



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

" E S C I E N T I A H O M I N I S S A L U S "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

*Respeto hacia si mismo y hacia los demás.*

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y  
ELECTRÓNICA**

**“AUTOMATIZACIÓN DE LA CENTRAL DE GENERACIÓN  
CUYABENO DE PETROPRODUCCIÓN MEDIANTE LA  
IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA SCADA”**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN  
ELECTRÓNICA Y CONTROL**

**JAVIER MAURICIO TAPIA CHICAIZA (EPN)  
javiermtapia@hotmail.com**

**JUAN PAÚL TUBÓN GUEVARA (ESPE)  
juan\_pault@hotmail.com**

**DIRECTOR: ING. JORGE MOLINA M.  
jorge.molina@epn.edu.ec**

**Quito, Junio 2009**

## **DECLARACIÓN**

Nosotros, Javier Mauricio Tapia Chicaiza (EPN) y Juan Paúl Tubón Guevara (ESPE), declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

**Javier Mauricio Tapia Chicaiza (EPN) Juan Paúl Tubón Guevara (ESPE)**

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Javier Mauricio Tapia Chicaiza (EPN) y Juan Paúl Tubón Guevara (ESPE), bajo mi supervisión.

---

**ING. JORGE MOLINA M.  
DIRECTOR DEL PROYECTO**

## **AGRADECIMIENTOS**

Un profundo agradecimiento a la Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Electrónica y Control, por formar profesionales útiles a la sociedad y competentes para el engrandecimiento del país.

Mi gratitud al ING. JORGE MOLINA M. Director del proyecto de tesis, que sin su valiosa guía este trabajo no hubiese llegado a feliz termino.

Un agradecimiento especial al Ing. Carlos Ruiz Gerente y Coordinador del Proyectos SCADA en PETROPRODUCCIÓN.

Agradezco a todas las personas del Departamento de Mantenimiento de PETROPRODUCCIÓN D.A. Área de Planificación de Proyectos – Sección Energética a los Ings. Franklin Ruiz, Cristian Luna, Omar Neto, Abraham Suárez, Jorge Quevedo, Don Huilca, Don Rafa, Luís Muñoz, Gabriela Llumiquinga, Carlos Ortiz, Elizabeth Iza, José Tubón, Byron Caiza, Paulina Tonato, Whaso, Cachuelin, Don Haro y Don Mañay quien con sus acertados consejos técnicos hicieron de este proyecto un ejemplo para los 13 millones de ecuatorianos.

A mis amigos, de farra estudio trabajo diversión tristeza los que me han acompañado en esta carrera que parecía interminable: Viejo, Freshh, Flaco, Chuli, Chayanne, Ricardo, Carlitos, Perro, las Gabys, Manolo, los bieléctricos ya que sin ellos nunca hubiera tenido tantas experiencias buenas y malas.

A mi Abuelita María que conjuntamente con mi familia han tenido la paciencia, el cariño y la confianza, ya que nunca han dudado de mi capacidad y siempre supieron que algún día lograría mis metas

A mi compañero y amigo Juan Tubón por haber compartido este reto que hoy lo llevamos a final termino, Gracias Juan Rengo

## DEDICATORIA

***Dedico este trabajo a Dios por darme a mi Familia y a mis Padres***

***A mi Mami por todo su sacrificio para que nunca me falte nada, por estar a mi lado aún en los momentos más difíciles.***

***A mi Papa por todo su apoyo.***

***A mis hermanos Edisón y Santiago por estar junto a mí cuando más lo he necesitado.***

***A Mis sobrinos Camila, Brandon y Jordy que con su ternura, alegran mi vida***

***A Barbie mi muñeca quien con su dedicación, paciencia y sobre todo amor ha hecho de mí, una buena persona con quien espero compartir las alegrías y tristezas que la vida nos depare.***

## ÍNDICE DE CONTENIDO

Contenido .....	<i>i</i>
Listado de Anexos.....	<i>x</i>
Resumen.....	<i>xii</i>
Presentación.....	<i>xiii</i>

### **CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN**

1.1	Antecedentes.....	1
1.2	Justificación e Importancia.....	4
1.3	Alcance.....	5
1.4	Localización y Condiciones Ambientales del Proyecto.....	6

### **CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO REFERENCIAL**

2.1	Centrales de Generación Eléctrica.....	8
2.1.1	Grupo Electrónico.....	9
2.2	Automatización de Centrales de Generación Eléctrica.....	11
2.3	Sistemas Scada.....	12
2.3.1	Definición.....	12
2.3.2	Disponibilidad Remota de la Información.....	13
2.3.3	Flujo de la Información en los Sistemas Scada.....	14
2.3.4	Necesidad de un Sistema Scada.....	15
2.3.5	Funciones de un Sistema Scada.....	16
2.4	Comunicaciones Industriales.....	16
2.4.1	Protocolo de Comunicación Modbus.....	18
2.4.2	Modbus/TCP.....	19
2.4.3	Ethernet Industrial.....	19
2.5	Topología de Redes .....	20
2.5.1	Interconexión en bus.....	20

### **CAPÍTULO 3**

#### **DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ACTUAL**

3.1	Infraestructura Actual.....	22
3.1.1	Central de Generación Cuyabeno.....	23
3.1.2	Sala de generación .....	24
3.1.3	Sala de control.....	27
3.1.4	Estación de Distribución.....	29
3.2	Operación Actual del sistema Existente.....	31
3.3	Características de los Controladores.....	33
3.3.1	Gencon II Pro (GIIP).....	33
3.3.2	Power Logic PM800.....	34
3.3.3	Interruptores de Baja Tensión MASTERPACT.....	35

### **CAPÍTULO 4**

#### **DISEÑO DEL SISTEMA**

4.1	Configuración de las Redes del Sistema.....	36
4.1.1	Redes de Datos Gencon II Pro .....	36
4.1.1.1	Communicator II.....	38
4.1.1.2	Protocolo de comunicación Communicator II Pro.....	41
4.1.1.3	Protocolo de comunicación de la red Gencon II Pro.....	41
4.1.2	Red de Datos POWER LOGIC PM800.....	41
4.1.2.1	Egx100.....	43
4.1.2.2	Protocolo de Configuración Ethernet y TCP/IP de la EGX 100 .....	47
4.1.2.3	Protocolo de comunicación de la red PM800.....	48
4.1.2.4	Protocolo de comunicación de la red Inalámbrica.....	48
4.1.3	Interconexión de Redes.....	49
4.1.4	Diseño para el Monitoreo Remoto.....	50
4.2	Diagramas de Conexión.....	51
4.2.1	Niveles de Comunicación .....	51



4.2.2	Conexión de Equipos Gencon II Pro Y Communicator II Pro.....	52
4.2.3	Conexión de Equipos Pm 800 y EGX 100.....	53
4.2.4	Panel de Control y Ubicación de Communicator II Pro y EGX 100.	54
4.2.5	Ducto para Cableado de Equipos de Comunicación–Vista Externa.	55
4.2.6	Ducto para Cableado de Equipos de Comunicación – Vista Interna .....	56
4.2.7	Vista Lateral del Cableado.....	57
4.2.8	Vista Superior del Cableado.....	58

## **CAPÍTULO 5**

### **DESARROLLO DE LA INTERFAZ HOMBRE MÁQUINA HMI**

5.1	Plataformas de desarrollo.....	59
5.1.1	Microsoft Windows XP.....	59
5.1.2	Intouch 9.5.....	59
5.1.3	DAServer.....	60
5.1.4	Modicon Modbus TCP (MBTCP).....	61
5.1.5	DAServer Modicon MODBUS Serial.....	61
5.2	Desarrollo de la Interfaz HMI.....	61
5.2.1	Condiciones de Diseño.....	61
5.2.2	Descripción de las Pantallas Utilizadas para el HMI.....	62
5.2.2.1	Ingreso a la Aplicación.....	62
5.2.2.2	Pantalla de Registro de Usuarios.....	63
5.2.2.3	Pantalla de Menú.....	64
5.2.2.4	Pantalla de Introducción.....	65
5.2.2.5	Pantalla Unifilar.....	65
5.2.2.6	Pantalla de la Central de Medidas (PM800).....	66
5.2.2.7	Pantalla del Sincronizador (Gencon IIPRO).....	67
5.2.2.8	Pantalla de Carga Total.....	68
5.2.2.9	Pantalla de Visor de Alarmas.....	69
5.2.2.10	Pantalla Historial de Alarmas.....	70
5.2.2.11	Pantalla de Históricos.....	71
5.2.2.12	Pantalla de Real Trend.....	72
5.3	Comunicación “EGX100 – INTOUCH”.....	73

5.3.1	Configuración del Software de Comunicación DASMBTCP.....	73
5.4	Comunicación “COMMUNICATOR II – INTOUCH”.....	78
5.4.1	Configuración del DAServer Modicon MODBUS.....	78
5.5	Configuración de los ACCESS NAMES EN INTOUCH.....	83
5.6	Comunicación Remota.....	85

## **CAPÍTULO 6**

### **IMPLEMENTACIÓN DE LA HMI**

6.1	Equipo Necesario.....	88
6.1.1	Cable de Red Cruzado.....	88
6.1.2.1	Cable Rs 232.....	89
6.1.3	Access Point Inalámbrico.....	91
6.2	Montaje e Implementación de la Instrumentación Necesaria.....	92
6.2.1	Instalación de Equipos.....	93
6.3	Puesta en Marcha.....	97

## **CAPÍTULO 7**

### **PRUEBAS Y RESULTADOS**

7.1	Pruebas y resultados a nivel de Laboratorio.....	98
7.1.1	Prueba de Funcionamiento de Equipos.....	99
7.1.2	Prueba de Comunicación de los equipos.....	100
7.1.3	Prueba de Comunicación entre el HMI de InTouch y Equipos de Medida.....	103
7.2	Pruebas y resultados de la puesta en marcha del sistema.....	104
7.2.1	Prueba de Comunicación del sistema de Monitoreo y Control...	104
7.2.2	Prueba de Comunicación para el Monitoreo Remoto.....	111

## **CAPÍTULO 8**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

8.1	Conclusiones.....	113
8.2	Recomendaciones.....	114

## **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

### **ÍNDICE DE FIGURAS**

#### **CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN**

Figura 1.1. Localización Del Área Del Proyecto.....	7
---	---

#### **CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO REFERENCIAL**

Figura 2.1. Disponibilidad de Información.....	13
Figura 2.2. Sistema de Comunicación de Varios Niveles.....	17
Figura 2.3. Ciclo de Respuesta del Protocolo de Comunicación Modbus.....	18
Figura 2.4. Topologías De Red.....	20
Figura 2.5. Red en topología de Bus.....	20

#### **CAPÍTULO 3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ACTUAL**

Figura 3.1. Central de Generación Cuyabeno.....	23
Figura 3.2. Diagrama unifilar de la central Cuyabeno en la barra de bajo Voltaje.....	24
Figura 3.3. Grupo Electrónico Caterpillar.....	25
Figura 3.4. Vista Frontal de la Sala de Control.....	27
Figura 3.5. Estación de Distribución.....	30
Figura 3.6. Paneles de Control.....	31
Figura 3.7. Vista frontal del Panel de Control.....	32
Figura 3.8. Gencon II Pro (GIIP).....	33
Figura 3.9. IOB2.....	33
Figura 3.10. AVRx.....	33
Figura 3.11. Power Logic PM800.....	34

Figura 3.12. Interruptores Masterpact NW12 H1.....	35
--	----

## **CAPÍTULO 4**

### **DISEÑO DEL SISTEMA**

Figura 4.1. Red de Datos GENCON II Pro.....	37
Figura 4.2. Red de Conexión para GENCON II PRO .....	37
Figura 4.3. Communicator II.....	38
Figura 4.4. Diagrama de Conexión del Communicator II .....	38
Figura 4.5. Red de Datos PM800.....	42
Figura 4.6. Red de Conexión para RS-232.....	42
Figura 4.7. Red de Conexión para Ethernet .....	43
Figura 4.8. EGX 100.....	43
Figura 4.9. EGX 100 Conexión Ethernet.....	44
Figura 4.10. Interconexión de Equipos.....	49
Figura 4.11. Comunicación para Monitoreo Remoto.....	50

## **CAPÍTULO 5**

### **DESARROLLO DE LA INTERFAZ HOMBRE MÁQUINA HMI**

Figura 5.1. Pantalla “Bienvenida”.....	63
Figura 5.2. Pantalla “Registro de Usuarios”.....	64
Figura 5.3. Pantalla “Menú”.....	65
Figura 5.4. Pantalla “Introducción”.....	65
Figura 5.5. Pantalla “Unifilar”.....	66
Figura 5.6. Pantalla “Central de Medidas PM 800”.....	67
Figura 5.7. Pantalla “Gencon”.....	68
Figura 5.8. Pantalla “Carga Total”.....	69
Figura 5.9. Pantalla “Visor de Alarmas”.....	70
Figura 5.10. Pantalla “Historial de Alarmas”.....	71
Figura 5.11. Pantalla “Históricos”.....	72
Figura 5.12. Pantalla “Real Trend”.....	72

Figura 5.13. Ventana de ArcestrA System Management Console.....	73
Figura 5.14. Ventana de ArcestrA System Management Console – Configuración .....	74
Figura 5.15. Ventana de ArcestrA System Management Console – ModBus Bridge.....	75
Figura 5.16. Configuración de Parámetros de los Datos y Registros PM 800.....	76
Figura 5.17. Creación del Topic en Device Groups.....	77
Figura 5.18. Activación del DAServer.....	78
Figura 5.19. Ventana de ArcestrA System Management Console.....	79
Figura 5.20. Ventana de ArcestrA System Management Console – Configuración .....	79
Figura 5.21. Ventana de ArcestrA System Management Console – Puerto COM .....	80
Figura 5.22. Configuración de Parámetros de los Datos y Registros GENCON...81	
Figura 5.23. Creación del Topic en Device Groups.....	82
Figura 5.24. Activación del DAServer.....	83
Figura 5.25. Configuración Access Name.....	84
Figura 5.26. Sistema de Comunicación Remota.....	86
Figura 5.27. Configuración IP en las Tarjetas de Red.....	86
Figura 5.28. Configuración del Access Name para Monitoreo Remoto.....	87

## **CAPÍTULO 6**

### **IMPLEMENTACIÓN DE LA HMI**

Figura 6.1. Cable Cruzado .....	88
Figura 6.2. Cable UTP.....	89
Figura 6.3. Cable RS-232 Versión de 9 Pines (DB-9).....	89
Figura 6.4. Conectores RS-232.....	90
Figura 6.5. Panel N° 1 Lugar para elementos de Comunicación.....	92
Figura 6.6. Fuentes de Voltaje.....	93
Figura 6.7. Instalación del Equipo de Comunicación EGX100.....	93
Figura 6.8. Instalación del Equipo de Comunicación Communicator II Pro.....	94
Figura 6.9. Panel N° 1 con los elementos de Comunicación Instalados.....	95
Figura 6.10. Puertos de Comunicación en el PC.....	96
Figura 6.11. Parte trasera del Access Point.....	96

## **CAPÍTULO 7**

### **PRUEBAS Y RESULTADOS**

Figura 7.1. FREJA 300.....	98
Figura 7.2. Prueba de Equipos de Medición .....	100
Figura 7.3. Prueba de Equipos de Comunicación .....	102
Figura 7.4. Prueba de Pantalla Unifilar .....	106
Figura 7.5. Prueba de Vínculos de Acceso.....	106
Figura 7.6. Prueba de Medida de Gencon... ..	107
Figura 7.7. Prueba de Botón Para Stop de Generador.....	108
Figura 7.8. Prueba de Pantalla PM 800..... ..	108
Figura 7.9. Prueba de Pantalla de Potencia Generada y consumida.....	109
Figura 7.10. Prueba de Pantalla da datos Históricos.....	110
Figura 7.11. Prueba de Pantalla de Real Trends. ....	110

## **ÍNDICE DE TABLAS**

### **CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN**

Tabla 1.1. Generación de energía de las áreas de producción.....	4
--	---

### **CAPÍTULO 3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ACTUAL**

Tabla 3.1. Potencia Generada por la Central Cuyabeno.....	26
Tabla 3.2. Datos Nominales del Generador.....	26
Tabla 3.3. Datos del regulador de Voltaje del Generador.....	27
Tabla 3.4. Datos Nominales del Transformador.....	30

### **CAPÍTULO 4 DISEÑO DEL SISTEMA**

Tabla 4.1 Principales Registros De La Red GENCON II PRO.....	40
Tabla 4.2 Principales Registros De La Red POWER LOGIC.....	45
Tabla 4.3 Configuración Ethernet y TCP/IP de la EGX 100.....	47

### **CAPÍTULO 5 DESARROLLO DE LA INTERFAZ HOMBRE MAQUINA HMI**

Tabla 5.1. Parámetros de Configuración la Dirección de los PM800.....	76
Tabla 5.2. Parámetros de Configuración la Dirección de los GENCON.....	81
Tabla 5.3. Parámetros del Access Name.....	85

## **CAPÍTULO 6**

### **IMPLEMENTACIÓN DE LA HMI**

Tabla 6.1. Información de Pines.....90

## **ÍNDICE DE ESQUEMAS**

### **CAPÍTULO 2**

#### **MARCO TEÓRICO REFERENCIAL**

Esquema 2.1. Clasificación de las centrales eléctricas.....9

### **LISTADO DE ANEXOS**

- A.** Mapa de vías, pozos, carreteras y líneas correspondientes al Campo Cuyabeno.
  
- B.** Muestra el levantamiento planimétrico de la infraestructura física correspondiente al área donde se desarrollo el proyecto.
  
- C.** Muestra el diagrama unifilar de la central de generación, donde se puede apreciar: la conexión y el arreglo de todos los equipos eléctricos, es decir, barras, puntos de conexión, transformadores de potencia, acoplamiento entre barras, etc.
  
- D.** Muestran los diagramas de la sala de generación, donde se puede apreciar: la conexión y ubicación de todos los generadores, es decir, barras, puntos de conexión, etc.



- E.** Muestran los diagramas de la sala de control, donde se puede apreciar: el diseño de la sala de control, conexión y ubicación de todos los paneles de control.
  
- F1.** Muestra las especificaciones técnicas del Microcontrolador GENCON II PRO.
  
- F2.** Muestra las especificaciones técnicas los medidores Power Logic PM800.
  
- F3.** Muestra las especificaciones técnicas de los interruptores de potencia en Baja Tensión Masterpact NW12 H1.
  
- G1.** Muestra las especificaciones técnicas y el mapa de registros de COMMUNICATOR II.
  
- G2.** Muestra las especificaciones técnicas y el mapa de registros del EGX 100.
  
- H.** Manual de Usuario del programa HMI
  
- I.** Manual de Operación de la Central de Generación Cuyabeno

## RESUMEN

El siguiente proyecto de titulación corresponde al sistema de automatización para la central de generación de energía de 4.4 MW. Cuyabeno de Petroproducción; y consiste en instalar la instrumentación necesaria para la adquisición de datos, la toma de medidas y poder realizar el monitoreo de los equipos, creando una red entre los dispositivos de sincronización GENCON II Pro y los medidores Power Logic PM800.

Usando toda esta información se desarrollará una Interfaz Hombre Máquina (HMI), en la cual se realiza la implementación de pantallas para la visualización de las principales variables eléctricas y los diferentes estados operativos de las unidades de generación; muestra tendencias reales e históricas, gestión de eventos y alarmas

La adquisición de datos y la lógica de supervisión con el Power Logic PM 800 está dado por una interfaz RS485 que a su vez utiliza un conversor EGX100 para transformar a RS232 con protocolo modbus, mientras que para la comunicación con el sincronizador GENCON II Pro se utiliza una tarjeta llamada Communicator II con protocolo Modbus.

Para la visualización y supervisión se utiliza el paquete de software InTouch V 9.5, que es una herramienta potente y flexible para desarrollo de interfases de operador, con lo que se obtiene pantallas totalmente amigables, rápidas y confiables.

# PRESENTACIÓN

El presente proyecto se encuentra dividido en VIII capítulos.

El capítulo 1 corresponde a la INTRODUCCIÓN del Proyecto, en donde constan los antecedentes, la justificación e importancia, alcance, localización y condiciones ambientales del proyecto.

El capítulo 2 corresponde al MARCO TEÓRICO REFERENCIAL, el cual presenta conceptos básicos de centrales de generación, automatización de centrales de generación y sistema Scada, los cuales proporcionan una visión más amplia del tema, para entender de mejor manera el proyecto.

El capítulo 3 corresponde a la DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ACTUAL, el cual hace una descripción general de la infraestructura física, generadores eléctricos, controladores y red de datos que el proyecto posee.

El capítulo 4 corresponde al DISEÑO DEL SISTEMA, el cual detalla la arquitectura del sistema SCADA implementado, la funcionalidad de sus componentes e interconexión de los mismos.

El capítulo 5 corresponde al DESARROLLO DE LA INTERFAZ HOMBRE MÁQUINA HMI, que corresponde a la configuración de las comunicaciones entre el Intouch y los diferentes componentes de hardware y la creación de las pantallas utilizadas.

El capítulo 6 corresponde a la IMPLEMENTACIÓN DE LA HMI, que presenta el montaje e instalación de la instrumentación necesaria para la puesta en marcha del proyecto.

En el capítulo 7 corresponde a las PRUEBAS Y RESULTADOS, tanto a nivel de laboratorio, previo al montaje del mismo, como a la de puesta en

marcha realizada luego de la integración de todos los componentes del sistema.

En el capítulo 8 corresponde a las CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES, extraídas de la implementación y desarrollo del presente proyecto de grado.

# OBJETIVOS

## OBJETIVO GENERAL

- Automatizar la Central de Generación Cuyabeno de Petroproducción mediante la implementación de un sistema SCADA

## OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Recopilar y analizar la información relacionada con los sistemas de generación de energía eléctrica (Voltajes, corrientes, potencia activa, potencia Reactiva).
- Implementar un sistema de adquisición de datos, que permita lograr una mejor operación y monitoreo de la central de generación. El sistema será interactivo, totalmente gráfico y permitirá realizar el monitoreo de los equipos en forma dinámica
- Disponer de un sistema de información de datos en tiempo real e histórico y de tendencias, a fin de analizar la eficiencia operativa de la central.
- Analizar el sistema de generación actual
- Desarrollar una interfaz HMI para monitoreo del sistema.
- Implementar y poner en marcha el sistema, instalando toda la instrumentación necesaria.
- Realizar pruebas y analizar resultados de sistema.

# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN

### 1.1 ANTECEDENTES

**PETROECUADOR** (Empresa Estatal Petróleos del Ecuador) <sup>1</sup> es una empresa estatal integrada, creada el 26 de septiembre de 1989, encargada de la explotación de hidrocarburos. El Estado directamente por medio de Petroecuador o por contratos de asociación con terceros asume la exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos en el territorio nacional y mar territorial.

Petroecuador es la continuación de CEPE (Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana), creada el 23 de junio de 1972, cuando el Estado asume todas las actividades relacionadas con la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos, absorbiendo, al mismo tiempo, a la empresa ANGLO ECUADORIAN OILFIELDS, que operaba una refinería en La Libertad (Provincia de Santa Elena), la misma que empezó a explotar crudo en la cercanía de la ciudad de Ancón (Provincia de Santa Elena).

---

<sup>1</sup> Dpto. de Mantenimiento – Sección Energética – Planificación, Auditoría **PETROPRODUCCIÓN D.A.** TOMO I, 2005

Petroecuador está conformada por tres empresas filiales:

- PETROPRODUCCIÓN encargada de la exploración y explotación de hidrocarburos.
- PETROINDUSTRIAL cuyo objetivo es efectuar los procesos de refinación.
- PETROCOMERCIAL dedicada al transporte y comercialización de los productos refinados, para el mercado interno.

Tiene a su cargo la administración y explotación del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE - construido en 1972 por la Texaco-Gulf)

**PETROPRODUCCIÓN** es la Empresa Estatal de Exploración y Producción de Petróleos del Ecuador, encargada de explotar las cuencas sedimentarias o yacimientos hidrocarburíferos del país, Además opera los campos hidrocarburíferos asignados a PETROECUADOR y transporta el petróleo y gas hasta centros de almacenamiento, donde las otras filiales se hacen cargo.

Petroproducción realiza la exploración y explotación de hidrocarburos de manera sustentable, en armonía con los recursos socio-ambientales, para contribuir al desarrollo económico y al progreso social del Ecuador.

Petroproducción mantiene a su cargo 6 áreas de producción, definidas como tales a conjuntos de campos, conformados por uno grande del que toma el nombre y otros generalmente menores. Estas áreas se conocen como:

- Lago Agrio: Ubicada en la provincia de Sucumbíos, con los campos: Lago Agrio, Charapa, Guanta.

- Libertador: Ubicado en la provincia de Sucumbíos, mantiene los campos: Libertador, Atacapi, Parahuacu, Víctor Hugo Ruales, Frontera, Tapi, Tetete, Shushuqui, Shuara, Pichincha, Secoya, Singué, Peña Blanca y Ocano.
- Sacha: Ubicado en la provincia de Orellana. Engloba los campos: Sacha, Pucuna, Payamino, Paraíso, Biguno, Huachito, Mauro Dávalos Cordero, Coca.
- Cuyabeno: Ubicado en la provincia de Sucumbíos, mantiene los campos de Cuyabeno, Sansahuari y Tipishca.
- Shushufindi: Ubicado en la provincia de Sucumbíos. Posee los campos: Shushufindi, Aguarico, Limoncocha.
- Auca: Ubicada en las provincias de Napo, Orellana y Pastaza. Posee los campos: Auca, Cononaco, Culebra, Armadillo, Yuca, Yulebra, Anaconda, Palanda, Pindo, Auca Este, Tigüino, Yuca Sur 1.

Petroproducción opera 44 campos petrolíferos y produce 410.695 barriles diarios.

En la actualidad el Área de Cuyabeno dispone de una nueva central de generación de energía eléctrica, ubicada en el campo Cuyabeno, esta nueva central de generación cuenta con una potencia de 4,4 MW., y su función es la de proporcionar energía eléctrica hacia los alimentadores de los campos correspondientes a Cuyabeno y Sansahuari, en donde se realiza la explotación de hidrocarburos.



En la tabla 1.1 se muestra la generación de energía de las áreas de producción.

**Tabla 1.1. Generación de energía de las áreas de producción.**

<b>ÁREA</b>	<b>SITIO</b>	<b># DE GENERADORES</b>	<b>POTENCIA NOMINAL</b>
Campo Lago Agrio	Lago Central	3	5,000 KW.
	Guanta	3	5,000 KW.
Campo Shushufindi	Shushufindi Central	6	12,750 KW.
Campo Libertador	Central Secoya	6	4,255 KW.
	Central Wartsila	2	15,225 KW.
Campo Cuyabeno	Central Cuyabeno	7	4.400 KW.
Campo Sacha	Sacha Central	2	4,000 KW.
Campo Auca	Yuca	3	2,400 KW.
	Auca Sur	4	2,770 KW.
	Cononaco	7	3,900 KW.

## **1.2 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA**

Actualmente con la aparición de nuevas y mejores tecnologías, las industrias energéticas cuentan con modernos centros de control que facilitan la supervisión de las centrales de generación de energía.

Las necesidades actuales contemplan estabilidad y seguridad eléctrica, monitoreo y diagnóstico en tiempo real de la red eléctrica para la identificación preventiva y correctiva de errores, llevar registros estadísticos que mejoren la eficiencia del sistema y disminuyan costos operacionales en la industria, llevar un sistema de gestión para mantenimiento de la industria; y es por esto que cada vez se vuelve prioritaria la automatización de las centrales de generación de energía.

Con el afán de incrementar la producción hidrocarburíferas del país, Petroproducción está impulsando planes de automatización y monitoreo de varias de sus centrales energéticas, dentro del cual se encuentra la Central Cuyabeno

### **1.3 ALCANCE**

El proyecto que se implementará en la central de generación en el sistema eléctrico a 480 V AC, consta de los siguientes aspectos:

- Descripción del sistema de generación actual
- Especificación e instalación de la instrumentación necesaria para la adquisición de datos
- Implementación de una Interfaz Hombre Máquina "HMI" que permita:
  - Monitorear las variables relacionadas con los sistemas de generación de energía (Voltajes, corrientes, potencia activa, potencia Reactiva).
  - Monitorear el sistema en su conjunto
  - Generar gráficos de tendencias en tiempo real e históricos

- Visualizar paneles de alarmas
- La interconexión de redes de comunicación entre los equipos de sincronización GENCON y la Central de Medidas PM800.
- Elaboración de planos, esquemas y manual de operación del sistema de generación y monitoreo.
- La HMI desarrollada será interactiva, totalmente gráfica, y permitirá realizar el monitoreo de los equipos en forma dinámica.

#### **1.4 LOCALIZACIÓN Y CONDICIONES AMBIENTALES DEL PROYECTO**

El Proyecto está ubicado en el campo de explotación petrolera Cuyabeno operado por PETROPRODUCCIÓN. Este campo se encuentra ubicado en el extremo nororiental de la Región Amazónica Ecuatoriana, en la Provincia de Sucumbíos. Las condiciones ambientales de esta área según los registros meteorológicos del IGM (Instituto Geográfico Militar) son:

- Temperatura mínima bajo sombra:	22° C
- Temperatura máxima bajo sombra:	35° C
- Temperatura máxima sin sombra:	50° C
- Velocidad del viento mínima:	0 Km/h.
- Velocidad del viento máxima:	40 Km./h
- Presión Atmosférica :	29.68 a 30 mmHg.
- Altitud sobre el nivel del mar.	300 m.
- Humedad relativa:	80%.
- Pluviosidad anual:	2650 – 4500 mm.

En la Figura 1.1 se ilustra la localización del área del proyecto Fuente Google Earth,



**Figura 1.1 Localización Del Área Del Proyecto**

La extracción de Petróleo en un gran porcentaje depende de la energía eléctrica generada por las centrales y centros de generación individual, ubicadas en todo el distrito amazónico; una de estas es la Central de Generación de Cuyabeno, ya que este campo produce en el orden de 10000 barriles de petróleo diarios.

En el anexo A se indica el mapa de vías, pozos, carreteras y líneas correspondientes al Campo Cuyabeno.

## **CAPÍTULO 2**

### **MARCO TEÓRICO REFERENCIAL**

#### **2.1 CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.**

Desde que se descubrió la corriente alterna y la forma de generarla en los alternadores, se ha producido una inmensa actividad tecnológica para llevar la electricidad a casi todos los lugares habitados del mundo, y debido a esto se han construido grandes y variadas centrales eléctricas, además, sofisticadas redes de transporte y sistemas de distribución.<sup>2</sup>

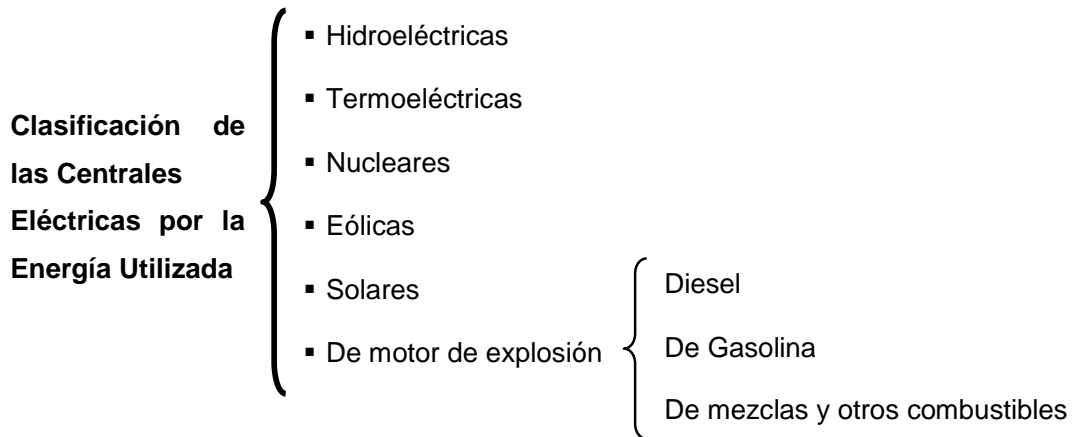
En términos generales, la generación, consiste en transformar alguna clase de energía no eléctrica, pudiendo ser ésta química, mecánica, térmica o luminosa, entre otras, en energía eléctrica. Para la generación industrial se recurre a instalaciones denominadas centrales de generación eléctrica, que ejecutan alguna de las transformaciones citadas.

