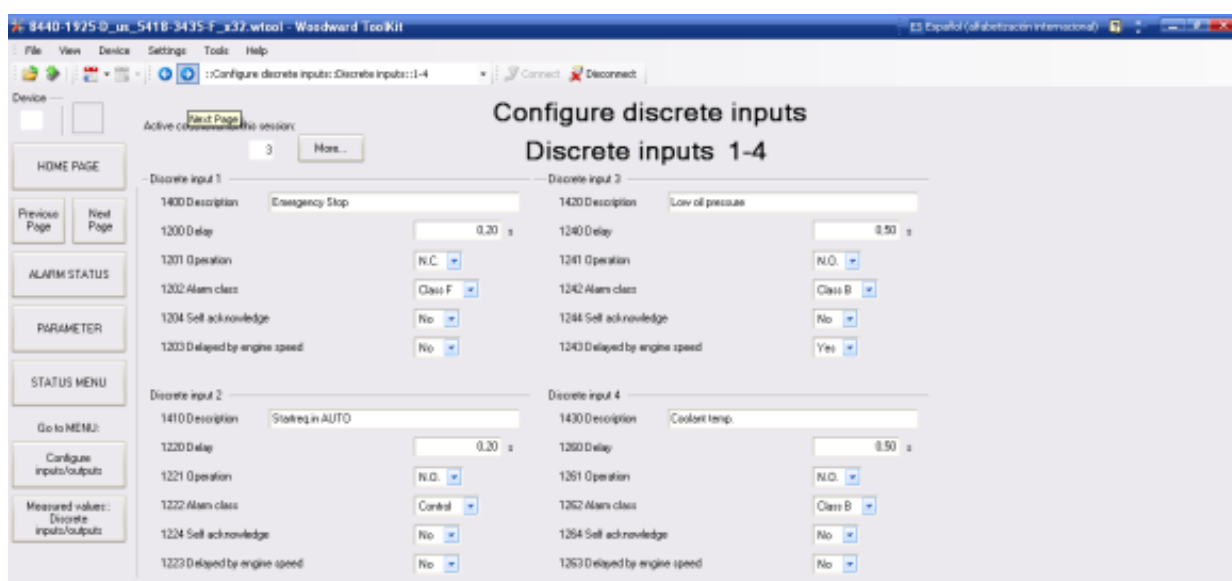


Figura. 3.60. Configuración de las entradas discretas

Una de las entradas digitales conectadas en el Easygen 3200 es el paro de emergencia externo que puede ser accionado desde el tablero donde se encuentra el módulo SAM dentro de los contenedores, para lo cual se realizaron las siguientes configuraciones detalladas en la Figura 3.61 y la Tabla 3.13.

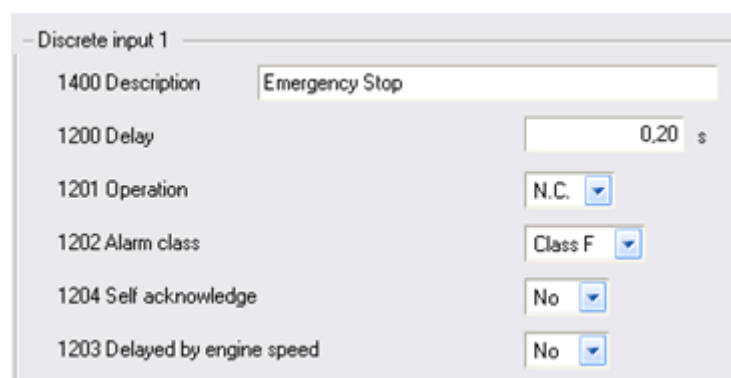


Figura. 3.61. Componentes a configurar DI

Elementos	Descripción
Descripción	nombre de la alarma a visualizarse en el status del administrador energético
Retardo	tiempo de demora
Operación	definir si es normalmente cerrado o normalmente abierto
Clase de Alarma	definir la clase de alarma
Auto reconocimiento	activar auto reconocimiento una vez que se hayan tomado las respectivas medidas

Tabla. 3.13 Elementos a configurar en las entradas digitales

NOTA: Una entrada digital utilizada para control (activar o desactivar) necesita la configuración detallada en la Figura 3.62:

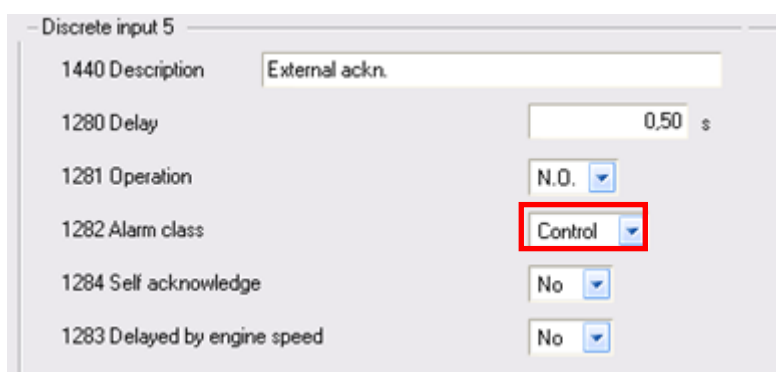


Figura. 3.62. DI utilizada para controlar

Salidas discretas

Las salidas discretas de relé se conectan a un dispositivo externo como se muestra en la Figura 3.63, que accione los comandos de apertura y cierre del breaker, Zumabadores, Luces piloto, encendido

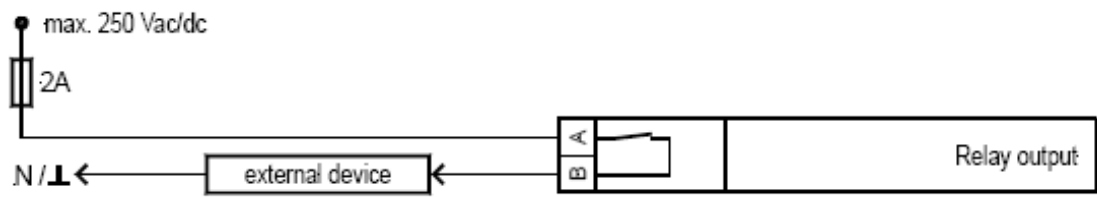
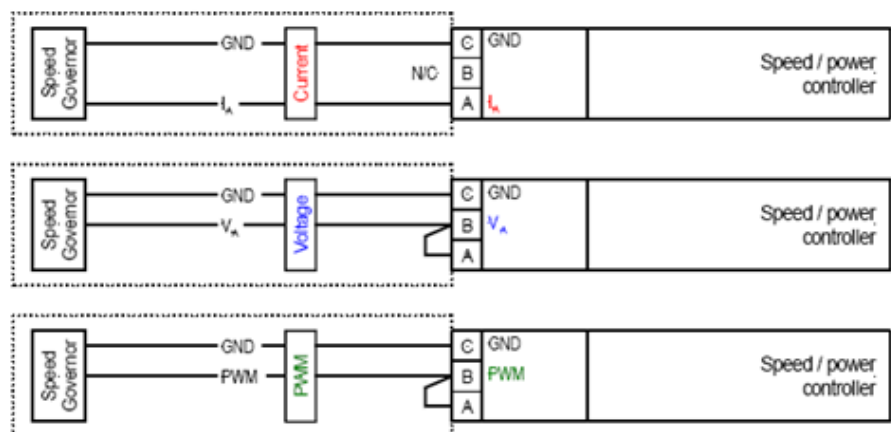


Figura. 3.63 Salidas Discretas

Salidas analógicas

Las salidas analógicas se conectan a un dispositivo de control como se muestra en la Figura 3.64.



Type	Terminal		
I Current	A	15	I_A
	B	16	
	C	17	GND
V Voltage	A	15	
	B	16	V_A
	C	17	GND
PWM	A	15	
	B	16	PWM
	C	17	GND
I Current	A	18	I_A
	B	19	
	C	20	GND
V Voltage	A	18	
	B	19	V_A
	C	20	GND
PWM	A	18	
	B	19	PWM
	C	20	GND

Figura. 3.64. Salidas Analógicas

La señal de control va al Gobernador o al AVR, y esta señal se escoge en base a las características del control, estas señales pueden ser de Corriente, Voltage o PWM.

Las salidas analógicas configuradas para el sistema son:

Speed bias: controla la velocidad del generador, el rango de esta señal depende del equipo, en este caso es de 0-10VDC

Voltage bias: controla el voltaje del generador, el rango de esta señal depende del equipo, en este caso es de 0-10VDC

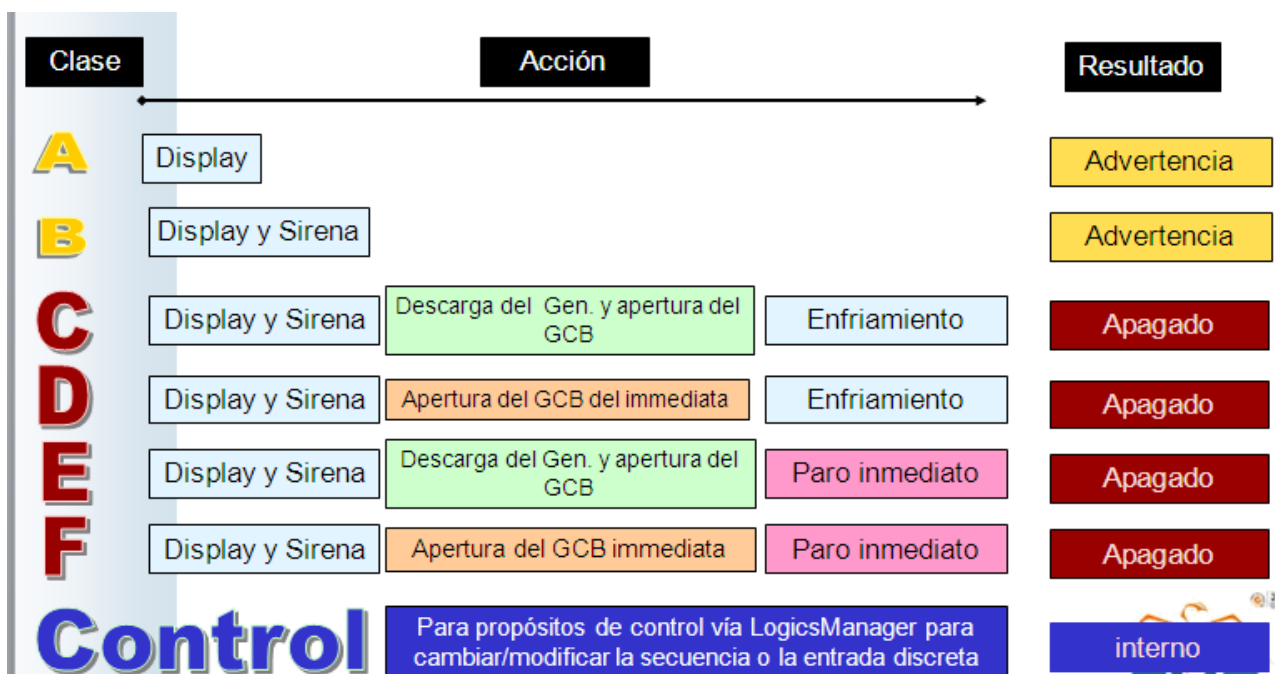
Los parámetros de voltaje y speed bias se visualizarán en porcentajes para lo cual es indispensable tener en cuenta las configuraciones detalladas en la Tabla 3.14:

Elementos	Descripción
Dato de Fuente	Se deberá especificar el nombre de la salida a ser utilizada
Seleccionar tipo de señal	La señal correspondiente de acuerdo a los planos de referencia.
Definir porcentaje de salida min.	Valor de porcentaje mínimo
Definir porcentaje de salida max.	Valor de porcentaje máximo

Tabla. 3.14 Descripción de los elementos a configurar en las salidas analógicas

Configuración Alarmas

Tipos de Alarmas



Identificar las alarmas que se van a tomar en cuenta para la configuración y proteccion del sistema.

La Figura 3.65 muestra la configuración de una alarma de sobrevoltaje.

Overvoltage level 1

3450 Monitoring On

3454 Limit V

3455 Delay s

3451 Alarm class Class B

3452 Self acknowledge No

3453 Delayed by engine speed No

Figura. 3.65. Componentes a configurar en las alarmas

3.4. Configuración del módulo SAM

Previo a la configuración de la tarjeta CCB2 energizar el módulo SAM con 24 VCC:

La Figura 3.66 muestra el Modulo SAM



Figura. 3.66. Energización del módulo SAM

Una vez inicializado presionar por 5 segundos la tecla ESC+ENTER e ingresar el password para configurar.

NOTA: la contraseña (password) que se debe ingresar son las horas de funcionamiento del motor.

Finalizada la configuración se visualizará ECU Service Complete, de esta forma se verifica el correcto funcionamiento de la tarjeta CCB2 para la habilitación de la comunicación J1939.

Para la identificación de los parámetros del motor mediante el protocolo de comunicación CAN J1939, además de habilitar la tarjeta CCB2 es necesario enviar la señal de ignición que necesita el ADEC para establecer la comunicación.

La Figura 3.67 muestra el módulo ADEC sin conexión con el módulo SAM.

