

T  
629.83  
CHI



**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

**"SISTEMAS DE CONTROL DE LA CENTRAL  
TERMOELECTRICA MACHALA POWER"**

**TOPICO DE GRADUACION**

Previa la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

**ESPECIALIZACION INDUSTRIAL**

Presentada por:

**ELVIRA CHICO SOTO**

**EFRAIN LINDAO COLOBON**

**JUAN VARGAS SOTO**



**GUAYAQUIL - ECUADOR**

**AÑO**

**2003**

## DEDICATORIA

A NUESTROS PADRES por su apoyo incondicional, y a todos los que colaboraron en la culminación de nuestra carrera.

## AGRADECIMIENTO

Al Consorcio SANTOS-CMI por su ayuda y colaboración de manera desinteresada para la realización de este trabajo.

TRIBUNAL DE GRADUACION



---

Ing. Norman Chootong  
SUBDECANO DE LA FIEC



---

Ing. Rafael Alarcón  
DIRECTOR DE TOPICO



---

Ing. Alberto Manzur  
VOCAL



---

Ing. Holger Cevallos  
VOCAL

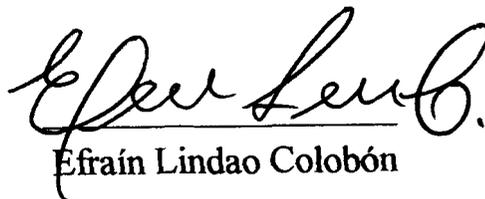
## DECLARACION EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este Tópico de Graduación, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

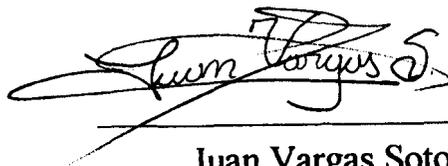
(Reglamento de Graduación de la ESPOL).



Elvira Chico Soto



Efraín Lindao Colobón



Juan Vargas Soto

## RESUMEN

En este trabajo se muestra de manera general los **Sistemas de Control** de la **Central de Generación Termoeléctrica Machala Power** en su primera fase de construcción.

Se describe el funcionamiento de la unidad **Turbina Generador** y los sistemas que componen la planta, así como la **instrumentación** utilizada en la misma.

Se presentan los sistemas de control implementados a partir de tecnología digital. La central para su control se ha dividido en dos partes: El **BOP (Balance of Plant)** que es controlado por el Sistema **Symphony** de **ABB**, y las unidades **Turbina Generador** y sus sistemas auxiliares que son controlados por el **SPEEDTRONIC Mark V** de **General Electric**.



## INDICE GENERAL

	<b>Pág.</b>
RESUMEN .....	VI
INDICE GENERAL .....	VII
INDICE DE FIGURAS .....	XV
INDICE DE ANEXOS.....	XVI
INDICE DE TABLAS.....	XVIII
1. CAPITULO I: PROYECTO MACHALA POWER.....	1
INTRODUCCION.....	2
1.1. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS PRINCIPALES.....	5
1.1.1. Turbina de gas.....	5
1.1.2. Generador .....	10
1.2 PUESTA EN MARCHA DE LA UNIDAD TURBINA GENERADOR.....	11
1.2.1. Arranque .....	12
1.2.2. Sincronización.....	13
1.2.3. Carga.....	14
1.2.4. Parada Normal.....	14
2. CAPITULO II: SISTEMAS DE LA PLANTA MACHALA POWER.....	16
INTRODUCCION.....	17
2.1. CONVERTIDOR ESTATICO DE FRECUENCIA.....	17

2.2. SISTEMA DE AGUA CRUDA.....	18
2.3. SISTEMA CONTRA INCENDIOS.....	19
2.3.1. Suministro de Agua.....	19
2.3.2. Bombas.....	20
2.3.3. Paneles de Control de Alarmas de Incendio.....	21
2.3.4. Tomas de Agua Contra Incendio.....	22
2.3.5. Rociadores Automáticos.....	23
2.3.6. Extintores de Incendio.....	23
2.3.7. Sistema de Detección de Gas.....	24
2.4. SISTEMA DE AGUA POTABLE.....	24
2.5. SISTEMA DE ENFRIAMIENTO .....	25
2.5.1. Entrada de Aire.....	25
2.5.2. Sistema de Calefacción .....	26
2.5.3. Sistema de Alabes Guías de Entrada .....	27
2.5.4. Sistema de Enfriamiento por Agua .....	28
2.6. SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO.....	29
2.7. SISTEMA DE LUBRICACION .....	30
2.7.1. Aceite Hidráulico .....	31
2.8. SISTEMA DE FUEL GAS FILTRO/SEPARADOR .....	32
2.9. MODULO DE GAS COMBUSTIBLE (DLN II) .....	33
2.10. SISTEMA SKID DE LAVADO DEL COMPRESOR.....	34
2.11 SISTEMA DE SUPERVISION ESTANDAR DE VIBRACION.....	35

**3. CAPITULO III: INSTRUMENTACION DE LA PLANTA MACHALA POWER.....37**

INTRODUCCION .....	38
3.1. INSTRUMENTACION UTILIZADA EN MACHALA POWER .....	38
3.2. MEDICION DE PRESION .....	39
3.3. MEDICION DE FLUJO .....	43
3.4. MEDICION DE NIVEL .....	43
3.5. MEDICION DE TEMPERATURA .....	46
3.6. MEDICION DE PH .....	48
3.7. MEDICION DE TURBIDEZ.....	49
3.8. OTRAS VARIABLES.....	50
3.8.1. Vibración Mecánica .....	50
3.8.2. Velocidad .....	50
3.8.3. Detector de Gas .....	51
3.8.4. Detector de Llama .....	51
3.9. VALVULAS DE CONTROL .....	52
3.10. EL COMUNICADOR HART.....	53

**4. CAPITULO IV: CONTROL DISTRIBUIDO DE LA PLANTA MACHALA POWER..57**

INTRODUCCION.....	58
4.1. SISTEMA SYMPHONY .....	58
4.1.1. Harmony .....	58
4.1.1.1. Cabinas .....	60
4.1.1.2. Unidad de Montaje de Módulos .....	60
4.1.1.3. Sistema de Potencia Modular .....	60
4.1.1.4. Módulo de Entrada Digital .....	61

4.1.1.5 Módulo de Entrada Analógica .....	61
4.1.1.6. Módulo de Salida Digital .....	62
4.1.1.7. Módulo de Salida Analógica .....	63
4.1.1.8. Unidad Terminal .....	63
4.1.1.9. I/O Expander Bus .....	64
4.1.1.10. Bridge Controller .....	64
4.1.1.11. Controlway .....	66
4.1.1.12. Interface Cnet a Unidades de Control Harmony .....	66
4.1.1.13. Módulo de Red de Procesos .....	67
4.1.1.14. Interface de Red .....	67
4.1.1.15. Red de Control .....	70
4.1.1.16. Interface de Comunicación Cnet a Computadora .....	70
4.1.1.17. Módulos de Transferencia a Computadora .....	70
4.1.1.18. Interface del Procesador Multifunción .....	72
4.1.1.19. Distribución Secuencial de Eventos .....	72
4.1.1.20. Maestro de Secuencia de Eventos .....	73
4.1.1.21. Maestro Guardián del Tiempo .....	73
4.1.1.22. Secuenciador de Eventos Temporizado .....	74
4.1.2. COMPOSER .....	74
4.1.2.1 Ventanas Principales .....	76
4.1.2.2. Administrador de Batch .....	79
4.1.3. CONDUCTOR .....	83
4.1.3.1. Proceso de Monitoreo y Control .....	84
4.1.3.2. Sistema de Ventanas .....	84



4.1.3.3. Generación de Reportes .....	86
4.1.3.4. Display de Tendencia .....	86
4.1.3.5. Manejo de Alarmas .....	87
4.1.3.6. Configuración .....	88
4.1.3.7. Conectividad OPC .....	89
<b>4.2 LAZOS DE CONTROL .....</b>	<b>89</b>
4.2.1. Sistema Fuel Gas Filtro/Separador .....	89
4.2.2. Bombas de Agua de Pozo .....	90
4.2.3. Bombas de Agua Cruda .....	92
4.2.4. Sistema de Tratamiento de Agua Potable .....	93
4.2.5. Sistema de Enfriamiento .....	95
4.2.6. Sistema de Aire de Planta e Instrumentación .....	97
<b>5. CAPITULO V: SPEEDTRONIC MARK V.....</b>	<b>99</b>
INTRODUCCION .....	100
<b>5.1. HARDWARE DEL SPEEDTRONIC Mark V .....</b>	<b>100</b>
5.1.1. Módulo Comunicador .....	102
5.1.2. Módulos de Control .....	103
5.1.3. Procesador de Datos .....	103
5.1.4. Módulo de Protección .....	104
5.1.5. Tarjeta de Disparo .....	105
5.1.6. Módulo de E/S Digital .....	105
5.1.7. Interface Auxiliar del Operador .....	105
5.1.8. Memoria .....	106

5.1.9. Requerimientos de Potencia .....	107
5.2. ELECCION 2 DE 3.....	107
5.3. SINCRONIZACION DE TIEMPO .....	108
5.4. FUNCIONES DE REGISTRO .....	108
5.5. FUNCIONES DEL SISTEMA DE CONTROL .....	109
5.6. PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN .....	111
5.6.1. Modo de Acción de la Interfáce SPEEDTRONIC .....	111
5.6.1.1. Sincronización y Arranque de la Turbina a Gas .....	112
5.6.1.2. Cargamento de la Turbina .....	112
5.6.1.3. Parada de la Turbina a Gas .....	114
5.6.1.4. Orden de Disparo de la Turbina .....	115
5.6.2. Modo de Acción del DCS .....	115
5.7. FUNCIONES DE INTERFACE DEL OPERADOR .....	115
5.7.1. Unidad de Control .....	115
5.7.1.1. Desde la Interface SPEEDTRONIC Mark V .....	115
5.7.1.2. Desde el Panel de Control del Generador .....	116
5.7.1.3. Desde el DCS .....	116
5.7.2. Grupos de Control .....	117
5.7.2.1. Desde el Panel SPEEDTRONIC Mark V .....	117
5.7.3. Control individual .....	117
5.7.3.1. Desde los SKIDS .....	117
5.7.3.2. Desde el Centro de Control de Motores .....	117

**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....118**

**BIBLIOGRAFIA .....121**

**ANEXOS .....122**

## INDICE DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 3.1 Arquitectura típica de un transmisor inteligente con sensor analógico...	53
Figura 3.2 Dispositivo de configuración portátil HART.....	54
Figura 3.3 Comunicación a través del lazo de control.....	55
Figura .4.1 Arquitectura del Harmony .....	59
Figura 4.2 Arquitectura del Sistema -Usuario único .....	75
Figura 4.3 El Intercambiador de objetos .....	78
Figura 4.4 PHASEX Función de Códigos .....	81
Figura 4.5 Definición del código de función por parte del usuario.....	82
Figura 4.6 Sistema de Ventanas .....	85
Figura 5.1 Configuración del control Mark V .....	101

## INDICE DE ANEXOS



	<b>Pág.</b>
Anexos A. Supervisorio SPEEDTRONIC Mark .....	123
A - 1 Display de Alarma.....	124
A - 2 Temperaturas del Generador.....	125
A - 3 Temperaturas de los cojinetes.....	126
A - 4 Termocuplas.....	127
A - 5 Display de portada eléctrica.....	128
A - 6 Control Dry Low Nox.....	130
A - 7 Convertidor Estático de Frecuencia.....	131
A - 8 Display de Autocontrol.....	132
Anexos B. Diagramas de Tubería e Instrumentos (GE).....	133
B - 1 P& ID Sistema contra incendios (GE).....	134
B - 2 P& ID Sistema Fuel Gas (GE).....	135
B - 3 P& ID Conexiones de tubería (GE).....	136
B - 4 P& ID ON/OFF Lavado (GE).....	137
B - 5 P& ID Limpieza del Filtro de Aire (GE).....	138
B - 6 P& ID Sistema de Calefacción.....	139
Anexos C. Supervisorio Symphony.....	140
C - 1 Sistema Fuel Gas.....	141
C - 2 Agua Potable.....	142
C - 3 Sistema contra incendios.....	143
C - 4 Agua Contra incendios.....	144
C - 5 Generador de Emergencia.....	145



C - 6 Sistema de Agua Cruda.....	146
C - 7 Sistema de Aire Comprimido.....	147
C - 8 Sistema de Drenaje 1 de 2.....	148
C - 9 Sistema de Drenaje 2 de 2.....	149
Anexos D. Diagramas de Tubería e Instrumentos (WP).....	149
D - 1 P& ID Sistema de Fuel Gas (WP).....	150
D - 2 P& ID Sistema de Agua Potable y de Enfriamiento (WP).....	151
D - 3 P& ID Bombas de Agua Contra incendios (WP).....	152
D - 4 P& ID Distribución de Agua Contra incendios (WP).....	153
D - 5 P& ID Generador de Emergencia (WP).....	154
D - 6 P& ID Sistema de agua cruda (WP).....	155
D - 7 P& ID Sistema de Aire Comprimido (WP).....	156
D - 8 P& ID Aire de Planta e Instrumentación (WP).....	157
D - 9 P& ID Sistema de Agua Sanitaria (WP).....	158
D - 10 P& ID Sistema de Drenaje (WP).....	159
D - 11 P& ID Sistema de Drenaje (WP).....	160

## INDICE DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 Instrumentos de Presión.....	43
Tabla 2 Instrumentos de Flujo.....	48
Tabla 3 Instrumentos de Nivel.....	49
Tabla 4 Instrumentos de Temperatura.....	53
Tabla 5 Instrumentos de PH.....	56
Tabla 6 Instrumentos de Turbidez.....	56
Tabla 7 Instrumentos de Vibración.....	57
Tabla 8 Instrumentos de Velocidad.....	57
Tabla 9 Instrumentos Detectores de Gas.....	58
Tabla 10 Instrumentos Detectores de Llarna.....	59
Tabla 11 Válvulas.....	59

**CAPITULO I**

**PROYECTO MACHALA POWER**



## INTRODUCCION

La central eléctrica Machala Power, funciona con el gas que se extrae del Golfo de Guayaquil. La planta genera más de 130 MW de energía que los entrega al Sistema Nacional Interconectado (SNI) y luego se distribuye a los consumidores finales.

La central está ubicada en la población de Bajo Alto a 26 km de la ciudad de Machala, en un área de ocho hectáreas, rodeada por un manglar, al sur del cual está levantado el proyecto.

En julio de 1996 la empresa Energy Development Corporation (EDC) firmó un contrato para la explotación y exploración del gas en el Golfo de Guayaquil. El campo gasífero denominado Amistad, que se encuentra ubicado frente a las costas de Machala, fue descubierto en enero de 1970, por la compañía de petróleo ADA, con la perforación de un primer pozo en el lugar. EDC quien además es propietaria de la central, ha invertido en la explotación y en la generación de energía 283 millones de dólares. El proyecto Machala Power se construyó 30 años después de que surgiese su idea.

El producto se traslada a través de un gasoducto submarino hasta la planta de procesamiento (en tierra) administrada también por EDC que se encarga de tratarlo, deshidratarlo y pasarlo a la central térmica, la cual requiere diariamente de 35 millones de pies cúbicos de gas para mantener su

producción. La operación de las unidades generadoras que utilizan gas natural como combustible implica la disminución del consumo de fuel oil, equivalente a 5600 barriles diarios, pero además significa la reducción de la contaminación. La empresa EDC espera que en la segunda fase de la obra el ahorro de combustible sea de 9000 barriles diarios para el país.

La línea de transmisión tiene una longitud aproximada de 14 km extendiéndose en dirección desde las barras de la subestación perteneciente a la Central Eléctrica Generadora Machala, hasta el punto de interconexión con el sistema de 138 kv de Transelectric en la intersección con la línea de transmisión de doble circuito Milagro-Machala son seccionados por un sistema de barras e interruptores configurados en doble barra donde se conecta la línea de transmisión proveniente de la Central Generadora.

La línea de transmisión opera inicialmente en 138 kv y en el futuro en 230 kv cuando Transelectric construya la expansión de su sistema de 230 kv en Machala y la demanda eléctrica lo justifique.

Existen dos estaciones transformadoras, la primera está localizada en el mismo sitio de la planta generadora y la segunda es una estación remota llamada San Idelfonso que conecta la nueva línea de transmisión con la línea de transmisión existente.

La subestación de la planta de generación tiene una barra de conexión entre las dos turbinas de generación y la línea de transmisión. El voltaje del sistema es de 138 kV inicialmente para luego ser cambiado a 230 kV.

La subestación remota está localizada en el punto en donde la línea de transmisión se conecta con las dos líneas de transmisión Milagro-Machala.

La subestación cubre las necesidades actuales pero debe ser susceptible de aceptar la conexión de las líneas de 230 kV a ser conectadas en el futuro.

El proyecto Machala Power es una central de ciclo combinado que comprende dos fases, de las cuales solo la primera ha sido montada. La primera fase comprende el ciclo simple que consiste de dos Turbinas de Gas General Electric modelo 6FA y dos generadores (CTGs). La segunda fase, el ciclo combinado, será montada en un futuro y consiste en aumentar el rendimiento de la planta aprovechando la temperatura de los gases de salida de la turbina a gas. Estos gases pasan por recuperadores de calor (HRSG) para producción de vapor a varias presiones, este vapor se utiliza para la generación de energía adicional en un generador con turbina de vapor (STG). Los HRSGs son diseñados permitiendo a la planta producir 225MW nominal a la red. Este proyecto utiliza tecnología avanzada, que le permite alcanzar una eficiencia térmica del 54%.

Los CTGs generan cada uno cerca de 66 MW, incorporando un sistema de control de emisiones de óxidos de nitrógeno NOx, enfriadores de entrada de

aire para mejorar su funcionamiento en invierno cuando la temperatura ambiente aumenta, un compartimiento de control de la turbina, y un cercamiento acústico para reducir la emisión de ruido, entre otras características que se nombran más adelante.

La central Machala Power utiliza tecnología avanzada para la supervisión de toda la planta. El control principal es realizado por el Sistema Symphony de la empresa ABB, que es un sistema de control distribuido (DCS), el cual supervisa toda la central, sin embargo, tanto la unidad turbina generador como sus auxiliares tiene su propio sistema de control denominado SPEEDTRONIC Mark V fabricado por General Electric para el monitoreo y aplicaciones, el cual garantiza que la unidad turbina generador funcione de una manera segura con la más alta eficiencia posible.

## **1.1. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS PRINCIPALES.**

La unidad Turbina-Generador (GT) se compone de una Turbina a gas con un eje que mueve un Generador mediante un reductor de velocidad para producir una frecuencia de 60 Hz. La potencia de salida es de aproximadamente 70 MW.

### **1.1.1. Turbina a gas**

Una turbina a gas es un motor diseñado para convertir la energía de un combustible en una forma de energía útil. Este tipo de motor obtiene su

energía del calor, comúnmente suministrado por una combustión. Los productos de la combustión constituyen el medio operante. Está formada básicamente por una sección generadora de gas y otra sección para conversión de la energía. La sección generadora de gas está integrada por un compresor, una cámara de combustión y la turbina.

El sistema aspira aire del exterior y lo conduce al compresor a través de un filtro. El aire se comprime aquí antes de llegar a la cámara de combustión, donde el combustible, atomizado en toberas, se mezcla con el aire fuertemente comprimido para su combustión. De ello resultan gases calientes que al expandirse, hacen girar la turbina y proporcionan trabajo. El generador acoplado a la turbina transforma este trabajo en energía eléctrica.

En una cámara típica de combustión se identifican tres zonas: la difusora y las de dilución primaria y secundaria.

La zona difusora es una zona de transición entre la salida del compresor y la entrada a la cámara de combustión. La función de la zona primaria es múltiple. En primer lugar, se trata de la región en donde se inyecta el combustible y tiene lugar el encendido. El combustible deberá inyectarse de tal manera que se obtenga una mezcla apropiada estequiométricamente de aire y combustible distribuida uniformemente. El

sistema de inyección de combustible deberá poder realizar esto en cualquier punto de la gama de operación, es decir desde el funcionamiento en vacío hasta la potencia máxima. La velocidad del aire, para todas las condiciones de operación, deberá estar por debajo de la velocidad de la llama, de modo que esta no salga de la cámara de combustión.

La función de la zona secundaria de dilución consiste en introducir el resto del aire para reducir los gases de la cámara de combustión, a la temperatura deseada de entrada a la turbina y suministrar una mezcla adecuada para obtener una distribución uniforme de temperatura en la tobera de entrada de la turbina, evitando así los "puntos calientes".

Los óxidos de nitrógeno se convierten en un problema debido a las elevadas temperaturas máximas de la cámara de combustión.

Los compresores de flujo axial de etapas múltiples son los que se usan para las plantas estacionarias debido a su eficiencia y a su alta velocidad de rotación inherente. La trayectoria del flujo es paralelo en lo esencial al eje de giro. Cada etapa incluye una hilera de álabes giratorios donde se agrega energía al fluido. Este rotor va seguido por una hilera de álabes fijos, conocido habitualmente como estator. Se requieren varias etapas en un compresor de flujo axial para obtener las elevadas relaciones de presión que se desean.

Las principales características de las Turbinas de Gas 6FA montadas en Machala Power son las siguientes:

- El compresor tiene un diseño de flujo axial de 18 etapas con un sistema de álabes guía de entrada modulares (IGV) y una relación de presión de 14.9: 1. La extracción entre etapas se usa para refrescar y sellar el aire (boquillas de la turbina, espacios de rueda y cojinetes) y para el control de sobre tensión durante el arranque.
- El sistema de combustión está compuesto de seis cámaras de segunda generación (DLN-II) con cinco boquillas de combustible por cámara. Dos bujías retráctiles y cuatro detectores de llama son parte estándar del sistema de combustión.
- La sección de la turbina tiene tres etapas con refrigeración por aire. El rotor tiene un solo engranaje, dos cojinetes diseñados con capacidad de alta torsión que incorpora la refrigeración por aire para la sección de la turbina. La dirección de rotación es en sentido contrario a las manecillas del reloj, contra el lado de salida de la Turbina a gas.

Uno de las características especiales de la turbina GT 6FA es, el difusor axial en línea de alto rendimiento para la recuperación de calor y las aplicaciones del ciclo simple.

El rotor del compresor de flujo axial y el rotor de la turbina están



ensamblados por bordes y son soportado por dos cojinetes.

Al arrancar la planta, el dispositivo de arranque (el Conversor de Frecuencia Estático) provee al generador una frecuencia variable, voltaje reducido y campo reducido. El generador trabaja como motor síncrono hasta que alcanza una velocidad suficiente para que la Turbina a gas funcione en forma autónoma. A 2400 rpm, la Turbina a gas se automaneja para continuar la aceleración, entonces el SFC se desconecta del generador. Cuando el eje gira, el aire pasa a través de un filtro de aire, ductos, silenciador de entrada aéreo y entra en el compresor de flujo axial.

A la salida del compresor, el aire entra en las cámaras de la combustión y se mezcla con el combustible que viene de las boquillas. Dos bujías realizan la ignición. Los gases calientes de las cámaras de combustión entran a las piezas de transición al fin de la cámara de combustión y fluyen de allí a la sección de la turbina. La temperatura alta de combustión hace una importante expansión de calor en el aire. Cuanto más combustible se inyecta en el flujo de aire, sube la temperatura y el volumen aumenta. El incremento del volumen de aire aumenta la presión delante de la turbina dando como resultado un aumento de velocidad de la misma. Este fenómeno permite controlar la velocidad del gas y con él la potencia de salida debido a la variación del flujo de combustible.

En la sección de la turbina, cada etapa está compuesta de una gama de láminas del estator seguido por una gama de láminas del rotor montadas sobre el eje en movimiento. En cada gama de láminas del estator, la energía cinética del flujo de gas aumenta mientras la presión disminuye. En la siguiente gama de láminas del rotor una parte de esta energía cinética se convierte en trabajo mecánico para mover el eje de la turbina. Cuanto mayor es la presión a través de la turbina mayor se vuelve el suministro de energía.

La Turbina a gas está instalada en un cercamiento acústico para reducir la emisión del ruido. Además asegura la correcta ventilación del aire ambiente de la turbina..

### **1.1.2. Generador**

En el generador síncrono la frecuencia eléctrica producida está atada o sincronizada con la velocidad mecánica de rotación del generador. Cuando se aplica al embobinado del rotor una corriente continua se producirá un campo magnético en el rotor. Entonces el rotor del generador se impulsará por medio de la turbina lo cual producirá un campo magnético rotatorio dentro de la máquina. Este campo magnético rotatorio inducirá un sistema trifásico de voltaje dentro del embobinado del estator del generador.

El generador está dotado por un relevador de inversión de potencia para

que si durante la conexión al sistema de potencia el generador comienza a absorber potencia este se desconecta de la línea automáticamente.