---

<sup>2</sup> [http://es.wikipedia.org/wiki/Central\\_el%C3%A9ctrica#Grupo\\_electr.C3.B3geno](http://es.wikipedia.org/wiki/Central_el%C3%A9ctrica#Grupo_electr.C3.B3geno)

Según sea la energía primaria utilizada, las centrales generadoras se clasifican en hidroeléctricas, termoeléctricas, nucleares, eólicas, solares y de motor de explosión o combustión interna.<sup>3</sup>

El tipo de centrales que utilizan motores de combustión interna comprenden las accionadas por motor a Diesel y las acopladas a motores a gasolina, de gas o de mezclas adecuadas. Las centrales de generación a Diesel en su mayoría utilizan grupos electrógenos, donde los motores de combustión interna constituyen la fuente primordial de potencia eléctrica generada, para consumo público, industrial o particular.<sup>4</sup>



**Esquema 2.1. Clasificación de las centrales eléctricas**

### **2.1.1GRUPO ELECTRÓGENO**

Un grupo electrógeno es una máquina que mueve un generador de energía eléctrica a través de un motor de combustión interna.<sup>5</sup> Es comúnmente utilizado cuando hay déficit en la generación de energía de algún lugar, o cuando hay corte en el suministro eléctrico y es necesario mantener la

<sup>3</sup> SANTO POTES, **Centrales Eléctricas**, Tomo 1, Editorial Gustavo Gili S.A., Barcelona - España 1989, Pag. 1 – 8

<sup>4</sup> MORSE, Frederick, **Centrales Eléctricas**, Tomo 1, Editorial Continental S.A., México D.F, Enero 1961, Pag. 223.

<sup>5</sup> [http://es.wikipedia.org/wiki/Central\\_el%C3%A9ctrica#Grupo\\_electr.C3.B3geno](http://es.wikipedia.org/wiki/Central_el%C3%A9ctrica#Grupo_electr.C3.B3geno)

actividad. Una de sus utilidades más comunes es en aquellos lugares donde no hay suministro a través de la red eléctrica, generalmente son zonas agrícolas con poca infraestructura o viviendas aisladas. Otro caso es en locales de pública concurrencia, hospitales, fábricas, etc., que, a falta de energía eléctrica de red, necesiten de otra fuente de energía alterna para abastecerse. Un grupo electrógeno consta de las siguientes partes:

- a. **Motor de combustión interna.** El motor que acciona el grupo electrógeno suele estar diseñado específicamente para ejecutar dicha labor. Su potencia depende de las características del generador. Pueden ser motores de gasolina o diésel.
- b. **Sistema de refrigeración.** El sistema de refrigeración del motor es complejo, pues puede ser refrigerado por medio de agua, aceite o aire.
- c. **Alternador.** La energía eléctrica de salida se produce por medio de un alternador apantallado, protegido contra salpicaduras, autoexcitado, autorregulado y sin escobillas, acoplado con precisión al motor. El tamaño del alternador y sus prestaciones son muy variables en función de la cantidad de energía que tienen que generar.
- d. **Depósito de combustible y bancada.** El motor y el alternador están acoplados y montados sobre una bancada de acero. La bancada incluye un depósito de combustible con una capacidad mínima de funcionamiento a plena carga según las especificaciones técnicas que tenga el grupo en su autonomía.
- e. **Sistema de control.** Se puede instalar uno de los diferentes tipos de paneles y sistemas de control que existen para controlar el funcionamiento, salida del grupo y la protección contra posibles fallos en el funcionamiento.

- f. **Interruptor automático de salida.** Para proteger al alternador, llevan instalado un interruptor automático de salida adecuado para el modelo y régimen de salida del grupo electrógeno. Existen otros dispositivos que ayudan a controlar y mantener, de forma automática, el correcto funcionamiento del mismo.
- g. **Regulación del motor.** El regulador del motor es un dispositivo mecánico diseñado para mantener una velocidad constante del motor con relación a los requisitos de carga. La velocidad del motor está directamente relacionada con la frecuencia de salida del alternador, por lo que cualquier variación de la velocidad del motor afectará a la frecuencia de la potencia de salida.

## **2.2 AUTOMATIZACIÓN DE CENTRALES DE GENERACIÓN ELECTRICA.**

Las empresas existentes de generación eléctrica modernizan sus instalaciones para aumentar la vida de los activos y satisfacer los nuevos requisitos de eficiencia operacional, autonomía y seguridad.

La necesidad de modernizar y actualizar los sistemas de control de generación hidroeléctrica, están acelerando la adopción de sofisticados y robustos sistemas de control y de gestión de información en tiempo real.

La automatización de una central de generación eléctrica tiene como objetivos: reducir los costos de operación y mantenimiento, aumentar la seguridad de los equipos y optimizar el aprovechamiento energético de la instalación.

El grado de automatización depende de varios factores, principalmente de: la ubicación de la central, el tipo de central y los costos que representan, ya que



cada central de generación eléctrica tiene sus propias características y requisitos.

La automatización puede ser total, es decir, arranque, regulación y parada, o simplemente de parada y alarma, cuando actúa alguna de las protecciones de la central.

## **2.3 SISTEMA SCADA.**

En procesos industriales, el término “Automatización”, hace suponer el uso de mecanismos de control y de monitoreo de funciones físicas en tiempo real, con el objetivo de aumentar la eficiencia de operación y la productividad.

El término “Sistema SCADA”, se refiere al software, hardware y medios de comunicación usados para la adquisición de datos, monitoreo y supervisión de procesos industriales, acumulando información para requerimientos futuros, como es análisis de tendencias, registro de históricos, entre otros.<sup>6</sup>

### **2.3.1 DEFINICIÓN**

SCADA es un acrónimo de Supervisory Control And Data Acquisition (control y adquisición de datos de supervisión). Los sistemas SCADA utilizan el computador y las tecnologías de comunicación para el monitoreo de procesos industriales. Estos sistemas son partes integrantes de la mayoría de los ambientes industriales complejos o muy geográficamente dispersos, ya que pueden recoger la información de una gran cantidad de fuentes muy rápidamente y la presentan a un operador en una forma amigable.

---

<sup>6</sup> ROMERO AVECILLAS, Cristian Joaquín, Diseño de un Sistema SCADA para el Proceso de Producción de los Pozos de Petróleo de Petroecuador, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Mayo 2006

Los sistemas SCADA mejoran la eficacia del proceso de monitoreo y control proporcionando la información oportuna para poder tomar decisiones operacionales apropiadas.<sup>7</sup>

En este tipo de sistemas usualmente existe un ordenador, que efectúa tareas de supervisión, monitoreo y gestión de alarmas, así como tratamiento de datos y control de procesos. La comunicación se la realiza mediante redes LAN (Red de área local).

### 2.3.2 DISPONIBILIDAD REMOTA DE LA INFORMACIÓN.

Es el vínculo entre un sistema de dispositivos de campo (Sensores, Actuadores) y aparatos de niveles superiores de supervisión y control donde se intercambia información sobre la evolución del proceso, en paquetes o conjunto de registros, variables de producción, tablas de datos, etc.



Figura 2.1. Disponibilidad de Información

<sup>7</sup> ORTIZ, Lenin, Automatización de la Subestación Sucumbíos de Petroecuador mediante la Implementación de un sistema SCADA, Escuela Politécnica del Ejército

### **2.3.3 FLUJO DE LA INFORMACIÓN EN LOS SISTEMAS SCADA**

El fenómeno físico lo constituye la variable a medir. Dependiendo del proceso, la naturaleza del fenómeno es muy diversa: presión, temperatura, flujo, potencia, intensidad de corriente, voltaje, PH, densidad, etc.

Este fenómeno debe traducirse a una variable que sea inteligible para el sistema SCADA, es decir, en una variable eléctrica. Para ello se utiliza sensores o transductores.

Los sensores o transductores convierten las variaciones del fenómeno físico en variaciones proporcionales de una variable eléctrica. Las variables eléctricas más utilizadas son: voltaje, corriente, carga, resistencia o capacitancia.

Sin embargo, esta variedad de tipos de señales eléctricas deben ser procesadas para ser entendidas por el computador digital. Por ello se utilizan acondicionadores de señal, cuya función es la de referenciar estos cambios eléctricos a una misma escala de corriente o voltaje. Además, provee aislamiento eléctrico y filtraje de la señal con el objeto de proteger al sistema de transitorios y ruidos originados en el campo.

Acondicionada la señal, ésta se convierte en un valor digital equivalente en el bloque de conversión de datos; generalmente, esta función es llevada a cabo por un circuito de conversión análogo/digital. El computador almacena esta información, la cual es utilizada para su análisis y para la toma de decisiones; simultáneamente, se muestra la información al usuario del sistema, en tiempo real.

Basado en esta información el operador instruye al computador a realizar una acción de control sobre el proceso para convertir la información digital a una señal eléctrica. Esta señal eléctrica es procesada por una salida de control, el cual funciona como un acondicionador de señal, la cual la escala para manejar un dispositivo dado: bobinas de un relé, set point de un controlador, etc.

#### **2.3.4 NECESIDAD DE UN SISTEMA SCADA**

Para evaluar si un sistema SCADA es necesario para manejar una instalación dada, el proceso a controlar debe cumplir con las siguientes características:

- El número de variables del proceso a monitorear es muy alto.
- El proceso geográficamente está distribuido. Esta condición no es limitativa, ya que puede instalarse un SCADA para la supervisión y control de un proceso concentrado en una localidad.
- La información del proceso se necesita en el momento en que los cambios se producen en el mismo, en otras palabras la información se requiere en tiempo real.
- La necesidad de optimizar y facilitar las operaciones de la planta, así como la toma de decisiones, tanto gerenciales como operativas.
- Los beneficios obtenidos en el proceso justifican la inversión en un sistema SCADA; estos beneficios pueden reflejarse como aumento de la efectividad de la producción, de los niveles de seguridad, etc.
- La complejidad y velocidad del proceso permite que la mayoría de las acciones de control sean iniciadas por un operador. Caso contrario se requerirá de un sistema de control automático, el cual lo puede constituir un sistema de control distribuido, PLC's, controladores a lazo cerrado o una combinación de ellos.

### **2.3.5 FUNCIONES DE UN SISTEMA SCADA**

Dentro de las funciones básicas realizadas por un sistema SCADA están las siguientes:

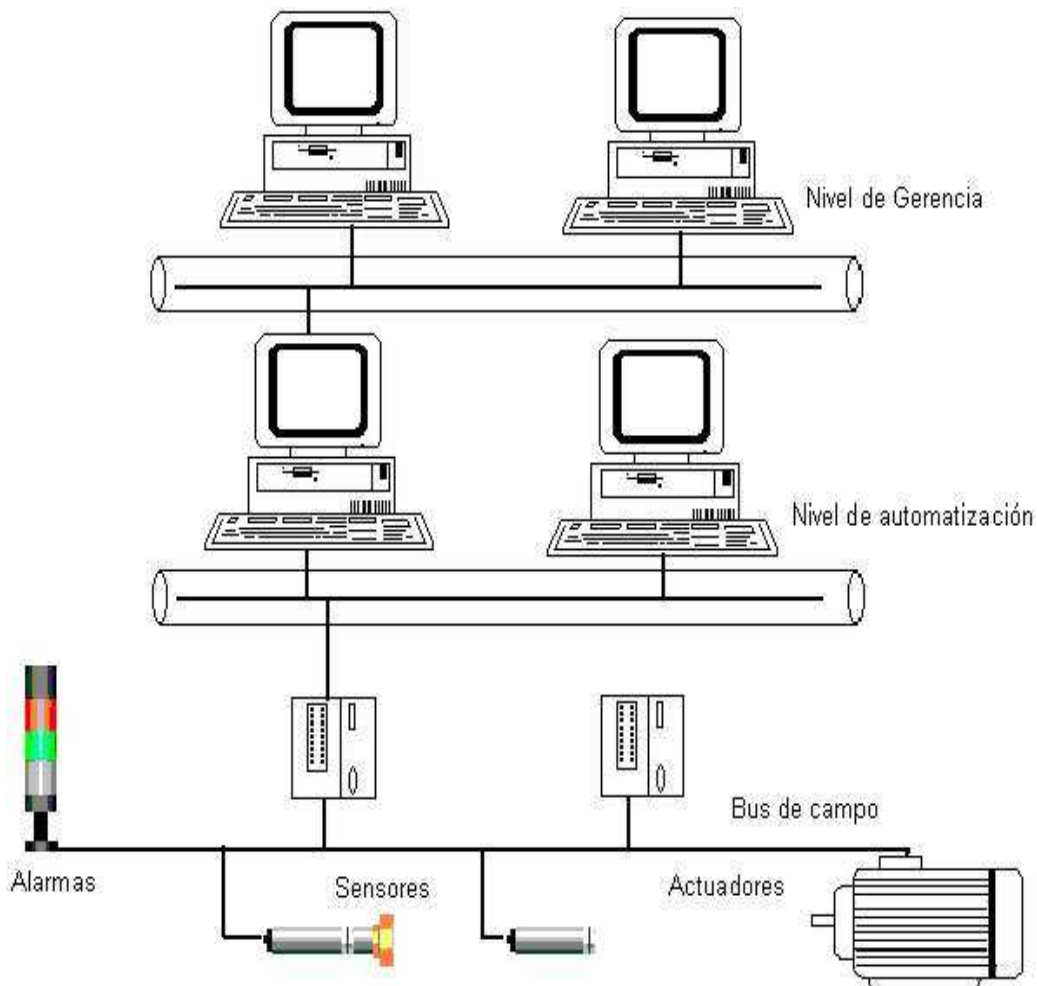
- Recabar, almacenar y mostrar la información en forma continua y confiable, correspondiente a la señalización de campo: estados de dispositivos, mediciones, alarmas, etc.
- Ejecutar acciones de control iniciadas por el operador.
- Alertar al operador de cambios detectados en la planta, tanto aquellos que no se consideren normales (alarmas) como cambios que se produzcan en la operación diaria de la planta (eventos). Estos cambios son almacenados en el sistema para su posterior análisis.
- Aplicaciones en general, basadas en la información obtenida por el sistema, tales como: reportes, gráficos de tendencias, historia de variables, cálculos, predicciones, detección de fugas, etc.

## **2.4 COMUNICACIONES INDUSTRIALES**

En el área de las comunicaciones en entornos industriales, la estandarización de protocolos es un tema en permanente discusión, donde intervienen problemas técnicos y comerciales. Cada protocolo está optimizado para diferentes niveles de automatización y en consecuencia responden al interés de diferentes proveedores. Por ejemplo Fieldbus Foundation, Profibus y HART, están diseñados para instrumentación de control de procesos. En cambio DeviceNet y SDC están optimizados para los mercados de los dispositivos

discretos (on-off) de detectores, actuadores e interruptores, donde el tiempo de respuesta y repetibilidad son factores críticos.<sup>8</sup>

Cada protocolo tiene un rango de aplicación, fuera del mismo disminuye el rendimiento y aumenta la relación costo/prestación. En muchos casos no se trata de protocolos que compitan entre sí, sino que se complementan, cuando se trata de una arquitectura de un sistema de comunicación de varios niveles.



**Figura 2.2. Sistema de Comunicación de Varios Niveles**

<sup>8</sup> RUIZ OLAYA, Andrés Felipe, IMPLEMENTACION DE UNA RED MODBUS/TCP, Universidad del Valle, Santiago de Cali 2002.

## 2.4.1 PROTOCOLO DE COMUNICACIONES MODBUS

Modbus <sup>9</sup>, es un protocolo de comunicaciones situado en el nivel 7 del Modelo OSI, basado en la arquitectura maestro/esclavo o cliente/servidor, diseñado en 1979 por Modicon para su gama de controladores lógicos programables (PLCs). Convertido en un protocolo de comunicaciones estándar de facto en la industria, es el que goza de mayor disponibilidad para la conexión de dispositivos electrónicos industriales. Las razones por las cuales el uso de Modbus es superior a otros protocolos de comunicaciones son:

- Es público
- Su implementación es fácil y requiere poco desarrollo.
- Maneja bloques de datos sin suponer restricciones

Es un protocolo utilizado en comunicaciones vía módem-radio, para cubrir grandes distancia a los dispositivos de medición y control, como el caso de pozos de petróleo, gas y agua. Velocidad a 1200 baudios por radio y mayores por cable.

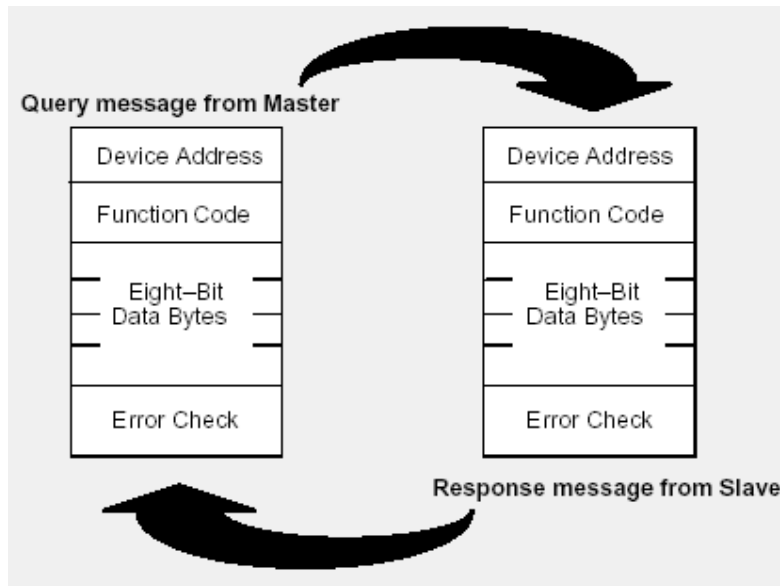


Figura 2.3. Ciclo de respuesta del Protocolo de Comunicación Modbus

<sup>9</sup> <http://es.wikipedia.org/wiki/Modbus>

Modbus se usa para la conexión de un ordenador de supervisión con una unidad remota (RTU) en sistemas de supervisión y adquisición de datos (SCADA). Existen versiones del protocolo Modbus para puerto serie y Ethernet (Modbus/TCP).

#### **2.4.2 MODBUS/TCP**

Modbus/TCP<sup>10</sup>, es un protocolo de comunicación diseñado para permitir a equipo industrial tal como Controladores Lógicos Programables (PLCs), computadores, motores, sensores, y otros tipos de dispositivos físicos de entrada/salida comunicarse sobre una red. Modbus/TCP fue introducido por Schneider Automation como una variante de la familia MODBUS ampliamente usada, como protocolo de comunicación simple y abierta, destinados para la supervisión y el control de equipo de automatización. Específicamente, el protocolo cubre el uso de mensajes MODBUS en un entorno “Intranet” o Internet” usando los protocolos TCP/IP.

#### **2.4.3 ETHERNET INDUSTRIAL**

La aceptación mundial de Ethernet en los entornos industriales y de oficina ha generado el deseo de expandir su aplicación a la planta. Es posible que con los avances de Ethernet se pueda aplicar también al manejo de aplicaciones críticas de control, actualmente implementadas con otras redes específicamente industriales existentes, como las que aquí se mencionan.

---

<sup>10</sup> RUIZ OLAYA, Andrés Felipe, IMPLEMENTACION DE UNA RED MODBUS/TCP, Universidad del Valle, Santiago de Cali 2002.



## 2.5 TOPOLOGIA DE REDES

La topología de red, se define como la cadena de comunicación que los nodos que conforman una red usan para comunicarse.

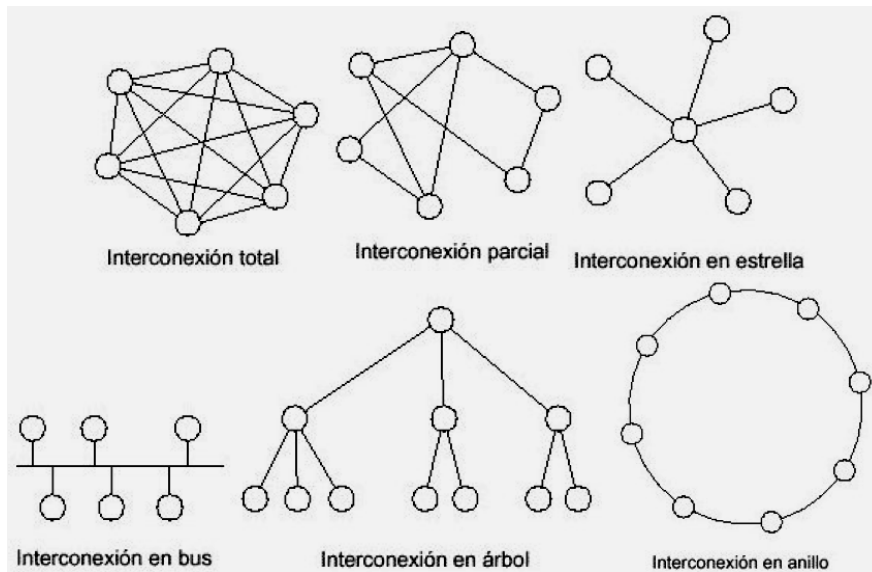


Figura 2.4. Topologías De red

### 2.5.1 INTERCONEXIÓN EN BUS

Una red en bus o interconexión en bus, es una topología de red en la que todas las estaciones están conectadas a un único canal de comunicaciones por medio de unidades interfaz y derivadores. Es la más sencilla por el momento.



Figura 2.5. Red en topología de bus

La topología de bus tiene todos sus nodos conectados directamente a un enlace. Físicamente cada dispositivo está conectado a un cable común, por lo que se pueden comunicar directamente, aunque la ruptura del cable hace que los dispositivos queden desconectados.

Entre las ventajas de la topología de bus se incluye la sencillez de instalación. El cable puede tenderse por el camino más eficiente y, después, los nodos se pueden conectar al mismo mediante líneas de conexión de longitud variable, sin embargo, puede representar también una desventaja, ya que es común que se produzcan problemas de tráfico y colisiones, que se pueden paliar segmentando la red en varias partes. Es la topología más común en pequeñas LAN. Los extremos del cable se terminan con una resistencia denominada terminador, que además de indicar que no existen más ordenadores en el extremo, permiten cerrar el bus.

## **CAPÍTULO 3**

### **DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ACTUAL**

#### **3.1 INFRAESTRUCTURA ACTUAL**

El sistema eléctrico de Petroproducción está formado por dos grandes grupos:

- SEIP, Sistema Eléctrico Interconectado de Potencia.
- SCI, Sistema Centralizado Independiente.

El SEIP es el sistema eléctrico más grande de generación, conectado por una línea de transmisión de 69 KV y abarca las áreas de producción: Lago Agrio, Sacha, Shushufindi, y Libertador.

El SCI es un sistema eléctrico independiente que interconecta cada campo en su respectiva área de producción por una línea de transmisión de 13,8 KV. El área de Cuyabeno esta interconectada por este sistema.

La infraestructura física del campo Cuyabeno para el presente proyecto contempló las siguientes secciones:

- Central de Generación Cuyabeno.
- Sala de Control.

En el anexo B se muestra el levantamiento planimétrico de la infraestructura física correspondiente al área donde se desarrolló el proyecto.

### **3.1.1 CENTRAL DE GENERACIÓN CUYABENO**

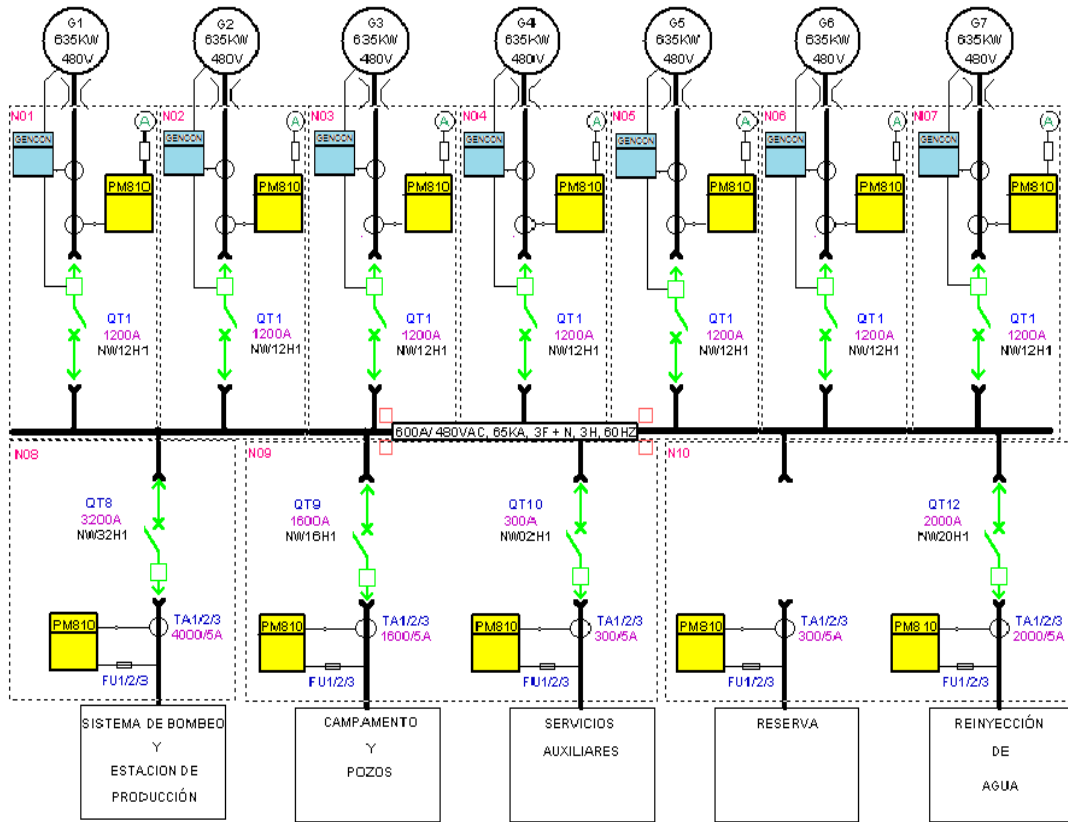
Se refiere a la infraestructura encargada de producir y entregar electricidad a la subestación de Cuyabeno y Sansahuari, con el objeto de elevar la producción diaria de petróleo. Esta central de generación es del tipo térmica de combustión, es decir utiliza grupos electrógenos. Actualmente la central de generación cuenta con 7 grupos electrógenos.

La central de generación está dividida en 3 secciones, la sala de generación, la sala de control y la estación de distribución.

En la figura 3.1 se presenta una foto de la vista frontal la Central de Generación Cuyabeno.



**Figura 3.1. Central de Generación Cuyabeno**



**Figura 3.2. Diagrama Unifilar de la Central Cuyabeno en la Barra de Bajo Voltaje**

En el anexo C se muestra el diagrama unifilar de la central de generación, donde se puede apreciar: la conexión y el arreglo de todos los equipos eléctricos, es decir, barras, puntos de conexión, transformadores de potencia, acoplamiento entre barras, etc.

### 3.1.2 SALA DE GENERACIÓN

La central de Generación Cuyabeno posee 7 grupos electrógenos de acoplamiento de motores de combustión interna con generadores, los cuales en conjunto producen una potencia instalada de 4,4 MW.

Todos los grupos electrógenos, tanto el generador como el motor son de marca Caterpillar con un funcionamiento a diesel. El nivel de generación es de baja tensión (480 V.).

En la figura 3.3 se presenta una foto de la vista frontal del grupo electrógeno caterpillar.



**Figura 3.3. Grupo Electrónico Caterpillar**

En la tabla 3.1 se detalla la potencia generada por cada uno de los grupos electrógenos de la central de Generación Cuyabeno.

En el anexo D se muestran los diagramas de la sala de generación, donde se puede apreciar: la conexión y ubicación de todos los generadores, es decir, barras, puntos de conexión, etc.

**Tabla 3.1. Potencia Generada por la Central Cuyabeno**

Central de Generación Cuyabeno				
Grupo	Combustible	Voltaje	Factor de Potencia	Potencia Generada
Generador 1	Diesel	480 VAC	0.8	635 KW.
Generador 2	Diesel	480 VAC	0.8	635 KW.
Generador 3	Diesel	480 VAC	0.8	635 KW.
Generador 4	Diesel	480 VAC	0.8	635 KW.
Generador 5	Diesel	480 VAC	0.8	635 KW.
Generador 6	Diesel	480 VAC	0.8	635 KW.
Generador 7	Diesel	480 VAC	0.8	635 KW.

**Tabla 3.2. Datos Nominales del Generador**

Características	Generador
Voltaje	480 V
Corriente	953 A
Potencia	635 KW
Frecuencia	60 Hz
Factor de Potencia	0.8
Fabricante	Caterpillar
Frame	595
Velocidad	1800 RPM
Nro Serie	3412C

**Tabla 3.3. Datos del regulador de Voltaje del Generador**

<b>Características</b>	<b>Regulador de Voltaje</b>
Entrada de la fuente de Control	18-30VDC, 5 VA
Entrada	-10 to 10 VDC 0.0012VA
Salida	125 VDC 10 <sup>a</sup>
Fabricante	Caterpillar
Modelo	CDVR

### **3.1.3 SALA DE CONTROL**

Su infraestructura comprende una área de 75 m<sup>2</sup> y una altura de 3,6 m, y está construida de hormigón y con ventanas de aluminio y doble vidrio, de tal manera que no ingrese el ruido que producen los generadores, está destinada al control operacional de la central de generación, aquí se hallan los tableros de control, así como también los mecanismos de sincronización. En la figura 3.4 se presenta la vista frontal de la sala de control.



**Figura 3.4. Vista Frontal de la Sala de Control**



A esta sala llega el cableado desde los generadores por medio de ductos subterráneos y aéreos. Este cableado contempla señales analógicas de CT's, de contactos que indican el estado de cada equipo y señales que indican estados de alarma y protección de equipos.

El cuarto de control cumple las siguientes especificaciones necesarias para el funcionamiento: Bases para el montaje, instalación de sistema a tierra, sistema de seguridad contra incendios, protección de rayos, sistema de alarma y monitoreo, acometidas de potencia desde los generadores y hacia los transformadores.

Además tiene las siguientes características, servicios y facilidades:

- Una estructura sólida.
- Facilidades para acceso de cables de control y fuerza.
- Capacidad de 30% de espacio disponible para incremento de equipos a futuro.
- Una oficina para el operador amoblada con escritorios y sillas. En esta oficina se encuentran los paneles de control y monitoreo propio de los grupos motor-generator y de los sistemas principales y auxiliares para monitoreo, supervisión y control de la central de generación, que corresponden al sistema SCADA.
- Baño y tres unidades de aire acondicionado
- Dos puertas de acceso y cinco ventanas, para poder observar las unidades de generación; además, todas las ventanas y puertas son herméticas para no permitir el ingreso del ruido causado por las unidades generadoras y sus sistemas auxiliares.
- Bandejas internas y externas para el tendido de los cables de fuerza y control.

- Está construcción esta acorde a recomendaciones de las normas ISO 9001 así como también a las pruebas ASTM D3363, ASTM B117 y ASTM D2794, que están dirigidas a los acabados y al impacto que tendrá para la protección de los equipos.
- Circuitos para teléfono y de radio
- Recubrimiento aislante apropiado para el manejo de los distintos niveles de voltaje.
- Sistema contra incendios apropiado para este tipo de instalaciones, incluye alarmas visibles y audibles, sensores, actuadores y accesorios para la detección y extinción automática de flama o fuego.
- Iluminación interior y exterior, sistema de iluminación de emergencia interior y exterior de encendido automático y alimentación directa desde un banco de baterías.