Si la tarjeta ADEC se encuentra sin conexión, el led no se enciende.



Figura. 3.67. Módulo ADEC sin conexión

Una vez enviada la señal de ignición se verifica en la Figura. 3.68 que el módulo ADEC estableció conexión con el módulo SAM.

Si la tarjeta ADEC se encuentra con la conexión establecida se enciende el led.



Figura. 3.68 ADEC conectado

CAPÍTULO IV

4. PRUEBAS REALIZADAS

4.1. PRUEBAS Y RESULTADOS DEL SISTEMA SCADA

Se presenta las pruebas realizadas con el grupo electrógeno 2 el mismo que posee las siguientes configuraciones:

4.1.1 Lectura de parámetros

Verificación de los datos adquiridos por medio del protocolo Modbus.
La Figura 4.1 muestra los datos obtenidos vía Modbus.

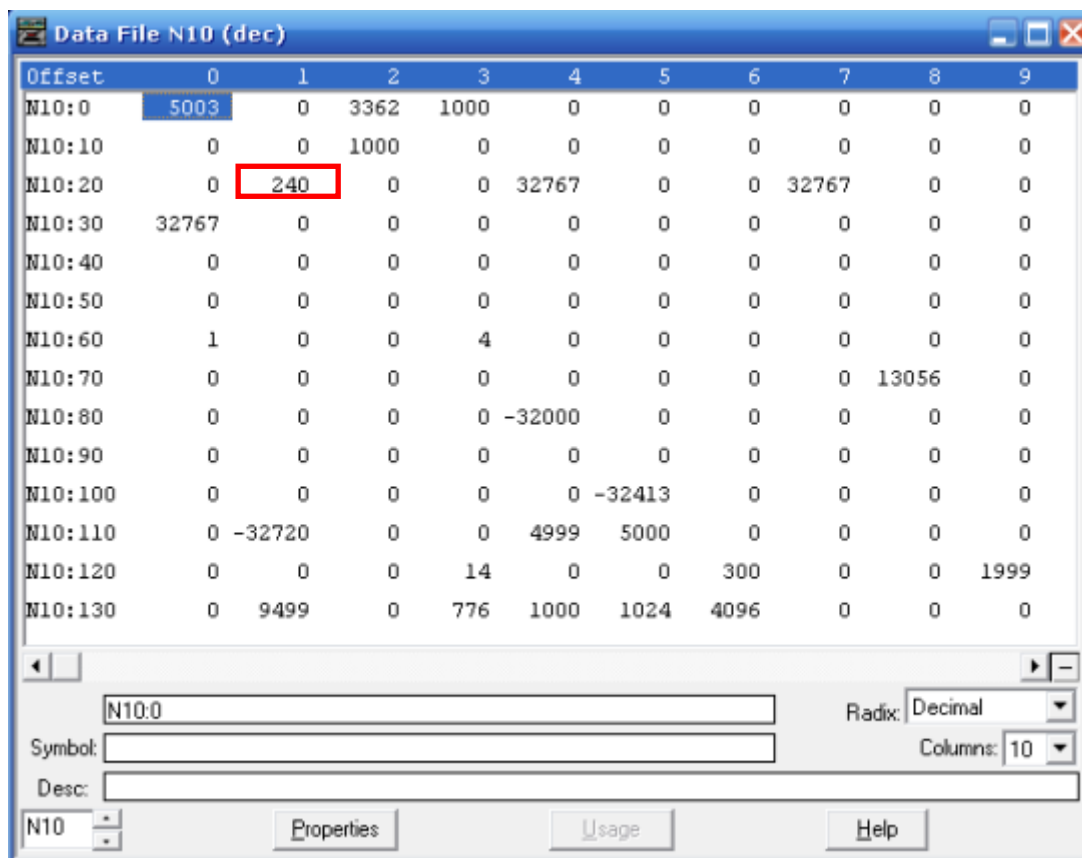


Figura. 4.1. Lectura de parámetros en RsLogix

Se visualiza en el software RsLogix el valor de 240 que es la alimentación del administrador energético, para el HMI se multiplica por 0.1, esto se hace referencia según el manual del Easygen 3200 al utilizar el protocolo Modbus como se muestra en la Figura 4.2.

Manual 37418 easYgen-3000 Series - Genset Control

Modicon start addr.	Start addr. (*1)	CAN Data byte 0 (Mux)	Data byte	Parameter ID	Description	Multiplier	Units
450016	450015	5	1,2	209	Bus bar 1: Frequency	0.01	Hz
450017	450016	5	3,4,5,6	216	Av. Bus bar1 Delta-Voltage	0.1	V
450019	450018	6	1,2		internal		
450020	450019	6	3,4		internal		
450021	450020	6	5,6		internal		
450022	450021	7	1,2	10110	Battery voltage	0.1	V
450023	450022	7	3,4,5,6	207	Av. Mains Current	0.001	A

Figura. 4.2. Direcciones Modbus indicadas en el manual del Easygen

Como resultado se observa en la Figura 4.3, el valor de la alimentación del administrador energético en el HMI.



Figura. 4.3. Verificación del dato leído correspondiente a la fuente de alimentación en el HMI

El dato visualizado en el Easygen 3200 mediante el software Toolkit se presenta en la Figura 4.4.

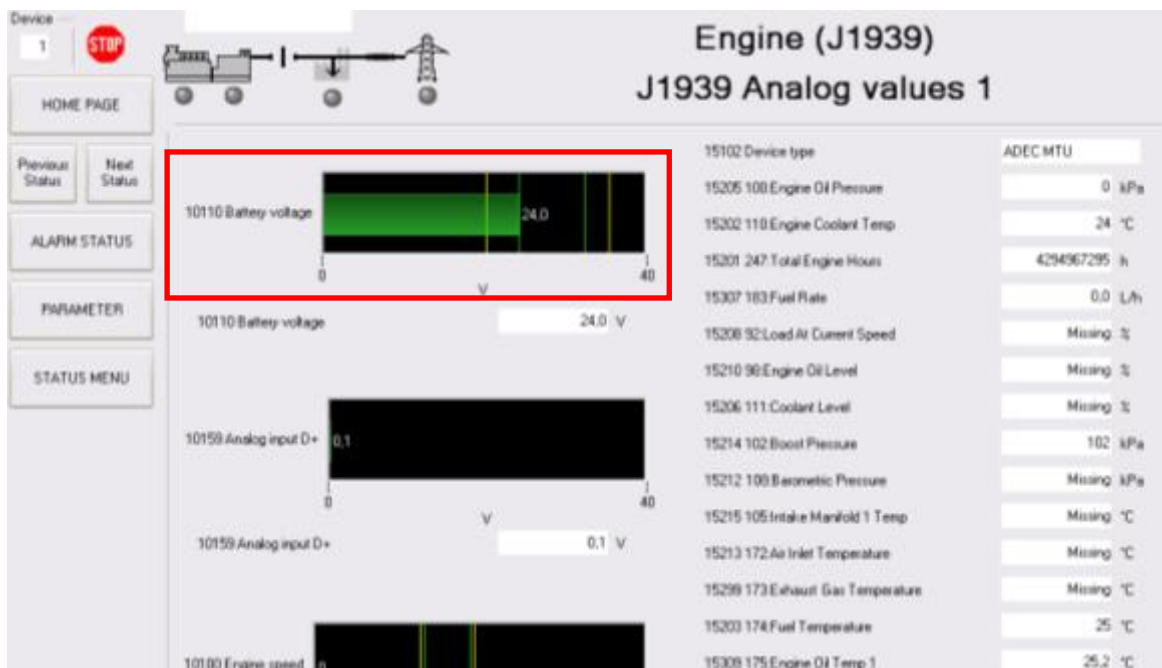


Figura. 4.4. Verificación del dato leído correspondiente a la fuente de alimentación en el Toolkit

Para comprobar se tomó una fotografía que se muestra en la Figura 4.5, de la pantalla de visualización del administrador energético, identificando la lectura correcta vía Modbus.

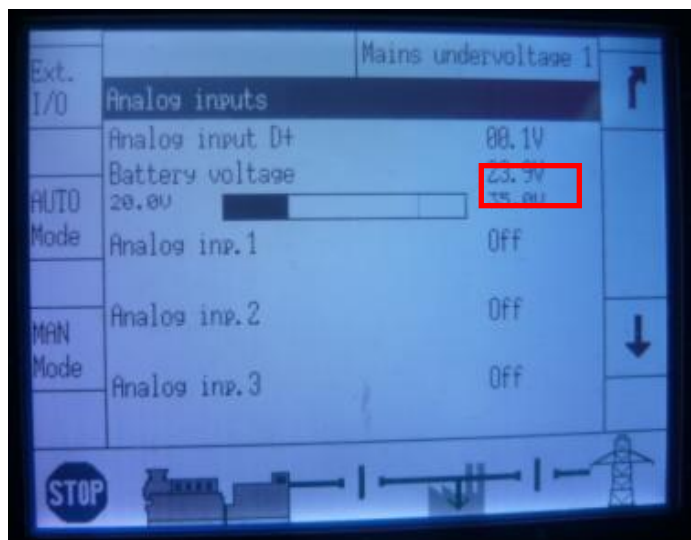


Figura. 4.5. Verificación del dato leído correspondiente en la pantalla del Easygen

Comprobación con la lectura del factor de potencia

La Figura 4.6 muestra el Factor de Potencia en el RsLogix, configurado en el Easygen.

Offset	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
N10:0	5003	0	3362	1000	0	0	0	0	0	0
N10:10	0	0	1000	0	0	0	0	0	0	0
N10:20	0	240	0	0	32767	0	0	32767	0	0
N10:30	32767	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N10:40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N10:50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N10:60	1	0	0	4	0	0	0	0	0	0
N10:70	0	0	0	0	0	0	0	0	13056	0
N10:80	0	0	0	0	-32000	0	0	0	0	0
N10:90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N10:100	0	0	0	0	0	-32413	0	0	0	0

N10:3
 Symbol:
 Desc:
 N10
 Properties Usage Help
 Radix: Decimal
 Columns: 10

Figura. 4.6. Lectura del dato correspondiente al factor de potencia

Como resultado se observa en la Figura 4.7, el valor del Factor de Potencia del administrador energético en el HMI.



Figura. 4.7. Verificación del dato leído correspondiente al factor de potencia en el HMI

La Figura 4.8 muestra el Factor de Potencia en la Tabla de Modbus del Easygen.

Data Protocol 5003



Modbus		CAN		Data byte	Parameter ID	Description	Multiplier	Units
Modicon start addr.	Start addr. (*1)	Data byte 0 (Mux)						
450001	450000	0		1,2		Protocol ID, always 5003		--
450002	450001	0		3,4	10100	Pickup speed	1	rpm
450003	450002	0		5,6	-	Control mode (STOP/AUTO/MANUAL) 1=AUTO 2=STOP 4=MANUAL	Mask:000Fh	(enum.)
450004	450003	1		1,2	160	Gen. Power factor	0.001	
450005	450004	1		3,4,5,6	170	Av. Gen. Wye-Voltage	0.1	V

Figura. 4.8. Direcciones Modbus indicadas en el manual del Easygen

El dato visualizado en el Easygen 3200 mediante el software Toolkit se presenta en la Figura 4.9.

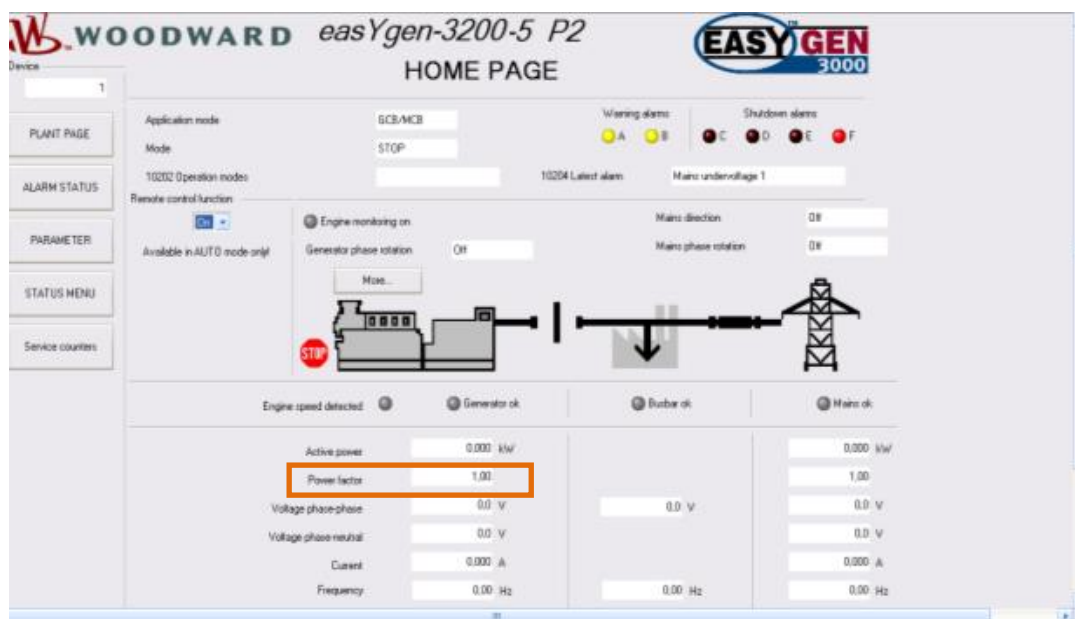


Figura. 4.9. Verificación del dato leído correspondiente al factor de potencia en el Toolkit

