

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Automática y Sistemas Computacionales



TRABAJO DE DIPLOMA

“Banco de Pruebas para los dispositivos GPC”

Autor: Luis Manuel García Fernández

Tutores: Dr. Roberto Ballesteros Horta

Msc. Jorge Luis García Sosa

Santa Clara

2017

"Año 59 de la Revolución"

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Automática y Sistemas Computacionales



TRABAJO DE DIPLOMA

“Banco de Pruebas para los dispositivos GPC”

Autor: Luis Manuel García Fernández

email: lgfernandez@uclv.cu

Tutores: Dr. Roberto Ballesteros Horta

Dpto. de Automática, Facultad de Ing. Eléctrica, UCLV

email: rball@uclv.cu

Msc. Jorge Luis García Sosa

Dpto. de Automática, UEB ATI Villa Clara

email: jorge@atvive.une.cu

Santa Clara

2017

"Año 59 de la Revolución"



Hago constar que el presente Trabajo de Diploma fue realizado en la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas como parte de la culminación de estudios de la especialidad de Ingeniería en Automática, autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

Luis Manuel García Fernández

Autor

Los abajo firmantes certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura referido a la temática señalada.

Luis Manuel García Fernández

Autor

Jefe del Departamento

Responsable de Información
Científico-Técnica

RESUMEN

Desde el inicio de la Revolución Energética en Cuba, los grupos electrógenos son una pieza fundamental en el Sistema Electroenergético Nacional. Unos de los modelos más difundidos son los desarrollados por el fabricante coreano Hyundai, los cuales utilizan un dispositivo específico para hacer todas las funciones de control y de protecciones eléctricas sobre sus motores/alternadores: el Controlador de Conexión en Paralelo de Generador (GPC, por sus siglas en inglés). El objetivo de este trabajo es diseñar y proponer un banco de pruebas para los GPC, que permita comprobar su desempeño, y consecuentemente simplificar y mejorar el proceso de reparación de estos. Para lograrlo, se realiza un análisis sobre el funcionamiento del equipamiento básico implicado en la producción de electricidad, se hace una definición de la estructura de un banco de pruebas, así como de los elementos tradicionales de hardware y software que la conforman. Posteriormente, con base en el análisis del GPC, se elaboró el diseño del banco, utilizando un PLC como elemento de hardware principal y un software SCADA como interfaz gráfica. Por último, se presentan los resultados obtenidos luego de someter el sistema a una serie de pruebas y se arriba a conclusiones.

TABLA DE CONTENIDOS

RESUMEN	I
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	5
1.1 Características generales de un alternador	5
1.1.1 Principio de operación	6
1.1.2 Frecuencia	7
1.1.3 Voltaje	7
1.1.4 Potencia generada	7
1.2 Control del alternador	8
1.2.1 Control de la frecuencia y potencia	8
1.2.2 Control del voltaje de salida	10
1.3 Protecciones de un alternador.....	11
1.4 Operación de alternadores en paralelo	13
1.4.1 Sincronización de un alternador a una red eléctrica	13
1.5 Grupos Electrógenos.....	14
1.5.1 Surgimiento del programa de GE en Cuba	14

1.6	Banco de pruebas.....	15
1.6.1	Arquitectura general	16
1.7	El controlador lógico programable, PLC	17
1.7.1	Arquitectura.....	17
1.7.2	Programación.....	18
1.8	Supervisión Control y Adquisición de Datos, SCADA	18
1.8.1	Software Movicon	19
1.9	Protocolos de comunicación.....	19
1.9.1	Modbus.....	19
1.9.2	OPC.....	20
1.10	Consideraciones finales del capítulo	21
CAPÍTULO 2. BANCO DE PRUEBAS PARA LOS GPC		22
2.1	Descripción general de los GE Hyundai.....	22
2.1.1	GE Hyundai PPS	22
2.1.2	Motor/alternador de los GE Hyundai	24
2.2	El Controlador de Conexión en Paralelo de Generador, GPC.....	25
2.2.1	Estructura de Hardware del GPC-2	26
2.2.2	Modos de Regulación	27
2.2.3	Sistema de medición	27
2.2.4	Sincronización.....	28
2.2.5	Control de frecuencia y potencia en el motor/alternador del GE Hyundai.....	28
2.2.6	Control del voltaje de salida del motor/alternador del GE Hyundai	37
2.2.7	Funciones de protección	39
2.2.8	Comunicación.....	40

2.3	Requerimientos del banco de pruebas para los GPC.....	40
2.4	Arquitectura de hardware basada en PLC	41
2.5	Configuración del PLC ABB	42
2.6	Programación del PLC ABB.....	43
2.7	Comunicación entre los elementos del banco de pruebas	44
2.7.1	Comunicación Modbus	44
2.7.2	Comunicación OPC	45
2.8	SCADA Movicon como unidad de mando y supervisión	48
2.8.1	Pantallas de la interfaz gráfica	48
2.9	Consideraciones finales del capítulo	50
CAPÍTULO 3. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL BANCO DE PRUEBAS ...		51
3.1	Desempeño del banco de pruebas	51
3.1.1	Comprobación del funcionamiento de las entradas digitales del GPC.....	52
3.1.2	Comprobación del sistema de medición del GPC	53
3.1.2	Comprobación de las funciones de control y protección del GPC	54
3.2	Análisis económico y medioambiental.....	59
3.3	Consideraciones finales del capítulo	60
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		61
Conclusiones.....		61
Recomendaciones		61
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		62
ANEXOS.....		66
Anexo 1. Alternador trifásico		66
Anexo 2. Estructura de una batería de un GE Hyundai PPS		67

Anexo 3. Hoja de datos del motor/alternador HIMSEN 9h21/32.....	68
Anexo 4. UNITROL 1000-7.....	69
Anexo 5. Descripción funcional de los terminales entrada/salida	70
Anexo 6. Esquema de conexiones del GPC en el GE Hyundai.....	74
Anexo 7. Tabla de datos Modbus del GPC	75
Anexo 8. Métodos para seleccionar cada modo de regulación.....	78
Anexo 9. Estructura de hardware de la CPU PM573.....	79
Anexo 10. Estructura de hardware de los módulos de E/S utilizados en el PLC	80

INTRODUCCIÓN

El uso comercial de la electricidad comenzó a finales de 1870 cuando las lámparas de arco eléctrico eran usadas como luces domésticas y como alumbrado público. El primer sistema eléctrico, compuesto por un alternador, cables, fusibles, contador y cargas, fue construido por Thomas Edison en la antigua estación de la calle Pearl en New York, en el año 1882. El cual era un sistema de corriente directa, que suministraba electricidad a 59 clientes en un área de 1.5 km de radio. En apenas unos años sistemas similares se encontraban operando en la mayoría de las grandes ciudades del mundo. Este fue el comienzo de lo que se convertiría en una de las industrias más grandes del planeta (Kundur, 1994).

En la actualidad los sistemas de generación de electricidad varían en tamaño y en la cantidad de estaciones que forman su estructura. La mayor parte de la electricidad generada proviene de grandes estaciones, pero en los últimos años ha comenzado a crecer el interés en otro tipo de estaciones de generación: las estaciones de generación distribuida (Paredes, 2013). Según la definición del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (Institute of Electrical and Electronic Engineers, IEEE), la generación distribuida "...es la generación de electricidad mediante instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico". Una de las formas más utilizadas en el mundo de este tipo de generación son los llamados grupos electrógenos (GE).

Los GE son equipos formados por un motor primario de combustión interna y un generador sincrónico de corriente alterna, acoplados mecánicamente para producir energía eléctrica. Para su funcionamiento pueden consumir fuel, diesel o gas natural. Presentan como ventaja su alta eficiencia de conversión eléctrica, son de rápida puesta en marcha y de bajo costo comparados a otras tecnologías en el mercado (Sánchez, 2005).

Desde el año 2004 el gobierno revolucionario cubano ha venido realizando enormes inversiones para incorporar a la red eléctrica nacional estos equipos, en respuestas a las

frecuentes afectaciones del suministro eléctrico que sufría el país, debido a diversos factores como: la imposibilidad de realizar mantenimiento y reparaciones a las grandes centrales eléctricas y las redes de distribución producto al acceso limitado a mercados internacionales, el corte abrupto de los suministros de petróleo, sus altos precios y el azote cada vez más frecuente de huracanes (Albuerno, 2012).

La gran mayoría de las estaciones eléctricas utilizan una máquina elemental en la producción de electricidad: el alternador o generador sincrónico, cuya función es convertir la energía, de su forma mecánica a energía eléctrica para luego ser transportada a los diferentes puntos de consumo (Kundur, 1994).

El consumo varía de un día a otro y a lo largo del día, por lo tanto, los alternadores que conforman un sistema de generación, deben ser capaces de responder a los continuos cambios de demanda de carga, produciendo la potencia eléctrica requerida, manteniendo los valores nominales de frecuencia y voltaje. Para lograr este fin y garantizar la continuidad del suministro eléctrico se emplean sistemas de regulación y protección, los cuales constituyen piezas claves en el funcionamiento de los alternadores (Ledesma, 2008).

Hasta la fecha los GE instalados en el país son construidos por las empresas MAN de Alemania, Guascor de España y Hyundai de Corea del Sur (Albuerno, 2012). Estos últimos utilizan un dispositivo específico para realizar todas las funciones de control y protección de sus alternadores, llamado GPC (General Parallel Control) o Controlador de Conexión en Paralelo de Generador, desarrollado por la empresa danesa DEIF.

La UEB (Unidad Empresarial de Base) ATI (Tecnología de la Información y la Automática) Villa Clara lleva varios años realizando funciones de reparación y calibración de estos dispositivos. Luego que se termina este proceso, los GPC se vuelven a instalar en los GE, donde en muchas ocasiones continúan presentando problemas, lo que conlleva llevarlos nuevamente a ATI y mediante muchas limitaciones comprobar el funcionamiento del mismo. Ante esta situación se hace necesario realizar una correcta verificación de todos los parámetros que sean posibles, tales como: el sistema de medición, el comportamiento de las entradas/salidas digitales y comprobar si el GPC puede ejecutar todas las tareas de control y protección del GE.

Por lo que se plantea el siguiente problema: No se dispone de una herramienta que de forma centralizada, autónoma y eficiente permita comprobar el funcionamiento de los GPC. Para dar solución a lo anteriormente planteado se propone el siguiente:

Objetivo General

Proponer un banco de pruebas que permita comprobar el funcionamiento de los dispositivos GPC, utilizando un PLC como elemento de hardware principal y un software SCADA.

Para el cumplimiento del objetivo general se proponen los siguientes **objetivos específicos**:

- Realizar una revisión bibliográfica acerca del funcionamiento de un alternador trifásico, así como los principales sistemas de control y protección que se integran a este.
- Analizar las principales características de un banco de pruebas, detallando los principales elementos de hardware y software que conforman su arquitectura.
- Analizar al dispositivo GPC como unidad de control y protección del alternador de los GE Hyundai instalados en Cuba.
- Diseñar la arquitectura de hardware del banco de pruebas que permita la comunicación en tiempo real con el GPC, para propiciarle capacidad de lectura y mando sobre el mismo.
- Implementar en un PLC la programación del banco de pruebas.
- Implementar una interfaz gráfica en un software SCADA que permita comprobar los parámetros fundamentales del GPC.

El resultado que se alcanza con este trabajo es, la obtención de un medio centralizado y moderno con el fin de verificar el funcionamiento de los GPC, lo cual puede ser extensible a las restantes instalaciones de ATI del país, permitiendo mejorar el proceso de reparación de estos dispositivos vitales en los GE Hyundai.

Para la implementación del banco de pruebas la UEB ATI destinó los recursos necesarios para su realización, además se contó con el visto bueno y la aprobación del centro para realizar las pruebas necesarias.

Organización de la tesis

La tesis incluye tres capítulos, conclusiones, referencias bibliográficas y anexos. Los contenidos de los capítulos son:

Capítulo 1

A partir del estudio realizado en la bibliografía se presenta un resumen de los aspectos fundamentales de los alternadores, las características principales de los grupos electrógenos y una breve reseña histórica sobre el surgimiento del programa de grupos electrógenos en Cuba. Se define la arquitectura general de los bancos de pruebas y las características fundamentales de dos elementos tradicionales en estos: el PLC y el SCADA.

Capítulo 2

En este capítulo se realiza una descripción del proyecto de automática de los GE Hyundai, en específico del GPC como unidad fundamental a la que se dirige la tesis. Se hace un estudio de todos los parámetros y métodos que emplea el GPC para realizar las funciones de control y protección sobre el alternador. Se conforma la arquitectura de hardware del banco de pruebas, se abordan aspectos relacionados con la comunicación de los elementos, la programación del PLC y el diseño del SCADA.

Capítulo 3

En este capítulo se hace una evaluación del desempeño del banco al conectarlo con un GPC y realizar todas las pruebas para las que fue diseñado. Además, se realiza el correspondiente análisis económico y medioambiental.

CAPÍTULO 1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Para un mejor entendimiento de la tesis es importante analizar el funcionamiento de los componentes y el equipamiento básico involucrado en la producción de electricidad, por tanto, en este capítulo se presentan los fundamentos teóricos del alternador trifásico, sus principales sistemas de control, protección y las ventajas de la operación de alternadores en paralelo. Se define en qué consiste un GE y cómo, desde su implementación en Cuba, se han convertido en elemento clave en el Sistema Electroenergético Nacional. Por último, se aborda sobre el concepto general de banco de pruebas y sobre las características fundamentales de los PLC, los SCADA y los protocolos de comunicación Modbus y OPC.

1.1 Características generales de un alternador

La máquina encargada de producir electricidad se denomina alternador o generador sincrónico, el cual funciona si existe una fuente de potencia mecánica y una fuente de excitación. La potencia mecánica es suministrada al alternador por un generador de movimiento primario como un motor o una turbina, y la excitación es suministrada por el sistema de excitación, comúnmente llamado regulador automático de voltaje (Automatic Voltage Regulator, AVR). Al conjugarse estos dos elementos el alternador puede convertir potencia mecánica en potencia eléctrica.

El alternador genera corriente y voltaje a una frecuencia específica; la magnitud de la frecuencia es directamente proporcional a la velocidad del generador de movimiento primario, y la magnitud del voltaje depende de esta velocidad y de la excitación aplicada al alternador. Por tanto, estos dos elementos: velocidad y excitación, deben ser controlados (Mendoza, 2003).

1.1.1 Principio de operación

Si se introduce un imán en la espira formada por un conductor, aparece en este una corriente eléctrica que se opone a dicha introducción. Por el contrario, al sacarlo, cambia la corriente de sentido en el conductor. En estos sencillos fenómenos de inducción se basa el trabajo del alternador. En vez de una sola espira, si se utiliza una bobina enrollada en torno a un núcleo de hierro, y se coloca frente a ella un imán rotativo cuyos dos polos pasarán alternativamente en la proximidad de la bobina, al acercarse el polo norte del imán a la bobina, la corriente inducida en esta irá aumentando hasta que el referido polo pase ante ella, después de la cual se irá alejando y disminuirá la corriente, que cambiará entonces de signo al ser el polo sur el que se acerque a la bobina. La corriente experimenta fluctuaciones periódicas durante las cuales cambia de sentido: es una corriente alterna sinusoidal, si se conectan dos conductores con los bornes de la bobina, estos serán de forma alternativa positivos y negativos. El imán giratorio y la bobina son respectivamente el rotor o campo y el estator o armadura de un alternador (Martínez, 2006).

Como los imanes resultan demasiado pesados en grandes alternadores, estos se remplazan por una o más bobinas, llamadas devanado de campo, que al ser excitadas por corriente directa producen un campo magnético.

Las bobinas del rotor se encuentran dispuestas en torno a un volante de hierro que gira en el hueco de una armazón cilíndrica; el estator, revestido en su interior de bobinas, llamadas devanado de armadura. Todas las bobinas del estator se hallan acopladas y suman su corriente en los terminales del alternador. La corriente cambia de sentido 100 veces por segundo en Europa y 120 en América por lo que la frecuencia nominal es respectivamente de 50 Hz y 60 Hz (Kundur, 1994).

El alternador que se acaba de describir es monofásico. Si se agregan dos juegos de bobinas en el estator iguales al primero y colocadas separadas una de la otra por 120° en el espacio, se convierte en un alternador trifásico que produce tres corrientes idénticas pero cuyas fases no coinciden; cada una separada por 120° en el tiempo: corriente trifásica. La estructura general de un alternador trifásico se muestra en el **anexo 1**.

La corriente alterna trifásica que se genera en el estator produce otro campo magnético giratorio que, bajo condiciones estables de operación, rota a la misma velocidad que el rotor.

Este campo magnético y el campo magnético generado por el rotor interactúan uno con el otro y un torque electromagnético resulta de la tendencia de los campos a alinearse. En un alternador, este torque electromagnético se opone a la rotación del rotor, por tanto, se debe aplicar un torque mecánico para mantener la rotación (Martínez, 2006).

A continuación, se describen los factores que determinan el valor de frecuencia, el voltaje y potencia de un alternador.

1.1.2 Frecuencia

La frecuencia en un alternador depende del número de polos magnéticos formados en el devanado de campo y de la velocidad de este con respecto al estator:

$$f = \frac{p * n}{120} \quad (1.1)$$

Donde f es la frecuencia en Hertz (Hz), p el número de polos y n la velocidad del rotor en rpm. Entre más polos existan en el campo giratorio, menos será la velocidad de rotación necesaria para cierta frecuencia. Por ejemplo, un alternador de 8 polos tendrá que girar a 900 rpm para generar una frecuencia de 60 Hz.

1.1.3 Voltaje

El voltaje de salida inducido en las bobinas del estator fue investigado por Michael Faraday. Descubrió que la magnitud del voltaje es directamente proporcional al número de vueltas de alambre del devanado de armadura y a la velocidad con que cambia en el tiempo el flujo magnético o intensidad del campo:

$$E = N \frac{\partial \Phi}{\partial t} \quad (1.2)$$

Donde E es el voltaje generado en Volts (V), N es la cantidad de vueltas del devanado de armadura, t tiempo en segundos y Φ cantidad de líneas de flujo magnético en webber (1 webber = 10^8 líneas de flujo magnético), a mayor cantidad de líneas mayor intensidad de campo magnético (A.E. Fitzgerald, 1975).

1.1.4 Potencia generada

La siguiente expresión define la potencia mecánica P_m , en Watts (W), suministrada por el generador de movimiento primario al rotor del alternador:

$$P_m = \omega * T_m \quad (1.3)$$

Donde ω es la velocidad angular del rotor en rad/s y T_m el torque mecánico que se genera en el rotor en N*m (Newton * metro). La potencia eléctrica generada por el alternador, si no se consideran pérdidas, coincide con la potencia mecánica (Kundur, 1994).

1.2 Control del alternador

Un alternador debe ser capaz de producir potencia eléctrica, respondiendo a los continuos cambios de demanda de carga, manteniendo la frecuencia y el voltaje en sus valores nominales.

La potencia eléctrica generada depende de la velocidad del rotor y del torque mecánico aplicado según la ecuación 1.3 y la frecuencia depende de la velocidad del rotor, ya que el número de polos en el generador permanece fijo como muestra la ecuación 1.1, por tal razón para controlar la frecuencia se gobierna la velocidad del rotor y para aumentar o disminuir la potencia se regula el torque mecánico aplicado por el generador de movimiento primario.

Para el control del voltaje se regulan la cantidad de líneas de flujo magnético (ecuación 1.2) o también llamado la intensidad del campo magnético, ya que la cantidad de vueltas en el devanado de armadura permanece fija (Mendoza, 2003).

Por tanto, en un alternador se distinguen dos sistemas de control fundamentales:

1. Control de la frecuencia y potencia.
2. Control del voltaje de salida del alternador.

1.2.1 Control de la frecuencia y potencia

Para controlar la frecuencia del voltaje generado y la potencia eléctrica generada, se debe emplear un sistema de control que regule la velocidad y el torque mecánico aplicado al rotor del alternador por el generador de movimiento primario. En la figura 1.1 se muestran los elementos básicos de un sistema de control de frecuencia y potencia considerando una unidad de generación suministrando potencia a una carga aislada:

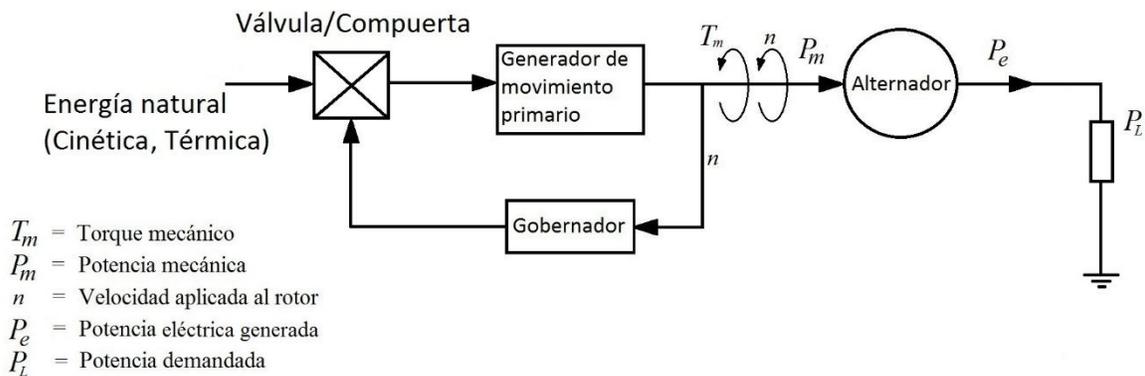


Figura 1.1. Alternador suministrado potencia a una carga aislada.

El generador de movimiento primario es una máquina cuya función es convertir la energía de una de sus formas naturales como la energía cinética del agua, energía térmica derivada de los combustibles fósiles o de reacciones nucleares, a energía mecánica, para luego ser transformada a energía eléctrica en el alternador (Kundur, 1994).

Los generadores de movimiento primario poseen un dispositivo llamado gobernador. La función básica de un gobernador es controlar la velocidad y potencia, mediante la regulación de la entrada de energía en su forma natural. Por ejemplo, en un motor de combustión interna, el gobernador actúa sobre una válvula o una compuerta dejando pasar más o menos combustible. Mientras mayor sea la cantidad de combustible suministrada al motor, mayor será la potencia mecánica que aplicará sobre el rotor del alternador (Universidad Nacional de Educación a Distancia, 2008).

La velocidad del rotor se encuentra directamente ligada a la frecuencia y a la potencia generada (ecuaciones 1.1 y 1.3). Para alcanzar un funcionamiento satisfactorio de una planta, la frecuencia debe permanecer constante, lo cual se logra si se mantiene la generación de potencia eléctrica en balance con la potencia demandada por la carga a través de un sistema de control llamado control de carga-frecuencia (load-frequency control, LFC) o control automático de la generación (automatic generation control, AGC).

La carga varía constantemente y la producción de la planta debe seguir estas variaciones. Si la potencia mecánica proporcionada por el generador de movimiento primario se mantuviera constante, mientras que la potencia eléctrica demandada aumenta, el rotor del alternador se

frenaría, perdiendo parte de su energía cinética de rotación. Como consecuencia, la frecuencia que es directamente proporcional a la velocidad de giro del alternador disminuiría.

La medición de la frecuencia es por tanto un medio para conocer los desequilibrios entre producción y consumo. Al controlar la frecuencia lo más cercano posible a su valor de referencia, se asegura equilibrio entre potencia generada y potencia consumida.

En caso de que la potencia eléctrica generada por el alternador fuera menor que la potencia demandada se produciría una disminución en la velocidad del rotor, que al ser medida por el gobernador provocaría una orden de apertura de la válvula con el fin de aumentar la potencia mecánica. De forma similar, en caso de que la potencia generada fuera mayor que la potencia demandada se produciría un aumento en su velocidad, que provocaría una orden de cierre de la válvula con el efecto de reducir la potencia mecánica entregada por el generador de movimiento primario (Kundur, 1994).