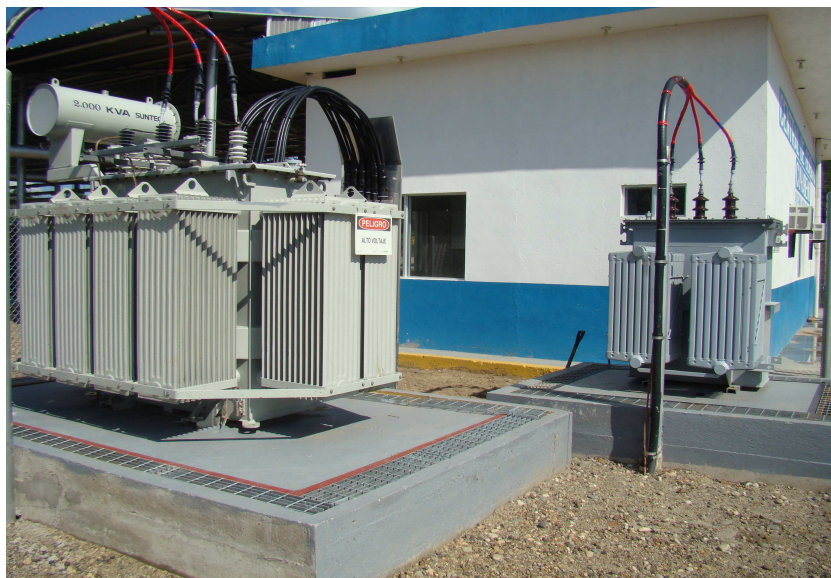
En el anexo E se muestran los diagramas de la sala de control, donde se puede apreciar: el diseño de la sala de control, conexión y ubicación de todos los paneles de control.

### **3.1.4 ESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN**

La estación de distribución tiene la función de proporcionar energía eléctrica hacia los alimentadores de los campos correspondientes a Cuyabeno y Sansahuari, donde se realiza la explotación de hidrocarburos.

En esta estación de distribución existen dos transformadores trifásicos, cada uno de estos transformadores elevan el voltaje de generación (480 V AC) al nivel de voltaje de distribución (13800 V AC).

En la figura 3.5 se presenta una foto de la Estación de Distribución con los 2 transformadores trifásicos. Los datos y características de estos transformadores se indican en la tabla 3.4



**Figura 3.5. Estación de Distribución**

**Tabla 3.4. Datos Nominales del Transformador**

<b>Características</b>	<b>Transformador</b>
Relación	480 / 13800 VAC
Potencia	2000KVA
Frecuencia	60 Hz
Conexión	YNd5
Tipo Refrigerante	OTHV 3
Fabricante	SUNTEC
Año	2006
Montaje	Intemperie
Nro Serie	956701G

### 3.2 OPERACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA EXISTENTE

En la sala de control se hallan 10 paneles de control (o celdas) como se muestra en la figura 3.6, los primeros 7 paneles son para el control de cada uno de los generadores Caterpillar, los 3 paneles restantes son para controlar la distribución de la energía generada hacia los otros campos.

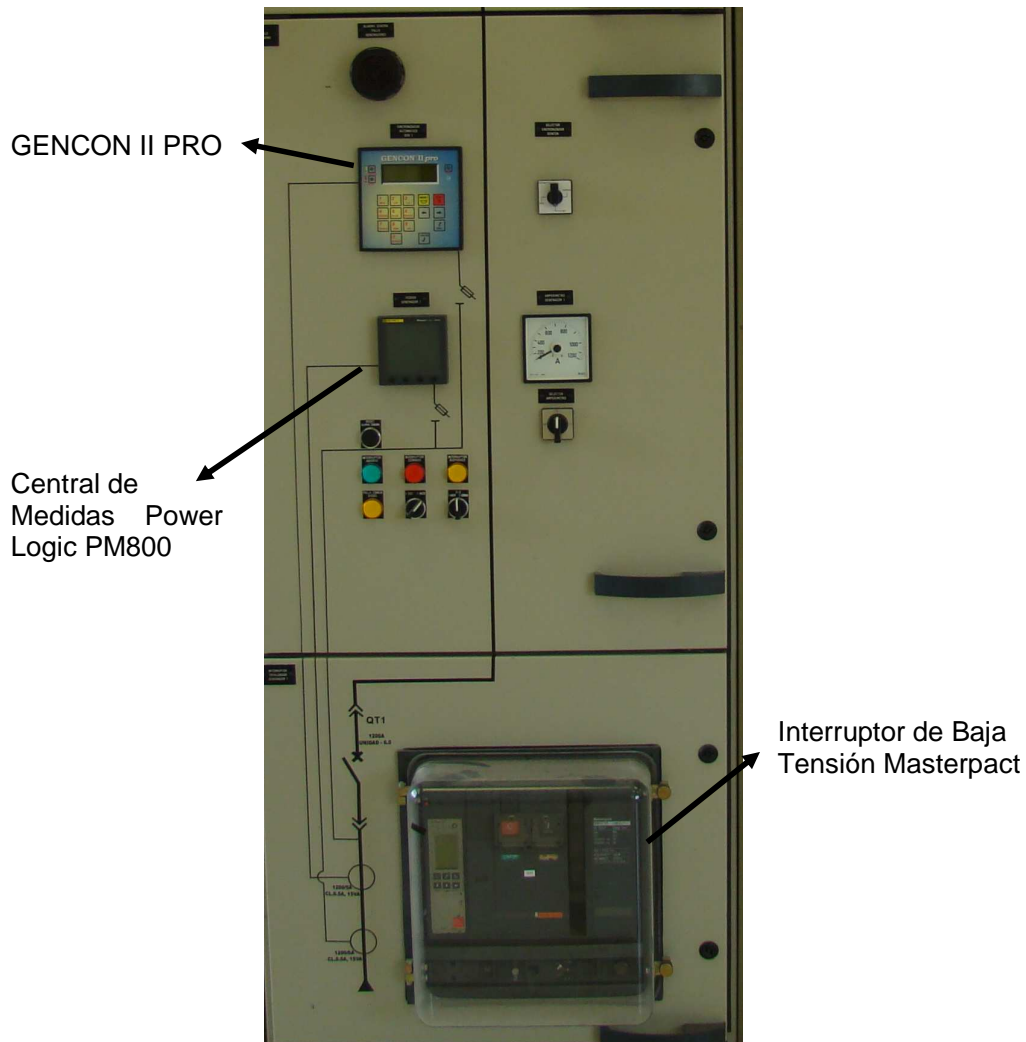


3 paneles para el control de distribución de energía generada

7 paneles para el control de cada uno de los generadores Caterpillar

**Figura 3.6. Paneles de Control**

El operador, para realizar la sincronización de los generadores y la distribución de carga, debe operar desde la sala de control y durante este proceso se debe comprobar constantemente cada una de las variables eléctricas provenientes de los generadores eléctricos, es decir el voltaje, la fase y la frecuencia.



**Figura 3.7. Vista frontal del Panel de Control**




Como se muestra en la figura 3.7, cada panel tiene un controlador GENCON II PRO que es el encargado de encender cada generador o grupo electrógeno, estabilizar los voltajes a 480 V AC generados y hacer el reparto automático de carga. Adicionalmente el panel cuenta con una central de medidas Power Logic PM800 que se utiliza para monitorear los voltajes, corrientes, potencias, entre otros. Cuando el voltaje es estable y tiene una frecuencia de 60 Hz, el GENCON II PRO, envía una señal de cierre al Interruptor de Baja Tensión Masterpact y es en este momento que el generador alimenta la barra eléctrica.

Esta central de generación carece de un sistema de monitoreo asistido desde el computador, por lo que no es muy eficiente y puede tornarse algo peligroso al no poder monitorear todos los datos.

### 3.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTROLADORES

#### 3.3.1 GENCON II Pro (GIIP)

El sistema GENCON II Pro (GIIP), es un sistema con microprocesador para medición, protección, comando, sincronización y supervisión remoto de grupos electrógenos. El sistema está diseñado para OEM (*Original Equipment Manufacturer*), su énfasis está en el software y flexibilidad del hardware. Usar el sistema GIIP le permite al OEM fabricar un sólo tablero de mando que se aplica prácticamente a cualquier grupo electrógeno. El sistema GIIP consta de tres partes:

<p><b>Gencon II Pro (GIIP)</b> La unidad de mando, responsable de mediciones, sincronización y comunicación.</p>	 <p><b>Figura 3.8</b></p>
<p><b>IOB2</b> Placa auxiliar de entradas y salidas, con canales digitales y análogos, para comunicar el motor y el generador con la unidad de mando (IOB1 es una alternativa más simple con enlaces sólo digitales).</p>	 <p><b>Figura 3.9</b></p>
<p><b>AVRx</b> Módulo de interfase para el regulador de voltaje de generador (AVR)</p>	 <p><b>Figura 3.10</b></p>

El Microcontrolador GENCON mide los parámetros eléctricos del grupo electrógeno 10 veces por segundo en valores RMS reales, con una tolerancia de 0.5%. Las mediciones aparecen en el display de características LCD y son renovadas cada segundo.

En el anexo F1 se muestra las especificaciones técnicas del Microcontrolador GENCON II PRO.

### 3.3.2 POWER LOGIC PM800

Los medidores Power Logic PM800 concentran todas las variables necesarias para la supervisión de una instalación eléctrica.

Las entradas de tensión son de conexión directa, es decir, no se necesitan transformadores de potencial (PT) y soportan hasta 600 VAC, para la medición de corrientes se utiliza transformadores de corriente (CT).



*Serie PM800*

**Figura 3.11 Power Logic PM800**

En el anexo F2 se muestra las especificaciones técnicas los medidores Power Logic PM800.

### 3.3.3 INTERRUPTORES DE BAJA TENSIÓN MASTERPACT

Los Interruptores de potencia en Baja Tensión Masterpact NW12 H1, aseguran la protección de circuitos de potencia y de las cargas, soportan corrientes nominales de 800 a 6300 A



**Figura 3.12 Interruptores Masterpact NW12 H1**

En el anexo F3 se muestra las especificaciones técnicas de los interruptores de potencia en Baja Tensión Masterpact NW12 H1.



## **CAPÍTULO 4**

### **DISEÑO DEL SISTEMA**

#### **4.1 CONFIGURACIÓN DE LAS REDES DEL SISTEMA**

Para poder acceder a la información adquirida por los dispositivos de control y medida, es necesario conocer como se hallan distribuidos y cual es su protocolo de comunicación; de esta manera se podrá configurar un sistema de comunicación mediante el cual se pueda canalizar esta información hacia un computador y llevar un registro de lo que sucede en la central de generación.

##### **4.1.1 RED DE DATOS GENCON II PRO**

El controlador GENCON II Pro es el encargado de sincronizar los generadores y compartir la carga. Estos equipos poseen puertos de comunicación RS-485, los cuales están interconectados entre si formando una red de datos tipo bus, como se puede apreciar en la Figura 4.1, lo que permite intercambiar información con todos los dispositivos conectados en esta red. Cada uno de los

GENCON miden los parámetros de voltaje, corriente, potencia y frecuencia de cada generador, esta información es compartida en la red y es utilizada para poder sincronizarse con los otros generadores y repartir la carga automáticamente.

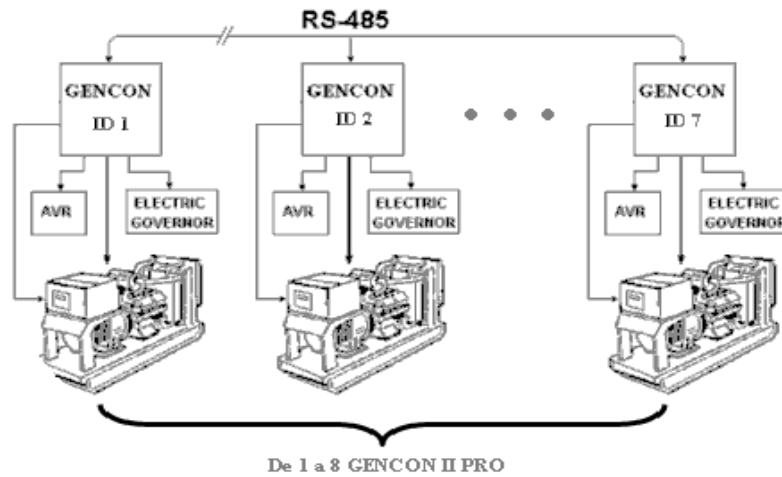


Figura 4.1. Red de Datos GENCON II Pro

La red de Datos correspondiente a los controladores GENCON II Pro se puede vigilar a distancia desde un PC, mediante una unidad transformadora de interface RS485 a RS232 denominada "Communicator II" (COMM 2) como se muestra en la Figura 4.2. Es a través de éste que se puede acceder a la información de los controladores GENCON.

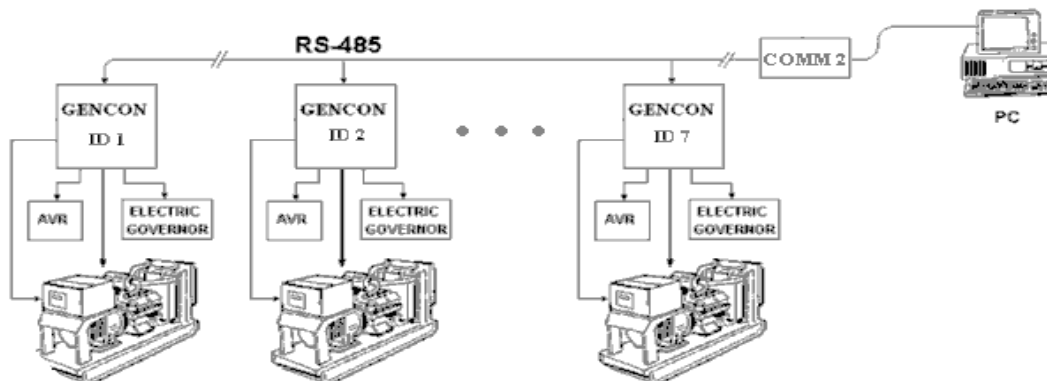


Figura 4.2. Red de conexión para GENCON II PRO

#### 4.1.1.1 Communicator II

Para convertir la red de GENCON a Modbus se requiere el Comunicador II, ya que es el único dispositivo que tiene acceso a los registros del sincronizador GENCON; y una vez que se encuentre en Modbus se podrá acceder directamente al sistema SCADA.

El “Communicator II” (COMM 2) como se puede ver en la Figura 4.3, es un conversor de interface de comunicación RS485 a RS232, y se utiliza para interconectar la red de datos RS485 de los controladores GENCON, al HMI del sistema Scada, que utiliza la interface de comunicación Modbus RS232 tal como se muestra en la Figura 4.4



Figura 4.3 Communicator II

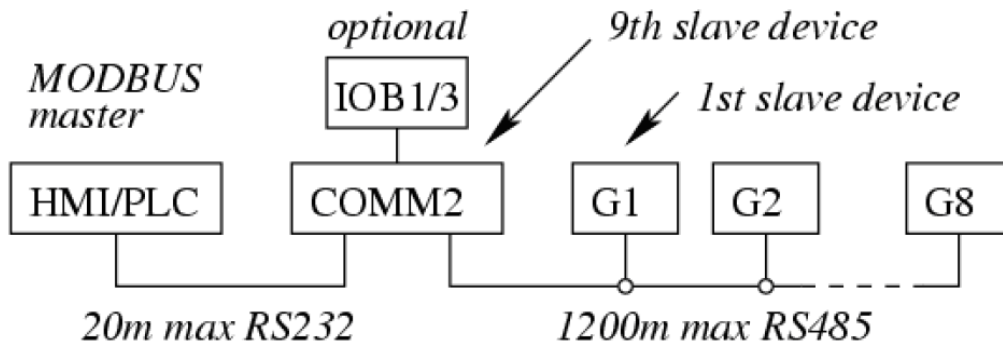


Figura 4.4. Diagrama de Conexión del Comunicador II

En el anexo G1 se muestra las especificaciones técnicas y el mapa de registros de COMMUNICATOR II.

Una vez que se han conectado las máquinas a un medio físico compartido, a más de las direcciones lógicas y físicas que identifican individualmente a cada estación, es necesario que se establezcan reglas entre los dispositivos que están compartiendo dicho medio, para ponerse de acuerdo en cómo usarlo constituyéndose en el protocolo de acceso al medio.

Dicho de otra manera, el control de acceso al medio se refiere al protocolo que determina como y cuál de los computadores, PLCs o dispositivos de campo inteligentes en una red compartida puede transmitir los datos.

Para la red de datos Gencon II pro utilizamos el protocolo de control de acceso al medio conocido como Polling muy útil en las redes industriales. Aquí una estación que en determinado momento hace de “Maestro”, secuencialmente va interrogando al resto de dispositivos que están en la red “Esclavos” y recogiendo la información si el dispositivo interrogado tiene algún dato.

El nombre Master \_ slave de los dispositivos de sincronización Gencon Mediante el registro 10004 indica el estado del generador de forma automática, ya sea 1 como Maestro y 0 como esclavo.

<b>TAGNAME</b>	<b>TYPE</b>	<b>ACCESS NAME</b>	<b>ÍTEM</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
MASTER_SLAVE	I/O Discrete	GENCON_1	10004	Indica el Estado del Generador: 1/master, 0/slave

**Tabla 4.1. Principales Registros De La Red GENCON II PRO**

<b>TAGNAME</b>	<b>TYPE</b>	<b>ACCESS NAME</b>	<b>ÍTEM</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
AMPS_1_PA_G	I/O Real	GENCON_1	30021 F	Corriente de Fase A
AMPS_1_PB_G	I/O Real	GENCON_1	30023 F	Corriente de Fase B
AMPS_1_PC_G	I/O Real	GENCON_1	30025 F	Corriente de Fase C
FRECUENCIA_1_G	I/O Real	GENCON_1	30027 F	Frecuencia del Generador
FRECUENCIA_BARRA_1_G	I/O Real	GENCON_1	30037 F	Frecuencia de la Barra
MASTER_SLAVE	I/O Discreta	GENCON_1	10004	Indica el Estado del Generador: 1/master, 0/slave
POT_APARENTE_1_TOTAL_G	I/O Real	GENCON_1	30033 F	Potencia Aparente Total
POT_REACTIVA_1_TOTAL_G	I/O Real	GENCON_1	30031 F	Potencia Reactiva Total
POT_REAL_1_TOTAL_G	I/O Real	GENCON_1	30029 F	Potencia Real o Activa Total
RPM_1_G	I/O Real	GENCON_1	30041	Revoluciones por Minuto de Generador (RPMs)
STOP_1	I/O Discreta	GENCON_1	00002	Stop del Generador
VOLT_1_AN_G	I/O Real	GENCON_1	30015 F	Voltaje Medido entre la Fase A y Neutro
VOLT_1_BN_G	I/O Real	GENCON_1	30017 F	Voltaje Medido entre la Fase B y Neutro
VOLT_1_CN_G	I/O Real	GENCON_1	30019 F	Voltaje Medido entre la Fase C y Neutro
VOLT_BAT_1_G	I/O Real	GENCON_1	30039 F	Voltaje de la Batería del Generador
VOLT_RMS_1_G	I/O Real	GENCON_1	30035 F	Voltaje RMS de la Barra

Para acceder a los datos de cada Gencon II Pro se cambia el Access Name correspondiente a cada Gencon a ser configurado, esta red consta de 7 Dispositivos

#### **4.1.1.2 Protocolo de comunicación del Communicator II Pro**

El Communicator mantiene sus parámetros de configuración en una memoria no volátil EEPROM, accesible como Modbus manteniendo los registros sus parámetros de configuración son los siguientes:

Protocolo serial Modbus ASCII a 7 bits

19200 bps (bits por segundo) y ninguna paridad

200 ms tiempo de respuesta segura

#### **4.1.1.3 Protocolo de comunicación de la red Gencon II Pro**

Cada registro tiene 16-bit

Cada Dispositivo de Sincronización tiene 16 registros

La red consta de 7 Dispositivos

Por lo tanto el número total de registros = 7 dispositivos x 16 Registros =112 registros

Y el número total de bit = 112 registros x 16 bits =1792 bits

200 ms es el tiempo de respuesta segura

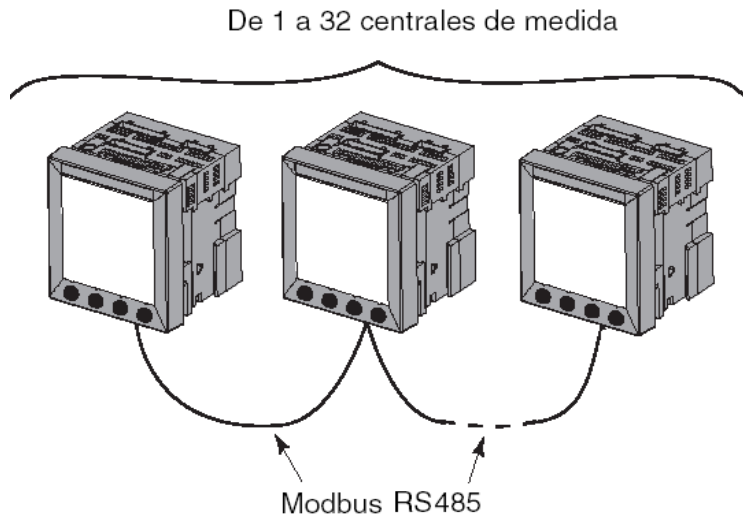
La velocidad =  $1792\text{bits} \div 200\text{ ms} = 8960\text{ bps}$  (bits por segundo)

Ya que ésta velocidad se encuentra dentro del rango de operación permitido por el communicator II pro se puede utilizar este dispositivo sin ningún inconveniente.

#### **4.1.2 RED DE DATOS POWER LOGIC PM800**

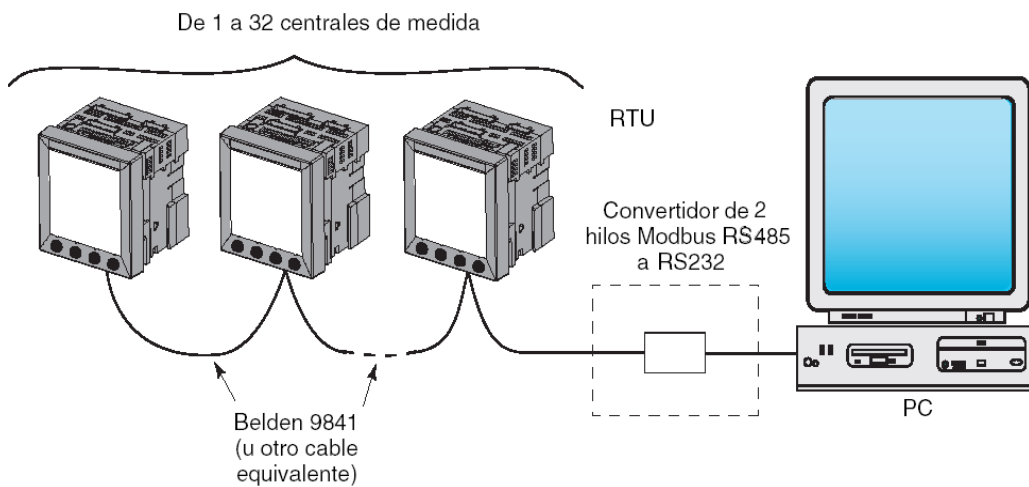
La central de medida PM800 es la encargada de medir y visualizar todas las variables eléctricas de cada generador y la distribución de la energía generada. Estos equipos poseen puertos de comunicación RS-485, los cuales; están interconectados entre si formando una red de datos tipo bus como se puede

apreciar en la Figura 4.5, cada uno posee un numero de identificación (ID), lo que permite acceder al mapa de registros para una comunicación de tipo MODBUS desde cualquier dispositivo conectado en esta red.

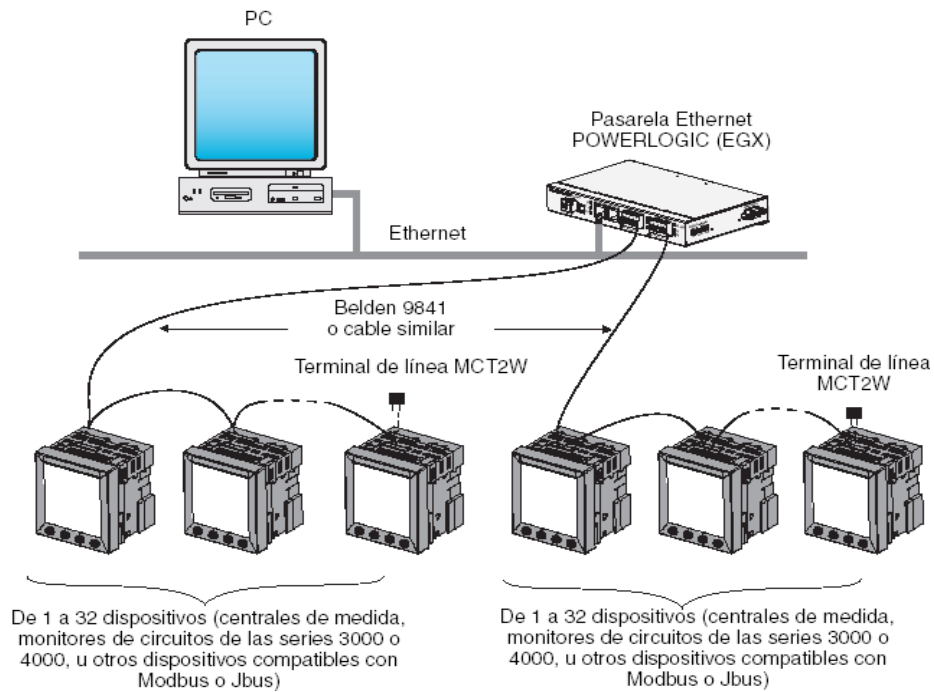


**Figura 4.5. Red de Datos PM800**

La central de medidas PM800 incorpora un puerto serie para la comunicación RS-485, mediante una unidad transformadora de interface RS485 a RS232, como se muestra en la Figura 4.6 o mediante una pasarela Ethernet denominada "EGX" como se muestra en la figura 4.7, se puede recoger toda la información en una PC



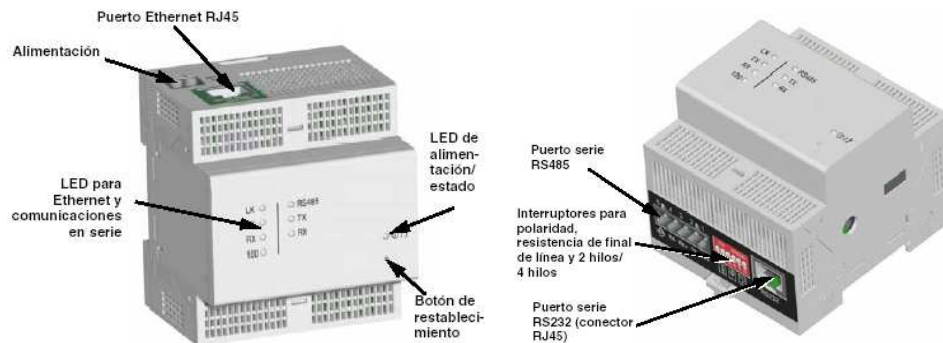
**Figura 4.6. Red de conexión para RS-232**



**Figura 4.7. Red de conexión para Ethernet**

#### 4.1.2.1 Egx100

La EGX100 es un dispositivo de comunicación que ofrece conectividad entre redes RS485 y redes Ethernet como se aprecia en la Figura 4.8, permitiendo que los clientes Modbus Ethernet accedan a la información desde dispositivos esclavos en serie, como se puede apreciar en la Figura 4.9



**Figura 4.8 EGX 100**





**Figura 4.9 EGX 100**

En el anexo G2 se muestra las especificaciones técnicas y el mapa de registros del EGX 100.

Para la red de datos Power Logic PM 800 utilizamos el protocolo de control de acceso al medio conocido como Polling muy útil en las redes industriales. Aquí una estación que en determinado momento hace de "Maestro", secuencialmente va interrogando al resto de dispositivos que están en la red "Esclavos" y recogiendo la información si el dispositivo interrogado tiene algún dato.

Para configurar cada dispositivo como maestro o como esclavo se lo tiene que hacer directamente desde la pantalla de configuración del equipo PM800 ya que solo se lo puede hacer físicamente.

Utilizando el protocolo de comunicación Modbus Ethernet que es una combinación del protocolo Modbus, que proporciona comunicación maestro-esclavo entre dispositivos, y protocolo TCP/IP. Se utiliza Modbus Ethernet para intercambiar datos entre la EGX y otros dispositivos compatibles con Modbus Ethernet por medio del puerto.

**Tabla 4.2. Principales Registros De La Red Power Logic PM 800**

<b>TAGNAME</b>	<b>TIPO</b>	<b>ACCESS NAME</b>	<b>ÍTEM</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
AMPS_1_3P	I/O Real	PM800_1	31105	Corriente Total de las 3 Fases
AMPS_1_PA	I/O Real	PM800_1	31100	Corriente de Fase A
AMPS_1_PB	I/O Real	PM800_1	31101	Corriente de Fase B
AMPS_1_PC	I/O Real	PM800_1	31102	Corriente de Fase C
ENERGIA_ACTIV_1_TOTL_1	I/O Real	PM800_1	31700	Energía total Activa (4 dígitos menos significativos)
ENERGIA_ACTIV_1_TOTL_2	I/O Real	PM800_1	31701	Energía total Activa (4 dígitos intermedios)
ENERGIA_ACTIV_1_TOTL_3	I/O Real	PM800_1	31702	Energía total Activa (4 dígitos más significativos)
ENERGIA_APARENTE_1_TOTL_1	I/O Real	PM800_1	31724	Energía total Aparente (4 dígitos menos significativos)
ENERGIA_APARENTE_1_TOTL_2	I/O Real	PM800_1	31725	Energía total Aparente (4 dígitos intermedios)
ENERGIA_APARENTE_1_TOTL_3	I/O Real	PM800_1	31726	Energía total Aparente (4 dígitos más significativos)
ENERGIA_REACTIVA_1_TOTL_1	I/O Real	PM800_1	31720	Energía total Reactiva (4 dígitos menos significativos)
ENERGIA_REACTIVA_1_TOTL_2	I/O Real	PM800_1	31721	Energía total Reactiva (4 dígitos intermedios)
ENERGIA_REACTIVA_1_TOTL_3	I/O Real	PM800_1	31722	Energía total Reactiva (4 dígitos más significativos)
FACTOR_POTENCIA_1_PA	I/O Real	PM800_1	31164	Factor de Potencia de la Fase A
FACTOR_POTENCIA_1_PB	I/O Real	PM800_1	31165	Factor de Potencia de la Fase B
FACTOR_POTENCIA_1_PC	I/O Real	PM800_1	31166	Factor de Potencia de la Fase C
FACTOR_POTENCIA_1_TOTL	I/O Real	PM800_1	31167	Factor de Potencia Total
FRECUENCIA_1	I/O Real	PM800_1	31180	Frecuencia
POT_APARENTE_1_PA	I/O Real	PM800_1	31148	Potencia Aparente de la Fase A
POT_APARENTE_1_PB	I/O Real	PM800_1	31149	Potencia Aparente de la Fase B

POT_APARENTE_1_PC	I/O Real	PM800_1	31150	Potencia Aparente de la Fase C
POT_APARENTE_1_TOTAL	I/O Real	PM800_1	31151	Potencia Aparente Total
POT_REACTIVA_1_PA	I/O Real	PM800_1	31144	Potencia Reactiva de la Fase A
POT_REACTIVA_1_PB	I/O Real	PM800_1	31145	Potencia Reactiva de la Fase B
POT_REACTIVA_1_PC	I/O Real	PM800_1	31146	Potencia Reactiva de la Fase C
POT_REACTIVA_1_TOTAL	I/O Real	PM800_1	31147	Potencia Reactiva Total
POT_REAL_1_PA	I/O Real	PM800_1	31140	Potencia Real o Activa de la Fase A
POT_REAL_1_PB	I/O Real	PM800_1	31141	Potencia Real o Activa de la Fase B
POT_REAL_1_PC	I/O Real	PM800_1	31142	Potencia Real o Activa de la Fase C
POT_REAL_1_TOTAL	I/O Real	PM800_1	31143	Potencia Real o Activa Total
VOLT_1_AB	I/O Real	PM800_1	31120	Voltaje RMS Medido entre las Fases A y B
VOLT_1_BC	I/O Real	PM800_1	31121	Voltaje RMS Medido entre las Fases B y C
VOLT_1_CA	I/O Real	PM800_1	31122	Voltaje RMS Medido entre las Fases C y A
VOLT_1_LL	I/O Real	PM800_1	31123	Voltaje RMS Promedio de las 3 Fases Línea-Línea
VOLT_1_AN	I/O Real	PM800_1	31124	Voltaje RMS Medido entre la Fase A y Neutro
VOLT_1_BN	I/O Real	PM800_1	31125	Voltaje RMS Medido entre la Fase B y Neutro
VOLT_1_CN	I/O Real	PM800_1	31126	Voltaje RMS Medido entre la Fase C y Neutro
VOLT_1_LN	I/O Real	PM800_1	31128	Voltaje RMS Promedio de las 3 Fases Línea-Neutro

Para acceder a los datos de cada central de medidas Power Logic PM 800 se cambia el Access Name correspondiente a cada Gencon a ser configurado, esta red de Los sincronizadores consta de 12 Dispositivos

#### 4.1.2.2 Protocolo de Configuración Ethernet y TCP/IP de la EGX 100

El EGX 100 para acceder a los parámetros de configuración se debe ingresar a la barra de menús de la página de configuración siguiendo estos pasos:

- 1.- Abrir la Página de configuración Ethernet y TCP/IP
- 2.- Introduzca su dirección IP, la máscara de subred y la dirección predeterminada de la pasarela asignadas a su EGX por el administrador de la red. Introduce los parámetros de Ethernet para la EGX

Tabla 4.3. Configuración Ethernet y TCP/IP de la EGX 100

Ethernet y TCP/IP				
<b>Ethernet</b>				
Dirección MAC - 00:80:67:80:35:5A				
Formato de trama:	Ethernet II			
Tipo de medio:	10T/100Tx Auto			
<b>Parámetros IP</b>				
Dirección IP:	169	254	0	82
Máscara de subred:	255	255	255	0
Pasarela predeterminada:	169	254	0	10
<input type="button" value="Aplicar"/>				

3.-Tipo de medio Se utiliza para definir la conexión física a Ethernet o el tipo de medio.