Para comprobar se tomó una fotografía de la pantalla de visualización del administrador energético identificando la lectura correcta vía Modbus, como se muestra en la Figura 4.10

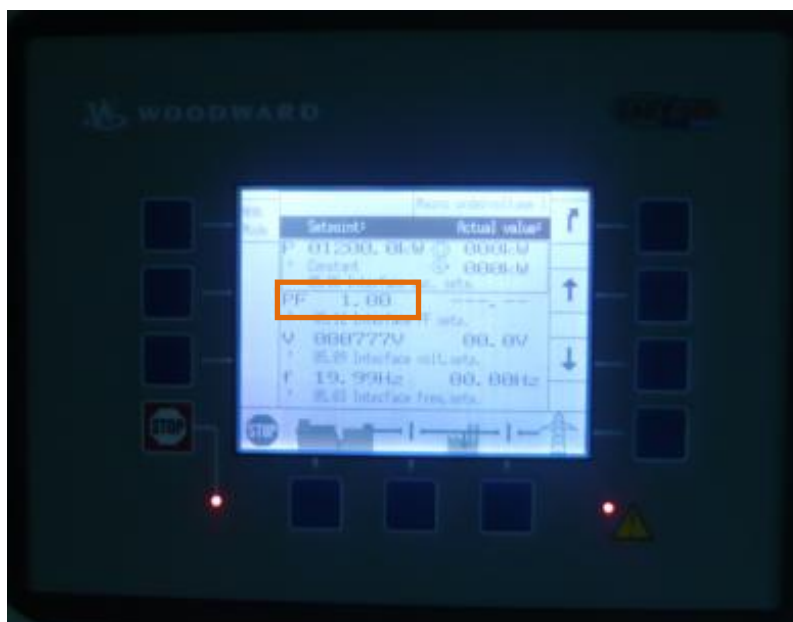


Figura. 4.10. Verificación del dato leído correspondiente en la pantalla del Easygen

4.1.2. Escritura de parámetros

La prueba realizada se la efectuó con los siguientes valores:

Setpoint de la frecuencia: 20

Setpoint del factor de potencia: 1

Setpoint de la potencia activa: 1200

Setpoint del voltaje: 777

Los valores fueron escritos de manera correcta y se puede comprobar en el administrador energético Easygen 3200, como se muestra en la Figura 4.11

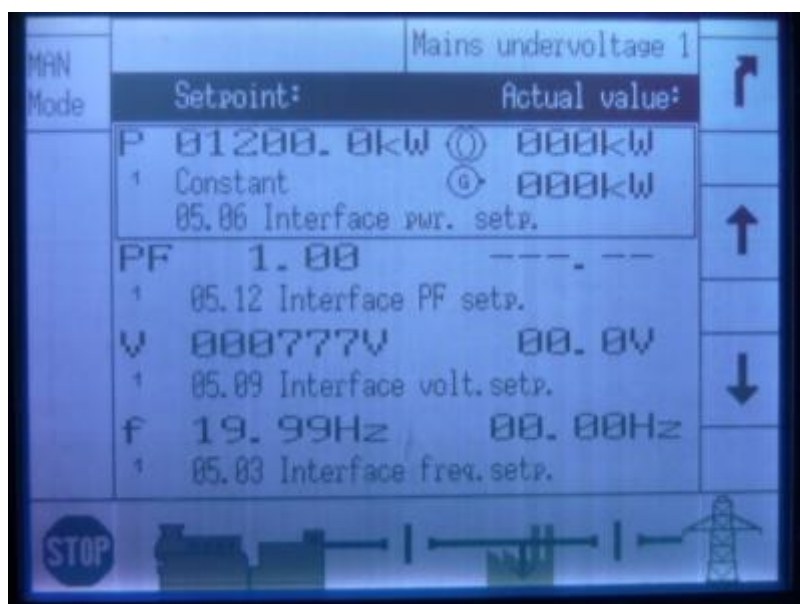


Figura. 4.11. Pantalla del Easygen "Setpoints"

Los datos visualizados en el Easygen 3200 mediante el software Toolkit se presenta en la Figura 4.12:

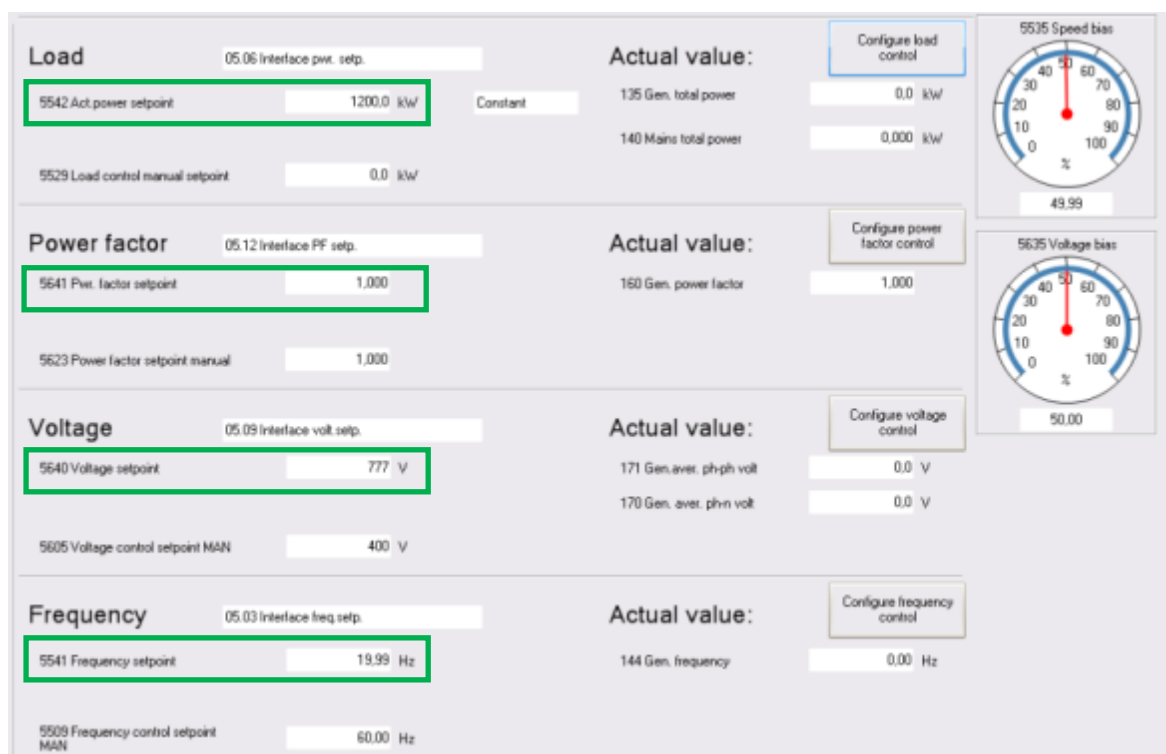


Figura. 4.12. Configuración para el ingreso de Setpoints de forma remota

Los datos anteriores fueron enviados desde el servidor de la siguiente manera:
Clic en Potencia Activa se despliega un menú se coloca el valor deseado como se muestra en la Figura 4.13.

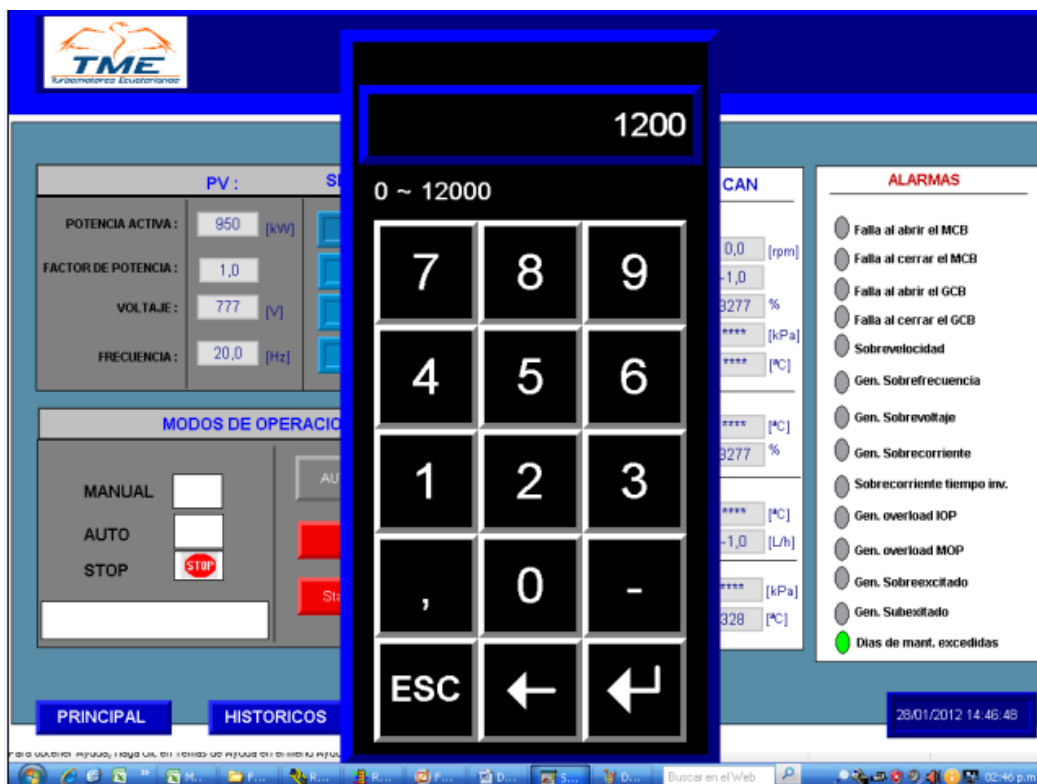


Figura. 4.13. Ingreso de valores desde el HMI

La recopilación de datos en el software del PLC se identifica como se muestra en la Figura 4.14.

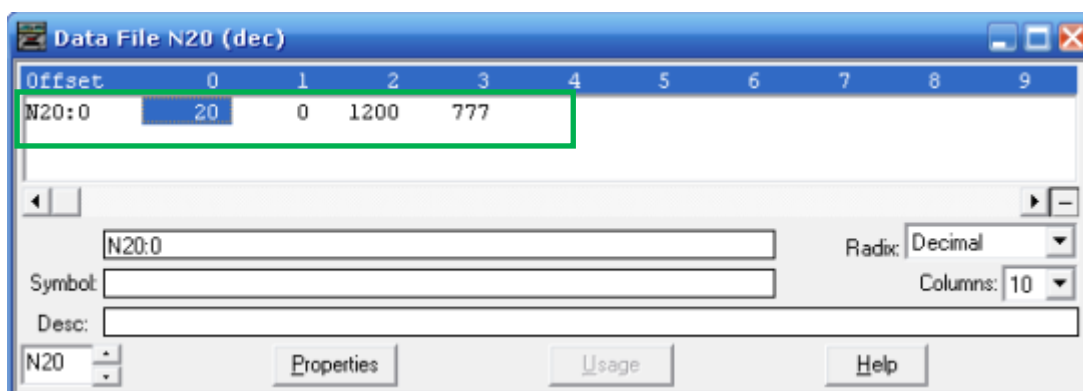


Figura. 4.14. Visualización de los datos escritos en el RsLogix

Como resultado se observa en la Figura 4.15, el valor del Factor de Potencia del administrador energético en el HMI.

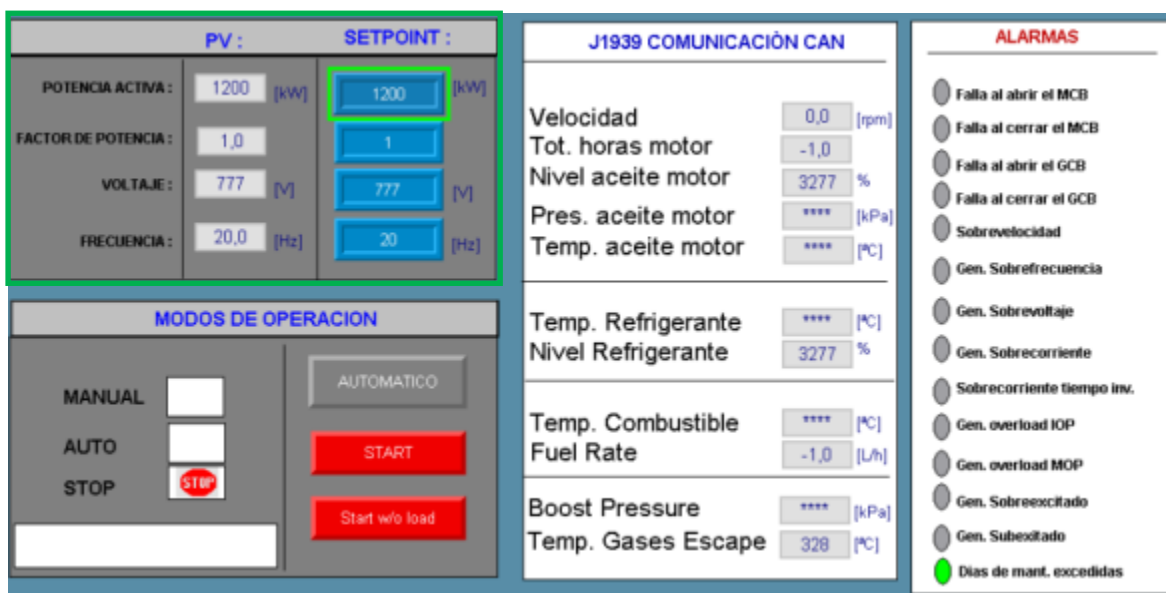


Figura. 4.15. Visualización de los valores en el HMI

4.1.3 Lectura de los parámetros J1939

Con la finalidad de visualizar los datos obtenidos del módulo SAM por medio del protocolo de comunicación J1939 se tomo una fotografía del Easygen que se muestra en la Figura 4.16.