El Generador montado en la central Machala Power es un generador síncrono, trifásico, 2 polos, 13,8 kV, 3600 rpm, 60 Hz, corriente alterna, con enfriamiento por aire. Es manejado por la Turbina a gas a través de un engranaje reductor.

## **1.2. PUESTA EN MARCHA DE LA UNIDAD TURBINA GENERADOR**

Para poder arrancar la unidad, todos los auxiliares de la central eléctrica deben estar en condiciones apropiadas:

- El equipo entero debe estar en una condición satisfactoria de limpieza
- Los niveles de fluido deben ser comprobados:
  - Tanque de aceite lubricante
  - Agua de enfriamiento para la turbina y el generador
  - Baterías
  - Condensados
- Los filtros deben ser apropiados
- Todos los indicadores deben estar en estado activo
- Los circuitos eléctricos adicionales serán accionados y listos para arrancar.
- El sistema de protección para combatir incendio esta listo.

- Se ajustan todos los sistemas de protección
- El nivel de carga de almacenamiento de batería y temperatura de aceite lubricante deben ser chequeados.

Si todas estas condiciones son comprobadas, la unidad de la turbina a gas esta lista para arrancar.

### **1.2.1. Arranque**

La secuencia de arranque automático comienza con el arranque de los auxiliares. La bomba de aceite lubricante y el motor de barring arrancan, el motor gira lentamente desde 0 a 12 RPM. Entonces, si todo es correcto (temperatura de aceite lubricante, presión IGV cerrado...), la línea del eje de la turbina a gas incrementa su velocidad por medio del SFC usando el generador como motor de arranque síncrono. La ventilación de la GT empieza por el período de purga mientras el SFC mantiene una velocidad constante, entonces el SFC disminuye la velocidad de la GT hasta el 16% de la velocidad nominal. Los circuitos de combustible son abiertos, las bujías plug son energizadas y la GT es encendida. Los detectores de llama fijan el calentamiento de combustible y arranca contador de calentamiento (cerca de 1 minuto).

El SFC mantiene una potencia constante y la velocidad del GT aumenta seguido por inclinada aceleración para mantener la velocidad. Al

mantener la velocidad (2520 RPM), el SFC es desconectado del generador y los álabes guías de entrada (IGV'S) son parcialmente abiertas. Entonces, la unidad de la GT alcanza 100.3% de la velocidad nominal, la calefacción de sangrado esta en operación y los sopladores de marco de extracción arranca. En este tiempo, la unidad de GT se puede sincronizar a la red de alto voltaje.

### **1.2.2. Sincronización**

La velocidad de la turbina a gas esta a 100.3% de la velocidad nominal para mejorar la sincronización del generador. El principio básico es cerrar el interruptor del generador.

Dos modos de sincronización están disponibles:

- Modo de sincronización automática
- Modo de sincronización manual

En el modo de sincronización automática, se ofrece las posibilidades locales y remotas.

En el modo de sincronización manual (modo local) el operador tiene un completo sistema de instrumentos que permiten la supervisión de parámetros tales como frecuencia, voltaje, ángulo de fase y botones para el control de la velocidad de la turbina a gas y el voltaje del generador con

el asociado comando de botones. Cualquier operación errónea por parte del operador es evitada por el SPEEDTRONIC que prohíbe la sincronización si los valores medidos no son incluidos dentro de las ventanas pre-establecidas. Una vez que la turbina a gas se haya sincronizada manualmente o automáticamente, puede ser cargada por varias secuencias de carga.

### **1.2.3. Carga**

Durante la operación normal de la planta hay tres niveles de carga:

- Nivel de carga spinning reserve, entre 6 y 7 MW.
- Nivel de carga base
- Nivel de carga seleccionada, ajustada desde estacionaria rotación de reserva al nivel de carga base.

La carga base es la carga normal para la operación continua de la turbina según lo determinado por el nivel de temperatura ambiente de la turbina. El servicio de carga base se caracteriza por largos períodos de continuo servicio cerca de la tasa nominal.

### **1.2.4. Parada Normal**

La generación de potencia disminuye progresivamente hasta bajar delante del punto de potencia. Entonces el interruptor principal se abre y

sé desenergiza la válvula de sangrado del compresor. La velocidad de la Turbina a gas disminuye siguiendo diferentes pendientes. El flujo de combustible es cortado y se pierde la llama.

Cuando la Turbina a gas alcanza el 10% de la velocidad nominal, el motor de engranaje arranca y la velocidad disminuye hasta 12 RPM. Esta velocidad es mantenida constante en orden para bajar lentamente la temperatura de la línea del eje durante 24 horas.

Si la temperatura de los espacios de rueda esta bajo los 80°C, la ventilación del GT se detiene y el operador da la orden de paro al motor de engranaje. Entonces, el módulo de lubricación para. Al 10% de la velocidad nominal, el operador puede reestablecer la unidad GT. No es necesario esperar la completa parada del GT.

***CAPÍTULO II***

***SISTEMAS DE LA PLANTA MACHALA  
POWER***



## **INTRODUCCION**

Un sistema en una central térmica es una porción bien definida de la planta que realiza una función específica. Las centrales eléctricas funcionan eficientemente cuando se logra un equilibrio en la operación de cada sistema.

Los sistemas que componen la central Machala Power se describen a continuación.

### **2.1. CONVERTIDOR ESTATICO DE FRECUENCIA**

El Convertidor Estático de Frecuencia (SFC), alimentado de 1500v a 60 Hz varía la frecuencia para producir una velocidad de 7 a 2520rpm en el generador, el cual trabaja como motor síncrono en el momento de arranque, hasta que alcanza la velocidad suficiente para que la Turbina a gas opere por sí misma.

Entonces, el SFC se desconecta del generador antes de que se acople a la red de alto voltaje (HV).

El SFC esta diseñado para cumplir las siguientes funciones:

- Arranque de la Turbina: asegura el arranque del eje línea de 7 a 2520 rpm (1600 kW a 20 Hz bajo 1.25 voltaje de estator de kc.).
- Barring: El SFC tiene la posibilidad de mover el eje a 120 rpm.
- Lavado: la velocidad se fija a 450 rpm. El lavado es una operación manual. El SFC es controlado en remoto por el panel del Speedtronic Mark V.

## **2.2. SISTEMA DE AGUA CRUDA**

El Sistema de agua cruda está formado por los siguientes equipos:

Dos válvulas una de entrada al Sistema de Agua Cruda (XV-RW007) y otra de entrada de agua contra incendios (LV-FP002). Estas válvulas son de tipo mariposa de 6" neumáticas On/Off normalmente abiertas en caso de falla (falta de aire comprimido) las cuales vienen equipadas con un dispositivo de apertura manual y un switch de límite.

Dos bombas centrifugas al 100% de su capacidad (P-115A y P-115B), succionan agua cruda del tanque de servicio (TK – 113 cap. 270000gls) y abastecen toda la demanda de agua de la planta con excepción del

sistema contra incendio. Cada una equipada con una línea de recirculación.

### **2.3. SISTEMA CONTRA INCENDIOS**

El sistema de protección contra incendios de la planta esta formado por los siguientes componentes:

#### **2.3.1. Suministro de Agua**

El agua e suministrada desde un tanque de almacenamiento de agua contra incendio TK-114 (270000gls) el cual tiene la capacidad de proveer un flujo de 1500 galones por minuto durante 3 horas continuas de operación.

El tanque es llenado por medio de bombas que extraen el agua de dos pozos localizados en las proximidades de la planta. La capacidad individual de cada bomba de pozo es de 350 galones por minuto, pudiendo ser utilizadas una o ambas para el proceso de llenado.

Una señal de nivel indica al sistema de control el comienzo de llenado del tanque. Si el nivel disminuye a un valor determinado, entonces una



señal supervisora es enviada al sistema de control, activando una serie de alarmas por bajo nivel de agua.

Un segundo tanque TK -113 (270000 gls) usado para el almacenamiento de agua cruda puede ser configurado manualmente para alimentar las bombas contra incendio en el evento de que el tanque de almacenamiento de agua contra incendio esté fuera de servicio. El tanque de almacenamiento de agua cruda se conecta a cada una de las líneas de succión de las bombas contra incendio a través de una válvula normalmente cerrada.

### **2.3.2. Bombas**

La planta cuenta con un motor a diesel para manejar la bomba contra incendios P-109A, que sirve de respaldo al motor eléctrico que opera la bomba contra incendios P-109B y una bomba Jockey P-110 que mantiene una presión constante de salida de 130 psi. Todas estas unidades se encuentran en la casa de bombas U-107.

La bomba contra incendio manejada por el motor a diesel es equipada con un sistema de baterías con cargador automático y un tanque de

almacenamiento de diesel que provee combustible al motor para un funcionamiento máximo de 8 horas.

La succión de las bombas se realiza por toma separada desde el tanque de agua contra incendios, donde la línea de succión de la bomba eléctrica es compartida con la bomba Jockey. Las pruebas del funcionamiento eficiente de las bombas se realizan con un medidor de flujo.

Una válvula de alivio permite la recirculación de flujo de agua para prevenir el recalentamiento de las bombas en el caso de operación sin demanda.

### **2.3.3. Paneles de Control de Alarmas de Incendio**

El monitoreo del estado de las bombas lo realiza un panel de control de alarmas de incendio FACP (Fire Alarm Control Panel) localizado en la casa de bombas, adicionalmente este controlador arranca semanalmente el motor a diesel con el objetivo de mantener sus partes internas dispuestas para cualquier eventualidad.

Las distintas áreas del edificio de administración son monitoreadas por un segundo FACP a través de detectores de humo o de calor. Ambos

FACP cuenta con un conjunto de alarmas audibles y visuales para indicar fallos o problemas en el sistema.

Las mismas funciones de control son hechas en forma remota desde el cuarto de control por medio del FACP principal donde el estado de todas las alarmas y puntos críticos son supervisados. El cual genera tres señales de contacto al Sistema de Control Distribuido DCS, el cual indica al operador lo siguiente:

- Alarma de incendio.
- Problemas en el sistema contra incendio.
- Problemas en el sistema supervisor.

#### **2.3.4. Tomas de Agua Contra Incendio**

Existen tomas de agua y estaciones de mangueras localizadas en distintos puntos estratégicos de fácil acceso para extinguir rápidamente el fuego en el caso de un incendio en la central.

Válvulas reductoras de presión y pulverizadores ajustables son proveídos en cada estación de mangueras ya que la presión del agua normalmente excede los 100 psi.

### **2.3.5. Rociadores Automáticos.**

Un sistema de protección de rociadores automáticos se mantiene en todas las áreas del edificio de administración y la casa de bombas. Cuando opera el sistema de rociadores activa una serie de alarmas en la vecindad del lugar y en el FACP localizado en el Cuarto de control principal.

### **2.3.6. Extintores de Incendio**

Los extintores de incendio portátiles se localizan en la vecindad de los transformadores y CTGs.

Un sistema de detección de fuego alerta al sistema de control la presencia de un incendio, en esta circunstancia el controlador apaga los equipos involucrados y luego activa la descarga de CO<sub>2</sub> en las zonas afectadas, manteniendo esta concentración durante el periodo de extinción.

Hay 3 zonas de descarga de CO<sub>2</sub>:

Zona 1: El compartimiento de la turbina, el compartimiento del reductor y el compartimiento de descarga.

Zona 2: Área de cojinetes.

Zona 3: Compartimiento de aceite lubricante y gas combustible.

### **2.3.7. Sistema de Detección de Gas**

El sistema de detección de gases está provisto de detectores de gas que se encuentran en los compartimientos de la turbina y de la cámara de gas combustible, tres en la salida del ducto de ventilación del GT, y tres en la cámara de gas. Cada área es independiente y tiene su propio sistema de ventilación.

El sistema de monitoreo de gas es instalado en el marshalling panels en el TCC (centro de control de la turbina).

## **2.4. SISTEMA DE AGUA POTABLE**

El sistema de tratamiento de agua potable está compuesto por un filtro inicial el cual esta formado de antracita y cuarzo que remueve los sólidos en suspensión; un filtro de cartucho que está provisto para retener sólidos en suspensión de menor tamaño; una unidad RO

(reverse osmosis) que se encarga de retener organismos, microorganismos y sólidos disueltos en el agua, además esta unidad alimenta a un tanque con sustancias químicas (ácidos, inhibidores) inyectadas al agua.

Un tanque de almacenamiento TK – 111 (2880 gls) provee el agua para la demanda diaria, finalmente se agrega cloro con el propósito de desinfectarla.

## **2.5. SISTEMA DE ENFRIAMIENTO**

El sistema de enfriamiento esta formado de los siguientes componentes:

### **2.5.1. Entrada de Aire**

Para una operación adecuada es necesario tratar el aire atmosférico antes de su ingreso a la turbina, para esto se empieza filtrando el aire que luego es dirigido a la entrada de los compresores.

El sistema consiste en un pre-filtro, un filtro intermedio de alta eficiencia y silenciadores. El sistema de enfriamiento disminuye la temperatura del aire de entrada por medio de un intercambiador agua-aire. El flujo de

agua es suministrado desde un tanque por medio de una bomba centrífuga.

Los silenciadores ayudan a atenuar los tonos de alta frecuencia producidos por el compresor .Los ductos de aire son acústicamente alineados para ayudar en la reducción del ruido. Barreras de protecciones son colocadas para prevenir el ingreso de objetos extraños al compresor.

### **2.5.2. Sistema de Calefacción**

La función principal de este sistema es:

- Extender el rango de funcionamiento en el modo de premezclado para el control de nivel del NOx, en carga parcial con el combustible de gas.
- Proteger el compresor de una baja temperatura ambiente.

Esta función es realizada por la recirculación de aire del compresor que permite el ingreso de aire caliente y disminuye la presión de descarga del compresor.

Incluye una válvula de alivio de flujo de aire en caso de que una corriente de aire caliente ataque las boquillas.

### **2.5.3. Sistema de Alabes Guías de Entrada**

Los alabes guías de entrada variable (IGVs) del compresor son instalados en la turbina para proporcionar la protección de pulsaciones del compresor durante el arranque y el paro y también para ser utilizados durante la operación bajo condiciones de carga parcial. El actuador de alabes de entrada es un montaje actuado hidráulicamente que tiene un lazo de control con retroalimentación para controlar el ángulo de los alabes. Los alabes son proporcionados automáticamente dentro de un rango de operación en respuesta a los límites de temperatura de escape del sistema de control para la operación normal y los límites de protección de pulsaciones del sistema de control durante las secuencias de arranque o paro.

El IGV tiene un sistema de control de velocidad el cual durante la aceleración y desaceleración de la turbina se encarga de mantener la tensión, presión y flujo del fluido en los límites requeridos. Durante el normal arranque se mantienen en posición cerrada hasta que la temperatura apropiada en la velocidad es alcanzada, entonces los álabes se abren.

temperatura apropiada en la velocidad es alcanzada, entonces los álabes se abren.

#### **2.5.4. Sistema de Enfriamiento por Agua**

El sistema de enfriamiento por agua es usado para evacuar las pérdidas mecánicas del sistema de lubricación, el rechazo de calor de los soportes de apoyo de la parte de atrás de la turbina y los detectores de llama, y las calorías de los pre-enfriadores de aire atomizado

El sistema OFF BASE que consiste de un lazo cerrado de agua el cual transfiere las pérdidas de aire caliente del GT a la atmósfera por medio del módulo fin fan cooler (ventiladores de tiro forzado).

Dos bombas eléctricas externas impulsan el agua que circula por las tuberías del sistema. Un tanque de expansión atmosférica TK – 116 (1600 BBL ) asegura la presión mínima de succión de las bombas de agua y compensa las variaciones de volumen debido a las dilataciones térmicas y posibles fugas.

Los fin fan cooler comprenden dos módulos, cada uno consiste de un radiador enfriado por 2 motores de CA acoplados a los ventiladores, los

cuales se colocan en 2 bloques, bloque permanente y bloque de regulación. En el bloque permanente los ventiladores se ponen en servicio tan pronto como arranca el GT. En el bloque de la regulación otros ventiladores son puestos en servicio cuando el bloque permanente no es suficiente enfriar el agua.

El sistema de control de la Turbina a gas evalúa la necesidad de encender o apagar el segundo bloque a través de la medición de la temperatura del agua en la salida de los fin fan cooler.

## **2.6. SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO**

El sistema de aire comprimido tiene como finalidad suministrar un caudal de aire a una determinada condición de temperatura, presión y humedad relativa para abastecer tanto a los servicios generales, como los instrumentos y controles neumáticos. Los compresores toman el aire atmosférico a través de filtros lo tratan en diferentes etapas y lo envían a un secador para eliminar la humedad y luego almacenarse en el reservorio de aire de instrumentación U – 104 que tiene una capacidad de 550 pies cúbicos.

Cada compresor C – 101 A y B es de tipo tornillo rotatorio con una capacidad de 350 pies cúbicos por minuto, están convenientemente instalados para producir la menor cantidad de ruido posible de acuerdo con las especificaciones de la planta.

El equipo del compresor incluye un sistema de lubricación para los rodamientos del compresor. Los compresores son capaces de operar a plena carga, carga parcial, condiciones normales, continuamente o intermitentemente. La operación puede ser local o remota para encender o apagar automáticamente, controlando la sobrecarga por el máximo número de veces que se enciende y apaga por hora.

El Filtro-silenciador de Succión de compresor es de tipo seco ideal para instalación interior o al aire libre (como en el caso de la planta) y sobredimensionado para una buena fiabilidad y larga vida. La emisión de ruido producida por el equipo no excede los 85 dB. El compresor es manejado por un motor de inducción AC.

## **2.7. SISTEMA DE LUBRICACION**

El sistema de lubricación enfría el aceite tanto para la GT, el generador y el compartimiento de carga, mediante un sistema común que está formado por dos bombas lubricantes manejadas por un motor AC, una

bomba de emergencia manejada por un motor DC y un tanque de aceite con dos intercambiadores de calor agua-aceite, filtros de flujo de aceite duales, un regulador de presión de cabecera del cojinete y un reservorio de aceite lubricante. El aceite de lubricación es provisto por las bombas principales de aceite durante la etapa de operación normal de la unidad o por el motor DC que maneja las bombas de emergencia que respaldan las bombas AC en algunos casos. Las bombas se encuentran en el interior de los tanques de aceite con los motores en la parte superior. El control, monitoreo y protección del sistema de lubricación es realizado por switches de temperatura y presión, y medidores de presión.

El vapor de aceite es aspirado desde el tanque por dos sopladores manejados por dos motores AC y pasa a través de una cápsula desvaporizadora que une las gotas muy finas de aceite. Este aceite retorna por gravedad al tanque.

### **2.7.1. Aceite Hidráulico**

En el GT existe un sistema de aceite hidráulico que alimenta a los actuadores de control (arranque y paro) con fluido de alta presión y de baja presión de disparo de fluido en:



- El módulo de la turbina a gas: IGV.
- El módulo de gas combustible: la válvula de gas combustible paro/velocidad y relé de disparo, válvula de control de gas combustible y relé de disparo, los acumuladores y filtros.

El propósito de este sistema es permitir la operación segura de los actuadores de las válvulas de seguridad cuando la presión del fluido es muy alta. Cuando la presión del fluido disminuye demasiado los actuadores volverán automáticamente a su posición de seguridad (IGV se desconecta y las válvulas de seguridad cierran el ingreso del gas combustible) y la unidad se dispara.

Estos sistemas están diseñados de tal manera que pueden responder muy rápidamente a cualquier demanda de fluido, por ejemplo en caso de un disparo de la unidad. Los acumuladores están montados en la unión del sistema de suministro hidráulico para asegurar una alta presión continua en el IGV y módulos de combustible.

## **2.8. SISTEMA FUEL GAS FILTRO/SEPARADOR**

El Sistema Fuel Gas obtiene el gas de una planta de procesamiento. La interface de la planta de cgeneración con la planta de pocesamiento es

el Filtro /Separador. El Separador es un filtro/separador horizontal construido en dos etapas. Está provisto de un sumidero externo que recoge los líquidos separados en los compartimientos del filtro. Es diseñado y garantizado para remover 100% de toda partícula líquida y sólida o aerosol. El filtro viene equipado con medidores de nivel del líquido, dos switches de nivel alto (LSH-FG001 A y B) y dos switches de nivel bajo (LSL-FG001A y B).

La planta de procesamiento de fuel gas está ubicada en el límite geográfico de la planta de generación y su operación es independiente. Machala Power entrega a la planta de procesamiento agua cruda, aire de planta e instrumentación y 480 VAC.

### **2.9. MODULO DE GAS COMBUSTIBLE (DLN – II)**

El módulo de gas combustible es contenido en la base del módulo del sistema de aceite lubricante. Los componentes principales de este módulo son tres válvulas de control de gas (primario, secundario y terciario), la válvula común paro/velocidad, la válvula separadora de premezcla del gas, válvula solenoide de desahogo de gas combustible, válvula de purga e instrumentación necesaria. Un filtro evita que partes extrañas entren al sistema DLN-II. Un cercamiento acústico está

situado en la base y una ventilación es asegurada por dos ventiladores manejados por dos motores AC. El propósito de este módulo es regular la distribución del combustible en los combustores. La válvula de paro/velocidad está diseñada para mantener la presión en las entradas de las válvulas de control y para parar el flujo de gas combustible en caso de condiciones de emergencia.

Las válvulas de control de gas regulan el flujo de gas combustible deseado de acuerdo con las señales FSR (Fuel Stroke Referente) que vienen del panel del Speedtronic. Diferentes porcentajes de flujo de combustible son entregados a las diversas etapas de los multiinyectores en las cámaras de combustión.

La válvula separadora de premezcla de gas regula la distribución de flujo de combustible a las zonas secundarias y terciarias en las cámaras de combustión

#### **2.10. SISTEMA SKID DE LAVADO DE COMPRESOR**

Las turbinas de gas experimentan una degradación durante operación como resultado de depósitos en los componentes internos del

compresor por el aire ingresado. La suciedad de esta sección reduce la eficiencia térmica y la potencia de salida de la turbina.

El lavado del compresor se realiza bajo dos condiciones: OFF LINE y ON LINE. El método OFF LINE es usado después de un paro de la unidad por un largo período. El método ON LINE es usado durante la operación normal de la unidad en caso de suciedad, para restaurar la condición de funcionamiento limpio. Estos consisten en la inyección de una solución líquida puesta a la entrada del compresor cuando la turbina opera a máxima velocidad y con carga en el caso del lavado ON LINE.

En el lavado del compresor bajo condiciones OFF LINE el SFC mantiene una velocidad constante de 450 rpm. La solución de agua pasa a través de una válvula motorizada, las cuales son manejadas manualmente o localmente en el caso de OFF LINE, y son controlados por el Speedtronic en el caso de lavado ON LINE.

## **2.11. SISTEMA DE SUPERVISION ESTANDAR DE VIBRACION**

El sistema de protección de vibración de la Turbina a gas se compone de varios canales de vibración independientes. Cada canal detecta las

vibraciones excesivas por medio de un detector sísmico montado en predeterminados alojamientos del cojinete de la turbina. Si un nivel de vibración predeterminado es excedido, el sistema de protección de vibración dispara la turbina e indica la causa del disparo.

Es posible supervisar los niveles de vibración de cada canal mientras la turbina está funcionando desde el panel de control Speedtronic.

***CAPITULO III***

***INSTRUMENTACION DE LA PLANTA***

***MACHALA POWER***



## **INTRODUCCION**

La instrumentación es una parte fundamental en la automatización de procesos industriales. Los instrumentos aplicados a la industria nos permiten medir y controlar variables físicas de proceso.

La necesidad de diseño de las plantas obligaba a mantener las variables dentro de determinados rangos para obtener el resultado deseado. El hecho de manejar elementos que se encuentran en tuberías, recipientes o equipos de procesos obligó a conocer el estado de los materiales infiriéndolos a partir de mediciones de variables (presión, caudal, temperatura, nivel, etc.).

El ingeniero de control debe establecer parámetros que indiquen donde y por qué utilizar un indicador, un transductor o un transmisor. El objetivo no es tanto automatizar, sino garantizar un funcionamiento seguro y económico del proceso.

### **3.1. INSTRUMENTACIÓN UTILIZADA EN MACHALA POWER**

En esta sección se hace un análisis detallado de la instrumentación utilizada en esta central clasificando la instrumentación en dos campos:

- La instrumentación relacionada con el proceso industrial como la presión, caudal, nivel, temperatura, etc., implementados en la turbina, generador y sistemas auxiliares.
- La instrumentación destinada a la protección de las diferentes unidades de la central como la temperatura en el sistema turbina- generador, vibración en el eje de la turbina, etc.

Para nuestro estudio nos interesa más la instrumentación relacionada con el proceso de generación de energía sin descuidar por eso la que está destinada a la protección de los diversos equipos.