- 10T/100Tx Auto
- 10BaseT-HD
- 10BaseT-FD
- 100BaseTx-HD
- 100BaseTx-FD

Valor predeterminado: 10T/100Tx este es el valor recomendado como son velocidades en base T queda de la siguiente manera: 10 Mbit/s, 100 Mbit/s

100 ms es el tiempo de respuesta segura

#### **4.1.2.3 Protocolo de comunicación de la red PM800**

Cada registro tiene 16-bit

Cada Dispositivo de Sincronización tiene 16 registros

La red consta de 12 Dispositivos

Por lo tanto el número total de registros = 12 dispositivos X 16 Registros = 192 registros

Y el número total de bit = 192 registros x 16 bits = 3072 bits

100 ms es el tiempo de respuesta segura

La velocidad =  $3072 \text{ bits} \div 100 \text{ ms} = 30720 \text{ bps}$  (bits por segundo)

Ya que ésta velocidad se encuentra dentro del rango de operación permitido por el communicator II pro se puede utilizar este dispositivo sin ningún inconveniente.

#### **4.1.2.4 Protocolo de comunicación para la Red Inalámbrica**

La velocidad para la red Gencon II Pro = 8960 bps (bits por segundo)

La velocidad para la red PM 800 = 30720 bps (bits por segundo)

La velocidad de las redes es = 39680 bps.

Por lo que será necesario contar con un dispositivo inalámbrico que nos permita tener una velocidad mayor para que las redes de comunicación funcionen correctamente y el siguiente equipo cumple con las siguientes características:

Punto de acceso inalámbrico DWL-G700AP

Puerto Ethernet para conexión LAN

Punto de acceso inalámbrico 54Mbps IEEE 802.11g

Seguridad avanzada de red inalámbrica

### 4.1.3 INTERCONEXIÓN DE REDES

Para concentrar toda la información de las dos redes en la PC se utiliza el Communicator II y el EGX 100 como se puede ver en la Figura 4.10 a fin de tener acceso a todos los equipos de sincronización y de medición.

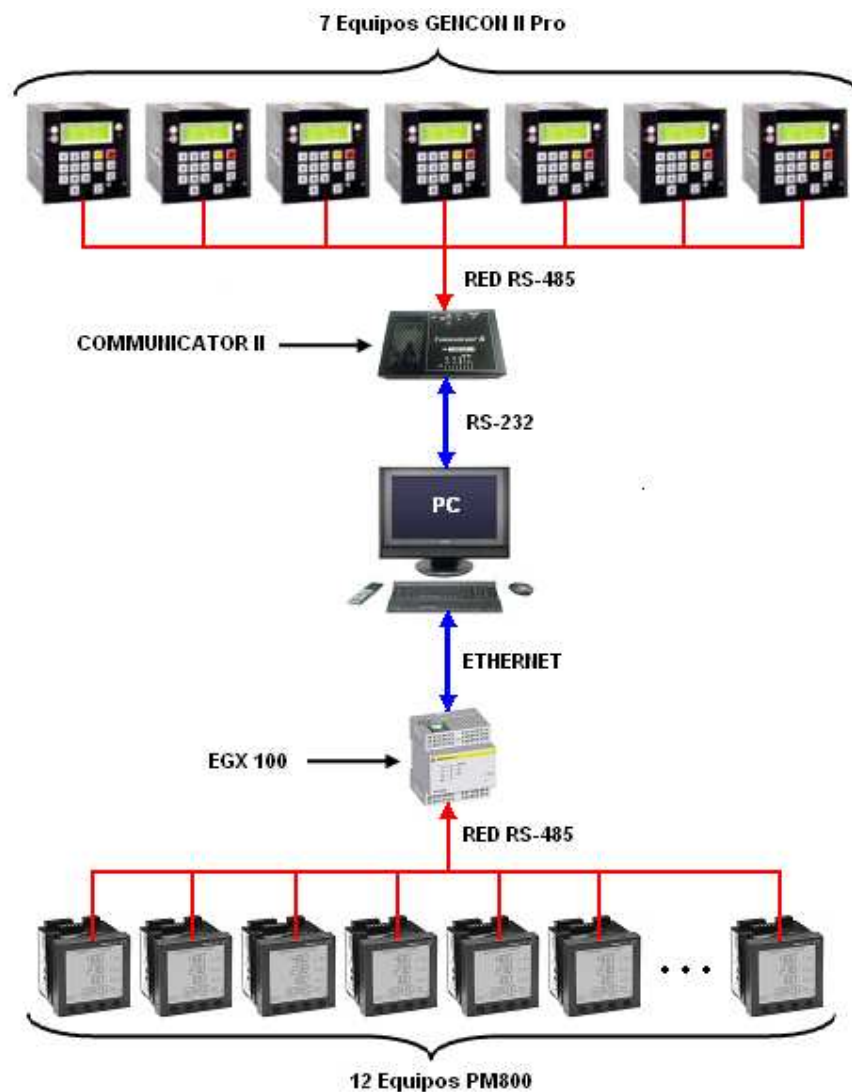


Figura 4.10 Interconexión de Equipos

#### 4.1.4 Monitoreo Remoto

Debido a que la sala de control de la central de generación no cuenta con un punto de red físico disponible, es necesario utilizar un mecanismo por el cual se pueda establecer un punto de acceso hacia los datos que se están registrando y poder realizar un monitoreo remoto.

Además, cabe indicar que el computador de la sala de control posee una tarjeta de red que va a ser utilizada para establecer la comunicación con el EGX100. Debido a todos estos motivos, para este proyecto, se debió incluir una tarjeta de red adicional, que se instaló en el puerto PCI del PC de la sala de control, es decir, que éste computador se transformó en una especie de Servidor que proveerá el acceso a usuarios remotos. Adicionalmente, fue necesario crear una red Lan para lograr el Monitoreo Remoto, la solución más apropiada para este caso fue la de adquirir un Access Point Wireless que creó varios puntos de red de forma inalámbrica donde el computador ubicado en la sala de control hace de servidor y los computadores ubicados a su alrededor dentro del área de alcance hacen de clientes remotos, tal como se muestra en la Figura 4.11

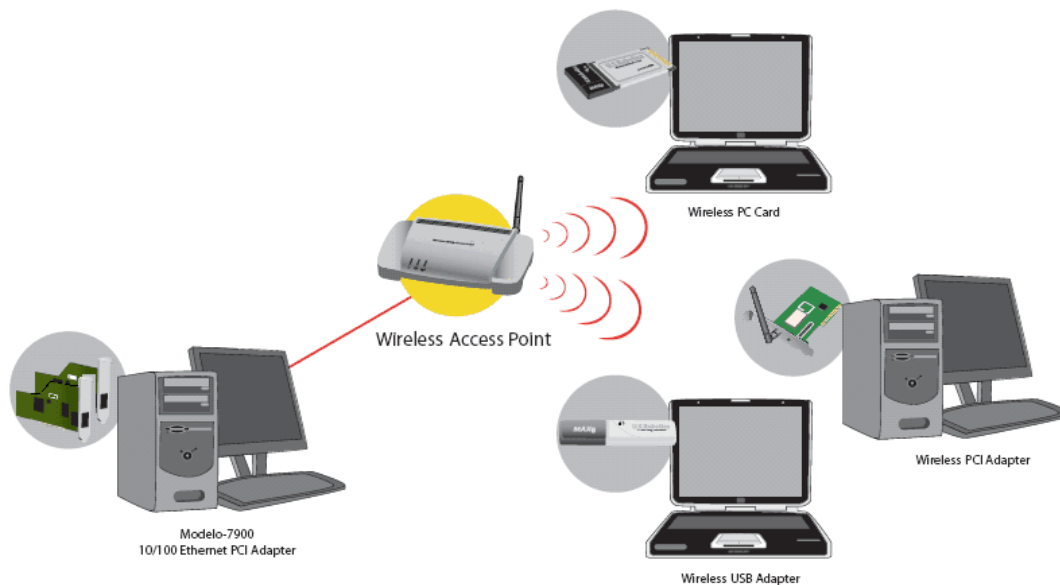
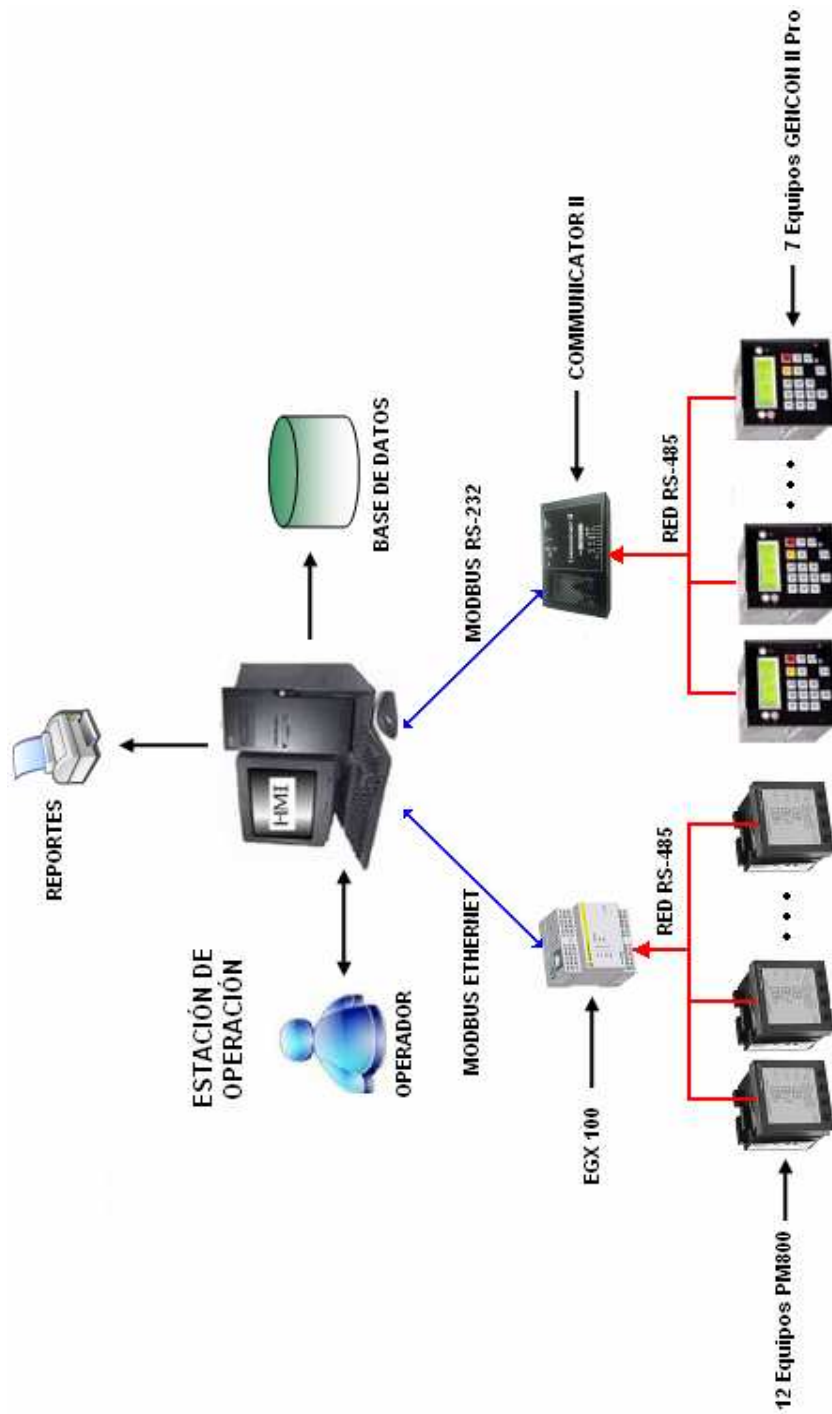


Figura 4.11 Comunicación para Monitoreo Remoto

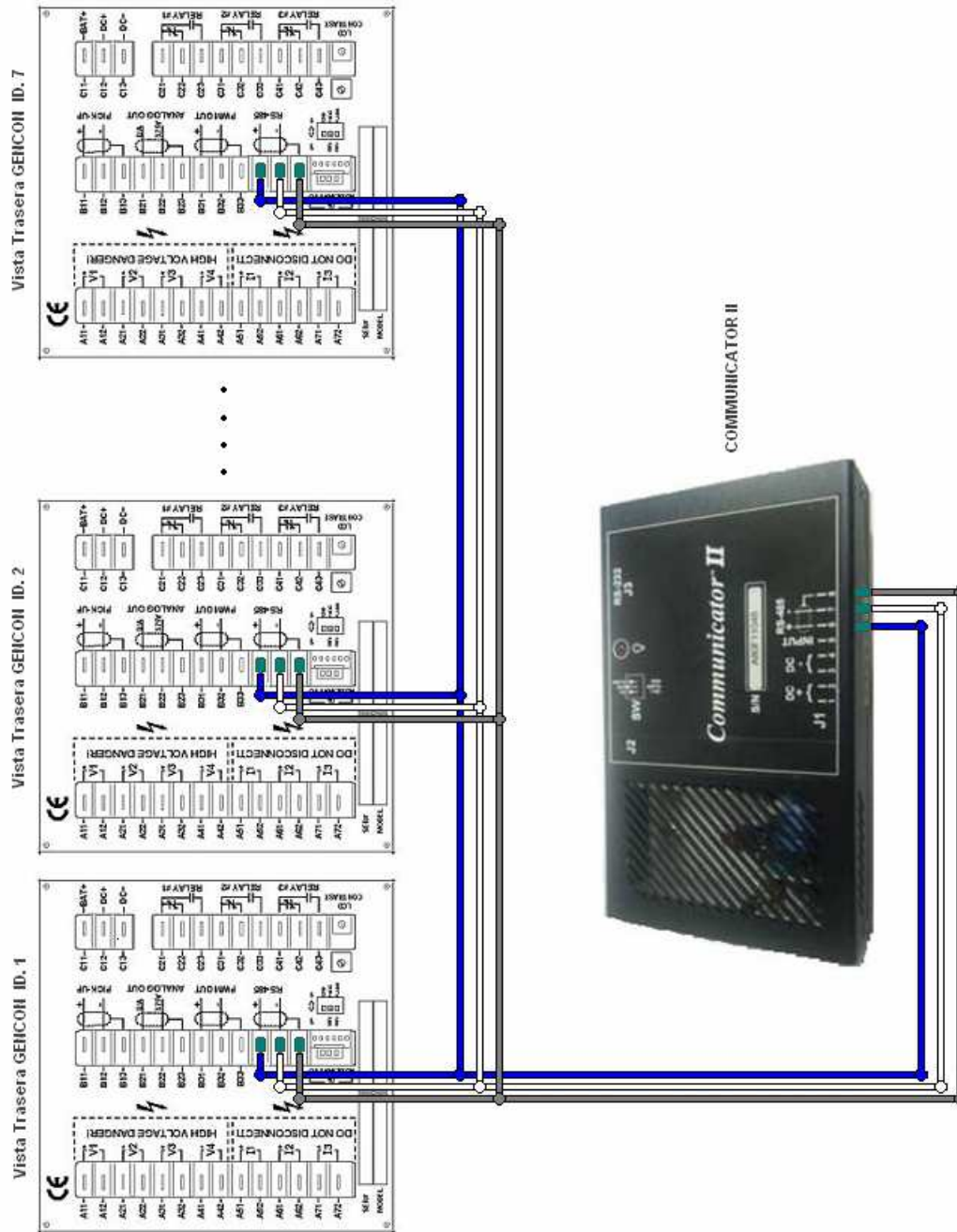
## 4.2 DIAGRAMAS DE CONEXIÓN

### 4.2.1 Niveles de Comunicación

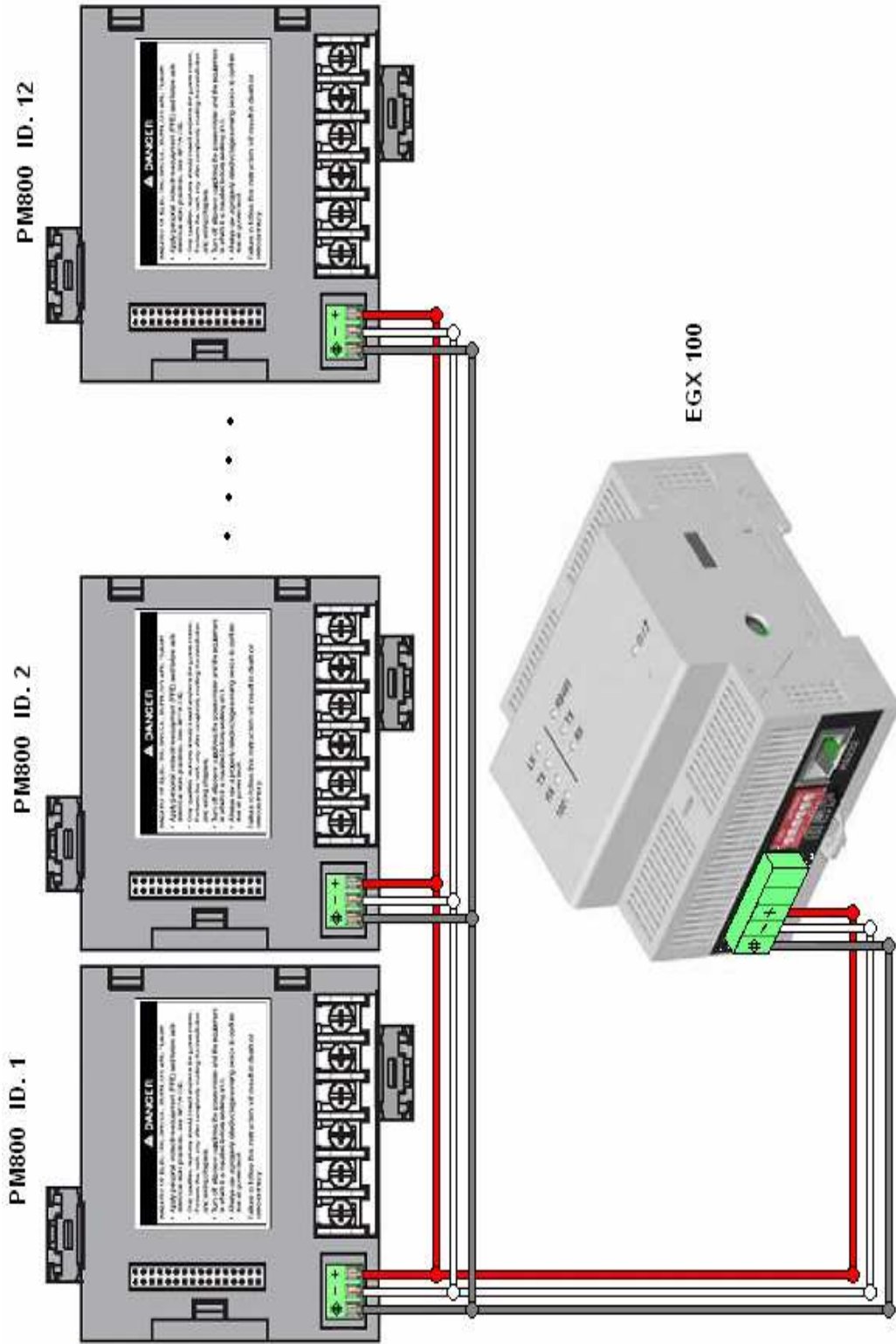




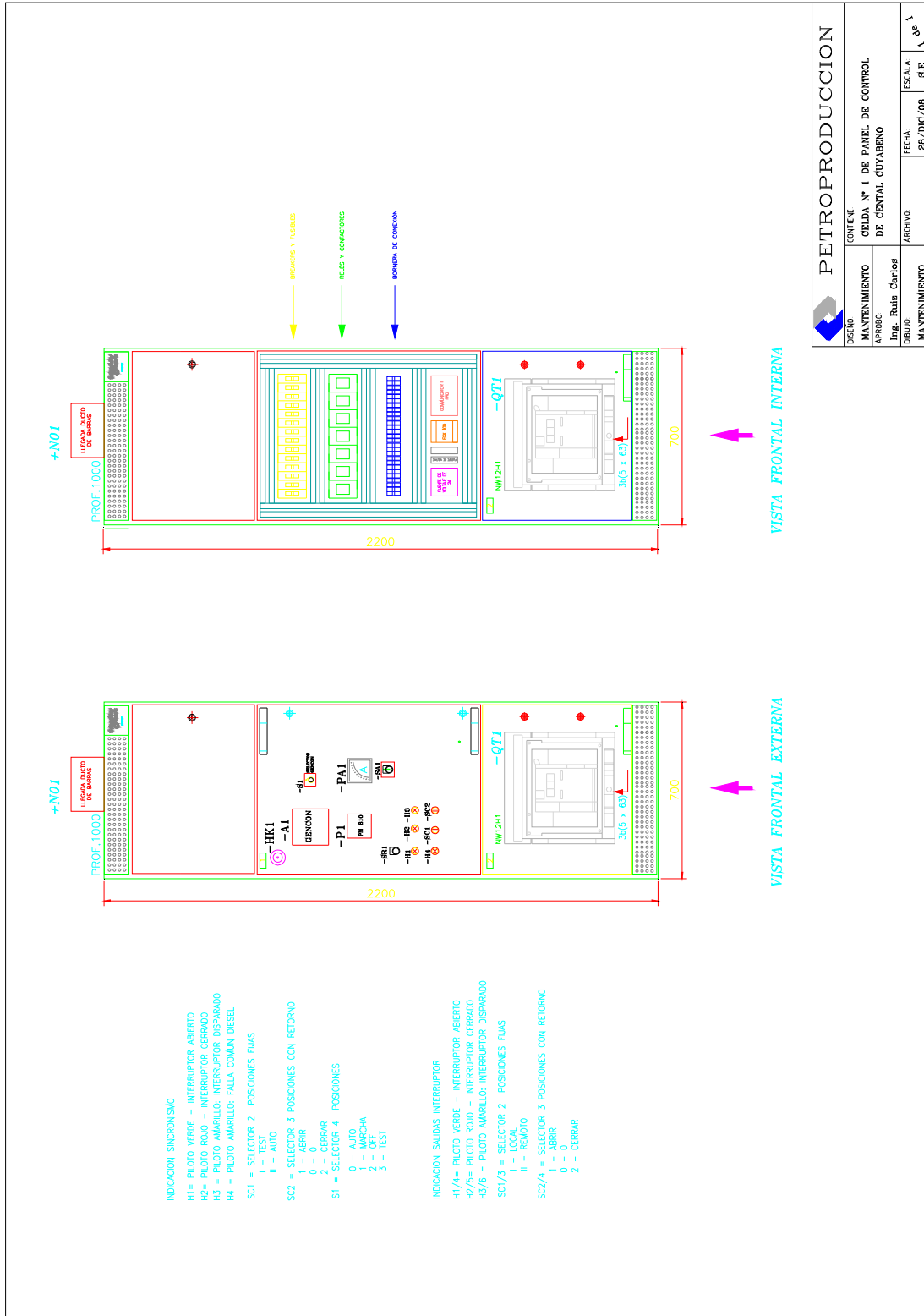
## 4.2.2 Conexión de Equipos GENCON II Pro y Communicator II Pro



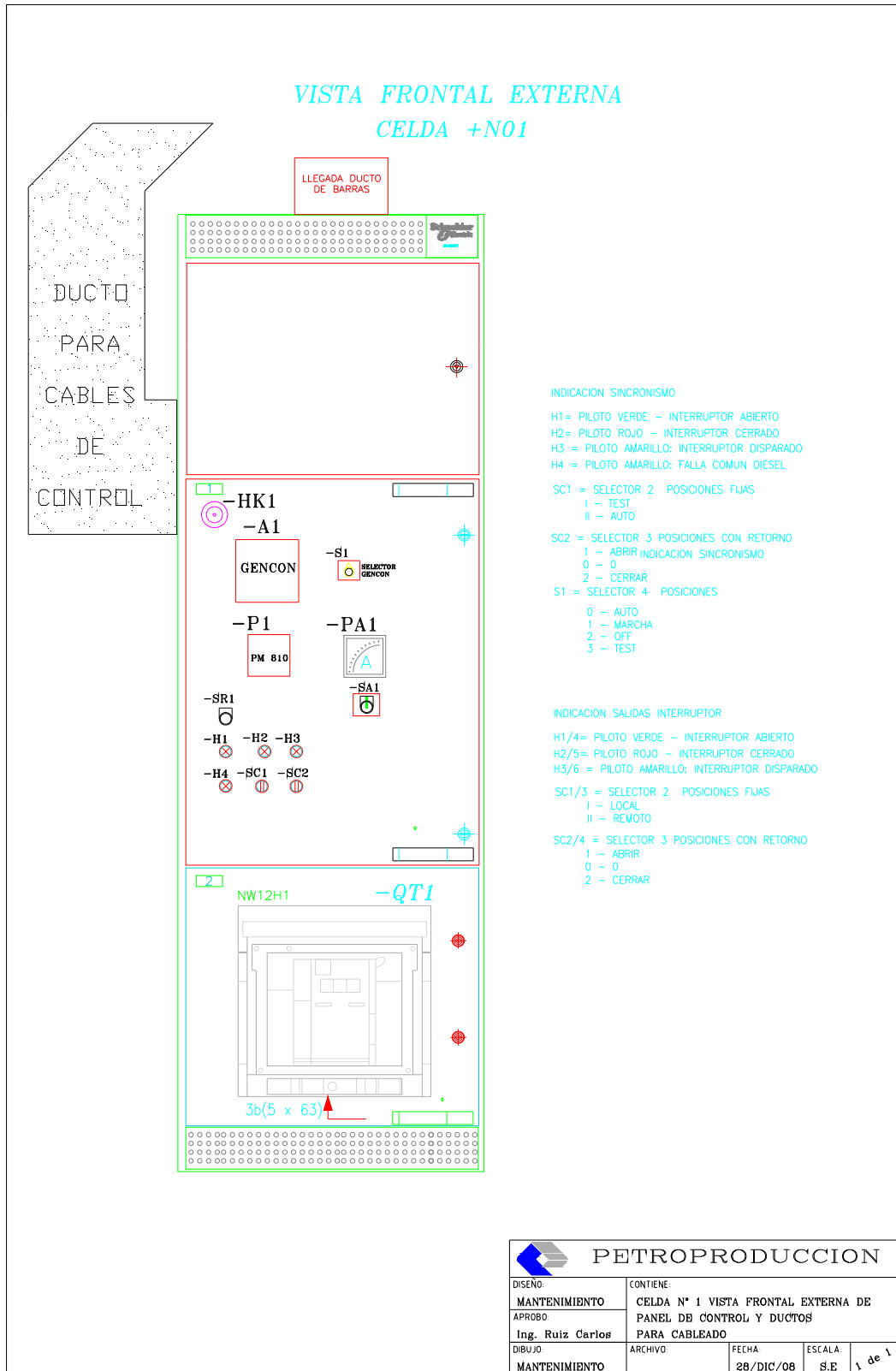
### 4.2.3 Conexión de Equipos PM800 y EGX 100



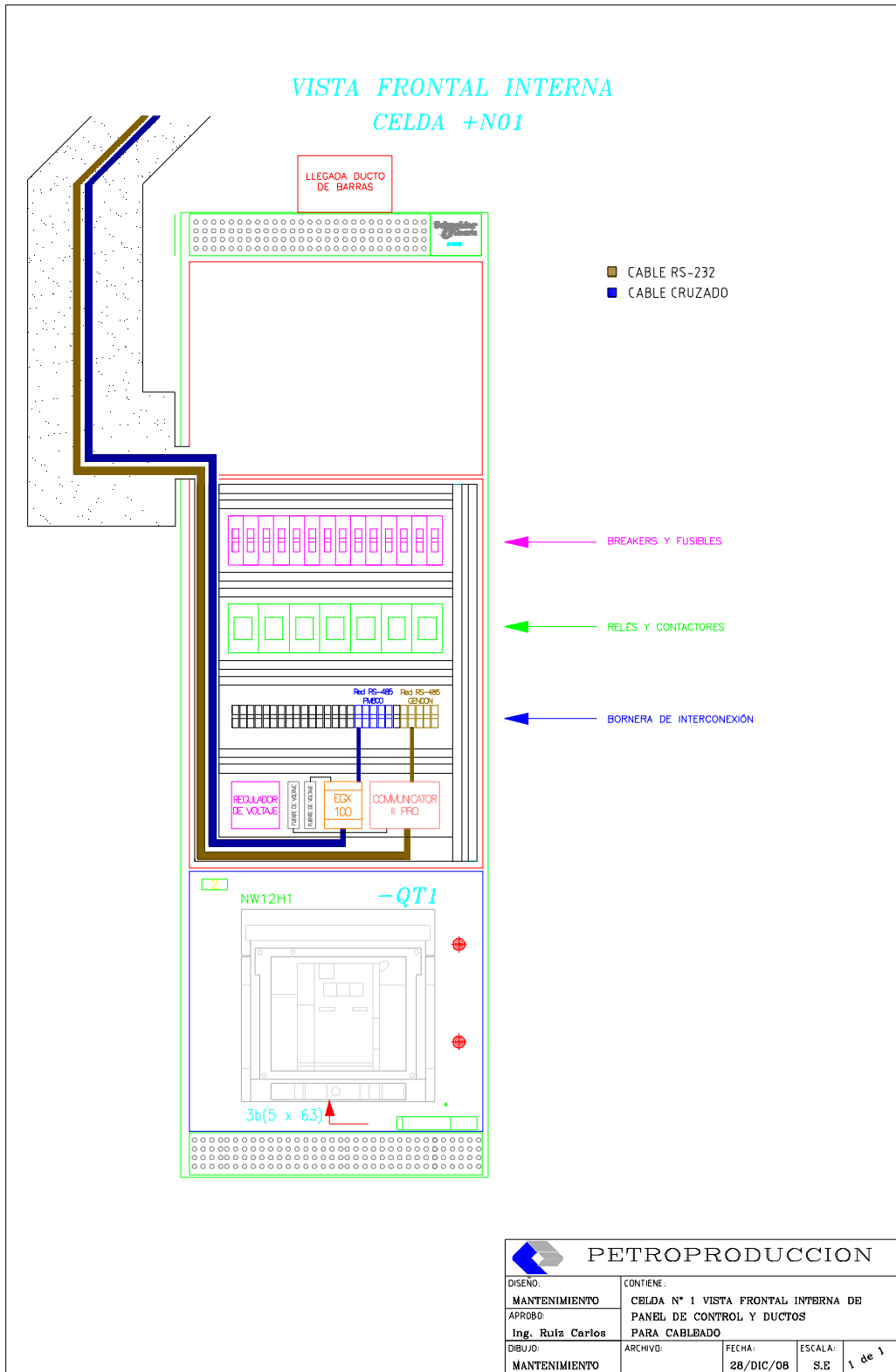
## 4.2.4 Panel de Control N° 1 y Ubicación de COMMUNICATOR y EGX 100



