ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO CONTINUO Y DETECCIÓN DE FALLAS EN LAS VARIABLES VITALES DE LAS TURBINAS DE GENERACIÓN AEG KANIS DE LA CENTRAL SANTA ROSA – CELEC EP TERMOPICHINCHA

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

Gustavo Gonzalo Criollo Gualotuña
gustativomar@hotmail.com

Gabriela Alexandra Toazo Caiza
gaby_gatc@hotmail.com

DIRECTOR: Ing. Milton Aníbal Santander Ortega
milton.santander@celec.gob.ec

CO-DIRECTOR: Dr. Jorge Andrés Rosales Acosta
androsaco@yahoo.com

Quito, Diciembre 2014

DECLARACIÓN

Nosotros, Gustavo Gonzalo Criollo Gualotuña y Gabriela Alexandra Toazo Caiza, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

Gustavo Gonzalo	Gabriela Alexandra
Criollo Gualotuña	Toazo Caiza

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Gustavo Gonzalo Criollo Gualotuña y Gabriela Alexandra Toazo Caiza, bajo mi supervisión.

Ing. Milton Santander
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mis padres, Segundo Criollo y Martha Gualotuña, por darme la vida, el gran apoyo y sus consejos para ir por el camino del bien.

Al gran sacrificio incondicional de mi madre, que día a día veía las formas de darme lo necesario para que culmine con éxito esta meta y en especial el apoyo moral que me sigue dando en esta nueva etapa de mi vida.

A mi padre, quien es un gran ejemplo de superación, a mi único hermano Roger, que ve en mí el infaltable apoyo que necesitará en tiempos difíciles.

A Jenny, quien con su gran amor, estuvo apoyándome incondicionalmente y más cuando juntamos nuestras vidas como esposos, dándome un motivo más para ser ejemplo de perseverancia y superación, mis bellos y traviesos hijos, Daniel Santiago y mi Nenita Bella que viene en camino.

A los ingenieros Danny Aguirre, Milton Santander, Edwin Sarango y Néstor Molina, quienes son mis grandes maestros y amigos que gracias a su experiencia, me ayudan para que día a día vaya adquiriendo más conocimientos de esta hermosa y amplia profesión.

A Gaby, mi querida amiga y excelente compañera de tesis, que con su apoyo, esfuerzo y perseverancia logramos juntos enfrentar este reto.

A los compañeros y amigos que pasaron por la Central Termoeléctrica Santa Rosa, quienes sin egoísmos apoyaron de una u otra manera con sus sabios consejos.

A CELEC EP Termopichincha, que por medio de la Gerencia Técnica nos abrieron las puertas y confiaron en nosotros para que este proyecto de gran magnitud sea un éxito.

A la Escuela Politécnica Nacional, que por medio de sus docentes me enseñaron las bases y el conocimiento necesario para desempeñarme de la mejor manera en esta profesión, en especial al Dr. Andrés Rosales por su asesoría y dirección en la culminación de este trabajo.

A mis grandes amigos y a todas aquellas personas que fui conociendo en el transcurso de mi vida.

Gustavo

AGRADECIMIENTO

A mis padres Gustavo y Laura quienes son mis dos grandes pilares y ejemplos de perseverancia, a quienes Dios me los regaló para guiar mi camino, darme consejos acertados y para con paciencia formarme en estos años. Mil gracias por estar a mi lado en todos los momentos de mi vida y ser mis amigos.

A mis queridos hermanos y Mauricio, quienes me han dado la oportunidad de ser su amiga y compartir aventuras junto de quienes he tenido apoyo incondicional y me han soportado en etapas que ni siquiera yo me soportaba.

A mi querido sobrino Martín, que solo con una sonrisa suya ha logrado cambiar por completo algún día malo.

Al Ing. Milton Santander y PhD. Andrés Rosales, quienes en este proceso siempre estuvieron dispuestos a brindarnos su ayuda en todo lo necesario.

Al Ing. Danny Aguirre, quien nos guío en todo el trabajo de campo.

Un agradecimiento especial al Ing. Edwin Sarango, quien profesionalmente siempre ha estado dispuesto a ayudarnos; y quien ha sido mas que un compañero de trabajo, un buen amigo.

A todo el equipo técnico de la Unidad de Negocios Termopichincha, que colaboró de una u otra forma en el desarrollo de este proyecto y en especial al personal de la Central "Santa Rosa", quien nos hizo parte de su equipo de trabajo y manifestó su amistad y especialmente a un gran amigo que siempre nos impulso a concluir con este reto al Sr. Patricio Pazmiño.

A la Escuela Politécnica Nacional por formarnos como profesionales y darnos las herramientas para afrontar nuevos retos.

A mi compañero y amigo Gustavo Criollo, con quien hemos trabajado duro para concluir una de nuestras metas establecidas, no pude tener mejor compañero de tesis.

A todos mis amig@s que han formado parte de mi vida en algún momento, en especial a mi querido amigo Javier Salazar y a mi Club C., Deysi, Kary, Ricardo N., Ricardo A., Santy C., gracias por formar parte de los recuerdos más gratos en el colegio y universidad.

A mis grandes familias que siempre están ahí para apoyarme y brindarme afecto a la familia Toazo y a la familia Caiza.

Gabriela

DEDICATORIA

Con un inmenso cariño dedico este trabajo a mis padres, mi hermano, mi esposa, mis hijos y demás familiares, por su apoyo incondicional, esfuerzo, confianza, paciencia y amor que siempre estarán presente.

Gustavo

DEDICATORIA

Este esfuerzo se lo dedico a mis padres, a mi sobrino, a mis hermanos, quienes siempre y en cada etapa han sido mi impulso de mejorar.

Gabriela

CONTENIDO

CONTENIDO i
RESUMEN vi
PRESENTACIÓN viii

CAPÍTULO 1. 1

MARCO TEÓRICO 1

1.1 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA 1
1.2 OBJETIVOS 2
1.2.1 OBJETIVO GENERAL 2
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS 2
1.3 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UNA TURBINA A GAS 2
1.3.1 CICLO BRAYTON 3
1.4 DESCRIPCIÓN DE LA TURBINA A GAS AEG-KANIS MODELO MS 5001 4
1.4.1 SISTEMA DE ADMISIÓN DE AIRE 6
1.4.2 SISTEMA DE CIRCULACIÓN DE COMBUSTIBLE 6
1.4.3 SISTEMA DE COMBUSTIÓN 7
1.4.4 SISTEMA DE ACEITE LUBRICANTE 8
1.4.5 SISTEMA DE ACEITE HIDRÁULICO 9
1.4.6 SISTEMA DE ACEITE DE CONTROL 10
1.4.7 SISTEMA DE AGUA ENFRIAMIENTO 10
1.4.8 SISTEMA DE ARRANQUE 11
1.4.9 SISTEMA DE ESCAPE 12
1.5 VARIABLES PARA EL MONITOREO 12
1.5.1 TEMPERATURA 12
1.5.2 PRESIÓN 13
1.5.3 VIBRACIÓN 13
1.5.4 ENERGÍA 13
1.5.5 VELOCIDAD ANGULAR 15
1.6 INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN 15
1.6.1 TERMOCUPLA 15
1.6.2 RTD 16
1.6.3 TRANSMISOR DE PRESIÓN 17
1.6.4 SENSORES MAGNÉTICOS (PICK UP) 18
1.6.5 CONVERSOR DE FRECUENCIA A VOLTAJE 18
1.6.6 MEDIDOR DE ENERGÍA 19
1.7 COMUNICACIONES INDUSTRIALES 19
1.7.1 SISTEMAS DE CONTROL EN UNA RED DE COMUNICACIÓN INDUSTRIAL 20
1.7.2 ETHERNET INDUSTRIAL 21

1.7.3 TOPOLOGÍA DE REDES *21*
1.7.4 TOPOLOGÍA DE BUS *22*
1.8 ANTECEDENTES DEL ESTADO DE OPERACIÓN DEL ANTIGUO SISTEMA DE SUPERVISIÓN 23

CAPÍTULO 2. 24

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE MONITOREO CONTINUO Y DETECCIÓN DE FALLAS 24

2.1 ESTUDIO DE LOS REQUERIMIENTOS PARA EL SISTEMA DE MONITOREO Y DETECCIÓN DE FALLAS 24
2.1.1 RECURSOS DEL SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL *24*
2.1.2 ESPECIFICACIONES DE LOS PUNTOS ESTRATÉGICOS DE LA TURBINA DE GENERACIÓN PARA EL SISTEMA DE MONITOREO *25*
2.1.2.1 Puntos de Temperatura con sensores instalados 26
2.1.2.2 Puntos de Presión con sensores instalados 27
2.1.2.3 Puntos de Vibración con sensores instalados 27
2.1.2.4 Puntos de Velocidad con sensores instalados 28
2.1.2.5 Medidores de Energía instalados 28
2.1.3 DETERMINACIÓN DE LOS PUNTOS A SER CONSIDERADOS EN EL SISTEMA DE MONITOREO *28*
2.1.3.1 Sistema de Aceite Lubricante 28
2.1.3.2 Sistema de Combustible 29
2.1.3.3 Sistema de Agua de Enfriamiento 29
2.1.3.4 Sistema de Escape 30
2.1.3.5 Energía 30
2.1.3.6 Parámetros Misceláneos 31
2.1.4 RESUMEN DE LOS PUNTOS DE LOS SITEMAS A MONITOREARSE *32*
2.1.5 DEFINICIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA DE MONITOREO *32*
2.2 ESTRUCTURA DEL SISTEMA DE MONITOREO 33
2.2.1 INSTRUMENTACIÓN DE CAMPO *33*
2.2.2 ADQUISICIÓN DE DATOS *34*
2.2.3 PROCESAMIENTO DE DATOS *34*
2.2.4 VISUALIZACIÓN DE DATOS *35*
2.3 SELECCIÓN DE SENSORES Y MEDIDORES A IMPLEMENTARSE 35
2.3.1 SENSORES DE TEMPERATURA *36*
2.3.1.1 Termocuplas tipo J y K 36
2.3.1.2 RTD (Pt100) 37
2.3.2 SENSORES DE PRESIÓN *38*
2.3.3 SENSORES DE VELOCIDAD *39*
2.3.4 SENSORES DE VIBRACIÓN *41*
2.3.5 MEDIDORES DE ENERGÍA *42*

2.4 SELECCIÓN DE EQUIPOS DE CONTROL 43
2.4.1 CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE (PLC) 44
2.4.2 MÓDULOS DE EXPANSIÓN DE ENTRADAS ANALÓGICAS 45
2.4.2.1 TSX AEY 414 con TSX BLY 01 45
2.4.2.2 TSX AEY 1600 con ABE-7CPA03 47
2.4.2.3 TSX AEY 1614 con ABE-7CPA12 49
2.4.3 MÓDULOS DE EXPANSIÓN DE ENTRADAS DIGITALES 50
2.4.3.1 TSX DEY 64D2K con ABE-7CPAH16R11 50
2.4.4 MÓDULOS DE EXPANSIÓN DE SALIDAS ANALÓGICAS 52
2.4.4.1 TSX AEY 410 con TSX BLY 01 52
2.4.4.2 TSX ASY 800 con TSX BLY 01 53
2.4.5 MÓDULOS DE EXPANSIÓN DE SALIDAS DIGITALES 55
2.4.5.1 TSX DSY 16R5 55
2.4.5.2 TSX DSY 64T2K 56
2.4.6 MÓDULOS DISTRIBUIDOS DE ENTRADAS ANALÓGICAS 58
2.4.6.1 STB ACI0320K 58
2.4.6.2 STB ACI0200K 60
2.4.7 MÓDULOS DISTRIBUIDOS DE ENTRADAS DIGITALES 61
2.4.7.1 STB DDI 3425 61
2.4.8 MÓDULOS DISTRIBUIDOS DE SALIDAS DIGITALES 63
2.4.8.1 STB DDO 3415 63
2.5 FUENTES DE ALIMENTACIÓN 64
2.5.1 CP M SNT 180W 24V 7,5A y CP M SNT 120W 24V 5A 64
2.5.2 CP M SNT 48W 24V 2A 66
2.5.3 TSX PSY 3610M 68
2.5.4 STB PDT 3100 69
2.6 INTERFACES DE COMUNICACIÓN 71
2.6.1 ETHERNET STB NIP 2311 71
2.6.2 SWITCH DE COMUNICACIÓN INDUSTRIAL IE-SW8-WAVES 72
2.6.3 SWITCH DE COMUNICACIÓN DES-1008A 73
2.6.4 SWITCH DE COMUNICACIÓN SIGNA MAX 065-7007A 74
2.6.5 SWITCH DE COMUNICACIÓN ConneXium TCSESU053FN0 75
2.6.6 CONVERTIDOR SERIAL A ETHERNET LANTRONIX UDS1100-IAP 76
2.6.7 TSX ETY PORT 77
2.7 INTEFACES DE VISUALIZACIÓN 79
2.7.1 TOUCH PANEL VIPA TP 612C (62M-JEE0) 79
2.8 RELÉS 81
2.8.1 RSL1PVBU 81
2.8.2 RXM2AB2FD 82
2.9 PROTECCIONES 83
2.9.1 BREAKER PLSM-C6 83

2.9.2 FUSIBLE CILÍNDRICO (1A) *83*
2.10 TABLEROS DE CONTROL 84
2.10.1 MASTER *84*
2.10.2 ESCLAVO *85*
2.11 IMPLEMENTACIÓN 85
2.11.1 INSTALACIÓN DE SENSORES, MEDIDORES Y CONVERSORES *85*
2.11.2 ARMADO E IMPLEMENTACIÓN DE TABLEROS *89*
2.11.3 INSTALACIÓN DE PANTALLAS TOUCH *92*

CAPÍTULO 3. ..... **93**

DESARROLLO DEL SOFTWARE DE CONTROL Y MONITOREO **93**

3.1 PROGRAMACIÓN DE PLC 93
3.1.1 LÓGICA DE PROGRAMACIÓN PARA EL MONITOREO DE VARIABLES *93*
3.1.2 LÓGICA DE PROGRAMACIÓN PARA EL MONITOREO DE LOS PARÁMETROS DEL MEDIDOR DE ENERGÍA ION 8600 Y DEL AVR DECS 200 ..... *94*
3.1.3 LÓGICA DE PROGRAMACIÓN PARA TEMPERATURAS DE GASES DE ESCAPE *97*
3.1.4 CONTROL DE TEMPERATURA DEL TANQUE DE ACEITE *98*
3.1.5 SOFTWARE UNITY PRO XL *100*
3.1.6 SOFTWARE ADVANTYS *104*
3.2 DISEÑO DE LAS INTERFACES HOMBRE – MÁQUINA 107
3.2.1 CONDICIONES DE DISEÑO *107*
3.2.2 DESARROLLO HMI LOCAL *109*
3.2.3 ESTRUCTURA Y FUNCIÓN DE SOFTWARE MOVICON11.2 [58] *109*
3.2.4 USO MOVICON 11.2 - EDITOR *111*
3.2.5 DESARROLLO HMI REMOTO *117*
3.2.6 INTOUCH 10.1 ..... *117*
3.2.7 MODICON MODBUS ETHERNET IO SERVER (MBENET) *118*
3.2.8 USO INTOUCH 10.1 - WINDOWMAKER *119*

CAPÍTULO 4. ..... **123**

PRUEBAS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS **123**

4.1 PRUEBAS DE TABLEROS 123
4.2 PRUEBAS DE ENTRADAS Y SALIDAS DE SEÑALES DEL PLC 124
4.3 PRUEBAS DE COMUNICACIÓN 126
4.4 PRUEBAS DE VISUALIZACIÓN 129
4.5 PRUEBA DE LECTURAS DE VARIABLES EN PANTALLAS 131
4.6 PRUEBAS DE ALARMAS 133
4.7 PRUEBAS DE PANTALLAS Y PARAMÉTROS DE CONTROL 136
4.8 PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO DE EQUIPOS EXTRAS 138

4.9 PRUEBAS DE ADAPTACIÓN DEL PERSONAL DE EJECUCIÓN CON EL NUEVO SISTEMA DE MONITOREO 139

CAPÍTULO 5. 141

5.1 CONCLUSIONES 141

5.2 RECOMENDACIONES 142

BIBLIOGRAFÍA 145

RESUMEN

El presente proyecto ha sido diseñado e implementado para cumplir con el requerimiento de contar con un sistema de monitoreo continuo descentralizado y supervisar el comportamiento de las variables de presión, temperatura, vibración, velocidad y energía, de la Central Termoeléctrica "Santa Rosa" compuesta por 3 turbinas a gas (TG1, TG2 y TG3) AEG KANIS de 17MW, cada una.

Para alcanzar este objetivo se hizo necesario, en primer lugar, un estudio muy general del funcionamiento de las máquinas y un estudio un poco más específico del sistema de monitoreo con que se contaba en ese momento. Con estos análisis se pudo llegar a determinar los recursos tanto de hardware y software que se utilizan para el proyecto.

Así, el sistema de monitoreo tiene para cada unidad de generación un PLC de la línea Premium-Schneider, HMI locales con Touch Panel VIPA, un equipo que permitirá la regulación de voltaje denominado DECS y en las unidades TG1 y TG2 un sistema de adquisición mediante módulos distribuidos de la línea Advantys – Schneider, además cuenta con un HMI central que se ubica en el Cuarto de Operación, donde se monitorean las tres unidades.

Los puntos instrumentados son los mismos en las tres máquinas, con excepción de ciertos puntos en la unidad 3, que no cumple con el mismo modo de operación que las otras dos unidades. En lo que respecta a la instrumentación se colocaron sensores nuevos, otros redundantes a los que se tienen, y otros reemplazan a sensores donde se vea la necesidad de hacerlo.

Para el desarrollo de la lógica de programación del PLC se utiliza el Software Unity Pro XL de Schneider, dentro de la programación del monitoreo se incluyeron subrutinas de control específicamente de temperatura.

Para las HMI locales el desarrollo se realizó mediante el Software Movicon, estas HMI cumplen con ciertos requerimientos como son: visualización de todos los puntos instrumentados, diagrama unifilar del patio de maniobras, banner y pantalla de alarmas, tres pantallas interactivas Gases Escape, Ingeniería y

Control, en las cuales se pueden habilitar o deshabilitar señales, ingresar datos de set point, deshabilitar todas las alarmas por requerimientos operativos, regular voltaje, etc.

El HMI remoto centralizado permite visualizar: los parámetros de monitoreo de las tres unidades, la topología de la red y su estado, alarmas en tiempo real e histórico, además brinda la posibilidad de generar curvas del comportamiento de las variables con respecto al tiempo, permitiendo así un análisis comparativo y de tendencia de cada variable. Para el desarrollo de esta interfaz se utilizó el Software Intouch 10.1.

Para garantizar el cumplimiento de los objetivos propuestos se realizaron pruebas y se analizaron los resultados, dando soluciones a los errores encontrados.