### **3.2. MEDICIÓN DE PRESIÓN**

El concepto de convertir una fuerza aplicada en un desplazamiento es la base de los transductores de presión. Los elementos mecánicos que son usados para convertir la fuerza aplicada en desplazamiento se denominan dispositivos sumadores de fuerza. Los utilizados en esta planta son: Tubo Bourdon, circular o enrollado y los elementos metálicos como el fuelle o el diafragma.

El desplazamiento creado por la acción del dispositivo sumador de fuerza puede convertirse en un cambio de algún parámetro

eléctrico. Los principios eléctricos utilizados en la central en la medición de este desplazamiento son: Capacitivo, piezoeléctrico y piezorresistivo.

**Tabla 1. Instrumentos de Presión**

INSTRUMENTO	TAG	UBICACION	FUNCION
Manómetro	PI – FP005	Fire Protection	Indica la presión de retorno al tanque de agua contraincendios.
Manómetro	PI – RW001A	Raw Water	Indica la presión de salida de la bomba P-123A
Manómetro	PI – RW001B	Raw Water	Indica la presión de salida de la bomba P-123B
Manómetro	PI – RW005A	Raw Water	Indica la presión de salida de la bomba de agua cruda P-115A.
Manómetro	PI – RW005B	Raw Water	Indica la presión de salida de la bomba de agua cruda P-115B.
Manómetro	PI – PW002	Potable Water	Indica la presión de salida de la bomba P-116A
Manómetro	PI – PW003	Potable Water	Indica la presión de salida de la bomba P-116B
Manómetro	PI – IA001	Instrument Air	Indica la presión del tanque U - 104.
Manómetro	PI – IA002	Instrument Air	Indica la presión de salida del tanque U -104
Manómetro	PI –WW002A	Waste Water	Indica la presión de salida de la bomba P-120A
Manómetro	PI –WW002B	Waste Water	Indica la presión de salida de la bomba P-120B
Manómetro	PI – HQ001A	High Quality	Indica la presión de salida de la bomba P-117A
Manómetro	PI – HQ001B	High Quality	Indica la presión de salida de la bomba P-117B
Manómetro	PI – DW001	Drain Water	Indica la presión de salida de la bomba P-107A

Manómetro	PI – DW002	Drain Water	Indica la presión de salida de la bomba P-107B
Manómetro	PI – DW003	Drain Water	Indica la presión de salida de la bomba P-107C
Manómetro	PI – DW004	Drain Water	Indica la presión de salida de la bomba P-107D
Manómetro	PI – DW005	Drain Water	Indica la presión de salida de la bomba P-107E
Manómetro	PI – DW006	Drain Water	Indica la presión de salida de la bomba P-107F
Manómetro	PI – DW013A	Drain Water	Indica la presión de salida de la bomba P-118A
Manómetro	PI – DW013B	Drain Water	Indica la presión de salida de la bomba P-118B
Manómetro	PI – LQ119A	Drain Water	Indica la presión de salida de la bomba P-119A
Manómetro	PI – LQ119B	Drain Water	Indica la presión de salida de la bomba P-119B
Manómetro	PI – FG001	Fuel Gas	Indica la presión interna del filtro / separador de Fuel Gas.
Manómetro	PI – 194	Fin Fan Cooler	Indica la presión del agua a la salida de los ventiladores.
Manómetro	PI – 198	Fin Fan Cooler	Indica la presión del agua a la entrada de los ventiladores.
Manómetro	PI – 252	Fin Fan Cooler	Indica la presión a la salida de las bombas 201PO y 202.PO.
Manómetro	PI - 354	Fin Fan Cooler	Indica la presión a la salida del tanque de expansión.
Manómetro	PI – 048	GT Air Filter	Indica la presión de la salida del agua de la bomba 820PO.
Manómetro	PI – 800	GT Air Filter	Indica la presión del tanque de aire comprimido.
Manómetro	PI – 901	GT Air Filter	Indica la presión de paso de aire hacia el GT Air Filter.

Manómetro	PI – 151	Fuel Gas	Indica la presión de entrada al separador final 101ZE.
Switch de Presión	PSL – PW001	Potable Water	Genera una señal de baja presión en los lavaderos de seguridad
Switch de Presión	PSLL – IA004	Instrument Air	Genera una señal de baja presión del tanque U - 104
Switch de Presión	PSLL – IA006	Instrument Air	Genera una señal de baja presión de aire de instrumentación
Switch de Presión	PSL – 254	OFF Base Coolers	Genera una señal de baja presión de agua a la salida de las bombas 201PO y 202PO
Switch de Presión	PSL – 356	OFF Base Coolers	Genera una señal de baja presión de agua en la salida del tanque de expansión.
Switch de Presión	PSL - 812	GT Air Filter	Genera una señal de presión al paso del aire hacia el GT Air Filter.
Switch de Presión	PSH- 104A	Turbine Compartment	Genera una señal de exceso de presión en el interior de la turbina
Switch de Presión	PSH – 104B	Turbine Compartment	Genera una señal de exceso de presión en el interior de la turbina
Switch de Presión	PSH – 104C	Turbine Compartment	Genera una señal de exceso de presión en el interior de la turbina
Switch de Presión	PSH – 104D	Turbine Compartment	Genera una señal de exceso de presión en el interior de la turbina
Transmisor de Presión	PIT – FP004	Fire Protection	Mide la presión de agua contra incendios
Transmisor de Presión	PIT – RW002	Raw Water	Mide la presión a la salida de las bombas de pozo P-113A y B
Transmisor de Presión	PIT – RW006	Raw Water	Mide la presión a la salida de las bombas P115A y B
Transmisor de Presión	PIT – DW012	Drain Water	Mide la presión de las bombas P118A y B
Transmisor de Presión	PIT – PW005	Potable Water	Mide la presión de salida del agua de las bombas P116A y B.
Transmisor de Presión	PIT – IA003	Instrument Air	Mide la presión a la salida del tanque U-104
Transmisor de Presión	PIT – PA006	Instrument Air	Mide la presión de aire de planta

Transmisor Presión	de	PIT – VVV002	Waste water	Mide la presión de salida del agua de las bombas P-120A y B
-----------------------	----	--------------	-------------	---

### 3.3. MEDICIÓN DE FLUJO

Las medidas de flujo en tuberías por donde circulan líquidos y gases se efectúa principalmente con elementos que dan lugar a una presión diferencial al paso del fluido. Entre estos elementos se encuentran la placa de orificio, la tobera y el tubo Venturi.

**Tabla 2. Instrumentos de flujo**

INSTRUMENTO	TAG	UBICACION	FUNCION
Switch de flujo	FSL – DW011	Drain Water	Generan una señal por falta de flujo (para recirculación)
Switch de flujo	FS – VVV006	Waste Water	Generan una señal por falta de flujo (para recirculación)
Switch de flujo	FSH – 838	GT Air Filter	Genera una señal de exceso de flujo a la salida de la bomba 820PO

### 3.4. MEDICIÓN DE NIVEL

Los sensores de nivel son usados para determinar la cantidad de productos en tanques de almacenamiento y tanques de proceso.

En la central se emplea para:

- Controlar el nivel de líquido en tanques.
- Eliminar el condensado que se produce en los tanques que almacenan aire o gas.
- Evitar el rebose de los sumideros.

**Tabla 3. Instrumentos de Nivel**

INSTRUMENTO	TAG	UBICACION	FUNCION
Indicador de nivel	LG- RW003	Raw Water	Indica el nivel del agua del tanque TK - 113
Indicador de nivel	LG – FG001A	Fuel Gas	Indica el nivel del líquido del filtro separador
Indicador de nivel	LG – FG001B	Fuel Gas	Indica el nivel del líquido del filtro separador
Indicador de nivel	LG – IA001	Instrument Air	Indica el nivel del líquido del tanque U - 104
Switch de nivel	LS – PW004	Potable Water	Genera una señal de bajo nivel de agua en el tanque TK - 111
Switch de nivel	LS – DW107A	Drain Water	Genera una señal de alto y bajo nivel del líquido del sumidero 1
Switch de nivel	LS – DW107B	Drain Water	Genera una señal de alto y bajo nivel del líquido del sumidero 2
Switch de nivel	LS – DW107C	Drain Water	Genera una señal de alto y bajo nivel del líquido del sumidero 3
Switch de nivel	LS – DW107D	Drain Water	Genera una señal de alto y bajo nivel del líquido del sumidero 4
Switch de nivel	LS – DW107E	Drain Water	Genera una señal de alto y bajo nivel del líquido del sumidero 5

Switch de nivel	LS – DW107F	Drain Water	Genera una señal de alto y bajo nivel del líquido del sumidero 6
Switch de nivel	LSL– DW009A	Drain Water	Genera una señal de bajo nivel de agua del tanque TK – 116
Switch de nivel	LSL– DW009B	Drain Water	Genera una señal de bajo nivel de agua del tanque TK – 116
Switch de nivel	LSL– RW003A	Raw Water	Genera una señal de bajo nivel de agua del tanque TK – 113
Switch de nivel	LSL – RW003B	Raw Water	Genera una señal de bajo nivel de agua del tanque TK – 113
Switch de nivel	LSL–WW001A	Waste Water	Genera una señal de bajo nivel de agua del tanque TK – 109
Switch de nivel	LSL– WW001B	Waste Water	Genera una señal de bajo nivel de agua del tanque TK – 109
Switch de nivel	LS – HQ001A	High Quality	Genera una señal de alto y bajo nivel de agua del tanque TK – 115A
Switch de nivel	LS – HQ001B	High Quality	Genera una señal de alto y bajo nivel de agua del tanque TK – 115B
Switch de nivel	LS – LQ001	Drain Water	Genera una señal de bajo nivel de líquido del tanque U - 110
Switch de nivel	LS – LQ002	Drain Water	Genera una señal de bajo nivel de líquido del tanque U - 110
Switch de nivel	LS – FG001A	Fuel Gas	Genera una señal por alto o bajo nivel de líquido del filtro separador

Switch de nivel	LS – FG001B	Fuel Gas	Genera una señal por alto o bajo nivel de líquido del filtro separador
Switch de nivel	LSL – FP002	Fire Protection	Genera señal por bajo nivel de agua en el tanque TK - 114
Transmisor de nivel	LIT – FP002	Fire Protection	Mide el nivel de agua del tanque TK - 114
Transmisor de nivel	LIT – RW004	Raw Water	Mide el nivel de agua del tanque TK - 113
Transmisor de nivel	LIT – DW010	Drain Water	Mide el nivel de líquido del tanque TK - 116
Transmisor de nivel	LIT – PW005	Potable Water	Mide el nivel de agua del tanque TK - 111
Transmisor de nivel	LIT – VVW001	Waste Water	Mide el nivel de líquido del tanque TK - 109
Transmisor de nivel	LIT – HQ001A	High Quality	Mide el nivel de líquido del tanque TK – 115A
Transmisor de nivel	LIT – HQ001B	High Quality	Mide el nivel de líquido del tanque TK – 115B

### 3.5. MEDICIÓN DE TEMPERATURA

La temperatura es la variable que con mayor frecuencia se mide en la industria de procesos; una razón es que simple es que casi todos los fenómenos físicos se ven afectados por ésta. Las limitaciones del sistema de medida quedan definidas por la precisión, por la velocidad de captación de la temperatura, por la distancia entre el elemento de medida y el aparato receptor y por el tipo de instrumentos indicadores o controladores necesarios.

Tabla 4. Instrumentos de Temperatura

INSTRUMENTO	TAG	UBICACION	FUNCION
Termómetro	TI – FG001	Fuel Gas	Indica la temperatura interna del filtro separador
Termómetro	TI - 162	Fuel Gas	Indica la temperatura del separador final
Termómetro	TI – 154	OFF Base Coolers	Indica la temperatura del agua a la entrada a los ventiladores
Termómetro	TI – 182	OFF Base Coolers	Indica la temperatura del agua a la salida a los ventiladores
Termómetro	TI – 828	GT Air Filter	Indica la temperatura de entrada del aire al evaporative cooler
Termómetro	TI - 838	GT Air Filter	Indica la temperatura de salida del aire al evaporative cooler
Switches de temperatura	TSH - 45FT - 5	Turbine	Genera una señal de exceso de temperatura de salida de la turbina
Switches de temperatura	TSH – 45FT - 4	Turbine Compartment	Genera una señal de aumento de temperatura en el compartimento de la turbina
Switches de temperatura	TSH – 45FT -3	Turbine Compartment	Genera una señal de aumento de temperatura en el compartimento de la turbina
Switches de temperatura	TSH – 45FT - 2	Turbine Compartment	Genera una señal de aumento de temperatura en el compartimento de la turbina
Switches de temperatura	TSH – 45FT - 1	Turbine Compartment	Genera una señal de aumento de temperatura en el compartimento de la turbina

Switches de temperatura	TSH – 45FT – 10	Load Compartment	Genera una señal de aumento de temperatura en el compartimento de carga
Switches de temperatura	TSH – 45FT-11	Load Compartment	Genera una señal de aumento de temperatura en el compartimento de carga
Switches de temperatura	TSH – 45FA - 7	Gas Module	Genera una señal de aumento de temperatura en el módulo de gas combustible
Switches de temperatura	TSH – 45FA - 7	Gas Module	Genera una señal de aumento de temperatura en el módulo de gas combustible
Switches de temperatura	TSH – 45FA – 2	Lube Module    Oil	Genera una señal de aumento de temperatura en el módulo de lubricación
Switches de temperatura	TSH – 45FA - 1	Lube Module    Oil	Genera una señal de aumento de temperatura en el módulo de lubricación
Transmisor de temperatura	TIT – WW003	Waste Water	Mide la temperatura del agua residual

### 3.6. MEDICIÓN DE PH

El PH es una medida de la acidez o alcalinidad del agua con compuestos químicos disueltos, basado en la concentración de iones de hidrógeno ( $H^+$  y  $OH^-$ ). La medición de PH en la central se emplea para determinar la calidad del agua de desperdicio, ya que esta debe ser neutral en el momento de enviarla al mar, contando con un sistema de tratamiento de esta agua el cual consiste de

inyección de químicos (compuestos ácidos o básicos) hasta alcanzar el PH deseado.

**Tabla 5. Instrumento de PH**

INSTRUMENTO	TAG	UBICACIÓN	FUNCION
Medidor de PH	AIT – WW004	Waste Water	Mide el nivel de PH del agua residual

### 3.7. MEDICIÓN DE TURBIDEZ

La turbidez es una medida de la falta de claridad natural o transparencia del agua debida a la presencia de partículas extrañas. Esta medida se efectúa para determinar el grado de penetración de la luz en el agua, permite interpretar conjuntamente con la luz solar recibida y la cantidad de oxígeno disuelto el aumento o disminución de materiales suspendidos en el agua.

**Tabla 6. Instrumento de Turbidez**

INSTRUMENTO	TAG	UBICACION	FUNCION
Medidor de Turbidez	AIT – WW005	Waste Water	Mide el nivel de turbidez del agua residual

### 3.8. OTRAS VARIABLES

Además de la instrumentación relacionada con el control de proceso, existe una instrumentación encargada de proteger o de

cuidar a los diferentes equipos de la central. Las principales variables que se mide para proteger a los equipos son:

### 3.8.1. Vibración Mecánica

Las vibraciones excesivas sirven como advertencia de condiciones anormales y posiblemente peligrosas para la turbina.

**Tabla 7. Instrumentos de Vibración**

INSTRUMENTO	TAG	UBICACION	FUNCION
Sensor de vibración	0415CD	Turbine Compartment	Mide el nivel de vibración del eje de la turbina
Sensor de vibración	0495LG	Load Gear	Mide el nivel de vibración del compartimento de carga

### 3.8.2. Velocidad

La velocidad en un sistema turbina-generador en operación normal se considera constante, pero cuando existe pérdidas repentina de carga se presentan variaciones de velocidad pronunciadas.

**Tabla 8. Instrumentos de Velocidad**

INSTRUMENTO	TAG	UBICACION	FUNCION
Sensor de velocidad	0415CD	Turbine Compartment	Genera una señal de exceso de velocidad del eje de la turbina
Sensor de velocidad	0415CD	Turbine Compartment	Mide el nivel de velocidad del eje de la turbina

### 3.8.3. Detector de Gas

Este es importante para medir diferentes tipos de gases. En la central se lo emplea para detectar la presencia de gas metano CH<sub>4</sub> (empleado para la combustión) en la cabina que alberga la turbina, para evitar situaciones inseguras que pongan en riesgo el equipo o el personal de operación ante una eventual explosión.

**Tabla 9. Instrumentos Detectores de Gas**

INSTRUMENTO	TAG	UBICACION	FUNCION
Detector de gas	0474GP	Gas Compartment	Detecta fuga de gas en el compartimento
Detector de gas	0474GP	Turbine Compartment	Detecta fuga de gas en el compartimento de la turbina

### 3.8.4. Detector de Llama

Detectores de llama ultravioleta supervisan la llama en la cámara de combustión detectando radiaciones ultravioletas emitidas por la llama para determinar si aumento el carbono u otro determianate que esá causando reducción de detección de luz.

**Tabla 10. Instrumentos Detectores de Llama**

INSTRUMENTO	TAG	UBICACION	FUNCION
Detectores de llama	0415CD	Chambers Combustion	Detecta presencia de llama de combustión

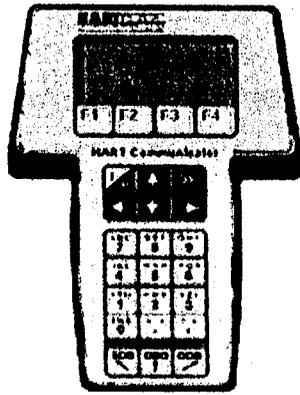
### 3.9. VÁLVULAS DE CONTROL

La válvula de control actuando como una resistencia variable en el proceso, su función es la de variar el caudal del fluido de control que altera a su vez el valor de la variable medida.

**Tabla 10. Válvulas**

INSTRUMENTO	TAG	UBICACION	FUNCION
Válvula de descarga	LV-FG001	Fuel Gas	Descarga de líquidos del filtro separador
Válvula de alivio	PSV-FG001	Fuel Gas	Alivio del filtro separador
Válvula de recirculación	XV-DW011	Drain Water	Recirculación de agua del tanque TK - 116
Válvula de paso	XV-PW005	Potable Water	Paso de agua al sistema de tratamiento del agua potable
Válvula de paso	XV-RW007	Raw Water	Entrada al tanque TK - 113
Válvula de paso	LV-FP002	Fire Protection	Ingreso de agua al tanque TK - 104
Válvula de alivio	PSV-IA001	Instrument Air	Alivio del tanque U - 104
Válvula de paso de aire	PV-PA006	Instrument Air	Paso de aire de planta
Válvula de recirculación	XV-WW006A	Waste Water	Recirculación del tanque TK- 109
Válvula de recirculación	XV-WW006B	Waste Water	Recirculación del tanque TK- 109
Válvula de tres vías	AV-WW008	Waste Water	Envía el agua al salado o al tanque TK - 109
Válvula de control	0422GF	Gas Module	Válvula de control primaria de gas combustible
Válvula de control	0422GF	Gas Module	Válvula de control secundaria de gas combustible
Válvula de control	0422GF	Gas Module	Válvula de control cuaternaria de gas combustible

### 3.10. CALIBRACION DIGITAL UTILIZADA: EL COMUNICADOR HART.



**Figura 3.1** Dispositivo de configuración portátil HART.

Es un dispositivo configurador portátil utilizado para la calibración<sup>1</sup> de los transmisores montados en la planta, los cuales se muestran a continuación:

**Tabla 11. Instrumentos Calibrados**

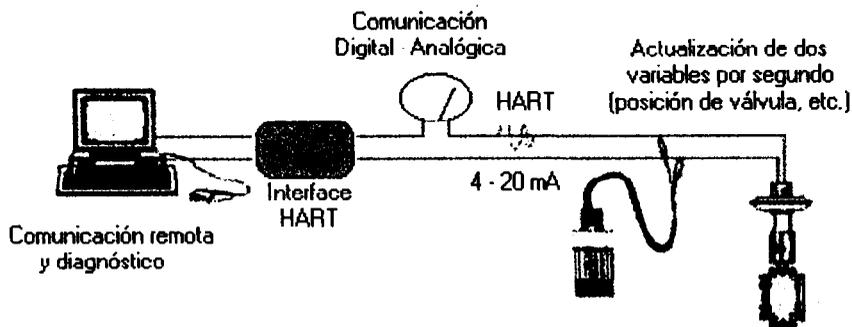
INSTRUMENTO	TAG	UBICACION
Transmisor de Presión	PIT – FP004	Fire Protection
Transmisor de Presión	PIT – RW002	Raw Water
Transmisor de Presión	PIT – RW006	Raw Water
Transmisor de Presión	PIT – DW012	Drain Water
Transmisor de Presión	PIT – PW005	Potable Water
Transmisor de Presión	PIT – IA003	Instrument Air
Transmisor de Presión	PIT – PA006	Instrument Air
Transmisor de Presión	PIT – WW002	Waste water
Transmisor de nivel	LIT – FP002	Fire Protection
Transmisor de nivel	LIT – RW004	Raw Water
Transmisor de nivel	LIT – DW010	Drain Water

<sup>1</sup> Revisar que todos los factores de configuración estén acorde a las necesidades del proceso, antes de su operación.

Transmisor de nivel	LIT – PW005	Potable Water
Transmisor de nivel	LIT – WW001	Waste Water
Transmisor de nivel	LIT – HQ001A	High Quality
Transmisor de nivel	LIT – HQ001B	High Quality
Transmisor de temperatura	TIT – WW003	Waste Water

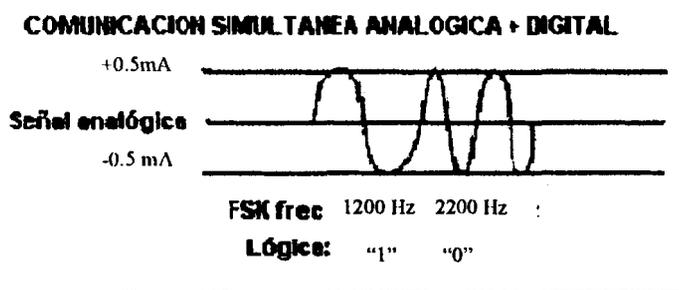
Este dispositivo tiene un diseño robusto, que permite su uso en el campo. Su pequeño tamaño permite portarlo cómodamente, y utilizarlo a la intemperie. Usualmente dispone de un conjunto de memorias EEPROM que permite almacenar la información concerniente a los transmisores. En caso de que un transmisor falle, bastará con instalar otro igual, y "bajar" la configuración de la memoria EEPROM a la memoria del transmisor. La operación del configurador se realiza utilizando un menú en forma de árbol, de fácil manejo.

Se establece una comunicación digital entre el dispositivo de configuración y el transmisor, conectando el comunicador en paralelo al lazo de corriente (4 - 20 mA).



**Figura 3.2 Comunicación a través del lazo de control.**

El comunicador sobreimprime una señal de alta frecuencia a la señal analógica, utilizándose una frecuencia para presentar los ceros y otra para los unos. Presenta la ventaja de que estas señales de alta frecuencia (por encima de 1 kHz) son invisibles al sistema de control, por lo que las dos comunicaciones (digital o analógica) no interfieren entre sí, pese a compartir el medio físico. Esta técnica se conoce como Frequency Shift Key (FSK).



**Figura 3.3 HART utiliza FSK para transmisión de información.**

Con el configurador podemos:

- Modificar el campo del rango inyectando a la entrada del transmisor señales correspondientes al límite inferior y al límite superior del rango, de modo tal que la señal de salida (4 – 20 mA) responda al nuevo rango requerido.
- Generar señales de salida de 4 a 20 mA, permitiendo así el chequeo de todos los instrumentos asociados al lazo de corriente.

- Conocer el estado de los componentes a través de mensajes de diagnóstico reportados por el transmisor tales como; error de configuración, fallas de comunicaciones, falla del sensor principal, falla del sensor secundario, falta de estabilidad de la señal utilizada para calibración, etc.
- Fijar unidades de salida (como porcentaje del alcance o en unidades de ingeniería).
- Ajustar amortiguación, típicamente en valores del orden de 0 a 32 segundos.
- Colocar tag a los instrumentos (identificación particular), modelo, número de serie, etc.
- Última fecha de calibración y las iniciales del técnico responsable de dicha calibración.

Algunas de estas funciones facilita el mantenimiento, al brindar información útil directamente asociada al transmisor en cuestión.

Algunas funciones adicionales facilitan aun más las tareas de mantenimiento, como la clonación de bases de datos, y su almacenamiento en memorias EEPROM auxiliares.