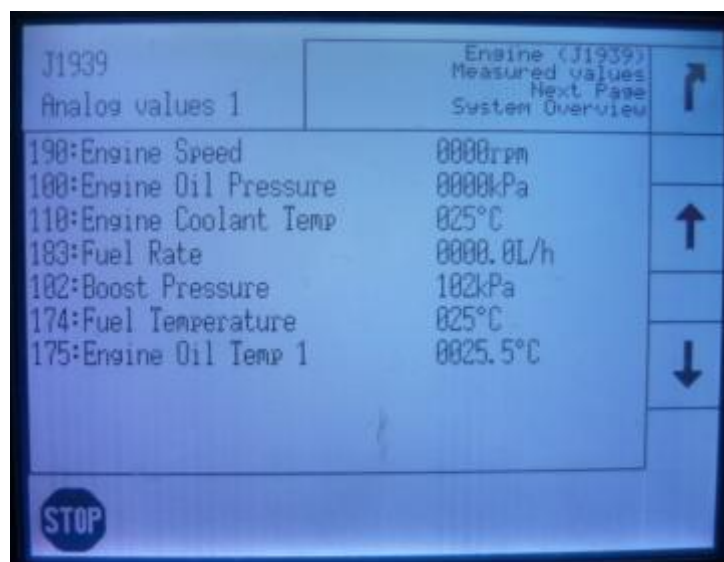


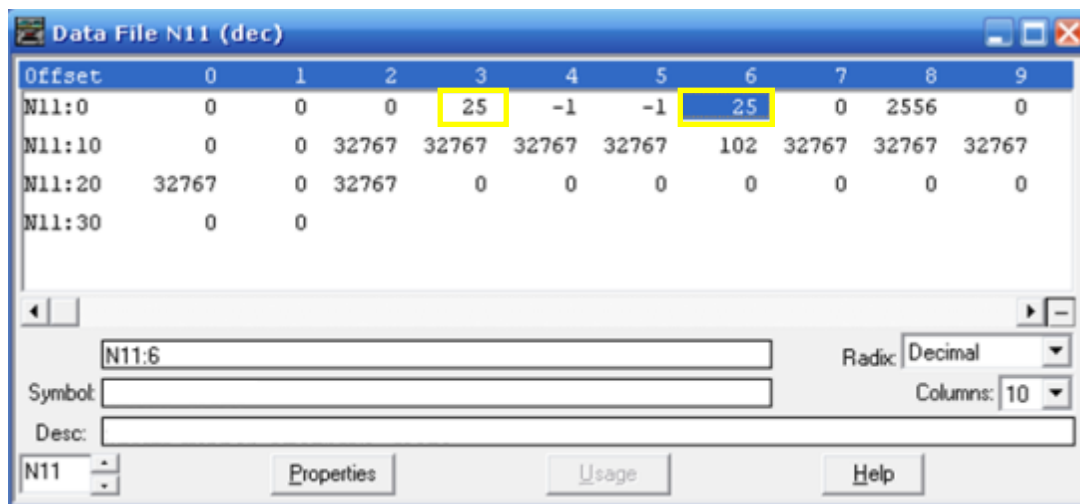
Figura. 4.16. Pantalla del Easygen "J1939" valores analógicos 1

Los datos que se comprobaran tienen las siguientes direcciones:

Temperatura del Refrigerante: N11:3

Temperatura del combustible: N11:6

El dato visualizado en el RsLogix se presenta en la Figura 4.17.



Offset	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
N11:0	0	0	0	25	-1	-1	25	0	2556	0
N11:10	0	0	32767	32767	32767	32767	102	32767	32767	32767
N11:20	32767	0	32767	0	0	0	0	0	0	0
N11:30	0	0								

Figura. 4.17. Valores leídos desde el modulo SAM

Los parámetros mencionados fueron visualizados de la misma manera en el HMI del sistema SCADA realizado, como se muestra en la Figura 4.18.

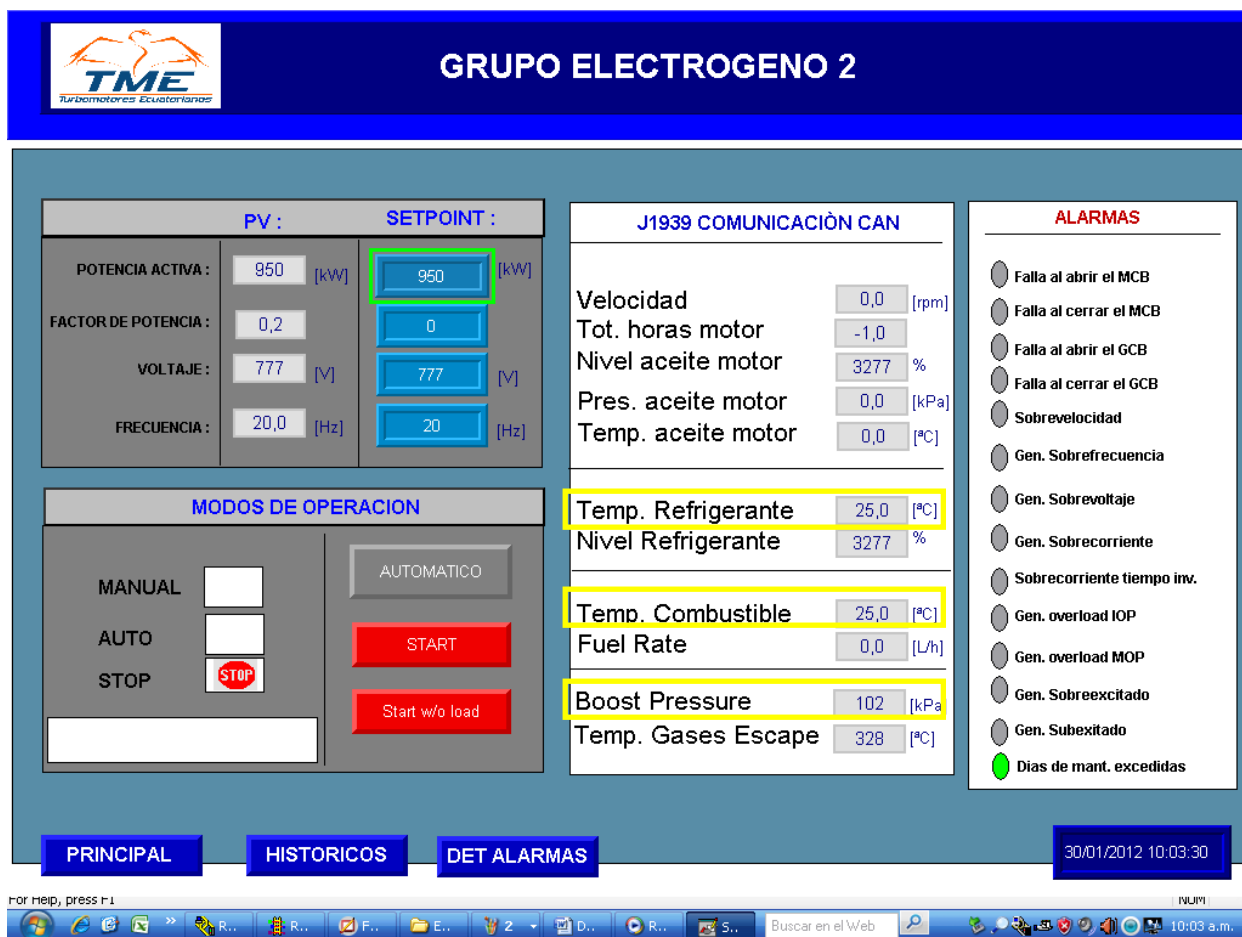


Figura. 4.18 Datos J1939 visualizados en el HMI

Los parámetros mencionados fueron visualizados de la misma manera en Toolkit como se muestra en la Figura 4.19.

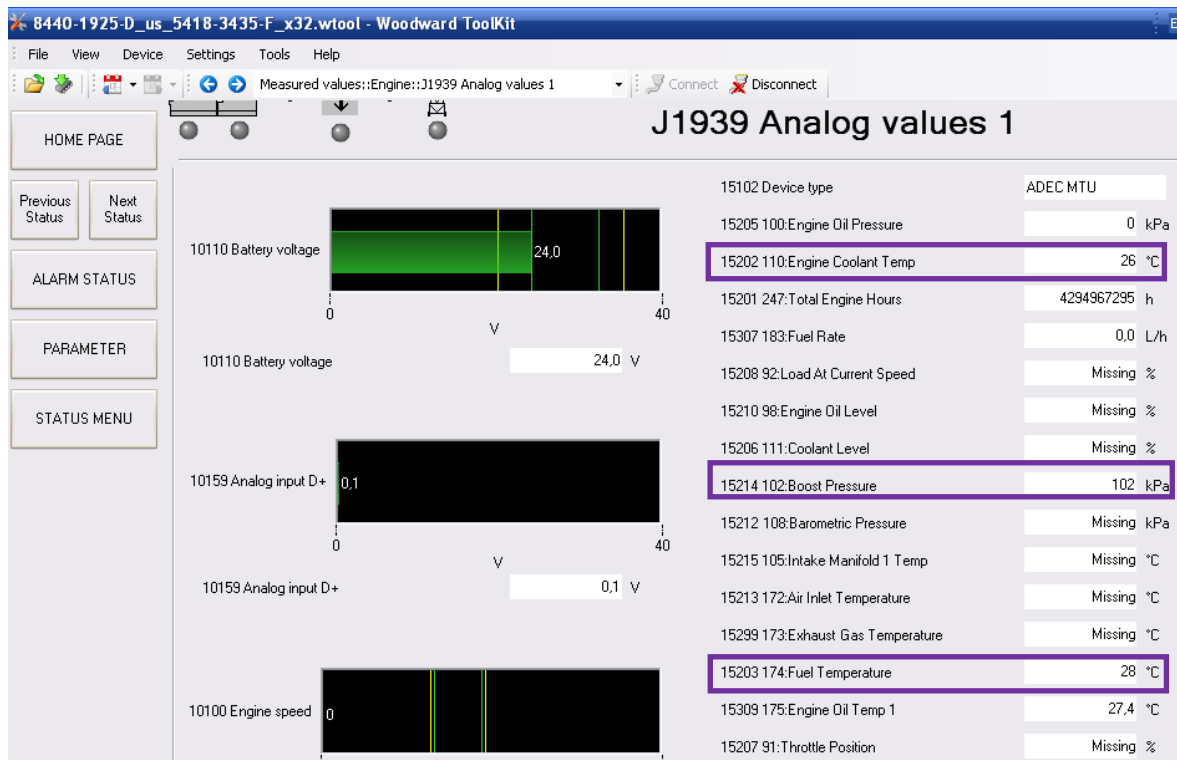


Figura. 4.19 Datos J1939 visualizados en el Toolkit "Valores analógicos 1"

4.1.4. Modos de trabajo

Manual

Este modo de trabajo solo se lo puede activar desde el administrador energético Easygen 3200 presionando el sofkey que se muestra en la Figura 4.20.



Figura. 4.20. Modo manual

En la Figura 4.21 se visualiza en el RsLogix modo manual activado.

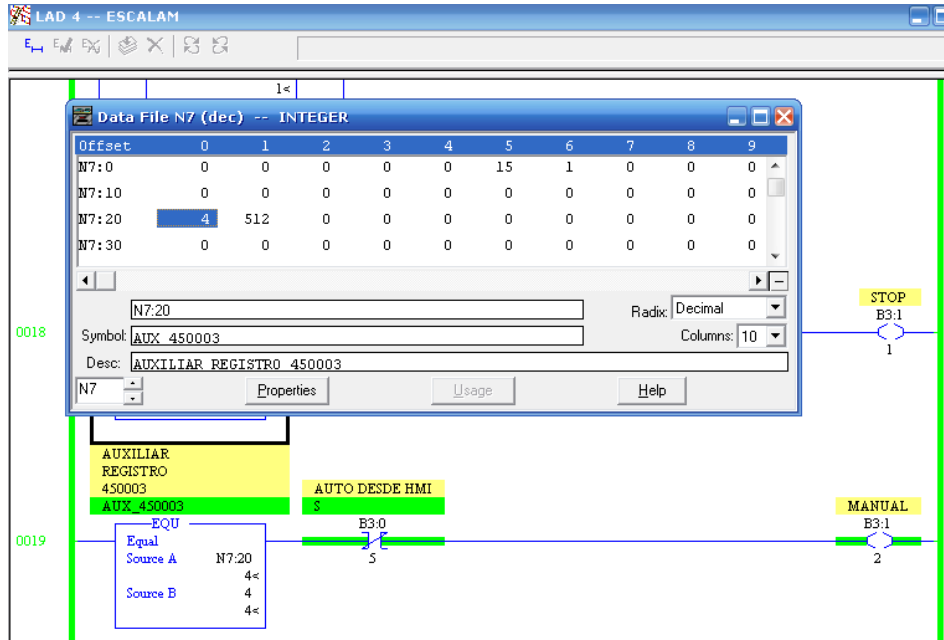


Figura. 4.21. Programa RsLogix

AUTOMÁTICO

Este modo de trabajo se lo puede activar desde el administrador energético Easygen presionando el sofkey que se muestra en la Figura 4.22 y desde el HMI activando el botón de Automático como se muestra en la Figura 4.23.