Después de esta fase, se generó una etapa de adaptación de los HMI con el personal de operación del sistema, mediante inducciones y entrega de manuales, dejando un resultado satisfactorio de integración y confiabilidad para el personal.

PRESENTACIÓN

Este documento contiene cinco capítulos donde se describen las características principales de cómo se realizó el diseño e implementación de un sistema de monitoreo continuo y detección de fallas en las variables vitales de las turbinas de generación AEG KANIS de la Central Termoeléctrica "Santa Rosa". A continuación se describen brevemente cada uno de los capítulos:

En el Capítulo 1, se presenta una descripción general del modo de funcionamiento de las turbinas a gas, además se conceptualizan las variables y sensores que se utilizarán en este proceso. También se muestran los antecedentes previos a la realización del proyecto y los objetivos que se desean ejecutar al culminar de este trabajo.

En el Capítulo 2, se entrega un estudio de los requerimientos del sistema que permite definir los recursos y los puntos donde se utilizarán estos; además se realiza una descripción detallada de la instrumentación de campo y equipos utilizados en la implementación, finalmente se incluyen los modos de implementación de sensores, equipos y tableros.

En el Capítulo 3, se muestra la lógica de programación del PLC, el diseño y desarrollo de las interfaces hombre máquina, además especifican los principales requerimientos del software utilizado.

En el Capítulo 4, se presentan las pruebas realizadas y resultados obtenidos durante el proceso de implementación y durante la etapa de pruebas a la cual se la asignó tres meses después de todo el proyecto ya en marcha, garantizando el cumplimiento de los objetivos establecidos.

Capítulo 5, dentro de este capítulo se muestran las conclusiones que se obtuvieron una vez terminado el proyecto, además se indican ciertas recomendaciones que se creen necesarias mencionar.

CAPÍTULO 1.
MARCO TEÓRICO

1.1 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

La Central Térmica Santa Rosa CELEC EP Termopichincha ubicada al Sur de Quito, en la Panamericana Sur km 17½, está dedicada a la generación de energía eléctrica. Dispone de 2 tanques de almacenamiento, un tanque de distribución y 3 turbinas de generación denominadas: TG1, TG2 y TG3.

Actualmente las unidades de generación son controladas y protegidas mediante un sistema electrónico con tecnología DTL de la marca “SpeedTronic”. Por ser un sistema que contiene muchas tarjetas transistorizadas y ciertos componentes electromecánicos, hace que sus elementos sean de difícil adquisición en el actual mercado, además que es una tecnología muy antigua y que ha comenzado a presentar muchos problemas.

También se tiene un sistema de monitoreo de variables de forma local que trabajan con medidores antiguos, llevando al operador a la pérdida de tiempo al momento de la toma y registro de datos ya que esto se lo realiza de forma manual.

Por lo tanto la unidad de negocios TERMOPICHINCHA decide inicializar la modernización de la Central Santa Rosa, la cual se llevará a cabo mediante varias etapas. En donde la primera etapa consiste en el desarrollo e implementación de un sistema de monitoreo continuo basado en transmisores y controladores modernos que trabajen con una arquitectura descentralizada sobre las turbinas de generación ya que son una de las partes principales del suministro de energía. Permitiendo migrar parte del sistema electrónico antiguo a modernos dispositivos electrónicos.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar e implementar un sistema de monitoreo continuo descentralizado y supervisar el comportamiento de las variables de presión, temperatura, vibración, velocidad y energía, del sistema de generación compuesto por tanques de almacenamiento de combustible y 3 turbinas de generación (TG1, TG2 y TG3) AEG KANIS de 17MW cada una.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Realizar un análisis y un estudio de funcionamiento de las turbinas de generación que utilizan como combustible diesel.
- ✓ Definir e instalar en los puntos estratégicos los sensores y transmisores de: presión, temperatura, vibración, velocidad y medidores de energía.
- ✓ Instalar y programar un PLC por cada unidad de generación que permita manipular las señales adquiridas.
- ✓ Desarrollar un sistema de detección de fallas que servirá para proteger las unidades de generación.
- ✓ Diseñar e implementar la interfaz del sistema de monitoreo (HMI) que facilite al operador la visualización y sirva como guía en caso de existir algún fallo en cualquier etapa del proceso.

1.3 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UNA TURBINA A GAS

Las turbinas a gas son máquinas térmicas rotativas de combustión interna a flujo continuo cuyo esquema se representa en la Figura 1.1

El objetivo de ésta máquina térmica es convertir la energía calórica contenida en el combustible utilizado, el cual puede ser Diesel, Gas Natural, en energía mecánica (trabajo mecánico),. El aire de la atmósfera es aspirado, filtrado y comprimido para después pasar a la cámara de combustión, donde se mezcla con el combustible y se produce la ignición. Los gases calientes, producto de la

combustión, fluyen a través de la turbina. Allí se expanden y mueven el eje, que acciona el compresor de la turbina y el alternador.

Las pérdidas de energía se desprenden en forma de calor que hay que evacuar del sistema. Normalmente no son superiores al 20% de la energía aportada. [1]

En el eje de la turbina, se encuentra montada la carga. La carga podrá ser de diversos tipos, tales como: un generador eléctrico, una bomba de gran potencia, un soplante de aire, la hélice de un navío, etc. Según el tipo de carga de que se trate podrá existir una caja reductora de velocidad entre la máquina y la carga, caso de que la carga sea un generador eléctrico. [2]

1.3.1 CICLO BRAYTON

El ciclo termodinámico teórico por el cual funcionan las turbinas a gas de la Central "Santa Rosa" es el Ciclo BRAYTON.

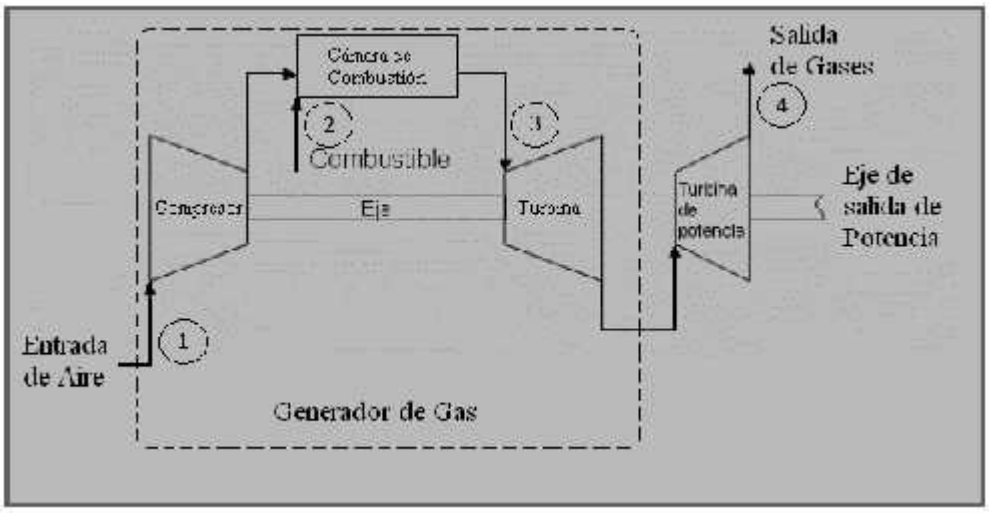


Figura 1.1 Turbina de gas de un solo eje, con una turbina libre de potencia [3]

La Figura 1.2 muestra los diagramas “temperatura – entropía” y “presión – volumen” para éste ciclo. Los estados termodinámicos que en él se señalan corresponden a los puntos usados en el esquema de la Figura 1.1 [2]

- ✓ La etapa 1-2 representa la compresión entre la entrada y salida del compresor, donde la presión y temperatura aumenta.

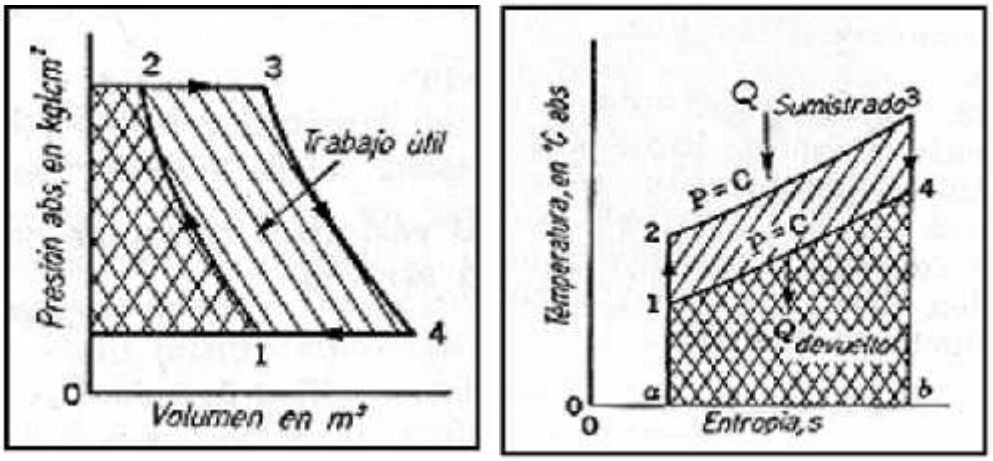


Figura 1.2 Etapas del Ciclo Brayton [2]

- ✓ La etapa 2-3 representa el proceso de combustión a presión constante donde se produce el aporte de calor del medio al sistema, debido a la mezcla del combustible y el aire inyectado en el punto 2. El incremento de calor produce un aumento de volumen en esta etapa.
- ✓ La etapa 3-4 representa la expansión de los gases de combustión. Los gases que inicialmente se encuentran a presión constante y volumen aumentado ingresan a la turbina expandiéndose dentro de la misma, produciendo una repentina disminución de presión y temperatura.
- ✓ La etapa 4-1 produce la devolución de calor del sistema al medio, es decir la pérdida de calor al ambiente a través de los gases de escape de la turbina.

1.4 DESCRIPCIÓN DE LA TURBINA A GAS AEG-KANIS MODELO MS 5001

Cada unidad de generación está compuesta de tres compartimentos denominados: Módulo de Control, Módulo de Turbina y Módulo del Generador.

El Módulo de Control contiene los equipos necesarios para proporcionar datos, indicaciones y alarmas; que permiten un efectivo control y protección de la turbina, generador, y equipos auxiliares.

El Módulo de Turbina contiene en un compartimento, los accesorios y en otro la turbina propiamente dicha. En el Compartimento de Accesorios se encuentran: las

bombas auxiliar y de emergencia de aceite lubricante y la bomba de virador (ratchet); en cambio que en el otro compartimento se encuentra el compresor con los álabes guía de entrada y las etapas de álabes giratorios, las cámaras de combustión con sus respectivas toberas de inyección de combustible.

El Módulo del Generador contiene el reductor de velocidades, el generador y la excitatriz.

Figura 1.3: Turbina de Generación 2 [4]

Además forma parte de cada unidad el Filtro de Entrada de Aire con los ductos y los silenciadores, el Skid de Bombas de circulación de combustible, el Switch House y la Subestación.

Para su funcionamiento, la turbina – generador cuenta con varios sistemas auxiliares encargados de proporcionar diferentes servicios necesarios para iniciar y mantener la unidad en servicio estos son:

- ✓ Sistema de admisión de aire
- ✓ Sistema de circulación de combustible
- ✓ Sistema de combustión
- ✓ Sistema de aceite lubricante
- ✓ Sistema de aceite hidráulico
- ✓ Sistema de aceite de control

- ✓ Sistema de agua de enfriamiento
- ✓ Sistema de arranque
- ✓ Sistema de escape

1.4.1 SISTEMA DE ADMISIÓN DE AIRE

El aire para el compresor de la turbina se suministra a la admisión del compresor mediante un conducto de aire. Este conducto de aire tiene un silenciador de admisión que consiste en un conducto de perfil rectangular con varias secciones isonorizantes para atenuar el ruido de alta frecuencia causado en el extremo de admisión de aire por el paletaje del compresor. Enfrente del conducto de admisión de aire va instalado un tamiz que impide la introducción de materias extrañas al compresor.

Figura 1.4: Admisión de aire [4]

1.4.2 SISTEMA DE CIRCULACIÓN DE COMBUSTIBLE

El sistema de fuel oil consiste en los siguientes componentes principales: un filtro principal de combustible, una válvula maestra de paso de combustible, una bomba de combustible, una válvula de control en derivación, un filtro de combustible de alta presión y un distribuidor de combustible.

El sistema funciona de la siguiente manera: se suministra el combustible a través del filtro principal y de la válvula maestra de paso a la bomba principal de combustible. La salida de la bomba es proporcional a la velocidad de la misma, la bomba principal descarga combustible a través del filtro de alta presión al distribuidor del combustible. Parte del caudal descargado por la válvula de control en derivación, que se ajusta por el sistema de regulación electrónico "SpeedTronic" de conformidad con la demanda de combustible en cualquier momento dado. El distribuidor de combustible divide el caudal de combustible para asegurar que cada tobera y por consiguiente cada cámara de combustión reciba la misma cantidad de combustible.

Figura 1.5: Skid de combustible [4]

1.4.3 SISTEMA DE COMBUSTIÓN

Aquí se suministra la energía calorífica para la operación de la turbina de gases. Esta se lleva a cabo quemándose combustible en el flujo de aire enviado por el compresor a fin de obtener la temperatura adecuada a la entrada de la tobera de primera etapa.

El sistema consta de diez cámaras de combustión, adaptadores de combustión, toberas de combustible, sistema de encendido y detectores de llama.

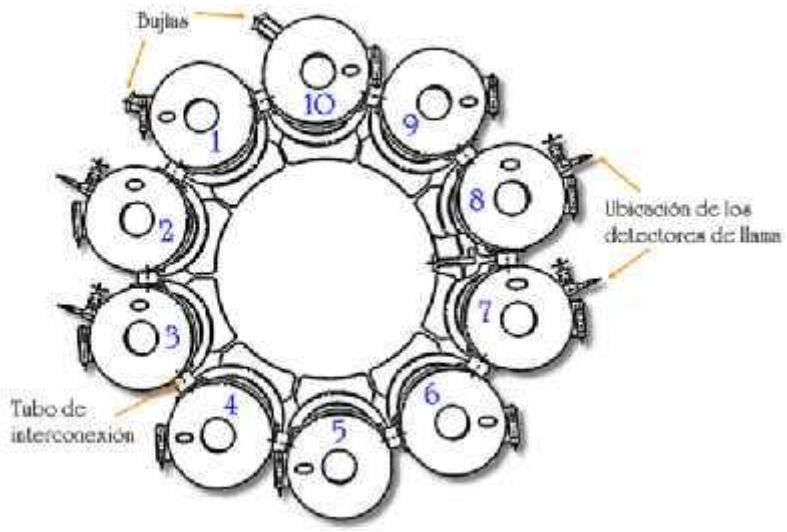


Figura 1.6: Cámaras de combustión tomado de [5]

El aire tiene dos funciones:

- ✓ Actuar como una capa refrigerante a fin de proteger de la temperatura de la combustión a las camisas.
- ✓ Intervenir en la combustión con el combustible inyectado al centro de la camisa, creándose así los gases calientes.

1.4.4 SISTEMA DE ACEITE LUBRICANTE

Es utilizado para lubricar los cojinetes de la turbina, el generador, los engranajes de las cajas de accesorios y reductora. Además, se utiliza para suministrar aceite al sistema hidráulico, sistema de control y medios de arranque.

Todos los conjuntos de cojinetes principales de la turbina de gases están lubricados por aceite a alta presión que se suministra desde el colector de aceite principal. Cada caja de cojinete tiene su propio conducto de aceite a través del cual fluye el aceite desde el colector al espacio anular alrededor de los semicojinetes. El aceite pasa entonces al muñón semicojinete del cojinete, a través de unos agujeros en él. El aceite sale del cojinete por unos conductos

taladrados en la caja del mismo, volviendo por un conducto de drenaje al tanque de aceite. [3]

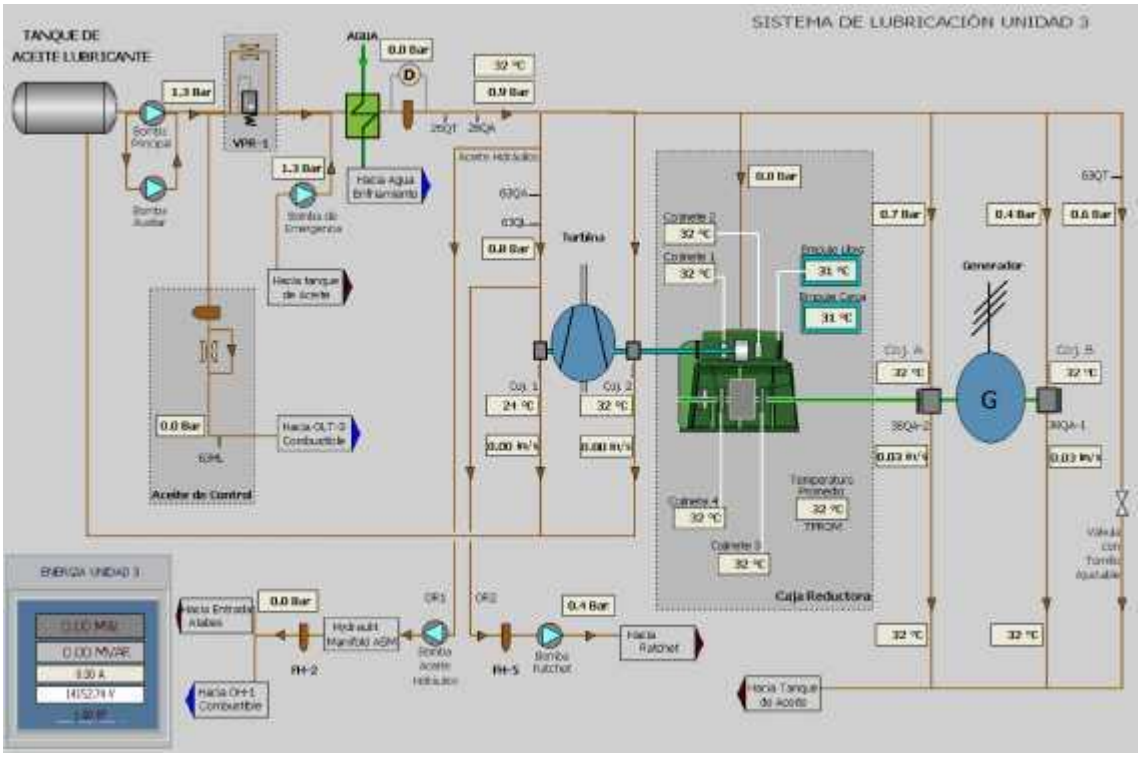


Figura 1.7: Sistema de Lubricación

1.4.5 SISTEMA DE ACEITE HIDRÁULICO

Provee aceite a alta presión y es requerido para operar los dispositivos del sistema de control de combustible, sistema de aceite de disparo hidráulico, acoplamiento del embrague de tipo de garras y para la operación de los alabes guías.