***CAPITULO IV***

***CONTROL DISTRIBUIDO DE LA PLANTA  
MACHALA POWER***



## **INTRODUCCION**

Los Sistemas de Control Distribuido aparecieron alrededor del año 1975 y son el resultado evolutivo de todos los avances en el control automático analógico y las técnicas de procesamiento digital. El Sistema de Control del BOP<sup>1</sup>, de la planta Machala Power está diseñado en base al Sistema Symphony que es uno de los sistemas de control distribuido de ABB, desarrollado para centrales eléctricas.

### **4.1. SISTEMA SYMPHONY**

El Symphony está constituido por dos partes: Harmony (hardware) y el Infi 90 (formado por los software Componer y Conductor) diseñado para asegurar una operación ininterrumpida y un alto nivel de seguridad de la planta.

#### **4.1.1. HARMONY**

El HARMONY (hardware del Sistema Symphony) comprende un conjunto de módulos de entrada/salida, controladores, y de comunicación que permiten controlar un proceso.

---

<sup>1</sup> Balance de Planta comprende todos aquellos sistemas auxiliares necesarios para la planta, pero que no intervienen en el sistema Turbina-Generador GE.

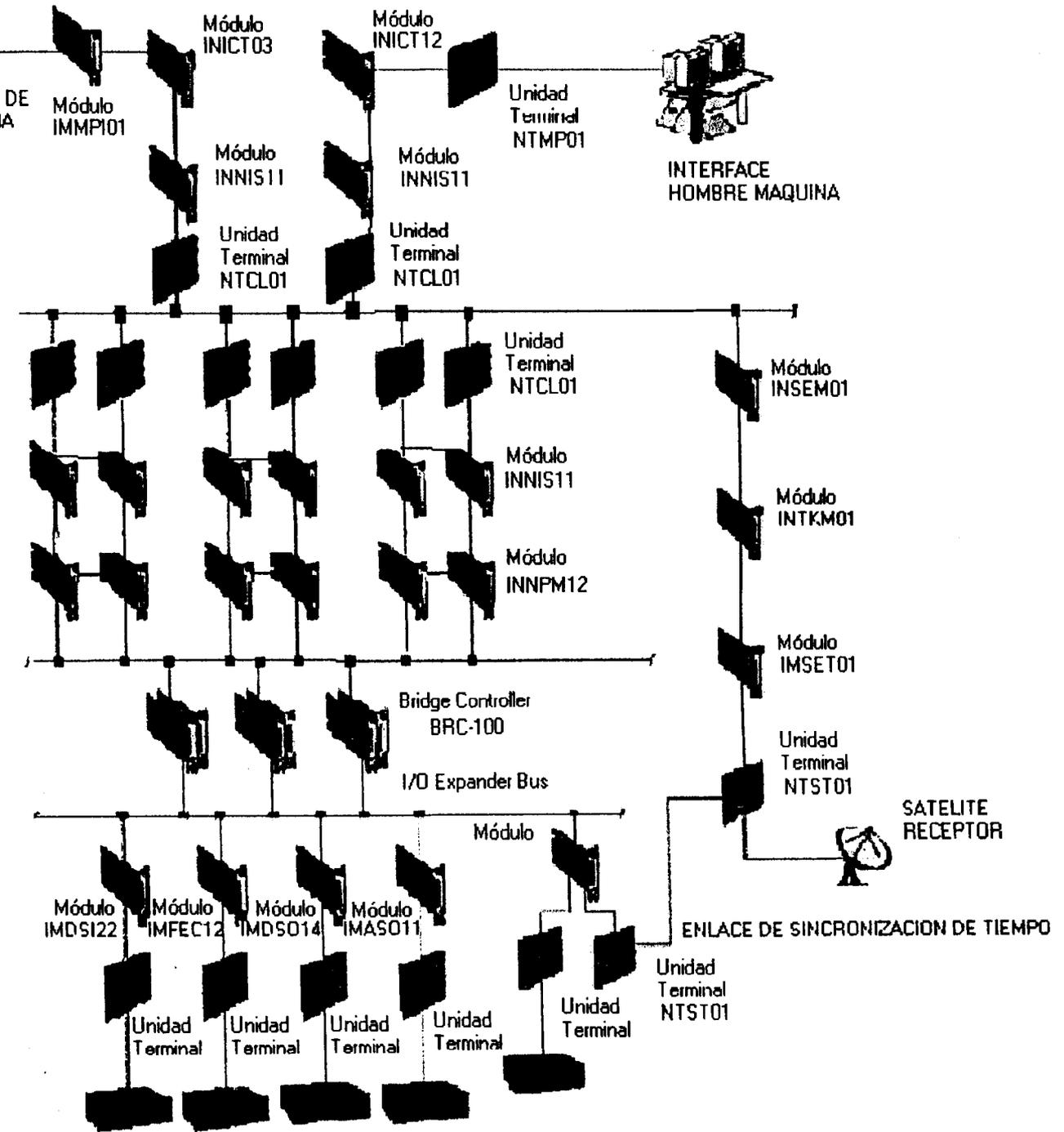


Figura 4.1 Arquitectura del Harmony

#### **4.1.1.1. Cabinas**

Las cabinas usadas proporcionan protección contra el polvo, suciedad y líquidos no corrosivos según especificaciones de la NEMA. Albergan los módulos y terminales del rack Harmony.

#### **4.1.1.2. Unidad de Montaje de Módulos (MMU)**

La MMU aloja controladores, módulos de E/S e interfaces de comunicación. Conecta y enruta el I/O Expander Bus y Controlway (estos elementos se explican más adelante), distribución de voltajes regulados (+5 VDC, +15 VDC, -15 VDC y 24 VDC), y señales de estado. Se pueden montar hasta 12 módulos.

#### **4.1.1.3. Sistema de Potencia Modular MPSIII**

El MPSIII provee 5, +15 y -15 VDC a los módulos del sistema, así como 24, 48, y 125 VDC a dispositivos energizados en campo, incluye corrección del factor de potencia ( $fp \geq 0.95$ ), adaptabilidad para varias fuentes de poder de entrada, supervisión de potencia y ventilación.



#### **4.1.1.4. Módulo de Entrada Digital IMDSI22.**

El IMDSI22 provee 16 señales digitales. Es una interface de entrada digital a controladores Harmony. Un controlador se comunica con los módulos de E/S sobre el I/O Expander Bus. Cada módulo de E/S en el I/O Expander Bus tiene una única dirección puesta por un dipswitch de ocho posiciones (S1), las posiciones del tres al ocho fijan los seis bits de dirección del módulo DSI, las posiciones uno y dos no son usadas y deben permanecer en la posición cerrada. Esta dirección identifica el módulo de E/S y debe ser la misma fijada en la configuración del controlador.

Los módulos DSI tienen 16 LEDs que muestran el estado de las entradas. Las señales digitales ingresan al módulo a través de un cable que viene de la unidad terminal. Los bloques terminales (puntos de conexión física) para cableado de campo están en la unidad terminal. Las entradas digitales de voltajes que puede recibir el módulo desde el campo son: 120 VAC, 24 VDC, 48 VDC, ó 125 VDC.

#### **4.1.1.5. Módulo de Entrada Analógica IMFEC12.**

El IMFEC12 proporciona 15 canales de señales analógicas. Este almacena la información en memoria y chequea la configuración de cada canal de

entrada, si todos están buenos, comienza la operación. Si se detecta una configuración errónea, el error aparecerá en el reporte de estado del módulo. El módulo tiene dos LEDs (rojo / verde) en su frente que indica su estado, el verde indican operación normal y el rojo indica una falla en el bus.

Las señales analógicas ingresan al módulo a través de un cable que viene de la unidad terminal. El módulo IMFEC12 acepta entradas de dispositivos externos y transmisores inteligentes de 4 a 20 mA y  $-10$  a  $+10$  VDC.

#### **4.1.1.6. Módulo de Salida Digital IMDSO14**

El IMDSO14 contiene 16 canales de salida digital de colector abierto. Los módulos de salida digital son usados por los controladores para manejar dispositivos de campo. Las señales digitales salen del módulo a través de un cable que va a la unidad terminal.

El módulo contiene dos LEDs (rojo / verde) en su frente que indica su funcionamiento y 16 LEDs muestran el estado de cada salida. Puede trabajar con voltajes de carga de 24 VDC a 250 mA y 48 VDC a 125 mA. Este voltaje energiza o desenergiza un dispositivo de campo o un relé.

#### **4.1.1.7. Módulo de Salida Analógica IMASO11**

El IMASO11 provee 14 señales de salidas analógicas que pueden ser usadas para controlar un proceso. Este usa un convertidor D/A por cada canal de salida. Contiene dos LEDs (rojo / verde) en su frente que indica el estado de operación del módulo. Las señales analógicas salen del módulo a través de un cable que va a la unidad terminal.

También proporciona +24 VDC de potencia para operar los circuitos de salida analógica. Las señales de salidas analógicas son de 1 a 5 VDC o 4 a 20 mA.

#### **4.1.1.8. Unidad Terminal**

En general una unidad terminal es un dispositivo pasivo que conecta y distribuye señales entre los módulos de E/S y terminales de cableado de campo. Tiene varios propósitos como terminación del cableado de campo, enrutamiento de señales de E/S, selección de rango para E/S analógicas, selección de voltaje de umbral para entradas digitales, selección de potencia de campo, circuito de protección, conexión a tierra.

#### **4.1.1.9. I/O Expander Bus**

Es un bus paralelo, síncrono de alta velocidad que proporciona un camino de comunicación entre controladores y módulos de E/S.

#### **4.1.1.10. Bridge Controller BRC-100**

Es un controlador de alto rendimiento y capacidad diseñado para comunicarse con los módulos de E/S sobre el I/O Expander Bus. Puede manejar especificaciones de control aplicado a lazos analógicos, secuenciales y control batch soportando múltiples lenguajes de control que incluyen códigos de función, C, Basic, Batch 90 y escalera.

Cuando se aplica potencia al módulo, hace un chequeo interno, examina su configuración, y construye la base de datos necesaria. Mientras está controlando un proceso, también ejecuta las rutinas de diagnóstico. Si descubre un problema en el hardware o el software este informa al operador.

Los efectos de una falla del control en el sistema pueden crear situaciones peligrosas o causar pérdidas económicas, para reducir esta posibilidad se emplean módulos redundantes. El módulo auxiliar tiene la misma estrategia de control cargada en su memoria como el módulo BRC primario

y se encuentra listo para asumir el control en caso de una falla. Hay 17 LEDs visibles a través del panel frontal, 16 relacionan el estado del procesador, y uno el estado del módulo. Un agujero pequeño proporciona el acceso directo a la combinación stop / reset mediante un pushbutton.

El módulo BRC tiene tres modos de operación: ejecución, configuración y error. El modo de ejecución es el modo normal de operación donde el BRC se comunica con los módulos de E/S, y otros módulos de control, ejecutando la configuración de control, lee las entradas, y actualiza las salidas.

Además procesa reportes de excepción y mensajes de configuración y control. El controlador genera un reporte de excepción periódicamente para actualizar valores, después de alcanzar un punto de proceso, un límite de alarma definido o cambios de estado.

Los datos típicamente aparecen como valores dinámicos, alarmas, cambios de estado en Displays, reportes generados por la HMI y otros nodos del sistema.

Se usa el modo de configuración para setear la estrategia de control. El módulo BRC recibe los comandos de la configuración sobre Controlway y cambia los datos en la memoria.

El BRC entra al modo de error siempre que el sistema de diagnóstico detecte un error en el hardware o en la configuración.

#### **4.1.1.11. Controlway**

El Controlway es un bus de comunicación de alta velocidad entre controladores del Harmony. El módulo BRC usa este bus para comunicarse con otros módulos de control. Proporciona un mega baudio, comunicación peer to peer que puede soportar hasta 32 dispositivos.

#### **4.1.1.12. Interface Cnet a Unidades de Control Harmony (HCU)**

Consiste principalmente de dos módulos de comunicación (módulo de interface de red INNIS11 y de proceso de red INNPM12) que proporcionan el acceso de una unidad de control Harmony a la Red de Control (Cnet).

Los datos se transfieren en mensajes que contienen datos del sistema, control, información de configuración y reportes de excepción. Esta interface soporta redundancia de hardware (dos módulos INNIS11 e INNPM12).

#### **4.1.1.13. Módulo de Red de Procesos INNPM12**

El INNPM12 actúa como un gateway entre Cnet y Controlway. Este módulo mantiene la base de datos de la HCU y dirige la comunicación de proceso entre los módulos que residen en Controlway y el módulo INNIS11.

El CPU interpreta y ejecuta instrucciones para realizar funciones de interface, control de comunicación y correr diagnósticos, además encuesta a los controladores para generar reportes de excepción.

El frente del INNPM12 contiene un LED de status del módulo, Ocho LEDs que relacionan el estado del procesador y un pushbotton de Stop / reset.

El INNPM12 tiene dos modos de operación: ejecución y error. En el modo de ejecución puede solicitar o coleccionar reportes de excepción, además permite al operador ajustar especificaciones y configurar el módulo dentro de un nodo de Cnet. Entra en el modo de error si las rutinas de diagnóstico del sistema interno descubren un error de hardware o de ejecución.

#### **4.1.1.14. Interface de Red INNIS11**

El INNIS11 es el frente final de cada interface de comunicación Cnet. Es el enlace inteligente entre un nodo y la red Cnet. Su CPU interpreta y ejecuta

las instrucciones para el control de comunicación y diagnósticos. El microprocesador es responsable de la operación global del módulo, este se comunica con todas las funciones de bloques. 16 LEDs en el panel frontal muestran códigos de error y conteos de evento / error.

El módulo se conecta a Cnet por medio de la unidad terminal NTCL01. Realiza reportes de excepción haciendo estos datos disponibles a todos los nodos Cnet.

El INNIS11 procesa cuatro tipos de mensaje diferentes. Ellos son broadcast, sincronización de tiempo, multicast, y NIS poll. Un nodo genera un mensaje broadcast al enviar la información a todos los nodos del sistema, estos mensajes generalmente anuncian los cambios en el estado del nodo. El mensaje de sincronización de tiempo es un tipo de mensaje broadcast de alta prioridad. Un mensaje multicast contiene datos para ciertos destinos, este mensaje puede tener de uno a 64 destinos. NIS Poll es un mensaje de un solo destino. El INNIS11 usa este tipo de mensaje para pedir el estado operacional de otro nodo.

Cualquier módulo puede transmitir un mensaje en cualquier tiempo independiente de cualquier actividad de otro módulo en la red Cnet. Cada uno puede transmitir y recibir los mensajes simultáneamente. Cuando no

hay ningún mensaje para transmitir, el módulo transmite los caracteres de bandera (paquetes nulos).

Hay tres métodos por el cual el módulo asegura la integridad de los datos. Ellos son lógica de reintento, tabla de estado de nodo, y polling.

Lógica de reintento: Si en la primera transmisión de un mensaje, el módulo INNIS11 no recibe el reconocimiento positivo desde el nodo destino, este retransmite el mensaje hasta 11 veces. Si después de esta serie de reintentos no hay ninguna contestación, el nodo de destino es marcado como desconectado.

Tabla de Estado de nodo: El módulo INNIS11 mantiene una tabla interna de estado de nodos del sistema tales como desconectado u ocupado.

Polling: El módulo INNIS11 usa la información de la tabla de estado para propósitos de encuestas, examina esta tabla escogiendo destinos para mensajes multicast a los nodos que han sido marcados como desconectados u ocupados. Después de la encuesta el INNIS11 actualiza su tabla.

#### **4.1.1.15. Red de Control (Cnet)**

Cnet es una red de datos serial unidireccional de alta velocidad que opera a una razón de comunicación de 10 megabaud. Los nodos Cnet son: redes satélites, unidades de control Harmony, interface Hombre Máquina y computadora, cada una conectada a una interface de comunicación Cnet.

#### **4.1.1.16. Interfase de Comunicación Cnet a Computadora**

Esta interfase da un acceso a la computadora central ó HMI para ingresar los datos a la Red de Control Cnet. Una computadora puede acceder a Cnet para la adquisición de datos, configuración del sistema y control del proceso, mientras que la HMI proporciona la habilidad de supervisar y controlar la operación de la planta desde un solo punto. La conexión de la estación de trabajo a Cnet da acceso al operador de planta a la información dinámica del proceso, y habilita supervisión, sintonización y control.

#### **4.1.1.17. Módulos de Transferencia a Computadora INICT03 e INICT12**

El módulo INICT03 se ocupa de manejar toda comunicación con la computadora central a través de su módulo IMMPIO1 el cual proporciona dos puertos seriales RS-232-C y un puerto SCSI. El firmware del módulo

permite a la computadora central emitir numerosos comandos para adquisición de datos, configuración, control de proceso, y estado del sistema.

La HMI se conecta al módulo INICT12 a través de la unidad terminal NTMP01 utilizando su puerto de comunicación serial RS-232.

Los módulos INICT03 e INICT12 reciben datos desde controladores Harmony sobre Controlway, entonces clasifica, organiza, y los almacena en una base de datos. El módulo INNIS11 recibe tramas desde la red Cnet y los pasa a estos módulos para procesarlas. Ordena estos datos, almacena reportes de excepción y solicitudes hasta que la computadora central esté lista para recibir estos datos permitiéndole operar asincrónicamente a la red Cnet. Cuando la computadora central está lista para procesar más datos, emite un comando al módulo que remite los datos como una contestación.

El INICT12 contiene un LED de estado, 8 LEDs de CPU y un pushbutton de Stop/reset. Durante la operación normal los 8 LEDs de CPU mantienen una cuenta de los comandos y contestaciones que pasan a través del módulo. Si un error ocurre, estos LEDs muestran un código y el LED de

estado cambia a rojo. El INICT03 a diferencia del INICT12 contiene 16 LEDs de CPU.

Estos módulos tiene dos modos de operación: ejecución y error. Mientras están en modo de ejecución, pueden coleccionar reportes de excepción, ejercer control, permitir al operador ajustar especificaciones al módulo configurar los módulos dentro de un nodo que reside en Cnet o realizar rutinas de funciones de sistema de seguridad. Entran en modo de error si las rutinas de diagnóstico del sistema descubren un error de hardware o de ejecución.

#### **4.1.1.18. Interfase del Procesador Multifunción IMMPIO1**

El IMMPIO1 maneja la interfase de E/S entre la computadora central y el INICT03 por medio de un puerto serial RS-232-C o un puerto SCSI.

#### **4.1.1.19. Distribución Secuencial de Eventos (SOE)**

Este sistema garantiza una referencia de tiempo en red para conseguir sincronización de eventos, registro de alarmas y reportes.

El sistema SOE se compone de los siguientes módulos: INSEM01 (Maestro de Secuencia de Eventos), INTKM01 (Maestro Guardián del

Tiempo) INNIS11 (Interfaz de Red) e IMSET01 (Secuencia de Eventos Temporizado).

#### **4.1.1.20. Maestro de Secuencia de Eventos INSEM01**

Es el encargado de redactar la información de todos los eventos del sistema y la coloca en una base de datos, proporcionando datos de eventos al HMI para la presentación de reportes. Se comunica directamente con los módulos INNIS11 y INTKM01 sobre el I/O Expander Bus.

#### **4.1.1.21. Maestro Guardián del Tiempo INTKM01**

Almacena información de tiempo que recibe en formato IRIG-B desde un satélite receptor externo, poniéndola a disposición del sistema a través de un enlace de sincronización de tiempo que conecta el módulo INTKM01 al módulo IMSET01. La conexión al enlace de sincronización de tiempo se logra por una unidad NTST01.

El módulo INTKM01 envía información de tiempo sobre el enlace de sincronización de tiempo cada segundo, actualiza su reloj interior y mantiene esta sincronización con la información proporcionada por el receptor externo.



#### **4.1.1.22. Secuenciador de Eventos Temporizado IMSET01**

Asigna hora y fecha a cada evento, toma 16 entradas digitales del campo con una resolución de un milisegundo. Se comunica a través del I/O Expander Bus con controladores para intercambiar datos e información para la sincronización de eventos. El IMSET01 recibe y decodifica el enlace de sincronización de información de tiempo enviado por el módulo INTKM01 manteniendo sus relojes interiores sincronizados.

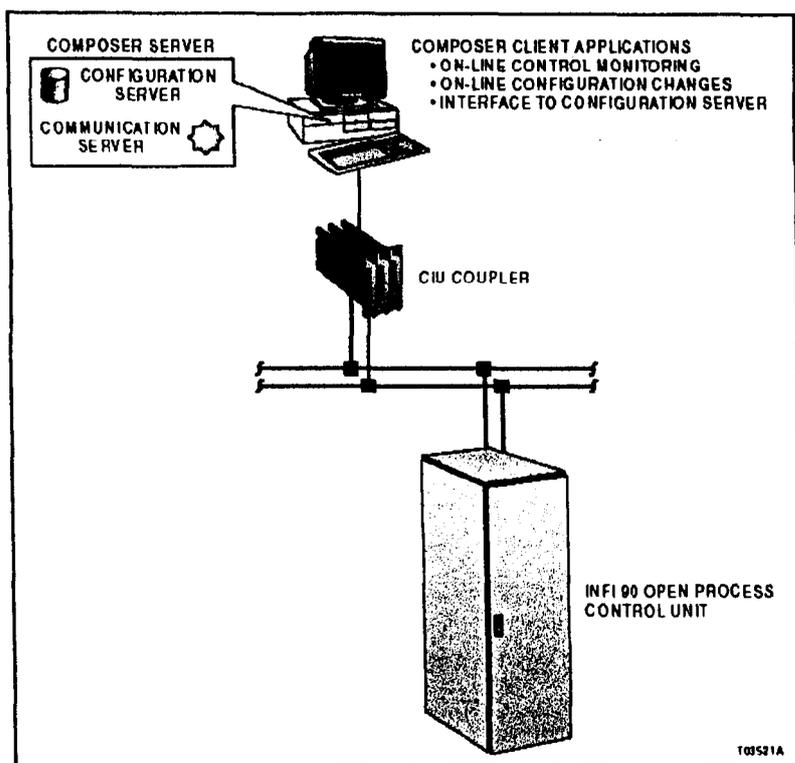
#### **4.1.2. COMPOSER**

El Composer proporciona una herramienta comprensiva de diseño y mantenimiento para el Symphony, opera en un ambiente de trabajo Windows NT que simplifica la configuración y mantenimiento del sistema. Sus aplicaciones proporcionan la habilidad de desarrollar gráficamente las estrategias del sistema de control, mantener la configuración global de la base de datos, y manejar las bibliotecas del sistema.

Algunas características principales del sistema Componer son: Operación multiusuario (arquitectura cliente/servidor). La información de configuración manejada por el servidor, así como los datos en línea del Symphony puede accederse simultáneamente por los usuarios. La arquitectura usada en el

proceso de automatización es la del control con un solo puesto de trabajo (Fig. 4.2). En esta configuración las aplicaciones del servidor pueden ser cargados hacia la misma máquina física. Los archivos de configuración residen en la unidad de disco duro de esta máquina.

Un servidor de configuración puede manejar más de 10 conexiones de clientes simultáneamente y les proporciona acceso compartido de información de la configuración del sistema.



**Figura 4.2 Arquitectura del Sistema -Usuario único**

Este maneja y guarda los datos del proyecto o sistemas, esta base de datos simplifica el direccionamiento y automatiza muchas tareas de configuración. La información puede importarse y exportarse en muchos formatos (txt, xls, etc.)

Composer introduce un solo sistema de base de datos de componentes que es llamado el intercambiador de objetos. Este mantiene un grupo multiusuario de normas, símbolos, macros, y plantillas lógicas que se usan para generar las estrategias de control. Facilitando a los usuarios el uso de sistemas y normas al crear las estrategia de automatización. El Administrador de Batch diseña las herramientas para crear, revisar y manejar mientras se encuentra transmitiendo.

#### **4.1.2.1. Ventanas Principales**

Existen dos ventanas principales: el explorer, y la arquitectura de automatización.

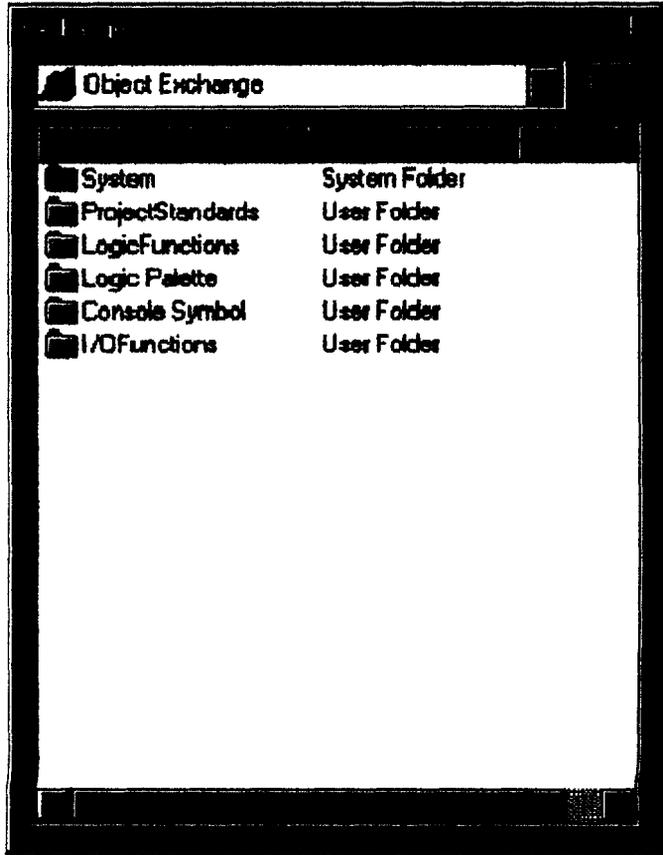
El Explorer a su vez presenta al usuario dos ventanas principales: la arquitectura del sistema y el intercambiador de objetos.