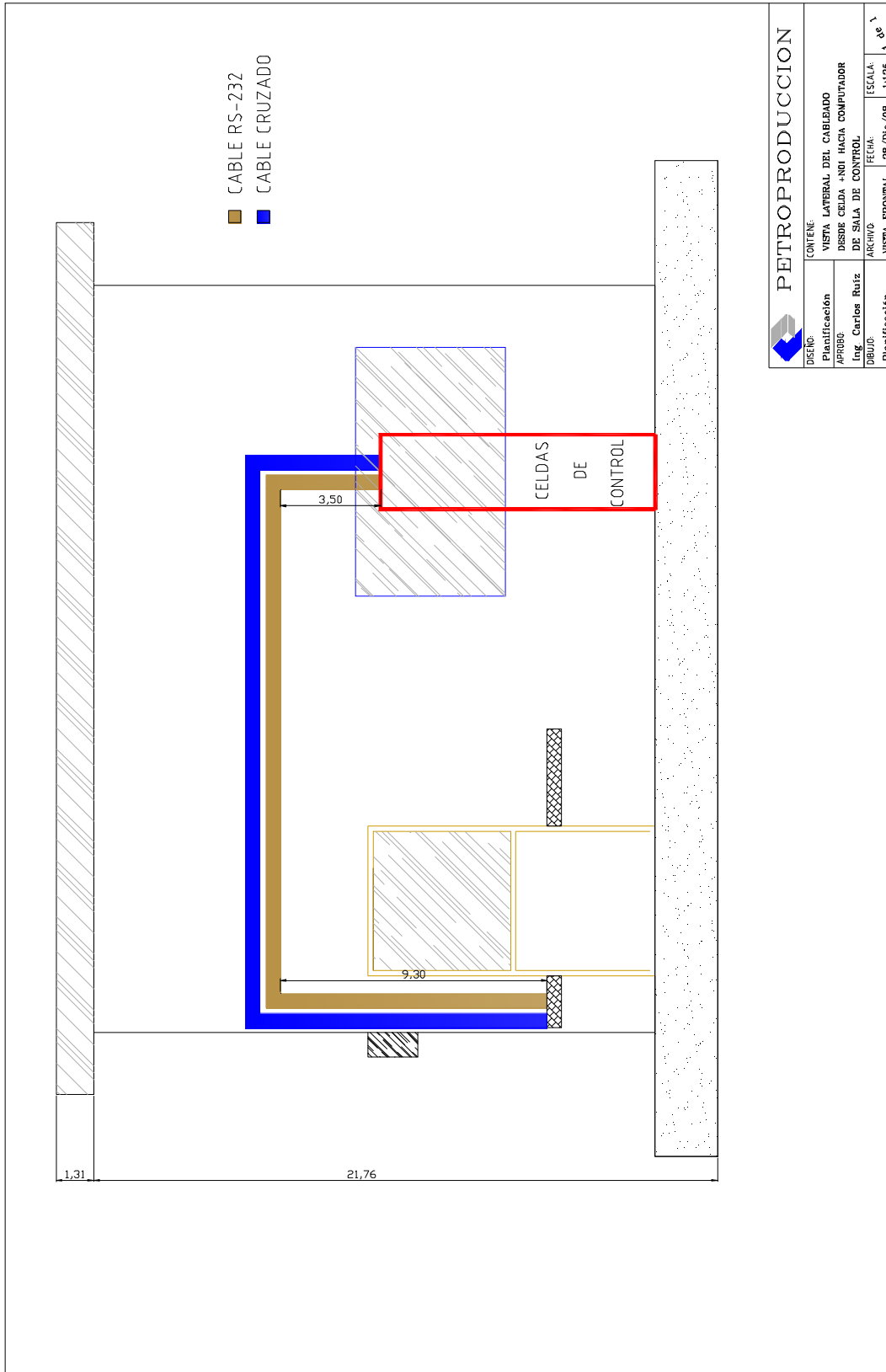
## 4.2.5 Ducto para Cableado de Equipos de Comunicación – Vista Externa



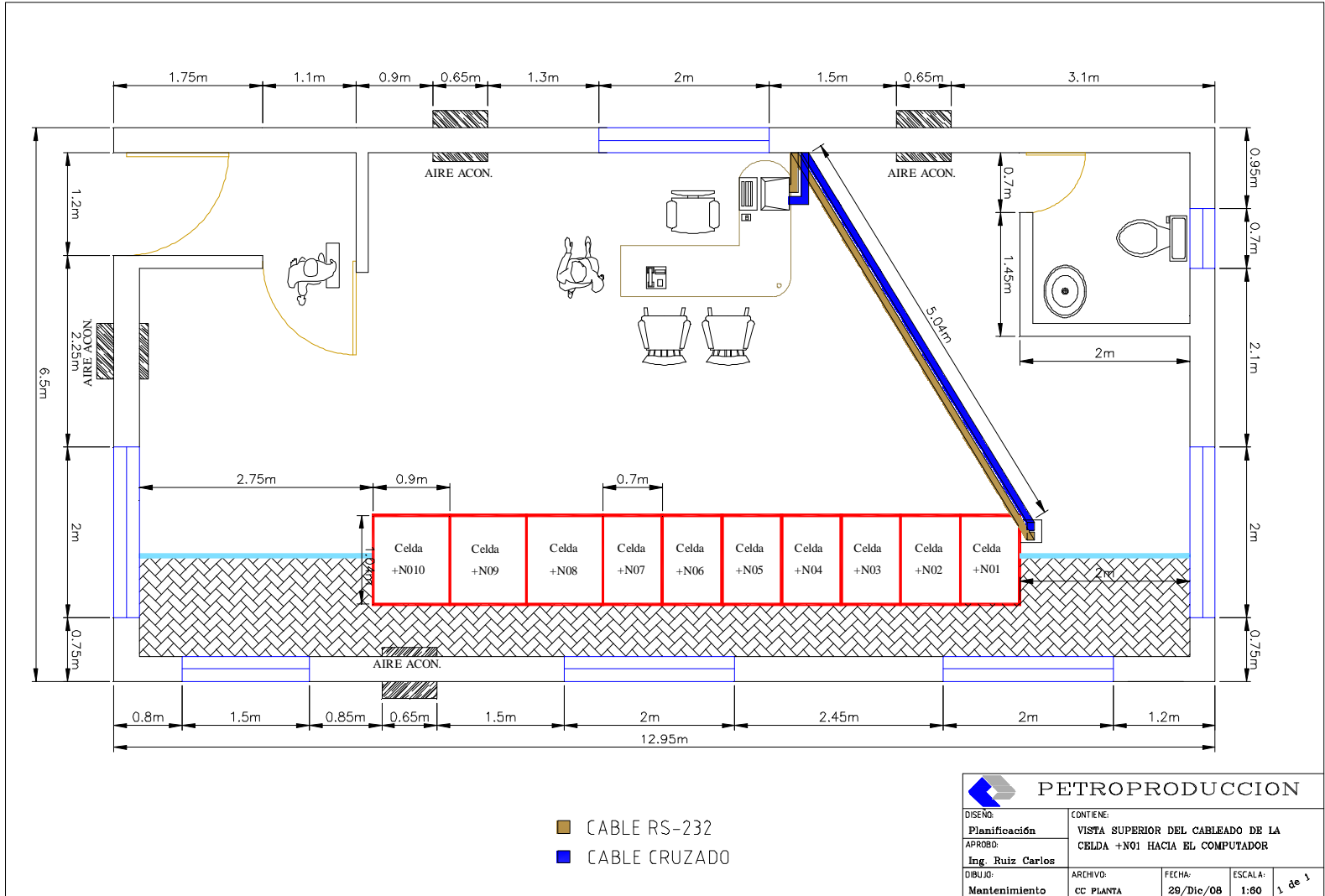
#### 4.2.6 Ducto para Cableado de Equipos de Comunicación – Vista Interna



## 4.2.7 Vista Lateral del Cableado



# 4.2.8 Vista Superior del Cableado



## **CAPÍTULO 5**

### **DESARROLLO DE LA INTERFAZ HOMBRE MÁQUINA HMI**

#### **5.1 PLATAFORMAS DE DESARROLLO**

##### **5.1.1. Microsoft Windows XP**

Este sistema operativo se ha extendido mundialmente y con sus elementos básicos para el uso de sistema de ventanas y el manejo del mouse, permiten a cualquier usuario con conocimientos elementales manipular el PC. Su versatilidad y compatibilidad facilitan el uso de cualquier tipo de hardware y de esta forma los usuarios no están obligados a utilizar una determinada configuración de hardware. En entornos industriales presenta gran aceptación por su simplicidad y robustez.

##### **5.1.2. InTouch 9.5**

InTouch es un software para la visualización y control de procesos HMI de Wonderware, ganador de premios y mundialmente destacado por la facilidad de uso y gráficos fáciles de configurar que lo hacen único. Es una herramienta



potente y flexible de desarrollo de interfaces de operador para la creación de sistemas personalizados en entornos industriales.

InTouch provee una perspectiva integrada de todos los recursos de control e información de la planta. De esta manera, los ingenieros, supervisores, gerentes y operadores pueden visualizar e interactuar con los procesos mediante representaciones gráficas de los mismos.

Este es el primer software de este tipo que consigue la certificación "Diseñado para Windows XP", lo que incluye los derechos de uso del logotipo. El riguroso proceso de certificación asegura que el software funcionará de manera óptima para el sistema operativo Windows XP con sus nuevas prestaciones y arquitectura distribuida. Entre las funciones de arquitectura distribuida se encuentran las siguientes:

- Gráficos orientados a objetos.
- Enlaces de animación.
- Asistentes.
- Programación en Scripts.
- Gestión de alarmas distribuidas.
- Datos históricos distribuidos.
- Visualización remota de aplicaciones.

### **5.1.3. DAServer**

Son programas añadidos íntimamente a la familia de productos de integración de dispositivos de Wonderware. Está diseñado para proporcionar conectividad simultánea entre dispositivos del piso de planta y DDE moderno, SuiteLink™ y/o las aplicaciones basadas en clientes OPC.

#### **5.1.4. Modicon Modbus TCP (MBTCP)**

El DAServer MBTCP de Wonderware, es un programa de aplicación de Windows que actúa como un servidor de entrada/salida para la comunicación. Este permite que otras aplicaciones de Windows accedan a los datos de los PLC's y otros dispositivos compatibles a través de los puertos Ethernet, mediante el protocolo Modbus Ethernet.

El servidor requiere sólo una tarjeta de red Ethernet 10BaseT para acceder a la red de Ethernet y a la información de los dispositivos.

#### **5.1.5 DAServer Modicon MODBUS Serial**

El DAServer Modicon Modbus Serial de Wonderware, es utilizado como servidor de protocolo de comunicación Modbus vía RS-232 o RS-422 y es una aplicación de Windows que permite el acceso de aplicaciones de Windows a los datos en los PLC's y otros dispositivos compatibles, a través de una red serial.

## **5.2 DESARROLLO DE LA INTERFAZ HMI**

### **5.2.1. Condiciones de Diseño**

Los requerimientos que debe presentar la interfaz HMI de operación, para el control, supervisión y monitoreo de la central de generación desde la sala de control son los siguientes:

- a. Debe tener cuentas de acceso por contraseña.

- b. Contar con una pantalla principal, en la cual se muestre el diagrama unifilar de toda la central de generación y varias pantallas secundarias las cuales muestren toda la información de la energía que produce cada generador y del consumo de cada carga.
- c. Los diagramas unifilares deben contar con coloreo dinámico y animación de los estados de los equipos de la central de generación.
- d. Contar con una pantalla histórica de tendencias, en donde se pueda observar los siguientes datos: corrientes de fase (A, B, y C) y voltajes línea a línea de la barra. Se deberá poder guardar un registro de estos datos en una hoja de cálculo de acuerdo a una marca de inicio y fin.
- e. Se debe contar con una ventana de tendencias en tiempo real, la cual muestre graficas correspondientes a: Corrientes vs. Tiempo, Voltajes vs. Tiempo y Potencias vs. Tiempo correspondiente a cada generador.
- f. Se debe tener un sumario de alarmas, en el cual se pueda hacer gestión de las mismas, además debe existir una ventana que muestre un historial de alarmas y eventos.

### **5.2.2. Descripción de las Pantallas Utilizadas para el HMI**

A continuación se detalla la funcionalidad de cada una de las pantallas desarrolladas.

#### **5.2.2.1. Ingreso a la Aplicación**

Podemos ingresar a la aplicación mediante el acceso directo ubicado en el escritorio o utilizando el explorador de Windows.

De alguna u otra forma se despliega la pantalla de Bienvenida como la mostrada en la figura 5.1, en la cual se indican los siguientes aspectos: la empresa, el lugar y los autores del proyecto.



**Figura 5.1. Pantalla “Bienvenida”**

La pantalla de presentación es el medio de enlace hacia las demás pantallas, y luego de ingresar la clave o password se puede acceder a la pantalla siguiente.

#### **5.2.2.2. Pantalla de Registro de Usuarios**

El nivel de acceso (o access level) permite a los usuarios registrados tener ciertos privilegios para ejecutar diferentes funciones dentro del programa.

Para crear las sesiones de operador y la de invitado, a cada uno se le dio un nombre de usuario, una contraseña y un nivel de acceso. La programación para el permiso de pantallas se la realizó con scripts, en donde se manejaron los tags del sistema correspondientes al InTouch Security, como: \$Operator para referirnos a un nombre de usuario, \$Password para referirnos a su contraseña, y \$AccessLevel para referirnos a su nivel de acceso.

- Operador: con un nivel de acceso 4000, tiene restringido el acceso a pantallas y parámetros de configuración.
- Invitado: con un nivel de acceso 1000 (privilegios de monitoreo), puede ingresar a todos los recursos del sistema, restringiendo el acceso a parámetros de configuración.

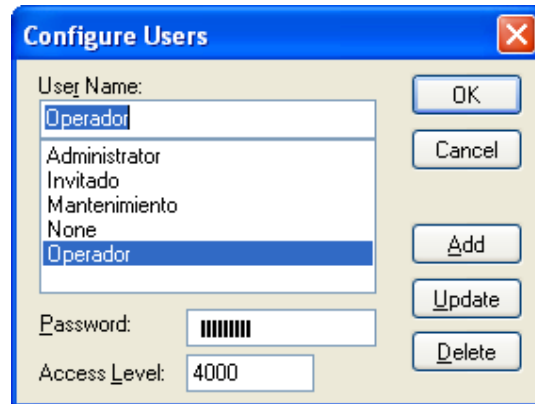


Figura 5.2. Pantalla “Registro de Usuarios”

### 5.2.2.3. Pantalla de Menú

Una de las formas para acceder a las diferentes pantallas de la aplicación, es a través de la ventana de menú como se observa en la figura 5.3, en la cual se indica las opciones existentes en la HMI y por las que el usuario puede navegar. Cada icono enlaza a la ventana que se seleccione.

Esta pantalla es de acceso común para todos los usuarios y siempre permanecerá visible.

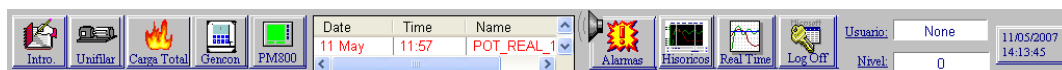


Figura 5.3. Pantalla “Menú”

#### 5.2.2.4. Pantalla de Introducción

En esta pantalla se presentan los datos técnicos y las condiciones meteorológicas de la Central de Generación Cuyabeno.

**PETROPRODUCCIÓN** **DPTO. MANTENIMIENTO**  
FILIAL DE PETROECUADOR **SECCIÓN ENERGÉTICA**

## CENTRAL DE GENERACIÓN CUYABENO

**DATOS TÉCNICOS:**  
POTENCIA: 4.4 MW  
VOLTAJE: 480 - 13800 V

**CONDICIONES METEOROLÓGICAS:**  
Altura sobre el nivel del mar: 300 m  
Temperatura máxima: 35°C  
Humedad relativa: 80% a 85%  
Pluviosidad: 2650 - 4500 mm  
Vientos: 1.5 m/s

ESPE Escuela Politécnica del Ejército  
T&T SYSTEM  
EPN Escuela Politécnica Nacional  
Copyright 2008 todos los derechos reservados.

Figura 5.4. Pantalla "Introducción"

#### 5.2.2.5. Pantalla Unifilar

Esta pantalla muestra el esquema unifilar de la central Cuyabeno, a través de una representación sencilla de los generadores, barras, disyuntores y aparatos de control y medida.

Desde esta pantalla se puede acceder a la ventana de cada Central de Medidas PM800 y del sincronizador Gencon II Pro, como se muestra en la figura 5.5., además, permite identificar de forma clara que equipo de sincronización Gencon II Pro está trabajando en su modo Master, la forma de

identificarlo es por una estrella de 5 puntas ubicada en la parte superior junto a cada generador.

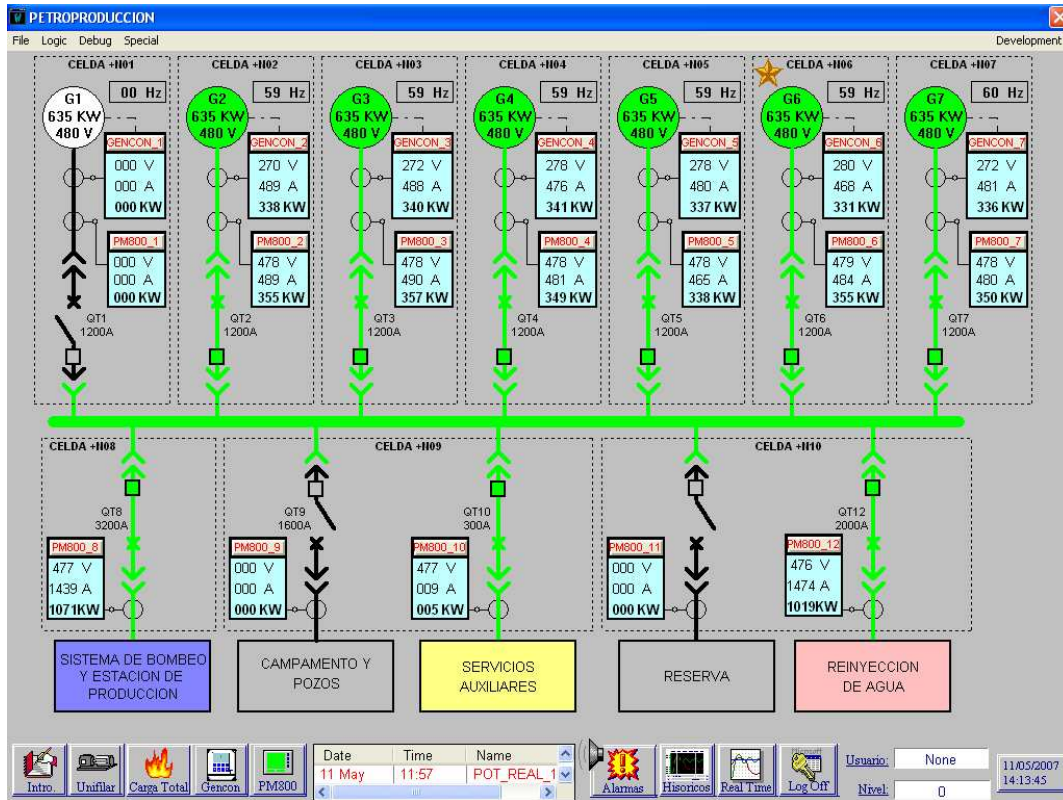


Figura 5.5. Pantalla “Unifilar”

#### 5.2.2.6. Pantalla de la Central de Medidas (PM800)

Esta pantalla muestra los valores de todas las variables eléctricas correspondientes a la generación y carga entregados por cada PM800, como se puede apreciar en la figura 5.6. Desde esta pantalla se abren 7 ventanas que monitorean los datos de cada generador y 5 ventanas que monitorean los datos la carga, todo este proceso de monitoreo sucede cuando se cierra cada uno de los disyuntores correspondientes.



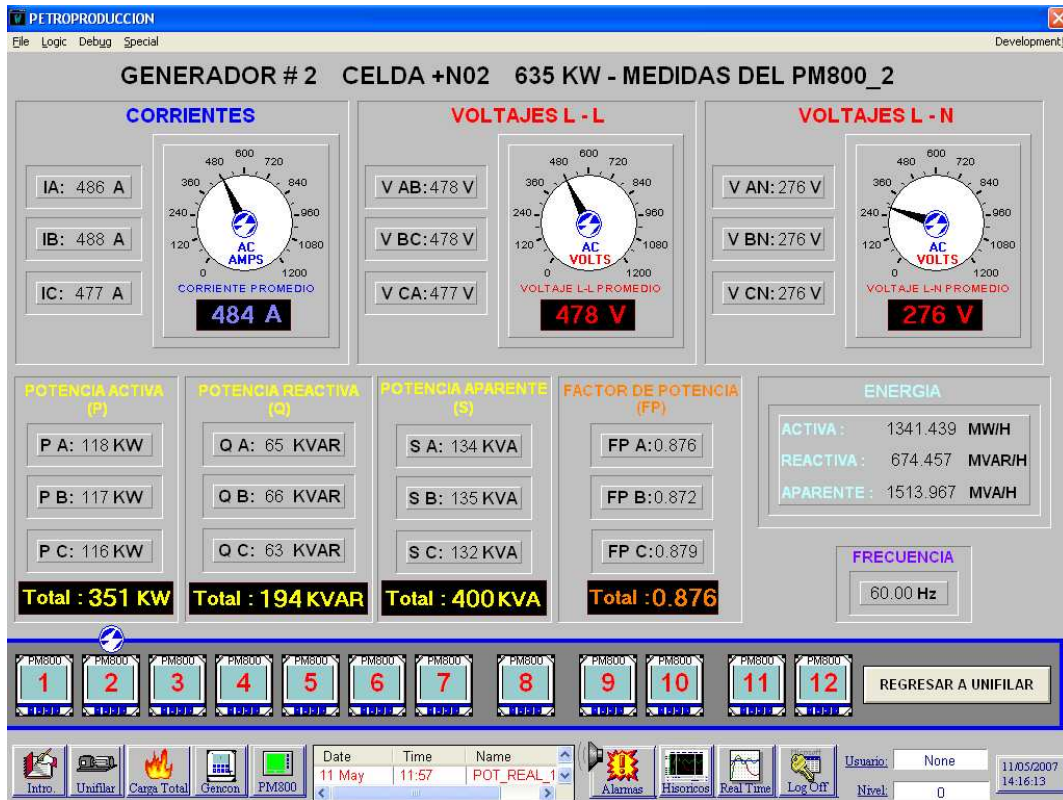


Figura 5.6. Pantalla “Central de Medidas PM 800”

Mientras nos encontramos en esta pantalla podemos acceder a cualquiera de las 12 Centrales de Medidas PM800.

### 5.2.2.7. Pantalla del Sincronizador Gencon II Pro

Esta pantalla permite controlar el encendido y apagado de los generadores, además, muestra algunos de los parámetros eléctricos de generación (Voltaje, Corriente, Potencia y Frecuencia). En la parte inferior de esta pantalla, como se aprecia en la figura 5.7, existe un submenú para navegar entre las 7 ventanas que controlan y monitorean los datos de cada generador.



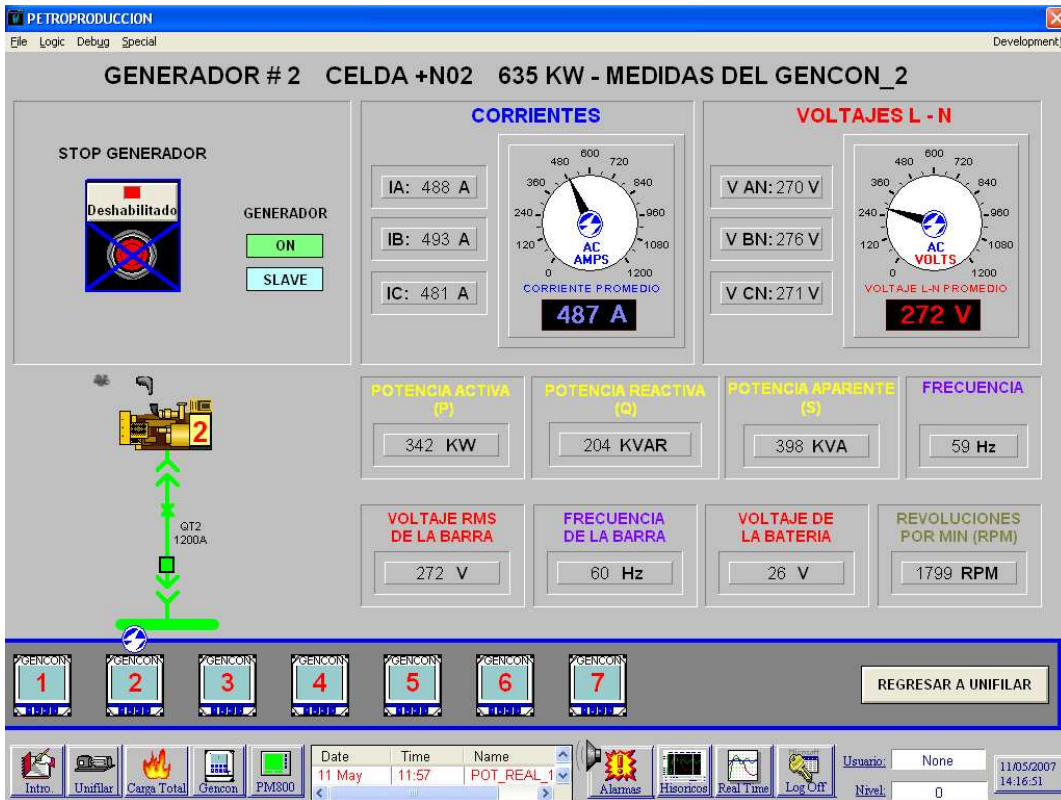


Figura 5.7. Pantalla "Gencon"

#### 5.2.2.8. Pantalla de Carga Total

Esta pantalla muestra la potencia total generada en KW, es decir, se puede observar una suma de la potencia producida por cada generador y la potencia total consumida.

Muestra también, de una forma dinámica, que generador es el que se encuentra encendido y si está generando energía a la carga.

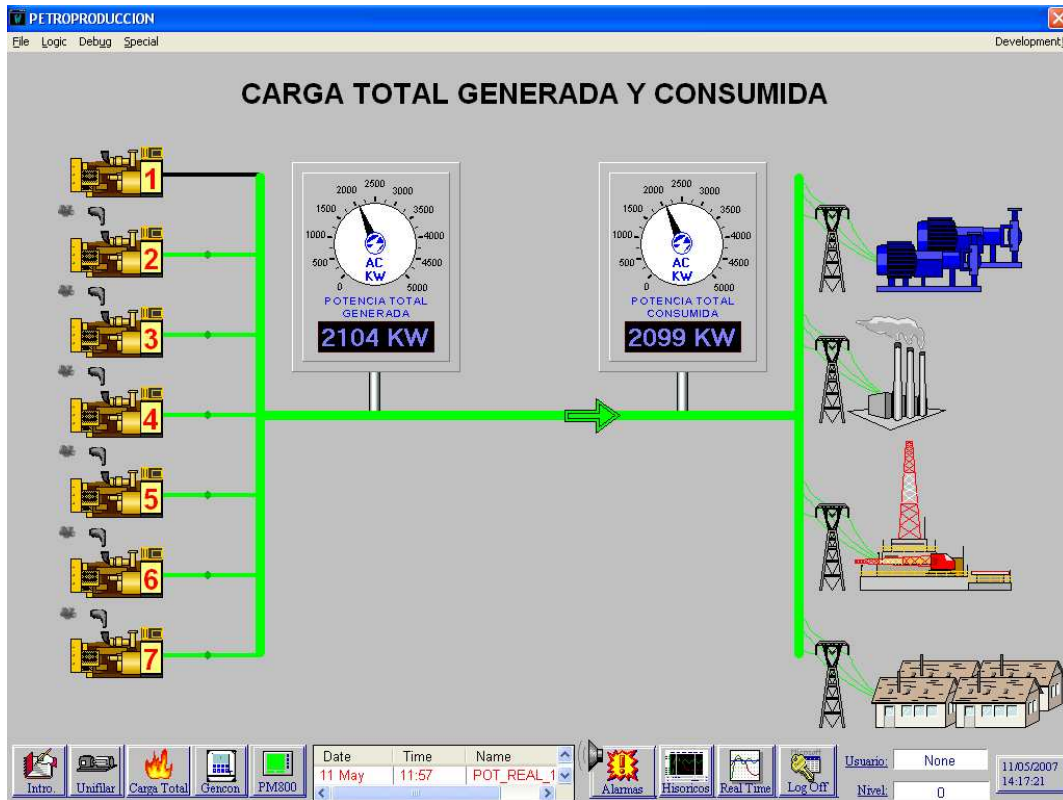


Figura 5.8. Pantalla "Carga Total"

### 5.2.2.9. Pantalla Visor de Alarmas

En esta pantalla se muestran, de una forma visual, las alarmas producidas para cada generador debido a bajo y alto voltaje, baja y alta corriente, baja y alta potencia, baja y alta frecuencia; además presenta una alarma sonora para alertar al operador ante alguna contingencia producida.

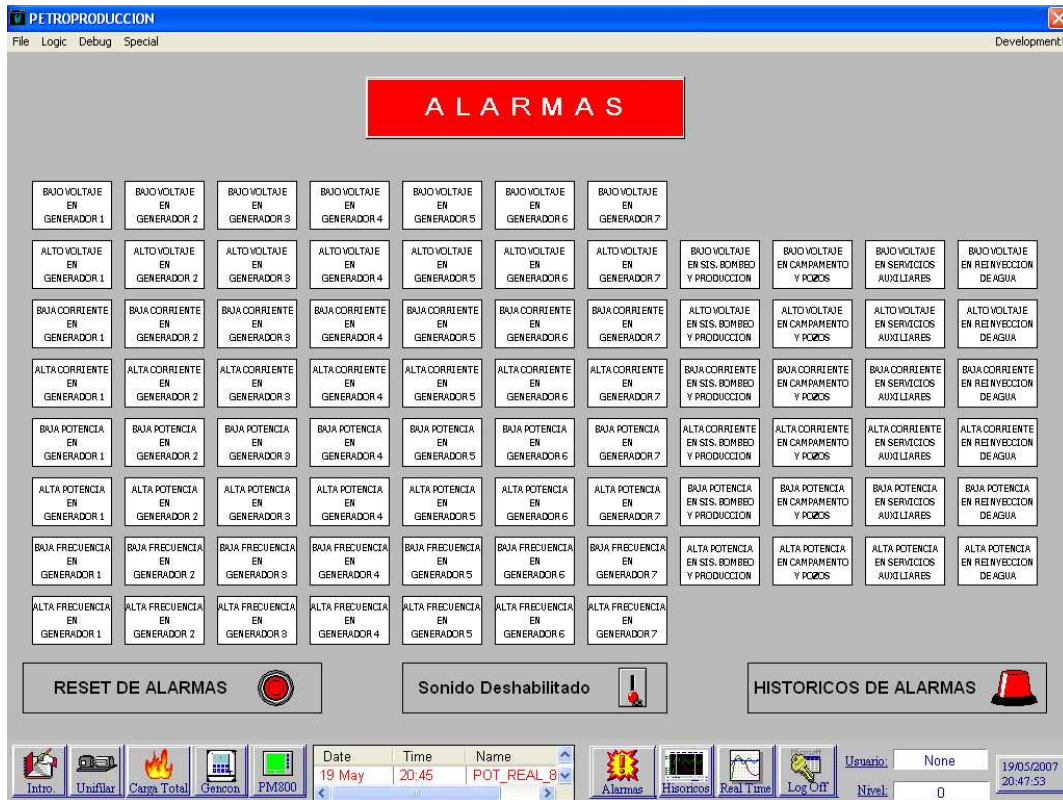


Figura 5.9. Pantalla “Visor de Alarmas”

#### 5.2.2.10. Pantalla Historial de Alarmas

Esta pantalla presenta un historial de todas las alarmas producidas de una forma más detallada, es decir, se indica la fecha, hora, tipo, prioridad, nombre, valor y limite.