Figura. 4.22. Modo automático

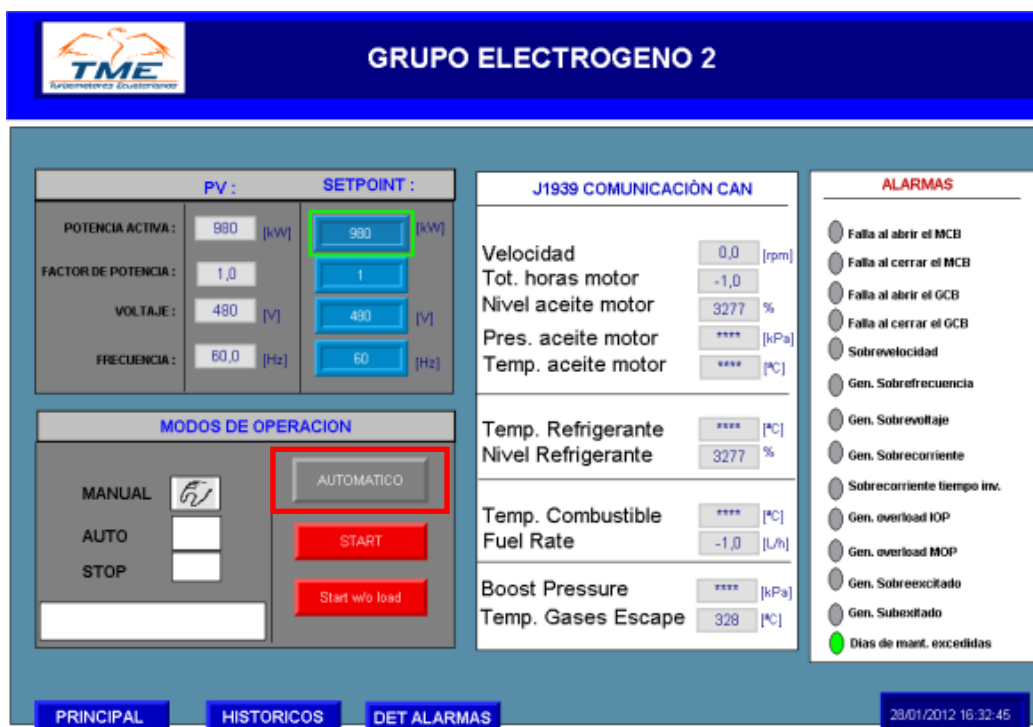


Figura. 4.23. HMI Gen 2

En la Figura 4.24 se visualiza en el RsLogix modo automático activado.

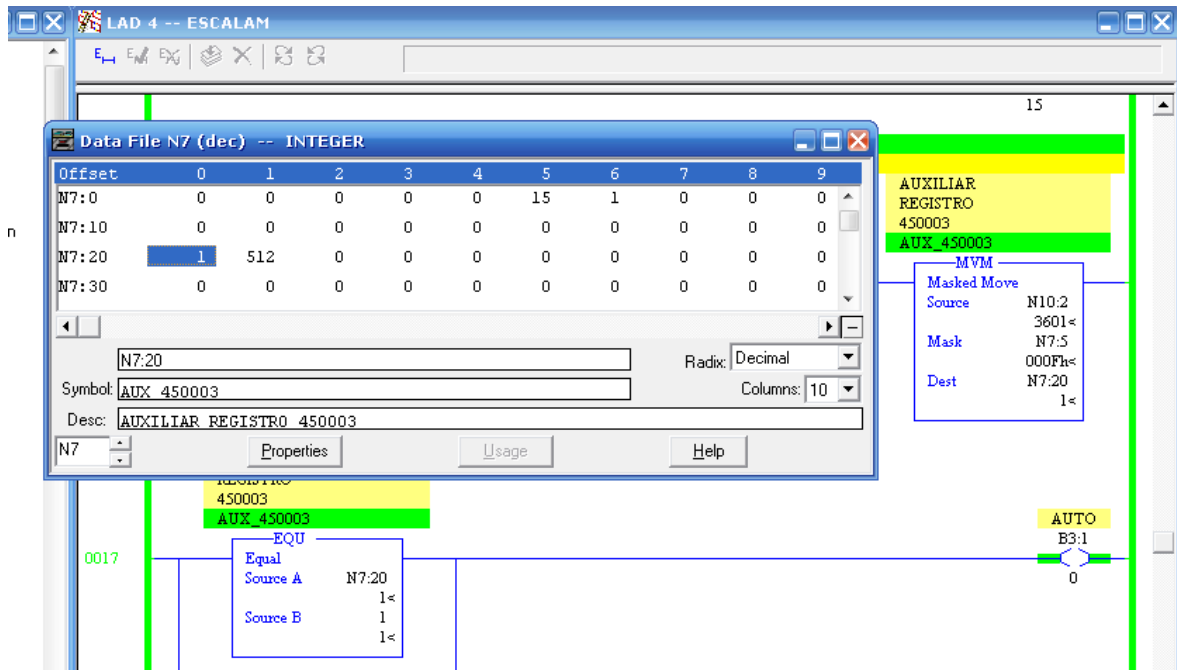


Figura. 4.24. Programa RsLogix

STOP

Este modo de trabajo solo se lo puede activar desde el administrador energético Easygen 3200 presionando el softkey como se muestra en la Figura 4.25 y desde el HMI activando el boton de Stop, como se muestra en la Figura 4.26.



Figura. 4.25. Modo stop

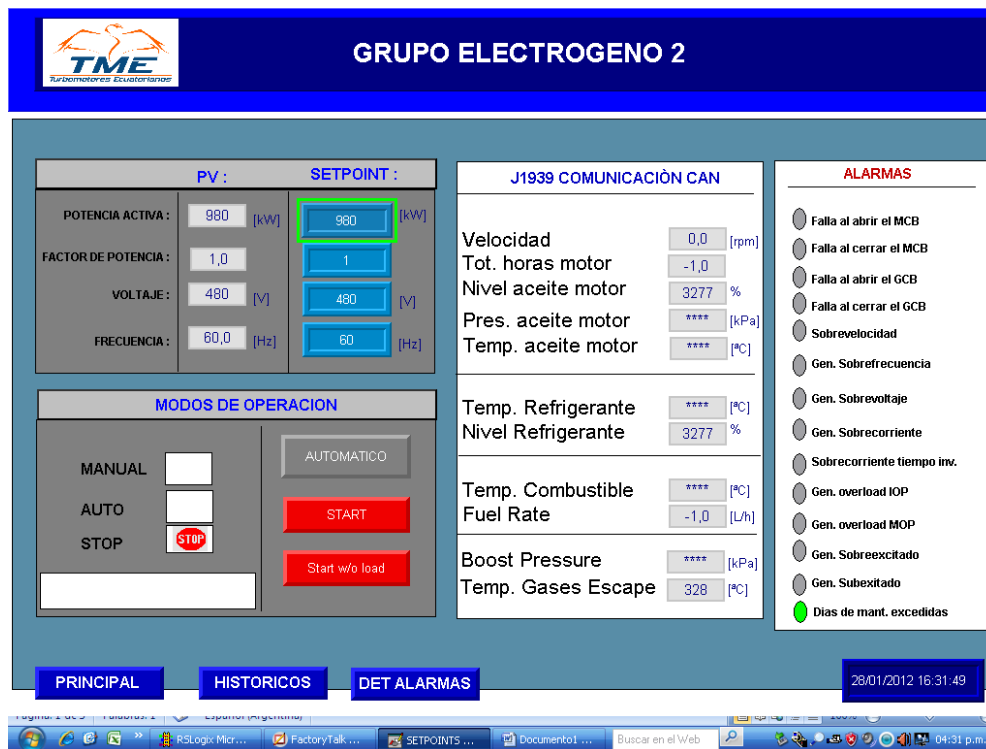


Figura. 4.26 HMI Gen2

En la Figura 4.27 se visualiza en el RsLogix modo stop activado.

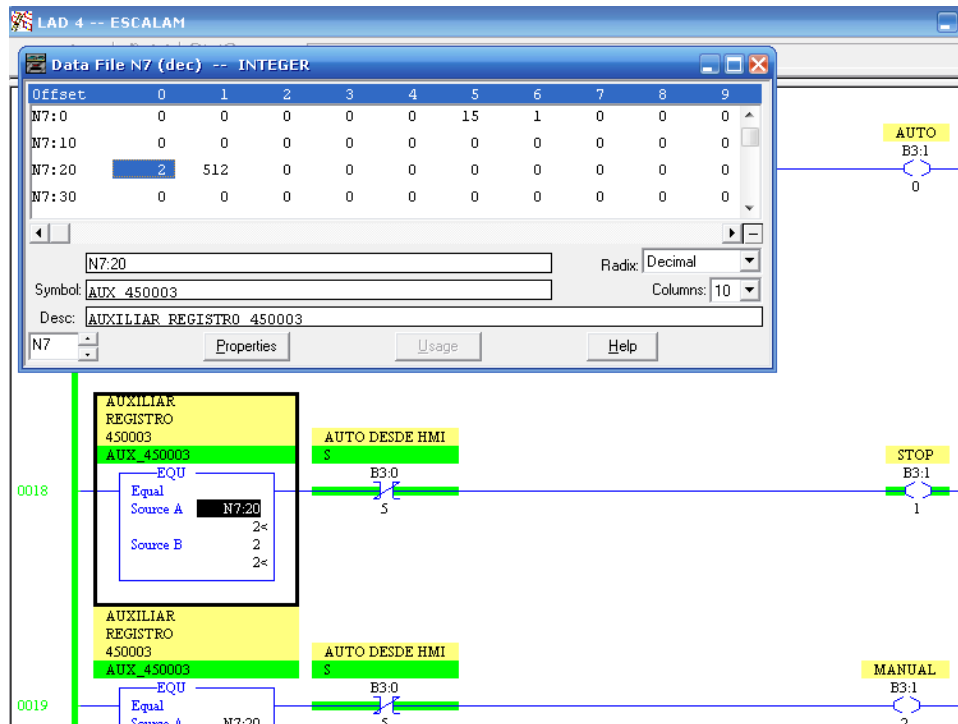


Figura. 4.27. Programa RsLogix

4.1.5. Históricos

Cada uno de los generadores tendrá su ventana de históricos como se muestra en la Figura 4.28:

- Potencia Activa
- Potencia reactiva
- Frecuencia Generador
- Voltaje Alimentación equipos de control VDC
- Voltaje entre fases



Figura. 4.28 HMI Históricos

4.1.6. Alarmas

En esta pantalla se despliegan las alarmas activadas con fecha/hora/descripción, cada generador tiene sus propias descripciones de alarmas como se muestra en la Figura 4.29

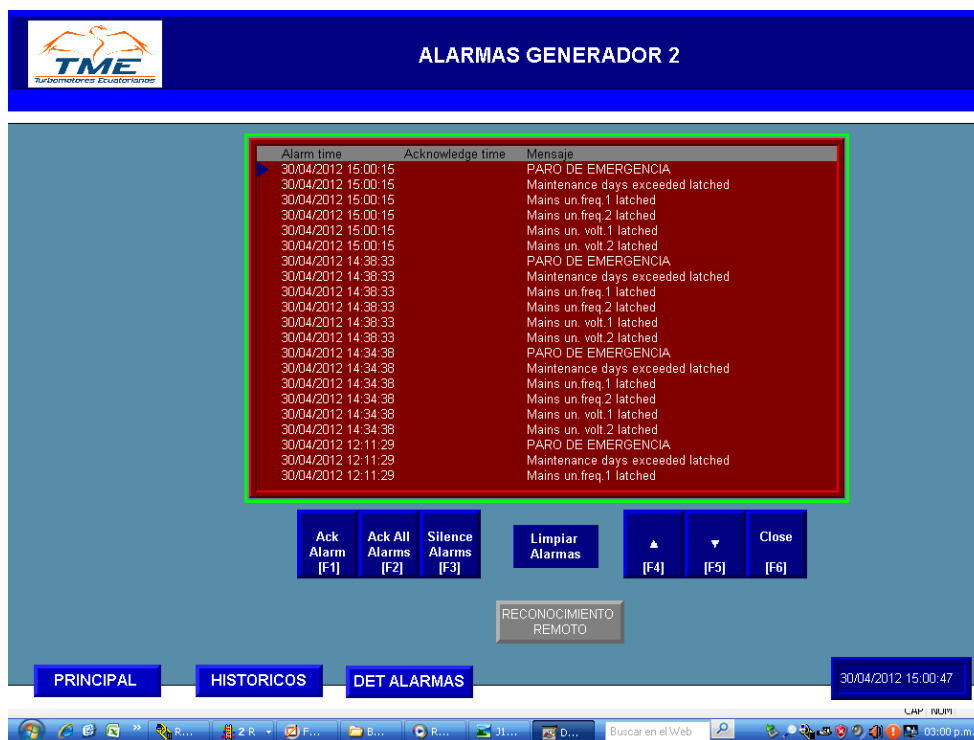


Figura. 4.29 HMI Alarmas

4.1.7. Pantallas de pruebas

Se creó 2 pantallas adicionales para observar el cambio de los datos en los tres generadores, estas pantalla solo son para pruebas, en el HMI final no estaran presentes. En la Figura 4.30 se muestra los parametros de los 3 generadores.