La ventana de la arquitectura del sistema se apoya en dos vistas: la vista del documento y la vista del navegador de datos. La habilidad de asociar

cualquier documento con la arquitectura del sistema es una ventaja importante. Esto permite tener acceso a cualquier información, como P&IDs, dibujos del arreglo, etc. Cuando la ventana del navegador de datos está activa, la hoja desplegará información de la etiqueta asociada con el objeto del sistema que el usuario ha seleccionado. Toda esta información está en la base de datos del servidor de configuración. En esta ventana el usuario puede ver, definir y modificar los datos de la etiqueta para todo el sistema, agregando los cambios a la base de datos del servidor de configuración. Permite filtrar la base de datos eliminando de la vista la información innecesaria y la importación y exportación de datos desde la etiqueta.

El Intercambiador de objetos presenta al usuario una vista de los componentes que puede usar para crear las configuraciones de sistema de control (Fig. 4.3). Los objetos son organizados en carpetas. Los códigos de las funciones, símbolos entre otras herramientas están en la carpeta Sistemas. Los usuarios pueden definir sus propias carpetas dentro del intercambiador de objetos. Esto permite al usuario organizar el sistema eficazmente.

La arquitectura de automatización mantiene la creación visual revisando, supervisando, y poniendo a punto el control lógico. Las estrategias de



**Figura 4.3 El Intercambiador de objetos**

Las estrategias son programadas como una función de bloques. Conectando los bloques de funciones (Fig. 4), el usuario puede especificar y definir visualmente la estrategia de control.

La Arquitectura de automatización guarda información de la configuración de control en los documentos lógicos y puede usar la funcionalidad supervisora para obtener los valores dinámicos del sistema Symphony. Estos valores se presentan automáticamente en la misma lógica de control.

Dos de las metas principales del Composer son reducir el costo y mejorar la calidad del software de estrategia de control. Para lograr estas metas se apoya en la Plantilla Lógica de control que define un grupo de funciones que se utilizan para desarrollar un sistema de automatización de procesos. Con el propósito de hacer posible la configuración del control de manera más interactiva agrega aplicaciones de configuración gráfica.

Toda la configuración del directorio e información de configuración de etiquetas están disponibles vía OLE. Los usuarios pueden acceder, extraer y reemplazar la información guardada en el servidor de configuración de Composer.

#### **4.1.2.2. Administrador de Batch**

El BDM es un grupo de herramientas de diseño que sirven para crear, mientras se está revisando, manejando, transmitiendo o poniendo a punto una secuencia. El usuario puede configurar sus propias funciones de

código. El corazón de BDM es el lenguaje de programación Batch 90 que le permite al ingeniero crear las aplicaciones de mando secuencial mediante declaraciones de sintáxis claras y concisas. Proporciona una estructura de agrupación modular para unir las secciones lógicas:

Lógica Normal: ejecuta el mando secuencial normal.

Lógica de mando Continua: ejecuta un juego de enclavamientos continuamente.

Error lógico: se ejecuta si una orden de parada se emite o si existe una falla.

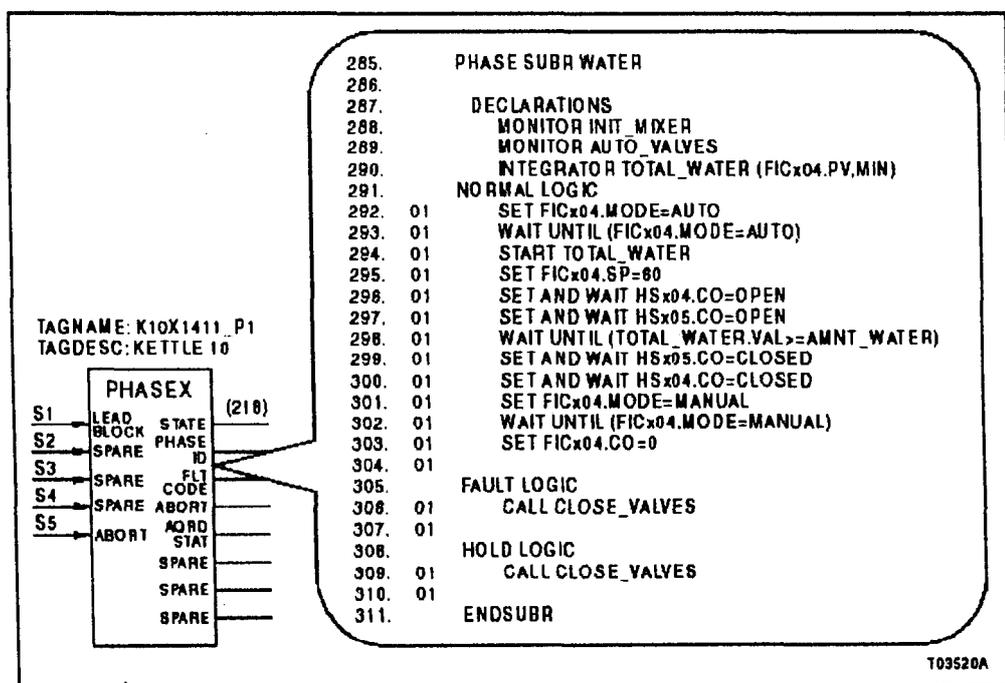
Carga lógica: se ejecuta si una orden de sostenimiento se emite.

Restauración lógica: se ejecuta si la lógica retorno a su estado normal

Se usan las recetas para determinar el procedimiento y formulación del batch. Un procedimiento determina el orden en que la receta se ejecuta. La formulación es el juego de datos que definen los requisitos para un producto específico.

En el BDM se almacena una biblioteca con las características de los equipos instalados. Cada biblioteca contiene una serie de 90 programas que sirven para la configuración de los instrumentos.

Batch 90 incluye un editor de texto para programar y compilar. Transmite el código de la función para la ejecución de la fase (PHASEX) (Fig. 4.4). El administrador de batch envía el nombre de la fase y los datos a la receta PHASEX. El bloque PHASEX ejecuta la lógica de la fase y cuando el estado se encuentra completo el administrador de batch automáticamente transmite la próxima fase definida en la receta.



**Figura 4.4 PHASEX Función de Códigos.**

El usuario puede definir sus propias funciones mediante el UDF (User definition funtion) el cual incluyen un texto editor para crear y compilar programas usando las declaraciones de mando de sintáxis similar a

Batch90. Puede transmitir los códigos de su función (Fig. 4.5) e incorporarlos en las estrategias de mando de la misma manera como cualquier otro código de función. No requiere una receta para ser ejecutado.

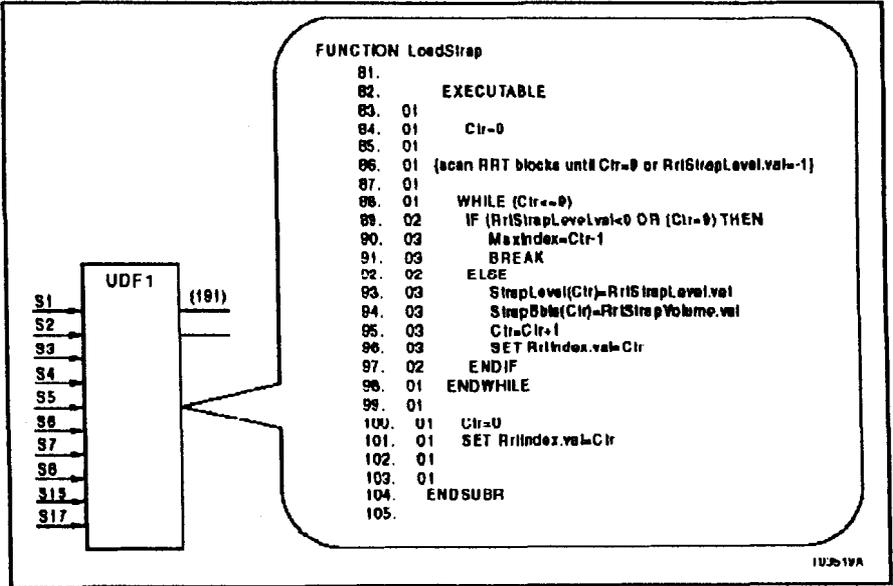


Figura 4.5 Definición del código de función por parte del usuario.

El depurador dinámico, la herramienta de localización y resolución de fallas primarias para Batch 90 y UDF, se usa para corregir posibles errores del algoritmo de la función.

El depurador dinámico nos da la posibilidad de:

- Observar los datos del proceso como variables
- Monitorear el funcionamiento normal de bombas, válvulas.

Funcionamiento paso a paso de la función programada.

El programa puede diseñarse para correr en cierto punto y luego detener su ejecución, permitiendo revisar la lógica sistemáticamente.

#### **4.1.3. CONDUCTOR**

Conductor NT es un software basado en Windows NT caracterizado por una HMI que facilita al operador: monitorear, controlar, corregir fallas y optimizar el proceso. Proporciona al Symphony un sistema de usuarios con acceso dinámico a la planta para el manejo de datos. El manejo de pantallas, revisión de alarmas, histórico y de tiempo real permite al usuario un inmediato acceso a todos los estados del proceso y operación de la planta.

Conductor NT representa un avance mayor en el dominio de control de procesos integrados y sistemas de información, basado en un hardware no propietario, operando el software del sistema, y estándares industriales mediante el intercambio abierto.

Todas las funciones como: alarmas, reportes, registros, y control se han diseñado con énfasis especial para la eficacia y seguridad del proceso. Tiene una arquitectura cliente/servidor, que extiende este principio en el

---

dominio de OPC<sup>2</sup>, empleándolo para pedir datos a los sistemas de control inteligentes que actúan como los OPC datos servidores. La configuración permite mandar soluciones que van de un solo servidor hacia los clientes múltiples. Como resultado NT tiene una HMI fácil de manejar, usar y configurar.

#### **4.1.3.1. Proceso de Monitoreo y Control**

El proceso de monitoreo y control es el primer enfoque de la aplicación del Conductor NT. Esto se logra mediante la representación de las E/S y funciones de control en las pantallas del Symphony/Harmony.

#### **4.1.3.2. Sistema de Ventanas**

Este sistema permite de una a cuatro ventanas de proceso para ser mostradas en una sola pantalla o a través de dos monitores con configuración horizontal (Fig. 4.6). El usuario puede configurar las ventanas a ser presentadas usando el CRT. El texto y los gráficos dentro del proceso se pueden observar sin importar el tamaño de la

---

<sup>2</sup> El OPC (OLE para control de procesos) es un estándar abierto para compartir datos entre dispositivos de campo y aplicaciones de ordenador basado en OLE de Microsoft. Permite a las aplicaciones leer y escribir valores de proceso y que los datos sean compartidos fácilmente en una red de ordenadores.

pantalla, lo que le permite al operador observar todo el proceso o la parte que el desee observar o monitorear.

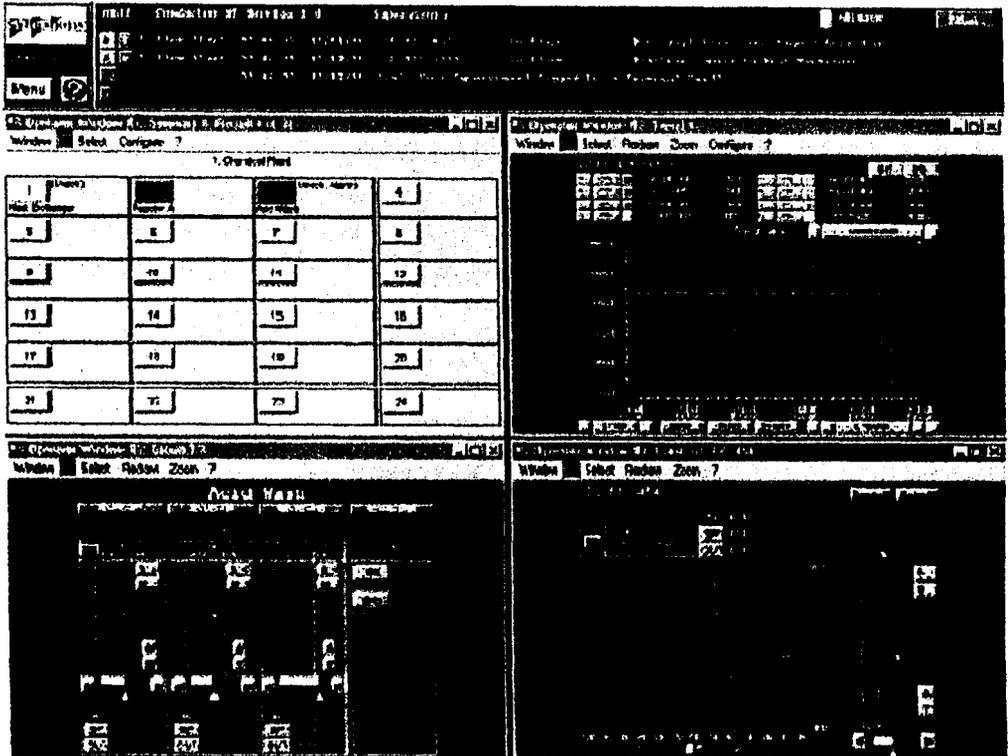


Figura 4.6. Sistema de Ventanas

La interfaz gráfica proporciona una fácil navegación para el control, monitoreo, revisión de alarmas, etc. Mediante el uso del Mouse el operador puede manejar la interfaz del proceso. Las teclas de función preasignadas le permiten realizar acciones específicas al operador.

#### **4.1.3.3. Generación de Reportes**

Conductor NT tiene una aplicación para la generación de reportes. Hay dos tipos de registro: Eventos y Hojas de cálculo. Cada tipo puede guardarse o imprimirse cuando estos ocurran. Los eventos pueden ser alarmas de proceso, alarmas del sistema, mensajes del operador, errores en la operación, área, etc. La generación de reportes y eventos históricos se realiza periódicamente. Existe la opción de combinarlos con operaciones y funciones matemáticas que se muestran mediante una hoja de cálculo (EXCEL).

#### **4.1.3.4. Display de Tendencia**

Los displays de tendencia son habitualmente una de las herramientas más importantes usadas para la operación en los procesos industriales. Los cuales pueden representar el mínimo, máximo, promedio, o los valores del proceso instantáneos. Pueden seleccionarse segmentos de un display de tendencia y dar detalles ampliados de un evento o proceso. La base de datos histórica es el punto de colección de los datos proporcionados para los display de tendencia, registros y generación de reportes.

---

El almacenamiento de los datos y eventos históricos se realiza en un cartucho trasladable DAT.

#### **4.1.3.5. Manejo de Alarmas**

El manejo de alarmas del Conductor NT permite al operador detectar fallas en la operación de la planta. La forma como están presentadas permite asignar prioridades. Ante la presencia de un mensaje de alarma el operador puede moverse hacia la pantalla correspondiente con un simple clic del Mouse. Dieciséis niveles de prioridad asignados permiten al operador moverse rápidamente del centro hacia donde lo necesite. Además tiene una configuración de tonos que le permiten al operador identificar de forma audible la importancia de la alarma. Las alarmas se pueden filtrar hacia la Ventana de la Mini-alarma según la clasificación (proceso, sistema, evento, prioridad, y área). Cada clasificación tiene opciones de filtración diferentes. Este proceso reduce el tiempo de respuesta tanto como la segregación de eventos en una unidad del proceso, así el operador puede examinar fácilmente y reaccionar a las alarmas exclusivamente relacionadas con el área de interés.

Además de filtrarse las alarmas individuales puede inhibirse manualmente o por otras alarmas. Esta característica reduce el riesgo de mostrar alarmas que pueden captar la atención del operador. Existe una pequeña ventana que se localiza permanentemente en la parte alta de la pantalla permitiendo al operador supervisar cualquier proceso y el sistema de alarmas sin tener en cuenta el número y tipo de ventanas presentes en la pantalla, se la conoce como ventana de la minialarama; permite acceder a cualquier pantalla del sistema, realizar reconocimiento de alarmas y filtrar las innecesarias

#### **4.1.3.6. Configuración**

El Conductor NT utiliza software basado en objetos que lo hace fácil de configurar y usar. La configuración se realiza mediante el relleno de espacios en blanco. Todas las funciones con las que opera se realizan a través de la asignación de tags. En la pantalla podemos observar los gráficos del proceso usando la estática, dinámica, y animada de los símbolos normales. Los displays son creados en línea sin afectar el proceso. Las configuraciones tienen un respaldo

mediante disquete floppy, DAT grabados, o mediante los dispositivos de almacenamiento Ethernet montados.

#### **4.1.3.7. Conectividad OPC**

El Conductor NT tiene un OPC optativo (OLE para control de procesos) standard con una interfaz basada en la conexión directa a la tercera parte de los dispositivos de control como son: controladores programables, sistemas de control pequeños y otros dispositivos inteligentes que trabajan con la interface servidor OPC.

## **4.2. LAZOS DE CONTROL**

### **4.2.1. Sistema Fuel Gas Filtro/Separador**

No existen lazos análogos asociados con el Filtro /Separador de Fuel Gas, pero existen 4 switches de nivel, dos switches de nivel alto (LSH-FG001 A & B) y dos switches de nivel bajo (LSL-FG001 A & B). y un switch de salida.

#### **Interface con el Operador**

La válvula de descarga del separador (LV-FG001) puede abrirse manualmente por el HMI o automáticamente por la activación de los

switches de nivel. El estado abierto o cerrado de la válvula es mostrado en el HMI.

### **Operación**

Durante normal operación no se requiere de la intervención del operador, pero este puede abrir o cerrar manualmente la válvula desde la HMI.

El DCS envía a la planta de procesamiento una señal de disparo de la turbina; mientras que la planta de gas le envía al DCS tres señales análogas, las cuales son monitoreadas en el cuarto de control, estas son: flujo, diferencial de presión, y temperatura del gas.

#### **4.2.2. Bombas de Agua de Pozo**

Existen tres lazos análogos asociados con las bombas de agua de pozo, estos son:

LIT-FP002- Nivel del tanque de almacenamiento de agua contra incendios.

LIT-RW004- Nivel del tanque de almacenamiento de agua cruda.

PIT-RW002- Diferencial de presión de agua cruda.

### **Interface con el Operador.**

Las bombas pueden arrancar o parar manualmente desde el HIS, o automáticamente a través de las señales de nivel alto o bajo del tanque de servicio de agua contra incendios TK-114, del tanque de servicio de agua cruda TK -113 y de una señal de bajo diferencial de presión enviada por un transmisor. Una de las pantallas del DCS permite apagar y prender las bombas.

### **Operación.**

La operación de las bombas se realiza por la HMI, solo una de las bombas deberá funcionar durante la operación normal.

En el llenado inicial el operador puede arrancar manualmente una o ambas bombas. Con las bombas funcionando y el nivel bajo en ambos tanques, las válvulas de entrada LV-FP002 y XV-RW007 se abren. El nivel de los tanques puede ser monitoreado observando los indicadores LI-FP002 y LI-RW004. Cuando las bombas están en automático, la señal de bajo de los tanques enciende las bombas y estas funcionan hasta que el tanque alcance el nivel normal.

Una vez que los tanques están llenos, el operador selecciona una de las bombas como primaria y la segunda queda en standby, esta selección se realiza mediante la pantalla de la HMI, y se coloca la bomba en automático en el HIS. El uso del agua o las posibles fugas pueden reducir el nivel en los tanques, cuando esto sucede se setea la alarma Bajo, y la bomba arranca y rellena el tanque, este ciclo On/Off continúa durante la operación normal.

En caso de que falle la bomba primaria, la segunda bomba entra en funcionamiento 20 segundos después, este retardo es seteado en el DCS.

En caso de incendio ambas bombas entran en funcionamiento activadas por las señales XA-008A&B que salen del DCS y a su vez el controlador de las bombas le confirman el encendido de estas mediante las señales XA-FP007A&B.

Cada bomba tiene selector inicial de paro en el HMI ubicado en el cuarto de control. El paro ocurre cuando el nivel del líquido en los tanques llega a su valor normal.

#### **4.2.3. Bombas de Agua Cruda.**

Existen 2 lazos de control:

LIT-RW004 Nivel del tanque.

PIT-RW006 Diferencial de presión.

### **Interface con el Operador.**

Cada bomba tiene un HOR (HIGH OVERRIDE) local y un HIS Start/Stop en las pantallas del HMI.

### **Operación.**

El control de la operación normal se realiza desde el HMI en el cuarto de control, para esta operación se requiere que funcione solo una bomba, mientras que la segunda permanece en STANDBY. La bomba puede ser colocada en modo manual mediante un switch selector en esta posición, la bomba arranca mientras el nivel del tanque de agua cruda no se encuentre en el nivel low-low o punto de disparo. La HOA (HAND OFF AUTOMATIC) se coloca en posición automática.

#### **4.2.4. Sistema de Tratamiento de Agua Potable.**

Existe un lazo analógico asociado con este sistema que es el LIT-PW005 (transmisor de nivel del tanque TK-111).

### **Operación.**

La operación normal se realiza en el cuarto de control a través del HMI. Se requiere que funcione una sola bomba para suplir la demanda. La segunda permanece en STANDBY. Mediante un selector se puede colocar a la bomba en modo manual y el DCS la pasa por alto. El operador puede seleccionar una de las bombas como primaria emitiendo un comando de arranque desde el HMI ubicado en el cuarto de control. Una vez que se ha comprobado que la bomba seleccionada arrancó se puede colocar la segunda bomba en standby. Cuando la bomba en standby se encuentra lista, puede entrar a funcionar como primaria en el caso de que esta falle y la diferencia de presión caiga bajo el mínimo valor establecido.

Si la señal de caída del diferencial de presión PSL-PW001 se mantiene durante mucho tiempo el DCS envía un comando de arranque para encender la bomba que está en standby. La señal emitida por el switch de nivel LSLL-PW004 del tanque de servicio puede disparar las bombas.

El nivel del tanque es controlado por el LIT-PW005 y monitoreado por el LI-PW005, si el nivel baja demasiado se emite una alarma que activa la válvula XV-PW005 para alimentar el tanque de almacenamiento de agua

potable desde el tanque del sistema de tratamiento de agua potable o del tanque de enfriamiento. Una vez que el agua ha llegado a su nivel normal la válvula XV-PW005 se cierra.

### **Alarmas**

Existen tres alarmas asociadas con este sistema que son:

Alarma de nivel alto LAH-PW005

Alarma de nivel bajo-bajo LALL-PW005

Diferencial de presión bajo PAL-PW001



#### **4.2.5. Sistema de Enfriamiento.**

Existen dos lazos análogos asociados con este sistema:

LIT-DW010 Nivel del tanque de almacenamiento TK-116

PIT-DW012 Diferencial de presión

#### **Interface con el Operador**

Cada bomba P118A&B tienen un HOA local y un HIS de arranque/paro en la pantalla del HMI. Las señales del transmisor de presión PI-DW012 y el nivel del tanque IL-DW010 sirven para los sistemas de alarma y monitoreo.

## **Operación**

La operación normal se realiza desde el HMI ubicado en el cuarto de control, durante la cual se requiere que funcione solo una de las bombas, mientras la segunda queda en standby. Mediante un switch se selecciona el funcionamiento de la bomba en modo manual, enviando una señal al DCS para que pase por alto la bomba.

La bomba puede arrancar en este modo siempre que el nivel del tanque de almacenamiento de agua de enfriamiento no se encuentre en nivel bajo-bajo. Cuando el selector se encuentra en la posición automático, el operador puede seleccionar una de las bombas como primaria, emitiendo un comando desde el cuarto de control. Una vez que comprueba que la bomba arranca, el operador puede colocar la segunda bomba en standby. En caso de falla de la bomba primaria, o una señal de descenso de la presión emitida por el PAL-DW012 la bomba en standby entrará en funcionamiento. El nivel bajo-bajo del tanque de almacenamiento LSSL-DW009A&B puede hacer que las bombas se disparen.

La válvula solenoide XV-DW011 al abrirse permite la recirculación hacia el tanque de almacenamiento cuando el switch de flujo FSL-DW011 detecta un nivel bajo de 20 GPM o menor.