Estas alarmas son almacenadas de forma cronológica para su posterior tratamiento y análisis.



Figura 5.10. Pantalla “Historial de Alarmas”

### 5.2.2.11. Pantalla de Históricos

Esta pantalla registra toda la información correspondiente a voltajes, corrientes, y potencia, estos datos se almacenan en una base de datos, desde donde pueden exportados a una hoja de cálculo para su posterior tratamiento.

Esta ventana es de mucha utilidad pues presenta el comportamiento histórico de los niveles de voltajes, corrientes y potencias de forma gráfica, para una rápida comprensión.

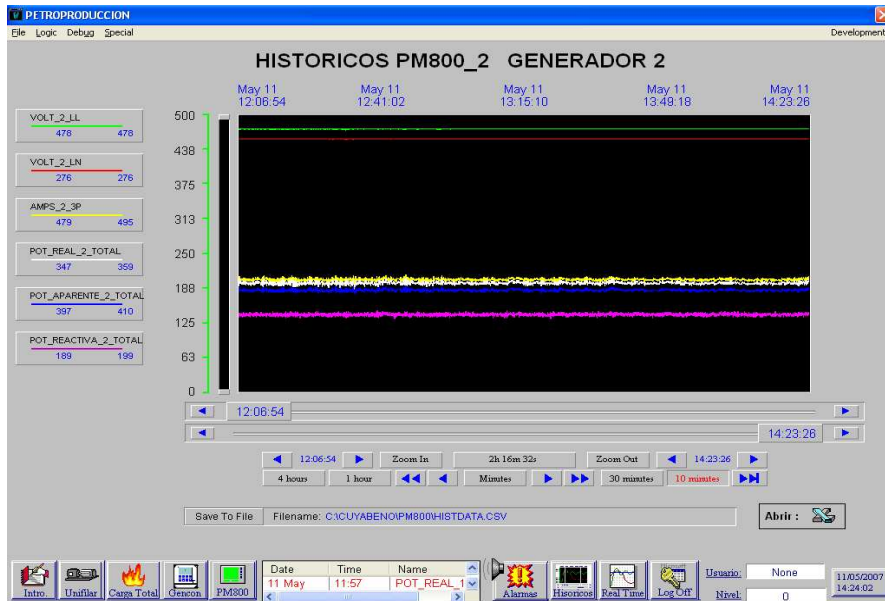


Figura 5.11. Pantalla “Históricos”

### 5.2.2.12. Pantalla de Tendencias Reales

Esta pantalla permite monitorear gráficamente y en tiempo real las variables eléctricas, tal como se muestra en la Figura 5.12, de manera que podamos percatarnos de alguna caída o subida de voltaje, corriente, potencia y frecuencia.

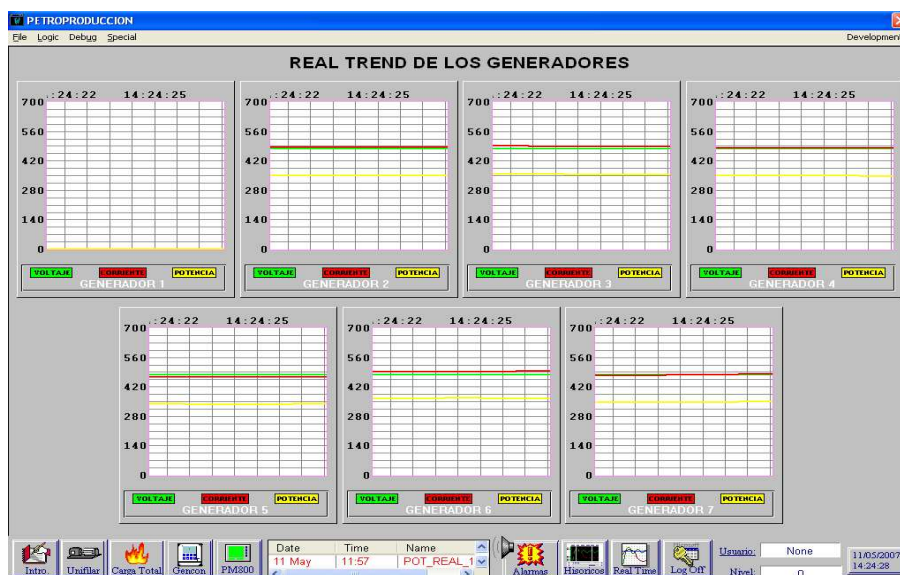


Figura 5.12. Pantalla “Real Trend”

### 5.3 COMUNICACIÓN “EGX100 – INTOUCH”

La comunicación interna se establece mediante el DDE (Dynamic Data Exchange), el cual es un protocolo propio de Microsoft que permite el enlace entre aplicaciones que trabajan en el entorno de Windows.

Para acceder a los datos de la central de medidas PM800 la comunicación se lo realiza a través del Ethernet Gateway (EGX100) y el DAServer compatible DASMBTCP.

#### 5.3.1. Configuración del Software de Comunicación DASMBTCP

Primero se debe configurar y activar el DAServer, para ello se abre la aplicación ArchestrA System Management Console como se muestra en la Figura 5.13.

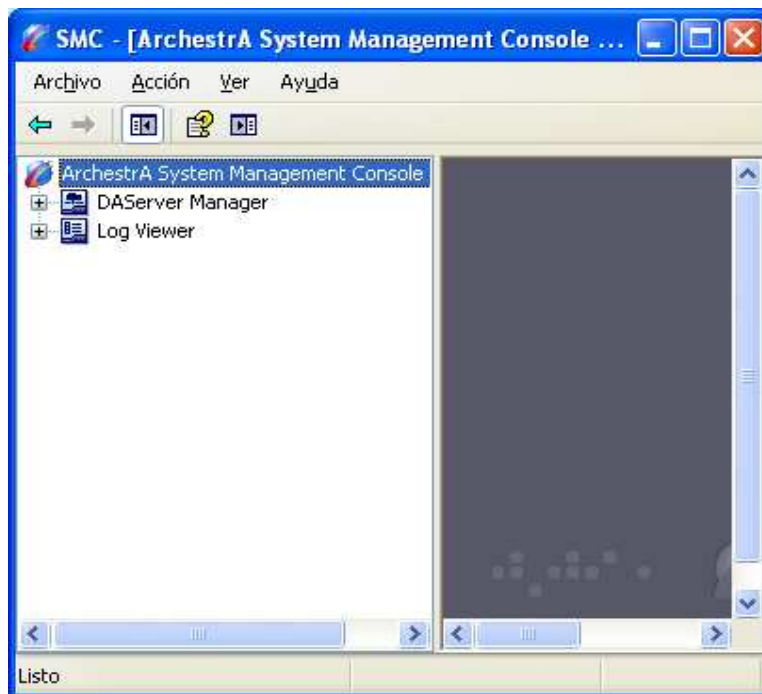
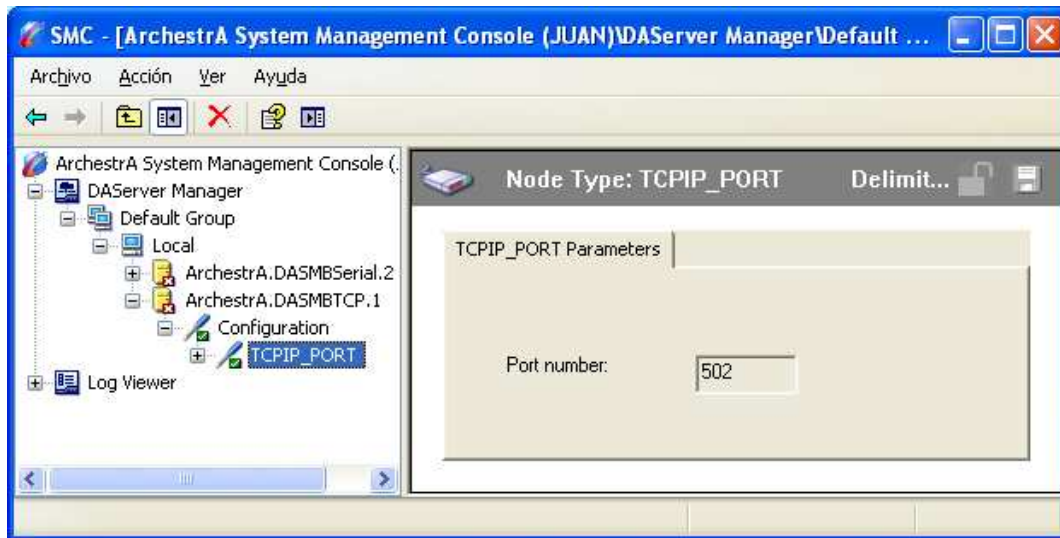


Figura 5.13 Ventana de ArchestrA System Management Console



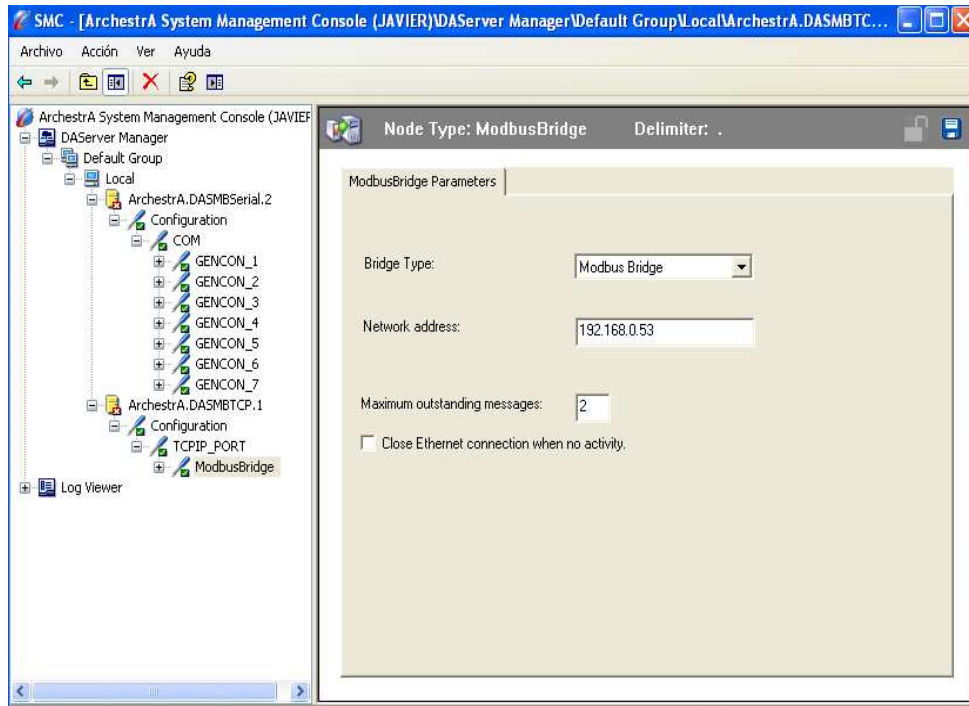
Se expande con el Mouse el icono DAServer Manager hasta llegar al icono que dice ArchestrA.DASMBTCP.1, posteriormente hasta donde dice configuración y finalmente hasta llegar a TCPIP\_PORT como se puede ver en la Figura 5.14, pues es aquí donde configurará el DAServer.



**Figura 5.14 Ventana de ArchestrA System Management Console - Configuración**

Sobre el icono de configuración se da un clic derecho y se escoge Add ModbusBridge Object y se escribe la dirección IP 192.168.0.53 correspondiente al modulo de comunicaciones EGX100, como se muestra en la Figura 5.15

La configuración de este dispositivo con su respectiva dirección IP, permite tener el acceso a cada dispositivo de medida PM800.



**Figura 5.15 Ventana de ArchestrA System Management Console – ModBus Bridge**

Sobre el icono ModBusBridge se presiona clic derecho, se escoge Add ModbusPLCRS Object, y posteriormente se escribe el nombre PM800\_1.

En esta pantalla es donde se configura los parámetros del tipo de dato que se maneja, se especifica la dirección de cada dispositivo conectado a la red RS-485 de los PM800, el tamaño del registro que debe ser de 5 dígitos; y otros parámetros adicionales que se configuran automáticamente como son las entradas discretas y los registros leídos

Esta configuración se debe repetir por cada Equipo conectado a la red de los PM800 cambiando siempre el “PLC unit ID” para cada dispositivo como se indica en la Tabla 5.1



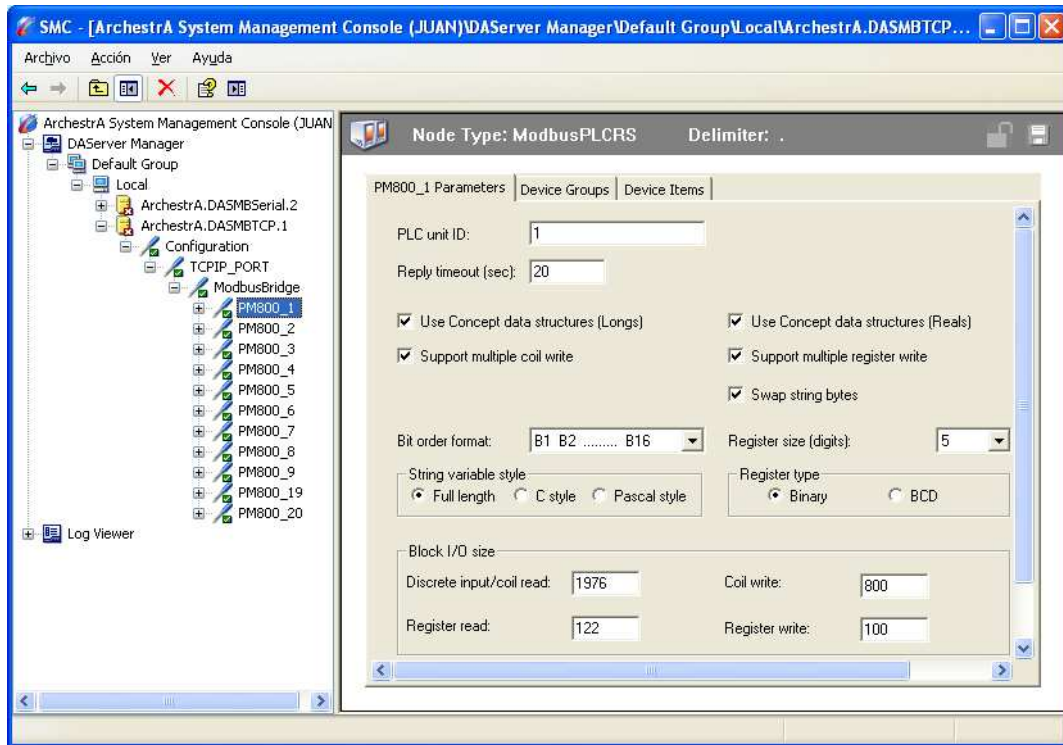
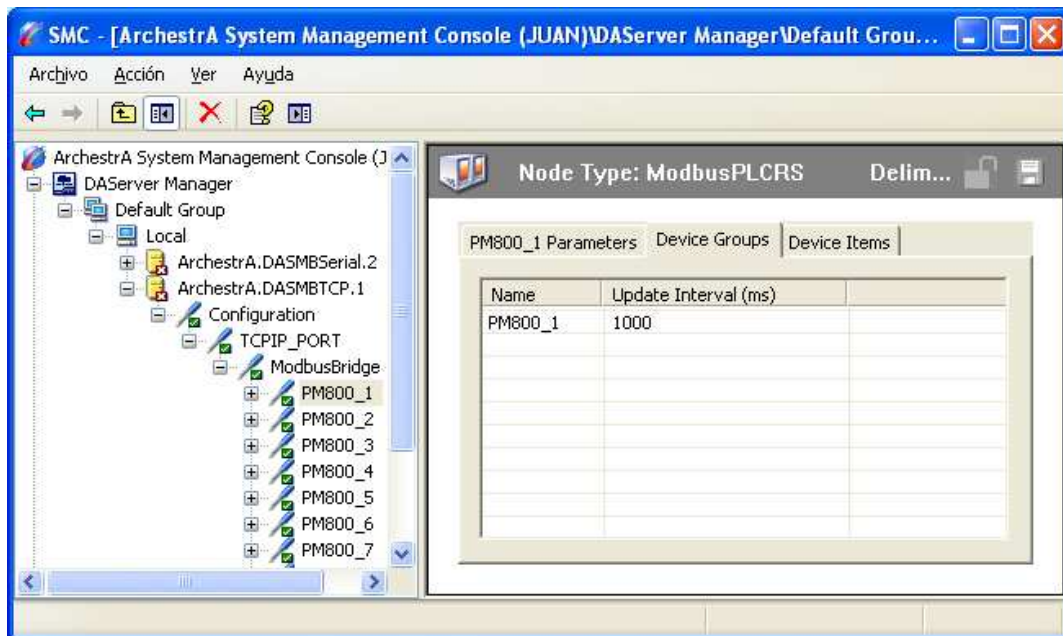


Figura 5.16 Configuración de Parámetros de los Datos y Registros PM800

Tabla 5.1. Parámetros de Configuración la Dirección de los PM800

Nº de PM800	Unit ID	Object
1	1	PM800_1
2	2	PM800_2
3	3	PM800_3
4	4	PM800_4
5	5	PM800_5
6	6	PM800_6
7	7	PM800_7
8	8	PM800_8
9	9	PM800_9
10	19	PM800_19
11	10	PM800_10
12	20	PM800_20

Mientras se encuentra en la ventana de configuración de los datos y registros, en la parte superior existe un icono que dice Device Groups al presionarlo aparece una ventana con un espacio en blanco, se debe dar clic derecho sobre el espacio en blanco para crear un Topic que es el que se utiliza para interconectar el InTouch con el DAServer, se debe dar el nombre de PM800\_1 a este topic, como se lo puede ve en la Figura 5.17.



**Figura 5.17 Creación del Topic en Device Groups**

Luego de realizar toda la configuración necesaria se debe activar el DAServer y esto se lo realiza al dar un clic sobre el icono ArchestrA.DASMBTCP.2, al realizar esta acción aparece el icono de activación del DAServer, como se puede ver en la Figura 5.18

Ícono de Activación del DAServer

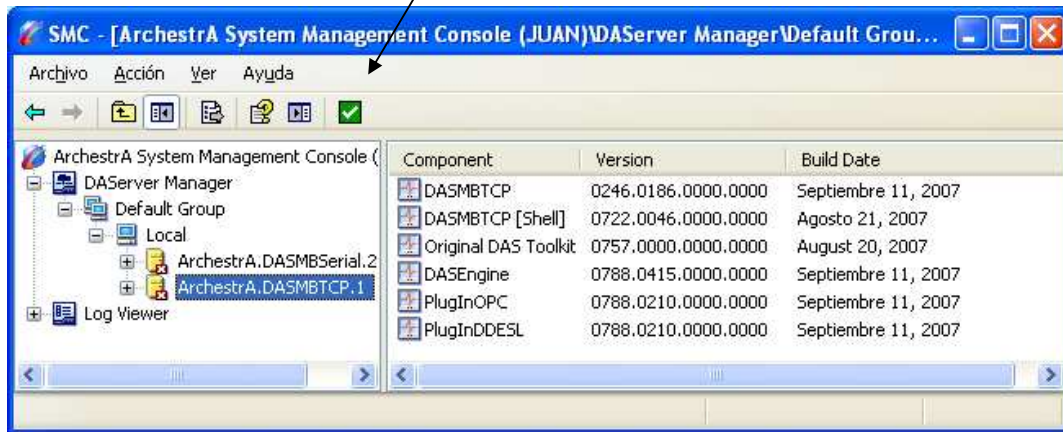


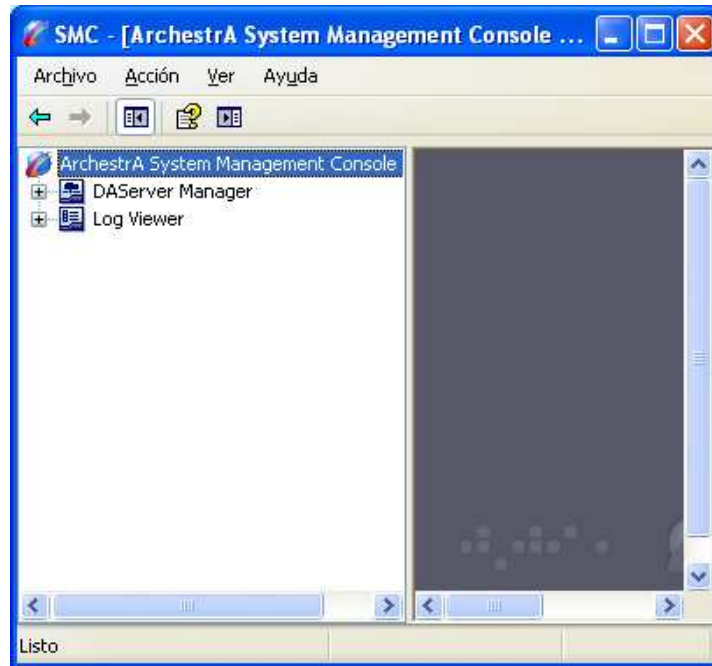
Figura 5.18 Activación del DAServer

## 5.4 COMUNICACIÓN “COMMUNICATOR II – INTOUCH”

Para acceder a los datos del sincronizador GENCON II Pro, la comunicación se realiza a través del módulo de Comunicación “Communicator II” y el DAServer compatible Modicon MODBUS Serial (Modbus RS 232 o RS 422).

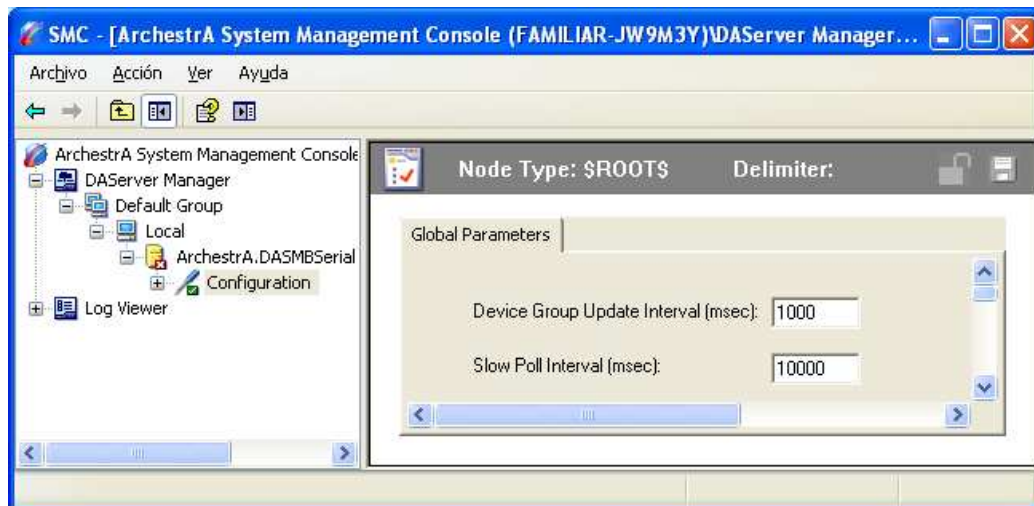
### 5.4.1 Configuración del DAServer Modicon MODBUS

Primero se debe configurar y activar el DAServer, para ello se abre la aplicación ArchestrA System Management Console como se muestra en la Figura 5.19.



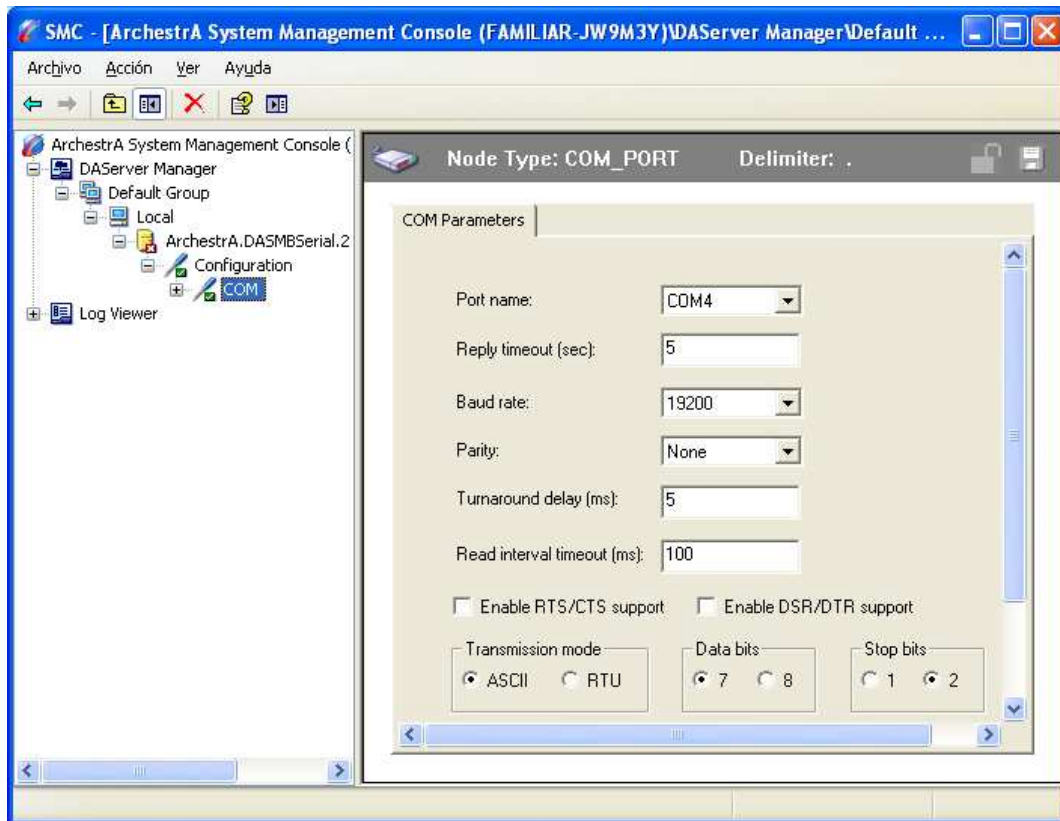
**Figura 5.19 Ventana de ArchestrA System Management Console**

Se expande con el Mouse el icono DAServer Manager hasta llegar al icono ArchestrA.DASMBSerial.2 y posteriormente hasta el icono de configuración, como se puede ver en la Figura 5.20, pues es aquí donde se configurará el DAServer



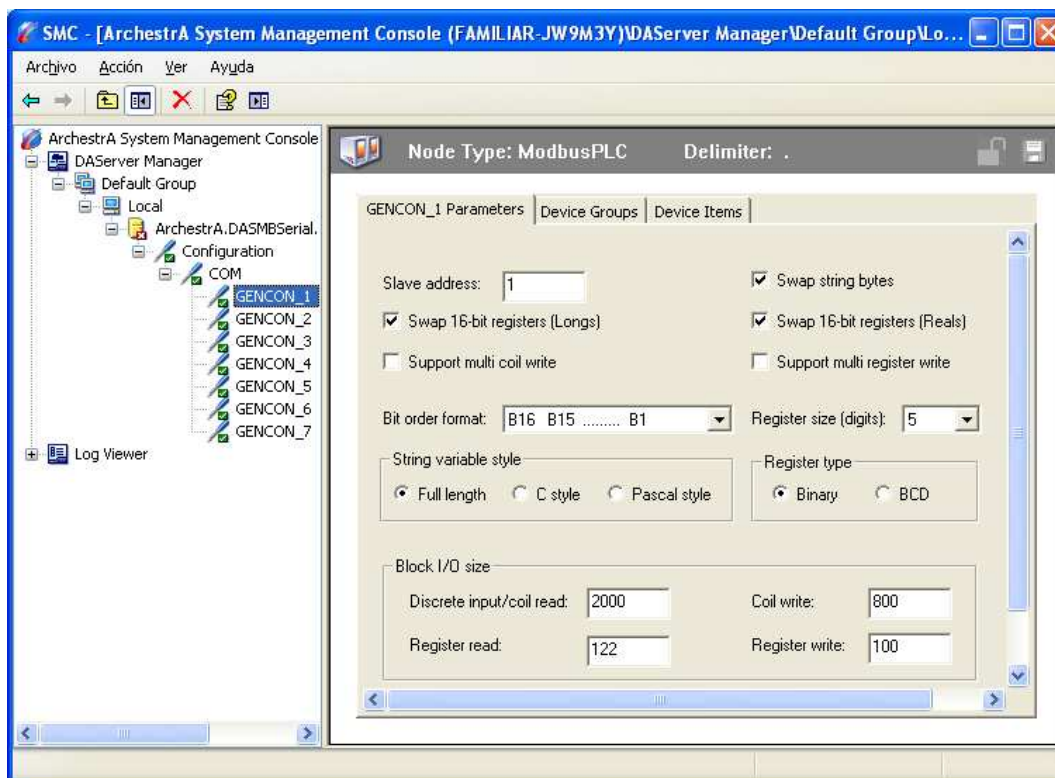
**Figura 5.20 Ventana de ArchestrA System Management Console - Configuración**

Sobre el icono de configuración se presiona el botón derecho del mouse, se escoge Add COM\_PORT Object y posteriormente se escribe el nombre COM, y se configuran los parámetros del puerto de comunicaciones, como se muestra en la Figura 5.21



**Figura 5.21 Ventana de Archestra System Management Console – Puerto COM**

Sobre el icono COM y mediante botón derecho, se escoge Add ModbusPLC Object y posteriormente se escribe el nombre GENCON\_1. Es en esta ventana donde se configuran los parámetros del tipo de datos que se manejan, como se muestra en la Figura 5.22, Además, en esta pantalla se especifica el número de dirección de cada dispositivo conectado a la red RS-485 de los Gencon II Pro. y otros parámetros adicionales que se configuran automáticamente como son las entradas discretas y los registros leídos



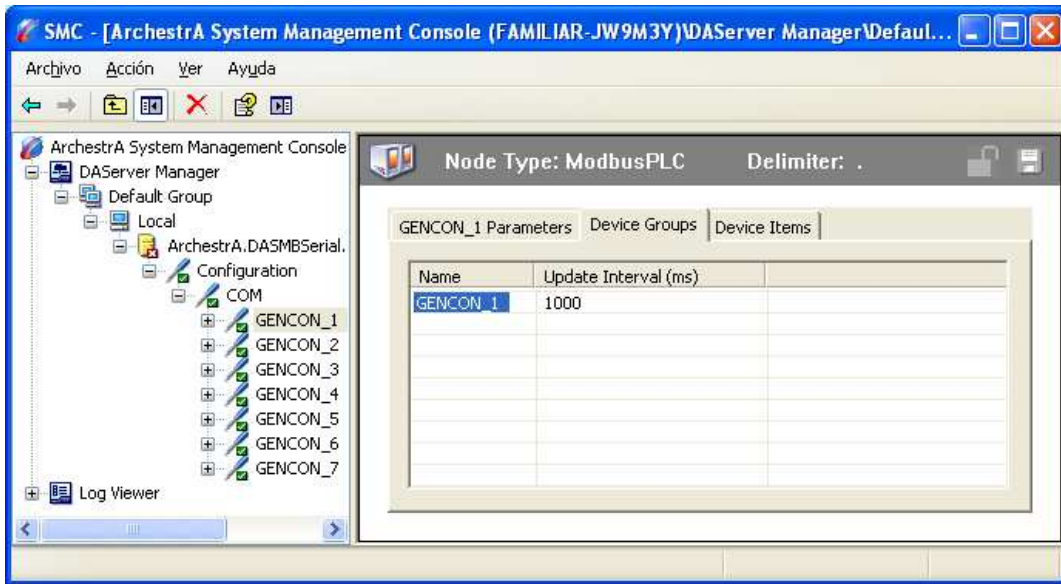
**Figura 5.22 Configuración de Parámetros de los Datos y Registros Gencon**

Esta configuración se debe repetir por cada equipo conectado a la red de los Gencon II Pro cambiando siempre el Slave Address para cada dispositivo, como se aprecia en la Tabla 5.2

**Tabla 5.2. Parámetros de Configuración la Dirección de los GENCON**

Nº de GENCON	Object	Slave Address
1	GENCON_1	1
2	GENCON_2	2
3	GENCON_3	3
4	GENCON_4	4
5	GENCON_5	5
6	GENCON_6	6
7	GENCON_7	7

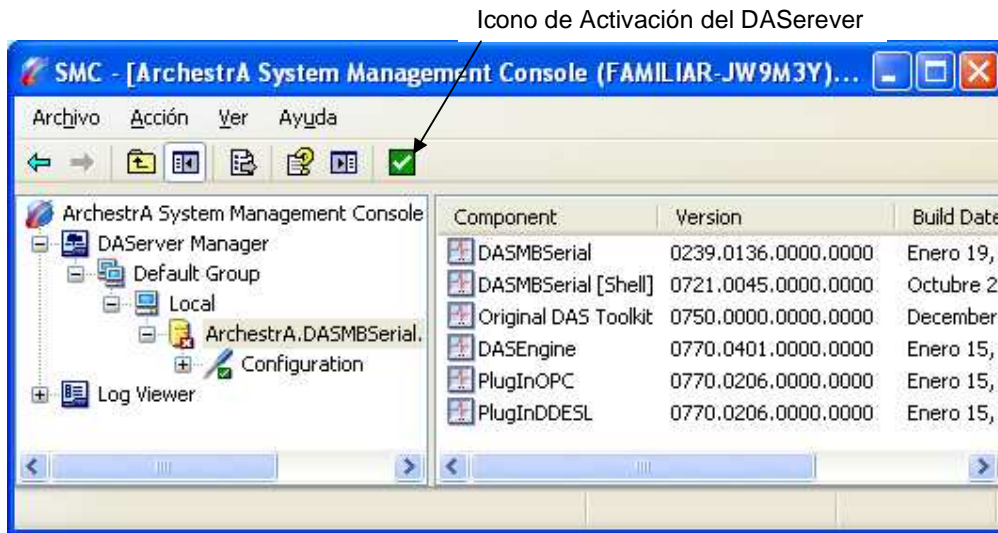
Mientras se encuentra en la ventana de configuración de los datos y registros, en la parte superior existe un icono que dice Device Groups al presionarlo aparece una ventana con un espacio en blanco, se presiona el botón derecho sobre el espacio en blanco para crear un Topic que es el que se utiliza para interconectar el InTouch con el DAServer, se debe dar un nombre a este topic, como se puede ver en la Figura 5.23.