1.2.2 Control del voltaje de salida

En la sección 1.1.3 se menciona que el voltaje generado por un alternador dependía de la cantidad de vueltas de alambre del devanado de armadura, el cual permanece fijo, y la velocidad con que cambia la intensidad del campo magnético. Sin embargo, la velocidad es regulada por el gobernador, por lo tanto, la variable a controlar es la intensidad de campo magnético, la cual está directamente relacionada con la corriente de excitación (I_{exc}) aplicada al devanado de campo, dicha corriente varía en función del voltaje aplicado al devanado de campo, por lo que, al suministrar un voltaje (V_{exc}) al devanado, se manipula directamente la I_{exc} .

No habrá problemas si el V_{exc} se fija a un valor de tal forma que el alternador entregue el voltaje nominal de salida deseado cuando se le demanda una potencia fija, el problema surge si varía la demanda de potencia, esto causa una variación del voltaje de salida. Para resolver esta situación, se requiere que la I_{exc} sea ajustada, para que el alternador entregue nuevamente el voltaje nominal.

Para realizar esta función, el sistema de control de voltaje se encarga de monitorizar el voltaje de salida, y en caso de que cambie su valor con respecto al voltaje nominal de referencia, este actúa directamente sobre el devanado de campo ajustando el V_{exc} y por consiguiente la I_{exc} , llevando el voltaje de salida a su valor nominal (Mendoza, 2003).

1.3 Protecciones de un alternador

El alternador es uno de los equipos más costosos de un sistema eléctrico y se encuentra expuesto, más que ningún otro, a fallas en su funcionamiento que, además de provocar daños en la máquina, son muchas veces impredecibles, por lo que es necesario proporcionarle al alternador un sistema de protección (Castaño, 2003).

Un sistema de protección bien diseñado y coordinado es vital para asegurar que el alternador funcione dentro de los requerimientos y parámetros previstos, brindándole seguridad al equipamiento y al personal que lo opera (Cervantes, 2010).

Las funciones generales del sistema de protección de un alternador son (García, 2007):

- Identificar y localizar el defecto o falla en cuanto a su tipo y lugar, mediante la monitorización continua de las variables fundamentales.
- Poner en práctica las actuaciones y desconexiones necesarias para aislar la falla de la manera más rápida, reduciendo los efectos destructivos de esta, y poniendo fuera de servicio la parte más pequeña de la instalación que baste para dejar la falla aislada y al equipo fuera de peligro.
- Señalizar las fallas detectadas y las actuaciones efectuadas, suministrando la información necesaria para la operación segura y el análisis posterior de la incidencia.

En las centrales eléctricas se utilizan dispositivos de protección basados en diferentes arquitecturas de relés inteligentes (IEEE Power System Relaying Committee, 1997), que son capaces de monitorizar varias señales en el alternador, detectar cual tiene un comportamiento anormal fuera de los parámetros establecidos para un correcto funcionamiento de la máquina, comunicar la falla o anomalía a un nivel superior, ya sea a un panel de alarmas y/o un sistema de supervisión, control y adquisición de datos (Supervisory Control and Data Acquisition, SCADA) y en caso de ser necesario realizar los accionamientos a fin de aislar la sección fallida, para que no se produzcan daños mayores.

La figura 1.4 muestra el proceso que sigue la señal de falla desde que es detectada hasta que se produce el aislamiento y la señalización.

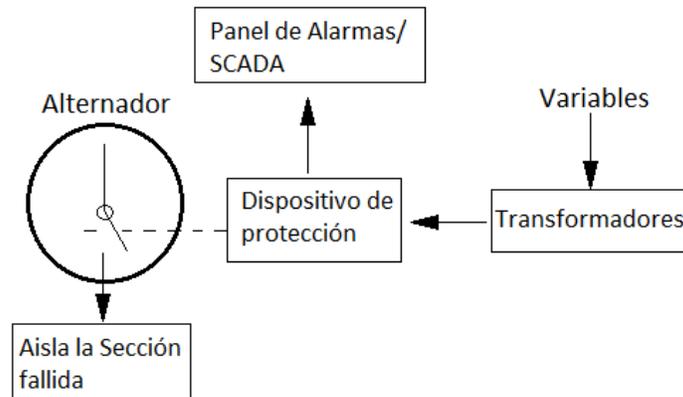


Figura 1.2. Esquema general del sistema de protección ante fallas en un alternador.

Un sistema de protección debe garantizar que el generador esté protegido contra todas las fallas que puedan ocurrir; sin embargo, es improbable que los costos puedan ser justificados para todas las centrales generadoras, en especial para las estaciones con unidades pequeñas. Por lo tanto, los sistemas de protección se diseñan de acuerdo al tamaño de la unidad generadora pero, en toda central eléctrica se considera imprescindible tener (Castaño, 2003):

Protección contra potencia inversa: Si en una central que utiliza un motor de combustión como generador de movimiento primario se suprime el combustible que lo alimenta sin desconectar el alternador de la red, se produce un desequilibrio de potencia, la potencia fluirá de la red hacia el alternador intentado hacerlo trabajar como motor, provocando el efecto inverso que se desea de la central: absorbe potencia de la red en lugar de producirla, lo cual trae consigo aumentos de temperatura inadmisibles en el motor y potencialmente su rotura. La protección recomendada ante tal situación es desconectar el alternador de la red y detener al generador de movimiento primario.

Protección contra sobrecorriente: La corriente generada por un alternador no debe sobrepasar los valores nominales para los cuales fue construida la máquina, un aumento de la corriente puede provocar daños graves en el alternador, sobre todo en el devanado del estator y en la red de distribución de energía; lo cual puede ocurrir si el alternador es sometido a sobrecargas, generalmente por cortocircuitos en las líneas trifásicas de distribución o cuando se le exige un exceso de carga superior a la que el alternador puede operar. La protección recomendada ante tal situación es desconectar de la red al alternador.

Protección contra sobrevoltaje: Se emplea en los alternadores que están sujetos a sobrevelocidad y en consecuencia a sobretensión por pérdidas de carga. Esta protección se proporciona, mediante el equipo de regulación de voltaje (AVR), de no ser así, mediante un relé de sobrevoltaje AC.

1.4 Operación de alternadores en paralelo

En la actualidad los sistemas de generación de electricidad están formados por varias estaciones operando en paralelo. Existen varias ventajas en la subdivisión de un sistema de generación, tanto desde el punto de vista económico como estratégico. Las principales ventajas de un sistema en paralelo son (Medina, 2012):

- Varios alternadores pueden suministrar más potencia que una sola máquina.
- Al tener muchos alternadores se incrementa la confiabilidad del sistema puesto que la falla de cualquiera de ellos no causa la pérdida total de la carga.
- Al tener varios alternadores operando en paralelo es posible retirar uno o varios de ellos para realizar reparaciones o mantenimiento preventivo.
- Varios alternadores que funcionen en paralelo pueden ponerse en servicio o quitarse según la fluctuación de la demanda.

Para que un alternador pueda acoplarse a un sistema de generación de electricidad se debe realizar un proceso previo llamado sincronización.

1.4.1 Sincronización de un alternador a una red eléctrica

Se dice que un alternador está sincronizado a una red de potencia infinita cuando la potencia que puede aportar el alternador es muy pequeña comparada con el tamaño de la red. Esto significa que los ajustes que se hagan sobre los parámetros del alternador no van a modificar las características de la red: los valores nominales de la tensión y la frecuencia de la red, van a permanecer inmutables aunque se modifiquen estos valores en el alternador. Por otra parte, la red va a ser capaz de absorber y suministrar toda la potencia que el alternador le envíe (Pozueta, 2012).

Para que se produzca la sincronización de un alternador a la red, los valores instantáneos de voltaje del alternador y de la red deben ser iguales, esto conlleva que entre los voltajes del alternador y de la red exista:

1. Igualdad de valores nominales.
2. Igualdad de frecuencias.
3. Igualdad de ángulos de fase.

Cuando se cumplan estas condiciones el alternador puede acoplarse al sistema de generación de electricidad (Pozueta, 2012).

El costo de una mala sincronización se traduce en ruptura de la máquina, pérdidas de horas de trabajo, de dinero en reparaciones y tiempo de disponibilidad (Medina, 2012).

1.5 Grupos Electrógenos

Un grupo electrógeno (GE) se puede resumir como la combinación de un motor de combustión interna, como generador de movimiento primario, y un alternador; con la función de generar bajos índices de potencia eléctrica (Gómez, 2006), generalmente por debajo de 50 MW según el Régimen Especial de producción de energía eléctrica de España (Yadaicela, 2011). Fundamentalmente se utilizan para compensar las interrupciones de energía de las redes de distribución, donde la falta de esta puede causar daños importantes o donde la red eléctrica no está disponible, es insuficiente o no es rentable, como en lugares muy apartados o de difícil acceso; por ejemplo: islas o pequeños asentamientos en parajes intrincados (Fernández, 2010).

Sin embargo, los grupos electrógenos ya se están utilizando en varios lugares del mundo, tales como Gran Bretaña (Cleverton-energy, 2009), operando en paralelo y sincronizados a los sistemas eléctricos nacionales de cada país como equipos de respaldo y contribuyendo en la generación de electricidad en la red.

Cuba ha optado por esta alternativa, incorporando GE al Sistema Electroenergético Nacional (SEN).

1.5.1 Surgimiento del programa de GE en Cuba

Ante la crisis que sufrió en 2004 el SEN, apoyado este en grandes plantas con elevados índices de consumo de combustibles y redes de transmisión y distribución en mal estado técnico, surgieron las ideas de un nuevo programa. Este consiste en un sistema basado en el uso de grupos electrógenos dislocados por casi todo el archipiélago y el empleo de medidas concretas para el ahorro de portadores energéticos. Se trata de un esquema de generación

eléctrica mucho más distribuido, mediante la instalación de baterías de grupos electrógenos, que operan con diesel o fuel-oil, sincronizados o no al SEN, lo cual constituyó uno de los más profundos cambios conceptuales en la esfera. Es decir, equipos con bajo consumo energético, alta disponibilidad, facilidad para su instalación y niveles de potencia utilitaria inferiores a las termoeléctricas.

La salida de funcionamiento de algunos de esos grupos no crearía nunca una crisis como la ocurrida en el 2004 cuando se averiaron las centrales termoeléctricas Lidio Ramón Pérez y Antonio Guiteras, esta última, la mayor del país, además la producción de electricidad desde múltiples puntos de la isla garantiza la vitalidad económica y social de la nación ante cualquier clase de adversidad (Albuerne, 2012).

Los GE en Cuba se pueden dividir de acuerdo al combustible con que trabajan en dos grupos: los que operan con fuel-oil y los que operan con diesel, dentro de estos últimos se encuentran los que trabajan sincronizados al SEN y los que trabajan de forma aislada, por el contrario los grupos que operan con fuel-oil siempre se emplean en Cuba sincronizados al SEN, con la salvedad de los que se utilizan en los cayos orientados al turismo, que operan sincronizados al pequeño sistema eléctrico que alimenta a dicho sector.

Los GE que trabajan con fuel-oil en Cuba son de dos fabricantes: los grupos MAN y los grupos Hyundai, estos últimos de la firma coreana Hyundai Heavy Industries, son los de más amplia difusión en todo el país, además son los que usan el dispositivo electrónico denominado Generator Parallel Control (GPC), en la regulación del par motor/alternador y como protección del mismo.

1.6 Banco de pruebas

El término banco de pruebas tiene sus raíces en la comprobación de dispositivos electrónicos, donde un ingeniero sentado en un banco con herramientas de medición y manipulación, tales como osciloscopios, multímetros, cautín, cables y pinzas, verificaba manualmente el funcionamiento del dispositivo bajo comprobación, DUT (device under test, dispositivo bajo comprobación).

Hoy en día se utiliza el concepto banco de pruebas, como una unidad centralizada, donde se comprueba el funcionamiento de un dispositivo, sometiéndolo a varios test que simulan las condiciones reales de trabajo.

El término se usa en varias disciplinas para describir un ambiente de desarrollo aislado de los riesgos de un ambiente de producción industrial (Cardenas, 2016), el cual realiza todos los ensayos requeridos con una alta precisión y velocidad de respuesta permitiendo (Federación de Enseñanza de CC.OO de Andalucía, 2011):

- Analizar el comportamiento del DUT ante distintas condiciones de trabajo.
- Detectar fallas en su funcionamiento.

1.6.1 Arquitectura general

En la actualidad grandes firmas a nivel mundial comercializan gran cantidad de bancos de pruebas para verificar el funcionamiento de distintos dispositivos en la industria desde alternadores (Bosch, 2011) hasta motores de aviación (Ason, 2013). Cada banco de pruebas cuenta con diferentes elementos que forman su estructura en dependencia de los requerimientos y el funcionamiento del dispositivo que se va a comprobar. La figura 1.3 muestra un diagrama general de la arquitectura de un banco de pruebas.

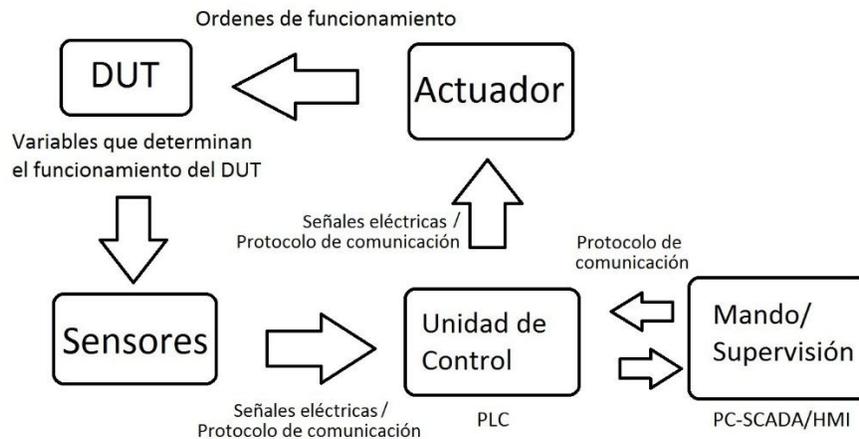


Figura 1.3. Arquitectura general de un banco de pruebas.

El esquema tradicional de un banco de pruebas se basa en un PLC como unidad de control principal (Moreno, 2008), aunque también se pueden encontrar bancos que utilizan a la propia PC como unidad de control (Edibon, 2013) utilizando tarjetas de adquisición de datos,

módulos de conversión de entrada/salida: análogo/digital y digital/análogo, en este caso en la unidad de control funciona también como unidad de supervisión y mando.

Para realizar las pruebas el actuador tiene que operar sobre el DUT, provocando una variación en su funcionamiento. Por ejemplo, en un banco de pruebas realizado para comprobar el funcionamiento de una bomba centrífuga, se utiliza como actuador un variador de frecuencia que, al modificar la velocidad de la bomba, provocará variaciones en la presión y caudal de salida del agua (Bermeo, 2014).

La unidad de control, se encarga de tomar los datos obtenidos mediante los sensores instalados en el DUT, una vez procesada la información se envían todos los datos al sistema de supervisión y mando donde el operador puede evaluar las pruebas realizadas, y tomar decisión respecto al funcionamiento del DUT, la unidad de supervisión y mando está compuesta por una PC con un software SCADA instalado y/o un dispositivo HMI (human machine interface, interfaz hombre máquina).

1.7 El controlador lógico programable, PLC

Un PLC (programmable logic controller) es un dispositivo electrónico operado digitalmente, que usa una memoria programable para el almacenamiento interno de instrucciones para implementar funciones específicas, tales como lógica, secuenciación, registro, regulación PID, conteo y operaciones aritméticas para controlar, a través de módulos de entradas/salidas digitales (ON/OFF) o analógicos (1 - 5 VDC, 4 -20 mA), varios tipos de máquinas o procesos (Balcells, 2010).

1.7.1 Arquitectura

La arquitectura de un PLC puede ser dividida en varios bloques (Perez, et al., 2004), (Departamento de ingeniería de sistemas y automática, 2005):

- Unidad central de procesamiento (CPU, central processing unit): es el cerebro del PLC y está formada por un microprocesador, una unidad de memoria y una unidad aritmética y lógica. La CPU realiza el control interno y externo del autómata y la interpretación de las instrucciones del programa. A partir de las instrucciones almacenadas en la memoria y de los datos que recibe de las entradas, genera las señales de las salidas.

- Fuente de alimentación: proporciona energía a la CPU y a todos los módulos del PLC.
- Módulos de entrada/salida: canales de entrada/salida, los cuales pueden ser de tipo analógico o digital.
- Módulos de comunicación: facilitan la comunicación del PLC con otros dispositivos, como una PC o un HMI.

1.7.2 Programación

Los programas de los PLC son elaborados en aplicaciones especiales en una computadora y luego descargados mediante distintos tipos de comunicación al PLC, en dependencia del fabricante, los programas se guardan en la memoria para ser ejecutados (Balcells, 2010). Existen cinco lenguajes de programación conforme con el estándar industrial IEC (International Electrotechnical Commission):

- IL (instruction list, lista de instrucciones): es un lenguaje de bajo nivel similar al lenguaje ensamblador.
- ST (structured text, texto extrutturado): es un lenguaje de alto nivel similar sintácticamente en el lenguaje Pascal, en el cual está basado.
- LD (ladder diagram, diagrama de escalera): lenguaje gráfico que expresa relaciones entre señales binarias como una sucesión de contactos serie y en paralelo.
- FBD (function block diagram, diagrama de bloques de función): permite una rápida programación mediante bloques funcionales de entrada/salida y lógica booleana.
- SFC (sequential function chart, bloque de funciones secuenciales): se utiliza para la programación de procesos secuenciales (Bryan & Bryan, 1997).

1.8 Supervisión Control y Adquisición de Datos, SCADA

Un sistema SCADA no se trata de un sistema de control, sino de un software de monitorización y supervisión, que realiza la tarea de interfaz entre los niveles de control, como los PLC y los de gestión a un nivel superior. Un sistema SCADA puede controlar, monitorizar y supervisar desde un centro de control, los procesos de estaciones remotas distantes, empleando diversos tipos de enlaces de comunicaciones (Romangosa, et al., 2004). Uno de los softwares SCADA más conocidos en Cuba es el Movicon.

1.8.1 Software Movicon

La compañía italiana Progea, que se dedica a la producción de software para la automatización, es el proveedor de Movicon (Monitorización, Visión y Control), software utilizado por las compañías dedicadas a la automatización y control de procesos. Durante más de diez años, Movicon ha sido el punto de referencia en tecnologías de software para automatización, manteniendo los conceptos de simplicidad, potencia y funcionando siempre como sistema abierto. En Cuba lo comercializa la empresa Copextel (Pascual, 2009).

Entre las características fundamentales de Movicon se encuentra que: trabaja con el sistema operativo Windows, contiene una amplia biblioteca de símbolos, objetos y gráficos, ofrece la posibilidad de programación en *Basic Script*, contiene editores de menú y cajas de diálogos, tiene un administrador de alarmas, objetos PID integrados, soporte de las tecnologías ActiveX, OLE2, ODBC, DDE, DAO/ADO, SQL, y OPC (Coca, 2007).

1.9 Protocolos de comunicación

Un protocolo de comunicación es un sistema de reglas, que permiten que dos o más entidades de un sistema se comuniquen entre ellas para transmitir información por medio de cualquier tipo de variación de una magnitud física. Se trata de las reglas o el estándar que define la sintaxis, semántica y sincronización de la comunicación. Los protocolos pueden ser implementados por hardware, por software, o por una combinación de ambos (Aragón, 2008).

A continuación, se realiza una breve descripción de dos de los protocolos estándar de comunicación más utilizados en ambientes industriales en el mundo: Modbus y OPC.

1.9.1 Modbus

El protocolo Modbus fue desarrollado por Modicon hacia el año 1979, para interconectar sus controladores programables, pero con el pasar del tiempo ha tenido una gran acogida y se ha convertido en el “lenguaje” común utilizado por muchos controladores y otros dispositivos de monitorización y control desarrollados por otros fabricantes (Nhiavue, 2014). En sus inicios fue implementado como un protocolo al nivel de la aplicación con la finalidad de transferir datos por una capa serial, Modbus se ha expandido para incluir implementaciones a través de protocolo serial, TCP/IP y el User Datagram Protocol (UDP).

Modbus es un protocolo de solicitud-respuesta usando una relación maestro-esclavo. En una relación maestro-esclavo, la comunicación siempre se produce en pares, un dispositivo debe iniciar una solicitud y luego esperar una respuesta, el dispositivo de inicio, el maestro, es responsable de iniciar cada interacción. Por lo general un maestro es una HMI, una PC o un PLC y el esclavo un sensor, actuador o un PLC (National Instruments, 2014).

El protocolo Modbus establece el formato para la solicitud del maestro, colocando en ella la dirección del dispositivo esclavo, un código de función que define la acción solicitada, cualquier dato que haya de enviarse y un campo de comprobación de error. El mensaje de respuesta del esclavo está también definido por el protocolo Modbus. Contiene campos que confirman la acción tomada, cualquier dato que haya de devolverse y un campo de error. Si el mensaje que se recibe por el esclavo es defectuoso o el esclavo es incapaz de realizar la acción solicitada, construye un mensaje de error y lo envía como respuesta (Nhiavue, 2014). La figura 1.4 muestra un esquema de este proceso.

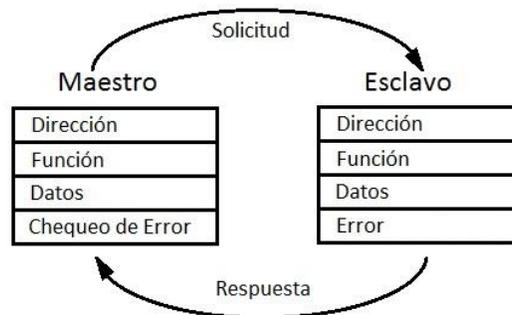


Figura 1.4. Ciclo de solicitud respuesta del protocolo Modbus.

1.9.2 OPC

El OPC (OLE for Process Control) es un estándar de comunicación con arquitectura cliente-servidor usada en la industria de control de procesos. Permite que diferentes fuentes envíen datos a un mismo servidor OPC, al que a su vez podrán conectarse diferentes programas compatibles con dicho estándar. De este modo se elimina la necesidad de que todos los programas cuenten con *drivers* para comunicar con múltiples fuentes de datos, basta que contengan un *driver* OPC (Thi, 2012). La figura 1.5 muestra un sistema de comunicación utilizando *drivers* de diferentes propietarios y como OPC se presenta como una solución a este problema.