La bomba se alimenta directamente desde el sistema de aceite de lubricación y suministra aceite a alta presión hacia el múltiple hidráulico, éste regula el flujo y la presión en la turbina, para el accionamiento de las válvulas de control de combustible y el actuador de los alabes guías. El aceite pasa a través de un sistema de filtrado para eliminarle cualquier impureza sólida. [6]

1.4.6 SISTEMA DE ACEITE DE CONTROL

Este sistema es utilizado para el control del accionamiento de las válvulas que cierran el paso del combustible en caso de una falla de la unidad generadora. [6] Estas fallas producen disparo de la turbina que se realiza por el corte de combustible en la válvula maestra de paso, la misma que se encuentra abierta mientras exista presión de aceite de control.

Este sistema se alimenta del sistema de aceite lubricante y a través de electroválvulas que controla la presión para accionar la válvula de combustible. Adicionalmente, dispone de una válvula manual y otra accionada por el perno de sobre velocidad, las cuales se utilizan para cortar el paso de combustible en caso de emergencia.

1.4.7 SISTEMA DE AGUA ENFRIAMIENTO

Este sistema de lazo cerrado y presurizado permite disipar el calor del motor diésel de arranque, del aceite del sistema de lubricación y a la vez enfriar el agua que circula en este mismo sistema.

Figura 1.8: Sistema de Enfriamiento

El agua que se encuentra en los tanques de almacenamiento, circula por efectos de la gravedad hacia la bomba principal que es accionada a través de la caja de

accesorios y utiliza parte del agua refrigerante para sellar su eje, la cual pasa por un separador de tipo centrifugo para su limpieza.

Parte importante de este sistema es el intercambiador de calor de aceite lubricante, que contiene en su entrada una válvula reguladora de caudal por temperatura, que actúa dependiendo de la temperatura de aceite del cabezal, regulando el caudal de agua para mantener constante la temperatura.

1.4.8 SISTEMA DE ARRANQUE

Se utiliza para iniciar el giro de la turbina durante la secuencia de arranque y para enfriar el rotor mediante el mecanismo virador.

Con la secuencia de arranque se lleva a la turbina a la velocidad de encendido y continua impulsándola hasta que la velocidad de la turbina supere la velocidad del dispositivo de arranque.

El mecanismo virador (Ratchet) sirve en el arranque de la turbina para ayudar a vencer las fuerzas de inercia y de rozamiento estático. También es utilizado para rotar la turbina durante el período de enfriamiento.

Figura 1.9: Mecanismo Virador (Ratchet) [4]

El mecanismo virador se controla eléctricamente mediante interruptores desde el panel de control de la turbina. Cuando se emplea un mecanismo virador para iniciar el movimiento del eje, se controla por el circuito de arranque de la turbina.

Durante la fase de enfriamiento, se controla por el circuito de refrigeración de la turbina.

1.4.9 SISTEMA DE ESCAPE

Los gases de escape de la turbina se descargan a la cámara de escape y de aquí, se descargan a la atmósfera a través de una chimenea. Estos gases al encontrarse a altas temperaturas en el momento del arranque, requieren de una importante supervisión y control, contando así, con doce termocuplas de monitoreo y seis termocuplas de control, las cuales están ubicadas estratégicamente al inicio del escape propiamente dicho.

Figura 1.10: Escape [4]

1.5 VARIABLES PARA EL MONITOREO

1.5.1 TEMPERATURA

La temperatura es el grado de agitación térmica de las moléculas en un cuerpo. Las unidades de temperatura son establecidas en cinco escalas: escala Fahrenheit °F, escala Centígrada °C, escala Kelvin K, escala Ranking °R y escala Reamar.

La detección, medición y control de temperatura en procesos industriales es deseada en los siguientes casos:

- ✓ En operaciones que involucran transferencia de calor, como los intercambiadores de calor, hornos, evaporadores o calderas.
- ✓ Control de reacciones químicas sensibles a la temperatura.
- ✓ Operación de equipos, como torres de destilación, tanques de almacenamiento, torres de enfriamiento, mezcladores, cristalizadores, etc.
- ✓ Monitoreo del funcionamiento de equipo rotatorio, para prevenir calentamiento, como turbinas, compresores, bombas y motores en general.
- ✓ Control de temperatura de productos y límites de planta. [7]

1.5.2 PRESIÓN

La Presión se define como la fuerza por unidad de superficie que ejerce un líquido o un gas perpendicularmente a dicha superficie. La presión suele medirse en atmósferas (atm); en el Sistema Internacional de Unidades (SI), la presión se expresa en newtons por metro cuadrado; un newton por metro cuadrado es un pascal (Pa). La atmósfera se define como 101.325 Pa, y equivale a 760 mm de mercurio en un barómetro convencional Otras unidades de presión utilizadas son: Bar, Psi, kg/cm^2, mmHg, mH2O. [8]

1.5.3 VIBRACIÓN

Se considera como vibración al movimiento de un cuerpo que oscila alrededor de una posición de equilibrio. La unidad de medida de la vibración es el in/s (pulgada por segundo).

El origen las vibraciones se encuentran estrechamente relacionadas con tolerancias de mecanización, desajustes, movimientos relativos entre superficies en contacto, desbalances de piezas en rotación u oscilación, etc.; es decir, todo el campo de la técnica. [9]

1.5.4 ENERGÍA

Potencia Activa

Es la potencia en que en el proceso de transformación de la energía eléctrica se aprovecha como trabajo, los diferentes dispositivos eléctricos existentes

convierten la energía eléctrica en otras formas de energía tales como: mecánica, lumínica, térmica, química, etc.

La potencia activa se representa por medio de la letra (P) y su unidad de medida es el watt (W). [10]

Potencia Reactiva

La potencia reactiva no es una potencia realmente consumida en la instalación, ya que no produce trabajo útil. Aparece en una instalación eléctrica en la que existen bobinas que producen potencia reactiva positiva o condensadores que producen potencia reactiva negativa, y es necesaria para crear campos magnéticos y eléctricos en dichos componentes. Se representa por Q y se mide en voltamperios reactivos (VAR). [10]

Voltaje

El voltaje es un sinónimo de tensión y de diferencia de potencial, es el trabajo por unidad de carga ejercido por el campo eléctrico sobre una partícula para que ésta se mueva de un lugar a otro.

En el Sistema Internacional de Unidades, el voltaje se mide en voltios (V), y esto determina la categorización en “bajo” o “alto voltaje”. Un voltio es la unidad de potencial eléctrico, fuerza electromotriz y voltaje. [11]

Frecuencia de corriente alterna

Frecuencia es una magnitud que mide el número de repeticiones por unidad de tiempo de cualquier fenómeno o suceso periódico.

La frecuencia de la corriente alterna constituye un fenómeno físico que se repite cíclicamente un número determinado de veces durante un segundo de tiempo y puede abarcar desde uno hasta millones de ciclos por segundo o Hertz (Hz). La frecuencia se representa con la letra (f) y su unidad de medida es el ciclo por segundo o hertz (Hz). [12]

Factor de Potencia

Una de las medidas para conocer el grado de eficiencia con el cual se está utilizando la energía es el factor potencia y está definido por el coseno del ángulo de fase (Φ) causado por una diferencia de tiempo entre el pico del voltaje aplicado a la carga y el pico de corriente exigido por la misma.

Los generadores sincrónicos tienen la propiedad de producir diferentes valores para el factor de potencia, mediante la variación de la corriente de excitación del rotor; esta característica permite operar al generador en los modos sobreexcitado o subexcitado; lo que traduce en un factor de potencia en atraso o en adelanto respectivamente. [6]

1.5.5 VELOCIDAD ANGULAR

Es el término usado para indicar el cociente obtenido entre el número de revoluciones como numerador y el tiempo que tardan esas revoluciones *t* como denominador. Esta velocidad no es "absoluta", sino una variable física con la dimensión1/tiempo.

$$\text{Velocidad de rotación} = \frac{\text{revoluciones}}{\text{tiempo}}$$

Este tipo de velocidades se expresan normalmente como revoluciones por minuto (rpm), mientras que la oscilación u otros movimientos que se pueden medir igualmente con un velocímetro, se expresan con frecuencia en inverso de segundo (1/s = Hz). [13]

1.6 INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN

1.6.1 TERMOCUPLA

Una termocupla es un transductor de temperaturas, es decir un dispositivo que convierte una magnitud física en una señal eléctrica. Está constituida por dos alambres metálicos diferentes que unidos, desarrollan una diferencia de potencial eléctrica entre sus extremos libres que es aproximadamente proporcional a la

diferencia de temperaturas entre estas puntas y la unión. Se suelen fabricar con metales puros o aleaciones y la característica más notable es que son empleadas para medir temperaturas en un rango noblemente grande comparadas con otros termómetros. [14]

Efecto Seebeck.

Cuando las uniones de dos conductores se unen por sus extremos para formar un circuito, y se colocan en un gradiente de temperatura, se manifiesta un flujo de calor y un flujo de electrones conocido como corriente SEEBECK. La fuerza electromotriz (FEM) que genera la corriente se conoce como fuerza electromotriz de termopar o tensión Seebeck. [15]

Termocuplas más utilizadas a nivel industrial

Termocupla	Rango de uso	Conductor Positivo	Conductor Negativo
Tipo J, (Fe - CuNi)	- 40 a + 750°C	Negro	Blanco
Tipo T, (Cu - CuNi)	- 40 a + 350°C	Marrón	Blanco
Tipo K, (NiCr - Ni)	- 40 a + 1.200°C	Verde	Blanco
Tipo E, (NiCr - CuNi)	- 40 a + 900°C	Violeta	Blanco
Tipo N, (NiCrSi - NiSi)	- 40 a + 1.200°C	Púrpura	Blanco
Tipo S, (Pt 10% Rh - Pt)	- 40 a + 1.600°C	Naranja	Blanco
Tipo R, (Pt 13% Rh - Pt)	0 a + 1.600°C	Naranja	Blanco
Tipo B, (Pt 30% Rh - Pt 6% Rh)	+600 a 1700°C	---	---

Figura 1.11: Termocuplas según IEC 584-1[16]

1.6.2 RTD

El RTD o bulbo de resistencia es un medidor de la variación de la resistencia en función de la variación de la temperatura y solo se debe disponer de un alambre bobinado de metal puro, que permita tener una resistencia alta.

La ecuación que lo rige, de acuerdo a Siemens en 1871, es:

$$R_t = R_0 (1 + aT + bT^2 + cT^3)$$

Donde R_0 es la resistencia a la temperatura de referencia en ohmios (Ω), Rt es la resistencia a la temperatura en Ω, a es el coeficiente de temperatura del materia y b, c son coeficientes calculados.

Por sus características eléctricas: su continuidad, elevado coeficiente de temperatura, y resistencia a ataques químicos. El platino y el níquel son los conductores idóneos para la fabricación de RTD's, siendo el platino el más recomendado. Las ventajas de los RTD's son: Sensibilidad - Estabilidad - Linealidad - Precisión – Intercambiabilidad. [7]

1.6.3 TRANSMISOR DE PRESIÓN

Los transmisores electrónicos generan una señal estándar de 4-20 mA c.c. A veces esta señal de salida es sustituida por un voltaje de 1-5V, si existen problemas de suministro electrónico. Así cualquier señal captada se podrá transmitir en forma de señal eléctrica estableciendo una relación, a ser posible lineal, entre el valor de la variable recibida y el de corriente saliente. El hecho de tener como valor asignado a la entrada nula una corriente de 4 mA se debe a la posibilidad de detectar de este modo cortes de línea. [17]

Los transmisores de presión son dispositivos que normalmente se sitúan próximos al punto de medición.

La señal de fluido se convierte en una señal de salida de presión proporcional analógica de 4-20 mA mediante un sensor piezo-eléctrico y un circuito electrónico, posterior, el cual amplifica, linealiza y compensa esta señal. [18]

Sensor Piezo-eléctrico

La piezoelectricidad es una propiedad que presentan aquellos materiales cuya estructura cristalina carece de centro de simetría. En ellos, además de la polarización inducida por un campo eléctrico exterior, se produce también la polarización bajo la influencia de una tensión mecánica. Al deformar un material piezoeléctrico se produce un desplazamiento de las particular cargadas, dando lugar a un momento dipolar en el material y, por influencia, cargas de signo opuesto en las superficies enfrentadas del mismo.

El principio de funcionamiento del sensor piezoeléctrico es el efecto piezoeléctrico directo, recoge una fuerza mecánica, F, y la transforma en una señal eléctrica,

V_{sensor}, que es recogida entre dos electrodos depositados en el material piezoeléctrico. [19]

1.6.4 SENSORES MAGNÉTICOS (PICK UP)

Los sensores magnéticos detectan una variación en el campo magnético en respuesta a la variación de alguna magnitud física. Están basados en el efecto Hall, por lo que se conocen como sensores de efecto Hall.

Sensores por "Efecto Hall"

Se caracterizan principalmente por ser dispositivos de estado sólido, no tener partes móviles, compatibilidad con otros circuitos analógicos y digitales, margen de temperatura amplio, buena repetitividad y frecuencia de funcionamiento relativamente alta (100 kHz).

Se utilizan principalmente como sensores de posición, velocidad y corriente eléctrica.

Cuando por una placa metálica circula una corriente eléctrica y ésta se halla situada en un campo magnético perpendicular a la dirección de la corriente, se desarrolla en la placa un campo eléctrico transversal, es decir, perpendicular al sentido de la corriente. Este campo, denominado Campo de Hall, es la resultante de fuerzas ejercidas por el campo magnético sobre las partículas de la corriente eléctrica, sean positivas o negativas.

Los sensores basados en efecto Hall suelen constar de un elemento conductor o semiconductor y un imán. Cuando un objeto ferro magnético se aproxima al sensor, el campo que provoca el imán en el elemento se debilita. Así se puede determinar la proximidad de un objeto, siempre que sea ferro magnético. [20]

1.6.5 CONVERSOR DE FRECUENCIA A VOLTAJE

Los convertidores de frecuencia a voltaje son circuitos integrados que convierten la frecuencia de un tren de pulsos en un voltaje de salida análogo proporcional al

nivel de entrada. Se utilizan en aplicaciones de conversión análoga a digital donde la velocidad no es un factor crítico. [21]

1.6.6 MEDIDOR DE ENERGÍA

Es el instrumento destinado a medir la energía activa continuamente por integración de la potencia respecto al tiempo, los cuales indican y almacenan los valores de energía medida. La medición de la energía es el proceso más significativo dentro de la comercialización, lo cual significa que la selección, operación y mantenimiento de los medidores merecen especial atención para evitar errores**.** [22]

1.7 COMUNICACIONES INDUSTRIALES

Se puede definir como el área de la tecnología que estudia la transmisión de información entre circuitos y sistemas electrónicos utilizados para llevar a cabo tareas de control y gestión del ciclo de vida de los productos industriales.

Figura 1.12: Comunicación industrial de varios niveles [23]

El desarrollo de las comunicaciones industriales ha establecido una forma de unir todos estos dispositivos, aumentando el rendimiento y proporcionando nuevas posibilidades, mediante un sistema de comunicación de varios niveles. [23]

1.7.1 SISTEMAS DE CONTROL EN UNA RED DE COMUNICACIÓN INDUSTRIAL

Dependiendo de la complejidad del sistema o de los componentes que intervienen en la red de comunicación, se puede clasificar el tipo de control en:

Sistema distribuido

Es cuando el control se realiza a través de diferentes sistemas conectados en red. Se utilizan en sistemas grandes y complejos en donde todos los controladores se comunican a través de una red. Cuando los controladores están programados y con un funcionamiento correcto, entonces se integra en la red de comunicaciones de los demás controladores. Además se puede partir de un sistema básico e ir ampliando a medida que el sistema lo exija, permitiendo la integración de dispositivos de diferentes fabricantes comunicables entre sí. [24]

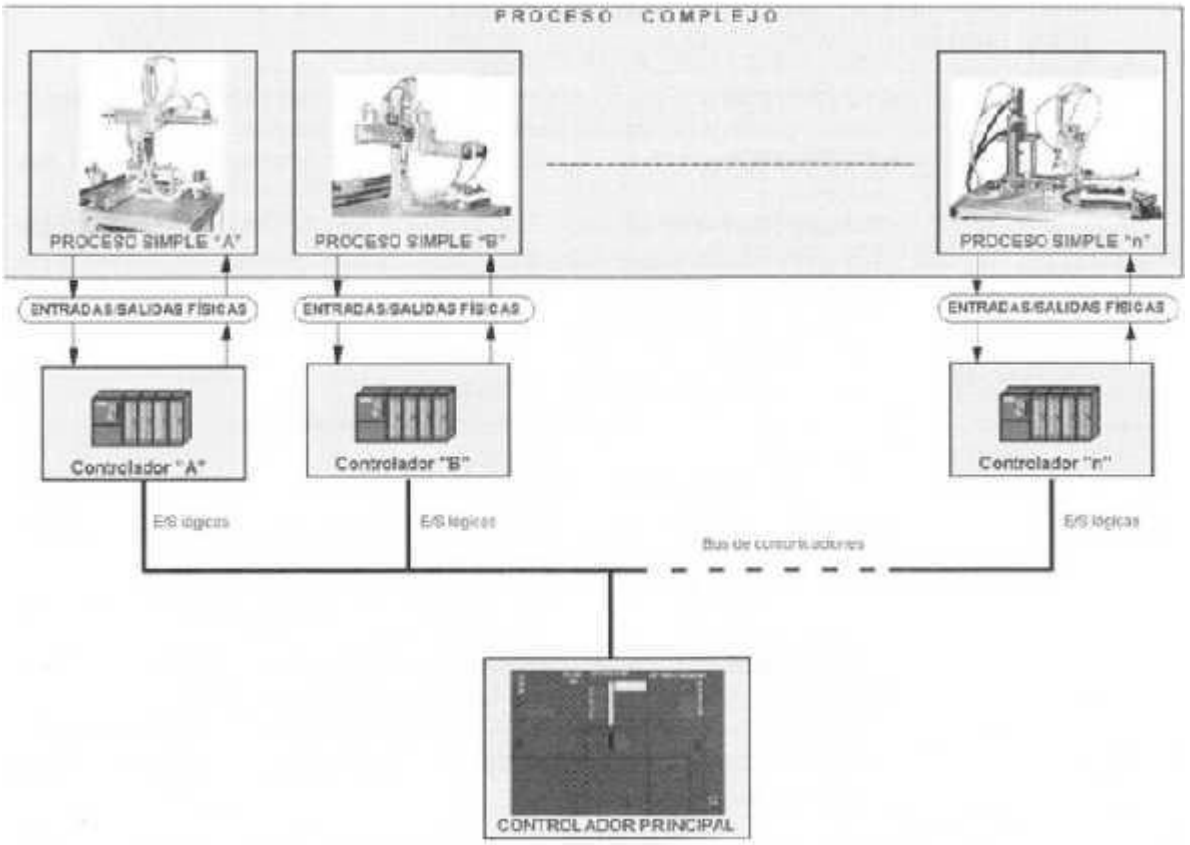


Figura 1.13: Sistema Distribuido [24]

Sistemas centralizados

Es cuando el control se realiza por un solo sistema y es efectivo mientras el sistema no sea excesivamente grande ni complejo. El mantenimiento es fácil debido a que solo existe un único controlador, lo que implica que no hay problemas de compatibilidad. [25]

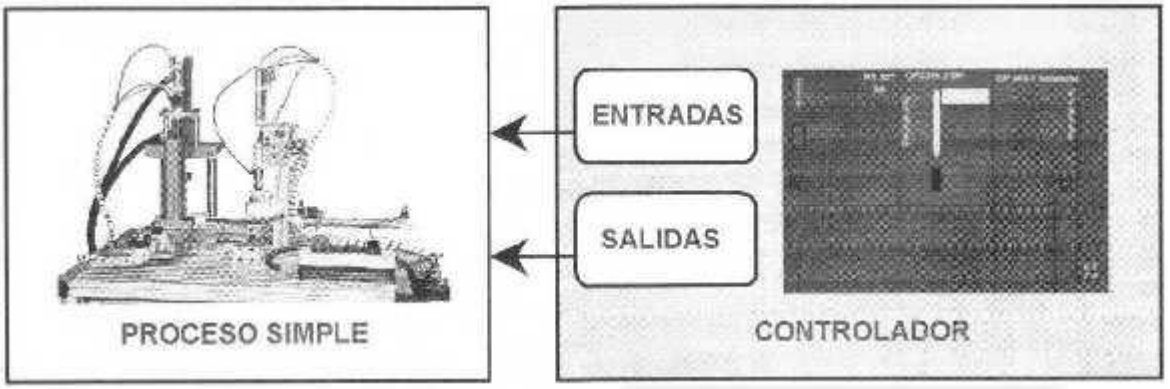


Figura 1.14: Sistema centralizado [25]

1.7.2 ETHERNET INDUSTRIAL

Es una especificación para redes de área local que comprende el nivel físico y el nivel de enlace del modelo de referencia ISO/OSI. Hace algunos años, comenzó a popularizarse el concepto de Ethernet Industrial, que engloba el uso de la tecnología Ethernet para aplicaciones de control y automatización en un ambiente industrial. [26]

1.7.3 TOPOLOGÍA DE REDES

La topología de las redes es el aspecto físico que forman los equipos y el cableado de los mismos. Se pueden encontrar sistemas industriales con las siguientes topologías:

- ✓ Topología de bus
- ✓ Topología de anillo
- ✓ Topología en estrella
- ✓ Topología en estrella extendida
- ✓ Topología jerárquica
- ✓ Topología en malla

En la siguiente figura se muestran la forma física de las topologías de redes antes mencionadas.