**Figura 5.23 Creación del Topic en Device Groups**

Luego de realizar toda la configuración necesaria se debe activar el DAServer y esto se lo realiza presionando sobre el icono ArchestrA.DASMBSerial.2, al realizar esta acción aparece el icono de activación del DAServer, como se puede ver en la Figura 5.24





**Figura 5.24 Activación del DAServer**

## 5.5 CONFIGURACIÓN DE LOS ACCESS NAMES EN INTOUCH

InTouch usa Access Name en tiempo-real para referirse a los datos de I/O. Cada Access Name es equivalente a una dirección de I/O que puede contener un Nodo, Aplicación, y Tópico.

Para el direccionamiento de los datos se realiza configurando los siguientes parámetros:

- *Access*

Es el nombre de la variable para enlazar InTouch con el I/O Server.

- *Application Name*

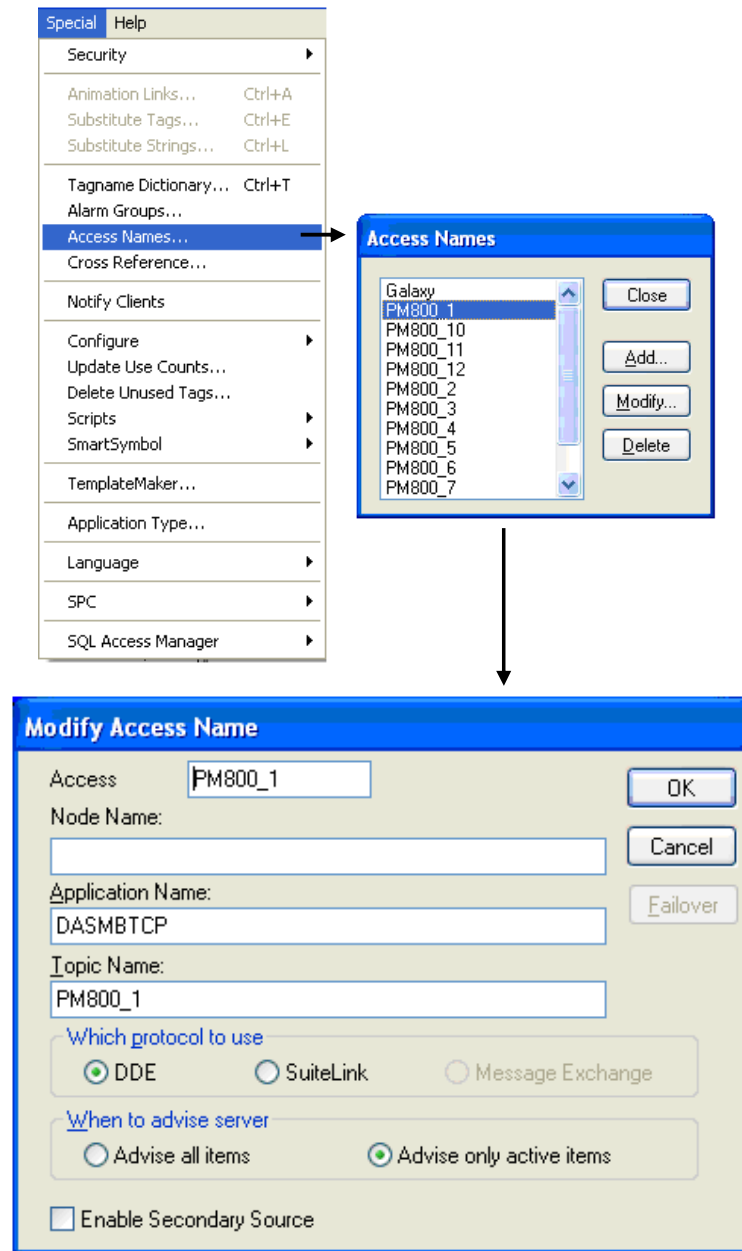
Es el nombre de la aplicación para la comunicación entre InTouch y los DA Server's utilizados, que en este caso son DASMBTCP y DASMBSerial.



- *Topic Name*

Es el mismo nombre que se le da al Topic Name del DASMBTCP y al Topic del DAServer Modbus Serial, para que la aplicación de InTouch pueda ser identificado durante el proceso de comunicación.

La configuración del Access Name se muestra en la figura 5.25 y en la tabla 5.3.



**Figura 5.25. Configuración Access Name**

**Tabla 5.3. Parámetros del Access Name**

	<b>Nº Dispositivo</b>	<b>Application Name</b>	<b>Access Name</b>	<b>Topic Name</b>
<b>PM800</b>	1	DASMBTCP	PM800_1	PM800_1
	2	DASMBTCP	PM800_2	PM800_2
	3	DASMBTCP	PM800_3	PM800_3
	4	DASMBTCP	PM800_4	PM800_4
	5	DASMBTCP	PM800_5	PM800_5
	6	DASMBTCP	PM800_6	PM800_6
	7	DASMBTCP	PM800_7	PM800_7
	8	DASMBTCP	PM800_8	PM800_8
	9	DASMBTCP	PM800_9	PM800_9
	10	DASMBTCP	PM800_10	PM800_19
	11	DASMBTCP	PM800_11	PM800_10
	12	DASMBTCP	PM800_12	PM800_20
<b>GENCON</b>	1	DASMBSerial	GENCON_1	GENCON_1
	2	DASMBSerial	GENCON_2	GENCON_2
	3	DASMBSerial	GENCON_3	GENCON_3
	4	DASMBSerial	GENCON_4	GENCON_4
	5	DASMBSerial	GENCON_5	GENCON_5
	6	DASMBSerial	GENCON_6	GENCON_6
	7	DASMBSerial	GENCON_7	GENCON_7

## **5.6 COMUNICACIÓN REMOTA**

El software computacional InTouch permite realizar acceso remoto a la aplicación HMI a través de una red LAN. Debido a que la central de generación no cuenta con un punto de red físico disponible, se vio la necesidad de implementar un punto de red inalámbrico donde el computador ubicado en la sala de control hace de servidor, tal como se muestra en la Figura 5.26

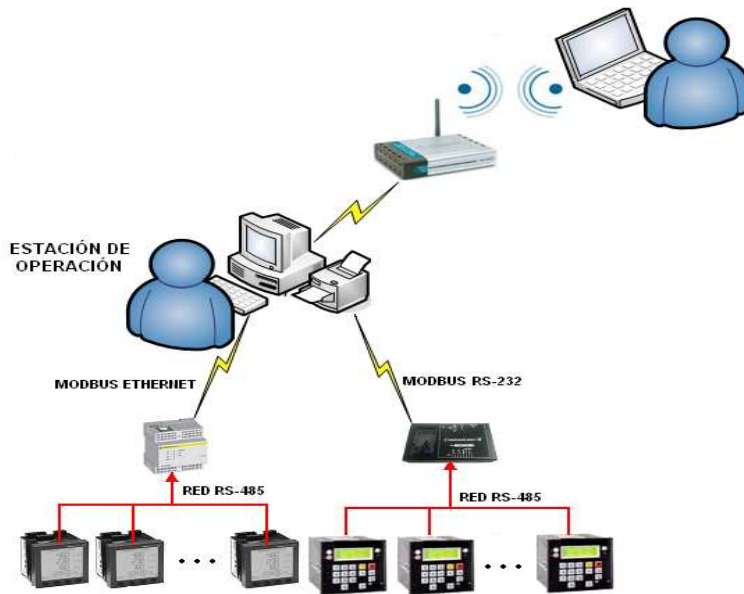
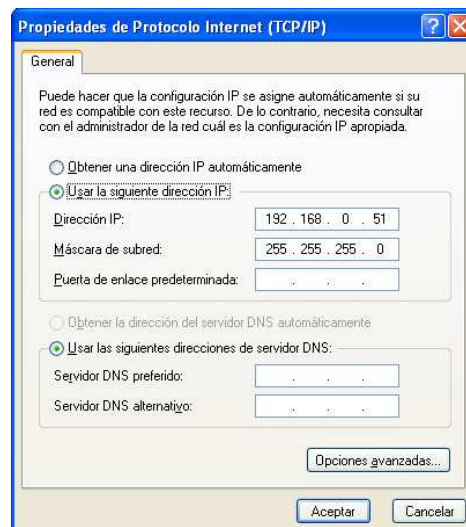
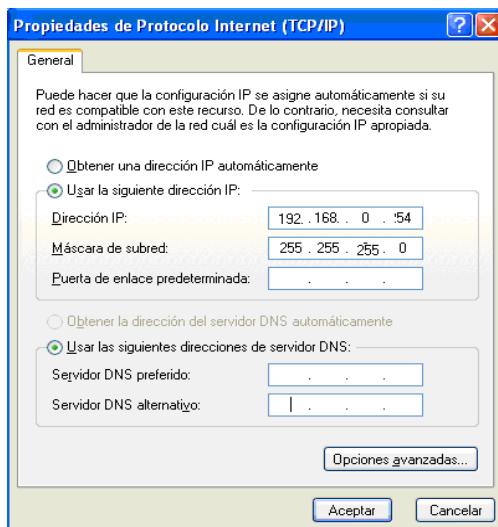


Figura 5.26. Sistema de Comunicación Remota

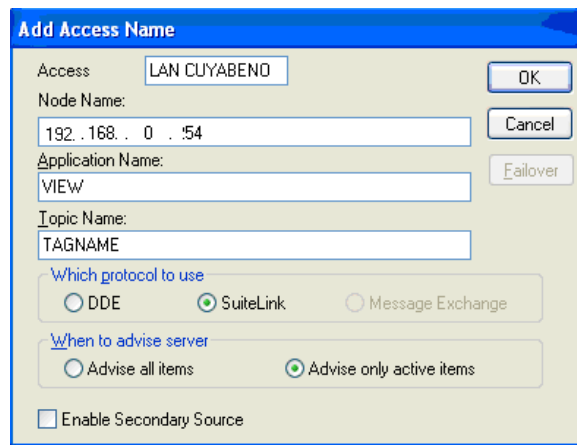
El Computador que hace de servidor Cuenta con 2 tarjetas de red las cuales están configuradas con direcciones IP distintas, tal como se muestra en la Figura 5.27 teniendo que las dos IP son clase C porque están dentro del rango desde 192.0.0.0 hasta 223.0.255.255 y se utiliza para pequeñas compañías y pequeños proveedores de Internet que también es lo que busca la IP publica



**Figura 5.27. Configuración IP en las Tarjetas de Red**

La una tarjeta de red es la que recoge los datos del EGX100 (IP: 192.168.0.54) y la otra tarjeta de red es la que ofrece una puerta de acceso para monitoreo remoto (IP: 192.168.0.51) por un enlace inalámbrico a través del Access Point.

El computador que tendrá el acceso remoto debe tener instalada la HMI para Monitoreo Remoto. Esta HMI cuenta con un Access Name llamado LAN CUYABENO en el cual se configuraron los siguientes parámetros: Code Name, Application Name, Topic Name y Protocol (ver Figura 5.28).



The screenshot shows a dialog box titled "Add Access Name". It contains the following fields and options:

- Access:** LAN CUYABENO
- Node Name:** 192.168.0.54
- Application Name:** VIEW
- Topic Name:** TAGNAME
- Which protocol to use:** SuiteLink (selected), DDE, Message Exchange
- When to advise server:** Advise only active items (selected), Advise all items
- Enable Secondary Source:** (unchecked)

**Figura 5.28. Configuración del Access Name para Monitoreo Remoto**

De esta manera se pueden tener varios usuarios monitoreando el sistema de manera remota, es decir desde cualquier lugar que se encuentre dentro del rango alcance de transmisión del Access Point, y esta configuración es aplicable para cualquier usuario, el cuál solo requiere tener instalado en su computador un receptor wireless, el software InTouch 9.5 y la aplicación de monitoreo remoto.

Para ejecutar la aplicación de monitoreo remoto se debe ejecutar el WindowViewer y se debe cargar el software cuyabeno remoto para el monitoreo, al realizar esto el usuario se encuentra listo para monitorear remotamente.

## CAPÍTULO 6

### IMPLEMENTACIÓN DE LA HMI

#### 6.1 EQUIPO NECESARIO

##### 6.1.1. Cable de Red Cruzado

Un cable cruzado es un cable que interconecta todas las señales de salida en un conector con las señales de entrada en el otro conector, y viceversa; permitiendo a dos dispositivos electrónicos conectarse entre sí con una comunicación full duplex. El término se refiere - comúnmente - al cable cruzado de Ethernet, pero otros cables pueden seguir el mismo principio. También permite transmisión confiable vía una conexión Ethernet.

Para crear un cable cruzado que funcione en 10/100 base T, un extremo del cable debe tener la distribución 568A y el otro 568B como se puede ver en la Figura 6.1

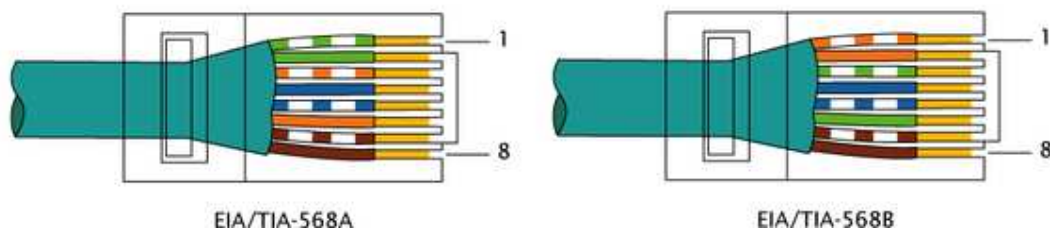
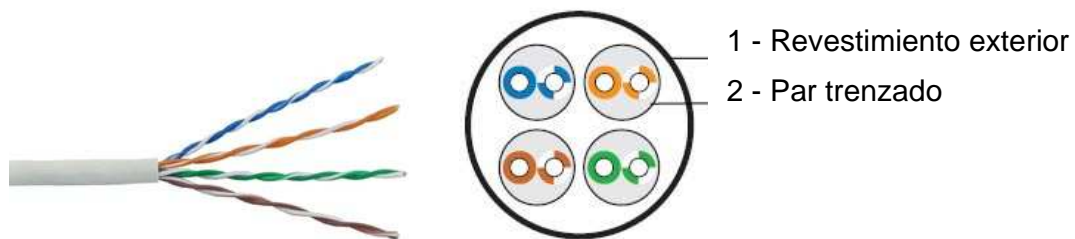


Figura 6.1. Cable Cruzado

El Cable UTP (Unshielded twisted Pair o Cable trenzado sin apantallar) es el soporte físico más utilizado en redes LAN. Por él se pueden efectuar transmisiones digitales (datos) . Consiste en un conjunto de conductores de cobre (protegido cada conductor por un dieléctrico), que están trenzados de dos en dos. Un cable de par trenzado puede tener pocos o muchos pares; en aplicaciones de datos lo normal es que tengan 4 pares. Uno de sus inconvenientes es la alta sensibilidad que presenta ante interferencias electromagnéticas.



**Figura 6.2. Cable UTP**

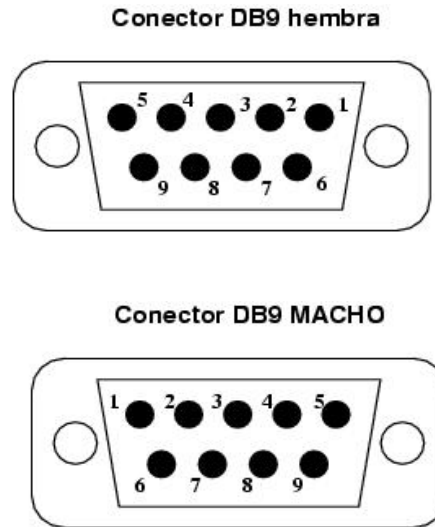
### **6.1.2. Cable RS232**

El cable RS-232 es una interfaz que designa una norma para el intercambio serie de datos binarios entre un DTE (Equipo terminal de datos) y un DCE (Data Communication Equipment, Equipo de Comunicación de datos), aunque existen otras situaciones en las que también se utiliza esta interfaz. El cable RS-232 es normal encontrar en la versión de 9 pines (DB-9).



**Figura 6.3. Cable RS-232 Versión de 9 Pines (DB-9)**

En los PCs hay conectores DB9 macho, de 9 pines, por el que se conectan los dispositivos al puerto serie. Los conectores hembra que se enchufan tienen una colocación de pines diferente, de manera que se conectan el pin 1 del macho con el pin 1 del hembra, el pin2 con el 2, etc.



**Figura 6.4. Conectores RS-232**

La información asociada a cada uno de los pines, se la puede ver en la Tabla 6.1

**Tabla 6.1. Información de Pines**

<b>Número de pin</b>	<b>Señal</b>
1	DCD (Data Carrier Detect)
2	RX
3	TX
4	DTR (Data Terminal Ready)
5	GND
6	DSR (Data Sheet Ready)
7	RTS (Request To Send)
8	CTS (Clear To Send)
9	RI (Ring Indicator)



### 6.1.3. Access Point Inalámbrico

Es un equipo que ofrece una puerta de enlace inalámbrico entre dos o más computadores, es decir, permite realizar una red LAN de forma inalámbrica conocida como WLAN entre varios computadores.

Los usuarios inalámbricos pueden usar las mismas aplicaciones que usan en una red LAN normal. Una red de área local inalámbrica (WLAN) es una red de computadoras que transmite y recibe los datos con señales de radio en lugar de cables. WLANs son usadas cada vez más, tanto en lugares domésticos, como oficinas e incluso en lugares industriales. Esta tecnología están ayudando a las personas para que trabajen y se comuniquen más eficientemente.

Las personas usan la tecnología WLAN para muchos propósitos diferentes:

- **Movilidad:** la productividad aumenta cuando las personas tienen acceso a los datos en cualquier ubicación dentro del alcance operativo de la WLAN. Las decisiones basadas en información de tiempo real pueden mejorar significativamente la eficiencia del trabajador.
- **Instalación y Expansión de la Red:** instalar un sistema de WLAN puede ser rápido y fácil, además, elimina la necesidad de utilizar un cable a través de paredes y techos. La tecnología inalámbrica permite que la red se vaya donde cables no pueden irse, incluso fuera del ambiente de trabajo.
- **Solución Económica** - los dispositivos de la red inalámbricos son tan económicos en precio que pueden competir con los dispositivos de la red de Ethernet convencionales.
- **Escalabilidad:** - WLANs pueden ser distribuidas de diversas formas para cubrir las necesidad de aplicaciones e instalaciones específicas.

## 6.2 MONTAJE E IMPLEMENTACIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN NECESARIA.

El tablero correspondiente a la celda N° 1 fue diseñado con espacio suficiente para los equipos de comunicaciones EGX100 y Communicator II Pro deban ir conectados en éste, ver Figura 6.5.

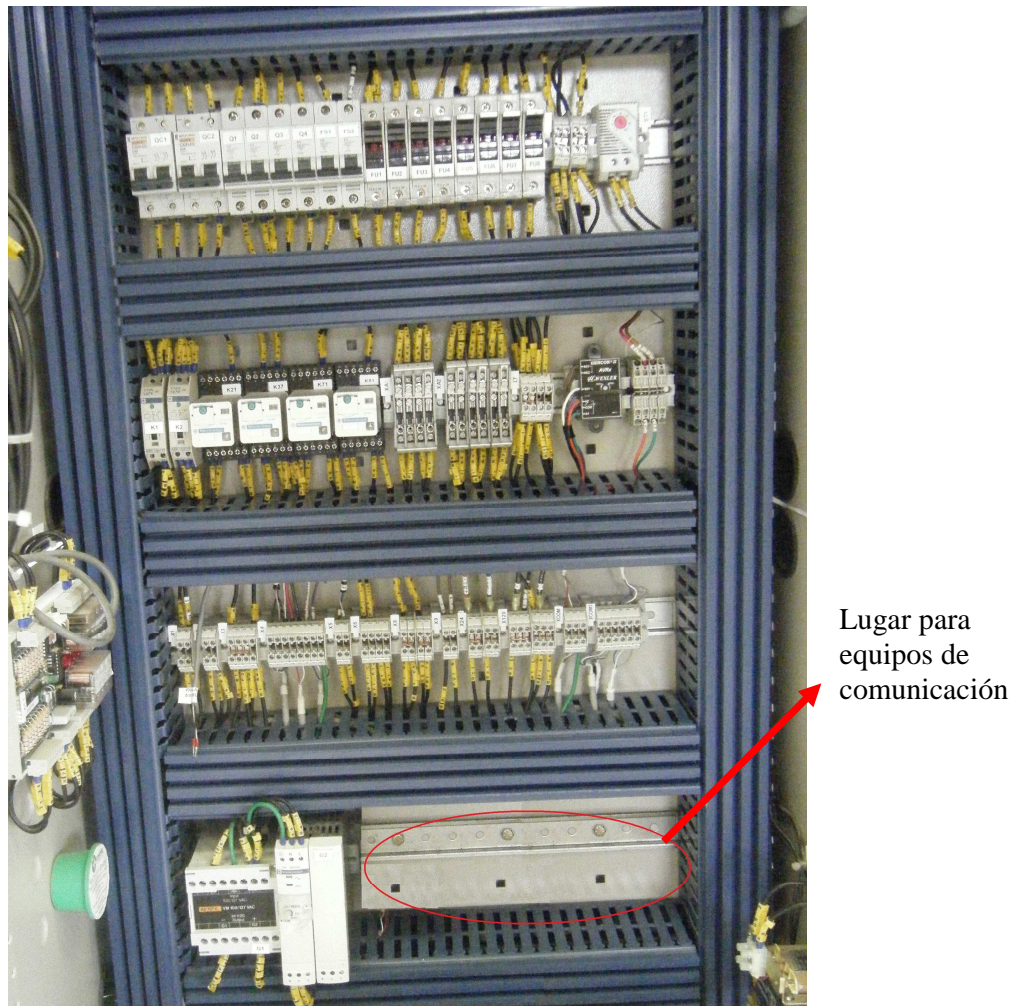


Figura 6.5. Panel N° 1 Lugar para elementos de Comunicación

### 6.2.1 Instalación de Equipos

Los equipos de comunicación EGX100 y Communicator II Pro utilizan 24 V. para su funcionamiento, debido a esto, la celda N° 01 está equipada con dos fuentes de voltaje de 24 V. una para cada dispositivo, como se puede ver en la Figura 6.6.

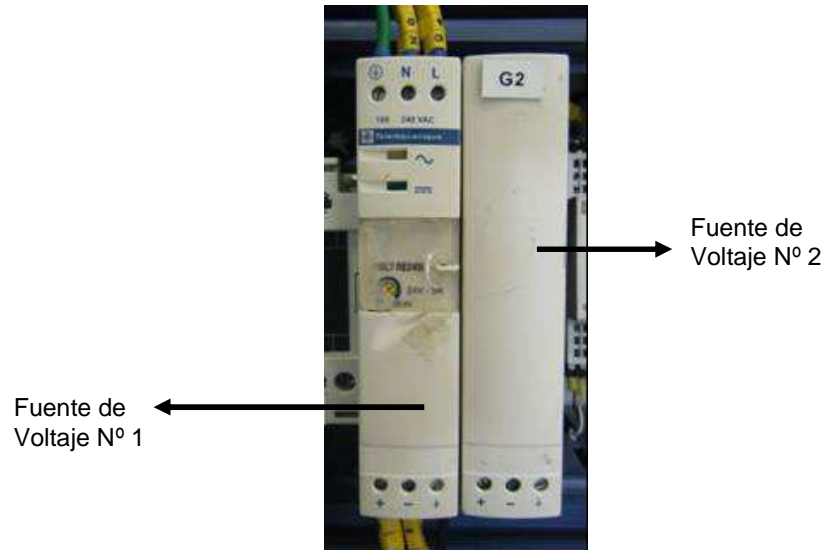


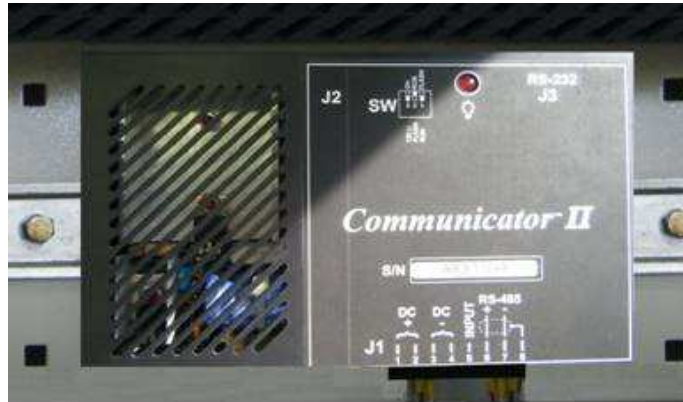
Figura 6.6. Fuentes de Voltaje

Para la instalación del Equipo de Comunicación EGX100 la fuente de voltaje debe estar desactivada, al final el equipo instalado debe permanecer fijo en la celda N° 01 como se muestra en la Figura 6.7.



Figura 6.7. Instalación del Equipo de Comunicación EGX100

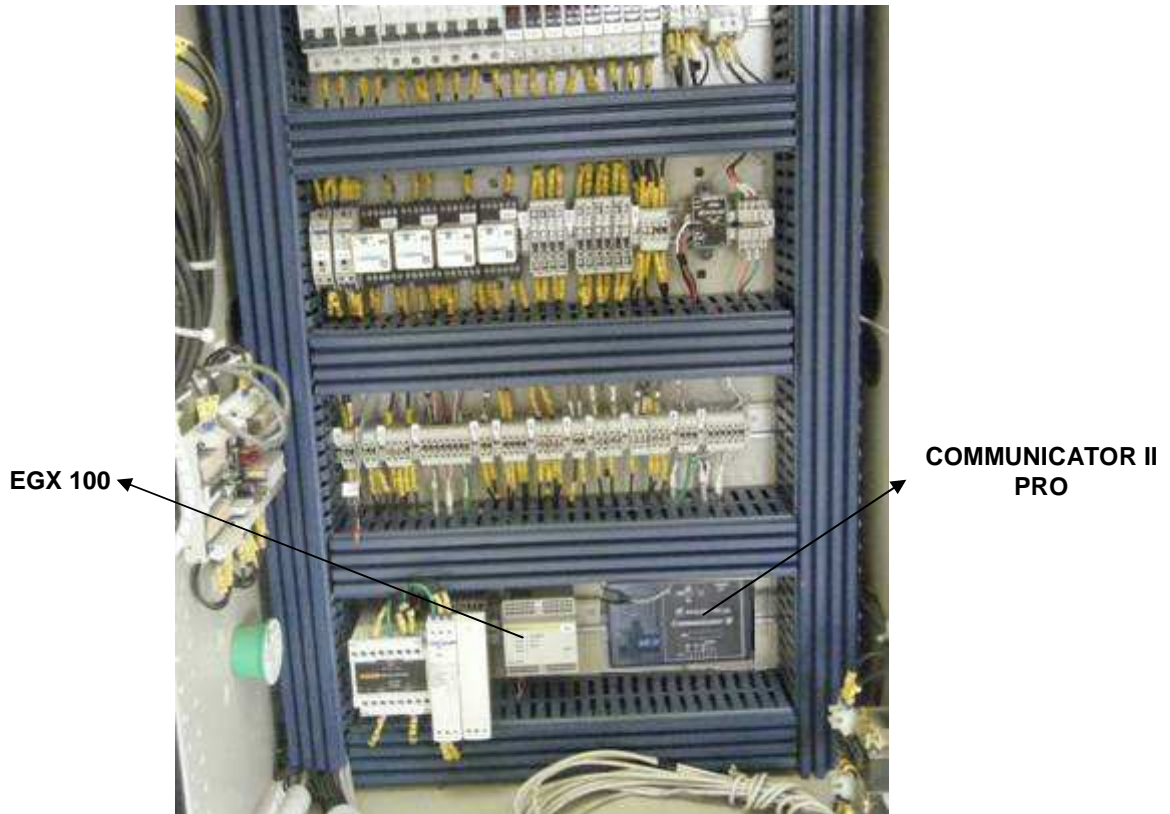
De manera similar a la instalación del equipo EGX100 se instala el Equipo de Comunicación Communicator II Pro como se puede ver en la Figura 6.8.



**Figura 6.8. Instalación del Equipo de Comunicación Communicator II Pro**

1. Verificar si la celda 1 está desenergizada, caso contrario debemos hacer lo siguiente:  
Apagar el Generador N° 1 en caso de estar encendido, y desconectar todos los disyuntores internos de este panel para desenergizarlo totalmente.
2. Cablear desde el equipo de medición “PM800” N° 1, hacia el equipo de comunicación “EGX 100”, utilizando el cable con apantallamiento y verificar que la polaridad de las terminales de comunicación sean las mismas.
3. Cablear desde el equipo de sincronización “Gencon II Pro” N° 1, hacia el equipo de comunicación “Communicator II Pro”, utilizando el cable con apantallamiento y verificar que la polaridad de los terminales de comunicación sean las mismas.
4. Cablear desde el equipo de comunicación “EGX 100”, hacia el terminal de red del computador, utilizando el cable UTP (AWG # 24) como un cable de red cruzado.
5. Cablear desde el equipo de comunicación “Communicator II Pro”, hacia el Computador, utilizando el cable de red Serial RS-232.
6. Conectar el Access Point en el otro terminal de red del computador para preparar al equipo para el monitoreo remoto.