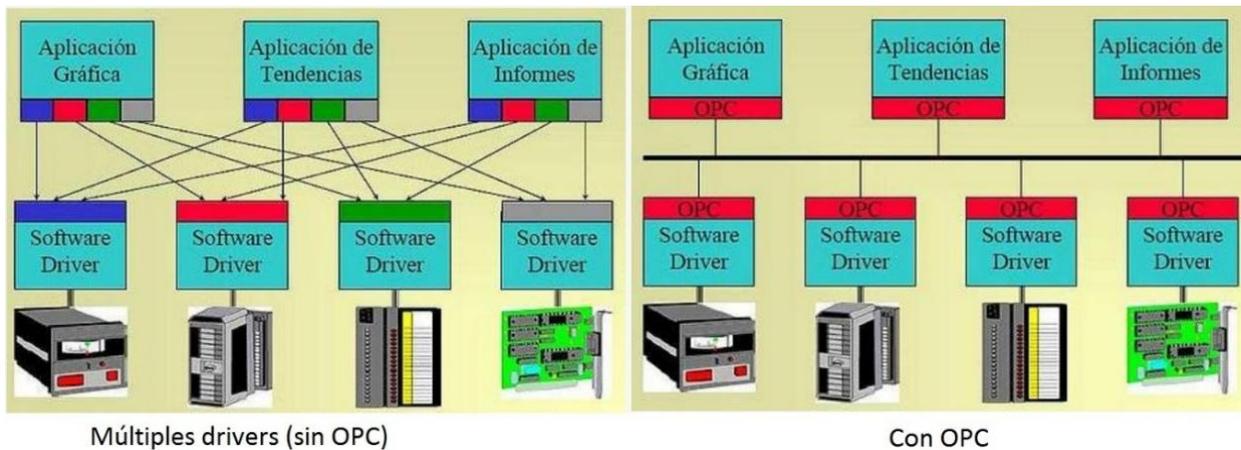


Figura 1.5. A la izquierda se muestra un entorno de comunicación heterogéneo y la derecha un entorno OPC.

Un servidor OPC es una aplicación de software o *driver* compuesta por dos partes. La primera parte se comunica con una o muchas fuentes de datos utilizando el protocolo propietario perteneciente a las fuentes de datos. La segunda parte se comunica con uno o muchos clientes OPC utilizando el protocolo estándar OPC. En una arquitectura cliente OPC/servidor OPC, el servidor hace de elemento esclavo mientras que el cliente hace de maestro. La comunicación entre un cliente OPC y un servidor OPC es bidireccional lo que significa que el cliente puede tanto leer como escribir en el servidor (Honey Well International Inc, 2017).

1.10 Consideraciones finales del capítulo

Los parámetros más importantes a controlar en un alternador son: la frecuencia/potencia, el voltaje de salida y la sincronización del alternador a una red paralela.

En un alternador es indispensable contar con un sistema de protección de potencia inversa, protección de sobrecorriente y protección de sobrevoltaje.

Los GE Hyundai son los de más amplia difusión en Cuba y trabajan sincronizados al Sistema Electroenergético Nacional.

Los bancos de prueba son instrumentos de hardware y software que, mediante una interfaz gráfica, pueden verificar el funcionamiento de un dispositivo.

Una de las estructuras más utilizadas en los bancos de pruebas incluyen un PLC como unidad de control y un software SCADA como unidad de supervisión y mando.

CAPÍTULO 2. BANCO DE PRUEBAS PARA LOS GPC

En este capítulo se presenta la estructura general de un emplazamiento de GE Hyundai, específicamente los del tipo PPS, así como los parámetros fundamentales de los alternadores, motores, sistemas de excitación y gobernadores que se encuentran operando en estos. Se realiza una descripción de las características y funciones principales del GPC como unidad de control y protección del par motor/alternador en un GE, para a partir de estas obtener los requerimientos del banco de pruebas y plantear la arquitectura de hardware del mismo. Se aborda sobre la configuración y programación del PLC que se utiliza, y sobre la comunicación entre los elementos del banco de pruebas. Por último, se describen las pantallas de la interfaz gráfica del banco realizadas en el software Movicon.

2.1 Descripción general de los GE Hyundai

Los GE Hyundai tienen dos denominaciones dadas por el fabricante, lo cual está relacionado con la forma de su construcción en los emplazamientos y la potencia del motor/alternador; los llamados DPP (Distributed Power Plant, Plantas de Generación Distribuidas), que poseen generadores de 2500 KW de potencia y los llamados PPS (Package Power Station, Plantas de Generación Empaquetadas), que poseen alternadores de 1700 KW de potencia, en ambos casos se utilizan los GPC como elemento de regulación y protección del alternador. Los más usados en Cuba son los PPS, teniendo en cuenta que la mayoría de las características son comunes (Hyundai Heavy Industries CO. LTD., 2006).

2.1.1 GE Hyundai PPS

Como su nombre indica, los GE Hyundai del tipo PPS, son grupos donde sus principales objetos tecnológicos vienen previamente contruidos y empaquetados dentro de contenedores, cada uno de estos con su propio PLC para su funcionamiento, los cuales están dentro de una red tecnológica que incluye los GPC, lo que viene a conformar el proyecto de automática del grupo.

Desde el punto de vista estructural los PPS se agrupan por baterías, un emplazamiento de GE puede estar formado por una o más baterías. Una batería es el grupo mínimo de unidades tecnológicas necesarias para el grupo electrógeno. El **anexo 2**, muestra la estructura de una batería, la cual está conformada por las siguientes unidades tecnológicas:

- Cuatro motores/alternadores, cada uno de ellos en un contenedor.
- Una unidad de tratamiento de combustible pesado.
- Una unidad de tratamiento eléctrico.
- Una caldera recuperadora de temperatura de los gases de escape.
- Una unidad de tratamiento de agua.
- Una unidad de descargue de combustible.
- Una unidad de control y monitorización.

El combustible de trabajo de los motores es el fuel-oil, que es muy pesado y viscoso para el consumo por el motor, por lo que se emplea una unidad de tratamiento de combustible, la cual refina y calienta el combustible. Cada batería cuenta con una caldera recuperadora de temperatura, la cual aprovecha los gases de escape para producir vapor que posteriormente se usa en la unidad de tratamiento de combustible pesado para refinar y calentar el fuel-oil, antes de ser enviado al motor para su consumo.

En la unidad de tratamiento eléctrico, se encuentran las protecciones eléctricas del generador, el interruptor de salida de cada motor/alternador y el interruptor general de salida de cada batería. En esta unidad se encuentran los cuatro GPC que regulan el trabajo del motor/alternador (Hyundai Heavy Industries CO. LTD., 2006).

El proyecto general de la automática del grupo electrógeno está conformado por PLC de la firma Siemens con CPU-315, cada unidad tecnológica cuenta con uno para el control local de la unidad, exceptuando la unidad de tratamiento eléctrico. La intercomunicación entre los PLC de las unidades tecnológicas se realiza utilizando Industrial Ethernet.

Al encontrarse la unidad de tratamiento eléctrico separada de los motores/alternadores, el GPC no se conecta directamente al motor/alternador, es decir todas las salidas y entradas digitales que emplea para realizar las funciones de control y protección se conectan a módulos de entrada/salida digital ubicados en esta unidad, los cuales se comunican mediante

el protocolo Profibus DP con el PLC que se encuentra en la unidad del motor/alternador, **anexo 2**.

La comunicación entre el GPC y el PLC de la unidad de control y monitorización se realiza a través del protocolo serial Modbus.

Mediante esta comunicación el GPC recibe las órdenes de parte del SCADA en un nivel superior y además informa a este del estado del motor/alternador y alarmas que este maneja.

2.1.2 Motor/alternador de los GE Hyundai

El motor y el alternador de los GE Hyundai PPS vienen integrados como una sola unidad. Se trata del motor/alternador Hyundai modelo HIMSEN 9h21/32 de 1700 KW de potencia activa nominal, con 8 polos y un sistema de excitación también integrado (Hyundai Heavy Industries CO. LTD., 2006). La tabla 2.1 presenta los datos técnicos principales de la máquina y el **anexo 3** la hoja de datos.

Tabla 2.1. Datos técnicos del motor/alternador Hyundai HIMSEN 9h21/32.

Potencia aparente nominal (S_n)	2127 KVA
Potencia activa nominal (P_n)	1701 KW
Voltaje nominal	4160 V
Corriente nominal	295.1 A
Frecuencia nominal	60 Hz
Factor de potencia ($\cos\phi$)	0.8
Velocidad nominal	900 rpm
No. de Polos	8
Voltaje de excitación	80 V
Corriente de excitación	6 A

Gobernador

El gobernador que se emplea en cada motor del GE es el 1102V de la serie 1100 de Reguladores Europa, el cual es uno de los líderes en el control de generadores de movimiento primario en los últimos 20 años, con miles en servicio en todo el mundo.

El modelo 1102V es capaz controlar la velocidad del motor en un rango entre 180 rpm y 1600 rpm, para ello cuenta con un regulador centrífugo de velocidad, un mecanismo hidráulico para el control de la válvula de admisión de combustible y un cambiador de velocidad de referencia análogo/digital (Regulateurs Europa B.V., s.f.).

Excitación

Como dispositivo de excitación se integra al motor/alternador el regulador automático de voltaje UNITROL 1000-7, **anexo 4**, de la firma suiza ABB, el cual provee una I_{exc} máxima de 7 A y un V_{exc} máximo de 300 V.

El UNITROL 1000-7 es un AVR de la más reciente construcción y concebido para la excitación de alternadores. La estructura mecánica consiste en una tarjeta electrónica montada en un disipador térmico, donde las conexiones de alimentación y de señales eléctricas de entrada/salida están integradas sobre la propia tarjeta (ABB Switzerland Ltd, s.f.).

2.2 El Controlador de Conexión en Paralelo de Generador, GPC

El GPC es un equipo basado en microcontrolador, diseñado por la empresa danesa DEIF para el control y protección de alternadores impulsados por motores fuel-oil o diesel. Realiza todas las funciones necesarias para controlar y proteger al alternador independiente del uso que se haga de este. Esto significa que el GPC puede usarse en varias aplicaciones, tales como:

- Alternador operando una carga aislada.
- Alternador sincronizado a la red.
- Múltiples alternadores controlando una carga común.

Consta con un sistema de medición trifásico, el cual constituye la base para realizar todas las funciones de control y protección del GE.

Funciones de Control

Los GPC cuentan con funciones básicas de control y otras que se pueden añadir en dependencia de opciones, las funciones básicas de control que se incluyen en cada unidad son:

- Sincronización a la red.
- Control de potencia fija, con alternador sincronizado a la red.
- Control de frecuencia fija, con alternador operando una carga aislada.
- Manejo de carga entre varios alternadores con control de potencia y frecuencia.
- Salida a relé para control del gobernador de velocidad.

- Salida a relé para apertura/cierre del interruptor de sincronización del generador.
- Ajuste de rampa de toma de carga y descarga del generador.
- Salida de relé para arranque y parada del próximo generador en el manejo de cargas variables con múltiples generadores.

Funciones de Protección

Al igual que las funciones de control, las funciones de protección se activan o no en dependencia de opciones que se les añadan a las funciones básicas. Las funciones estándar de protección incluidas en todas las unidades son:

- Protección de potencia inversa.
- Protección de sobrecorriente.
- Protección de sobrevoltaje.

Hoy en día se comercializan tres distintas versiones de GPC, la versión que se encuentra operando en los GE Hyundai de Cuba es la versión dos; GPC-2.

2.2.1 Estructura de Hardware del GPC-2

La figura 2.1 muestra un esquema del dispositivo.

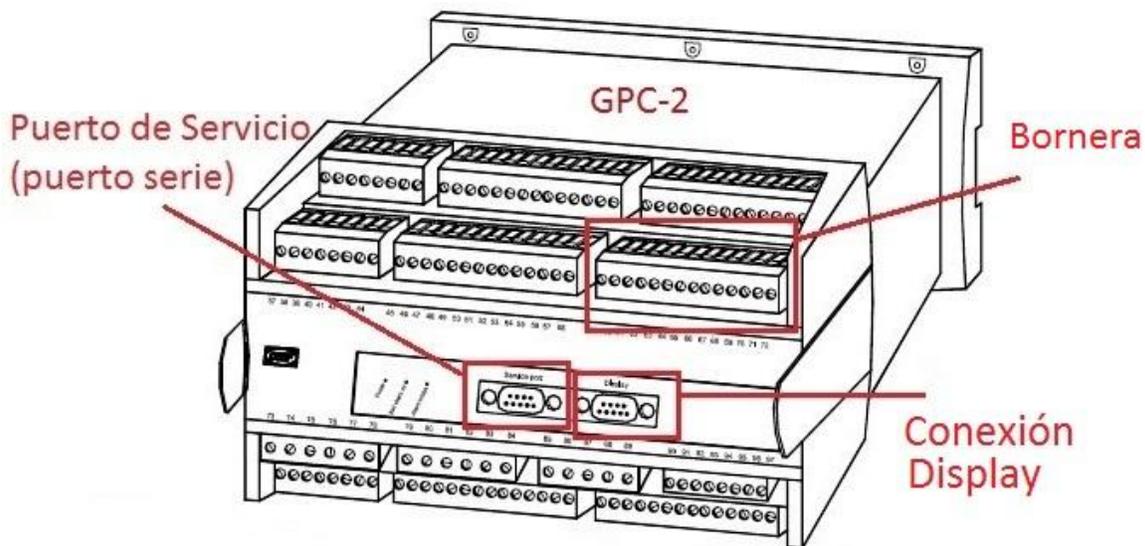


Figura 2.1 Estructura de hardware del GPC-2.

Como se aprecia en la figura 2.1 el GPC está compuesto por conjuntos de terminales de entrada/salida llamados borneras, un puerto serie llamado puerto de servicio y un puerto que comunica al GPC con un display externo.

El **anexo 5** muestra, en forma de tabla, la descripción funcional de todos los terminales de entrada/salida del GPC y el **anexo 6** el esquema de conexiones de estos terminales en el GE Hyundai.

2.2.2 Modos de Regulación

El GPC puede utilizarse para diferentes aplicaciones, esto depende de la selección de los diferentes modos de regulación:

- **Frecuencia fija**

Se utiliza cuando el GE suministra potencia a una carga aislada. En este caso se controlan las variaciones de carga manteniendo la frecuencia constante. Si se aumenta o disminuye el suministro de combustible al motor, aumentará o disminuirá la frecuencia para mantener un equilibrio entre generación y consumo.

- **Potencia fija**

Se utiliza cuando el generador está funcionando en paralelo a la red. Durante la operación a potencia fija, el GE no puede variar la frecuencia, ya que esta es mantenida por la red. Si se aumenta o disminuye el suministro de combustible al motor, la frecuencia del GE no variará, sino que tan solo aumentará o disminuirá la potencia generada.

- **Reparto de carga y modo disminución de voltaje y frecuencia (modo *Droop*)**

Estos modos de regulación son para aplicaciones muy específicas de un alternador y no se emplean en los GE Hyundai instalados en Cuba.

El **anexo 8** muestra los métodos para seleccionar cada modo de regulación en el GPC-2.

2.2.3 Sistema de medición

La bornera cinco del GPC se dedica en su totalidad a la medición de todos los valores necesarios para realizar las funciones de control y protección del GPC. Se miden los valores trifásicos de voltaje y corriente a la salida del alternador y los valores trifásicos de voltaje de la línea. A partir de estas mediciones primarias el GPC calcula las demás mediciones eléctricas: Potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, frecuencia, factor de

potencia y energía activa del alternador, y de la red; frecuencia, ángulo de fase y ángulo de fase línea/generador.

2.2.4 Sincronización

Como se planteó en la sección 1.4.1, la sincronización es el proceso por medio del cual se ajustan las variables eléctricas de un generador que se pretende conectar a la red.

En el GE, para realizar dicho proceso, el GPC chequea el valor del voltaje trifásico de la red y su frecuencia, a través del sistema de medición, luego regula el par motor/alternador a girar a la frecuencia de la red y generado el mismo voltaje y fase de salida. Cuando los parámetros de la red y los del alternador coinciden el GPC activa el relé de sincronización (DEIF, s.f.).

2.2.5 Control de frecuencia y potencia en el motor/alternador del GE Hyundai

El control de la frecuencia y la generación de potencia en el motor/alternador del GE se realiza a través de dos lazos de control, como se muestra en la figura 2.2:

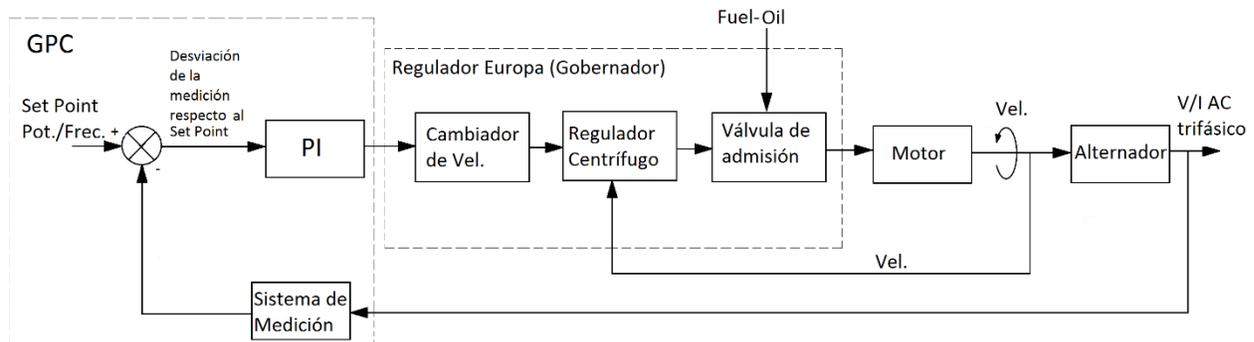


Figura 2.2. Lazos de control de la frecuencia y la potencia en el GE.

El lazo de control interno ajusta la posición de la válvula de admisión de fuel-oil para conseguir que la potencia mecánica generada por el motor coincida en todo momento con la potencia eléctrica demanda al alternador.

El dispositivo encargado de controlar la posición de la válvula es el Regulador Europa, cuyo funcionamiento está basado en el regulador centrífugo de Watt, figura 2.3:

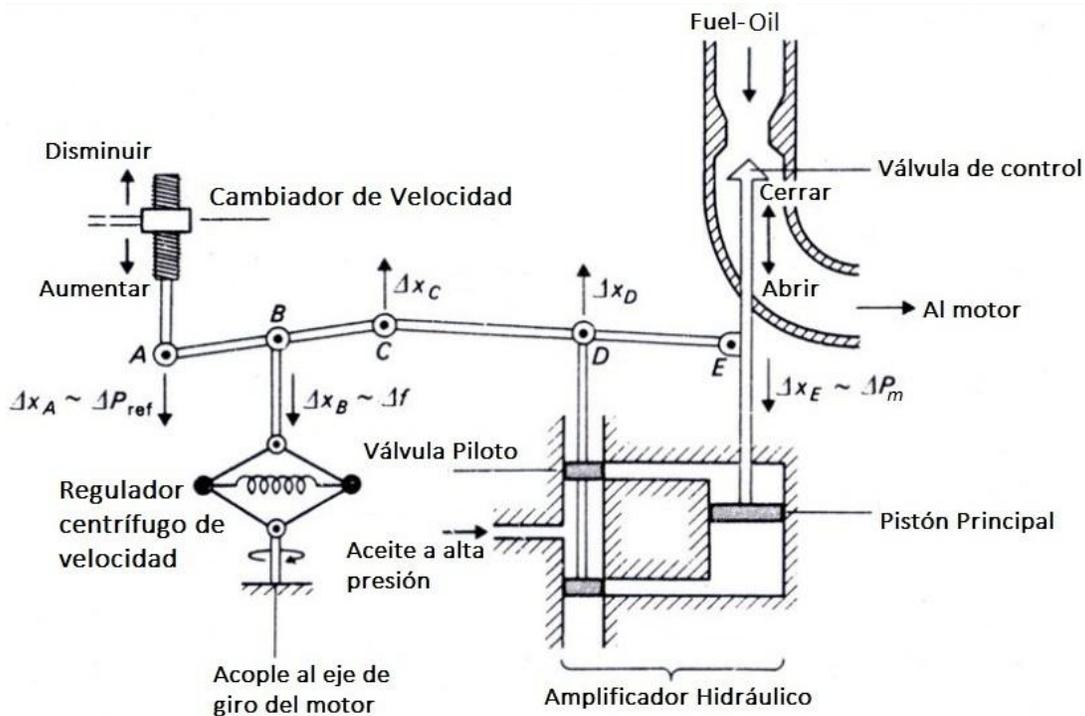


Figura 2.3. Diagrama funcional simplificado del control primario de frecuencia y potencia basado en el regulador centrífugo.

Según la figura 2.3 el control de la válvula de admisión del motor se ejerce mediante su desplazamiento vertical en la dirección x_E , de forma que un desplazamiento hacia abajo del punto E, abre la entrada de fuel-oil y provoca por tanto un incremento de potencia mecánica, P_m , mientras que un desplazamiento hacia arriba provoca el efecto contrario.

Para lograr el control de posición del punto E, es necesario aplicar una fuerza elevada que contrarreste la presión del combustible que alimenta al motor. Dicha fuerza se obtiene mediante un amplificador hidráulico que consta de varias etapas. En la versión simplificada de la figura 2.3 se muestra una etapa única. La entrada del amplificador es la posición, x_D , de la válvula piloto, mientras que su salida es la posición, x_E , del pistón principal. Mediante este dispositivo una pequeña fuerza aplicada en D provoca una fuerza muy elevada en E.

En efecto, mediante un desplazamiento hacia arriba de la válvula piloto (punto D) se provoca un desplazamiento hacia abajo del pistón principal (punto E) debido a que la entrada en el amplificador hidráulico de aceite a alta presión tiene un único camino abierto, por tanto, empuja hacia abajo al pistón principal. Mediante un desplazamiento hacia abajo del punto D, se obtiene el efecto contrario.

Este mecanismo se completa con el **cambiador de la velocidad de referencia** y con el **regulador centrífugo de velocidad** cuyos mecanismos de funcionamiento se explican a continuación.

Cambiador de velocidad de referencia

Mediante el cambiador de la velocidad de referencia se puede controlar también la potencia mecánica entregada por el motor. Según se aprecia en la figura 2.3, un incremento de la velocidad de referencia se consigue mediante un desplazamiento hacia abajo del eslabón A, x_A . Suponiendo ahora fija la posición del punto B, el efecto es un desplazamiento hacia arriba del punto C, y también un desplazamiento hacia arriba del punto D, lo cual según se ha explicado antes provoca la apertura de la válvula y el incremento de la P_m entregada por el motor. Mediante el desplazamiento de x_A , lo que se ajusta es el punto de consigna del alternador, es decir la potencia de referencia del alternador P_{ref} , entonces $\Delta x_A \sim \Delta P_{ref}$. Por tanto, un incremento en la potencia de consigna del alternador mediante un desplazamiento hacia abajo del punto A, se traduce en un incremento de la potencia mecánica del motor.

Si se produce una disminución de la velocidad de referencia y un desplazamiento hacia arriba del punto A se obtiene el efecto contrario, es decir disminución de la P_m .

Regulador centrífugo de velocidad

En 1788 James Watt, inventor de la máquina de vapor, completó su diseño mediante el regulador centrífugo de velocidad, también conocido como regulador de bolas voladoras o péndulo cónico, cuya función era mantener la velocidad de giro de la máquina sensiblemente constante, independientemente del valor de la potencia eléctrica cedida por el alternador.

Este dispositivo consta de dos bolas o esferas metálicas acopladas mecánicamente al eje de giro del motor mediante una transmisión, de forma que las bolas giran a la velocidad marcada por el motor. En caso de una disminución de la carga conectada a la salida del alternador, el motor tiende a acelerarse aumentando su velocidad de giro, por lo cual las bolas se desplazan hacia fuera por efecto de la fuerza centrífuga, consecuencia de la mayor la velocidad de giro. Al separarse las bolas, el punto B se desplaza hacia abajo, lo cual supone un desplazamiento también hacia abajo de C y D, y un desplazamiento hacia arriba de E, por tanto, se cierra la válvula de entrada de combustible, el motor se ralentiza y disminuye la potencia mecánica. De forma similar una disminución de la velocidad de giro

del motor implica el efecto contrario: un aumento de la potencia mecánica. De esta forma se consigue una velocidad de giro prácticamente constante, aunque cambie la potencia mecánica cedida por el motor.