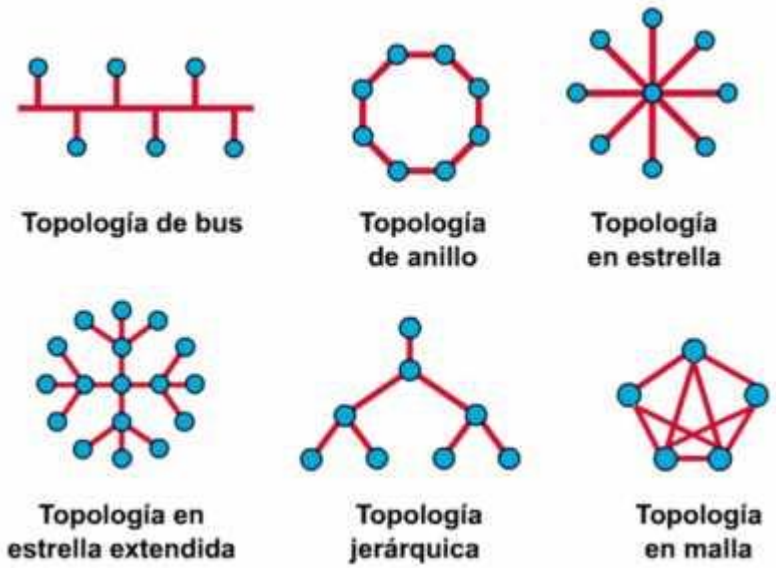


Figura 1.15: Topología de Redes [27]

1.7.4 TOPOLOGÍA DE BUS

Es la manera más simple en la que se puede organizar una red. En la topología de bus, todos los equipos están conectados a la misma línea de transmisión mediante un cable. La palabra "bus" hace referencia a la línea física que une todos los equipos de la red.

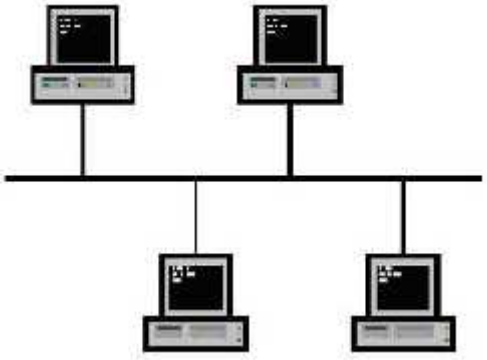


Figura 1.16: Red en Topología de Bus [28]

La ventaja de esta topología es su facilidad de implementación y funcionamiento. Sin embargo, esta topología es altamente vulnerable, ya que si una de las conexiones es defectuosa, esto afecta a toda la red. [28]

1.8 ANTECEDENTES DEL ESTADO DE OPERACIÓN DEL ANTIGUO SISTEMA DE SUPERVISIÓN

Las Unidades de Generación tienen instalados equipos de medida y visualización locales y en su mayoría analógicos tanto de temperatura, presión, vibración, velocidad y energía, llevando al operador a la pérdida de tiempo al momento de la toma de datos ya que esto se lo realiza de forma manual y algunos de los instrumentos se encuentran en sitios de difícil acceso.

- ✓ *Temperatura:* En esta categoría están los medidores tipo RTD (PT-100) de dos hilos, que son visualizados en indicadores analógicos; termómetros y termocuplas tipo K, las señales de termocupla son visualizadas en indicadores análogos y digitales.
- ✓ *Presión:* En las unidades se encontraron manómetros y presostatos que están ubicados cerca al proceso y en paneles dentro de los compartimentos de cada unidad.
- ✓ *Vibración:* La lectura de esta variable se la realiza por medio de indicadores analógicos que se encuentran ubicados en el panel del Compartimento de Control de cada unidad.
- ✓ *Velocidad de la turbina:* La salida del sensor de esta variable entrega una señal de voltaje que se muestra en indicadores analógicos ubicados en el panel del Compartimento de Control de cada unidad.
- ✓ *Energía*: Existen medidores analógicos en el Compartimento de Control de cada unidad así como en el cuarto de operaciones, donde se tienen: vatímetros, cosfímetros, frecuencímetro, sincronoscopios. Además, se dispone de medidores digitales con protocolos de comunicación que retardan el proceso de descarga de datos.

Este análisis entrega un resumen de las ventajas y desventajas que presenta el sistema de supervisión antiguo de las unidades, permitiendo así desarrollar los requerimientos necesarios para el sistema de monitoreo dando de este modo una solución al problema.

CAPÍTULO 2.

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE MONITOREO CONTINUO Y DETECCIÓN DE FALLAS

En el presente Capítulo se analizan los principales parámetros que intervienen en el monitoreo y detección de fallas en las Unidades de Generación de la Central Termoeléctrica Santa Rosa, inicialmente se establecen los requerimientos necesarios para el sistema de monitoreo, además se realiza la selección de equipos y de toda la instrumentación.

Debido a los estatutos internos y al alcance económico de la Unidad de Negocios Termopichincha, el diseño del sistema de monitoreo y detección de fallas que se implementará en la Central Santa Rosa se restringirá de acuerdo a las sugerencias y propuestas por parte del personal técnico.

2.1 ESTUDIO DE LOS REQUERIMIENTOS PARA EL SISTEMA DE MONITOREO Y DETECCIÓN DE FALLAS

La Central Termoeléctrica Santa Rosa cuenta con una potencia instalada de 51MW, distribuida en 3 turbinas que funcionan como generadores. Dos de las tres unidades de generación (TG1 y TG2) operan como Compensadores Sincrónicos. Por tal motivo se tienen ciertas diferencias en lo que respecta a la instrumentación de la unidad de generación TG3.

2.1.1 RECURSOS DEL SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL

La Central Termoeléctrica Santa Rosa tiene la necesidad de medir y supervisar sus variables en un solo sitio, requerimiento que es resuelto implementando un sistema de monitoreo. La variable temperatura será medida por transductores como: Termocuplas tipo J y K con sus respectivos cables de extensión y RTD`s. La variable presión será sensada con transmisores de corriente con salidas de 4 a 20mA. Para la medición de energía se utilizará un sistema que permita monitorear las variables eléctricas básicas. Además las variables importantes que están

siendo monitoreadas de manera local y analógicamente se las incluirá dentro del nuevo sistema de monitoreo. En lo que respecta al sistema de regulación de voltaje se utilizará el Basler DECS 200.

Se utilizarán módulos distribuidos de entrada y salidas para la adquisición de datos, y así poder descentralizar la información de todo el sistema. Estos módulos se ubicarán en puntos estratégicos de las unidades de generación TG1 y TG2. La adquisición de datos en la unidad TG3 no se realizará por medio de módulos distribuidos, las señales serán llevadas directamente a un PLC maestro ubicado en su respectivo gabinete en el Compartimento de Control.

Los datos obtenidos serán enviados al PLC de cada unidad que estará programado para registrar, procesar y a su vez hacer que el sistema de detección de fallas alerte al personal ante cualquier eventualidad, estos avisos de alarma serán mostrados en HMI`s tipo Touch Screen locales en el Compartimento de Control, al igual que el comportamiento de todas las variables del sistema. Además se creará una interfaz global para la Sala de Operación de la Central, que permitirá supervisar el trabajo de las tres Unidades de Generación

2.1.2 ESPECIFICACIONES DE LOS PUNTOS ESTRATÉGICOS DE LA TURBINA DE GENERACIÓN PARA EL SISTEMA DE MONITOREO

Las turbinas de generación cuentan con diferentes sistemas de vital importancia para su funcionamiento los cuales fueron analizados en el Primer Capítulo y serán considerados en el sistema de monitoreo. A continuación se presentan los sistemas:

- ✓ Sistema de Aceite Lubricante (Turbina-Generador)
- ✓ Sistema de Combustible
- ✓ Sistema de Agua de Enfriamiento
- ✓ Sistema de Escape
- ✓ Energía

2.1.2.1 Puntos de Temperatura con sensores instalados

Las Turbinas de Generación poseen algunos sensores de temperatura ya instalados que se detallan en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1: Sensores Instalados en cada una de las Unidades de Generación [4]

ITEM	SISTEMA	SENSOR	HILOS	PUNTO DE MEDICIÓN
1	Lubricación	Tc K	2	Empuje Carga
2		Tc K	2	Empuje Libre
3	Espacios de Rodete	Tc K	2	Antes de 1era etapa TTWS1FO-2
4		Tc K	2	Antes de 1era etapa TTWS1FO-3
5		Tc K	2	Después 1era etapa TTWS1AO-2
6		Tc K	2	Después 1era etapa TTWS1AO-3
7		Tc K	2	Antes de 2da etapa TTWS1FO-2
8		Tc K	2	Antes de 2da etapa TTWS1FO-3
9		Tc K	2	Des. 2da etapa TTWS2AO-1
10		Tc K	2	Des. 2da etapa TTWS2AO-2
11		Tc K	2	descarga compresor CTDA-2
12		Tc K	2	descarga compresor CTDA-3
13	Gases Escape	Tc K	2	Gases Escape TT-XD-1
14		Tc K	2	Gases Escape TT-XD-2
15		Tc K	2	Gases Escape TT-XD-3
16		Tc K	2	Gases Escape TT-XD-4
17		Tc K	2	Gases Escape TT-XD-5
18		Tc K	2	Gases Escape TT-XD-6
19		Tc K	2	Gases Escape TT-XD-7
20		Tc K	2	Gases Escape TT-XD-8
21		Tc K	2	Gases Escape TT-XD-9
22		Tc K	2	Gases Escape TT-XD-10
23		Tc K	2	Gases Escape TT-XD-11
24		Tc K	2	Gases Escape TT-XD-12
25		Tc K	2	Gases Escape A TT-XDT-1
26		Tc K	2	Gases Escape A TT-XDT-2
27		Tc K	2	Gases Escape A TT-XDT-3
28		Tc K	2	Gases Escape B TT-XDT-4
29		Tc K	2	Gases Escape B TT-XDT-5
30		Tc K	2	Gases Escape B TT-XDT-6
31	Generador	RTD	2	Bobina del generador 1
32		RTD	2	Bobina del generador 2
33		RTD	2	Bobina del generador 3
34		RTD	2	Bobina del generador 6
35		RTD	2	Bobina del generador 7
36		RTD	2	Bobina del generador 8

Con la implementación del sistema de monitoreo se retirará el indicador digital en el cual se leen los valores de temperatura de los Gases de Escape y los Espacios

de Rodete. Con estos parámetros se procede a establecer los nuevos puntos de medición que deben integrarse al sistema de monitoreo.

2.1.2.2Puntos de Presión con sensores instalados

Las Unidades de Generación cuentan solo con indicadores analógicos locales de presión (Manómetros).

Tabla 2.2 Sensores Instalados en cada una de las Unidades de Generación [4]

ITEM	SISTEMAS	SENSOR	PUNTO DE MEDICIÓN
1	Lubricación	Manómetro	Bomba Principal de Aceite
2		Manómetro	Bomba de Emergencia
3		Manómetro	Descarga del Compresor
4		Manómetro	Aceite Lubricante - 63QA
5		Manómetro	Entrada Filtro A. Lubricante
6		Manómetro	Cojinete A Generador Principal
7		Manómetro	Aceite Lubricante - Caja Reductora
8		Manómetro	Cojinete B Generador Principal
9		Manómetro	Aceite Lubricante - 63QT
10		Manómetro	Salida Filtro A. Lubricante
11	Combustible	Manómetro	Ingreso de Combustible
12		Manómetro	Entrada Filtro Alta Combustible
13		Manómetro	Salida Filtro Alta Combustible
14		Manómetro	Out Fuel After Filt
15		Manómetro	Cámara 2 – Bujías
16		Manómetro	Cámara 4
17		Manómetro	Cámara 7 - Detector de Llama
18		Manómetro	Cámara 9
19	Enfriamiento	Manómetro	Agua Enfriamiento 102

2.1.2.3Puntos de Vibración con sensores instalados

Las Unidades de Generación cuentan con sensores de vibración denominados "Vibrómetros", los cuales están ubicados en puntos estratégicos de apoyo, tanto, en cojinetes de Turbina como en cojinetes de Generador.

Tabla 2.3 Sensores de Vibración Instalados en cada Unidades de Generación [4]

ITEM	ÁREA	SENSOR	PUNTO DE MEDICIÓN
1	Turbina	Vibrómetro	Vibración Turbina 1 - 1L0O
2		Vibrómetro	Vibración Turbina 2 - 1L0P
3	Generador	Vibrómetro	Vibración Generador A - 1L0Q
4		Vibrómetro	Vibración Generador B - 1L0N

2.1.2.4Puntos de Velocidad con sensores instalados

Las Unidades de Generación cuentan con Pick Up magnéticos, que permiten sensar la velocidad.

Tabla 2.4 Sensores de Velocidad Instalados en cada Unidades de Generación [4]

ITEM	SENSOR	PUNTO DE MEDICIÓN
1	Pick Up	Velocidad de Turbina – NHP
2	Pick Up	Velocidad del Generador

2.1.2.5Medidores de Energía instalados

Los parámetros de energía son medidos a través de dispositivos digitales de la marca Schlumberger tipo ST-Q111 FM9S Quantum. Estos parámetros serán leídos después por medidores de energía actuales.

Tabla 2.5 Parámetros de Energía evaluados por cada medidor [4]

ITEM	ÁREA	MEDIDOR	PARÁMETROS DE MEDICIÓN
1	Switch House	ST-Q111 FM9S	Potencia Activa
2		ST-Q111 FM9S	Potencia Reactiva
3		ST-Q111 FM9S	Voltaje de fases
4		ST-Q111 FM9S	Voltaje de Línea
5		ST-Q111 FM9S	Corriente de Línea
6		ST-Q111 FM9S	Frecuencia
7		ST-Q111 FM9S	Factor de Potencia
8		ST-Q111 FM9S	Consumo de Energía
9		ST-Q111 FM9S	Armónicos

2.1.3 DETERMINACIÓN DE LOS PUNTOS A SER CONSIDERADOS EN EL SISTEMA DE MONITOREO

Después del análisis realizado anteriormente se procede a determinar los puntos que se tomarán en cuenta para el sistema de monitoreo.

Para tener una visión más didáctica sobre la instrumentación de la turbinas, se realizó la determinación de los puntos por sistemas.