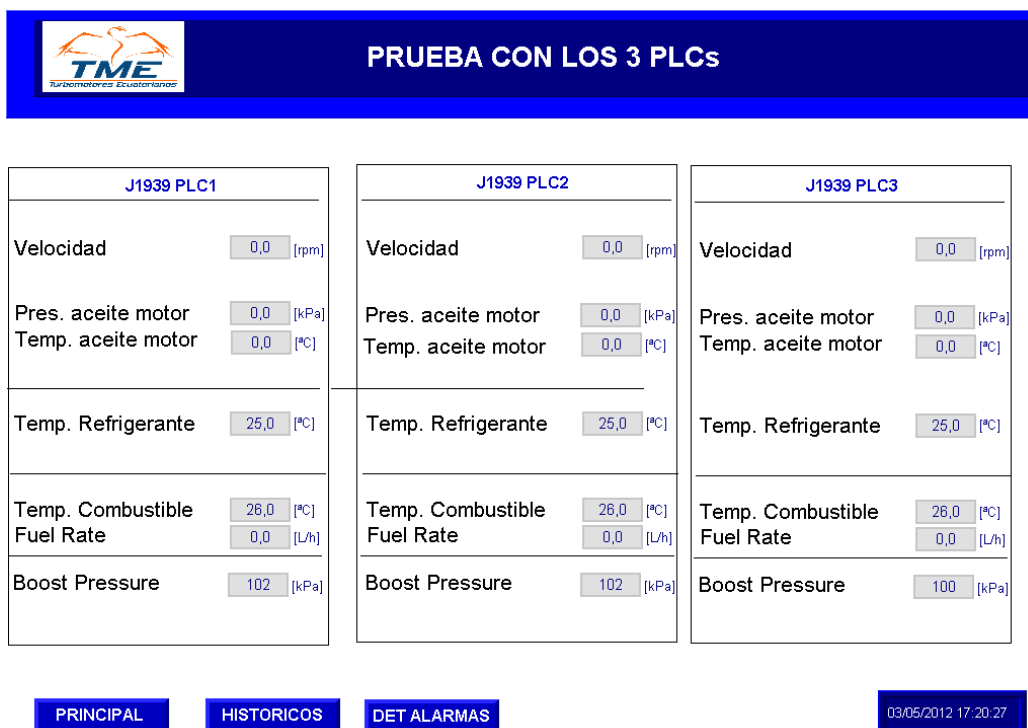


Figura. 4.30 Datos J1939

4.2. REGISTROS PARA LA SINCRONIZACIÓN DE LOS TRES GENERADORES

En la Figura 4.31 se muestra la conexión de los generadores y los equipos para el sincronismo, con sus respectivos controles de los Breaker del GCB, MCB y parámetros necesarios para el sincronismo.

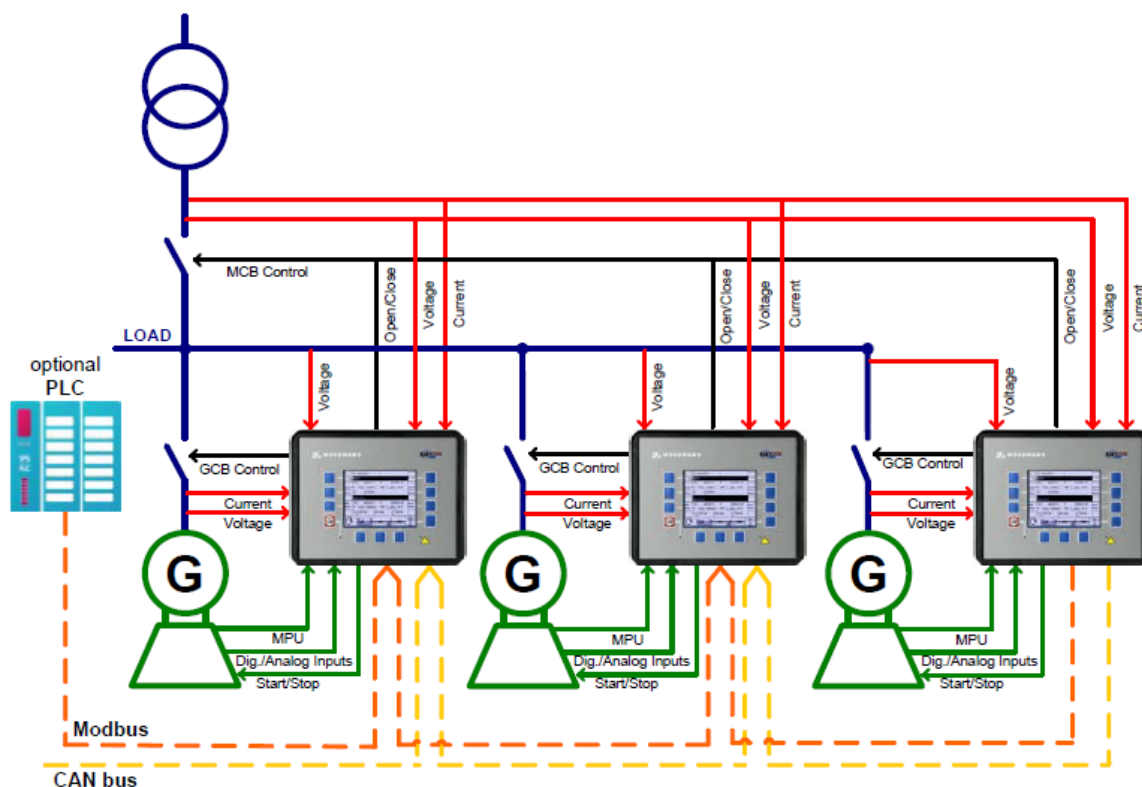


Figura. 4.31. Estructura para el sincronismo

En la figura 4.32 se observa los parámetros configurados para el sincronismo.

4106 Show mains data	Yes
Transformer	
1801 Gen. PT primary rated voltage	480 V
1800 Gen. PT secondary rated volt.	480 V
1806 Gen. CT primary rated current	2000 A/x
1810 Gnd. CT primary rated current	500 A/x
1813 Busb1 PT primary rated voltage	480 V
1812 Busb1 PT secondary rated volt.	480 V
1804 Mains PT primary rated voltage	400 V
1803 Mains PT secondary rated volt.	400 V
1807 Mains CT primary rated current	500 A/x
External mains active power	
2966 External mains active power	No
5780 Data source	06.01 Analog input 1
2967 Mains power meas. resolution	1kW

Figura. 4.32 Sincronismo

235 Generator type	Synchron
1750 System rated frequency	60Hz
1601 Engine rated speed	1800 rpm
1766 Generator rated voltage	480 V
1768 Mains rated voltage	480 V
1781 Busbar 1 rated voltage	480 V
1752 Gen. rated active power [kW]	1248
1758 Gen. rated react. power [kvar]	936
1754 Generator rated current	1876 A
1748 Mains rated active power [kW]	200
1746 Mains rated react. pwr. [kvar]	200
1785 Mains rated current	300 A
1858 1Ph2w voltage measuring	Phase - phase
1859 1Ph2w phase rotation	CW
1851 Generator voltage measuring	3Ph 3w
1850 Generator current measuring	L1 L2 L3
1853 Mains voltage measuring	3Ph 3w
1854 Mains current input	Off
1852 Mains current measuring	Phase L1
1825 System rated active power[kW]	200,0



Figura. 4.33 Sincronismo

En la figura 4.34 se observa el tipo de sincronismo a realizar.

	Active code level for this session:
	<input type="text" value="3"/> <input type="button" value="More..."/>
Modo de aplicación	3401 Application mode <input type="text" value="GCB"/>
Modo transición	3411 Breaker transition mode <input type="text" value="Parallel"/>
Tiempo de transferencia	3400 Transfer time GCB<->MCB <input type="text" value="1,00"/> s
Detección voltaje barra muerta	5820 Dead bus detection max. volt. <input type="text" value="10"/> %

Figura. 4.34 Tipo de sincronización

Pruebas para el sincronismo en el Easygen 3200,

		EXHIBIT TME-EPP-003 REGISTRO TME-EPP-003			
		PHASE SEQUENCING TEST OF SYNCHRONIZATION HOJA DE PRUEBAS DE SINCRONIZACION			
DATE / Fecha:		04/05/2012		REPORT / Reporte	
CUSTOMER / Cliente:		Petroecuador			
PROJECT / Proyecto:		UNIDADES DE GENERACIÓN DE POTENCIA CONTINUA			
REFERENCE DWGS. / Planos de referencia:					
LOCATION / Ubicación :		CONONACO		EQUIPMENT / Equipo : MOTOR MTU	
Notes / Notas :					
1.- This exhibit reports the fulfillment of actions required prior to synchronising generator phases. Este registro reporta el cumplimiento de los requisitos previos a la sincronización de fases del generador.					
TESTS			RESULTS	CHECKED BY	
Pruebas			Resultados	Revisado por	
1. Confirm area is cordoned off and only necessary personnel are on site Confirmar que el área esté acordonada y con el personal necesario solamente			OK	AV / OO	
2. Confirm all electrical equipment to be energized has been fully tested in accordance with the appropriate electrical construction and test procedures. Confirmar que todos los equipos eléctricos a ser energizados hayan sido totalmente probado según los procedimientos correspondientes eléctricos y de construcción.			OK	AV / OO	
3. Confirm the necessary access panels have been removed from the generator breaker enclosures. Is area across the breaker's line and load terminals easily accessible with the HV test sticks? Confirmar que los paneles de acceso hayan sido quitados de los gabinetes de interruptores. ¿Se tiene fácil acceso con las puntas de medición a la línea de interruptores y terminales de carga?			OK	AV / OO	
4. Confirm that all temporary safety grounding jumpers have been removed from bus bars, cables and all isolated parts being energized. Confirmar que todos los puentes temporales de seguridad a tierra hayan sido quietado de las barras colectoras, cables y partes aisladas a ser energizadas.			OK	AV / OO	
5. Confirm that all equipment not required to be energized during the test is locked out and isolated. Confirmar que todos los equipos que no se requiere energizar durante la prueba sean puestos seguro y aislados.			OK	AV / OO	