Control del GPC sobre el gobernador

Para una posición fija del cambiador de velocidad de referencia, la curva que representa la velocidad del motor, controlado mediante el regulador de velocidad, en función de la potencia que entrega, es una recta prácticamente horizontal, tal y como se muestra en la figura 2.4. La pendiente de la recta se denomina constante de regulación (R) o por ciento de regulación (%R), y se define como la diferencia de frecuencias o de velocidades de rotación, entre el régimen de funcionamiento en vacío y a plena potencia. Con un buen regulador de velocidad, la diferencia de frecuencias entre vacío y plena carga no suele exceder del 4% de la frecuencia nominal (Universidad Nacional de Educación a Distancia, 2008).

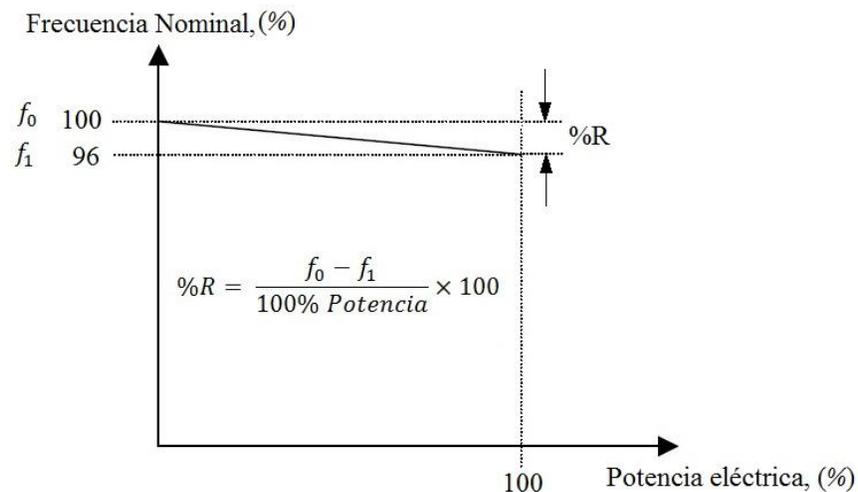


Figura 2.4. Característica frecuencia-potencia de un motor-alternador equipado con un regulador de velocidad.

En la figura 2.5 se muestran cuatro pruebas realizadas al Regulador Europa 1102V (manejando una carga aislada, con $\%R = 3\%$.) para un motor/alternador Hyundai HIMSEN 9H25/33, ajustado para trabajar con una potencia nominal de 2610 KW a una velocidad de 900 rpm.

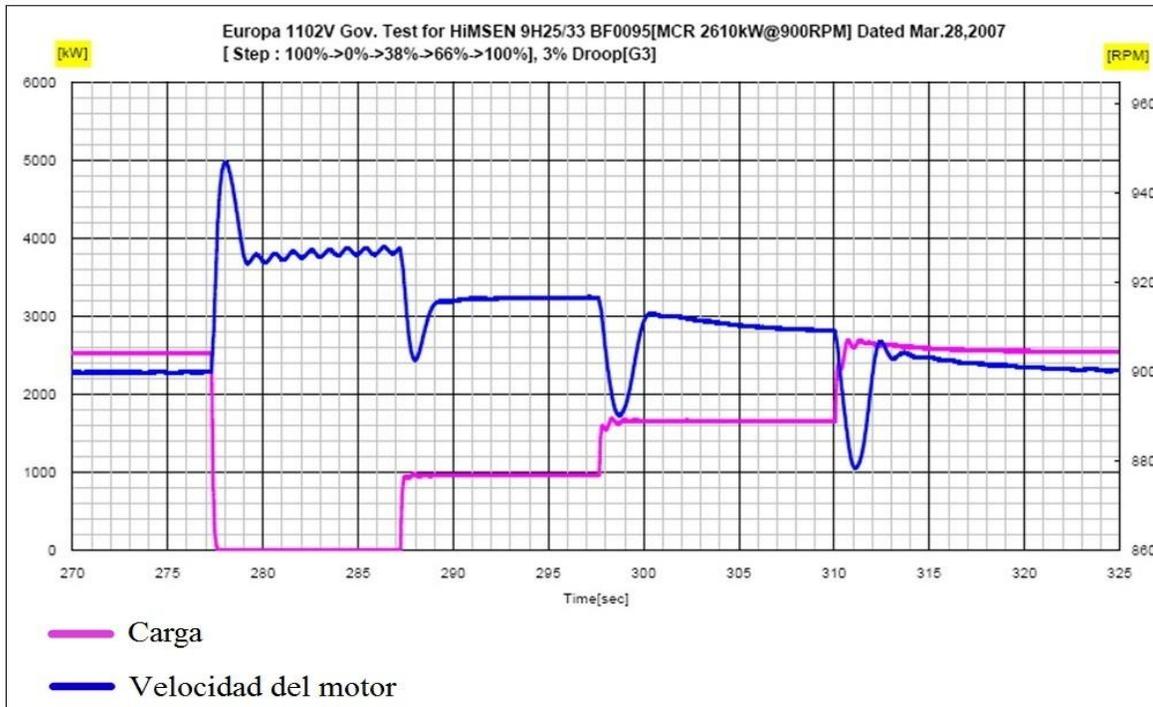


Figura 2.5. Pruebas realizadas a un motor alternador Hyundai HIMSEN 9H25/33 controlado por el Regulador Europa 1102V.

Primeramente, el motor se encuentra operando a 900 rpm con una carga de 2610 KW. En un primer paso se lleva la carga a cero, de 100% a 0%, aumenta la velocidad del motor y el gobernador responde a este cambio, como $\%R = 3\%$, la velocidad del motor varía 27 rpm y el motor gira a 927 rpm. Luego se realizan otras tres pruebas hasta llevar el motor a plena potencia (tomado del Informe sobre pruebas de fábrica a unidades Hyundai de 1.7 y 2.5 MW). Como se muestra en la figura 2.5 el motor no es capaz de mantener una velocidad constante ante las variaciones de la carga.

Por tanto, es necesario realizar otro control, paralelo al que realiza el gobernador, para mantener al motor girando a la velocidad nominal siguiendo los cambios de carga. Variando la posición de referencia del cambiador de velocidad del gobernador se puede desplazar verticalmente hacia arriba y hacia abajo la recta característica de la regulación, figura 2.4, manteniendo la misma pendiente y por tanto la misma constante R. La posibilidad de esta traslación vertical de la característica con el motor en funcionamiento permite ajustar de forma continua la potencia generada por el alternador, siguiendo las variaciones de la carga

y manteniendo la velocidad de giro prácticamente constante. El efecto de este ajuste se representa en la figura 2.6, la recta A muestra la característica de regulación del Regulador Europa y la recta B muestra el ajuste que se debe realizar al Regulador Europa cuando la carga cambia del 100% a 0%, para mantener la velocidad a 900 rpm.

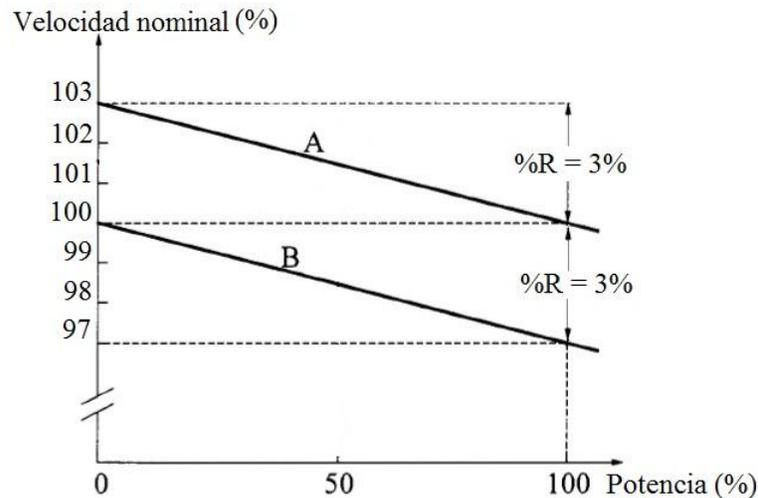


Figura 2.6. Ajuste de la característica de regulación en el Regulador Europa.

El dispositivo encargado de realizar el ajuste de la característica de regulación del gobernador es el GPC variando la posición de referencia del cambiador de velocidad del gobernador, lo cual realiza mediante un controlador PI (Proporcional-Integral) actuando sobre dos relés.

Cabe señalar que cuando un GE está operando una carga aislada, el ajuste al cambiador de velocidad varía la velocidad del GE, el GPC está en modo frecuencia fija. Sin embargo, cuando el GE está sincronizado a la red, el ajuste al cambiador de velocidad varía la potencia de salida del GE, el GPC está en modo potencia fija, ya que la frecuencia está siendo controlada por la red.

Controladores PI del GPC actuando sobre el gobernador

El GPC posee dos controladores PI para el control del gobernador: uno dedicado al control de frecuencia y otro al control de potencia. Cada controlador PI del GPC está formado por un controlador proporcional y un controlador integral. El controlador proporcional está

formado por la ganancia proporcional K_p y el controlador integral por la ganancia K_i y el tiempo de acción integral T_i .

Cuando se produce una desviación de la regulación, la parte proporcional provocará una variación inmediata de la salida del controlador, el tamaño de esta variación depende de la magnitud de K_p . La figura 2.7 muestra como la variación de la salida para un determinado valor de K_p se duplicará si se duplica la desviación con respecto a la regulación.

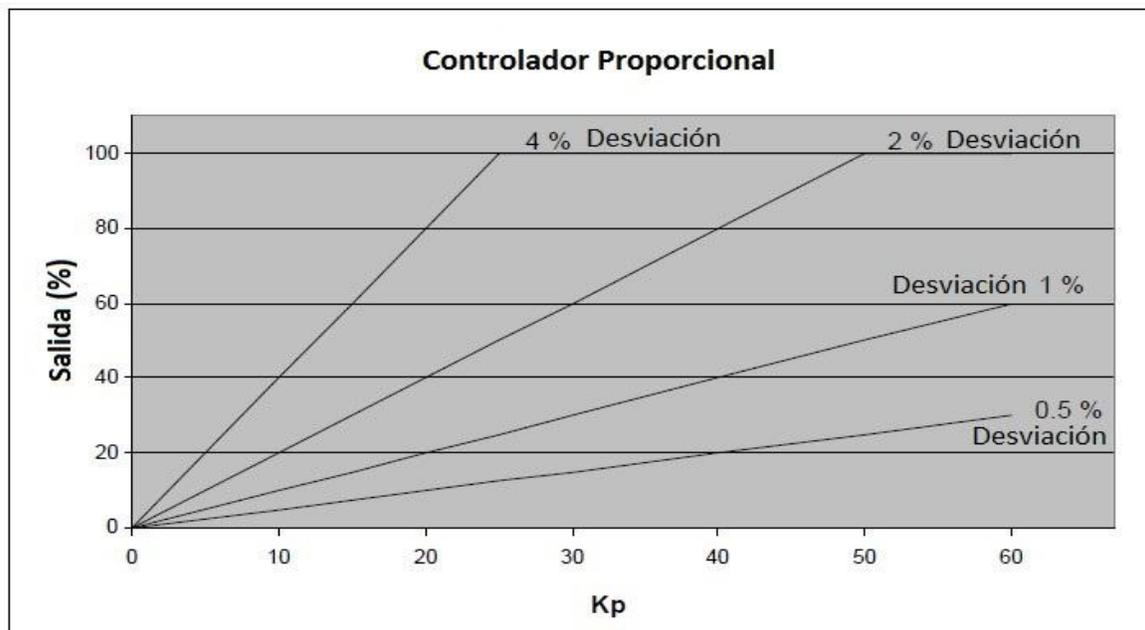


Figura 2.7. Comportamiento del controlador proporcional en el GPC ante una desviación con respecto a la regulación (con respecto al set-point establecido).

Por otra parte, la función del controlador integral es eliminar el error de la acción proporcional. El tiempo de acción integral, T_i , se define como el tiempo que el controlador integral utiliza para repetir la variación instantánea de la salida provocada por el regulador proporcional. En la figura 2.8 el controlador proporcional provoca una variación inmediata a la salida de un 25%, en tal caso, se mide el T_i cuando la salida alcanza el 50%, Como se puede apreciar cuando se reduce el valor de K_i a la mitad se duplica el T_i , el cual es igual a

10 segundos cuando K_i es 100, con K_i ajustado a 50 el T_i será 20 segundos. En este ejemplo el valor de K_p es 100.

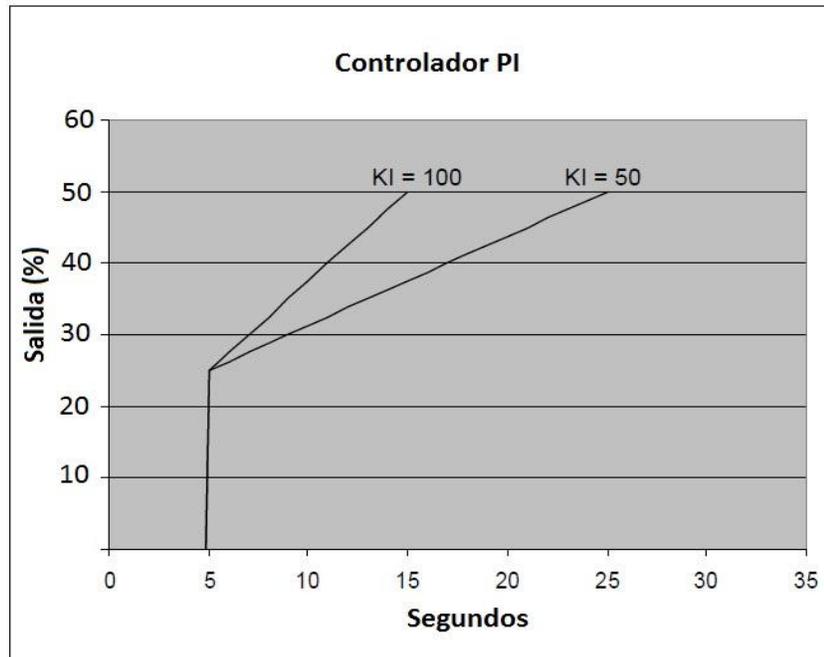


Figura 2.8. Comportamiento del controlador proporcional e integral en el GPC ante una desviación con respecto a la regulación.

El T_i del GPC se calcula, para todos los valores de K_p y K_i , mediante la fórmula:

$$T_i = \frac{10 * K_p}{K_i} \quad (2.1)$$

Salida de los controladores PI

El GPC convierte la salida de cada controlador PI a una señal analógica de 4 a 20 mA o a una señal de onda cuadrada. Por otra parte, el Regulador Europa 1102V posee dos formas de variar la posición de su cambiador de velocidad: mediante una señal analógica de 4 a 20 mA y mediante comandos digitales de subir y bajar (Regulateurs Europa B.V., s.f.), la empleada en los GE Hyundai es esta última. El GPC posee dos relés de salida para realizar esta función: comandos aumentar velocidad del gobernador, relé 65, y disminuir velocidad del gobernador, relé 67.

Los relés de salida del GPC transmiten una señal por pulsos del tipo PWM (Pulse Width Modulated) al gobernador.

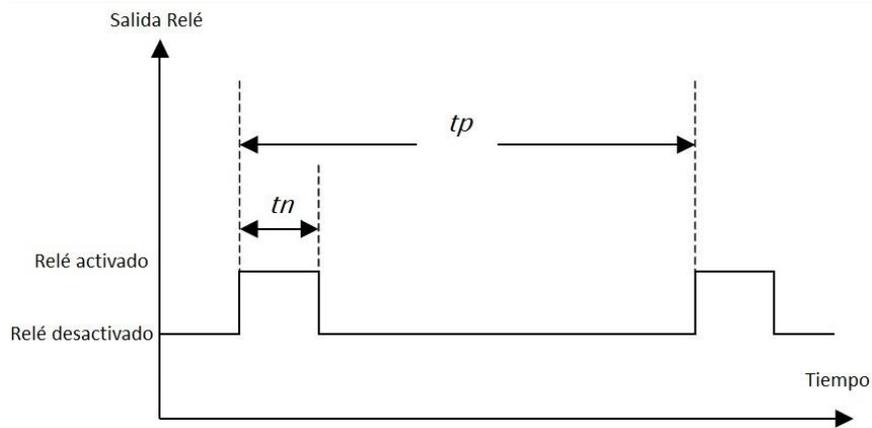


Figura 2.9. Salida de relé mediante una señal PWM.

El PWM o modulación por ancho de pulsos de una señal es una técnica en la que se modifica el ancho del pulso de una señal periódica ya sea para transmitir información a través de un canal de comunicación o controlar la cantidad de energía que se le envía a una carga. La figura 2.9 muestra un ejemplo del PWM del GPC, donde tn es el mínimo tiempo que puede estar activado el relé y tp el tiempo constante entre dos activaciones consecutivas.

La duración del impulso o tiempo en que la señal es positiva es directamente proporcional al porcentaje de regulación propiciado por el controlador proporcional y se calcula en comparación con el tp mediante una simple regla de tres:

$$\text{impulso(seg)} = \frac{\text{regulación}(\%) * tp(\text{seg})}{100\%} \quad (2.2)$$

En la Figura 2.10, se muestra un ejemplo, en el cual hay un 2% de desviación con respecto a la regulación, así como un valor de K_p igual a 20.

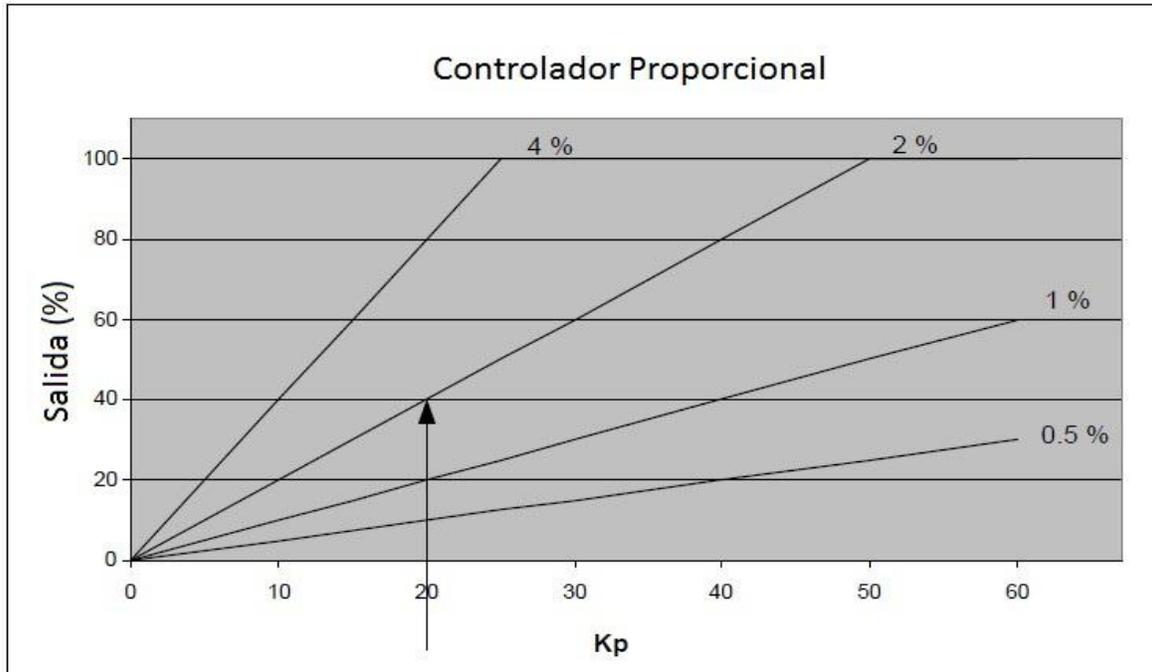


Figura 2.10. Ejemplo de la salida del controlador proporcional para $K_p = 20$ para un 2% de desviación con respecto a la regulación.

El valor de salida calculado por el controlador es del 40%. Acto seguido puede calcularse la duración del impulso para un t_p de 2500 ms aplicando la ecuación 2.2:

$$\text{impulso} = \frac{40\% * 2500\text{ms}}{100\%} = 1000\text{ms}$$

Por tanto, el GPC envía un pulso de duración de 1000ms para corregir una desviación en la regulación de un 2%, para un $K_p = 20$.

2.2.6 Control del voltaje de salida del motor/alternador del GE Hyundai

Como se mencionó en la sección 1.2.2 la función del sistema de control del voltaje de salida de un alternador es medir dicho parámetro y en caso de que varíe con respecto a su valor nominal se debe aumentar o disminuir la I_{exc} en el devanado de campo, a través de la regulación del V_{exc} , para llevarlo nuevamente a su valor nominal.

La figura 2.11 muestra el esquema de control del voltaje de salida del motor/alternador del GE:

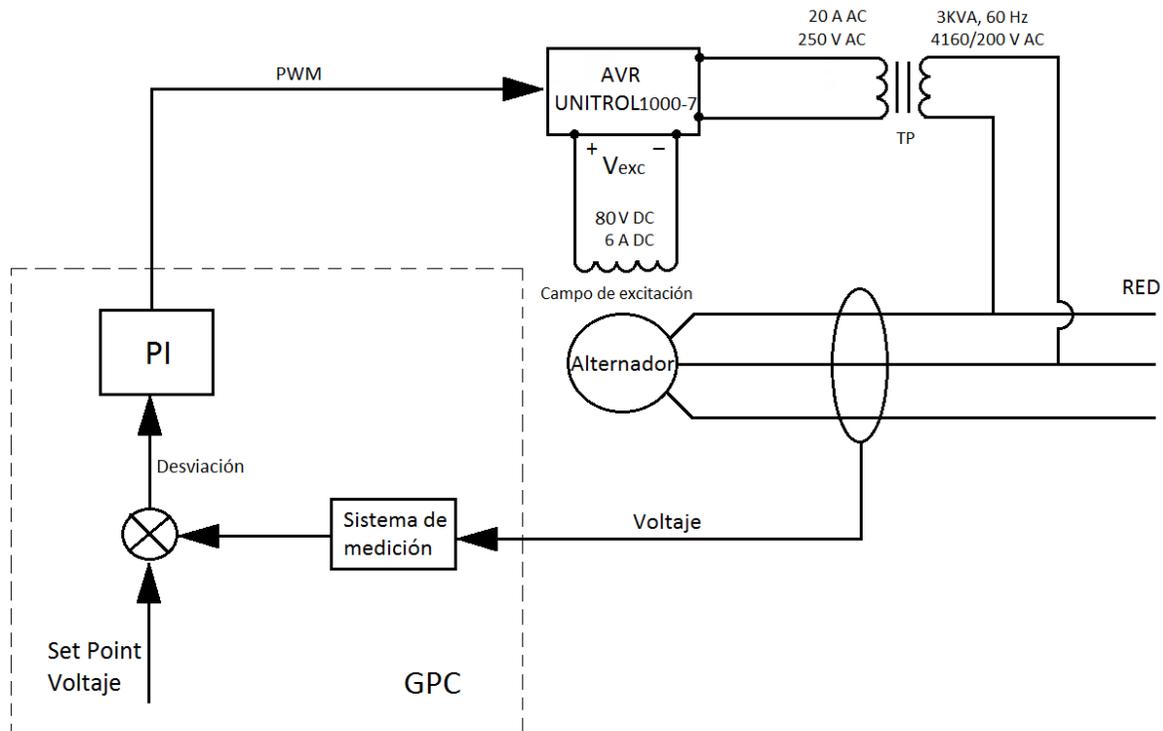


Figura 2.11. Esquema de control del voltaje de salida del motor/alternador del GE.