2.1.3.1Sistema de Aceite Lubricante

Este sistema tiene varios puntos que requieren ser monitoreados los cuales son:

Tabla 2.6: Puntos a monitorear en el Sistema Lubricante

TEMPERATURA	PRESIÓN
Drenaje turbina CT1	Bomba Principal
Drenaje turbina CT2	Bomba Emergencia
Cojinete A	63QA
Drenaje A	Control de Aceite
Caja reductora (1)	63HQ Después del Filtro Hidráulico
Caja reductora (2)	Ratchet
Caja reductora (3)	Filtro de entrada
Caja reductora (4)	Filtro de salida
Caja reductora (5)	Válvula de Purga
Cojinete B	Cojinete A
Drenaje B	Caja Reductora
Empuje Carga	Cojinete B
Empuje Libre	63QT Punto más lejano.
Cuba de Aceite	
Tanque de Aceite	

2.1.3.2Sistema de Combustible

Este sistema tiene varios puntos que requieren ser monitoreados los cuales son:

Tabla 2.7: Puntos a monitorear en el Sistema de Combustible

PRESIÓN
Filtro Después de la Salida de Combustible
Ingreso Combustible
Entrada de Filtro en Alta de Combustible
Salida de Filtro en Alta de Combustible
Cámara 2 – Bujías
Cámara 4
Cámara 7 - Detector Llama
Cámara 9
Entrada de Filtro Principal
Salida de Filtro Principal
Entrada de Filtro Secundario
Salida de Filtro Secundario
POSICIÓN
Salida de Válvula 65FP (MOOG)

2.1.3.3Sistema de Agua de Enfriamiento

Este sistema tiene varios puntos que requieren ser monitoreados los cuales son:

Tabla 2.8: Puntos a monitorear en el Sistema de Agua de Enfriamiento

TEMPERATURA	PRESIÓN
Motor Arranque	Agua Enfriamiento
Tanque Agua Enfriamiento1	Ingreso Intercambiador de Calor
Tanque Agua Enfriamiento2	Salida Intercambiador de Calor
Ingreso Intercambiador calor	
Salida Intercambiador calor	

2.1.3.4Sistema de Escape

El sistema tiene varios puntos que requieren ser monitoreados los cuales son:

Tabla 2.9: Puntos a monitorear en el Sistema de Escape

TEMPERATURA
Espacio de Rodete descarga compresor
Espacio de Rodete descarga compresor
Espacio de Rodete Antes de 1era etapa
Espacio de Rodete Antes de 1era etapa
Espacio de Rodete Después de 1era etapa
Espacio de Rodete Después de 1era etapa
Espacio de Rodete Antes de 2da etapa
Espacio de Rodete Antes de 2da etapa
Espacio de Rodete Después de 2da etapa
Espacio de Rodete Después de 2da etapa
Gases Escape TT-XD-01
Gases Escape TT-XD-02
Gases Escape TT-XD-03
Gases Escape TT-XD-04
Gases Escape TT-XD-05
Gases Escape TT-XD-06
Gases Escape TT-XD-07
Gases Escape TT-XD-08
Gases Escape TT-XD-09
Gases Escape TT-XD-10
Gases Escape TT-XD-11
Gases Escape TT-XD-12
Gases Escape TT-XDT-01
Gases Escape TT-XDT-02
Gases Escape TT-XDT-03
Gases Escape TT-XDT-04
Gases Escape TT-XDT-05
Gases Escape TT-XDT-06

2.1.3.5Energía

Los puntos requeridos en el sistema de monitoreo son:

Tabla 2.10: Parámetros de Energía a monitorear

ENERGÍA
Potencia Activa
Potencia Reactiva
Voltaje de Línea
Corriente de Línea
Frecuencia
Factor de Potencia
Armónicos
Potencia Activa Entregada
Potencia Activa Consumida

2.1.3.6Parámetros Misceláneos

Vibración: Para medir estos parámetros existen cuatro trasmisores de vibración, dos en cada lado de turbina y dos en cada lado del generador. Producen un potencial de salida que es proporcional a la tasa de vibración. Cuando el valor de vibración llega set point de disparo prefijado, inicia el proceso de parada de la turbina. Los puntos requeridos en el sistema de monitoreo son:

Tabla 2.11: Parámetros de Vibración a monitorear

VIBRACIÓN
Cojinete de Turbina 1
Cojinete de Turbina 2
Cojinete de Generador A
Cojinete de Generador B

Velocidad: La turbina de gases está protegida contra sobrevelocidad por un sistema electrónico que está comprendido por dos transmisores de velocidad, amplificadores y tarjetas electrónicas.

Al estar funcionando la máquina, e indicar sobrevelocidad, uno de los transmisores produce un mensaje de falla pero continúa funcionando. Cuando ambos transmisores indican sobrevelocidad se dispara la máquina. Los puntos requeridos en el sistema de monitoreo son:

Tabla 2.12: Parámetro de Velocidad a monitorear

VELOCIDAD
Eje de Turbina
Eje del Generador

VCE: Los sistemas de control de arranque, velocidad y temperatura generan cada uno una señal de tensión (VCE). Estas señales se procesan de tal forma que solamente se aplica la más baja de las tres tensiones de control al sistema de control de combustible, es decir, el control cede a aquel sistema que demanda el menor índice de caudal de combustible.

Tabla 2.13: Parámetros de voltaje a monitorear.

VOLTAJE
Tensión en sistemas de control

2.1.4 RESUMEN DE LOS PUNTOS DE LOS SITEMAS A MONITOREARSE

Después del analizar todos los puntos y al existir un considerable número de variables, es necesario realizar un resumen para no omitir ninguna señal de las tres unidades de generación.

Tabla 2.14: Resumen de variables para el sistema de monitoreo

	Cantidad			
Descripción	**TG1**	**TG2**	**TG3**	**Totales**
Puntos con sensores existentes	43	43	43	129
Puntos que se encuentran cableados	50	50	50	150
Puntos con sensores a instalarse	48	48	47	143
Puntos a instalarse como mínimo (reserva)	5	4	7	16

2.1.5 DEFINICIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA DE MONITOREO

La Central Termoeléctrica Santa Rosa requiere resolver el problema, llevando a la necesidad de implementar un sistema de monitoreo continuo que permita dar solución a este requerimiento con la presentación de datos en tiempo real, detección de fallas de instrumentos (desconexión y desborde), alarmas auditivas y visuales, registros históricos de variables y alarmas.

Para el desarrollo este sistema de monitoreo se deben utilizar transmisores y controladores modernos que trabajen con una arquitectura descentralizada utilizando módulos distribuidos de I/O que descentralicen la información de todo el sistema. Estos módulos deben ubicarse en puntos estratégicos de cada unidad de generación. Los datos obtenidos y las alarmas serán enviados a un PLC (por

unidad de generación); toda esta información serán mostrados en HMI's tipo "Touch Screen".

Además se debe integrar un monitor que muestre toda la información adquirida de las tres unidades, la cual tiene que ser colocada en un lugar estratégico como es la Sala de Operación de la Central.

Para todo lo descrito se deben considerar las protecciones necesarias de sobrevoltaje, sobrecorriente y puesta a tierra.

Se debe tomar en cuenta que los módulos distribuidos solo se instalarán en las unidades de generación TG1 y TG2, ya que por solicitud de la empresa en la unidad de generación TG3 no se utilizarán los mencionados módulos distribuidos y tener de este modo una arquitectura centralizada sin afectar la solución antes descrita.

2.2 ESTRUCTURA DEL SISTEMA DE MONITOREO

La estructura del sistema de monitoreo continuo consta de cuatro bloques principales: instrumentación de campo, adquisición de datos, procesamiento de datos y visualización. A continuación se detalla brevemente cada bloque:

2.2.1 INSTRUMENTACIÓN DE CAMPO

Después del análisis realizado sobre los sistemas que componen la generación térmica, se puede determinar la instrumentación necesaria que se utilizará en el sistema de monitoreo para los puntos donde aún no se encuentran instalados sensores.

Para medir temperaturas se consideraran dos tipos de sensores: Termocuplas y RTD's. Las termocuplas poseen ventajas de amplio rango de medida y bajo costo a diferencia de las RTD's las cuales brindan alta precisión y permiten obtener medidas confiables de temperaturas distantes entre el sensor y el módulo de adquisición. Para la instalación de estos instrumentos de medida se debe

considerar el uso de termopozos, cables de compensación y que el cabezal y la vaina protectora soporte los rangos requeridos.

Para medir presiones se tomarán en cuenta varios rangos de medida debido a que cada sistema trabaja bajo diferentes condiciones de presión. Por la facilidad en medir valores de presión y obtener una respuesta de corriente se hace conveniente la utilización de transmisores (Presión - Corriente).

La instrumentación de ciertas variables que ya se encuentran instaladas con salidas eléctricas normalizadas, se las llevará de manera redundante al sistema de monitoreo.

2.2.2 ADQUISICIÓN DE DATOS

Para la adquisición de los datos se implementarán módulos distribuidos de entrada/salida de campo que convierten las señales de los sensores y transmisores al dominio digital para que los controladores puedan usar esta información en algoritmos de control. Estos módulos al igual que el controlador deben soportar el protocolo de comunicación Modbus TCP/IP ya que éste es el protocolo de comunicación industrial establecido para la Central. Las señales que no pasan por módulos distribuidos van conectadas al PLC por medio de dispositivos adaptadores de señal que permiten la conexión entre el autómata programable y las variables de campo.

Cabe señalar que en la unidad de generación TG3 no se instalarán estos módulos distribuidos por el motivo mencionado con anterioridad.

2.2.3 PROCESAMIENTO DE DATOS

Se utilizarán controladores lógicos programables (PLC) para realizar todo el procesamiento de datos y los algoritmos necesarios que cumplan con los requerimientos del sistema de monitoreo.

Estos PLC deben tener la capacidad de procesar las señales análogas o digitales que entreguen los sensores, además deben poseer los recursos suficientes para manejar las señales que se requieren y permitir expandir con nuevas variables el

sistema de monitoreo. Como ya se estableció anteriormente el tipo de protocolo industrial, el autómata debe cumplir con este modo de comunicación.

2.2.4 VISUALIZACIÓN DE DATOS

Para la visualización de datos se debe tomar en cuenta dos formas de monitoreo una local y otra remota. La visualización local debe estar ubicada en el Compartimento de Control de cada unidad, ya que en esta área se realizan todas las maniobras de operación de la máquina. La visualización remota se ubica en la Sala de Operación debido a que en este lugar se realizan los análisis del comportamiento de las máquinas.

En resumen el diagrama de bloques del sistema de monitoreo continuo, se presenta en la Figura 2.1.

Figura 2.1: Diagrama de Bloques para el Sistema de Monitoreo

Una vez determinada la estructura del sistema de monitoreo se procede con su diseño, el cual se lo ha distribuido de la siguiente manera: en primer lugar se realizará el diseño de la instrumentación de campo, después se seleccionará el tipo de conductores que llevarán las señales, a continuación se definirán los módulos distribuidos a utilizarse al igual que sus controladores.

2.3 SELECCIÓN DE SENSORES Y MEDIDORES A IMPLEMENTARSE

A continuación se detallan las características de los instrumentos de campo que se instalarán en todas las unidades de generación. Se debe tomar en cuenta que

estas características deben ser estudiadas minuciosamente porque de este diseño dependerá la confiabilidad del sistema y su proyección económica.

2.3.1 SENSORES DE TEMPERATURA

Para la selección de sensores es importante determinar los rangos de variación, ubicación y precisión. Para ello se tomarán en cuenta los registros de operación existentes así como los manuales técnicos, los mismos que permiten establecer los rangos de temperatura y realizar el dimensionamiento de estos instrumentos con sus respectivas protecciones.

2.3.1.1 Termocuplas tipo J y K

La selección de la termocupla tipo J se la hizo debido a que los rangos de temperatura en las áreas donde se requiere su instalación no superan los 400°C y no hay la necesidad de tener alta precisión. Se instalaron también termocuplas Tipo K, en los termopozos que corresponden a los Gases Escape debido a que se encontró instrumentación deteriorada. A continuación se indica las características técnicas de estos sensores:

Tabla. 2.15 Características de la Termocupla tipo J y K [29]

Tipo	Material		Código de Color		Encapuchado		Rango (°C)	
Grado de Termopar	Hilo Positivo	Hilo Negativo	Hilo Positivo	Hilo Negativo	Extensión	Encapuchaco	Mínimo	Máximo
J	Hierro	Constantán	Blanco	Rojo	Negro	Café	0	750
K	Cromo	Alumel	Amarillo	Rojo	Amarillo	Café	-200	1250

Todas las termocuplas instaladas tienes los siguientes elementos:

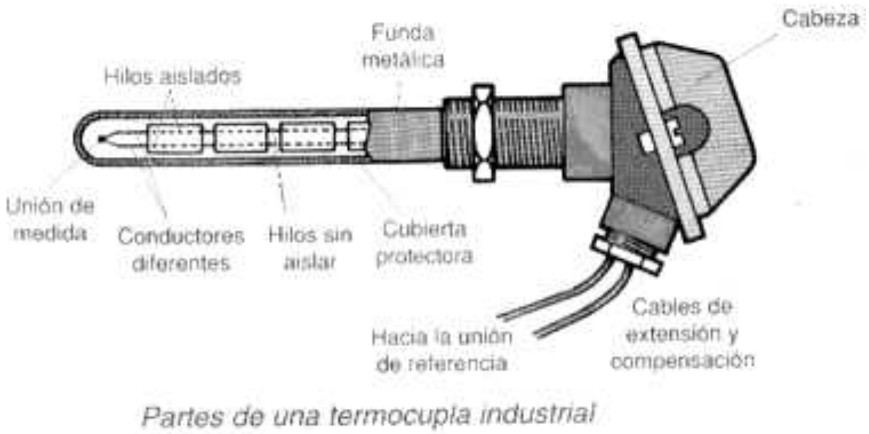


Figura 2.2 Estructura de las Termocuplas instaladas [30]

2.3.1.2RTD (Pt100)

Se selecciona este instrumento porque posee una precisión mayor que la de una termocupla, principal característica que se requiere para realizar el control de temperatura del tanque de aceite. Las RTDs que se utilizan en el proceso poseen la siguiente estructura:

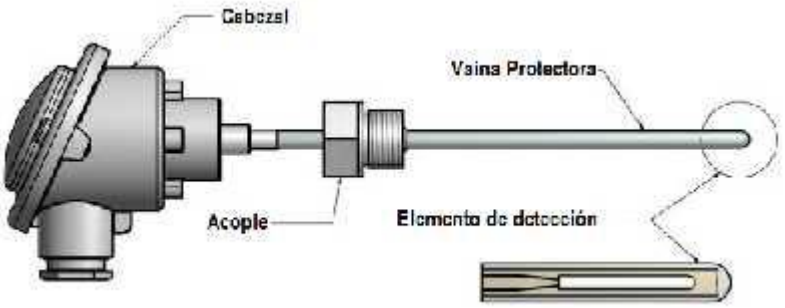


Figura 2.3: Estructura de las RTD instaladas [31]

Características técnicas

Tabla 2.16: Características Técnicas de una PT100 [32]

Tipo de Sensor	**Resistencia de Platino 100Ω a 0°C**
Rango de Temperatura	De 0-400°C
Clase	A (Coeficiente 0.00385 Ω/ Ω°C)
Material del Cuerpo	Incomel 600
Exactitud	0.5°C
Conexión	3 Cables

La Pt100 puede ser colocada a cierta distancia del medidor sin mayor problema (hasta unos 30 metros) utilizando cable de cobre convencional para hacer la extensión.

El modo de conexión para esta Pt100, será de 3 hilos, porque resuelve el problema de errores generado por los cables.

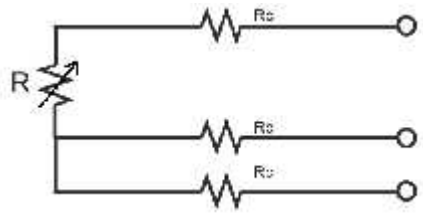


Figura 2.4 Estructura de una PT100 de 3 hilos [33]

El único requisito es que los tres cables tengan la misma resistencia eléctrica pues el sistema de medición se basa en el "Puente de Wheatstone".

Normalmente las Pt100 industriales se consiguen encapsuladas en la misma forma que las termocuplas, es decir dentro de un tubo de acero inoxidable u otro material (vaina), en un extremo está el elemento sensible (alambre de platino) y en el otro está el terminal eléctrico de los cables protegido dentro de una caja redonda de aluminio (cabezal). [33]

2.3.2 SENSORES DE PRESIÓN

Monitorear la presión en este tipo procesos es importante por lo tanto es necesario utilizar un transmisor que cuenten con alta precisión, construcción robusta, compacta y flexibilidad para su adaptación a variadas tareas de medición.

Todas las piezas en contacto con el medio son de acero inoxidable y están soldados herméticamente. La caja robusta también es de acero inoxidable y ofrece una protección IP 65.

Los instrumentos se alimentan con una fuente de tensión continua de 14 a 30 V y proporcionan las señales de salida habituales en la instrumentación. [34]

Figura 2.5 Transmisores de Presión instalados [35]

Los datos técnicos de los transmisores de presión utilizados se muestran en la tabla 2.17.

Tabla 2.17: Datos técnicos de Transmisores S-10 marca Wika [35]

DATOS TÉCNICOS Tipo :S-10	
Conexión:	1/4 NPT y 1/2 NPT
Partes en contacto con fluido :	Acero inoxidable 316
Alimentación:	DC (14)... 30 V
Señal de Salida:	4... 20 mA (2-wire) 0... 20 mA (3-wire) 0... 5 V (3-wire) 0... 10 V (3-wire) Digital RS 232
Precisión:	± 0.5 % de span

El modo de conexión, tipo de tubería y accesorios utilizados se encuentra en el Anexo A.

2.3.3 SENSORES DE VELOCIDAD

La velocidad del eje de la turbina se mide y se convierte en una señal de voltaje que es proporcional a la velocidad medida. Para lograr esto, la velocidad es detectada por captadores magnéticos montados cerca de una rueda de 60 dientes sujeta directamente al eje de la turbina. Los impulsos de voltaje son generados por los captadores a medida que los dientes de la rueda pasan debajo de ellos. La frecuencia de los impulsos es convertida a un voltaje analógico proporcional a la velocidad, mediante un conversor de frecuencia a voltaje. [36]

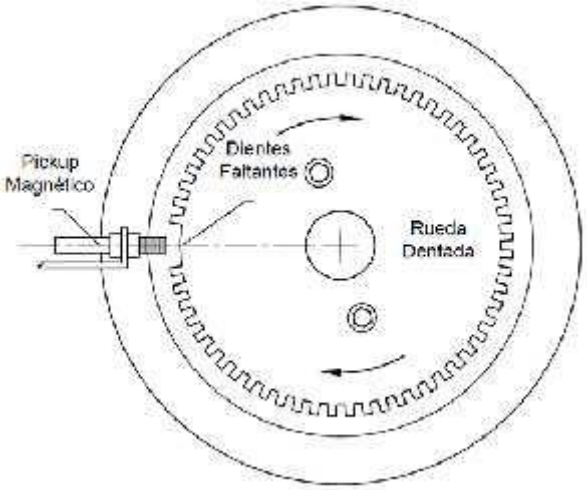


Figura 2.6 Esquema de marcación y montaje del Pick Up magnético [37]

Conversor de Frecuencia a Voltaje

Este módulo se utiliza para convertir una señal frecuencia, ya sea sinusoidal o forma de onda cuadrada, en una señal analógica estándar (por ejemplo, 0 a 10 V, 0 a 20 mA, 4 a 20 mA). Un microprocesador proporciona una alta resolución, alta estabilidad y la señal de salida de precisión, además un microswitch permite seleccionar un rango calibrado de medida de frecuencia de 0 a 100 Hz hasta 0 a 28,8 kHz. [38]

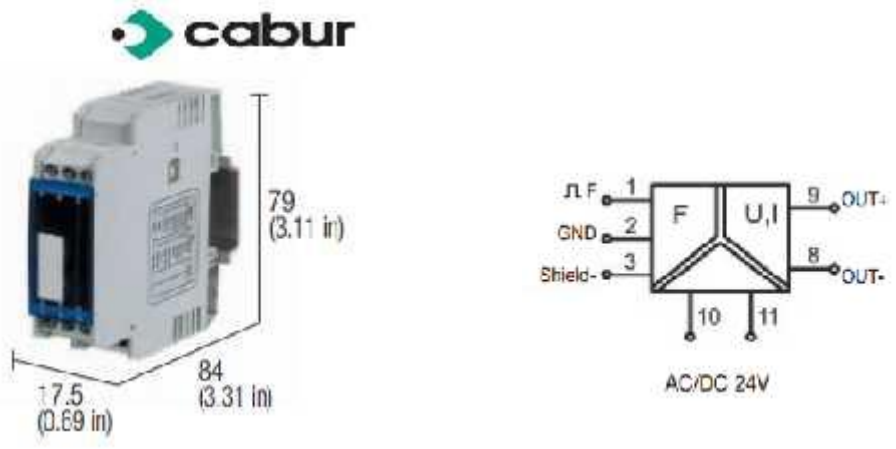


Figura 2.7 a) Conversor de Frecuencia b) Distribución de Pines [38]

En la Tabla 2.18 se muestran las características del conversor de frecuencia.