### **Alarmas.**

Existen tres alarmas asociadas con este sistema, que son:

LAH-DW010 Nivel alto del tanque de almacenamiento

LAL-DW010 Nivel bajo del tanque de almacenamiento

PAL-DW012 Diferencial de presión bajo

### **4.2.6. Sistema de Aire de Planta e Instrumentación**

Existen dos lazos asociados con este sistema, que son:

PIT-IA003

PIT-PA006

### **Interface con el Operador**

Cada compresor C-101A&B tiene un accionamiento local y uno remoto desde la pantalla del HMI en el cuarto de control (HIS-IA003). Una señal de retroalimentación confirma el arranque (ZX-IA002A&B), y otra confirma la falla o el paro (XA-IA0012A&B).

### **Operación.**

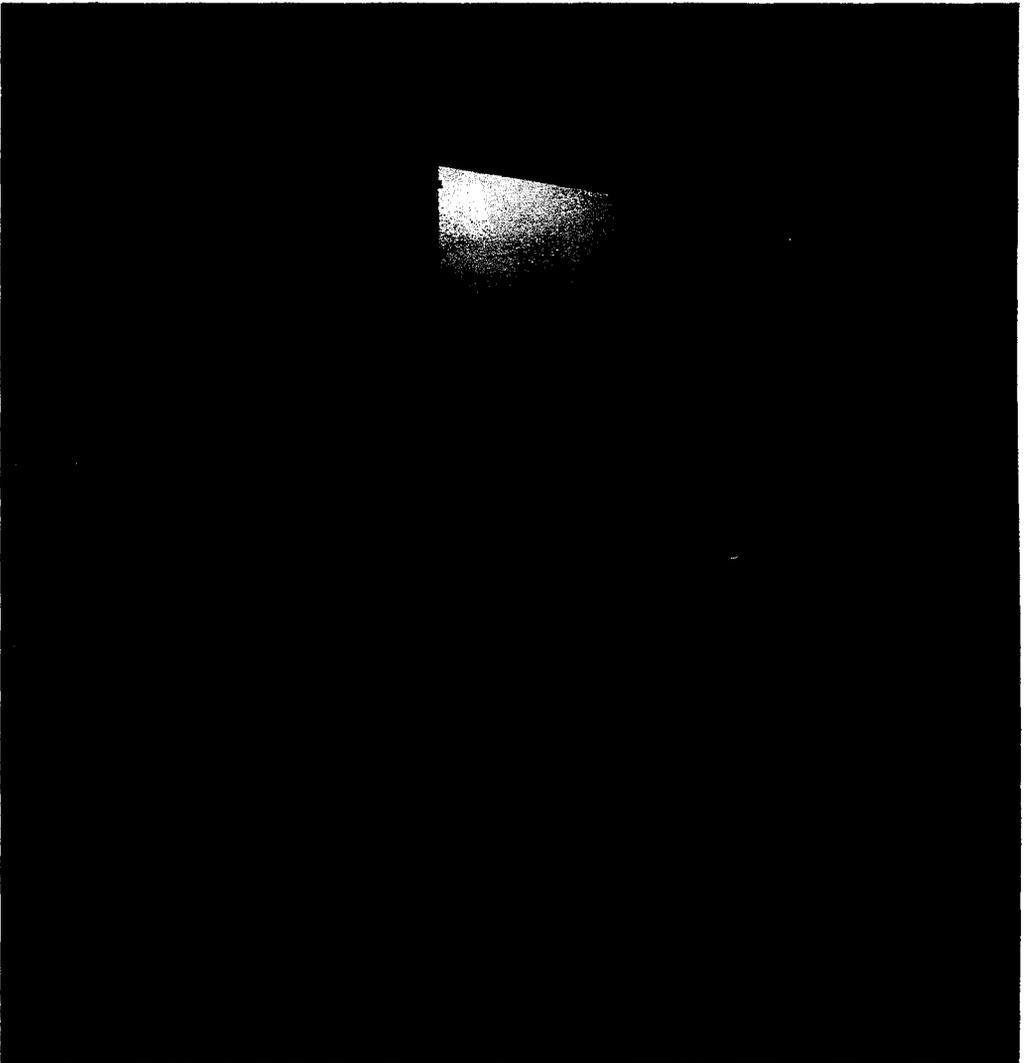
Cada compresor puede actuar como primario y el otro quedar en standby.

Con el switch en modo remoto el DCS puede arrancar o parar el

compresor primario desde la pantalla del HMI, pero con el switch en modo local el DCS solo puede parar el compresor primario. El compresor se puede descargar completamente desde donde esta instalado. Puede mantenerse funcionando en descarga por 30 min., después de los cuales se apaga. Si la presión decae bajo los 115 psi arranca y vuelve a cargar. Los secadores de aire de instrumentación poseen una señal de alarma que entra al DCS (XA-IA001). Si la presión cae a 80 psi la alarma PAL-PA006 se enciende y manda a cerrar la válvula de aislamiento del aire de instrumentación (PV-PA006).

# ***CAPITULO V***

## ***SPEEDTRONIC MARK V***



## **INTRODUCCION**

El SPEEDTRONIC Mark V es un PLC diseñado específicamente para controlar turbinas de gas y vapor, fabricado por General Electric. Es un sistema flexible con gran capacidad de protección, supervisión y control. Entre sus características se incluyen:

Software implementando tolerancia a fallas.

Arquitectura de triple redundancia modular (TMR).

Mantenimiento en línea.

Construcción de diagnóstico.

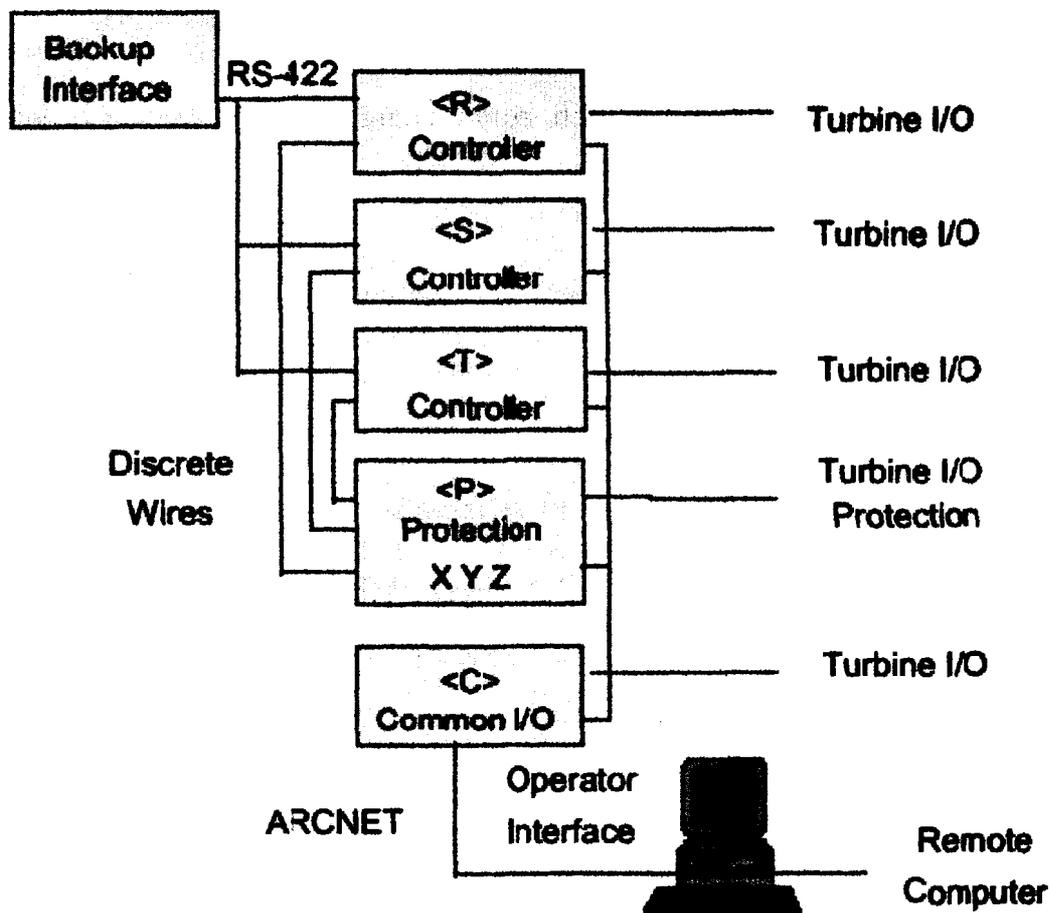
Plataforma de Hardware común para aplicaciones de gas y vapor.

### **5.1. HARDWARE DEL SPEEDTRONIC MARK V**

Consiste de un procesador de datos común < C >, módulos de control < R >, < S >, y < T >, módulo de protección < P >, procesador de Interface al Operador < I >, módulo de distribución de potencia < PD >, y módulos de E/S Digital < CD > y < QD1 >. Hay 4 enlaces de comunicación conectados a los módulos:

- ARCNET (fase de enlace) conecta <I> a <C> corriendo a 2.5 Mega baudios.

- DENET (Red de Intercambio de Datos) conecta <R>, <S>, <T> y <C> corriendo a 2.5 Mega baudios.
- IONET (Red de E/S) conecta el módulo de protección y las E/S digitales a <R>, <S>, <T> y <C> corriendo a 760 Kbaudios.
- BUNET (Red Auxiliar) conecta el display auxiliar a <R>, <S>, y <T> corriendo a 9600 Baudios.



**Figura 5.1 Configuración del control Mark V**

### 5.1.1. Módulo Comunicador < C >

Su función básica es proveer un medio de comunicación entre los módulos de control y el procesador de la interface al operador < I >. Una segunda función es procesar condiciones no críticas de E/S (analógicas y digitales) del panel de control de la turbina.

El módulo < C >, colecta datos para mostrarlos, manteniendo memorias de alarma, generando y guardando datos de diagnóstico e implementando acciones de control para las señales no críticas.

La interface primaria del operador se comunica con el panel de control SPEEDTRONIC Mark V a través de un cable coaxial conectado al módulo < C >, esta conexión es conocida como fase de enlace. Comandos para arrancar, parar, cargar o descargar la unidad emitidos desde la interface primaria del operador, se comunican a < C > sobre la fase de enlace y entonces transmitidos a < Q > (< R >, < S >, y < T > colectivamente) vía el DENET.

La información de proceso y diagnóstico de alarmas generados en los módulos controladores se transmiten al operador a través del módulo < C >.

### **5.1.2. Módulos de Control < R >, < S >, y < T >**

En el centro de control del SPEEDTRONIC Mark V están los tres procesadores de control idénticos < R >, < S >, y < T >. Todos los algoritmos de control crítico, funciones de protección primaria y secuencias son manejadas por estos procesadores. Ellos también recogen datos y generan la mayoría de las alarmas. La alta fiabilidad del sistema se debe considerablemente al uso de sensores triples para todos los parámetros críticos.

Todos los controladores tienen un diseño modular para facilitar el mantenimiento. Cada módulo contiene hasta cinco tarjetas, incluyendo una fuente de alimentación. Múltiples microprocesadores residen en cada controlador distribuyendo el proceso para un mejor funcionamiento. La comunicación entre los controladores individuales es realizada a alta velocidad sobre el enlace ARCNET en tiempo real.

### **5.1.3. Procesador de Datos < I > (Interface del Operador)**

La interface del operador primaria del sistema Mark V consiste en una PC IBM compatible que incluye una tarjeta usada para comunicaciones LAN ARCNET, monitor a color, teclado, trackball y una impresora.

La interface del operador se usa para emitir comandos de arranque, paro, carga o descarga de la unidad, manejo y registros de alarmas, supervisión y operación. Se accede a las funciones de configuración y control mediante códigos de seguridad (password). Funciones de protección, supervisión y diagnóstico son realizados fuera de línea para mantenimiento.

El procesador se comunica con < C > usando un enlace de comunicación peer to peer que enlaza múltiples turbinas a gas con múltiples procesadores < I >. Comunicación al DCS se realiza a través de un enlace Modbus usando mensajes estándares de GE.

#### **5.1.4. Módulo de Protección < P >**

Este módulo proporciona un segundo nivel de protección para las funciones críticas. Contiene tres juegos de tarjetas idénticas (X, Y, y Z) cada una con su propia fuente de alimentación y procesador. Los procesadores protectores realizan funciones de sincronización, protección de exceso de velocidad y pérdida de llama. Cada procesador protector se comunica vía IONET con un procesador de control.

### **5.1.5. Tarjeta de Disparo TCTN**

El módulo < P > también aloja la tarjeta de disparo de la unidad que recibe señales desde < Q > a los procesadores protectores para energizar o desenergizar las solenoides de disparo de emergencia.

Funciones de protección disparan la turbina a gas en caso exceso de velocidad o temperatura, alta vibración del rotor, incendio, pérdida de llama o pérdida de presión del aceite lubricante.

### **5.1.6 Módulos de E/S Digital < QDn > y < CD >**

Las entradas digitales y relés de salida para el centro < Q > se localizan en los módulos < QDn > mientras que para el módulo < C > se localizan en los módulos < CD >. Estos relés pueden ser configurados para salidas a solenoide. La comunicación entre el centro < Q > y los módulos < QDn > así como el módulo < C > y los módulos < CD > es vía IONET.

### **5.1.7. Interface Auxiliar del Operador < BOI >**

Una pequeña interface auxiliar se proporciona en la puerta de la cabina del Mark V permitiendo continuar la operación de la turbina en el evento de una falla de la interface primaria del operador o el módulo < C >.

Contiene un display de cristal líquido (LCD) con dos líneas de 40 caracteres mostrando parámetros esenciales de control y alarmas. El Mark V acepta comandos del operador desde esta interface. El < BOI > se conecta directamente a < Q > vía BUNET. Este no puede usarse para arrancar la turbina en caso de que < C > no este funcionando.

#### **5.1.8. Memoria**

La memoria está localiza en los controladores individuales y en la PC usada por la interface del operador. Cambios de secuencia, y asignaciones de E/S pueden hacerse desde la interface del operador y ser almacenadas en la memoria de controladores individuales. Todas las secuencias son editadas en lenguaje de escalera a través de la interface.

El disco duro del PC tiene una copia de todo el software de aplicación y display programado. Mensajes de alarma, textos de display o nombres de tags de E/S pueden agregarse o cambiarse. Todas estas variaciones son almacenadas en el disco duro.

Datos analógicos son almacenados cuando un valor cambia mas allá de una banda muerta determinada. Eventos y alarmas son capturados cuando ellos ocurren.

### 5.1.9. Requerimientos de Potencia

El panel Mark V puede recibir potencia desde múltiples fuentes de poder. El panel estándar trabaja con una unidad de batería que proporciona 125 VDC, con entradas auxiliares de 120 VAC a 50/60 Hz o 240 VAC a 50 Hz usados para el transformador de ignición y el procesador < I >. Una potencia AC auxiliar puede ser proporcionada por un inversor desde la batería. Cada centro en el panel tiene su propia fuente de alimentación las cuales operan desde un panel común de distribución de 125 V DC. Diagnósticos supervisan cada fuente de voltaje y cada alimentador.

### 5.2. ELECCION 2 DE 3

La técnica SIFT Software involucra un intercambio de información entre los controladores < R >, < S >, < T > y < C >, que permite al sistema aceptar múltiples fallas de contacto o entradas analógicas sin producir un comando de disparo erróneo de cualquiera de los controladores. Cada controlador independientemente lee datos de sensores e intercambia esta información con los otros dos controladores, permitiendo realizar una elección 2 de 3 entre los resultados indicados por cada controlador, para definir una acción de proceso.

En el caso de las salidas se maneja de forma similar, como por ejemplo, en las válvulas tres bobinas en los actuadores son manejados separadamente desde cada controlador, y tres LVDTs producen una señal proporcional a la posición del actuador. la posición normal de cada válvula es el promedio de los tres comandos desde < R >, < S >, y < T >. El valor resultante tiene suficiente ganancia para anular una gruesa falla de cualquier controlador. Si los tres controladores no están de acuerdo, una alarma de diagnóstico es anunciada.

### **5.3. SINCRONIZACION DE TIEMPO**

Permite la sincronización de todos los paneles de control Mark V en la fase de enlace con una fuente de tiempo global (Global Time Source, GTS), tal como una señal de código de tiempo IRIG-B o entradas de pulsos periódicos con pérdida limitada de exactitud. Esto permite fijar el tiempo de relojes de todas las computadoras con las interfaces del operador junto con el GTS. El resto de equipo de la planta, incluidos el DCS, debe sincronizarse con este GTS común.

### **5.4. FUNCIONES DE REGISTRO**

Las funciones de registro incluyen:

- Registro de alarmas cuando ocurren.
- Registro de eventos (operación de la turbina y entradas de contacto) en la impresora. Los eventos son definidos por el usuario y pueden corregirse en el campo. Todos los contactos de entrada al Mark V son incluidos en el registro de eventos.
- Registro de disparo provee un registro para el análisis de disparo de la turbina. Esta información está disponible en el display o puede imprimirse.

## **5.5. FUNCIONES DEL SISTEMA DE CONTROL**

Las principales funciones realizadas por el sistema de control de turbina son las siguientes:

- Arranque y paro de la GT
- Control de aire y emisiones
- Control de temperatura, velocidad, aceleración y carga.
- Cooldown del GT
- Protecciones de auxiliares y GT
- Secuencias de auxiliares
- Sincronización del generador y de voltaje
- Mediciones de vibración

- Protección contra condiciones de operación inseguras y adversas
- Control SFC
- Monitoreo de toda la turbina

El Sistema de control del generador de la turbina realiza las siguientes funciones:

- La adquisición, procesamiento y muestra de la lógica, protecciones y señales analógicas que provienen de los sensores asociados con el generador.
- Controles locales del generador (selección del modo y comandos de operación) y circuito de interruptores incluyendo sincronización manual (sincronización automática realizada por el cubículo SPEEDTRONIC Mark V).
- Detección de condiciones de operación anormales del generador y proceso de alarma y órdenes que disparan. La protección del generador es asumida por un relé de protección integrado del generador LGPG111.
- Equipo de excitación del generador.

- Regulador de voltaje digital incluyendo un canal de regulación automática de voltaje (AVR) y un canal de regulación manual de corriente (MCR).

El Centro de Control de Motores (MCC) maneja las señales de control para la potencia de estos equipos. Todos los paneles son localizados en el compartimiento de control de la turbina:

- Centro de control de motores AC/DC 480 VAC, 3 fases, 60 Hz.
- Panel AC 240 VAC 60 Hz
- Panel DC 125 VDC
- Transformador LV/LV 480/240 VAC
- Dos baterías y dos cargadores

## **5.6. PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN**

### **5.6.1. Modo de Acción de la Interface SPEEDTRONIC**

El operador tiene a su disposición varias vistas de pantalla para controlar y monitorear el estado de la turbina a gas y de sus auxiliares. Todos los requerimientos del operador son ingresados por un teclado o un trackball. Las órdenes principales son dadas por el operador desde la pantalla de vista general.

### **5.6.1.1 Sincronización y Arranque de la Turbina a Gas**

El operador chequea que no haya ninguna alarma concerniente a la turbina a gas, auxiliares o generador.

Si el mensaje "READY TO START" es mostrado, el operador selecciona "AUTO" y "START" en la pantalla de vista general, entonces el mensaje "START SELECT" aparecerá en pantalla.

Al 16% de la velocidad nominal, la turbina a gas es encendida.

Al 100% de la velocidad nominal, el mensaje "FULL SPEED NO LOAD" es mostrado. Si no aparecen alarmas la sincronización de la unidad de la turbina a gas continuará su secuencia. El mensaje "SYNCHRONIZING" aparecerá en pantalla. La sincronización es realizada automáticamente.

Si la Turbina a gas esta fria, se mantendrá rotando cerca de 30 minutos antes de comenzar el incremento de carga.

### **5.6.1.2. Cargamento de la Turbina a gas**

Una vez que la turbina a gas es sincronizada a la red, el operador puede elegir uno de los tres siguientes caminos:



- **Carga base:** Si este modo es elegido por el operador, la carga de la unidad seleccionada incrementará automáticamente al valor nominal. Una vez que la carga base es lograda, la turbina entra en la regulación de control de temperatura. En este tiempo, la carga aumentará automáticamente si la temperatura ambiente decrementa. La carga base se alcanza aproximadamente en 12 minutos. Entonces, la potencia reactiva puede ser ajustada manualmente al valor requerido.
  
- **Carga preseleccionada:** En este modo, el operador puede ajustar el set point de carga preseleccionado por medio de la pantalla del SPEEDTRONIC. El set point preseleccionado de carga es ajustado desde "Spinning Reserve" a "Carga Base". Cuando la carga preseleccionada es activada, la carga será controlada automáticamente hasta el set point preseleccionado de carga por el panel de control del SPEEDTRONIC.

- **Manual "MW SET POINT":** En este modo, el operador elige un valor de carga parcial y puede ajustar este valor a través de "LOWER" y "RAISE" en la pantalla del SPEEDTRONIC.

### **5.6.1.3. Parada de la Turbina a Gas**

El operador selecciona "STOP" en la pantalla dentro del campo "MASTER SELECT" de la pantalla de vista general. En este caso, el mensaje "STOP SELECT" aparecerá en pantalla. Entonces la carga disminuye. Cuando la carga esta debajo de 0.5 MW, se abre el interruptor de alto voltaje y la velocidad disminuye. El mensaje "FIRED SHUTDOWN" es mostrado.

Al 40% de la velocidad nominal, la flama se apaga y el mensaje "COASTING DOWN" aparece.

Cuando la velocidad de la turbina a gas disminuye hasta el 10% de la velocidad nominal, la secuencia de giro del engranaje arranca automáticamente con el mensaje "ON COOLDOWN" el aceite lubricante y los motoredutores de giro durante las 24 horas. Después del período cooldown el trinquete será parado por el operador si la temperatura del espacio de rueda esta bajo los 80°C.

#### **5.6.1.4. Orden de Disparo de la Turbina**

Este modo ocurre manualmente o automáticamente en alarmas severas de proceso en caso de emergencia. Después de una parada de emergencia la Turbina a gas dispara las válvulas de combustible. La llama se cortará y el breaker se abrirá. La carga inmediatamente baja hasta 0.

#### **5.6.2. Modo de Acción del DCS**

Si este modo es seleccionado, la turbina a gas puede ser manejada desde el DCS en el cuarto de control principal. De esta manera, el operador puede controlar la operación de la turbina gas por medio de varias vistas de pantalla. Este tiene la posibilidad de arrancar, parar, cargar y sincronizar la unidad GT.

### **5.7. FUNCIONES DE INTERFACE DEL OPERADOR**

#### **5.7.1. Unidad de Control**

##### **5.7.1.1. Desde la Interface SPEEDTRONIC Mark V**

- Arranque de la línea del eje

- Parada normal de la línea del eje
- Parada de emergencia de la línea del eje
- Carga de la turbina a gas (AUTO/MANUAL)
- Modo barring de la turbina a gas
- Modo de encendido de la turbina a gas
- Sincronización automática de la turbina a gas a la red
- Control del convertidor estático de frecuencia

#### **5.7.1.2. Desde el Panel de Control del Generador**

- Sincronización manual de la turbina a gas a la red
- Control de excitación del generador de la turbina a gas
- Control de regulación de voltaje automático y manual

#### **5.7.1.3. Desde el DCS**

- Arranque de la línea de eje
- Paro normal de la línea de eje
- Parada de emergencia de la línea de eje
- Carga de la turbina a gas

## **5.7.2. Grupos de Control**

### **5.7.2.1. Desde el Panel SPEEDTRONIC Mark V**

- Permisivo de lavado de compresor en línea y fuera de línea
- Ventilación del conjunto de la turbina a gas
- Ventilación del conjunto aceite lubricante y gas combustible

## **5.7.3. Control Individual**

### **5.7.3.1. Desde los SKIDS**

- Preparación del lavado del compresor fuera de línea

### **5.7.3.2. Desde el Centro de Control de motores**

- Auxiliares Eléctricos de la turbina a gas  
(AUTO/TEST/STOP)

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. El conocer los orígenes del control de procesos y su problemática actual, las comunicaciones y su proyección a futuro, nos permitirá afrontar adecuadamente los problemas de hoy y encontrar las mejores soluciones que nos garantice un funcionamiento seguro y eficiente a largo plazo.
2. La industria de generación eléctrica se enfrenta con la necesidad de aplicar o migrar hacia tecnologías digitales para mantenerse en un mercado competitivo.
3. La necesidad de tener información en forma ordenada y accesible, la confiabilidad y seguridad son aspectos esenciales en la automatización industrial.
4. El Sistema Symphony permite la distribución del procesamiento aprovechando las capacidades funcionales para realizar tareas complementarias como almacenamiento histórico de datos, reportes, manejo de alarmas, cálculos complejos, intercambio de información en tiempo real, comunicación con otros sistemas, etc.