El alto voltaje de salida de una fase del alternador se transforma a un nivel más bajo de voltaje mediante un transformador de potencial (TP). La salida de este transformador se rectifica y filtra en el AVR UNITROL 1000-7, para obtener un voltaje continuo de hasta 300 V y una corriente continua de hasta 7 A. La función del sistema de control será, por tanto, manipular dicho voltaje y corriente de salida hasta a 80 V y 6 A respectivamente, los cuales son parámetros límites de voltaje y corriente de excitación del motor/alternador del GE. El dispositivo encargado de ordenarle al AVR UNITROL 1000-7 que regule dicho voltaje es el GPC.

El GPC posee un controlador PI dedicado al control del AVR, y se comporta de manera similar a los PI empleados para el control del gobernador: si se produce una desviación entre la medición de voltaje de la red y el voltaje nominal de referencia deseado, o sea una desviación con respecto al valor de ajuste establecido en el GPC, el PI rectifica esta desviación variando su salida y actuando sobre el AVR.

El AVR UNITROL 1000-7 permite variar su voltaje de salida mediante sus entradas analógicas de 4 a 20 mA o mediante sus entradas digitales (ABB Switzerland Ltd, s.f.). Al

igual que en el gobernador el GPC utiliza dos relés de salida, relés 69 y 71, que transmiten una señal PWM para ordenarle al AVR que aumente o disminuya el V_{exc} .

2.2.7 Funciones de protección

Como se mencionó, las funciones estándar de protección que posee el GPC son: protección de potencia inversa, protección de sobrecorriente y protección de sobrevoltaje.

Todas las protecciones en el GPC, son del tipo tiempo definido, es decir, se selecciona una consigna y un tiempo. Por ejemplo, en la protección de sobrecorriente se activará un contador o *timer* interno en el GPC si se ha rebasado la consigna, si el valor de corriente cae por debajo del valor consigna antes de que se agote la temporización, se parará y se resteará el *timer*, este comportamiento se refleja en la figura 2.12.

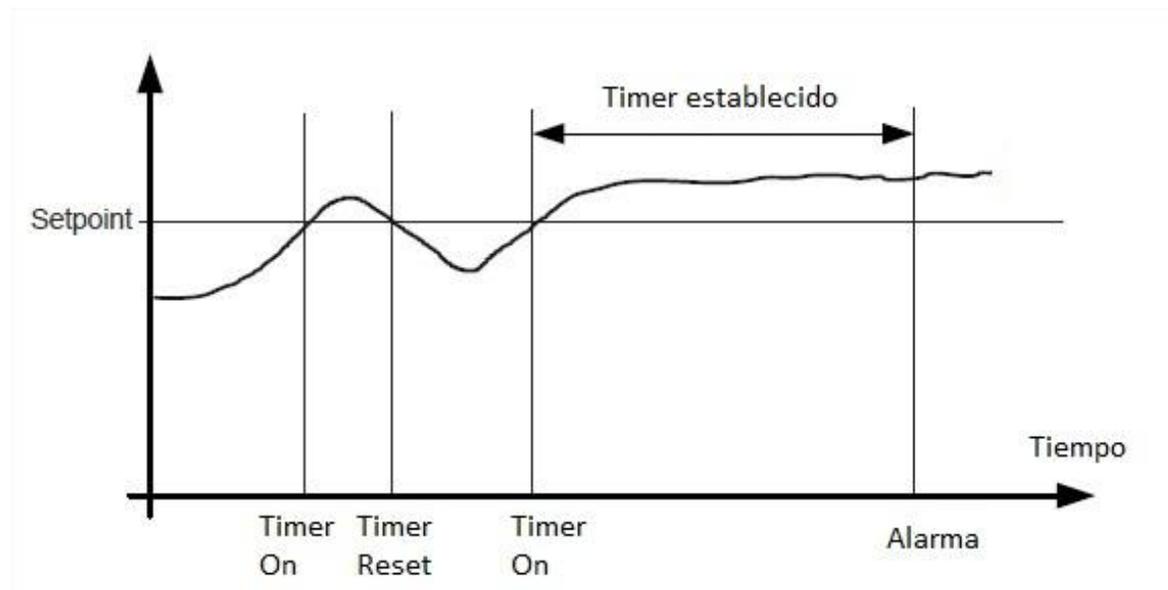


Figura 2.12. Comportamiento de las protecciones en el GPC.

Cuando se agota el *timer*, se activa la salida en forma de alarma. Cada alarma puede activar uno o dos relés según se configure.

La tabla 2.2 muestra las tres protecciones eléctricas del GPC en los GE Hyundai, los *timers*, los valores de consigna o set-point y los relés de salida que activa cada una.

Tabla 2.2. Parámetros de protección establecidos en los GPC instalados en los GE Hyundai.

Tipo de protección	Valor de consigna	Timer	Relé de salida
Potencia inversa	-68 W	2 seg.	Relé 1 y 0*
Sobrecorriente 1 ^{er} nivel	325 A	2 seg.	Relé 1 y 0*
Sobrecorriente 2 ^{do} nivel	590 A	0.6 seg	Relé 1 y 0*
Sobrevoltaje 1 ^{er} nivel	4576 V	10 seg.	Relé 3 y 0*
Sobrevoltaje 2 ^{do} nivel	4784 V	3 seg.	Relé 1 y 0*

* El relé 0 no es un terminal de salida, no se encuentra en el **anexo 5** y tampoco en el **anexo 6**, pues es un relé virtual interno del GPC, se le llama alarma GPC.

2.2.8 Comunicación

El puerto de servicio del dispositivo es del tipo RS-232 y permite la comunicación del GPC con un PLC o una PC.

El protocolo de comunicación que implementa el GPC-2, es el serial Modbus, mediante el cual se tiene acceso de lectura y/o escritura sobre todos los datos que determinan el funcionamiento del GPC como las mediciones, los valores de consigna de control y protección, los parámetros de alarmas y el estado de los terminales de entrada.

El **anexo 7** muestra los parámetros utilizados, de las tablas de datos Modbus, en los GE Hyundai.

2.3 Requerimientos del banco de pruebas para los GPC

Atendiendo a la definición que se realiza en la sección 1.6, todo banco de pruebas debe simular, con la mayor precisión posible, las condiciones reales de trabajo del dispositivo bajo prueba, y de esta forma comprobar todos los parámetros que determinan su comportamiento, siguiendo esta premisa se plantearon los siguientes requisitos para el diseño del banco de pruebas para los GPC:

- Utilizar la comunicación serial Modbus para tener acceso a todos los parámetros principales del GPC.

- Comprobar si las 13 entradas digitales, empleadas en los GE Hyundai (**anexo 6**), del GPC funcionan adecuadamente para realizar todas las tareas de control y protección del alternador.
- Comprobar si el sistema de medición del GPC funciona adecuadamente.
- Comprobar si las 10 salidas digitales, empleadas en los GE Hyundai (**anexo 6**), responden ante las distintas condiciones de trabajo a las que es sometido el GPC, tanto en la protección como en el control del alternador.

Una vez que se conocen los requerimientos del banco se realizó el diseño de la estructura de hardware con las prestaciones necesarias para cumplirlos.

2.4 Arquitectura de hardware basada en PLC

La figura 2.13 muestra la estructura de hardware empleada en el banco de pruebas:

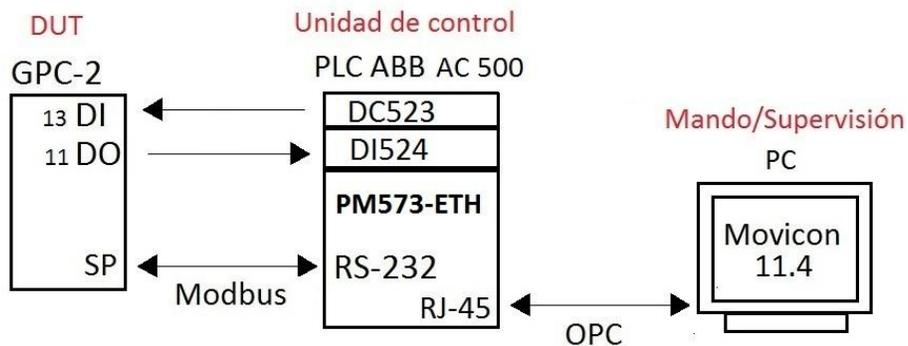


Figura 2.13. Arquitectura de hardware del banco de pruebas.

Se emplea un PLC de la firma suiza ABB, en específico el AC500 con CPU PM573-ETH, como unidad de control del banco de pruebas, el **anexo 9** contiene la estructura de hardware del dispositivo y sus especificaciones. Los parámetros que se tuvieron en cuenta para la selección del PLC fueron:

- Capacidad de realizar operaciones en tiempo real.
- Compatibilidad con los protocolos de comunicación serial Modbus y OPC.
- Capacidad de incorporar módulos de entradas/salida digital.
- La UBB ATI Villa Clara tiene las licencias necesarias para hacer uso del dispositivo.

Se le incorporan al PLC un módulo de entradas digitales: ABB DI524, con 32 entradas digitales y un módulo de entradas/salidas digitales: ABB DC523, con 24 entradas/salidas digitales, este último se utiliza como módulo de salidas digitales. El **anexo 10** muestra la estructura de hardware de ambos módulos.

Las conexiones que se emplean en el banco de pruebas son las mostradas en la figura 2.13, los módulos de entradas y salidas digitales del PLC se conectan a las salidas y entradas del GPC, respectivamente. El PLC se enlaza con el GPC, mediante un cable de comunicación serie del tipo RS-232, y con una PC mediante un cable RJ-45.

2.5 Configuración del PLC ABB

Para facilitar la configuración de sus PLC, ABB ofrece el software ABB Control Builder Plus, figura 2.15, el cual permite:

1. Seleccionar la CPU, los módulos de entrada/salida y de comunicación.
2. Configuración de los parámetros de la CPU, de la comunicación y de los módulos.
3. Asignación de variables a los terminales de los módulos de entradas/salida.
4. Crea un proyecto en CoDeSys para realizar la programación del PLC.

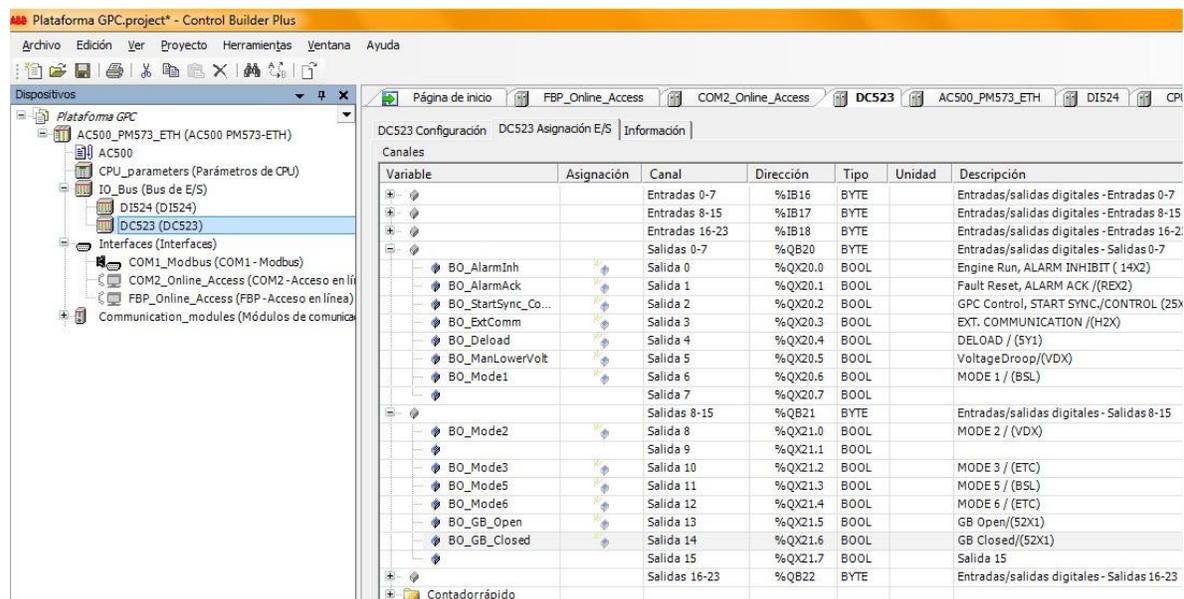


Figura 2.15. Software de configuración de los PLC ABB: ABB Control Builder Plus.

La figura 2.15 muestra la asignación de las 13 variables digitales, declaradas como variables BOOL, de entradas del GPC a los terminales del módulo de salidas digitales DC523 que se emplean en el banco de pruebas.

2.6 Programación del PLC ABB

Para la programación del PLC ABB se empleó el software CoDeSys, en la versión 2.3. CoDeSys (Controlled Development System), desarrollado y comercializado por la empresa alemana 3S-Smart, es un entorno de desarrollo para la programación de controladores, conforme con el estándar internacional de la IEC, es decir permite la programación de PLC en los seis lenguajes estándar definidos por la IEC. Todos los PLC de la serie AC500 de ABB son compatibles con esta interfaz, para realizar su programación.

El paquete de programación de CoDeSys está dotado de todas las herramientas necesarias para programar todos los PLC compatibles con este software. Para encontrar la información necesaria se ofrece una ayuda completa en pantalla, además de ejemplos de aplicación, edición en *runtime*, visualizaciones de las variables del proyecto y administración de bibliotecas.

La programación en CoDeSys se realiza a través de módulos. Los módulos en CoDeSys son del tipo funciones, bloques de funciones y programas. Cada módulo se compone de una parte declaratoria y una parte de código. La parte de código se escribe en uno de los lenguajes de programación IEC (3S-Smart Software Solutions, 2010).

La figura 2.14 muestra el entorno de programación de CoDeSys 2.3, a la izquierda se encuentran los módulos que se programaron en el PLC ABB, y a la derecha el módulo seleccionado.

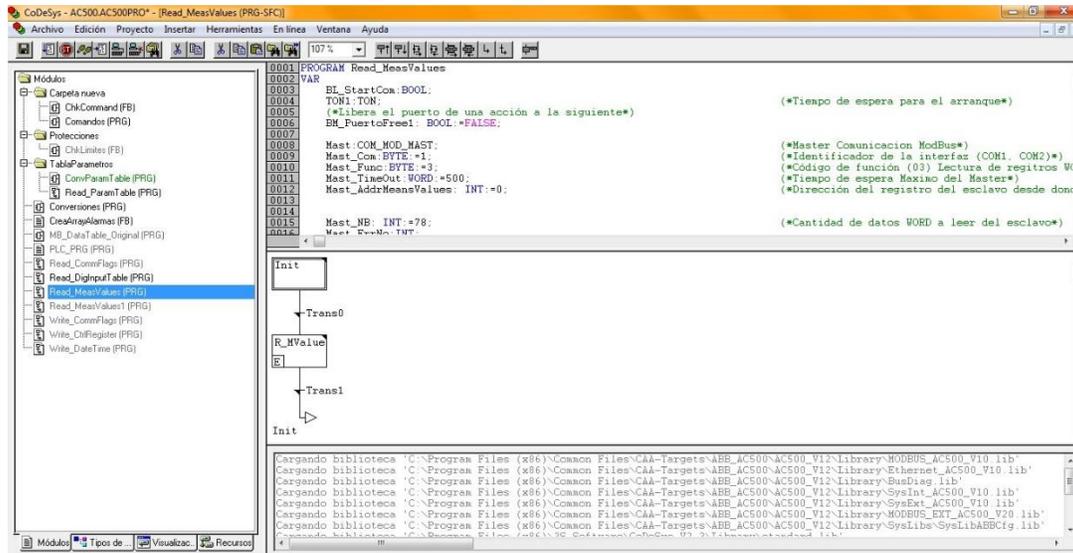


Figura 2.14. Ambiente de programación del software CoDeSys 2.3.

2.7 Comunicación entre los elementos del banco de pruebas

Los protocolos de comunicación que enlazan al PLC con el GPC y al PLC con la PC son serial Modbus y OPC, respectivamente.

2.7.1 Comunicación Modbus

Se utiliza la comunicación Modbus para tener acceso a los parámetros que definen el funcionamiento del GPC, mediante el PLC ABB, al igual que en el GE Hyundai.

La configuración del protocolo se hace a través del software ABB Control Builder Plus, figura 2.15, donde se ajustan los parámetros de la comunicación Modbus del PLC para que coincidan con los del GPC, a excepción del modo de operación: el PLC opera como maestro y el GPC como esclavo.

Parámetro	Tipo	Valor	Valor predeterminado	Unidad	Descripción
Habilitar inicio de sesión	Enumeration of BYTE	Deshabilitado	Deshabilitado		Comprobar el inicio de sesión CoDeSys
Mando RTS	Enumeration of BYTE	Ninguno	Ninguno		Mando RTS i deberá ajustarse en 'Telegrama' para R
Valor de fin del telegrama	WORD(0..65535)	3	3		Ajustar el valor de fin del telegrama en ms o en cara
Velocidad en baudios	Enumeration of DWORD	9600	19200	bits/s	Ajustar la velocidad en baudios en bits por segundo
Paridad	Enumeration of BYTE	Ninguno	Par		Ajustar el tipo de bit de paridad
Bits de datos	Enumeration of BYTE	8	8	bits/carácter	Ajustar el tamaño de carácter
Bits de paro	Enumeration of BYTE	1	1		Ajustar la cantidad de bits de paro por carácter 2 si
Ejecutar con error de configuración	Enumeration of BYTE	No	No		Iniciar programa de PLC según error de configuració
Modo de operación	Enumeration of BYTE	Maestro	Ninguno		Ajustar el modo de operación
Dirección	BYTE(0..255)	0	0		Ajustar la dirección del dispositivo

Figura 2.15. Configuración de los parámetros del protocolo Modbus del PLC mediante el software ABB Control Builder Plus.

Para leer los parámetros de la tabla de datos Modbus del GPC, **anexo 7**, se emplea el bloque funcional del CoDeSys: COM_MOD_MAST, figura 2.16.

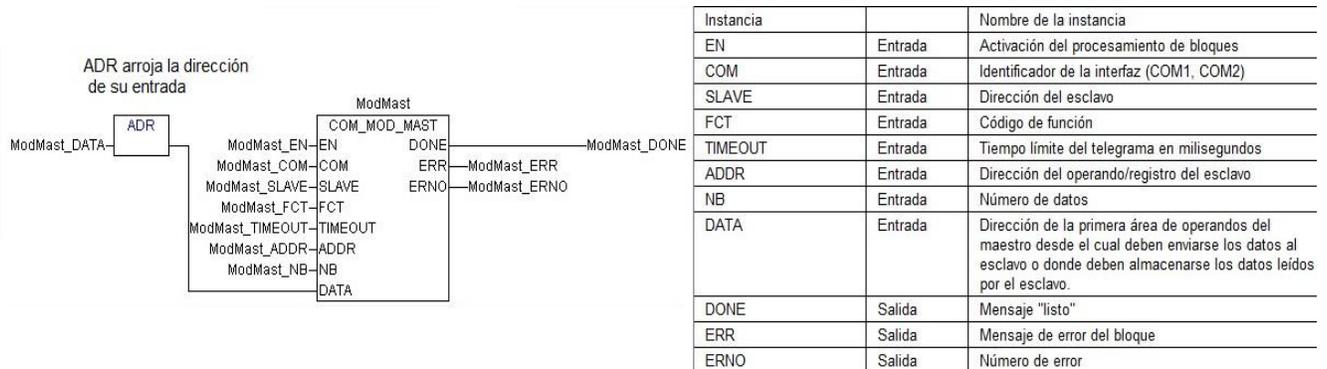


Figura 2.16. Bloque funcional COM_MOD_MAST, a la derecha explicación funcional de cada instancia del bloque.

2.7.2 Comunicación OPC

Se emplea la comunicación OPC entre el PLC y la PC, que actúa como unidad de mando y supervisión, debido a que dicho protocolo es una solución abierta y flexible al clásico problema de los *drivers* propietario. Además, CoDeSys ofrece la posibilidad de crear un servidor OPC sin la necesidad de utilizar un software o *driver* externo y Movicon es compatible con este protocolo: sus aplicaciones pueden desempeñarse como clientes OPC.

La arquitectura de la comunicación OPC utilizada por CoDeSys se muestra en la figura 2.17.

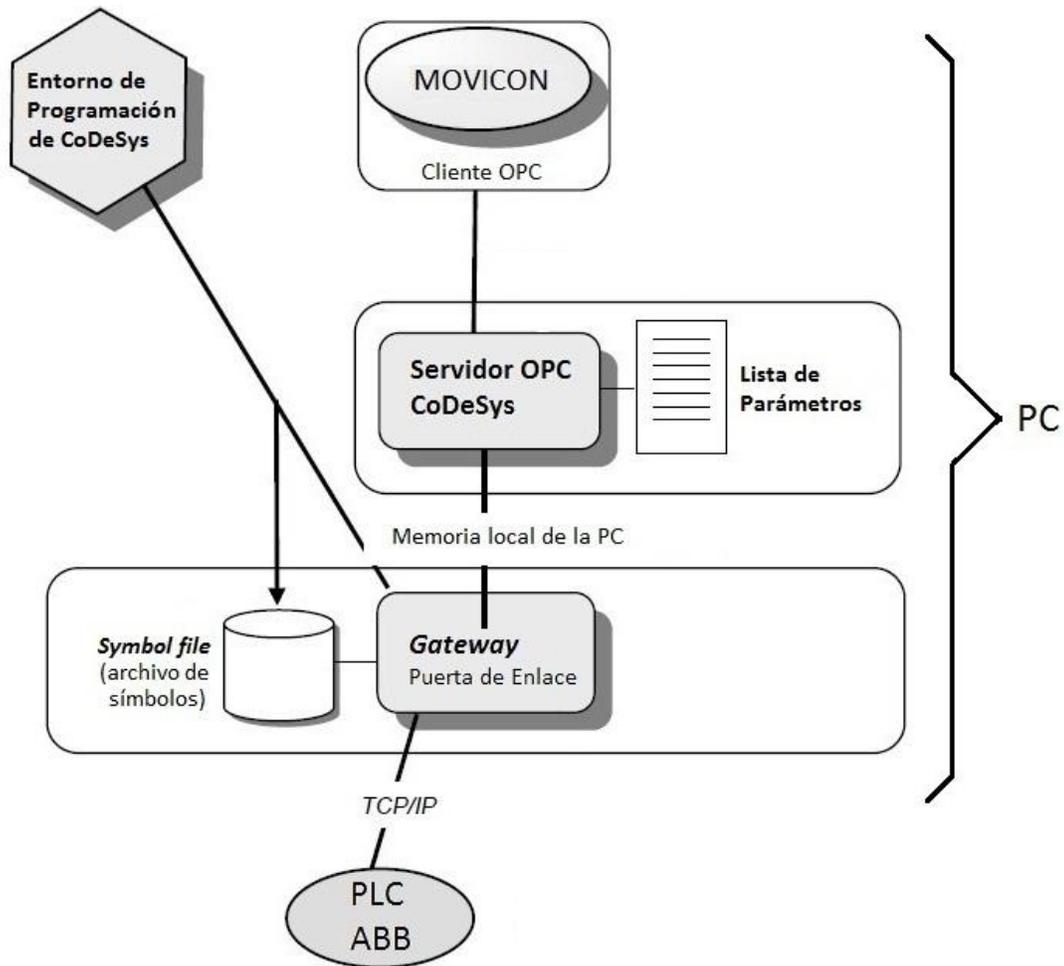


Figura 2.17. Arquitectura cliente-servidor OPC utilizada por CoDeSys.

En la figura 2.17 se remarcan dos elementos fundamentales: el *Gateway* o puerta de enlace y el servidor OPC. El *Gateway* es el canal de comunicación creado por el CoDeSys para transmitir las variables del PLC al servidor OPC del CoDeSys.