Tabla 2.18: Datos técnicos del Conversor de Frecuencia CWNFA 6-0524 marca CABUR [38]

Datos técnicos de entrada	
Rango de señal de entrada	0…28.8 kHz ajustable via DIP switch
Tipo de señal de entrada	AC/DC 0.6…30 Vpp
Resistencia de entrada	50 kΩ
Datos técnicos de salida	
Señal de salida	0-10V (max 10.6V)0-20/4-20mA,(MAX 21mA)
Carga aplicable	>1 kΩ con salida de voltaje <400 Ω con salida de corriente
Datos técnicos generales	
Fuente de alimentación	24 Vac/dc
Corriente nominal	20 mA
Precisión	0.1 FS (23°C)
Error de linealidad	0.02%
Grado de protección	IP 20 IEC 529 EN60529
Rango operativo de temperatura	-25…+60°C

2.3.4 SENSORES DE VIBRACIÓN

Dentro del proceso de generación de turbinas a gas es importante conocer el comportamiento de la variable de vibración, esto se lo hace en puntos estratégicos ya asignados por el fabricante.

El 5485C Metrix es un transductor de vibración de bobina móvil, específicamente diseñada para uso continuo en temperaturas elevadas. Un muelle de suspensión de fricción nula proporciona mediciones de vibración precisas y repetibles sobre una amplia gama de amplitud y frecuencia. Es construido para soportar los entornos de alta temperatura y vibraciones en el eje transversal típico de las turbinas de gas. [39]

Figura 2.8: Sensor de Vibración 5485C-536 [39]

En la Tabla 2.19 se muestran las características del sensor de vibración.

Tabla 2.19: Datos técnicos del Sensor de Vibración 5485C-536 [39]

Datos Técnicos	
Eje de Orientación	Ninguno
Sensibilidad	105, 145, 150, o 200 mV/in/sec
Sensibilidad vs. Temperatura	menor que 0.02%/°C
Sensibilidad de eje transversal	menor que 10%
Rango de Temperatura	-54 a + 375 ° C (-65 to +707 ° F)
Respuesta de frecuencia	(-3dB) 15 Hz a 2000 Hz
Máximo desplazamiento	1.8 mm (70 mils) pico - pico
Aislamiento bobina-carcasa (min.)	100 MΩ @ 20° C
	10 MΩ @ 200° C
	1 MΩ @ 375° C
Sellado de carcasa	Soldada y herméticamente sellada
Material	Cubierta: 416 Stainless Steel
	Conector: 316 Stainless Steel
	Blindaje del cable : 302 Stainless Steel
Tipo de conector	Sensor: 2-pin MIL macho
	4850 Cable: 2-pin MIL hembra
Tipo de salida	145 mV/in/s (5.71 mm/sec), 102 Ω resistencia de la bobina
	200 mV/in/s (7.87 mm/sec), 135 Ω resistencia de la bobina

2.3.5 MEDIDORES DE ENERGÍA

Para la medición de los parámetros de energía se utiliza el medidor Power Logic ION 8600 de la marca Schneider Electric, el cual se lo integró debido a que la central lo tenía disponible en bodega.

Figura 2.9: Medidor de energía Power Logic ION 8600 [40]

En la siguiente tabla se muestran las características del medidor de energía

Tabla 2.20: Datos técnicos del medidor Power Logic ION 8600 [41]

DATOS TÉCNICOS		
Precisión	Corriente y Voltaje	0.1% de la lectura

	Potencia	IEC 62053-22 (0,2S)
	Frecuencia	±0.01 Hz
	Factor de Potencia	0.5%
	Energía	IEC 62053-22 (0.2 %
Características de entrada de Voltaje	Voltaje medido	57V a 277V (9S) 120V a 480V (35S)
	Impedancia	5 MΩ /fase (fase-Uref/GND)
	Entradas	V1, V2, V3, VREF
Características de entrada de Corriente	Corriente Nominal	5 A y/o 10 A 1 A, 2 A, 5 A, y/o 10 A
	Rango de medida	0.005 - 20 A 0.001 - 10 A
	Sobrecarga permisible	500A rms por 1 segundo 200A rms por 1 segundo
	Impedancia	0.002 Ω por fase 0.015 Ω por fase
Fuente de alimentación	Fuente de Alimentación Estándar 120-277 VAC	120-277 VLN RMS (-15%/+20%) 47-63 Hz o 120-480 VLN RMS (-15%/+20%) 47-63 Hz (35S)
	Fuente de Alimentación Estándar de Bajo Voltaje 57-70 VAC	57-70 (-15%/+20%) VLN RMS, 47-63 Hz 35S
Características Mecánicas		
Peso		7.0 Kg
Grado de Protección IP(IEC 60529)		IP 51
Dimensiones	Zócalo	178 x 237 mm
	Tablero	285 x 228 x 163 mm
Comunicación		
ANSI 12.18 Tipo II Puerto Óptico		Sobre los 19200bps
Puerto RS 485		Sobre los 57600 bauds, Modbus, conexión directa a un PC o módem
Puerto RS 232 / RS 485		300 - 115,200 bps (RS485 limitado a 57,600 bps), protocolos ION 2.0, Modbus/RTU, DNP 3.00, GPSTRUETIME/DATUM, DLMS
Puerto de Modem Interno		300 bps-33.6k bps
Puerto Ethernet		10/100 BaseTX, conector RJ45 , 100 m de alcance
Fibra-óptica Ethernet		100 Base FX, LC conector duplex, 1300 nm
Protocolo		TCP/IP, Telnet, ION 2.0, Modbus RTU

2.4 SELECCIÓN DE EQUIPOS DE CONTROL

La selección de los equipos de control se la realizó de acuerdo a los requerimientos obtenidos de los análisis anteriormente presentados. Donde se tomó en cuenta la cantidad de variables, los tipos de señales, capacidad de expansión, protocolos de comunicación, etc.

2.4.1 CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE (PLC)

Se utilizará el PLC Modicon Premium de la marca Schneider Electric el cual trabaja con el procesador TSX P57 3634M.

Figura 2.10: Procesador TSX P57 3634M [42]

Los procesadores de la plataforma automatizada Premium TSX P57 gestionan toda la estación de PLC, que está formada por módulos de entradas/salidas "binarias", módulos de entradas/salidas analógicas y módulos específicos de la aplicación. Éstos pueden distribuirse en uno o varios bastidores conectados al bus X o al bus de campo.

En la siguiente tabla se muestran las características generales del procesador TSX P57 3634M.

Tabla 2.21: Datos técnicos del procesador TSX P57 3634M. [42]

Características			TSX P57 3634M
Configuración máxima	Número máximo de bastidores TSX RKY 12EX		8
	Número máximo de bastidores TSX RKY 4EX/6EX/8EX		16
	Número máximo de slots		111
	Número máximo de EF de comunicación simultánea		48
Funciones	Número máximo de canales	E/S binarias en bastidor	1024
		E/S analógicas en bastidor	128
		Experto	32
	Número máximo de conexiones	Uni-Telway integrado (puerto de terminal)	1
		Red (ETHWAY, Fipway, Modbus Plus y Ethernet integrada)	3
		Bus de campo de terceros	3
		Bus de campo AS-i	8
	Reloj de tiempo real que puede guardarse		Sí
	Canales de control de proceso		15
	Bucles de control de proceso		45
Memoria	RAM interna que puede guardarse		192Kb
	Tarjeta de memoria PCMCIA (capacidad máxima)		1.792Kb
Velocidad de ejecución del código de aplicación	RAM interna	100% booleano	6,67 Kins/ms
		65% booleano + 35% digital	4,76 Kins/ms
	Tarjeta PCMCIA	100% booleano	4,55 Kins/ms
		65% booleano + 35% digital	3,13 Kins/ms
Tiempo de ejecución	Instrucción booleana básica		0,12/0,17µs
	Instrucción digital básica		0,17/0,33µs
	Instrucción de coma flotante		1,75/3,0µs
Condiciones ambientales	Temperatura ambiente para el funcionamiento		0 a 60 °C
	Altitud de funcionamiento		0 a 2000m
	Grado de protección IP		IP20

2.4.2 MÓDULOS DE EXPANSIÓN DE ENTRADAS ANALÓGICAS

2.4.2.1TSX AEY 414 con TSX BLY 01

El módulo TSX AEY 414 es una cadena de adquisición multigama, con cuatro entradas aisladas entre ellas. Este módulo ofrece, para cada una de sus entradas y en función de la elección realizada en la configuración, las gamas: Termocuplas B, E, J, K, L, N, R, S, T y U o gama eléctrica -13..63 mV, Pt100, Pt1000 y Ni1000 en 2 ó 4 cables, o gama óhmica: 0..400 ohmios y 0..3850 ohmios, alto nivel +/- 10 V, 0..10 V, +/- 5 V, 0..5 V (0..20 mA con un shunt externo), o 1..5 V (4..20 mA con un shunt externo). [42]

TSX AEY 414 **TSX BLY 01**

Figura 2.11: Módulo de expansión TSX AEY414 con su módulo de terminales TSX BLY01 [42]

En la Tabla 2.22 se muestran las características del TSX AEY 414.

Tabla 2.22: Datos técnicos del módulo de expansión TSX AEY 414 [42]

Datos Técnicos TSX AEY 414	
Tipos de entradas Entradas	aisladas, nivel alto y bajo,termopares y termosondas
Naturaleza de las entradas	Multigama
Número de vías	4
Tiempo de ciclo de adquisición	550 ms para las cuatro vías
Convertidor analógico / digital	16 bits (0..65535 puntos)
Sobretensión máx. autorizada en modo diferencial en las entradas	
Sobrecorriente máx. permitida en las entradas	+/- 30 VCC (conectado, sin derivador externo de 250Ω) +/- 15 VCC (desconectado, sin derivador externo de 250 Ω)
Linealización	+/- 25 mA (conectado/desconectado, con derivador externo de 250 Ω)
Compensación de soldadura en frío	Automático
Interna externa Pt100 clase A en la vía 0	Automático
Corriente por termosondas	Entre -5 y +85 °C
	2,5 mA CC en 100 Ω
Potencia disipada máx	0,559 mA CC en 1000 Ω
Conexión	4,7 W
	Bloque de terminales con tornillos de 20 puntos

Los modos de conexión de este módulo se encuentran en el ANEXO B.

2.4.2.2 TSX AEY 1600 con ABE-7CPA03

El módulo TSX AEY 1600 es una cadena de medida industrial de 16 entradas de alto nivel; ofrece para cada una de sus entradas la gama +/-10 V, 0...10 V, 0...5 V, 1...5 V, 0...20 mA o 4...20 mA, en función de la elección realizada en la configuración. Para la conexión de este módulo con las señales de campo se utilizará el telefast ABE-7CPA03. [42]

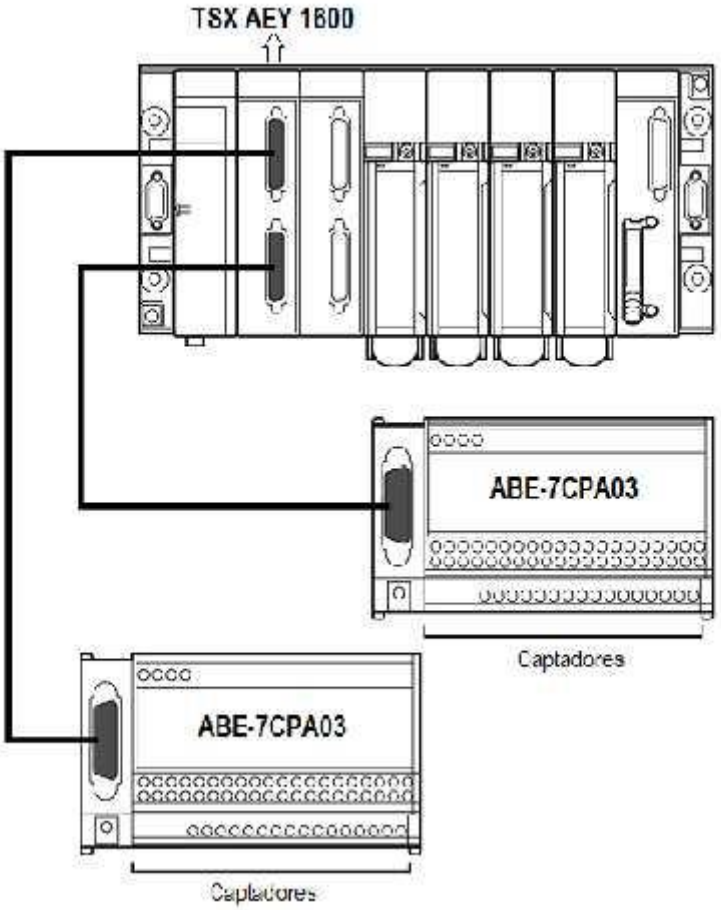


Figura 2.12: Módulo de expansión TSX AEY1600 con sus Telefast AEB-7CPA03 [42]

En la Tabla 2.23 se muestran las características del TSX AEY 1600.

Tabla 2.23: Datos técnicos del módulo de expansión TSX AEY 1600 [42]

Datos Técnicos del módulo TSX AEY 1600	
Tipos de entradas	Entradas de alto nivel con punto común
Naturaleza de las entradas	Tensión/Corriente
Número de vías	16
Duración del ciclo de adquisición: * Rápido (adquisición periódica de las vías declaradas utilizadas) * Normal (adquisición periódica de todas las vías)	(Número de vías utilizadas + 1) x 3 ms 51 ms
Convertidor analógico / digital	12 bits (3719 puntos de tensión / 3836 puntos de corriente)
Aislamiento: entre vías entre vías y bus entre vías y tierra	 Punto común 1.000 Vef.
Sobretensión máx. autorizada en las entradas	1.000 Vef.
Potencia disipada máx	+/- 30 V en tensión +/- 30 mA en corriente
Conexión	1,9 W
Telefast dedicado	Sub-D de 25 puntos.
	ABE-7CPA03

Telefast 2 ABE-7CPA03

La utilización de accesorios de cableado TELEFAST 2 facilita la instalación de los módulos analógicos proporcionando acceso a las entradas / salidas mediante bloques de terminales con tornillos, la conexión se realiza con un cable blindado de tres (TSX CAP 030) y equipado en sus extremos con conectores Sub-D de 25 puntos.

ABE-7CPA03 permite alimentar, vía por vía, los captadores de dos y cuatro hilos con una tensión de 24 V protegida y limitada en corriente (a 30 mA), garantizar la continuidad de los bucles de corriente cuando se desconecta el conector Sub-D de 25 puntos y proteger los derivadores de la corriente de los módulos contra las sobretensiones. [42]

La distribución de pines del ABE-7CPA03 y los modos de conexión del módulo TSX AEY 1600 se encuentran en el ANEXO C.

2.4.2.3TSX AEY 1614 con ABE-7CPA12

El módulo TSX AEY 1614 es una cadena de medida industrial de 16 entradas de termoelementos. Este módulo ofrece, para cada una de sus entradas la siguiente gama: termoelementos B, E, J, K, L, N, R, S, T o U y tensión +/-80 mV. La conexión de este módulo se facilita con el Telefast 2 ABE-7CPA12, que ofrece un dispositivo de compensación de soldadura fría integrado. [42]

En la Tabla 2.24 se muestran las características del TSX AEY 1614.

Tabla 2.24: Datos técnicos del módulo de expansión TSX AEY 1614 [42]

Datos Técnicos del módulo TSX AEY 1614	
Tipos de entradas	Entradas termopares
Naturaleza de las entradas	Multigama
Número de vías	16
Tiempo del ciclo de adquisición: * Rápido (adquisición periódica de las vías declaradas utilizadas) * Normal (adquisición periódica de todas las vías)	Número de vías duales utilizadas x 70ms 1120 ms
Convertidor analógico / digital	16 bits (0..65535 puntos)
Prueba de cableado	8 ms
Filtrado digital	1er orden (Constante de tiempo = de 0 a 128 x tiempos de ciclo del módulo)
Linealización	Automático
Sobretensión máx. autorizada en las entradas	+/- 30 VCC
Tensión de modo común admisible en funcionamiento: entre vías entre vías y tierra	 250 VCC o 280 VCA 240 VCA
Compensación de soldadura en frío * en TELEFAST 2 * externa Pt100 clase A en la vía 0	 entre -5 y +60 °C entre -5 y +85 °C
Resistencia máx. de la línea para la prueba de cableado	500 ohmios
Potencia disipada máx.	2W
Conexión	Sub-D de 25 puntos.
Telefast dedicado	ABE-7CPA12
Gamas Eléctricas	+/- 80 mV

Telefast 2 ABE-7CPA12

Distribuye ocho vías procedentes de un conector Sub-D de 25 puntos en bornes con tornillos para la conexión de termopares. Esta caja, provista de una sonda de

temperatura de silicio integrada, permite llevar a cabo una compensación de soldadura en frío en el bloque de terminales de conexión.

Se pueden conectar: 16 canales de termopares en modo de compensación interna de soldadura en frío mediante TELEFAST 2 o 14 vías de termopares en modo de compensación externa de soldadura en con cableado de una sonda Pt100 de cuatro hilos en las vías 0 y 8. [42]

La distribución de pines del ABE-7CPA12 y los modos de conexión del módulo TSX AEY 1614 se encuentran en el ANEXO D.

2.4.3 MÓDULOS DE EXPANSIÓN DE ENTRADAS DIGITALES

2.4.3.1TSX DEY 64D2K con ABE-7CPAH16R11

El módulo TSX DEY 64D2K es un módulo de entradas digitales de bloque de terminales de 64 vías de 24 VCC de lógica positiva.