5. El SPEEDTRONIC Mark V asegura que el proceso no alcance situaciones riesgosas por cualquier falla, aumentando la disponibilidad del equipo a través de módulos de triple redundancia que garantizan una alta disponibilidad y seguridad. Configurado para continuar la operación en caso de falla de un componente, dos de tres componentes deben indicar la necesidad de paro del proceso para que la unidad turbina generador se dispare llevando el proceso a una condición segura.
6. Las pantallas permiten visualizar los procesos de la planta mediante gráficos dinámicos, estáticos, etc. La información de las variables puede presentarse como valores numéricos, cambios de color o tamaño, sonidos, registrando los eventos en la impresora del sistema. Se puede acceder en forma directa a cualquier pantalla accionando sobre una parte activa de la misma o por medio de algún procedimiento sencillo (selección de código, pulsando una tecla, etc.) para operar actuadores, transmisores, y alarmas en caso de que alguna variable presente desvíos importantes.
7. Los usuarios de los sistemas de control son el personal de mantenimiento y operación. El personal de operación utiliza la información para verificar el funcionamiento adecuado de las distintas unidades operativas, plantear

la estrategia de control, determinar donde se encuentran los equipos que limitan la capacidad de producción y así proponer soluciones, etc. para el seguimiento y optimización de sus tareas. El personal de mantenimiento toma acciones preventivas y correctivas estableciendo técnicas que maximicen el rendimiento de cada unidad a fin de garantizar la operación adecuada de la central.

8. La generación eléctrica a través de centrales termoeléctricas que utilizan como combustible el gas natural representan una solución viable a la reducción de la contaminación ambiental comparando esta central con otras que utilizan combustibles muy costosos y que representan un peligro para el medio ambiente por los daños que los gases tóxicos emitidos producen. Así como también representan un ahorro en cuanto al costo de los combustibles que normalmente se utilizaban para la generación termoeléctrica como son: bunker, diesel, etc.

## BIBLIOGRAFIA

1. Samedan Power, MACHALA POWER PROJECT DOCUMENTATION
2. Frederick T. Morse M., Centrales Eléctricas (3ra. Edición, México, CIA. Editorial Continental, 1983), pp. 283-301.
3. Thomas E. Kissell, Industrial Electronics (2da Edición, New York, Prentice Hall, 1997), pp. 340-449
4. Timothy J. Maloney, Electrónica Industrial (Reading, New York, Prentice/Hall International, 1983), pp. 244-250
5. Antonio Creus S., Instrumentación Industrial (2da Edición, Barcelona, Marcombo S.A., 1981), pp. 71-417
6. Electronic Documentation - Symphony Version 5.0 (Eschborn, Germany; ABB Automation Inc., 2000)
7. Gas Turbine Control SPEEDTRONIC Mark V Documentation (Roanoke Blvd. Salem, U.S.A; General Electric Company, 1998)
8. <http://www.omega.com> (Omega instruments)
9. <http://www.ISA.org> (Instrumentation society of America ISA)

# ***ANEXOS***

***ANEXOS A***

***SUPERVISOR SPEEDTRONIC MARK V***

HACHIALA

Page: 1

Alarm Display

Total: 62 Unacked: 19

28-JUN-2002 14:12:13

Date/Time

U S A P Drop

Description

- 28-JUN-2002 14:04:34.031 T1 1\* 0 0000 DIAGNOSTIC ALARM <C>(Q)
- 28-JUN-2002 14:02:09.031 T1 0\* 0 0062 COMMON IO COMMUNICATION LOSS
- 28-JUN-2002 13:40:16.718 T1 0\* 0 0259 HEAT SOAK PERIOD - LOWER LOAD
- 28-JUN-2002 11:40:41.218 T1 0\* 0 0277 SEC PROTECTION LOCKOUT
- 28-JUN-2002 11:15:21.156 T1 1\* 0 0293 PRIMARY GCV NOT FOLLOWING REF TRIP
- 28-JUN-2002 11:15:14.156 T1 0\* 0 0292 PRIMARY GCV NOT FOLLOWING REF ALARM
- 28-JUN-2002 11:14:30.906 T1 1\* 0 0133 GAS CONTROL VALVE SERVO TROUBLE
- 28-JUN-2002 11:10:57.906 T1 0\* 0 0250 GENERATOR PROTECTION UNDESVOLTAGE
- 28-JUN-2002 10:11:35.156 T1 0\* 0 0035 MAINTENANCE - FORCING MODE ENABLED
- 28-JUN-2002 09:24:12.031 T1 0\* 0 0520 FUEL GAS TEMPERATURE HIGH SPREAD
- 28-JUN-2002 09:24:12.031 T1 0\* 0 0365 COMP DISCHARGE TEMP HIGH SPREAD
- 28-JUN-2002 09:24:12.031 T1 0\* 0 0350 COMP INLET FLANGE TEMP HIGH SPREAD
- 28-JUN-2002 08:37:58.031 T1 1\* 0 0387 DRY LOW NOX SYSTEM TRIP
- 28-JUN-2002 08:37:57.968 T1 1\* 0 0232 GAS PREMIX/TRIM NOT TRACKING- TRIP
- 28-JUN-2002 08:37:52.968 T1 0\* 0 0231 GAS PREMIX/TRIM NOT TRACKING- ALARM
- 28-JUN-2002 08:37:01.718 T1 1\* 0 0230 GAS PREMIX/TRIM VALVE SERVO TROUBLE
- 28-JUN-2002 08:21:04.406 T1 1 0 0457 EXH. FRAME PRESSURE LOW
- 28-JUN-2002 08:18:33.156 T1 1 0 0345 LUBE OIL MIST SEPARATORS FAULT

27-JUN-2002 14:05:17.156 T1 1\* 0 0110 COMPRESSOR INLET THERMOCOUPLES DISAGREE  
 27-JUN-2002 14:05:17.156 T1 0\* 0 0121 EXHAUST OVERTEMPERATURE TRIP  
 27-JUN-2002 14:05:17.156 T1 0\* 0 0315 SHUTDOWN MODE : SRV LEAK VALVE

EXIT

MORE  
OPTIONS

SAVE  
REPORT

PRINT  
REPORT

SAVE  
IMAGE

PRINT  
IMAGE

ALARM  
DISPLAY

MAIN  
DISPLAY

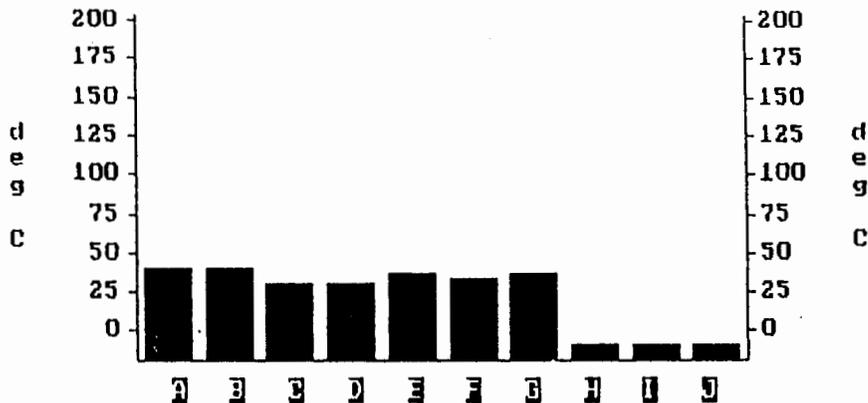
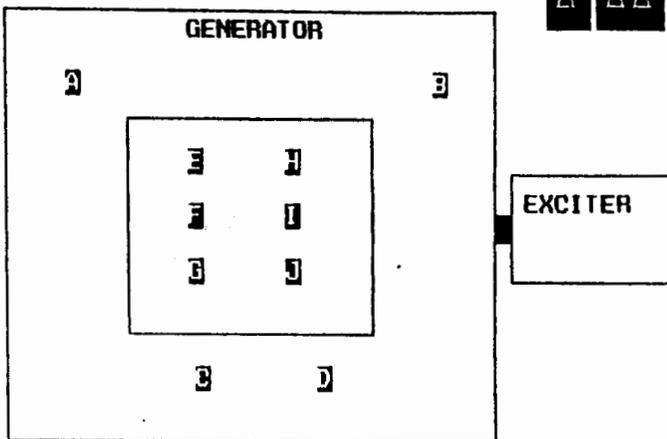
NACHALA  
UNIT T1

GENERATOR TEMPERATURES

28-JUN-2002 14:13:03



COLD AIR	A	GCA1	40 deg C
	B	GCA2	40 deg C
HOT AIR	C	GHA1	30 deg C
	D	GHA2	30 deg C
STATOR	E	GST1	36 deg C
	F	GST2	33 deg C
	G	GST3	36 deg C
	H	GST7	-9 deg C
	I	GST8	-9 deg C
	J	GST9	-9 deg C



27-JUN-2002 14:05:17.156 T1 1\* Q 0110 COMPRESSOR INLET THERMOCOUPLES DISAGREE  
 27-JUN-2002 14:05:17.156 T1 0\* Q 0121 EXHAUST OVERTEMPERATURE TRIP  
 27-JUN-2002 14:05:17.156 T1 0\* Q 0315 SHUTDOWN MODE : SRV LEAK VALVE

EXIT

MORE  
OPTIONS

HOT  
SPOTS

SAVE  
IMAGE

PRINT  
IMAGE

ALARM  
DISPLAY

MAIN  
DISPLAY

MACHALA  
UNIT T1

BEARING DRAIN TEMPERATURES

28-JUN-2002 14:11:58



INLET 27 deg C EXHAUST 24 deg C

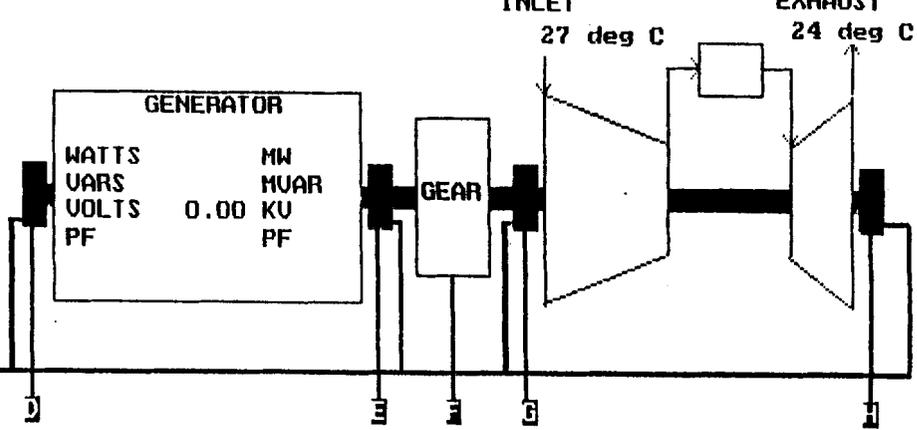
GENERATOR

WATTS	MW
VARs	MVAR
VOLTS	KV
PF	PF

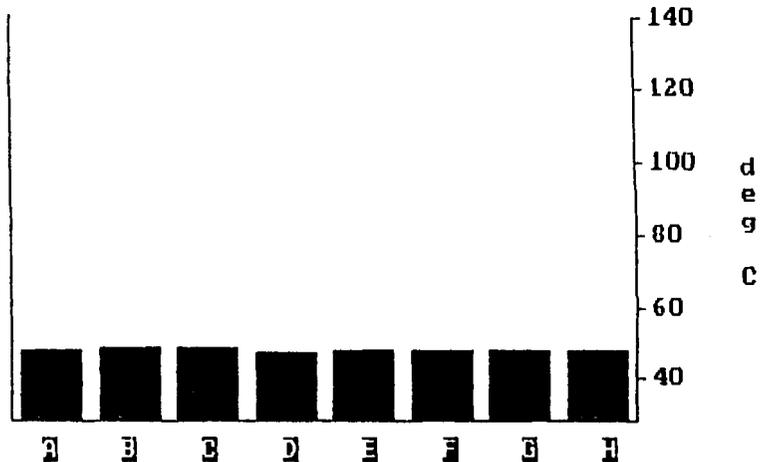
0.00

GEAR

HEADER



4	LTTH1A	48 deg C
5	LTTH2A	49 deg C
6	LTTH3A	49 deg C
7	LTG2D1	47 deg C
8	LTG1D1	48 deg C
9	LTAGCD	48 deg C
0	LTB1D1	48 deg C
1	LTB2D1	48 deg C



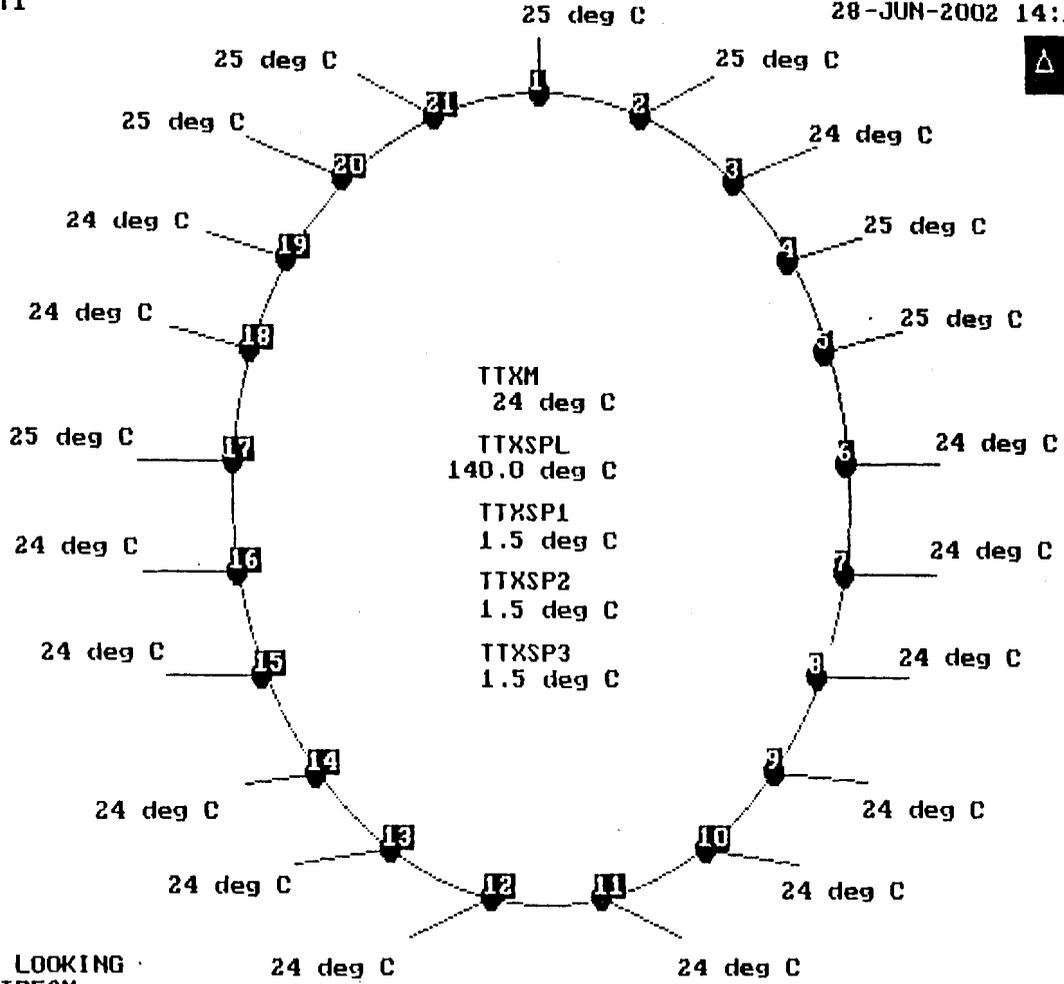
27-JUN-2002 14:05:17.156 T1 1\* Q 0110 COMPRESSOR INLET THERMOCOUPLES DISAGREE  
 27-JUN-2002 14:05:17.156 T1 0\* Q 0121 EXHAUST OVERTEMPERATURE TRIP  
 27-JUN-2002 14:05:17.156 T1 0\* Q 0315 SHUTDOWN MODE : SAV LEAK VALVE

EXIT MORE OPTIONS HOT SPOTS SAVE IMAGE PRINT IMAGE ALARM DISPLAY MAIN DISPLAY

NACHALA  
UNIT T1

EXHAUST THERMOCOUPLES

28-JUN-2002 14:10:52



VIEW LOOKING  
UPSTREAM

27-JUN-2002 14:05:17.156 T1 1\* Q 0110 COMPRESSOR INLET THERMOCOUPLES DISAGREE  
 27-JUN-2002 14:05:17.156 T1 0\* Q 0121 EXHAUST OVERTEMPERATURE TRIP  
 27-JUN-2002 14:05:17.156 T1 0\* Q 0315 SHUTDOWN MODE : SAV LEAK VALVE

EXIT

MORE  
OPTIONS

HOT  
SPOTS

SAVE  
IMAGE

PRINT  
IMAGE

ALARM  
DISPLAY

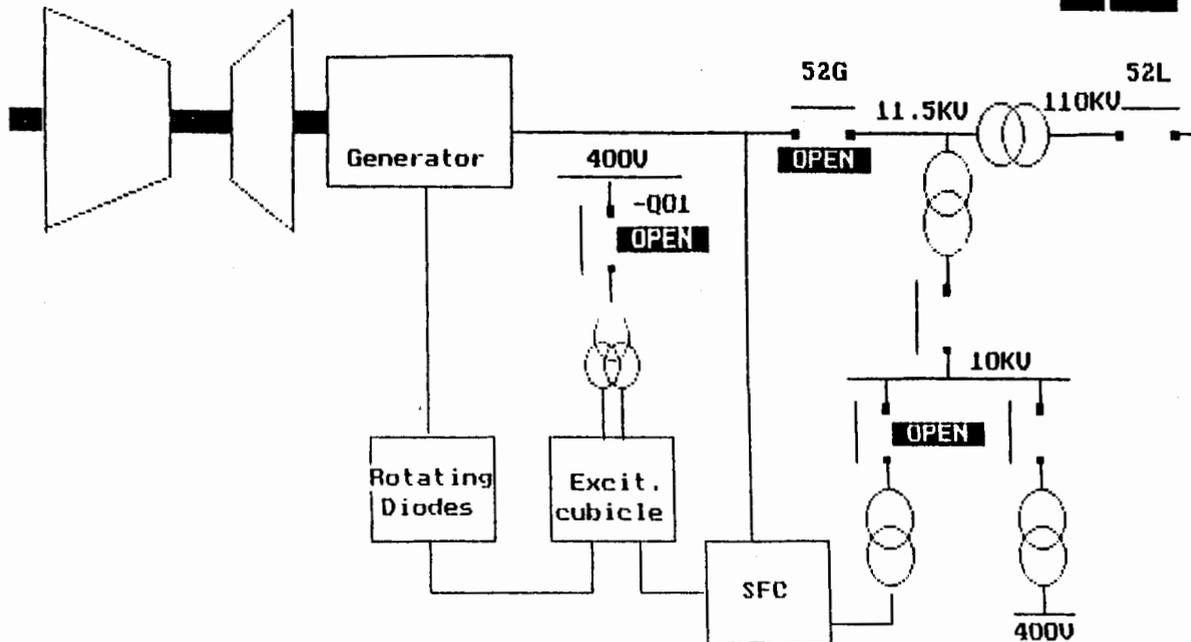
MAIN  
DISPLAY



MACHALA  
UNIT T1

ELECTRICAL OVERVIEW DISPLAY

28-JUN-2002 14:09:49



DWATT	-199.7 MW
DVAR	-3.6 MVAR
DPF	1.000 PF
SFCSTP	0.00 %
L4SFC1	0 LOGIC

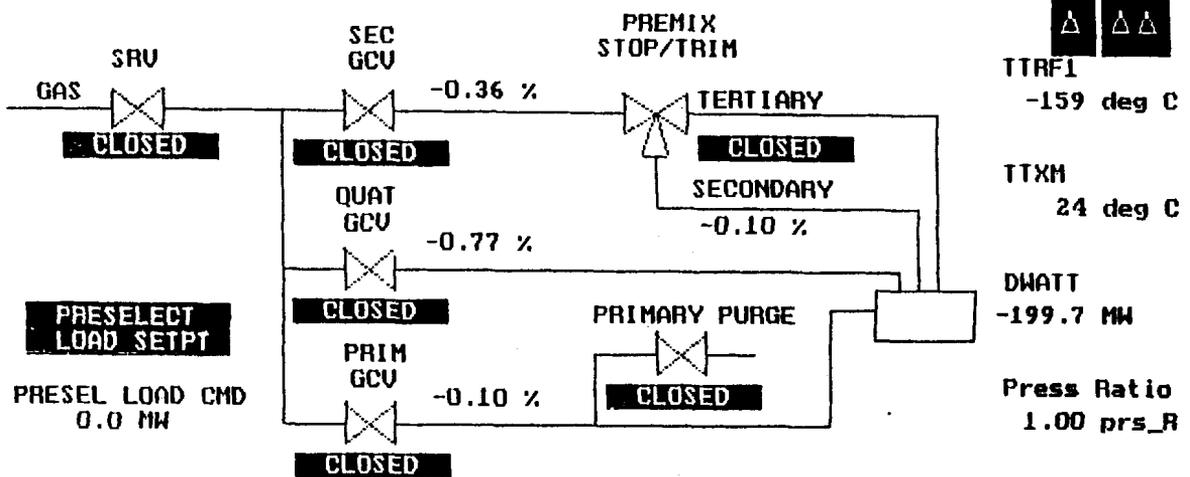
27-JUN-2002 14:05:17.156 T1 1\* Q 0110 COMPRESSOR INLET THERMOCOUPLES DISAGREE  
 27-JUN-2002 14:05:17.156 T1 0\* Q 0121 EXHAUST OVERTEMPERATURE TRIP  
 27-JUN-2002 14:05:17.156 T1 0\* Q 0315 SHUTDOWN MODE : SRV LEAK VALVE

- EXIT**
- MORE  
OPTIONS**
- HOT  
SPOTS**
- SAVE  
IMAGE**
- PRINT  
IMAGE**
- ALARM  
DISPLAY**
- MAIN  
DISPLAY**

MACHIALA  
UNIT T1

DRY LOW NOX 2 CONTROL

28-JUN-2002 14:07:39



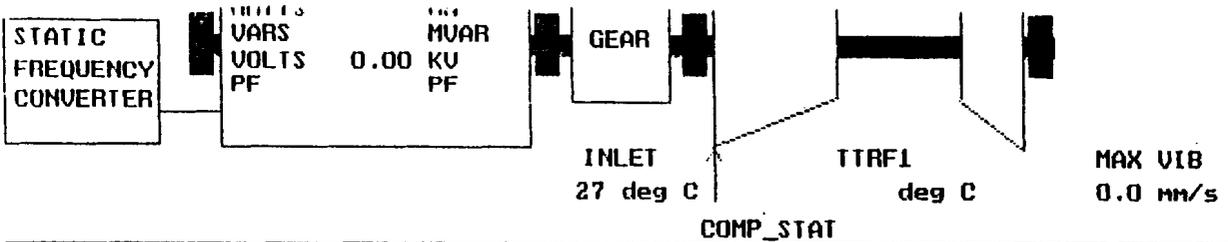
DLN2 MODE	PRIMARY MODE	L2OPGX	0 LOGIC
NORMAL	SHUTDOWN STATUS		
SELECT2			
STATUS_FLD	ON COOLDOWN		
FSR_CONTROL	SHUTDOWN	FSRXPR	0.00 %SPLT
FSR2	0.00 %	FSRXSR	100.00 %SPLT
CTIM	27 deg C	FSRGXOUT	-25.00 %
CPD	-0.01 bar	FSGX	-0.10 %
CTD	26 deg C	FSRGPOUT	-25.00 %
		FSGP	-0.10 %
TTXM	24 deg C	FSRGSOUT	-27.58 bar
TTXSPI	1.2 deg C	FSGS	-0.36 %
CSGV	27.0 DGA	FSRGQOUT	-25.00 %
CSRIHOUT	0.00 %	FSGQ	-0.77 %
CSRBH	-1.00 %	TNHCOR	0.00 %

BLEED HEAT OFF

PILOT PMIX BASE ON

27-JUN-2002 14:05:17.156 T1 1\* Q 0110 COMPRESSOR INLET THERMOCOUPLES DISAGREE  
 27-JUN-2002 14:05:17.156 T1 0\* Q 0121 EXHAUST OVERTEMPERATURE TRIP  
 27-JUN-2002 14:05:17.156 T1 0\* Q 0315 SHUTDOWN MODE ; SRV LEAK VALVE