El Gateway no utiliza directamente las variables creadas en el programa del PLC, sino *Symbols* o símbolos de las variables.

Una vez que se crea el programa y se compila, se deben guardar todas las variables almacenadas en el PLC, que se desean comunicar con el software SCADA Movicon, en un *Symbol file* o archivo de símbolos. En el programa del banco de pruebas todas estas variables que se comunican con el SCADA, se declararon como variables globales del programa. CoDeSys permite “guardar” todas estas variables, de forma muy simple, en un *Symbol file* (*.sym o *.sdb), según se muestra en la figura 2.18.

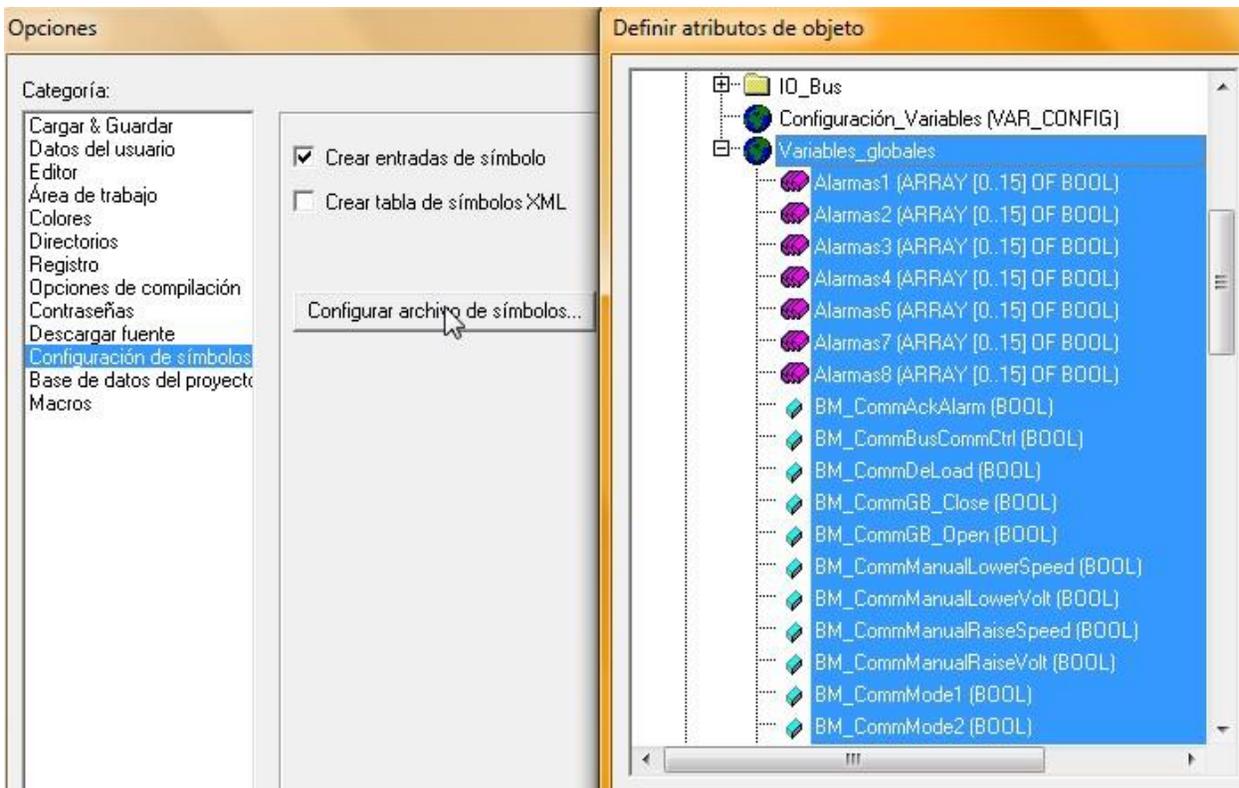


Figura 2.18. Configuración de un archivo de símbolos en CoDeSys V2.3.

El servidor OPC de CoDeSys realiza una solicitud al *Gateway* y de esta forma tiene acceso a las variables “compartidas” por el PLC.

La configuración del servidor OPC se realiza mediante el software CoDeSys OPC Configurator, que forma parte del paquete de instalación del CoDeSys V2.3. A través de esta aplicación se crea el servidor y el *Gateway* en la propia PC donde corre el SCADA Movicon, y se introducen los parámetros de la comunicación como: la dirección TCP/IP, el número puertos y la velocidad de actualización del servidor.

El servidor OPC no es un subprograma pasivo sino un programa ejecutable, el cual inicia tan pronto se establece la conexión entre el cliente, el software Movicon, y el PLC.

Una vez establecida dicha conexión, el software Movicon tiene acceso, a las variables del servidor OPC, tal y como se muestra en la figura 2.19.

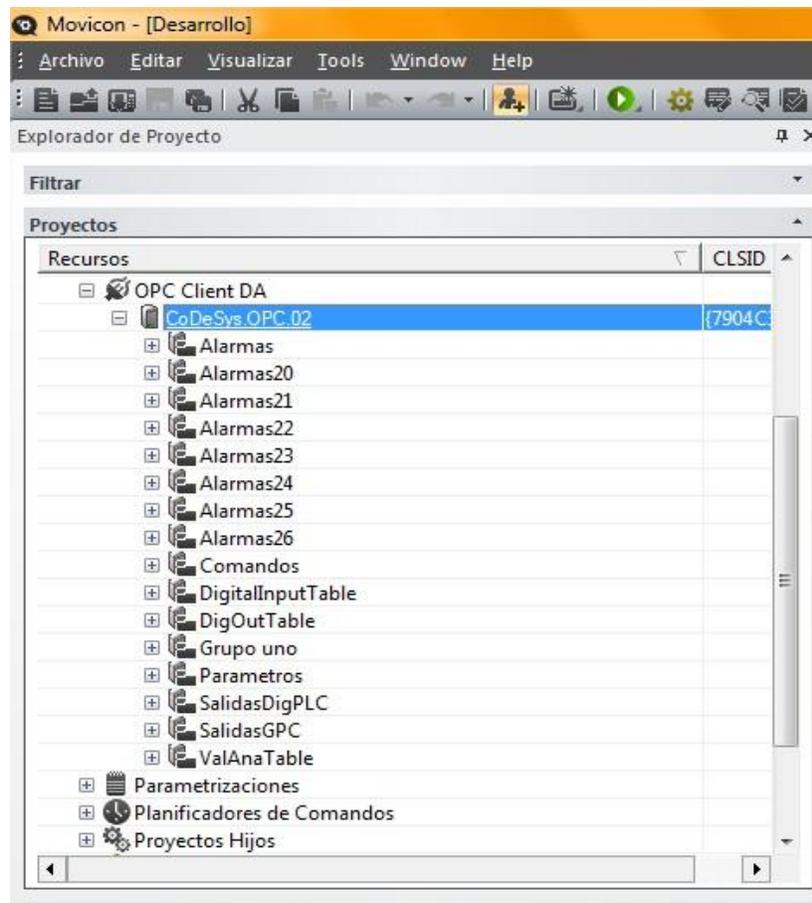


Figura 2.19. Variables del PLC enlazadas con Movicon mediante la comunicación OPC.

2.8 SCADA Movicon como unidad de mando y supervisión

Teniendo en cuenta que Movicon trabaja sobre Windows, se comercializa en Cuba y que brinda soporte con el protocolo de comunicación OPC, se utilizó para realizar la interfaz gráfica de la unidad de mando y supervisión del banco de pruebas. La versión que se empleó fue la 11.4.

2.8.1 Pantallas de la interfaz gráfica

Una vez que se insertaron las variables del PLC, mediante la comunicación OPC en la aplicación, se procedió a realizar la interfaz gráfica utilizando las herramientas de la biblioteca de símbolos y objetos de Movicon.

Se crearon cuatro sinópticos o pantallas, las cuales se describen a continuación:

Pantalla Principal

Constituye la pantalla que más información brinda al operador. Simula las condiciones de trabajo reales del GPC en los GE Hyundai ya que está basada en el esquema de conexiones del **anexo 6**. Muestra en tiempo real los principales elementos del dispositivo como, el estado de los terminales de entrada y los relés de salida, las mediciones del voltaje y la corriente trifásica generada por el alternador y del voltaje trifásico de línea.

En la parte inferior de la pantalla se encuentra ubicada una botonera, figura 2.20, que permite activar y comprobar el estado de los terminales de entrada del GPC.



Figura 2.20. Botones para activar o desactivar los terminales de entrada del GPC.

Pantalla de Mediciones

En la pantalla de mediciones se muestran todas las mediciones eléctricas que es capaz de realizar el sistema de medición del GPC, expuestas en la sección 2.2.3.

Pantalla de Parámetros de Protección

Esta pantalla permite leer todos los valores de consigna de las protecciones del GPC, así como los *timers* de cada protección y los relés de salida que activará cada protección.

Para realizar esta función el operador deberá oprimir el botón que se encuentra en la pantalla, figura 2.21, una vez oprimido, no se podrá tener acceso a las demás pantallas, se detendrán las demás funciones del banco de pruebas y comenzará a parpadear el cartel debajo del botón hasta que se lean todos los parámetros. Esto es debido a que los parámetros se obtienen mediante la comunicación Modbus GPC/PLC, al igual que las mediciones eléctricas y el estado de los terminales de entrada/salida; por tanto, para que no ocurran errores en el canal de comunicación se realiza solo la lectura de parámetros de protección.



Figura 2.21. Botón de lectura de la tabla de parámetros de protección y debajo el cartel indicador de puerto ocupado.

Pantalla de Protecciones

Mediante esta pantalla se puede comprobar la activación de las alarmas y los relés de salida de cada protección si, los valores medidos por el GPC sobrepasan los valores de consigna de estas.

Para ello, muestra los valores de consigna de las tres variables que el GPC brinda protección al alternador: corriente del alternador, voltaje del alternador y potencia activa generada, los valores medidos de estas variables, el estado de las alarmas y de los relés de salida para cada protección.

2.9 Consideraciones finales del capítulo

En este capítulo se le da cumplimiento al objetivo principal de la tesis, el cual es obtener una aplicación de hardware y software que permita comprobar el funcionamiento de los GPC. Para ello se realizó el análisis de los parámetros fundamentales que definen el funcionamiento del GPC, y a partir de ellos se creó una arquitectura de hardware basada en un PLC ABB que logra comunicarse en tiempo real con dicho dispositivo.

Para la programación del PLC se empleó el software CoDeSys V2.3, que a su vez permite configurar un servidor de comunicación OPC, del cual obtiene el estado de las variables del GPC, en tiempo real, la interfaz gráfica del banco de pruebas.

La interfaz gráfica fue realizada en el software Movicon V11.4 y cuenta con cinco pantallas que le permiten al operador verificar el funcionamiento del GPC.

CAPÍTULO 3. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL BANCO DE PRUEBAS

En este capítulo se presentan las pruebas que se le realizaron a un GPC en perfecto estado con el fin de evaluar el desempeño del banco. Se muestra, a través de la interfaz gráfica, cómo responde el GPC ante las distintas condiciones de trabajo a las que es sometido, simulando las condiciones reales en el GE. Por último, se realiza un análisis económico y medioambiental sobre las ventajas que traería su implementación.

3.1 Desempeño del banco de pruebas

Con el fin de evaluar la funcionalidad y desempeño del banco, se completó la arquitectura de hardware, que se muestra en la sección 2.4, al conectarle a los módulos de entrada/salida digital del PLC, un GPC-2 en perfectas condiciones que se encuentra en la empresa ATI, y mediante la interfaz gráfica se realizaron las siguientes pruebas:

- Comprobación del funcionamiento de las entradas digitales del GPC.
- Comprobación del sistema de medición del GPC.
- Comprobación de las funciones de control/protección del GPC.

Para efectuar las dos últimas pruebas y cumplir los dos últimos requerimientos del banco, sección 2.3, es imprescindible utilizar una fuente patrón que simule las condiciones a las que se somete el GPC en los GE, es decir que genere los valores de corriente y voltajes trifásicos de salida del alternador y de voltaje de línea. Por tanto, se empleó una fuente patrón, marca ZERA, de altas prestaciones, capaz de simular altos valores de corriente y voltaje trifásico, la cual se encuentra disponible en el Departamento de Metrología de la empresa ATI.

3.1.1 Comprobación del funcionamiento de las entradas digitales del GPC

La primera prueba que se le realizó al GPC fue la comprobación del funcionamiento de las entradas digitales, utilizando la Pantalla Principal de la interfaz gráfica, figura 3.1.

Al oprimir cada uno de los botones, que se encuentran en la parte inferior de la pantalla, el PLC, a través del módulo de salidas digitales, activará la entrada del GPC correspondiente a cada botón, seguidamente el PLC obtendrá mediante la comunicación Modbus con el GPC el estado de cada entrada.

Si la entrada que se selecciona funciona correctamente, se cerrará el interruptor y se activará el led correspondiente a esta en la interfaz gráfica. En caso contrario se puede considerar que el terminal está averiado.

Como se puede apreciar, en la figura 3.1, se verificaron las cinco primeras entradas digitales del GPC que se utilizó, las cuales funcionan adecuadamente.

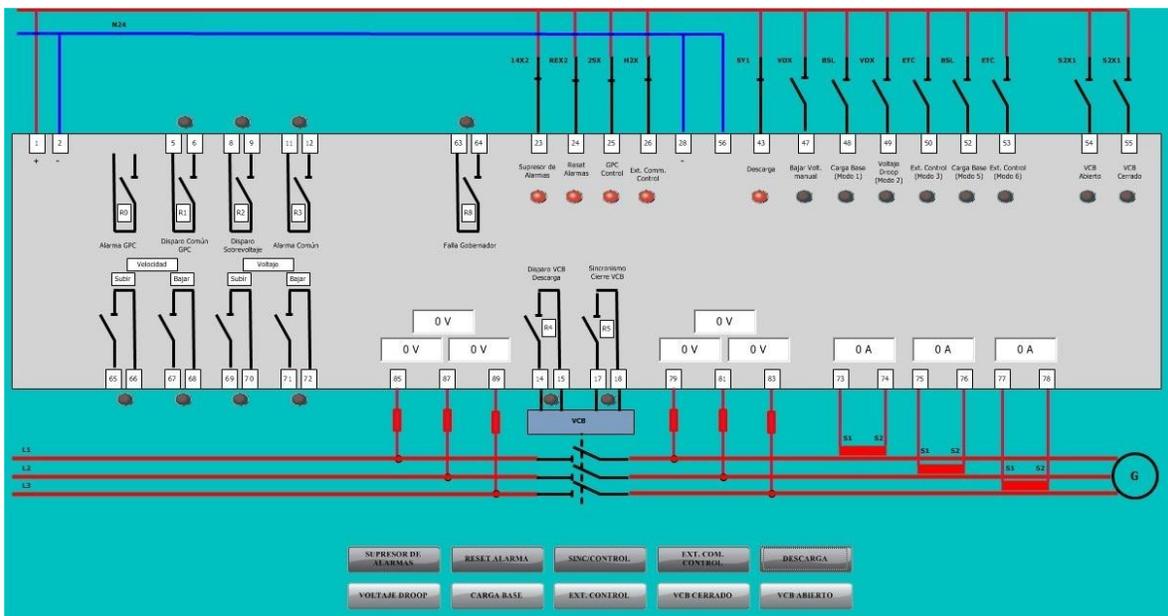


Figura 3.1. Captura de la Pantalla Principal de la interfaz gráfica, donde se comprobó el estado de los terminales de entrada 23, 24, 25, 26 y 43 del GPC.

3.1.2 Comprobación del sistema de medición del GPC

Como se mencionó, se utilizó una fuente patrón para comprobar el sistema de medición del GPC, la figura 3.2 muestra una fotografía del banco de pruebas que incluye a la fuente conectada al sistema de medición del GPC.

A través de la fuente se simulan los valores de voltaje y corriente trifásico que mide el GPC en los GE, y mediante la Pantalla de Mediciones se verifica si el sistema de medición funciona adecuadamente, figura 3.3.

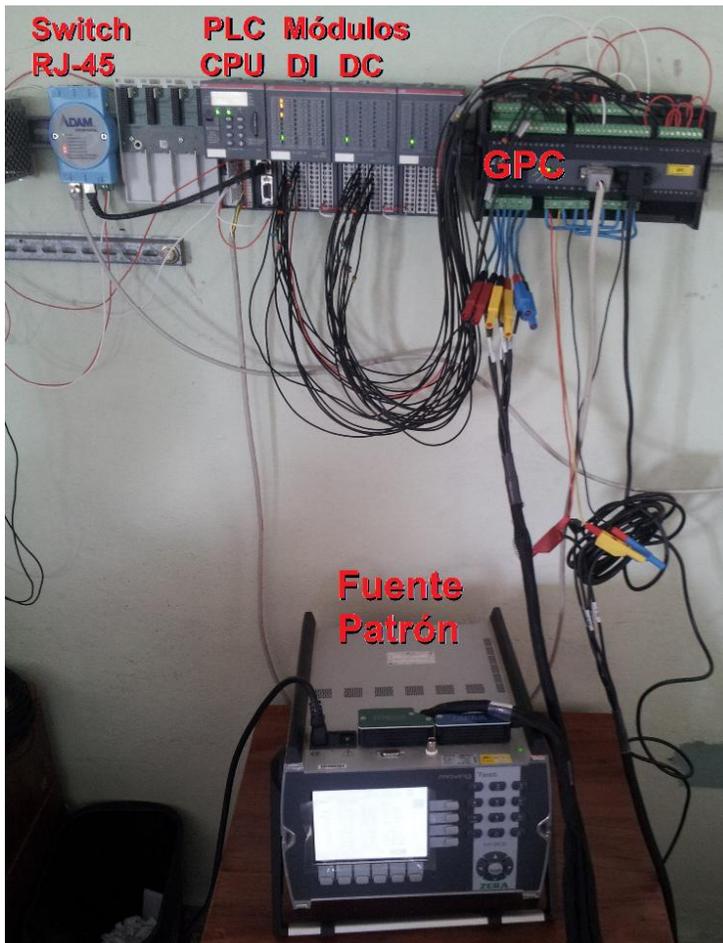


Figura 3.2. Elementos del banco de pruebas con la fuente patrón conectada al sistema de medición del GPC.

Voltaje del Generador (L1-L2)	4195 V	Voltaje de Línea (L1-L2)	4181 V
Voltaje del Generador (L2-L3)	4003 V	Voltaje de Línea (L2-L3)	4184 V
Voltaje del Generador (L3-L1)	4010 V	Voltaje de Línea (L3-L1)	4191 V
Corriente del Generador (L1)	80 A	Frecuencia de Línea	59.75 Hz
Corriente del Generador (L2)	80 A	Ángulo de fase de Línea	120 grd
Corriente del Generador (L3)	80 A	Ángulo de fase Línea/generador	0 grd
Frecuencia del Generador	59.74 Hz	Voltaje alimentación	23.4 V
Factor de potencia del Generador	0.0		
Potencia activa del Generador	555 kW		
Potencia reactiva del Generador	-2 kVAr		
Potencia aparente del Generador	561 kVA		
Energía Activa aportada por el generador	33		

Figura 3.3. Captura de la Pantalla de Mediciones, la cual muestra los parámetros que obtiene el GPC en el GE, a través de la medición de la corriente y el voltaje generado por la fuente patrón.

3.1.2 Comprobación de las funciones de control y protección del GPC

Al igual que en la prueba anterior es necesario emplear la fuente patrón para comprobar las funciones de control y protección del GPC.

Primeramente, se comprobaron las funciones de protección, para ello el operador se puede auxiliar de la Pantalla Parámetros de Protección, donde se presentan los valores de consigna, *timers* y relés que se deben activar. La figura 3.4, muestra una captura a dicha pantalla con los parámetros que posee el GPC que se utilizó.

Leer Tabla Parámetros				
Tipo de Protección	Consigna	Tiempo	Salida	
Potencia Inversa	-68 W	2.0 s	1 Relé	
Sobrecorriente 1 Nivel	325 A	2.0 s	1 Relé	
Sobrecorriente 2 Nivel	590 A	0.6 s	1 Relé	
Sobrevoltaje 1 Nivel	4576 V	10.0 s	3 Relé	
Sobrevoltaje 2 Nivel	4784 V	3.0 s	1 Relé	

Figura 3.4. Captura de la Pantalla de Parámetros de Protección.

Una vez que se conocen los parámetros se procede a verificar cada protección de forma individual a través de la Pantalla de Protecciones. La figura 3.5 muestra una captura de dicha pantalla, donde los valores de voltaje, corriente y potencia que se simulan con la fuente son menores que los valores de consigna.



Figura 3.5. Captura de la Pantalla de Protecciones con los valores medidos por debajo de los valores consigna de cada protección.

Por tanto, para comprobar si cada protección activa su respectiva alarma y relés, se debe generar con la fuente valores superiores a los de consigna durante el tiempo establecido.

La primera protección que se muestra en la pantalla es la de sobrevoltaje, la cual en un primer paso presenta un valor de consigna de 4576 V, si se genera un valor superior a este durante 10 segundos, se debe activar la alarma de dicha protección, el relé 3, como muestra la figura 3.4, y el relé interno del GPC: el relé 0, como se explica en la sección 2.2.7.

Al simular un aumento del voltaje de salida del alternador (L1-L2), hasta 4618 V durante 10 segundos se activó en efecto, la alarma de protección de sobrevoltaje, el relé 0 y el relé 3 del GPC, lo cual se comprobó, mediante esta pantalla, como muestra la figura 3.6.

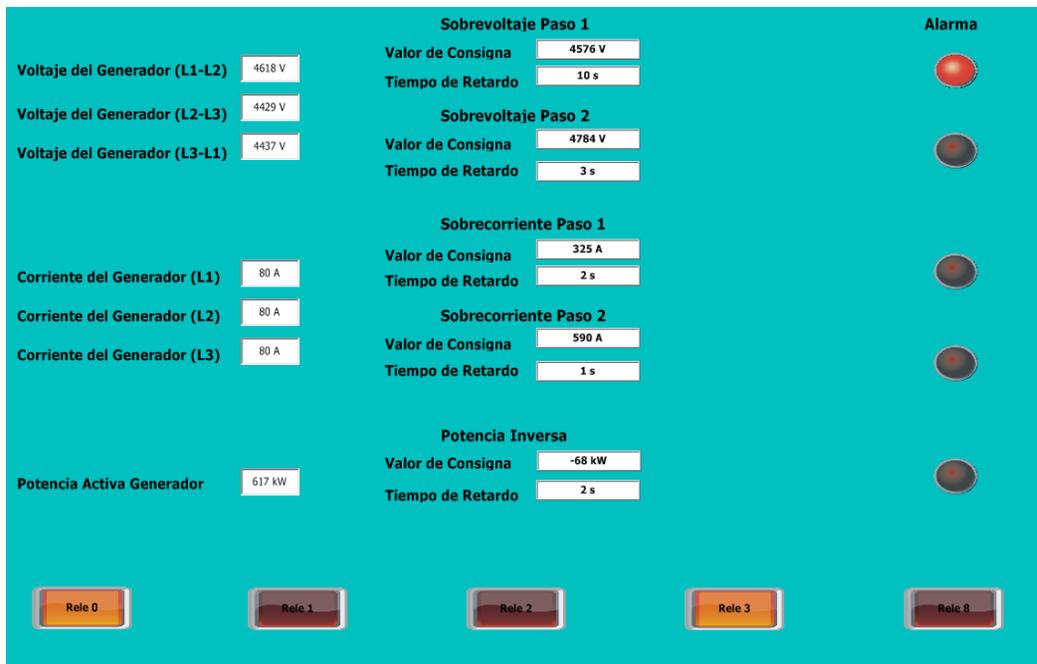


Figura 3.6. Captura de la Pantalla de Protecciones al simular un primer paso de sobrevoltaje.