<p>6. Confirm that all other panels are installed to prevent admittance to switchgear, cubicles and cable connections which may become live during testing.</p> <p>Confirmar que todos los otros paneles estén instalados para evitar el acceso al switchgear, cubículos y conexiones de cables que podrían cargarse de corriente durante la prueba.</p>	<p>OK AV / OO</p>																								
<p>7. Take the necessary precautions to prevent false closure of the breaker of the generator becoming synchronized. Has the breaker close coil been either disconnected or physically racked out? Has it been removed from the cubicle?</p> <p>Tomar las precauciones necesarias para evitar el falso cierre del interruptor del generador que está siendo sincronizado. ¿Se ha quitado o desconectado la bobina de cierre del interruptor? ¿Ha sido quitada del cubículo?</p>	<p>OK AV / OO</p>																								
<p>ENERGIZED TESTS</p> <p>Pruebas energizadas</p>																									
<p>8. Voltage and Frequency Values / Valores de voltaje y frecuencia</p> <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 50%;">Source Ph. A /Fase fuente A</td> <td style="width: 15%; text-align: center;">60,11</td> <td style="width: 15%; text-align: center;">480,5</td> <td style="width: 20%;">Volts</td> </tr> <tr> <td>Source Ph. B /Fase fuente B</td> <td style="text-align: center;">60,11 Hz</td> <td style="text-align: center;">480,5</td> <td>Volts</td> </tr> <tr> <td>Source Ph. C /Fase fuente C</td> <td style="text-align: center;">60,11 Hz</td> <td style="text-align: center;">480,5</td> <td>Volts</td> </tr> <tr> <td>Incoming Ph. A /Fase ingreso A</td> <td style="text-align: center;">60,11 Hz</td> <td style="text-align: center;">480,5</td> <td>Volts</td> </tr> <tr> <td>Incoming Ph. B /Fase ingreso B</td> <td style="text-align: center;">60,11 Hz</td> <td style="text-align: center;">480,5</td> <td>Volts</td> </tr> <tr> <td>Incoming Ph.C /Fase ingreso C</td> <td style="text-align: center;">60,11 Hz</td> <td style="text-align: center;">480,5</td> <td>Volts</td> </tr> </table>	Source Ph. A /Fase fuente A	60,11	480,5	Volts	Source Ph. B /Fase fuente B	60,11 Hz	480,5	Volts	Source Ph. C /Fase fuente C	60,11 Hz	480,5	Volts	Incoming Ph. A /Fase ingreso A	60,11 Hz	480,5	Volts	Incoming Ph. B /Fase ingreso B	60,11 Hz	480,5	Volts	Incoming Ph.C /Fase ingreso C	60,11 Hz	480,5	Volts	<p>OK AV / OO</p>
Source Ph. A /Fase fuente A	60,11	480,5	Volts																						
Source Ph. B /Fase fuente B	60,11 Hz	480,5	Volts																						
Source Ph. C /Fase fuente C	60,11 Hz	480,5	Volts																						
Incoming Ph. A /Fase ingreso A	60,11 Hz	480,5	Volts																						
Incoming Ph. B /Fase ingreso B	60,11 Hz	480,5	Volts																						
Incoming Ph.C /Fase ingreso C	60,11 Hz	480,5	Volts																						
<p>9. Confirm that the voltage differential between the two tested corresponding phases is equal to zero volts.</p> <p>Confirmar que el diferencial de voltaje entre las dos fases correspondientes que se prueban sea igual a cero.</p> <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 50%;">Source Phase A to Incoming Phase A Voltage</td> <td style="width: 15%;"></td> <td style="width: 15%; text-align: center;">0,000</td> <td style="width: 20%;">Volts</td> </tr> <tr> <td>Voltaje de la Fase Fuente A a la Fase A de Ingreso</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Source Phase B to Incoming Phase B Voltage</td> <td></td> <td style="text-align: center;">0,000</td> <td>Volts</td> </tr> <tr> <td>Voltaje de la Fase Fuente B a la Fase B de Ingreso</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Source Phase C to Incoming Phase C Voltage</td> <td></td> <td style="text-align: center;">0,000</td> <td>Volts</td> </tr> <tr> <td>Voltaje de la Fase Fuente C a la Fase c de Ingreso</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>	Source Phase A to Incoming Phase A Voltage		0,000	Volts	Voltaje de la Fase Fuente A a la Fase A de Ingreso				Source Phase B to Incoming Phase B Voltage		0,000	Volts	Voltaje de la Fase Fuente B a la Fase B de Ingreso				Source Phase C to Incoming Phase C Voltage		0,000	Volts	Voltaje de la Fase Fuente C a la Fase c de Ingreso				<p>OK AV / OO</p>
Source Phase A to Incoming Phase A Voltage		0,000	Volts																						
Voltaje de la Fase Fuente A a la Fase A de Ingreso																									
Source Phase B to Incoming Phase B Voltage		0,000	Volts																						
Voltaje de la Fase Fuente B a la Fase B de Ingreso																									
Source Phase C to Incoming Phase C Voltage		0,000	Volts																						
Voltaje de la Fase Fuente C a la Fase c de Ingreso																									
<p>10. Confirm that full voltage differential is indicated between the phases on opposite sides of the circuit breaker.</p> <p>Confirmar que el diferencial de voltaje sea completo entre las fases de los lados opuestos del interruptor del circuito.</p> <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 50%;">Source Phase A to Incoming Phase A Voltage</td> <td style="width: 15%;"></td> <td style="width: 15%; text-align: center;">480,500</td> <td style="width: 20%;">Volts</td> </tr> <tr> <td>Voltaje de la Fase Fuente A a la Fase A de Ingreso</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Source Phase B to Incoming Phase B Voltage</td> <td></td> <td style="text-align: center;">480,500</td> <td>Volts</td> </tr> <tr> <td>Voltaje de la Fase Fuente B a la Fase B de Ingreso</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Source Phase C to Incoming Phase C Voltage</td> <td></td> <td style="text-align: center;">480,500</td> <td>Volts</td> </tr> <tr> <td>Voltaje de la Fase Fuente C a la Fase c de Ingreso</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>	Source Phase A to Incoming Phase A Voltage		480,500	Volts	Voltaje de la Fase Fuente A a la Fase A de Ingreso				Source Phase B to Incoming Phase B Voltage		480,500	Volts	Voltaje de la Fase Fuente B a la Fase B de Ingreso				Source Phase C to Incoming Phase C Voltage		480,500	Volts	Voltaje de la Fase Fuente C a la Fase c de Ingreso				<p>OK AV / OO</p>
Source Phase A to Incoming Phase A Voltage		480,500	Volts																						
Voltaje de la Fase Fuente A a la Fase A de Ingreso																									
Source Phase B to Incoming Phase B Voltage		480,500	Volts																						
Voltaje de la Fase Fuente B a la Fase B de Ingreso																									
Source Phase C to Incoming Phase C Voltage		480,500	Volts																						
Voltaje de la Fase Fuente C a la Fase c de Ingreso																									

11. Confirm the rotary sequence on the three phases on the buss bar it is equally before measure on the point of connections Confirmar que la rotacion de secuencia de las tres fases en el la barra comun es igual luego de medir en los puntos de conexion. Secuencia Positiva		OK	AV / OO
Sequence rotary voltage Phase A-B-C Secuencia de fase de voltaje en A-B-C Secuencia positiva			
12. Confirm the rotary sequence on the three phases of the generator it is equally before measure on the point of connections . Make sure to take the measurement on the terminal block and in the terminals of the Synchronizer equipment. Positive Sequence Confirmar que la rotacion de secuencia de las tres fases en el generador es igual luego de medir en los bloques terminales y en los terminales del equipo de sincronismo Secuencia Positiva		OK	AV / OO
Sequence rotary voltage Phase A-B-C Secuencia de fase de voltaje en A-B-C Secuencia positiva			
Remarks and corrective notes / Observaciones y notas correctivas: 1. _____			
APPROVAL SIGNATURE Firma de aprobación _____			
REGISTER BY / Registrado por:		REVISED BY / Revisado por:	
NAME/ Nombre: Andrea Villacis		Oscar Orbea	
POSITION / Cargo: Asistente de proyectos		Asistente de proyectos	
SIGNATURE / Firma:			
DATE / Fecha: 04/04/2012		04/04/2012	

En la Figura 4.35 se muestra el sincronoscopio, en donde se muestran las condiciones necesarias para el cierre del Breaker diferencia de voltaje 0.1% y diferencia de frecuencia 0.00Hz, tomar en cuenta que esto no dura más de 3 segundos, y nuevamente se desigualan las fases.

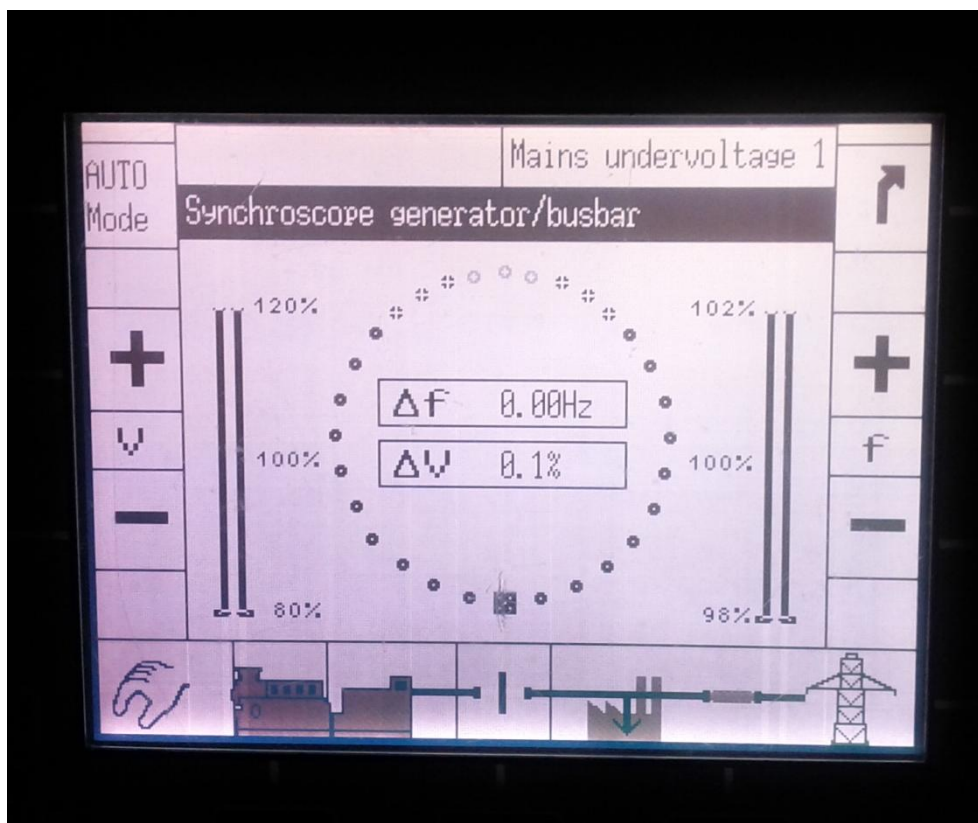


Figura. 4.35 Sincronoscopio en la pantalla del Easygen

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Se diseñó e implementó el sistema de adquisición de datos en tiempo real de 3 grupos electrógenos de 1.2 MW, visualizado a través de un HMI, utilizando el administrador energético Easygen 3200 y un controlador lógico programable Micrologix 1100.
- Con la implementación del Easygen 3200, se logra eliminar una serie de equipos que se utilizaba para igualar el voltaje, frecuencia, ángulo de fase, para realizar el sincronismo, adicional a esto nos proporciona un PID el cual nos sirve para lograr estabilidad en el funcionamiento del generador desde su arranque hasta cuando se apaga, pudiendo configurar la rampa de arranque, la rampa de parada, dependiendo la necesidad del cliente.
- La versatilidad del administrador energético permite controlar dispositivos externos al HMI o control del generador, de tal forma que se pueda activar o desactivar entradas/salidas discretas/analógicas, dependiendo o no de algún parámetro del generador o sensor conectado, brindando la facilidad de un PLC, pero no con la misma variedad de funciones.

- Con el sistema SCADA implementado se logra llevar un control exhaustivo de los dispositivos como, el generador, sensores, elementos de control, debido a que muestra el desempeño continuo de los elementos mencionados, mediante la herramienta de históricos y alarmas, lo cual ayuda a detectar las posibles causas de algún daño acontecido y poder solucionarlo de manera más eficiente.

5.2. RECOMENDACIONES

- Se debe manipular los tiempos de transmisión de datos, prolijamente, para dar cavidad a la escritura humana en el HMI, 3000ms para esclavos, es un tiempo prudente para que no se pierdan los datos, sin embargo se debe tomar en cuenta factores como capacidad, velocidad del procesador, en este caso particular, hemos colocado 5s ya que al hacer pruebas, con este tiempo no se tiene ningún inconveniente, esto se debe a que se usa un computador con características altas, pero no un servidor específicamente para estas aplicaciones.
- Para la construcción y montaje de los tableros de control se debe dimensionarlo de tal manera que se tenga espacio suficiente, para futuros escalamientos 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.
- Antes de energizar los equipos se debe asegurar que se encuentre conectados a la malla de tierra el sistema tanto de control de generación, como transformadores de alta potencia y reconectores, de esta manera logramos tener una protección más para los equipos, y la parte más importante es que se logra estabilización en las señales analógicas tanto de salida como de entrada, a los equipos de control.