EXIT    MDRE OPTIONS    HOT SPOTS    SAVE IMAGE    PRINT IMAGE    ALARM DISPLAY    MAIN DISPLAY



COMP\_STAT

BRGDRAIN BRGMETAL EXHAUST GENRTD<sub>s</sub> GASDLN<sub>2</sub> GEN EXT VIBRATION WHEELSPC

NORMAL	SHUTDOWN STATUS	<b>Control Location</b>	<b>Master Reset</b>
SELECT2	ON COOLDOWN	Master Select	Fuel Select
STATUS_FLD	SHUTDOWN	START	BASE LOAD
FSR_CONTROL	SYNCH OFF	CRANK	PRESEL LOAD
SPEED_LVL	0.00 %	FIRE	MW SETPOINT
SS43SYNC	95.00 %	AUTO	Governor Mode
TNH	0.00 %		ISOCH
TNR	95.00 %		Speed/Load Ctrl
FSR2	0.00 %		RAISE LOWER
I_C_CTRL_1	All Locations		
DLN_MODE	PRIMARY MODE		
DLN_MSG1	IN NO PREMIX MODE		
MSG_FLD1	TRIP		
MSG_FLD2			
MSG_FLD3			



EXIT MORE OPTIONS HOT SPOTS SAVE IMAGE PRINT IMAGE ALARM DISPLAY MAIN DISPLAY

2002 16:58:36.750 T1 QAD002 CALIBRATION DISPEALMSE PALARM BATTERY 125 V DC  
 JNPT T1 Tertiary Gas Control Valve 28-JUN-2002 13:41:06

DESCRIPTION	(R)	(S)	(T)	UNITS
SVO number	6	6	6	
Regulator type	43	43	43	HEX
LUVT #1 0% cal. ref.	0.676	0.699	0.696	V rms
LUVT #1 100% cal. ref.	2.932	2.953	2.954	V rms
LUVT #2 0% cal. ref.	0.675	0.691	0.680	V rms
LUVT #2 100% cal. ref.	2.950	2.965	2.953	V rms

**START CALIB**

**VERIFY POSN**

LUVT #1 Voltage	-0.915	-0.937	-0.935	V rms
LUVT #2 Voltage	-0.918	-0.932	-0.922	V rms

**VERIFY CURRENT**

**ENABLE MANUAL**

**MANUAL 20**

Position at POS Cur Sat.	-0.1	-0.1	-0.1	%
Position at NEG Cur Sat.	100.0	100.0	100.0	%
Manual control position	10.0	10.0	10.0	%
Required Position	10.00	10.00	10.00	%
Actual Position	10.66	10.59	10.64	%
Servo Current	3.00	2.78	3.15	%

R STATUS: MANUAL CONTROL  
 S STATUS: MANUAL CONTROL  
 T STATUS: MANUAL CONTROL

Permissive: L3ADJ 1 1 1 LOGIC  
 Permissive: SPEED <28% <TNH> 0.00 0.00 0.00 %

[Empty box]

**IDLE (ABORT)**

27-JUN-2002 14:05:17.156 T1 1\* Q 0110 COMPRESSOR INLET THERMOCOUPLES DISAGREE  
 27-JUN-2002 14:05:17.156 T1 0\* Q 0121 EXHAUST OVERTEMPERATURE TRIP  
 27-JUN-2002 14:05:17.156 T1 0\* Q 0315 SHUTDOWN MODE : SRV LEAK VALVE

**EXIT**

**MORE OPTIONS**

**SAVE IMAGE**

**PRINT IMAGE**

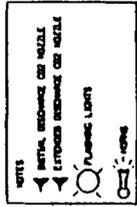
**ALARM DISPLAY**

**MAIN DISPLAY**

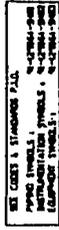
***ANEXO B***

***DIAGRAMAS DE TUBERIA E***

***INSTRUMENTOS (GE)***



ZONE 1 LOAD COMPARTMENT AND TURBINE COMPARTMENT  
 ZONE 2 BEARING ZONE  
 ZONE 3 GAS AND OIL NOZZLE COMPARTMENT



**Gamedan Power**

**Machala Power Project**  
**Machala, Ecuador.**

**FOR EXECUTION**

**GENERAL ELECTRIC FRIDGE OLA**  
**COMBUSTION TURBINE GENERATOR**

ORDER NO. : 00007 240 80 PD 001

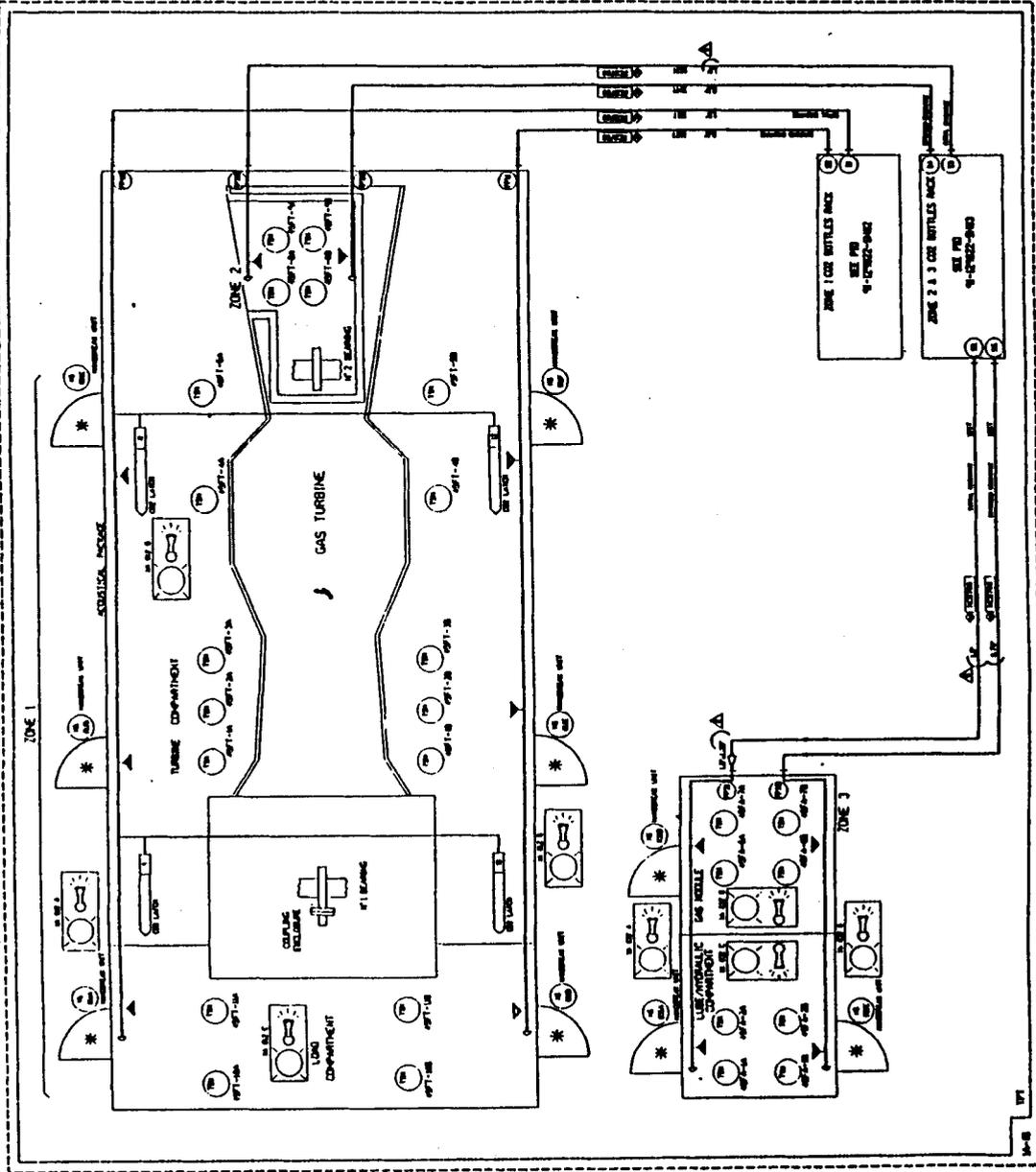
NO.	DATE	BY	CHKD.	REVISION

SEE LIST FOR PARTS IDENTIFICATION AND EQUIPMENT IDENTIFICATION

SEE PAGE PROVISIONS P. 411

--	--	--	--	--

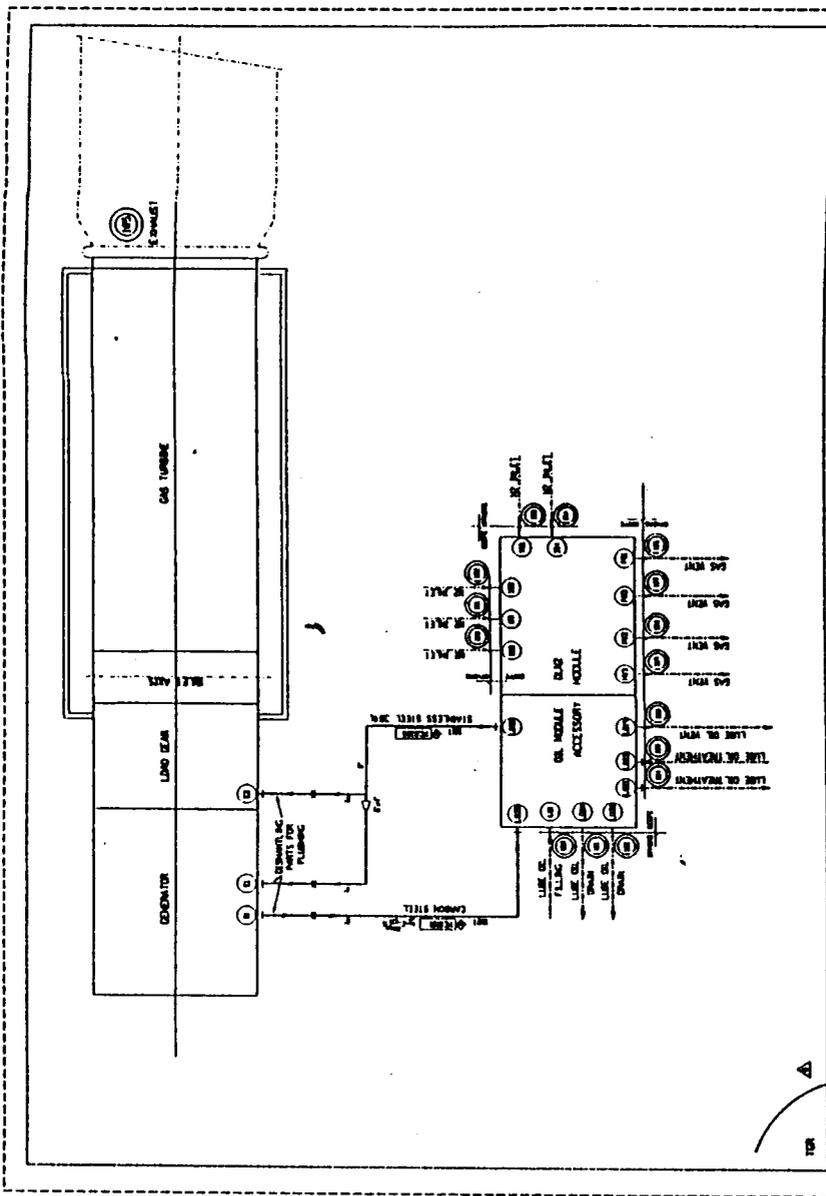
**GE**  
**Energy Products - Europe**  
 GE Energy Products House SE  
 14' 01-000000  
 1971



14-8 171

SEE LIST FOR PARTS IDENTIFICATION AND EQUIPMENT IDENTIFICATION





INTERFACE POINT SEE TABLE: 91-129 566-9481

SEE CHECKS & STANDARDS P.A. 1  
 PUMP SYMBOLS: 91-129 566-9481  
 REFERENCE SYMBOLS: 91-129 566-9481  
 REFERENCE SYMBOLS: 91-129 566-9481

--- SUPPLY BY GUY  
 --- SUPPLY BY BRICK

**CONFIDENTIAL**  
 FOR EXECUTION

**Samedan Power**  
**Machala Power Project**  
**Machala, Ecuador**

GENERAL ELECTRIC PHASE 67A  
 COMBUSTION TURBINE GENERATOR

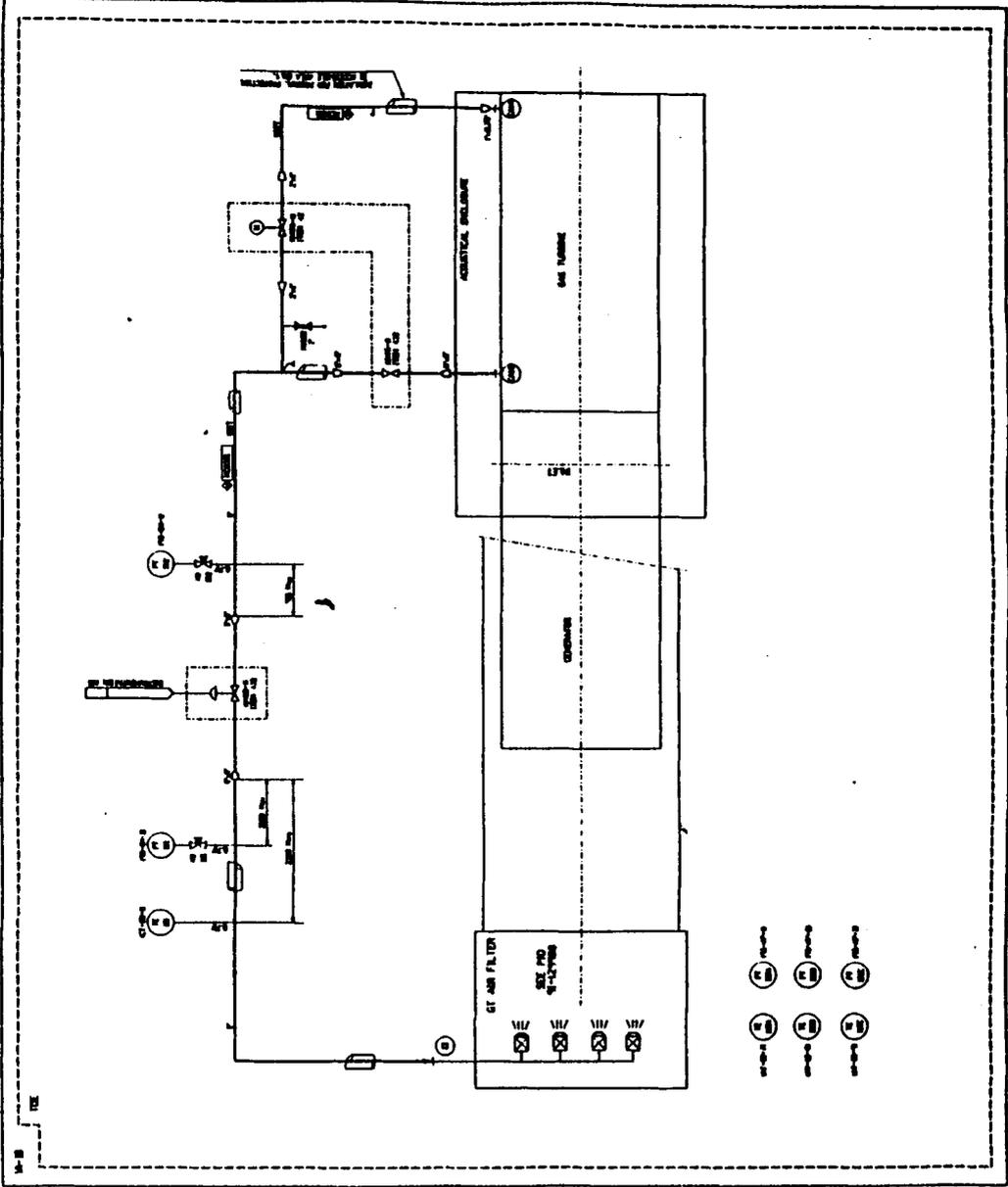
APPENDIX 1001 - 00907 000 - PD 005

NO.	REV.	DATE	DESCRIPTION

**GE Energy Products - Large**  
**GE Energy Products - Large**  
 91-129 566-9481  
 91-129 566-9481







— SUPPLY BY CONTROL  
 - - - - SUPPLY BY GENERATOR

SEE CHECK AND STANDARDS P.A.L.L. PAPER SHEETS 1" X 1/4" X 1/4" INSTRUMENTATION SHEETS 4" X 8" X 1/4" X 1/4" (CUSTOMER SHEETS) 1" X 1/4" X 1/4"

LEVEL LOCATION OF INSTRUMENTATION SHEETS AND WIRING TO BE CHECKED AT CHECKOUT



SEE INSTRUMENT SHEETS A-10780-108

Gamesa Power

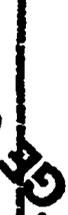
Machala Power Project  
 Machala, Ecuador

GENERAL ELECTRIC FRAME 6FA  
 COMBUSTION TURBINE GENERATOR

PROJECT NO. : 02007 933 830 PD 001

NO.	REV.	DATE	DESCRIPTION

REVISIONS AND COMMENTS TO BE MADE BY THE DESIGNER AND APPROVED BY THE ENGINEER



GE Energy Products - Group

***ANEXOS C***

***SUPERVISOR SYMPHONY***

# FUEL GAS SYSTEM

## TK-102

LEVEL HIGH  
LEVEL LOW

LEVEL HIGH  
LEVEL LOW

TK-102  
FUEL GAS FILTER/  
SEPARATOR

OIL/WATER  
SUMP #3

LV-FG001

P&ID:26-10-200-038

LOSS OF LIMIT

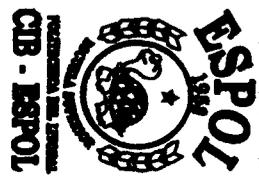
CTG-1A  
LUBE OIL  
SUMP DRY

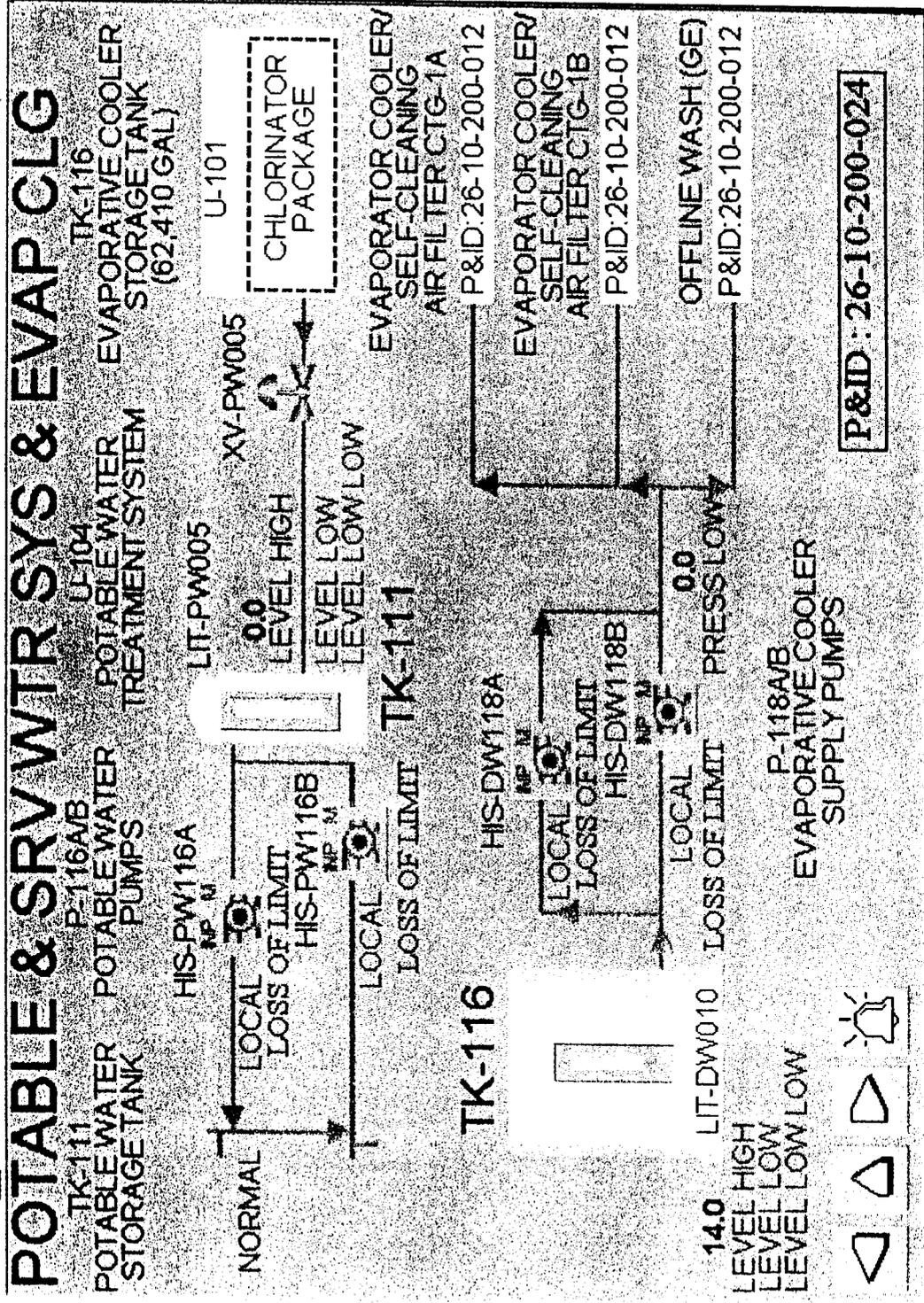
GT-1A  
TURBINE TRIP  
TROUBLE

CTG-1B  
LUBE OIL  
SUMP DRY

GT-1B  
TURBINE TRIP  
TROUBLE

P&ID: 26-10-200-012





# FIRE PROTECTION WATER SUPPLY PUMPS

TK-114  
FIRE PROTECTION  
STORAGE TANK

U-107  
FIRE PROTECTION  
WATER PUMP UNIT

FIRE PUMP A  
RUNNING

FIRE PUMP B  
RUNNING

FIRE PROTECTION  
PUMP HOUSE U-107

WELL WATER PUMPS  
P&ID: 26-10-200-032

LV-FP002

LOSS OF LIMIT

TK-114

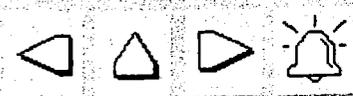
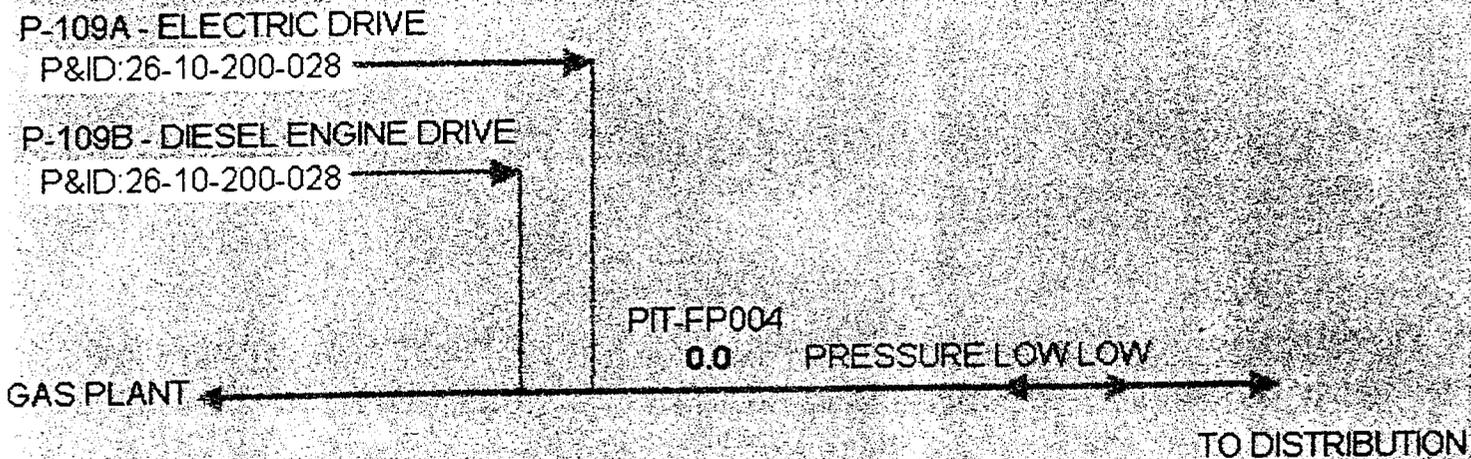
LIT-FP002

0.0  
LEVEL HIGH  
LEVEL NORMAL  
LEVEL LOW  
LEVEL LOW LOW

P&ID : 26-10-200-028



# FIRE PROTECTION WATER DISTRIBUTION



P&ID : 26-10-200-029