De la misma forma se comprobaron, según el orden que se muestra en la Pantalla de Protecciones:

- Protección de sobrevoltaje paso dos, figura 3.5.



Figura 3.7. Comprobación de la protección de sobrevoltaje paso dos.

- Protección de sobrecorriente paso uno, figura 3.8, y paso dos, figura 3.9.



Figura 3.8. Comprobación de la protección de sobrecorriente paso uno.



Figura 3.9. Comprobación de la protección de sobrecorriente paso dos.

- Protección de potencia inversa, figura 3.10.



Figura 3.10. Comprobación de la protección de potencia inversa.

Para comprobar las funciones de control del GPC, se utilizó el mismo método que se empleó con las protecciones. A través de la fuente se generaron valores de frecuencia, que simulaban como frecuencia de salida del alternador, diferentes al set-point: 60 Hz. Ante valores superiores, se activó el relé 67 para disminuir velocidad, y ante valores inferiores, el relé 65 para aumentar la velocidad.

De manera similar se realizó lo mismo para comprobar los relés de control del AVR, produciendo con la fuente valores de voltaje, que aparentaban como voltajes de salida del alternador, diferentes al set-point: 4160 V. Ante valores superiores, se activó el relé 69, para disminuir voltaje, y ante valores inferiores, se activó el relé 71 para aumentar voltaje.

La activación de los relés de control del GPC, se verificó mediante la Pantalla Principal de la interfaz gráfica del banco de pruebas.

3.2 Análisis económico y medioambiental

La tabla 3.1 muestra el costo de los medios a utilizar para la implementación del banco de pruebas.

El banco de pruebas requiere de una fuente patrón para realizar todas sus funciones sobre el GPC, pero en el Departamento de Metrología de la empresa ATI, se encuentran disponibles varias de estas, por lo que no es necesario incorporarla como una inversión más en el equipamiento del banco.

Tabla 3.1. Costo de los medios a utilizar

Equipamiento	Costo (CUC)
PLC ABB CPU AC500 PM573-ETH	830
Módulo de entradas digitales DI524	205
Módulo de entradas/salidas digitales DC523	173
Fuente de alimentación del PLC ABB Modelo CP-E 24/2.0	53
Costo total	1261

Considerando que el banco de pruebas verifica fácilmente el funcionamiento de los GPC, cuyo costo es de 10 000 USD, es muy recomendable realizar la inversión, pues permitiría contribuir en la reparación de este costoso dispositivo.

Por otra parte, cada motor/alternador de los GE Hyundai PPS, los cuales son los más utilizados en Cuba, manejan una carga de 1700 KW, tabla 2.1, y cada uno cuenta un GPC para su control y protección. En caso de presentarse alguna avería en un GPC se hace necesario separarlo de sus funciones y por tanto desconectar de la red a su respectivo motor/alternador. Por cada minuto que se encuentre desconectado, el país tendría que suplir la generación de 1700 KW mediante las termoeléctricas, las cuales se encuentran en muy mal estado, lo que conlleva a gastar mayor cantidad de combustible en menos tiempo traduciéndose en pérdidas económicas y en un aumento de la emisión de gases contaminantes a la atmósfera. Por tanto, cada minuto que el banco de pruebas pudiese ahorrar en el proceso

de reparación de los GPC tendría una alta repercusión en la economía cubana y en el medio ambiente.

3.3 Consideraciones finales del capítulo

Las pruebas confirmaron la correcta concepción del banco, cumpliéndose en todo momento con los requerimientos para los cuales se diseñó.

Cabe señalar que el banco de pruebas constituye una herramienta moderna y eficiente, capaz de comprobar el funcionamiento del GPC, sometiéndolo a varios test que simulan las condiciones de trabajo en el GE, pero ante una falla en alguna función, no localiza específicamente que elemento de hardware en todo el GPC se encuentra averiado y provoca esta falla. Por ejemplo, si se produce un error en la comprobación de las funciones de control o protección, que ocasiona la activación de uno o varios relés indebidamente, el banco no puede determinar si la avería se encuentra en los propios relés, en la lógica de control/protección o en otro elemento de la compleja estructura interna de hardware del GPC.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

El desarrollo de este trabajo de diploma permite arribar a las siguientes conclusiones:

- En una planta de generación de electricidad es indispensable contar con un sistema de control y de protección ante fallas, de ello depende la calidad y estabilidad de la energía que se produce.
- Los bancos de pruebas constituyen una herramienta de gran utilidad en la industria moderna, ya que brindan una forma de comprobación rigurosa, transparente y repetible al funcionamiento de un dispositivo.
- El GPC es el dispositivo que realiza todas las funciones de control y de protecciones eléctricas en los GE Hyundai instalados en Cuba. A partir de las conexiones digitales y el protocolo de comunicación que el GPC utiliza para realizar dichas tareas, se propone un banco de pruebas para este dispositivo, con una arquitectura de hardware basada en un PLC ABB como elemento principal.
- El programa implementado en el PLC ABB permite tener acceso a las tablas Modbus del GPC, actuar sobre los terminales de entrada y comprobar si los terminales de salida y alarmas responden adecuadamente ante diferentes condiciones de trabajo.
- La pantalla principal de la interfaz gráfica brinda un esquema de conexiones similar al esquema real del GPC en el GE Hyundai, lo cual le permite al operador realizar las pruebas al dispositivo de forma sencilla, y para obtener mayor información sobre el desempeño del GPC se puede auxiliar de las pantallas específicas para cada función.

Recomendaciones

- Incorporar el banco de pruebas al proceso de reparación de los GPC en el país.
- Seguir desarrollando el banco para que sea capaz de detectar averías específicas en el hardware de los GPC.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

3S-Smart Software Solutions, 2010. *User Manual for PLC Programming with CoDeSys 2.3*, s.l.: s.n.

A.E. Fitzgerald, S., 1975. *Basic Electrical Engineering*. La Habana: Pueblo y Educación.

ABB Switzerland Ltd, n.d. *Unitrol 1000-7 Automatic Voltage Regulator*, s.l.: s.n.

Albuerne, D. Y. L., 2012. *La generación distribuida y sus beneficios en Cuba*. s.l., Universidad de Oriente, Cuba.

Aragón, J. R., 2008. *Internet y Teleinformática*, s.l.: Universidad Rey Juan Carlos.

Ason, 2013. *Ason Electrónica Aeronáutica, S.A.* [Online] Available at:

<http://www.asonea.com/>

Balcells, J., 2010. *Autómatas Programables*. La Habana: Félix Varela.

Bermeo, A. R. G., 2014. *Diseño y Construcción de un banco de pruebas para bombas centrífugas, utilizando PLC-Variador-Bomba, para la obtención del punto de operación de la interacción bomba-sistema*, s.l.: Universidad de las fuerzas armadas-ESPE.

Bosch, 2011. *Auto Electrical Test Bench H-S/EFEP 651*, s.l.: s.n.

Bryan, L. & Bryan, E., 1997. *Programmable Controllers*. Second Edition ed. Atlanta, Georgia, USA: Industria Text Company.

Cardenas, D. A. S., 2016. *Diseño y Construcción de un banco de pruebas para la detección de fallas en motores de inducción trifásicos*, Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.

Castaño, S. R., 2003. *Protección de Sistema Eléctricos*, Manizales: Universidad Nacional de Colombia.

Cervantes, O. H., 2010. *Protecciones y Mantenimiento a Generadores de Potencia*, Veracruz: Universidad Veracruzana.

- Cleverton-energy, 2009. *Cleverton-energy.com*. [Online] Available at: <http://www.claverton-energy.com/commercial-opportunities-for-back-up-generation-and-load-reduction-via-national-grid-the-national-electricity-transmission-system-operator-netso-for-england-scotland-wales-and-offshore.html>
- Coca, L. V., 2007. *Identificación y Representación de las Principales Variables de la Etiquetadora KOSME de la Ronera Central "Agustín Rodríguez Mena"*, Santa Clara: Universidad Central Marta Abreu de las Villas.
- DEIF, n.d. *Designer's Reference Handbook multi-line 2 GPC - version 2/GS*, s.l.: s.n.
- Departamento de ingeniería de sistemas y automática, 2005. *Autómatas Programables*, Oviedo, Asturias, España: Visión General.
- Edibon, 2013. *Banco de Pruebas Multibomba Controlado desde Computador*, Madrid: s.n.
- Federación de Enseñanza de CC.OO de Andalucía, 2011. *Temas para la educación*, s.l.: s.n.
- Fernández, M. F., 2010. Calidad de la energía y generación distribuida en Cuba. *Revista Cubana de Ingeniería*, marzo.
- García, Á. G., 2007. *Sistema de Protecciones Generador Central Diesel*, Madrid: Universidad Pontificia Comillas.
- Gómez, J. M. M., 2006. *Diseño e implementación de una interfaz MODBUS para la integración de grupos electrógenos a la plataforma de gestión SCADA*, Cartago, Costa Rica: Instituto Tecnológico de Costa Rica.
- Honey Well International Inc, 2017. *Matrikon*. [Online] Available at: <http://matrikonopc.es/opc-servidor/index.aspx>
- Hyundai Heavy Industries CO. LTD., 2006. *Operation & Maintenance Manual for 1700KW Packaged Power Station*, s.l.: s.n.
- IEEE Power System Relaying Committee, 1997. Terms Used by Power System Protection Engineers. *IEEE*, Julio.
- Kundur, P., 1994. *Power System Stability Control*. Palo Alto, California, USA: McGraw-Hill, Inc..

- Ledesma, P., 2008. *Regulación de frecuencia y potencia*, Madrid: Universidad Carlos III de Madrid.
- Martínez, E. A., 2006. *Electrotécnica Básica*. La Habana: Félix Varela.
- Medina, H. J. R., 2012. *Diseño y construcción de un tablero de transferencia y sincronización de generadores de emergencia con PLC y pantalla táctil*, Riobamba, Ecuador: Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.
- Mendoza, E. Y., 2003. *Control de una planta generadora de energía eléctrica*, Oaxaca: Universidad Tecnológica de la Mixteca.
- Moreno, A. T., 2008. *Banco de pruebas de cabezales de cosechadoras*, Madrid, España: Universidad Carlos III de Madrid.
- National Instruments, 2014. *Información Detallada sobre el Protocolo Modbus - National Instruments*. [Online] Available at: <http://www.ni.com/white-paper/52134/es/>
- Nhiavue, Y., 2014. *Implementación de la comunicación con la serie de actuadores Exlar TLMXX utilizando Modbus RTU*, Santa Clara, Villa Clara: Universidad Central Marta Abreu de Las Villas.
- Paredes, K. E. B., 2013. *Estudio de los sistemas de Generación Distribuida*, Cuenca, Ecuador: Universidad del Azuay.
- Pascual, O. U., 2009. *Desarrollo del SCADA para la Máquina Embotellador de la Ronera Central, empleando el Software Movicon x2*, Santa Clara: Universidad Central de Las Villas.
- Perez, E. M., Acevedo, J. & Silva, C., 2004. *Autómatas programables y sistemas de automatización*, Barcelona, España: Universidad Politécnica de Cataluña.
- Pozueta, M. A. R., 2012. *La máquina síncrona funcionando en red de potencia y en paralelo con otras. Motor síncrono*, Universidad de Cantabria, España: Universidad de Cantabria.
- Regulateurs Europa B.V., n.d. *Instruction Manual for the operation and maintenance of a 1102V type governor*, s.l.: s.n.
- Romangosa, C., Gallego, N. & Pacheco, P., 2004. *Sistemas SCADA*, Barcelona, España: Universidad Politécnica de Cataluña.

Sánchez, J. C. C., 2005. *Conceptos Generales sobre Grupos Electrónicos*, Costa Rica: Universidad de Costa Rica.

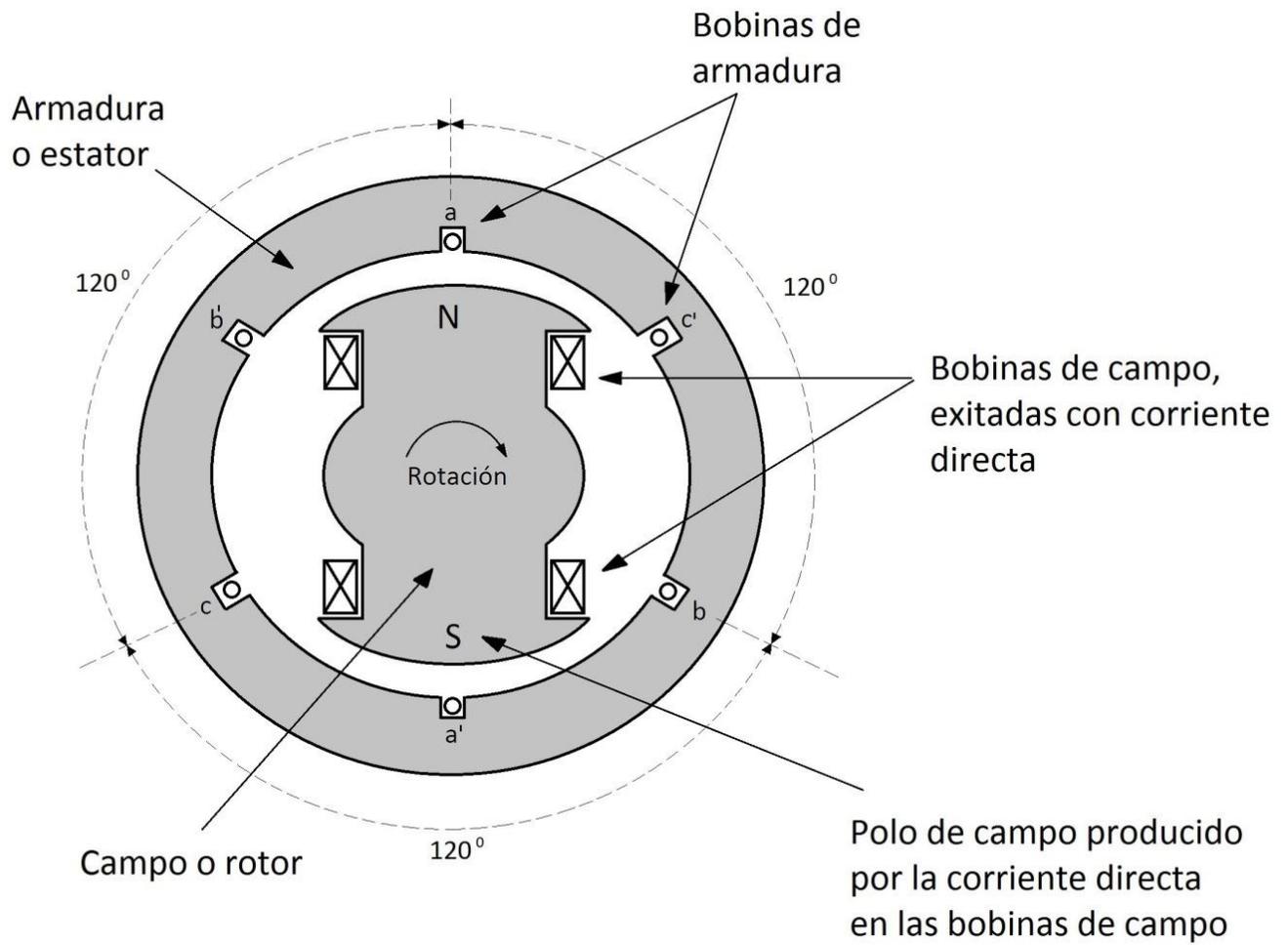
Thi, T. T., 2012. *Plataforma para Prácticas Simuladas con el uso de Autómata como Controlador*, Santa Clara: Universidad Central Marta Abreu de las Villas.

Universidad Nacional de Educación a Distancia, 2008. Regulación, control y protección de los alternadores. *UNED*, p. 20.

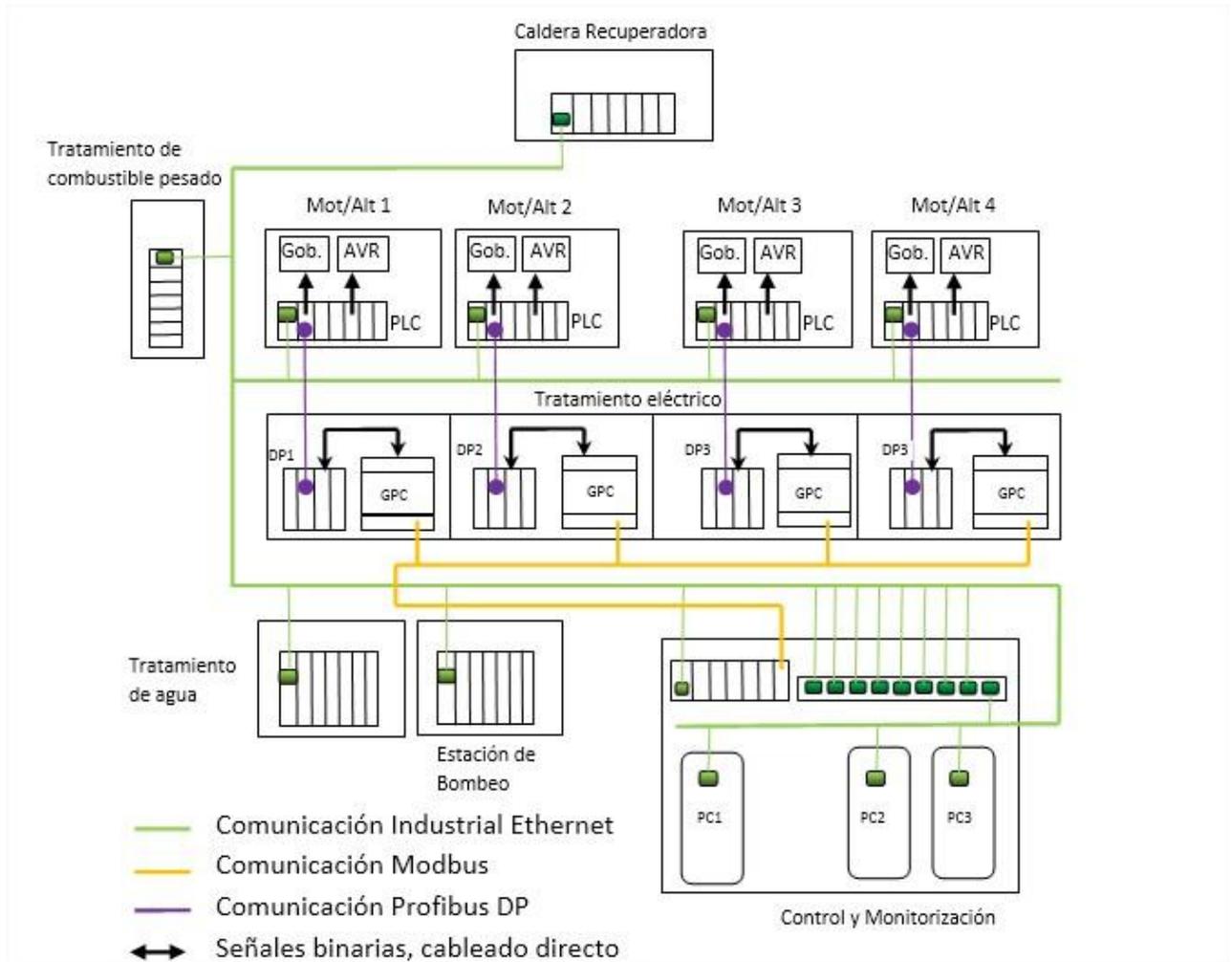
Yadaicela, J. A. C., 2011. *Estudio técnico-Económico sobre la implementación de generación distribuida en el sistema eléctrico ecuatoriano*, Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.

ANEXOS

Anexo 1. Alternador trifásico



Anexo 2. Estructura de una batería de un GE Hyundai PPS



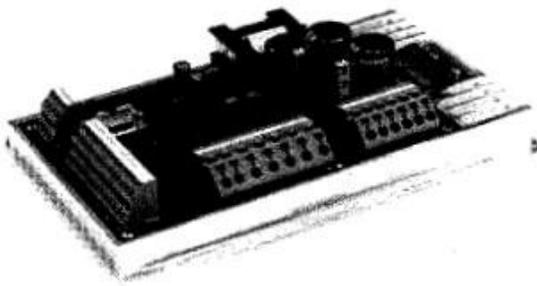
Anexo 3. Hoja de datos del motor/alternador HIMSEN 9h21/32

5. DATA SHEET

USE	DIESEL ENGINE GENERATOR		QUANTITY / PJT.			
TYPE OF ENCLOSURE	IP 23		APPLIED CLASS	-		
COOLING SYSTEM	AIR TO AIR		AMBIENT TEMP.	45 °C		
EXCITING SYSTEM	SELF EXCITING BRUSHLESS		INSULATION CLASS	F		
STRUCTURE OF ROTOR	CYLINDRICAL ROTOR		TEMPERATURE RISE	F		
COUPLING METHOD	DIRECT RIGID		APPLIED UNIT	METRIC		
SPECIFICATION			BEARING			
TYPE	HSR7 637-8P		TYPE OF BEARING	SLEEVE BEARING		
OUTPUT CAPACITY	2127.0 KVA		LOCATION	DRIVED END NON-DRIVED END		
RATING	CONTINUOUS		SIZE	- Φ 125*L150		
PHASES, WIRE, CONN	3 Φ , 4 W, Y (DAMPER WINDING)		OIL QUANTITY	- 4.1 LITER		
VOLTAGE	AC 4160 V		LUB SYSTEM	- SELF LUBRICATION		
CURRENT	295 A		OIL GRADE	ISO VG 32		
FREQUENCY	60 Hz		INLET PRESSURE	-		
POLES	8 P		INLET TEMP.	-		
SPEED	900 RPM		AIR COOLER			
POWER FACTOR	0.8 LAGGING		CAPACITY	-		
GD ² / J	834.8 Kg.m ² / 208.7 Kg.m ²		FLUID	-		
ROTOR WEIGHT	3083 Kg		QUANTITY	- m ³ /h		
TOTAL WEIGHT	8.5 ton		INLET TEMP.	- °C		
CHARACTERISTICS			TEMP RISE	- °C		
OVER CURRENT	150 % / 2 min.		PRESSURE DROP	- Kg/cm ²		
VARIATION OF GENERATOR VOLTAGE	\pm 1.0 %		DRY WEIGHT	- Kg		
OVER SPEED	120 % / 2 min.		DETECTING SYSTEM			
VOLTAGE ADJUST	\pm 10 %		WINDING TEMP.	PT100 OHM \times 2EA/PHASE (WORK'G & SPARE)		
MOUNTING METHOD	B5/B20		BEARING TEMP.	ROD TYPE + PT100 OHM/BRG.		
REACTANCE & TIME CONSTANT (CALCULATED VALUE)			COOLING AIR TEMP	N.A		
			LEAKAGE DETECTOR	N.A		
Xd	162 % (UNSATURATED)	T' d	0.1115 Sec.	CONFIRMED ITEM BY OWNER		
X' d	23.7 % (SATURATED)	T'' d	0.0070 Sec.	* LOCATION OF TERMINAL BOX. (VIEWD FROM PRIME MOVER)	Right Side	
X'' d	13.7 % (SATURATED)	Ta	0.0228 Sec.	* CABLE ENTRY	Bottom	
ra	1.57 %				* SPACE HEATER	1PH, 220V, 630W
NOTE				* PAINTING COLOR	7.5BG 7/2	
				* LOCATION OF AIR COOLER FLANGE (VIEWD FROM PRIME MOVER)	N.A	
				* ROTATING DIRECTION OF GENERATOR (VIEWD FROM PRIME MOVER)	C.C.W	
REMARK						
REV	CONTENTS	DATE	1. THE SPECIFICATION OF * MARK SHOULD BE INFORMED ON YOUR APPROVED DRAWING			
2			HSR7 637-8P-REV.0			
3			DATE	DESIGN	CHECKED	
4			2006.09.23	O.S.SONG		
5					S.H. LEE H.W. KIM	

RW-W230-158-0

A4(210mm X 297mm)

Anexo 4. UNITROL 1000-7**Automatic Voltage Regulator**

Compact voltage regulator for synchronous machines up to 7 A exciter current.