- Realizar el mantenimiento respectivo en cada una de las unidades conforme se visualicen los datos en el sistema SCADA, tomando como referencia los manuales entregados para verificar aspectos mecánicos y eléctricos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Manual básico de instalación y configuración Micrologix 1100, Allen Bradley – Rockwell Automation.
- MAGES, Loren J, **Grupos Electrógenos**, 1987.
- WOODWARD, Manual de instalación del EASYGEN 3200. EngineGenerator Control Package.
- WOODWARD, Manual de Configuración del EASYGEN 3200. EngineGenerator Control Package.
- WOODWARD, Manual de Operación del EASYGEN 3200. EngineGenerator Control Package.
- WOODWARD, Manual de Aplicación del EASYGEN 3200. EngineGenerator Control Package.
- Manuales y catálogos Factory Talk View (Rockwell automation)
- www.woodward.com

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I

Figura. 1.1. Componentes de los grupos electrógenos	12
Figura. 1.2. Curva de la respuesta del modo Isócrono	14
Figura. 1.3. Número de fases.....	17
Figura. 1.4. Secuencia de fases.....	17
Figura. 1.5. Igualación del Voltaje	18
Figura. 1.6. Resultado del voltaje del generador con una barra	19
Figura. 1.7. Igualación de frecuencia	19
Figura. 1.8. Igualación del ángulo de fase.....	20
Figura. 1.9. Estructura básica del Sistema SCADA	21
Figura. 1.10. Easygen	22
Figura. 1. 11 Dimensiones del Easygen	27
Figura. 1.12. Diagrama de conexiones del Easygen.....	28
Figura. 1.13. Micrologix 1100.....	28
Figura. 1.14. Dimensiones del Micrologix 1100.....	31
Figura. 1.15. Cable de comunicación Modbus 1763-NC01	32
Figura. 1.16. Switch.....	33
Figura. 1.17. Servidor.....	34
Figura. 1.18. Módulo SAM	36
Figura. 1.19. Compact Flash.....	36
Figura. 1.20. Tarjeta CCB2	37
Figura. 1.21. CCB2.....	37
Figura. 1.22. Ventana principal del software Toolkit.....	39
Figura. 1.23. Boot DHCP Server.....	40
Figura. 1.24. RsLinx	41
Figura. 1.25. RsLogix.....	42
Figura. 1.26. FactoryTalk	43

CAPÍTULO II

Figura. 2.1 Motor MTU.....	46
Figura. 2.2. Elementos indispensables para el control del motor MTU	47
Figura. 2.3. Placa del grupo electrógeno	49
Figura. 2.4. Datos técnicos del motor MTU	50
Figura. 2.5. Datos técnicos del alternador Leroy Somer	50
Figura. 2.6. Composición del sistema	51
Figura. 2.7. Motor MTU del contenedor	53
Figura. 2.8. Paneles Insonorización.....	53
Figura. 2.9. Silentblock	53

Figura. 2.10. Alternador Leroy Somer	54
Figura. 2.11. Componentes del alternador.....	55
Figura. 2.12. Interruptor de potencia	56
Figura. 2.13 . Accesos al contenedor.....	57
Figura. 2.14. Accesos al contenedor en el Distrito Amazónico	58
Figura. 2.15. Tablero con el módulo SAM.....	58
Figura. 2.16. Tablero a ser automatizado	59
Figura. 2.17. Arquitectura de capas CAN	64
Figura. 2.18. Distribución de pines	65
Figura. 2.19. Características de Ethernet.....	67
Figura. 2.20 Conector RJ45.....	68
Figura. 2.21. Protocolos de comunicación del Easygen 3200.....	69
Figura. 2.22. Comunicación CAN	70
Figura. 2.23. Conexión para la comunicación Modbus.....	70
Figura. 2.24. Canales de comunicación del Micrologix 1100.....	71
Figura. 2.25. Tablero de control	72
Figura. 2.26. Dimensiones del tablero de control.....	73
Figura. 2.27. Luces indicadoras y selector	74
Figura. 2.28. Elementos dentro del tablero de control.....	75
Figura. 2.29. Fuente de alimentación	76
Figura. 2.30. Diagrama de bloques del sistema de control.....	78
Figura. 2.31. Grupos electrógenos en el Distrito Amazónico	79
Figura. 2.32. Sala de control en el Distrito Amazónico	79
Figura. 2.33. Conexiones del interruptor de potencia.....	81
Figura. 2.34. Tablero de control	82
Figura. 2.35. Tablero de control vista frontal.....	82
Figura. 2.36. Conexiones del Easygen en el tablero de control.....	83
Figura. 2.37. Conexiones del PLC en el tablero de control.....	84

CAPÍTULO III

Figura. 3.1 Dirección IP y mascara del servidor	86
Figura. 3.2 Switch Trendnet	86
Figura. 3.3. Instalación del software Web Smart Switch	87
Figura. 3.4. Carpeta de destino	88
Figura. 3.5. Instalación completa.....	88
Figura. 3.6. Ingreso al programa Web Smart Switch Managment Utility.....	89
Figura. 3.7. Pantalla principal del software Web Smart Switch.....	90
Figura. 3.8. Configuración de la dirección IP y máscara del switch.....	91
Figura. 3.9. Verificación de la configuración realizada	91
Figura. 3.10 Verificación de la conectividad de los PLC's.....	92
Figura. 3.11. Configuración del canal de comunicación 0	93

Figura. 3.12. Configuración del canal de comunicación 1	94
Figura. 3.13 Ladders creados.....	95
Figura. 3.14. Subrutina PRINCIPAL	95
Figura. 3.15. Subrutina MODBUS	96
Figura. 3.16. Protocolo de datos 5003 configurado en el Easygen	96
Figura. 3.17. Lectura de registros	97
Figura. 3.18. Módulo de programación 12 MSG	97
Figura. 3.19. Elementos a configurar del módulo MSG.....	98
Figura. 3.20. Subrutina ALARMAS.....	101
Figura. 3.21. Ingreso a la activación de la licencia.....	105
Figura. 3.23 Seleccionar la opción Tengo acceso a Internet	106
Figura. 3.22. Pantalla principal de la activación de la licencia	106
Figura. 3.24. Descarga de las nuevas actualizaciones	107
Figura. 3.25. Ingreso del serial y la clave del producto.....	107
Figura. 3.26. Selección del ID host	108
Figura. 3.27. Verificación de la descarga de la activación	109
Figura. 3.28 Ventana INICIO	111
Figura. 3.29. Ventana para el ingreso de usuario y contraseña	112
Figura. 3.30 Activación del botón PRINCIPAL	112
Figura. 3.31 Ventana PRINCIPAL.....	113
Figura. 3.32. Estado de los disyuntores	114
Figura. 3.33. Ventana correspondiente al segundo generador.....	115
Figura. 3.34. Visualización de los Setpoints	116
Figura. 3.35. Ventana SETPOINTS	117
Figura. 3.36. Ventana HISTÒRICOS.....	118
Figura. 3.37. Ventana ALARMAS	119
Figura. 3.38. Descarga de software en la página de Woodward	121
Figura. 3.39 Instalación del Toolkit	121
Figura. 3.40. Descripción de los datos de las aplicaciones del Easygen	122
Figura. 3.41. Ingreso al software Toolkit	123
Figura. 3.42. Pantalla inicial del Toolkit	123
Figura. 3.43. Aplicación a ser utilizada.....	124
Figura. 3.44. Elegir el COM respectivo.....	125
Figura. 3.45. Elegir el archivo .SID respectivo	125
Figura. 3.46. Tool Device.....	126
Figura. 3.47. Pantalla inicial del software Toolkit	127
Figura. 3.48. Identificación del número de dispositivo del Easygen.....	128
Figura. 3.49 Configuración del protocolo Modbus	128
Figura. 3.50. Configuración Modbus	129
Figura. 3.51. Protocolo CAN J1939	130
Figura. 3.52. Configuración del generador.....	131
Figura. 3.53. Configuración del motor	132
Figura. 3.54. Configuración de Breakers.....	133
Figura. 3.55. Configuración del GCB	133

Figura. 3.56. Configuración del MCB	134
Figura. 3.57. Configuración Sincronización.....	135
Figura. 3.58. Configuración de entradas y salidas.....	135
Figura. 3.59. Entradas/Salidas discretas	136
Figura. 3.60. Configuración de las entradas discretas	137
Figura. 3.61. Componentes a configurar DI	137
Figura. 3.62. DI utilizada para controlar	138
Figura. 3.63 Salidas Discretas	139
Figura. 3.64. Salidas Analógicas	139
Figura. 3.65. Componentes a configurar en las alarmas.....	141
Figura. 3.66. Energización del módulo SAM.....	142
Figura. 3.67. Módulo ADEC sin conexión.....	143
Figura. 3.68 ADEC conectado.....	143

CAPÍTULO IV

Figura. 4.1. Lectura de parámetros en RsLogix	145
Figura. 4.2. Direcciones Modbus indicadas en el manual del Easygen.....	145
Figura. 4.3. Verificación del dato leído correspondiente a la fuente de alimentación en el HMI	146
Figura. 4.4. Verificación del dato leído correspondiente a la fuente de alimentación en el Toolkit	146
Figura. 4.5. Verificación del dato leído correspondiente en la pantalla del Easygen.....	147
Figura. 4.6. Lectura del dato correspondiente al factor de potencia.....	147
Figura. 4.7. Verificación del dato leído correspondiente al factor de potencia en el HMI	148
Figura. 4.8. Direcciones Modbus indicadas en el manual del Easygen.....	148
Figura. 4.9. Verificación del dato leído correspondiente al factor de potencia en el Toolkit	149
Figura. 4.10. Verificación del dato leído correspondiente en la pantalla del Easygen.....	149
Figura. 4.11. Pantalla del Easygen "Setpoints"	150
Figura. 4.12. Configuración para el ingreso de Setpoints de forma remota	151
Figura. 4.13. Ingreso de valores desde el HMI.....	152
Figura. 4.14. Visualización de los datos escritos en el RsLogix	152
Figura. 4.15. Visualización de los valores en el HMI	153
Figura. 4.16. Pantalla del Easygen "J1939" valores analógicos 1.....	153
Figura. 4.17. Valores leídos desde el modulo SAM.....	154
Figura. 4.18 Datos J1939 visualizados en el HMI.....	155
Figura. 4.19 Datos J1939 visualizados en el Toolkit "Valores analógicos 1"	156
Figura. 4.20. Modo manual	157
Figura. 4.21. Programa RsLogix	157
Figura. 4.22. Modo automático	158

Figura. 4.23. HMI Gen 2	158
Figura. 4.24. Programa RsLogix	159
Figura. 4.25. Modo stop	160
Figura. 4.26 HMI Gen2	160
Figura. 4.27. Programa RsLogix	161
Figura. 4.28 HMI Históricos.....	162
Figura. 4.29 HMI Alarmas	163
Figura. 4.30 Datos J1939.....	164
Figura. 4.31. Estructura para el sincronismo	165
Figura. 4.32 Sincronismo	165
Figura. 4.33 Sincronismo	166
Figura. 4.34 Tipo de sincronización	167
Figura. 4.35 Sincronoscopio en la pantalla del Easygen	171

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO I

Tabla. 1.1 Características Easygen	27
Tabla. 1.2 Especificaciones técnicas del Micrologix 1100	30
Tabla. 1.3 Descripción del controlador del Micrologix 1100	31
Tabla. 1.4 Dimensiones del Micrologix 1100	32
Tabla. 1.5 Características del Switch Trendnet	34
Tabla. 1.6 Características del Servidor.....	35
Tabla. 1.7 Software Utilizado.....	38

CAPÍTULO II

Tabla. 2.1 Elementos de la Arquitectura	61
Tabla. 2.2 Serie de los equipos	62
Tabla. 2.3 Descripción de pines del conector CAN	65
Tabla. 2.4 Descripción de transductores CAN	66
Tabla. 2.5 Direcciones IP	71
Tabla. 2.6 Descripción de las luces indicadoras	74
Tabla. 2.7 Protecciones conectadas en el tablero de control	75
Tabla. 2.8 Descripción de los relés utilizados	76
Tabla. 2.9 Lista de materiales para el tablero de control.....	77

CAPÍTULO III

Tabla. 3.1 Elementos a ser configurados en el módulo MSG	99
Tabla. 3.2 Parámetros para la escritura.....	100
Tabla. 3.3 Variables Utilizadas.....	102
Tabla. 3.4 Parámetros de lectura	103
Tabla. 3.5 Parámetros de Escritura.....	103
Tabla. 3.6 Lectura de alarmas.....	104
Tabla. 3.7 Descripción de los componentes de la ventana INICIO.....	111
Tabla. 3.8 Descripción de los componentes de la ventana del generador 2	115
Tabla. 3.9 Descripción de los componentes de la ventana Setpoints – J1939 - Alarmas..	117
Tabla. 3.10 Descripción de los componentes de la ventana Históricos.....	119
Tabla. 3.11 Descripción de los componentes de la ventana Alarmas.....	120
Tabla. 3.12 Establecimiento del número de dispositivo para cada Easygen	129
Tabla. 3.13 Elementos a configurar en las entradas digitales.....	138
Tabla. 3.14 Descripción de los elementos a configurar en las salidas analógicas.....	140

GLOSARIO

MTU: una marca de Alemania Daimler Chrysler Corporación de motor diesel con sistemas de propulsión, es la fábrica diesel de carga pesada de primera clase del mundo.

EASYGEN: Administrador energético versátil de grupos electrógenos

PLC: controlador lógico programable, dispositivos electrónicos utilizados en automatización industrial.

RTU: Unidad Terminal Remota

HMI: Interface Humano Máquina

SCADA: proviene de las siglas de Supervisory Control And Data Acquisition (Adquisición de datos y supervisión de control).

MOP: motor-operando potenciómetro

GCB: Circuito de interruptor del generador

MCB: Circuito de interruptor de la red

ADEC: Controlador avanzado de motor a diesel (Controller Engine Diesel Advanced)

SAM: Modulo de aplicación de servicio (Service Application Module)

DHCP: Protocolo de configuración dinámica de host

IP: Protocolo de internet (Internet Protocol)

CAN: Red de Área de Control (Controller Area Network)

LAN: Red de Área Local Local Area Network

FO: Fibra óptica

PMG: Permanent Magnetic Generator

PRP: Potencia Primaria Principal (Principal Prime Power)

ESP: Potencia de emergencia en espera (Emergency Stand By Power)

AVR: Regulador Automático de Voltaje

ECU: Unidad Control del Motor

AC: Corriente Alterna

DC: Corriente Directa

OSI: Modelo de interconexión de sistemas abiertos

ISO: Organización Internacional de estandarización.

CRC: Control Redundancia Cíclica

AB: Allen Bradley

NEMA: Asociación nacional de fabricantes eléctricos

SIN: Sistema Interconectado Nacional