Figura 2.13: Módulo de expansión TSX DEY 64D2K

En la Tabla 2.25 se presentan las características generales del módulo TSX DEY 64D2K:

Tabla 2.25: Datos técnicos del módulo de expansión TSX DEY 64D2K [42]

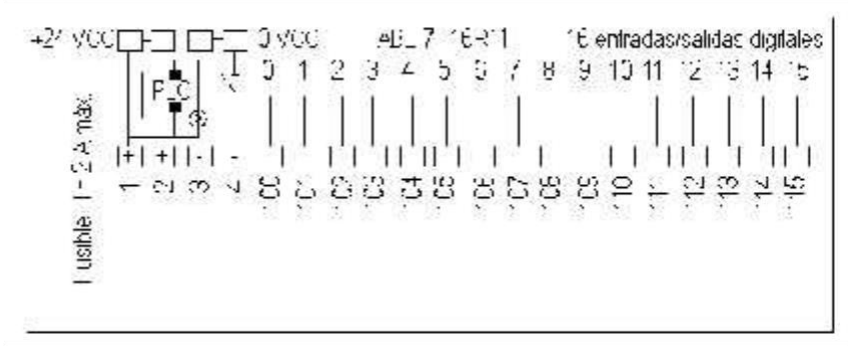
Datos Técnicos			
Módulo TSX DEY 64D2K			Entradas de 24 VCC de lógica positiva
Valores nominales de entrada		Tensión	24 VCC
		Corriente	3,5 mA
Valores límite de entrada	en estado 1	Tensión	>= 11 V
		Corriente	>= 3 mA
	en estado 0	Tensión	<= 5 V
		Corriente	<= 1,5 mA
	Alimentación de los captadores		19..30 V (posible hasta 34 V, limitada a 1 hora cada 24 horas)
Impedancia de entrada	a U nominal		6,3 kOhmios
Tiempo de respuesta			4 ms
Resistencia de aislamiento			> 10 MOhmios (a 500 VCC)
Aislamiento			Entradas aisladas
Tipo de entrada			Pozo de corriente
Umbral de control de la tensión del captador	OK		> 18 V
	Fallo		< 14 V
Tiempo de respuesta del control	en la aparición		8 ms < T < 30 ms
	en la desaparición		1 ms < T < 3 ms
Consumo de 5 V	típico		135 mA
	máximo		175 mA
Consumo de alimentación del captador	típico		60 mA + (3,5 x N.°) mA
	máximo		80 mA + (3,5 x N.°) mA
Condiciones ambientales	Temperatura ambiente para el funcionamiento		0 a 60 °C
	Altitud de funcionamiento		0 a 2000m
	Grado de protección IP		IP20

Los modos de conexión de este módulo se encuentran en el ANEXO E.

Telefast 2 ABE-7CPAH16R11

El sistema Telefast 2 es un conjunto de elementos pre cableados para la conexión rápida de los módulos de E/S. Este sistema sólo se conecta a canales que tienen conectores tipo HE10 o tipo SUB-D. [42]

a)



b)

Figura 2.14: a) Telefast ABE-7CPAH16R11 b) Descripción de los bloques de terminales de conexión. [42]

Los modos de conexión de este módulo se encuentran en el ANEXO F.

2.4.4 MÓDULOS DE EXPANSIÓN DE SALIDAS ANALÓGICAS

2.4.4.1TSX AEY 410 con TSX BLY 01

El módulo TSX ASY 410 es un módulo de 4 salidas aisladas entre sí. Para cada una de ellas, ofrece las gamas: tensión +/- 10 V y corriente 0..20 mA y 4.. 20 mA.

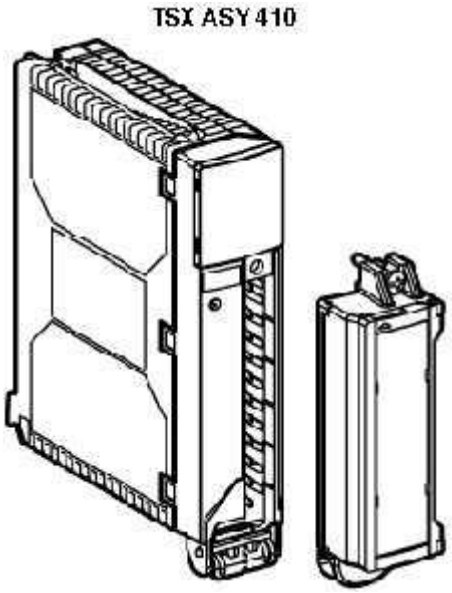


Figura 2.15: Módulo de expansión TSX ASY 410

En la Tabla 2.26 se presenta las características generales del módulo TSX ASY 410:

Tabla 2.26: Datos técnicos del módulo de expansión TSX ASY 410 [42]

Datos Técnicos del módulo TSX ASY 410	
Tipos de salidas	Salidas aisladas entre canales
Naturaleza de las entradas	Tensión/Corriente
Número de vías	4
Tiempo del ciclo de adquisición:	2,5 ms
Alimentación de salidas	por el automata
Tipos de protección	cortocircuitos y sobrecargas
Sin linealidad	<= 1 LSB
Red RC de conexión a tierra	R = 50 mOhmios, C = 4,7 nF
Potencia disipada: Típica Máxima	 8,2 W 12,2 W
Salidas de Tensión	
Margen de variación	+/- 10V
Escala completa (PE)	10V
Tensión máx. sin destrucción en las Salidas de Tensión	+/- 30V
Impedancia de carga	1 kOhmio como mínimo
Carga capacitiva	< 100 nF
Resolución máxima versión de programa Sv o VL > 1.0 versión de programa Sv o VL = 1.0	 5,12 mV en +/- 10 V 4,88 mV en +/- 10 V
Error de medida: a 25°C de 0 a 60°C	 0,45 % de PE 0,75 % de PE (35 ppm/°C)
Salidas de Corriente	
Margen de variación	20 mA
Escala completa (PE)	20 mA
Tensión máx. sin destrucción en las Salidas de Tensión	+/- 30V
Impedancia de carga	600 Ohmio como mínimo
Carga inductiva	< 0,3 m H
Resolución máxima versión de programa Sv o VL > 1.0 versión de programa Sv o VL = 1.0	 0,01025 mA 0,00977 mA
Error de medida: a 25°C de 0 a 60°C	 0,52 % de PE 0,98 % de PE (70 ppm/°C)

Los modos de conexión de este módulo se encuentran en el ANEXO G.

2.4.4.2TSX ASY 800 con TSX BLY 01

El módulo TSX ASY 800 es un módulo de 8 salidas de punto común. Para cada una de ellas, ofrece las gamas: tensión +/- 10 V y corriente 0..20 mA y 4.. 20 mA.

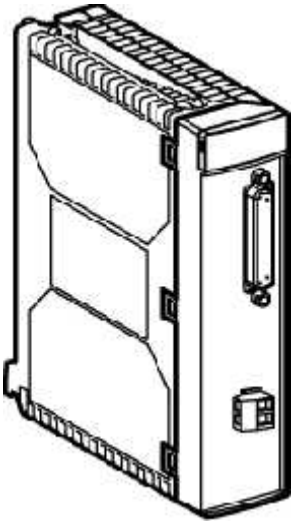


Figura 2.16: Módulo de expansión TSX ASY 800

En la Tabla 2.27 se presenta las características generales del módulo TSX ASY 800.

Tabla 2.27: Datos técnicos del módulo de expansión TSX ASY 800 [42]

Datos Técnicos del módulo TSX ASY 800	
Tipos de salidas	Salidas de punto común
Naturaleza de las entradas	Tensión/Corriente
Número de vías	8
Tiempo del ciclo de adquisición:	5 ms
Alimentación de salidas	por el autómata o 24V externa
Tipos de protección	cortocircuitos y sobrecargas
Red RC de conexión a tierra	R = 50 mOhmios, C = 4,7 nF
Potencia disipada: Típica Máxima	 5 W 6,1 W
Salidas de Tensión	
Margen de variación	+/- 10,5V
Escala completa (PE)	10V
Tensión máx. sin destrucción en las Salidas de Tensión	+/- 30V
Impedancia de carga	1 kOhmio como mínimo
Salidas de Corriente	
Margen de variación	21 mA
Escala completa (PE)	20 mA
Impedancia de carga	600 Ohmio como mínimo
Carga inductiva	< 0,3 m H
Resolución máxima Error de medida: a 25°C	0,00256 mA +/- 0,21 % de PE

Telefast 2 ABE-7CPA02

Distribuye ocho vías procedentes de un conector Sub-D de 25 puntos en bornes con tornillos se acopla con el módulo de salidas analógicas TSX ASY 800. Los modos de conexión del módulo TSX ASY 800 y la distribución de pines del Telefast 2 ABE-7CPA02 se encuentran en el ANEXO H.

2.4.5 MÓDULOS DE EXPANSIÓN DE SALIDAS DIGITALES

2.4.5.1TSX DSY 16R5

Es un módulo de salidas digitales tipo relé con bloque de terminales de 16 canales para corriente térmica de 3 A, está equipado con un bloque de terminales de conexión extraíble de 20 pines tipo tornillo que permite la conexión de las entradas.

Figura 2.17: Módulo de expansión TSX DSY 16R5

La Tabla 2.28 muestra las características generales del módulo TSX DSY 16R5.

Tabla 2.28: Datos técnicos del módulo de expansión DSY 16R5 [42]

Características						
Módulo TSX DSY 16R5			Salidas de relé de corriente térmica de 3 A			
Tensión de servicio límite	Continua		De 10 a 34 VCC			
	Alterna		De 19 a 264 VCA			
Corriente térmica			3A			
Corriente máxima por común			3A (valor que no se puede sobrepasar)			
Carga de corriente alterna	Resistiva AC12	Tensión	24 V	48 V	De 100 a 120 V	De 200 a 240 V
		Potencia	50 VA	50 VA 110 VA	110 VA 220 VA	220 VA
	Inductiva AC14 y AC15	Tensión	24 V	48 V	De 100 a 120 V	De 200 a 240 V
		Potencia	24 VA	10 VA 24 VA	10 VA, 50 VA, 110 VA	10 VA, 50 VA, 110 VA, 220 VA
Carga de corriente continua	Resistiva DC12	Tensión	24 V			
		Potencia	24 W, 40 W			
	Inductiva DC13 (L/R = 60 ms)	Tensión	24 V			
		Potencia	10 W, 24 W			
	Carga mínima conmutable		1 mA / 5 V			
Tiempo de Respuesta	Activación		< 8 ms			
	Desactivación		< 10 ms			
Tipo de contacto			normalmente abierto			
Protección Incorporada	contra las sobrecargas y cortocircuitos		Ninguna, montaje obligatorio de un fusible de fusión rápida en cada canal o grupo de canales.			
	contra sobrecargas inductivas con corriente alterna		Ninguna, montaje obligatorio en paralelo, en los terminales de cada preactuador, de un circuito RC o limitador de picos MOV (ZNO) adecuado para la tensión.			
	contra sobrecargas inductivas con corriente continua		Ninguna, montaje obligatorio de un diodo de descarga en los terminales de cada preactuador.			
Potencia de pérdidas			0,25 W + (0,2 x Nb) W			
Resistencia de aislamiento			> 10 megaohmios (por debajo de 500 VCC)			
Consumo de fuente de alimentación	5 V interno	Típico	80 mA			
		Máximo	90 mA			
	Relé de 24 V	Típico	8,5 mA			
		Máximo	10 mA			
Condiciones ambientales	Temperatura ambiente para el funcionamiento		0 a 60 °C			
	Altitud de funcionamiento		0 a 2000m			
	Grado de protección IP		IP20			

2.4.5.2 TSX DSY 64T2K

Es un módulo de salida binario de transistor con conector de 64 canales para corriente continua.

Figura 2.18: Módulo de expansión TSX DSY 64T2K

La Tabla 2.29 muestra las características generales del módulo TSX DSY 64T2K.

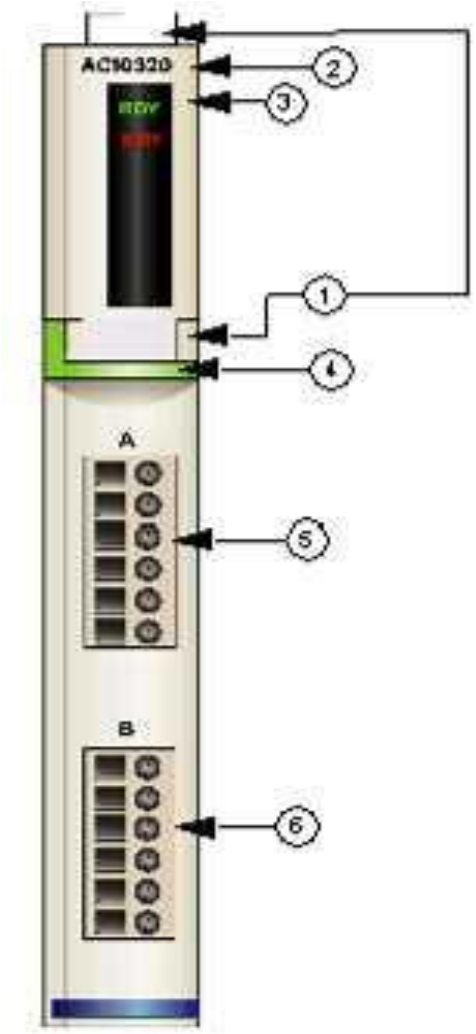
Tabla 2.29: Datos técnicos del módulo de expansión DSY 64T2K [42]

Características		
Módulo TSX DSY 64T2K		Salidas de transistor de 24 VCC con lógica positiva
Valores nominales	Tensión	24 VCC
	Corriente	0,1 A
Valores de umbral	Tensión (fluctuación incluida)	De 19 a 30 V (posible hasta 34 V durante 1 hora cada 24 horas)
	Corriente/canal	0,125 A
	Corriente/módulo	5 A
Corriente de fuga	En 0	< 0,1 mA (para U = 30 V)
Caída de tensión	En 1	< 1,5 V (para I = 0,1 A)
Impedancia de carga	Mínima	220 ohmios
Tiempo de respuesta		1,2 ms
Frecuencia de conmutación en carga inductiva		0,5/LI2 Hz
Compatibilidad con entradas IEC 1131-2 CC		Sí (tipo 1 y tipo 2)
Protección Incorporada	Contra las sobretensiones	Sí, mediante diodo transil
	Contra las inversiones	Sí, mediante diodo invertido
	Contra las sobrecargas y cortocircuitos	Sí, mediante limitador de corriente y disyuntor eléctrico 0,125 A < Id < 0,185 A
Umbral de control De la tensión del Preactuador	Correcto	> 18 V
	Error	< 14 V
Control del tiempo de respuesta	En la aparición	T < 4 ms
	En la desaparición	T < 30 ms
Consumo de 5 V	Típico	135 mA
	Máximo	175 mA
Consumo del preactuador de 24 V	Típico	60 mA
	Máximo	80 mA
Potencia disipada		2,4 W + (0,1 x Nb) W

2.4.6 MÓDULOS DISTRIBUIDOS DE ENTRADAS ANALÓGICAS

2.4.6.1STB ACI0320K

El STB ACI 0320 es un módulo de entrada de corriente analógica diferencial, tiene cuatro canales, lee entradas de sensores analógicos que operan en el rango de 4 a 20 mA o 0 a 20 mA. Los canales de entrada analógicas tienen 200 VDC de aislamiento entre canal. [43]



1. Cableado de campo inferior
2. Ubicaciones para etiquetas.
3. Nombre del modelo
4. Matriz de LED

5. Banda de identificación verde, que indica un módulo de entrada analógica.
6. Sensores 1 y 2 se conectan al conector de cableado de campo superior. Sensores 3 y 4 se conectan a los conectores de cableado de campo inferior

Figura 2.19: Características físicas del módulo distribuido STB ACI320K [43]

La Tabla 2.30 muestra las características generales del módulo STB ACI 0320.

Tabla 2.30: Datos técnicos del módulo distribuido STB ACI 320K [43]

Datos Técnicos STBACI0320K	
Principal	
Tipo de entrada análoga	Corriente 4 - 20mA
	Corriente 0 - 20mA
Número de entradas análogas	4
Resolución de entrada análoga	15 bits mas signo
Tipo de filtro	Pasa bajo 985 Hz
Complementario	
Entrada máxima	25 mA/50 V DC
Tiempo de actualización	10 ms
Linealidad Integral	+/- 0.05 % de toda la escala
Impedancia de entrada	250 Ohm
Corriente de alimentación para los sensores	25 mA por canal de entrada
Tipo de protección	Corto circuito
Error absoluto de precisión	+/- 0.4 % de escala total por °C
Aislamiento entre canales y bus lógico	1780 V por un minuto
Aislamiento entre canales y bus sensor	200 V
Requerimiento para direccionamiento	8 palabras de entrada
Compatibilidad de producto	Base de montaje STBXBA2000 Módulo de distribución de alimentación STBPDT3100/3105
Voltaje de entrada nominal	24 V DC
Suministro	Módulo distribuido de alimentación
Consumo de corriente	95 mA 5 V DC bus lógico
Profundidad	70 mm
Altura	18.4 mm
Ancho	128.3 mm
Medio Ambiente	
Grado de protección IP	IP20 EN 61131-2 clase 1
Temp. del aire ambiente (funcionamiento)	-25 a 70 °C
Temp. del aire ambiente (almacenamiento)	-40 a 85 °C

2.4.6.2STB ACI0200K

El STB ACI 0200K es un módulo de entrada estándar de Advantys STB de dos canales analógicos que pueden leer RTD, termopares o sensores analógicos mV. Cada canal se puede configurar de forma independiente. Por defecto, ambos canales soportan sensores RTD de tres hilos. El STB ART 0200 lleva 24 VCC desde el bus del sensor de isla y pasa energía a dos dispositivos sensores analógicos. [43]

Figura 2.20: Módulo distribuido STB ACI 0200 [43]

La Tabla 2.31 muestra las características generales del módulo STB ACI 0200k.

Tabla 2.31: Datos técnicos del módulo distribuido STB ACI 0200K [43]

Datos Técnicos STBACI0200K	
Principal	
Tipo de entradas analógicas (usadas)	Termocupla -270...+1370 °C termocupla K Termocupla -200...+760 °C termocupla J
Número de entradas análogas	2
Resolución de entrada análoga	15 bits más signo
Tipo de filtro	Pasa bajo 25 Hz
Complementario	
Entrada máxima	+/- 7.5 V DC
Impedancia de entrada	10 MOhm +/- 80 mV
Corriente de alimentación para los sensores	100 mA por canal de entrada
Tipo de protección	Corto circuito
Aislamiento entre canales y bus lógico	1500 V por un minuto
Requerimiento para direccionamiento	1 palabra para compensación de unión fría 2 palabras de entrada
Compatibilidad de producto	Base de montaje STBXBA1000 Módulo de distribución de alimentación STBPDT3100/3105
Voltaje de entrada nominal	24 V DC
Consumo de corriente	30 mA 5 V DC bus lógico
Resolución de la medida	0.1 °C o 0.1 °F termocupla 0.1 °C o 0.1 °F sonda de temperatura 0.01 mV voltaje
Profundidad	70 mm
Altura	18.4 mm
Ancho	128.3 mm
Medio Ambiente	
Grado de protección IP	IP20 EN 61131-2 clase 1
Temp. del aire ambiente (funcionamiento)	0 a 70 °C
Temp. del aire ambiente (almacenamiento)	-40 a 85 °C

2.4.7 MÓDULOS DISTRIBUIDOS DE ENTRADAS DIGITALES

2.4.7.1STB DDI 3425

El STB DDI 3425 es un módulo de entradas digitales de cuatro canales, que lee entradas de los dispositivos de sensores de 24 VCC y proporciona alimentación a los sensores. El módulo se monta en una base de E/S de tamaño 1 y utiliza dos conectores de cableado de campo de seis terminales.

Figura 2.21: Módulo distribuido STB DDI 3425 [43]

La Tabla 2.32 muestra las características generales del módulo STB DDI 3425.