Anexo 5. Descripción funcional de los terminales entrada/salida

En color verde se presentan los relés de salida, en amarillo los terminales digitales de entrada y en rojo los terminales que no se emplean en los GE Hyundai.

Bornera #1: Alimentación y entrada/salida digital

Term.	Función	Datos Técnicos	Descripción
1	+12/24 VDC	+12/24 VDC	Alimentación/No configurable.
2	0 VDC	-25/+30%	
3	NC	Relé de estado 24 V/1 A	Relé Normalmente Cerrado, Supervisión del estado del procesador y alimentación/No conf.
4	Com.		
5	NA	Relé 1 250 VAC/8 A	Configurable. Se utiliza en los GE para abrir el interruptor de salida del motor/alternador.
6	Com.		
7	NC		
8	NA	Relé 2 250 VAC/8 A	Configurable. Se utiliza como alarma por sobrevoltaje.
9	Com.		
10	NC	Relé 3 250 VAC/8 A	Configurable. Se utiliza como Alarma común.
11	NA		
12	Com.		
13	NC		
14	NA	Relé 4 250 VAC/8 A	Configurable. Se utiliza para abrir el interruptor del motor/alternador cuando se alcanza una consigna de potencia establecida (límite de apertura del interruptor). En el modo frecuencia fija, el interruptor del alternador se abrirá instantáneamente. En cualquier otro modo, se descargará la carga del alternador hasta el límite de apertura del interruptor y, acto seguido, se dará una orden de apertura del interruptor.
15	Com.		
16	NC		
17	NA	Relé 5 Sincrónico 250 VAC/8 A	Cerrar interruptor del alternador (sincronización)/No conf.
18	Com.		
19	NC		
20	Colector abierto 1	Salida transistor	Salida de pulso 1, contador de kWh (no se emplea en los GE)
21	Colector abierto 2	Salida transistor	Salida de pulso 2, contador de kvarh (no se emplea en los GE)
22	Com.	Común.	Terminal común para los terminales 20 y 21 (no se emplea en los GE)
23	Entrada digital	Optocoplador	Configurable. Se utiliza como supresor de alarmas.
24	Entrada digital	Optocoplador	Configurable. Se utiliza como reconocedor de alarmas.

25	Entrada digital	Optocoplador	Activar sincronismo/funciones de control del gobernador y del AVR/configurable La entrada arranca la regulación y el GPC ejecuta el control del regulador GOB/AVR. Si el interruptor del motor/alternador está abierto, se iniciará la sincronización y, si está cerrado, el método de regulación seleccionado dependerá de la selección de la entrada de modo. Si el interruptor está cerrado y la entrada desactivada el GPC se encontrará en modo de control manual.
26	Entrada digital	Optocoplador	Control del bus de comunicación Modbus o Profibus. Configurable. Cuando está activada la entrada, el GPC se controla sólo desde el bus Modbus o Profibus.
27	Entrada digital	Optocoplador	No se emplea en el GE
28	Com.	Común	Terminal común para los terminales 23-27

Bornera #3: Control de carga y control de la sincronización.

Term.	Función	Datos Técnicos	Descripción
37	-5...0...5 VDC	E/S analógica	Compartir carga activa (No se emplea en el GE)
Com.	Común	Común	Común de 37 y 38 (No se emplea en el GE)
38	-5...0...5 VDC	E/S analógica	Compartir carga reactiva (No se emplea en el GE)
40	-10...0...10 VDC	Ent. analógica	Set point de frecuencia y carga activa. Entrada pasiva que requiera fuente externa. (No se emplea en el GE)
41	Común	Común	Común de 40 y 42
42	-10...0...10 VDC	Ent. analógica	Set point de Voltaje, VAR, Factor de potencia y carga reactiva. Entrada pasiva que requiera fuente externa. (No se emplea en el GE)
43	Entrada Digital	Optocoplador	Descarga de alternador/Configurable
44	Entrada Digital	Optocoplador	Comando para subir velocidad del gobernador manualmente/configurable (No se emplea en el GE)
45	Entrada Digital	Optocoplador	Comando para bajar velocidad del gobernador manualmente/configurable (No se emplea en el GE)

46	Entrada Digital	Optocoplador	Comando para subir voltaje del AVR manualmente/configurable (No se emplea en el GE)
47	Entrada Digital	Optocoplador	Comando para bajar voltaje del AVR manualmente/configurable
48	Entrada Digital	Optocoplador	Modo 1/configurable
49	Entrada Digital	Optocoplador	Modo 2/configurable
50	Entrada Digital	Optocoplador	Modo 3/configurable
51	Entrada Digital	Optocoplador	Modo 4/configurable
52	Entrada Digital	Optocoplador	Modo 5/configurable
53	Entrada Digital	Optocoplador	Modo 6/configurable
54	Entrada Digital	Optocoplador	Interruptor del Alternador Abierto
55	Entrada Digital	Optocoplador	Interruptor del Alternador Cerrado
56	Común	Común	Común de 43-55
57	NA	Relé 5	Configurable (No se emplea en el GE)
58	Com.	250 VAC 8 A	
59	NA	Relé 6	Configurable (No se emplea en el GE)
60	Com.	250 VAC 8 A	
61	NA	Relé 7	Configurable (No se emplea en el GE)
62	Com.	250 VAC 8 A	
63	NA	Relé 8 250 VAC 8 A	Configurable. Se utiliza como relé de alarma se existe un fallo en la regulación.

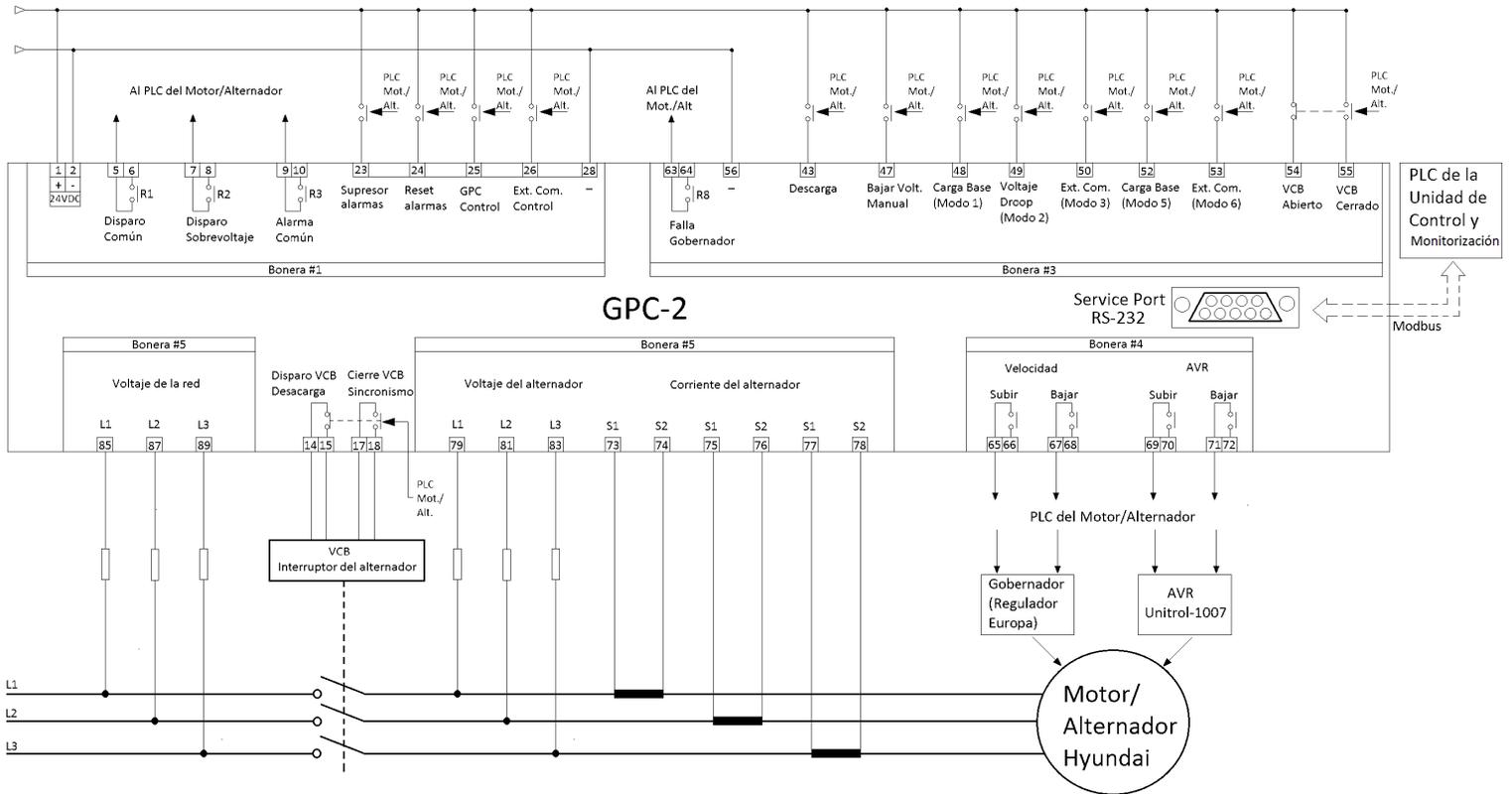
Bornera #4: Control de las salidas al gobernador (estándar) y al AVR (opcional)

Term.	Función	Descripción
65	Relé subir al Gob.	Relé de salida para aumentar velocidad en el Gob.
66		
67	Relé subir al Gob.	Relé de salida para disminuir velocidad en el Gob.
68		
69	Relé subir al AVR.	Relé de salida para aumentar voltaje en el AVR.
70		
71	Relé subir al AVR.	Relé de salida para disminuir voltaje en el AVR.
72		

Bornera #5: Medición de corriente/voltaje AC.

Term.	Función	Datos técnicos	Descripción
73	I L1 s1	Corriente del Alternador	Entrada 1/5 A AC
74	I L1 s2	L1	
75	I L2 s1	Corriente del Alternador	Entrada 1/5 A AC
76	I L2 s2	L2	
77	I L3 s1	Corriente del Alternador	Entrada 1/5 A AC
78	I L3 s2	L3	
79	U L1	Voltaje del Alternador L1	Voltaje de fase, Max 690 VAC
80		No usada	
81	U L2	Voltaje del Alternador L2	Voltaje de fase, Max 690 VAC
82		No usada	
83	U L3	Voltaje del Alternador L3	Voltaje de fase, Max 690 VAC
84	N	Neutro	Neutro del Alternador
85	U L1	Voltaje de Línea L1	Voltaje de fase, Max 690 VAC
86		No usada	
87	U L2	Voltaje de Línea L2	Voltaje de fase, Max 690 VAC
88	N	Neutro	Neutro de Línea
89	U L3	Voltaje de Línea L3	Voltaje de fase, Max 690 VAC

Anexo 6. Esquema de conexiones del GPC en el GE Hyundai



Anexo 7. Tabla de datos Modbus del GPC

Los parámetros marcados en amarillo son los que se utilizan en los GE Hyundai.

Tabla de mediciones

Measurement table (read only) (function code 03h)		
Address	Content	Type
0		Application version
1	U_{L1-L2}	Generator voltage. Measured in [V]
2	U_{L2-L3}	Generator voltage. Measured in [V]
3	U_{L3-L1}	Generator voltage. Measured in [V]
4	U_{L1-N}	Generator voltage. Measured in [V]
5	U_{L2-N}	Generator voltage. Measured in [V]
6	U_{L3-N}	Generator voltage. Measured in [V]
7	F_{GEN}	Generator frequency. Measured in [Hz/100]
8	I_{L1}	Generator current. Measured in [A]
9	I_{L2}	Generator current. Measured in [A]
10	I_{L3}	Generator current. Measured in [A]
11	Cos-phi	0...100 Generator cosinus-phi. Measured in [cos-phi/100] Unsigned value
12	P_{GEN}	Generator active power. Measured in [kW]. Negative value means reverse power
13	Q_{GEN}	Generator reactive power. Measured in [kVAr]. Positive value means generated inductive reactive power
14	$U_{BBL1-L2}$	Busbar. Measured in [V]
15	F_{BB}	Busbar frequency L1. Measured in [Hz/100]
16 [HI] 17 [LO]	R_{GEN} Export	Reactive energy counter, exported reactive power. Measured in [kVArh]. Max. 300000 MVarh
18 [HI] 19 [LO]	E_{GEN} Export	Energy counter, exported power. Measured in [kWh]. Max. 300000MWh
31	$U_{BBL2-L3}$	Busbar voltage. Measured in [V]
32	$U_{BBL3-L1}$	Busbar voltage. Measured in [V]
33	U_{BB-max}	Busbar max. voltage. Measured in [V]
34	U_{BB-min}	Busbar min. voltage. Measured in [V]
35	U_{BBL1-N}	Busbar voltage. Measured in [V]
36	U_{BBL2-N}	Busbar voltage. Measured in [V]
37	U_{BBL3-N}	Busbar voltage. Measured in [V]
38	Running time	Hour
39	RPM	RPM
40	S_{GEN}	Generator apparent power. Measured in [kVA]
41	VDO 1	Oil pressure in [bar]/10
42	VDO 2	Water temp. in [°C]
43	VDO 3	Fuel level in [%]
44	$PHI_{BBL1-L2}$	0...359 Busbar phase angle. Measured in [deg.]
45	$PHI_{BBL1-DGL1}$	0...359 Busbar/generator phase angle. Measured in [deg.]
46	CB_{oper}	Circuit breaker operations counter
47	U_{SUPPLY}	Supply voltage. Measured in [V/10]
65	PF	-99...0...100 generator power factor. Measured in [PF/100] Negative value means capacitive power factor

Tabla de parámetros

Parameter table

Offset address	Ch. no.	Content	Value unit	Delay unit
0	-	-	-	-
1	1010	Reverse power	%/10	1/10s
2	1016	Reverse power inverse	%/10	1/10s
3	1020	Overcurrent 1	%/10	1/10s
4	1030	Overcurrent 2	%/10	1/10s
15	1100	DG high volt 1	%/10	1/10s
16	1110	DG high volt 2	%/10	1/10s
182	4011	Nom. frequency	Hz/10	n
183	4012	Nom. power	kW	n
184	4013	Nom. current	A	n
185	4014	Nom. voltage	V	n

Alarmas

20	Alarms	Bit 0 1010. Reverse power Bit 1 1020. Overcurrent step 1 Bit 2 1030. Overcurrent step 2 Bit 3 1060. Overcurrent inverse Bit 4 1070. Fast overcurrent Bit 5 1080. High overcurrent Bit 6 Reserved Bit 7 1100. U-DG High step 1 Bit 8 1110. U-DG High step 2 Bit 9 1120. U-DG Low step 1 Bit 10 1130. U-DG Low step 2 Bit 11 1140. f-DG High step 1 Bit 12 1150. f-DG High step 2 Bit 13 1160. f-DG Low step 1 Bit 14 1170. f-DG Low step 2 Bit 15 1180. U-BB High step 1
----	--------	--

Tabla de entradas digitales

Digital input table (read only 01h)

Address	Terminal	Description
1500	-	Not used
1501	127	Binary input (option M13)
1502	128	Binary input (option M13)
1503	129	Binary input (option M13)
1504	130	Binary input (option M13)
1505	131	Binary input (option M13)
1506	132	Binary input (option M13)
1507	133	Binary input (option M13)
1508-1528	-	Reserved
1529	43	De-load
1530	44	Man. governor up
1531	45	Man. governor down
1532	46	Man. AVR up
1533	47	Man. AVR down
1534	48	Mode 1
1535	49	Mode 2
1536	50	Mode 3
1537	51	Mode 4
1538	52	Mode 5
1539	53	Mode 6
1540	54	Breaker position off
1541	55	Breaker position on
1542	23	Alarm inhibit
1543	24	Alarm acknowledge
1544	25	Sync. start
1545	26	Control via external communication

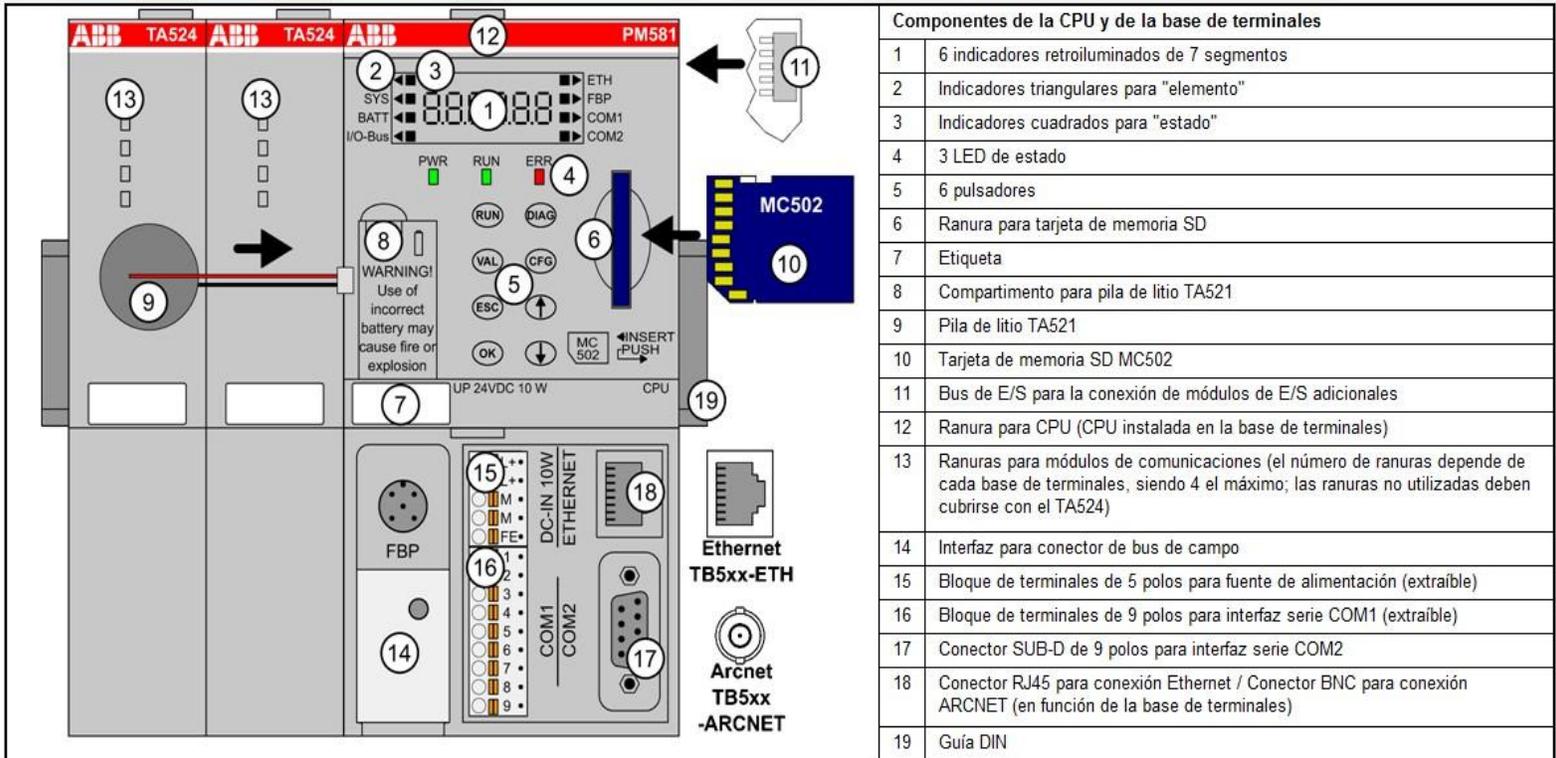
Anexo 8. Métodos para seleccionar cada modo de regulación

Modo	Modo 1 (term. 48)	Modo 2 (term. 49)	Descripción
Frecuencia fija (alternador aislado)	OFF	OFF	Mantiene el alternador a frecuencia nominal (alternador aislado). No existe control de potencia, ni compartición de carga. El valor de frecuencia del alternador está determinado de forma interna (Deif utility software) o mediante la comunicación (Modbus o Profibus) si el terminal 50 (Modo 3) está apagado; y si el terminal 50 (Modo 3) está activado la frecuencia se fija externamente mediante los terminales 40 y 41. Terminal de compartir carga activa desactivado (term. 37)
Potencia fija (alternador sincronizado a la red)	ON	OFF	Mantiene el alternador a potencia fija (alternador sincronizado). No existe control de frecuencia. El valor de potencia está determinado de forma interna (Deif utility software) o mediante la comunicación (Modbus o Profibus) si el terminal 50 (Modo 3) está apagado; y si el terminal 50 (Modo 3) está activado la potencia se fija externamente mediante los terminales 40 y 41.
Droop	OFF	ON	Para aplicaciones muy específicas de un alternador y no se emplean en los GE Hyundai instalados en Cuba.
Carga Compartida	ON	ON	

Anexo 9. Estructura de hardware de la CPU PM573

ABB AC500 CPU PM57x, PM58x y PM59x

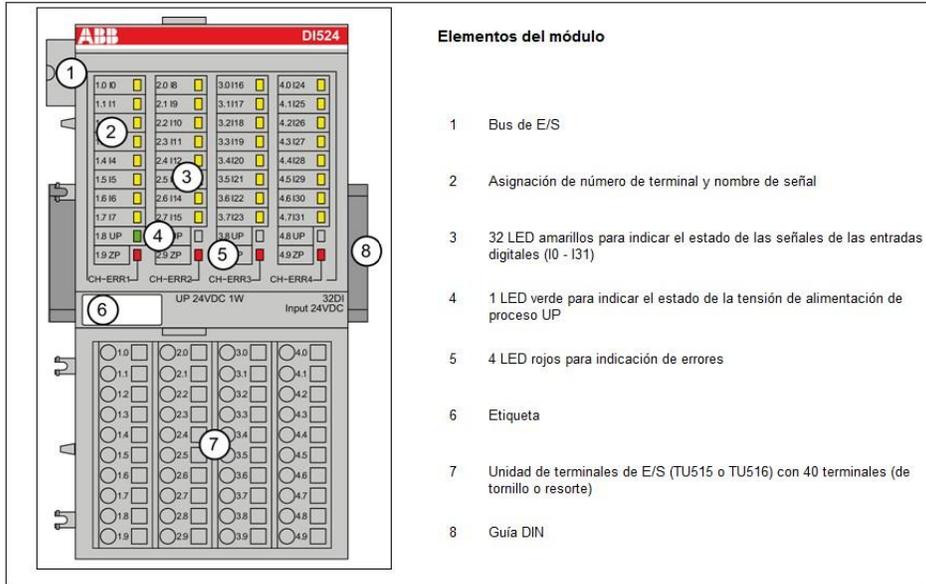
- PM573-ETH, CPU 64 kB, 24 V CC, ranura para tarjetas de memoria, 2 x RS-232/485 (programación, MODBUS/CS31), 1 x FBP, pantalla, Ethernet TCP/IP integrada



Anexo 10. Estructura de hardware de los módulos de E/S utilizados en el PLC

Módulo de entradas digitales DI524

- 32 entradas digitales de 24 V CC,



Módulo de entradas/salidas digitales DC523

- 24 entradas/salidas digitales configurables