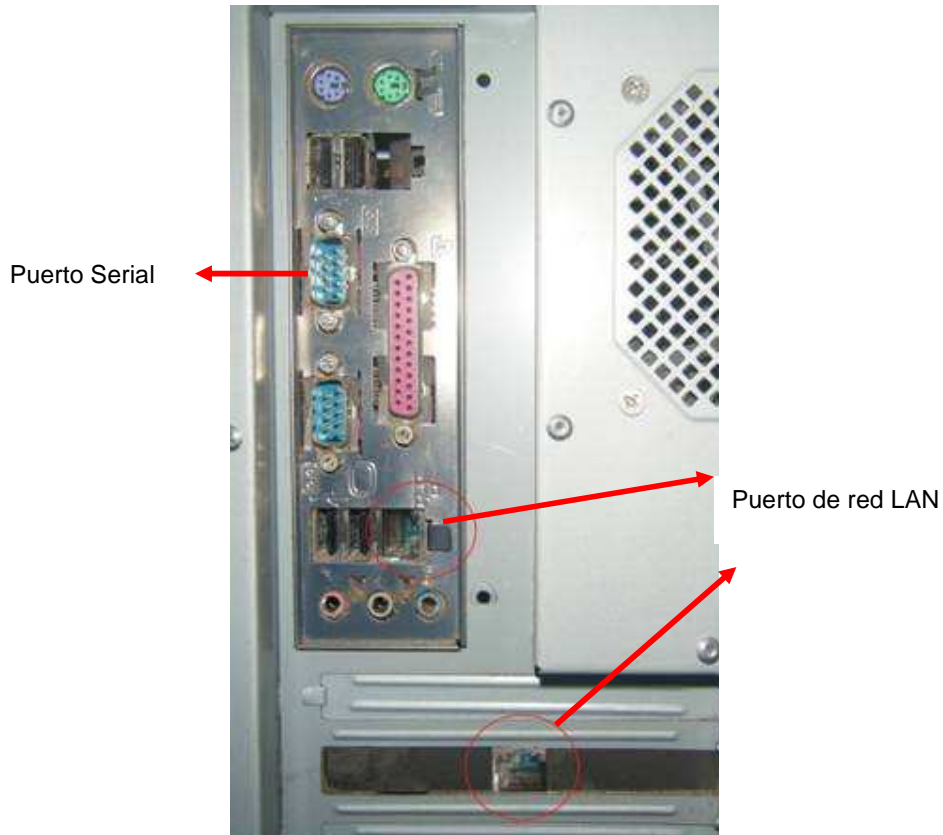
Finalmente se puede observar los equipos debidamente ubicados e instalados en la celda N° 01 como se puede ver en la Figura 6.9.



**Figura 6.9. Panel N° 1 con los elementos de Comunicación Instalados**

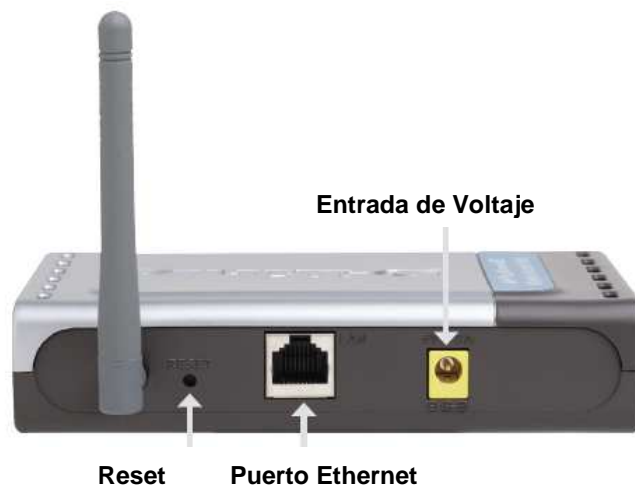
Para la realizar la conexión en el computador se debe conocer el puerto de red que esta destinado para la conexión el Equipo de Comunicaciones EGX100 pues existen dos puertos de red en el computador, el uno es para el Access Point y el otro para el Equipo de Comunicación EGX100 ver Figura 6.10. Para el caso del Equipo de Comunicaciones Communicator II Pro se utiliza el único puerto de red serial.





**Figura 6.10. Puertos de Comunicación en el PC**

La instalación del Access Point Wireless es muy fácil, solo tiene un puerto de red Ethernet (Ver Figura 6.11), que va conectado directamente al puerto de red del computador y para su configuración se debe asignar una dirección IP válida.



**Figura 6.11. Parte trasera del Access Point**

## **6.3 PUESTA EN MARCHA**

Para la puesta en marcha de todo el sistema, se debe realizar lo siguiente:

1. Verificar que todas las conexiones sean las correctas, para lo cual se recomienda utilizar un multímetro y medir la continuidad del cableado.
2. Encender el computador en el cual se halla instalado el software HMI desarrollado.
3. Energizar cada equipo de la Celda N° 1 de forma independiente.
4. Verificar las comunicaciones entre los equipos instalados y el computador, se recomienda utilizar el Software MODSCAN para verificar la correcta comunicación entre los dispositivos.
5. Iniciar el Software HMI desarrollado y empezar a realizar las pruebas respectivas.
6. Encender el Access Point Inalámbrico y utilizar otro computador con receptor wireless, para verificar el correcto funcionamiento del enlace inalámbrico y para realizar las pruebas respectivas de todo el sistema en conjunto.

## CAPÍTULO V7

### PRUEBAS Y RESULTADOS

#### 7.1 PRUEBAS Y RESULTADOS A NIVEL DE LABORATORIO

Para realizar pruebas a nivel de laboratorio se contó con un Gencon II Pro y un Power Logic PM800, los cuales se encontraban en la bodega de Petroproducción como repuestos. Además se utilizó un equipo de pruebas denominado FREJA 300, ver Figura 7.1, el cuál, es un sistema de pruebas asistido por computadora y sistema de simulación. Este equipo se lo puede operar con o sin computadora y sirve como generador de voltajes y corrientes variables trifásicas.



Figura 7.1. FREJA 300



### 7.1.1. Prueba de Funcionamiento de Equipos

- **Descripción:** Verificación del correcto funcionamiento de los equipos utilizados, es decir, sincronizadores y Central de Medidas, ver Figura 7.2.
  
- **Equipos y Materiales:** los equipos y materiales utilizados para esta prueba fueron:
  - Gencon II Pro
  - Power Logic PM800
  - FREJA 300 Relay Test System
  - Extensiones para puntas de prueba
  - Manuales y diagramas de los equipos.
  - Fuente de 24 V
  
- **Procedimiento::**
  - Con los equipos no energizados realizamos todas las conexiones necesarias entre los equipos Power Logic PM800, FREJA 300 y la fuente de voltaje, de acuerdo a los diagramas y manuales.
  - Energizar la fuente de 24 V.
  - Energizar el FREJA 300, para generar voltajes y corrientes, posteriormente comprobar que los valores generados sean los que son registrados por los Gencon II Pro y Power Logic PM800.
  - Depurar errores.
  - Repetir todo el procedimiento realizado pero ahora sustituyendo el equipos Power Logic PM800 con el Gencon II Pro, para de esta forma verificar el correcto funcionamiento de los equipos uno a uno.

- **Resultado:** el resultado obtenido de esta prueba fue satisfactorio, debido a que los valores generados en el FREJA 300, coincidieron con los valores registrados por Gencon II Pro y el Power Logic PM800 .

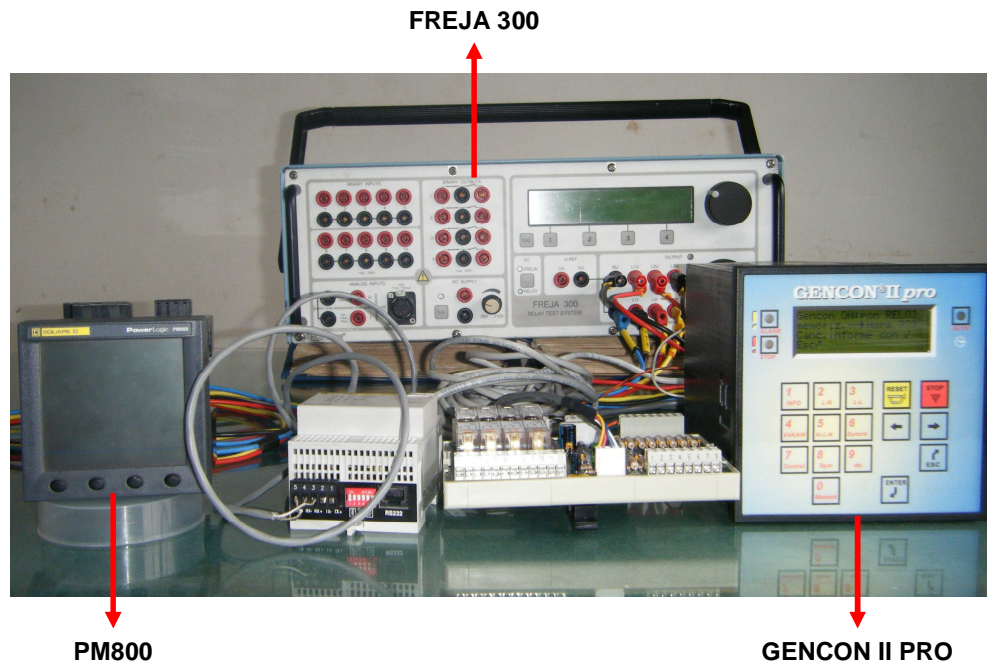


Figura 7.2. Prueba de Equipos de Medición

### 7.1.2. Prueba de Comunicación de los Equipos

- **Descripción:** Verificación del correcto funcionamiento de la comunicación de los equipos utilizados, es decir, sincronizadores y Central de Medidas hacia la PC, ver Figura 7.3
- **Equipos y Materiales:** los equipos y materiales utilizados para el proyecto de prueba son:

- Computador (PC)
  - Gencon II Pro
  - Communicator II Pro
  - Power Logic PM800
  - Modulo de comunicaciones EGX 100
  - FREJA 300 Relay Test System
  - Extensiones para puntas de prueba
  - Manuales y diagramas de los equipos.
  - Fuente de 24 V
- 
- **Procedimiento:** Con los equipos no energizados y con el software MODSCAN para los dispositivos EGX 100, para el Power Logic PM800 y el Communicator II del sincronizador Gencon, debidamente instalados y configurados en el computador se debe:
    - Realizar todas las conexiones necesarias entre el computador y los equipos Power Logic PM800 módulo de comunicaciones EGX 100, FREJA 300 y la fuente de voltaje, de acuerdo a los diagramas y manuales. Adicionalmente realizar las conexiones entre el computador y los equipos Gencon II Pro, Communicator II, FREJA 300 y la fuente de voltaje, a fin de verificar el correcto funcionamiento de todos los equipos a la vez.
    - Energizar la fuente de 24 V.
    - Energizar el FREJA 300, para generar voltajes y corrientes, y para posteriormente comprobar que los valores generados sean los que son registrados por los Gencon II Pro y Power Logic PM800.
    - Verificar que los datos de las variables eléctricas registrados en cada dispositivo de medida sean los mismos que se muestran en el

software Gpanes y pantalla de configuración del módulo EGX 100 de los equipos de comunicación.

- Utilizar el software MODSCAN, el cuál, permite acceder a todo el mapa de registros de cada dispositivo que se comunique con el protocolo MODBUS, comprobando así el correcto funcionamiento de las comunicaciones de los equipos de medida.
  - Depurar errores.
- **Resultado:** el resultado obtenido de esta prueba fue satisfactorio, debido a que se pudo acceder a estos datos de cada dispositivo de medida desde el computador, mediante el software respectivo, pudiendo así leer el mapa de registros de cada dispositivo y comprobando que la información mostrada en cada equipo sea la correcta..



**Figura 7. 3. Prueba de Equipos de Comunicación**

### 7.1.3. Prueba de Comunicación entre la HMI y Equipos de Medida

- **Descripción:** Verificación del correcto funcionamiento de la comunicación entre el programa computacional InTouch y los equipos de medida, es decir, sincronizadores y Central de Medidas hacia el PC.
  
- **Equipos y Materiales:** los equipos y materiales utilizados para el proyecto son:
  - Computador (PC)
  - Software InTouch 9.5
  - Gencon II Pro
  - Communicator II Pro
  - Power Logic PM800
  - Modulo de comunicaciones EGX 100
  - FREJA 300 Relay Test System
  - Extensiones para puntas de prueba
  - Manuales y diagramas de los equipos.
  - Fuente de 24 V
  
- **Procedimiento:** con los equipos no energizados y utilizando la misma conexión que se realizó en las pruebas de comunicación de los equipos, pero esta vez, con el software computacional InTouch debidamente instalado y configurado en el computador; se debe:
  - Energizar todos los equipos.
  - Utilizar la HMI desarrollado con el software InTouch, para comprobar que los datos de las variables eléctricas entregados al HMI sean los

correctos, así como también para verificar la operación de las ventanas de monitoreo y el funcionamiento de los tags asociados a las todas las variables del sistema.

– Depurar errores.

- **Resultado:** el resultado obtenido de esta prueba fue satisfactorio, debido a que se pudo acceder a estos datos de cada dispositivo de medida desde la HMI, y se pudo verificar el correcto funcionamiento de las ventanas de monitoreo con sus respectivos Tags.

## **7.2 PRUEBAS Y RESULTADOS DE LA PUESTA EN MARCHA DEL SISTEMA**

### **7.2.1. Prueba de Comunicación del sistema de Monitoreo y Control**

- **Descripción:** Verificación del correcto funcionamiento de la comunicación de los equipos utilizados, es decir, Generadores, sincronizadores y Central de Medidas hacia la PC.
- **Equipos y Materiales:** los equipos y materiales utilizados para el proyecto son:
  - Computador (PC)
  - Software InTouch 9.5
  - Gencon II Pro
  - Communicator II Pro
  - Power Logic PM800
  - Modulo de comunicaciones EGX 100

- Generadores Caterpillar

- **Procedimiento:**

- Con los equipos no energizados Realizar todas las conexiones necesarias de los equipos tanto de medida como los de comunicación, de acuerdo a los diagramas y manuales.
- Encender el Generador desde el Panel de Control y esperar a que se estabilicen todos los parámetros eléctricos
- Utilizar el HMI realizado con el software InTouch, para comprobar que los datos de las variables eléctricas entregados al HMI sean los correctos, así como también para verificar la operación de las ventanas de monitoreo y el funcionamiento de los tags asociados a todas las variables del sistema.
- Detener el Generador desde la PC con el HMI desarrollada.
- Depurar errores.

- **Verificación:** Al verificar el funcionamiento de todo el sistema se pudo observar que animación y coloreo dinámico, medidas y estados de los dispositivos.

En la Figura 7.4 se muestra un diagrama unifilar completo de la Central de Generación y además se verificó:

- Animación y coloreo dinámico de la energía a nivel de 480 V, en el que el color verde corresponde a energizado y el color negro a desenergizado.
- Indicadores animados de los estados de los disyuntores motorizados correspondientes a cada generador y a la distribución de carga.
- Visualización de las variables eléctricas (Voltajes, Corrientes, Potencias, Frecuencia y Energías) de los registros relacionados con los equipos de

control y sincronismo Gencon II Pro y los equipos de medida Power Logic PM800.

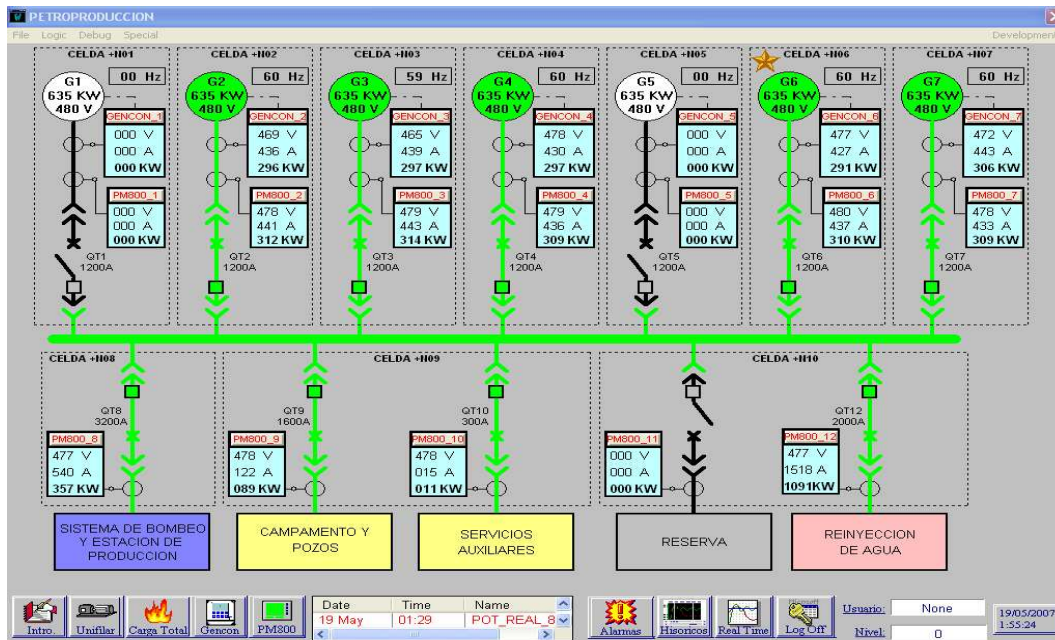


Figura 7. 4. Prueba de Pantalla Unifilar

Adicionalmente se observa que equipo de control, Gencon II Pro, correspondiente a cada generador esta en su modo master y es representado por una estrella de 5 puntas como se puede ver en la figura:



En la Figura 7.5 se verificó los vínculos de acceso a cada dispositivo de medida y control, para lo cual se debe situarse sobre el mismo y dar un clic, ya que estos iconos sirven de enlace entre las distintas ventanas.



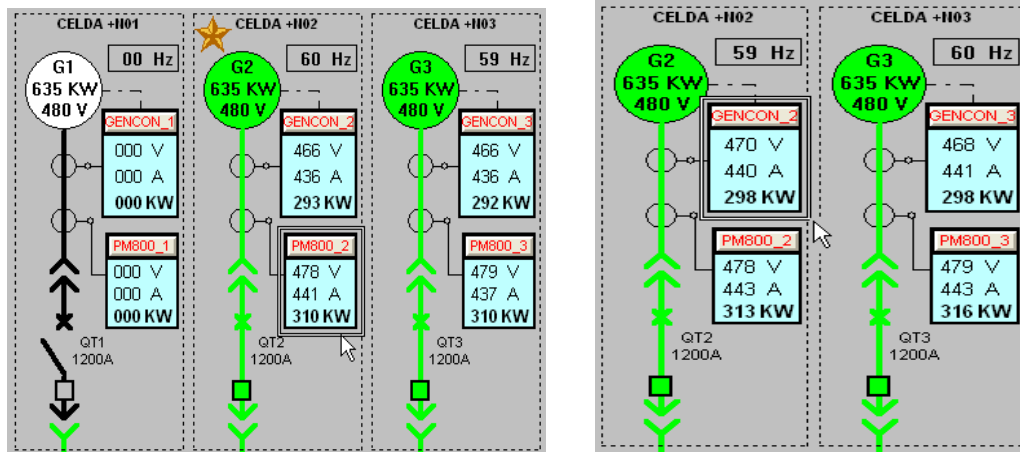


Figura 7. 5. Prueba de Vínculos de Acceso

En la Figura 7.6 se aprecia la pantalla de medidas de cada Gencon correspondiente a cada generador, y se pudo comprobar:

- Animación y coloreo dinámico del estado del Generador y su respectivo disyuntor motorizado.
- Lecturas de corrientes y voltajes de fase.
- Lectura del voltaje RMS de la barra.
- Lectura de la frecuencia del Generador y de la Barra
- Indicadores del modo de operación del Gencon (Master o Slave)
- Lectura del voltaje de la batería.



Figura 7. 6. Prueba de Medidas del Gencon

Desde esta ventana se ordenó el Stop del generador siempre y cuando este botón este habilitado, verificando que cada generador se apaga de forma inmediata, ver Figura 7.7.

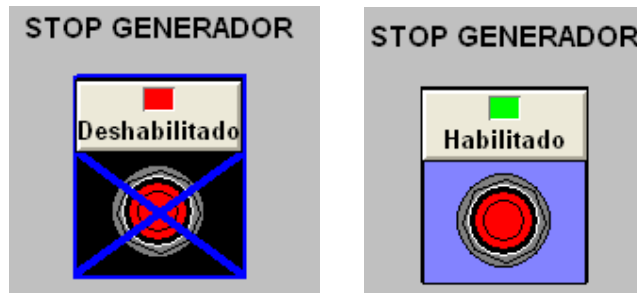


Figura 7. 7. Prueba de Botón para Stop de Generador

En la Figura 7.8 se muestra la información de cada PM800 correspondiente a la celda respectiva de cada generador, y se comprobó:

- Lecturas de corrientes, voltajes y potencias de fase.
- Lectura del voltaje Factor de Potencia.
- Lectura de la frecuencia del Generador.
- Lectura de la energía consumida.

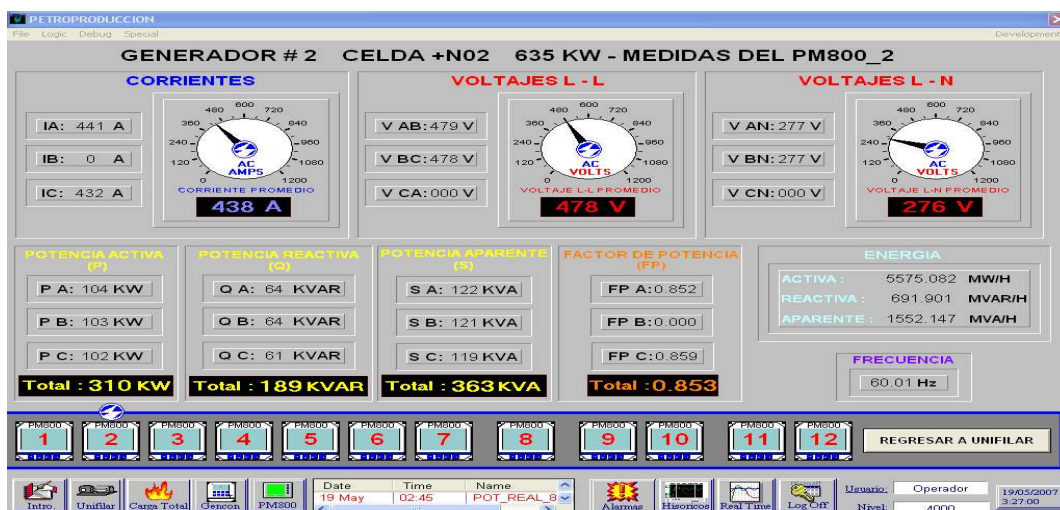


Figura 7. 8. Prueba de Pantalla de PM800

En la Figura 7.9, se muestra el total de la Potencia Generada frente a la Potencia Consumida, y se verificó:

- Animación y coloreo dinámico de la Generación y la distribución de energía.
- Indicadores animados de los estados correspondientes a cada generador y a la distribución de carga.

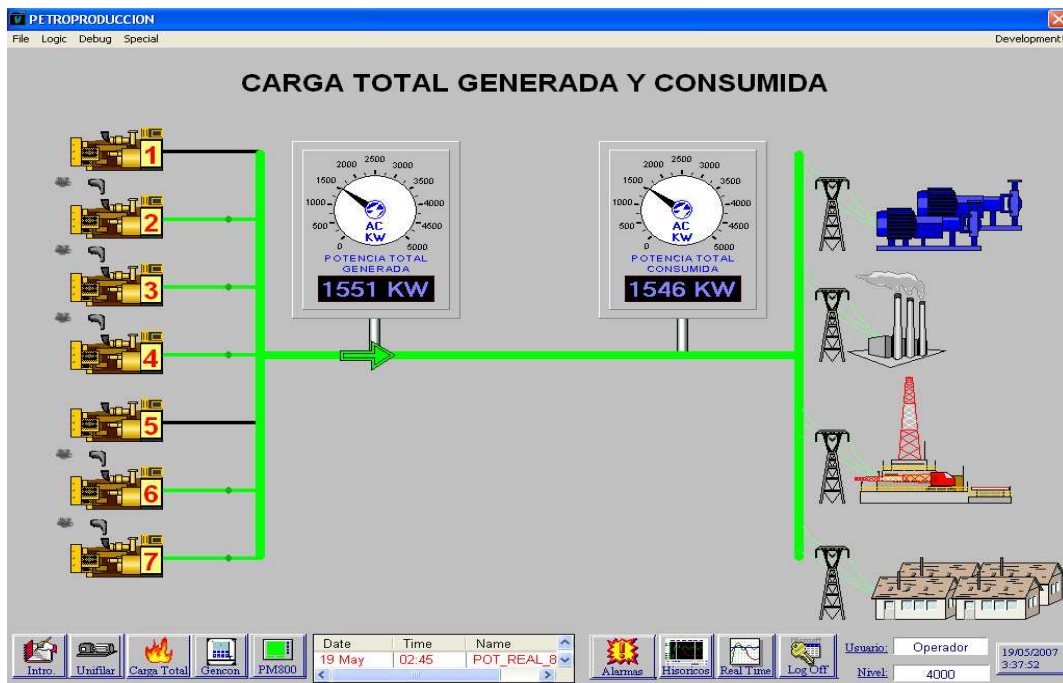


Figura 7. 9. Prueba de Pantalla de Potencia Generada y Consumida

En la Figura 7.10 muestra tendencias históricas de corrientes, voltajes y potencias, almacenadas desde que inicio el sistema, verificando así el almacenamiento de variables.

En la Figura 7.11 muestra graficas correspondientes a valores de voltaje, corriente y potencia de cada generador medido desde nuestro dispositivo PM800.



Figura 7. 10. Prueba de Pantalla de Datos Históricos



Figura 7. 11. Prueba de Pantalla de Real Trends

- **Resultado:** el resultado obtenido de esta prueba fue satisfactorio, debido a que se pudo acceder a los datos de cada dispositivo de medida desde la HMI desarrollada en el software InTouch y se pudo verificar el correcto funcionamiento de las ventanas de monitoreo con sus respectivos Tags. Además, se pudo realizar ciertas acciones de control como detener el generador en seco, es decir, sin realizar el proceso de enfriamiento.

### 7.2.2 Prueba de Comunicación Para el Monitoreo Remoto

- **Descripción:** Verificación del correcto funcionamiento de la comunicación entre el PC de control y un computador para Monitoreo Remoto.
- **Equipos y Materiales:** los equipos y materiales utilizados para la prueba son:
  - Computador de control (Servidor)
  - Computador para Monitoreo Remoto con puerto Wireless.
  - Access Point Wireless
- **Procedimiento:** con los equipos y el software debidamente instalado en el computador se debe:
  - Correr el programa de control y monitoreo desarrollado, en InTouch, de el servidor
  - Energizar el Access Point Wireless, para crear automáticamente una red LAN inalámbrica.
  - Encender el receptor wireless del computador de monitoreo remoto y correr el software de monitoreo instalado.
  - Utilizar la HMI para comprobar que los datos de las variables eléctricas entregados al HMI de monitoreo remoto sean los correctos.

– Depurar errores.

- **Resultado:** el resultado obtenido de esta prueba fue satisfactorio, debido a que se pudo acceder a los datos de cada dispositivo de medida desde el HMI de monitoreo remoto, con lo que se puede tener un registro del funcionamiento de la central desde un lugar alejado.

## **CAPÍTULO 8**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **8.1 CONCLUSIONES**

- Se logró automatizar la Central de Generación Cuyabeno de Petroproducción mediante la implementación de un sistema de adquisición de datos (SCADA), con el que se espera lograr una mejor operación y supervisión de esta central de generación.
- La interfaz Hombre Máquina HMI desarrollada es interactiva, totalmente gráfica y permite realizar el monitoreo de los equipos en forma dinámica, tanto local como remotamente mediante dispositivos instalados en una red inalámbrica (WLAN).
- Se dispone de un sistema de información de datos en tiempo real e histórico y gráficas de tendencias, lo que permite analizar la eficiencia operativa de la central.
- Luego de las pruebas operativas realizadas, se puede concluir que los objetivos y el alcance de este proyecto de titulación se cumplieron en

gran medida y conforme a los requerimientos del personal técnico de la central Cuyabeno

- El desarrollo del presente proyecto, fue necesario debido a que las necesidades actuales de las empresas que cuentan con generación eléctrica propia, contemplan, estabilidad y seguridad eléctrica, monitoreo y diagnóstico en tiempo real de la red eléctrica para la identificación preventiva y correctiva de errores, además, de llevar registros estadísticos que mejoren la eficiencia del sistema y disminuyan los costos operacionales, y es por esto que cada vez se vuelve prioritaria la automatización en cierto nivel de las centrales de generación eléctrica.

## **8.2 RECOMENDACIONES**

- Para interconectar los equipos de comunicaciones Modbus en las redes seriales RS485, se recomienda utilizar cables apantallados para evitar pérdidas de información e infiltración de señales ajenas al sistema.
- Para la prueba de comunicación de los equipos es recomendable utilizar el software MODSCAN, para permitir el acceso a todo el mapa de registros de cada dispositivo, comprobando así el correcto funcionamiento de las comunicaciones de los equipos de medida.
- Se recomienda reconocer que tipo de comunicación se está utilizando ya sea serial o Ethernet, con sus distintos parámetros de comunicación, tomando en cuenta la velocidad de transmisión en Baudios, paridad, bits de parada, etc.



- Cuando se trabaja con equipos que tienen protocolos de comunicaciones MODBUS o ETHERNET se recomienda direccionar correctamente su IP, pues de no hacerlo se corre el riesgo de ocasionar conflictos en el puerto de red.
- Para instalar dos tarjetas de red se recomienda configurar el TCP/IP recordando que cada una de las tarjetas debe tener una subred distinta, por ejemplo: 192.168.1.1 -192.168.2.1
- Se recomienda instalar un punto de red ya sea satelital o físico para tener acceso remoto desde la intranet de Petroproducción y no solo un Access point que limita la comunicación remota
- Es importante tomar en cuenta la seguridad en las redes para garantizar así la privacidad del sistema y evitar su uso no autorizado.

## BIBLIOGRAFÍA:

[1]  
Dpto. de Mantenimiento – Sección Energética – Planificación, **Auditoria PETROPRODUCCIÓN D.A.** TOMO I, 2005

[2]  
**Atlas Petrolero 2005**, Pág. 5, Editorial Unidad de Sistemas y Relaciones Institucionales de Petroecuador

[3]  
**Grupos electrógenos**  
[http://es.wikipedia.org/wiki/Central\\_el%C3%A9ctrica#Grupo\\_electr.C3.B3geno](http://es.wikipedia.org/wiki/Central_el%C3%A9ctrica#Grupo_electr.C3.B3geno)

[4]  
SANTO POTES, **Centrales Eléctricas**, Tomo 1, Editorial Gustavo Gili S.A., Barcelona - España 1989, Pág. 1 – 8

[5]  
MORSE, Frederick, **Centrales Eléctricas**, Tomo 1, Editorial Continental S.A., México D.F, Enero 1961, Pág. 223.

[6]  
ROMERO AVECILLAS, Cristian Joaquín, **Diseño de un Sistema SCADA para el Proceso de Producción de los Pozos de Petróleo de Petroecuador**, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Mayo 2006

[7]  
ORTIZ, Lenin, **Automatización de la Subestación Sucumbíos de Petroecuador mediante la Implementación de un sistema SCADA**, Escuela Politécnica del Ejercito

[8]  
RUIZ OLAYA, Andrés Felipe, **IMPLEMENTACION DE UNA RED MODBUS/TCP**, Universidad del Valle, Santiago de Cali 2002.

[9]  
**Protocolo de Comunicación Modbus**  
<http://es.wikipedia.org/wiki/Modbus>

[10]  
**Arquitecturas de Red**  
[http://es.wikipedia.org/wiki/Arquitectura\\_de\\_red](http://es.wikipedia.org/wiki/Arquitectura_de_red)