Tabla 2.32: Datos técnicos del módulo distribuido STB ACI 200K [43]

Características		
Descripción		24 VCC de entrada de común positivo IEC de tipo 1+
Número de canales de entrada		Cuatro
Anchura del módulo		13,9 mm (0.58 in)
Base del módulo de E/S		STB XBA 1000
Se admite intercambio bajo tensión		Depende del NIM
Protección de entrada		Limitado por resistencia
Aislamiento	De campo a bus	1.500 VCC durante 1 min
Consumo de corriente del bus lógico		45 mA
Consumo nominal de corriente del bus del sensor		200 mA, sin carga
Tensión de entrada	Activada	De 11 a 30 VCC
	Desactivada	De -3 a +5 VCC
Corriente de entrada	Activada	2,5 mA mín.
	Desactivada	1,2 mA máx.
Impedancia de entrada		2,8 kΩ a 30 V
Entrada máxima absoluta	Continua	30 VCC
	Durante 1,3 ms	56 VCC, pulso de bajada
Alimentación del bus del sensor para accesorios		50 mA/canal a 30 ºC
		25 mA/canal a 60 ºC
Protección contra sobrecorriente para la alimentación de accesorios		Sí
Requisitos de alimentación de campo		Desde un PDM de 24 VCC
Protección de alimentación		Fusible de tiempo en el PDM
Rango de tensión de funcionamiento		De 19,2 a 30 VCC
Rango de temperaturas de funcionamiento		De 0º a 60 °C
Temperatura de almacenamiento		De -40º a 85 °C
Grado de protección IP		IP20

Los modos de conexión de este módulo se encuentran en el ANEXO I.

2.4.8 MÓDULOS DISTRIBUIDOS DE SALIDAS DIGITALES

2.4.8.1STB DDO 3415

El STB DDO 3415 es un módulo de salidas digitales de cuatro canales, que escribe salidas en los dispositivos de impulsores de 24 VCC y proporciona alimentación a los impulsores. El módulo se monta en una base de E/S de tamaño 1 y utiliza dos conectores de cableado de campo de seis terminales. [43]

Figura 2.22: Módulo distribuido STB DDO 3415 [43]

La Tabla 2.33 muestra las características generales del módulo STB DDO 3415.

Tabla 2.33: Datos técnicos generales del módulo distribuido STB DDO 3415 [43]

Características		
Descripción		24 VCC, 0,25 A de salida de común negativo
Número de canales de salida		Cuatro
Anchura del módulo		13,9 mm (0.58 in)
Base del módulo de E/S		STB XBA 1000
Protección de salida (interna)		Supresión de la tensión transitoria
Protección frente a cortocircuitos		No
Tensión de Aislamiento	De campo a bus	1.500 VCC durante 1 min
Protección de polaridad inversa de un PDM mal cableado		Protección interna en el módulo
Respuesta de recuperación de fallo		Autorrecuperación

Consumo de corriente del bus lógico	70 mA
Consumo nominal de corriente del bus del impulsor	1,01 A, sin carga
Corriente máxima de carga	0,25 A/canal
Corriente mínima de carga	Ninguna
Salida/canal en estado desconectado	0,4 mA a 30 VCC máx.
Corriente máxima de sobrecarga	2,5 A/canal durante 500 µs (no más de seis/min)
Capacitancia máxima de carga	50 µF
Inductancia máxima de carga	0,5 H a una frecuencia de conmutación de 4 Hz
Protección de alimentación	Fusible de tiempo en el PDM
Temperatura de almacenamiento	De -40º a 85 °C
Rango de temperaturas de funcionamiento	De 0º a 60 °C
Rango de tensión de funcionamiento	De 19,2 a 30 VCC
Grado de protección IP	IP20

Los modos de conexión de este módulo se encuentran en el ANEXO J.

Para mayor información acerca de los módulos utilizados para la sección 2.4, se anexan los link de las páginas electrónicas donde consta la información.

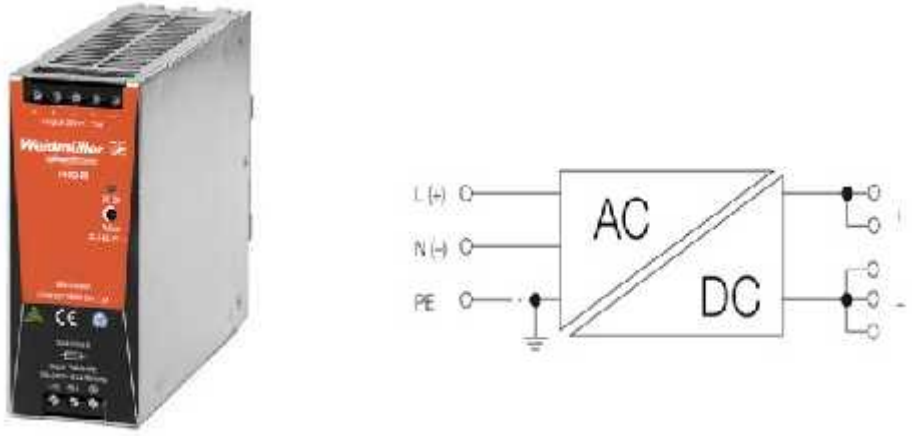
2.5 FUENTES DE ALIMENTACIÓN

2.5.1 CP M SNT 180W 24V 7,5A y CP M SNT 120W 24V 5A

Son fuentes de alimentación de la marca Weidmuller que se acopla a las necesidades del proyecto, en este caso permite obtener 24V que serán distribuidos para el tablero master de control.

La fuente alimentará los siguientes equipos de las unidades:

- PLC
- Switch de Comunicación Industrial
- HMI local
- Módulos de Expansión
- Adaptadores de señal (TELEFAST)
- Borneras de Campo



a) **b)**

Figura 2.23: a) Fuente de alimentación b) Diagrama resumido de bloques de la fuente CP M SNT [44]

A continuación se detalla la fuente que se utiliza para las unidades TG1 y TG2.

Tabla 2.34: Datos técnicos de la fuente de alimentación CP M SNT 180W 24V 7,5A [44]

CP M SNT 180W 24V 7,5A	
Código	8951350000
Versión	Alimentación de corriente, fuente de alimentación conmutada
Datos generales	
Protección contra cortocircuito	Sí
Protección contra exceso de temperatura	Sí
Protección contra tensión inversa de la carga	30…35 V DC
Señalización	Funcionamiento, LED verde
Temperatura de servicio	-25 °C...+70 °C
Entrada	
Fusible de entrada	Sí
Fusible de entrada (interno)	Sí
Intensidad de conexión	máx. 40ª
Tensión nominal de entrada	100...240 V AC (amplio rango de entrada)
Salida	
Conmutado paralelo	sí, máx. 5
Corriente de salida	5 A
Corriente de salida continua a 24 V DC	6,0 A @ 45 °C, 5.3 A @ 55 °C, 3.8 A @ 70 °C
Potencia de salida	120 W
Protección de sobrecarga	Sí
Tensión de salida nominal	24 V DC ± 1 %
Tensión de salida, max.	29,5 V
Tensión de salida, min.	22,5 V
Tipo de tensión de salida	DC

A continuación se detalla la fuente que se utiliza para la unidad TG3.

Tabla 2.35: Datos técnicos de la fuente de alimentación CP M SNT 180W 24V 5A [44]

CP M SNT 120W 24V 5A	
Código	8951340000
Versión	Alimentación de corriente, fuente de alimentación conmutada
Datos generales	
Peso	0.7 kg
Protección contra cortocircuito	Sí
Protección contra exceso de temperatura	Sí
Protección contra tensión inversa de la carga	30…35 V DC
Temperatura de servicio	-25 °C...+70 °C
Entrada	
Consumo de corriente AC	0,9 A @ 230 V AC / 1,8 A @ 115 V AC
Consumo de corriente DC	0,6 A @ 370 V DC / 1,7 A @ 120 V DC
Fusible de entrada	Sí
Fusible de entrada (interno)	Sí
Intensidad de conexión	máx. 40ª
Tensión nominal de entrada	100...240 V AC (amplio rango de entrada)
Salida	
Conmutado paralelo	sí, máx. 5
Corriente de salida	7,5 A
Corriente de salida continua a 24 V DC	9,0 A @ 45 °C, 8,0 A @ 55 °C, 5,6 A @ 70 °C
Potencia de salida	180 W
Protección de sobrecarga	Sí
Tensión de salida nominal	24 V DC ± 1 %
Tensión de salida, max.	29,5 V
Tensión de salida, min.	22,5 V
Tipo de tensión de salida	DC

2.5.2 CP M SNT 48W 24V 2A

Esta fuente de la marca Wedmiuller entrega 24VDC con una entrada de 125 VDC, misma que es utilizada para la alimentación de los tableros esclavos, que alimentarán:

- Módulos distribuidos
- Switch de Comunicación
- Borneras de campo

Figura 2.24: Fuente de alimentación CP M SNT 48W 24V 2A [44]

La Tabla 2.36 muestra las características generales de la fuente de alimentación CP M SNT 48W 24V 2A.

Tabla 2.36: Datos técnicos de la fuente de alimentación CP M SNT 48W 24V 2A [44]

CP M SNT 48W 24V 2A	
Código	8739140000
Versión	Alimentación de corriente, fuente de alimentación conmutada
Datos generales	
Grado de eficiencia a max carga	78%
Peso	0.2 kg
Posición de montaje, instrucciones de montaje	Horizontal en carril , 30 mm de distancia arriba y abajo para la libre circulación de aire.
Señalización	Funcionamiento, LED verde
Temperatura de opera	-25 °C...+70 °C
Temperaturas	
Temperatura de servicio	-10 °C...+70 °C
Temperatura de almacenamiento	-20 °C...+85 °C
Entrada	
Entrada de corriente a 115 VAC	500 mA
Entrada de corriente a 230 VAC	500 mA
Fusible de entrada	Sí
Entrada de voltaje	85…264 V AC / 110 … 370 VDC
Entrada de frecuencia	50/60 Hz
Salida	
Control de carga a 10…100%	1%
Máx. capacitancia a la salida	10000 µF
Corriente de salida	2ª
Tipo de voltaje de salida	DC
Potencia de salida	48 W
Protección de sobrecarga	Sí
Tensión de salida nominal	24 V DC ± 1 %
Tensión de salida, observaciones	(ajustable con potenciómetro frontal)
Protección de sobretensión	Varistor

2.5.3 TSX PSY 3610M

Los módulos de alimentaciones TSX PSY 3610M están destinados a la alimentación de cada rack TSX RKY12EX y de sus módulos. El módulo de alimentación se elige en función de la red que se distribuya (continua o alterna) y de la potencia necesaria (modelo de formato estándar o formato doble).

Figura 2.25: Fuente de alimentación TSX PSY 3610 [42]

Para este caso se tiene alimentación continua de un banco de baterías y debido a la cantidad de módulos que se manejan hay un mayor consumo de potencia, por lo tanto este módulo de alimentación debe tener un formato doble.

El módulo TSX PSY 3610 es un módulo de alimentación de formato doble no aislado de corriente continua.

La Tabla 2.37 muestra las características generales de la fuente de alimentación TSX PSY 3610.

Tabla 2.37: Datos técnicos de la fuente de alimentación TSX PSY 3610 [42]

Características			TSX PSY 3610M
Primario	Tensiones nominales		24 VCC
	Tensión límite (ondulación incluida) (1) (posible hasta 34 V durante 1 h por cada 24 h)		19,2...30 VCC
	Corriente nominal de entrada: Ieff a 24 VCC		≤ 2,7 A
	Protección integrada en la entrada		No
Secundario	Potencia útil total (típica)		50 W
	Salida 5 VCC	Tensión nominal	5,1 V
		Corriente nominal	7 A
		Potencia (típica)	35 W
	Salida 24 VR (24 V relés) (3)	Tensión nominal	U red - 0,6 V
		Corriente nominal	0,8 A
		Potencia (típica)	19 W
	Protecciones integradas en las salidas contra (4)	Sobrecargas	Si
		Cortocircuitos	Si
		Sobretensiones	Si
Potencia de pérdidas			15 W
Cumplimiento de las normas			IEC1131-2
Condiciones ambientales	Temperatura ambiente para el funcionamiento		0 a 60 °C
	Altitud de funcionamiento		0 a 2000m
	Grado de protección IP		IP20

2.5.4 STB PDT 3100

El STB PDT 3100 es un módulo estándar que distribuye alimentación de campo de forma independiente por el bus del sensor de la isla a los módulos de entradas y por el bus del impulsor de la isla a los módulos de salidas. Este PDM necesita dos entradas de alimentación de CC desde una fuente de alimentación externa.

Las señales de alimentación fuente de 24 VCC se transmiten al PDM a través de un par de conectores de alimentación de dos pins, uno para la alimentación del sensor y otro para la del impulsor. El módulo también integra dos fusibles que puede sustituir el usuario que protegen independientemente el bus de alimentación del sensor de la isla y el bus de alimentación del impulsor de la isla. [43]

Figura 2.26: Fuente de alimentación STB PDT 3100 [43]

La Tabla 2.38 muestra las características generales del módulo STB PDT 3100.

Tabla 2.38: Datos técnicos de la fuente de alimentación STB PDT 3100 [43]

Características		
Descripción		Módulo de distribución de potencia de 24 VCC
Anchura del módulo		18,4 mm (0.72 in)
Altura del módulo en su base		137,9 mm (5.43 in)
Base del PDM		STB XBA 2200
Se admite intercambio bajo tensión		No
Consumo nominal de corriente de alimentación lógica		0 mA
Rango de tensión del bus del sensor/impulsor		De 19,2 a 30 VCC
Informe de estado	A los dos indicadores LED verdes	Presente la alimentación del bus del sensor
		Presente la alimentación del bus del impulsor
Umbral de detección de tensión	El indicador LED se enciende	A 15 VCC (+/- 1 VCC)
	El indicador LED se apaga	Menos de 15 VCC (+/- 1 VCC)
Temperatura de almacenamiento		De -40º a 85 °C
Rango de temperaturas de funcionamiento		De 0º a 60 °C
Grado de protección IP		IP20

2.6 INTERFACES DE COMUNICACIÓN

2.6.1 ETHERNET STB NIP 2311

Las interfaces de bus de campo en el NIM STB NIP 2311 son puntos de conexión entre la isla de Advantys STB y la LAN Ethernet en la que se encuentra la isla. Estas interfaces del bus de campo también se llaman puertos Ethernet.

Las interfaces del bus de campo son puertos 10/100 Base-T con conectores RJ-45 hembra. Recomendamos utilizar cables de par trenzado blindado (STP) de categoría 5 (CAT5) para conectarse al módulo STB NIP 2311 en la banda de base Ethernet (aunque es posible utilizar cables CAT5 UTP). [43]

Figura 2.27: Interfaz Ethernet STB NIP 2311 [43]

Las especificaciones generales para el módulo STB NIP 2311 (el adaptador de red Ethernet Modbus TCP/IP de puerto dual para un bus de isla Advantys STB) se muestran en la Tabla 2.39.

Tabla 2.39: Datos técnicos de la Interfaz Ethernet STB NIP 2311 [43]

Características generales		
Dimensiones	ancho	40,5 mm
	alto	130 mm
	profundidad	70 mm
Interfaz y conectores	a la LAN Ethernet	conectores hembra RJ-45
		cables eléctricos, de par trenzado STP/UTP CAT5
	puerto RS-232 para el dispositivo que ejecuta el software de configuración Advantys o un panel HMI	conector de 8 pines HE-13
	a la fuente de alimentación externa de 24 V CC	conector de 2 pines
Fuente de alimentación integrada	tensión de entrada	24 V CC nominal
	rango de alimentación de entrada	19,2 ... 30 V CC
	alimentación de corriente interna	550 mA a 24 V CC, consuntiva
	tensión de salida al bus de isla	5 V CC nominal
	corriente nominal de salida	1,2 A a 5 V CC
	aislamiento	sin aislamiento interno
Módulos direccionables admitidos	por isla	32 como máximo
Segmentos admitidos	principal (requerido)	Uno
	extensión (opcional)	6 como máximo
Estándares	conformidad Ethernet	IEEE 802.3
	HTTP	SAP del puerto 80
	SNMP	Puerto 161 SAP
	compatibilidad electromagnética (EMC)	EN 61131-2
	MTBF	200.000 horas GB (ground benign)
Temperatura de almacenamiento		De -40 a 85 °C
Rango de temperatura de funcionamiento		De -25 a 70 °C
Número de conexiones Modbus/TCP		16
Grado de protección IP		IP20

2.6.2 SWITCH DE COMUNICACIÓN INDUSTRIAL IE-SW8-WAVES

Para la comunicación entre los equipos terminales mediante la red Ethernet se utiliza en cada tablero master un switch de comunicación, el cual permite conectarse con los PLCs, módulos distribuidos, pantallas locales, medidores de energía y con la pantalla principal centralizada.

Figura 2.28: Switch de comunicación Industrial IE-SW8-WAVES [45]

La Tabla 2.40 muestra las características generales del switch de comunicación industrial IE-SW8-WAVE.

Tabla 2.40: Datos técnicos del switch de comunicación industrial IE-SW8-WAVE [45]

Características generales	
Carcaza	Plástica
Entrada de voltaje AC, min-max	12-24 VAC
Entrada de voltaje DC, min-max	10-35 VDC
Potencia de entrada AC / DC	5 VA AC/5 W DC
Frecuencia	47-63 Hz
Temperatura para operación, min.-max.	0°C...60°C
Temperatura para almacenamiento, min.-max.	0°C...60°C
Instalación	TS 35 DIN-rail
Grado de protección IP	IP 20
Estándar	ANSI / IEEE 802.3
Velocidad de datos	10BASE-T/100BASE-TX
Longitud de segmentos	Cobre, 100m; Fibra (multimodo) 2 km
Control de flujo	HD (backpressure)/FD (pause)
Largo x ancho x alto mm (in)	108 x 45 x 127.8 (4.25 x 1.77 x 5.03)

2.6.3 SWITCH DE COMUNICACIÓN DES-1008A

Para integrar los medidores de energía de la unidad de generación TG3 a la red de comunicación industrial se utiliza el DES-1008A que es un switch no administrable de 8 puertos Fast Ethernet 10/100BASE-TX. No requiere de configuración y su instalación es fácil y rápida.

Figura 2.29: Switch de comunicación DES-1008 A [46]

La Tabla 2.41 muestra las características técnicas y físicas del DES-1008A

Tabla 2.41: Datos técnicos del switch de comunicación DES-1008A [46]

Características Técnicas	
Puertos	08 Puertos 10/100Base-TX
Estándares	Cumple con las siguientes normas: IEEE 802.3 10BASE-T IEEE 802.3u 100BASE-TX Soporta Auto-Negotiation para cada puerto Soporta operación Half/Full-Duplex en 10/100Mbps. Soporta back pressure en operación Half-Duplex. Soporta control de flujo de IEEE 802.3x. Auto MDI/MDIX RoHS EuP
Método de transmisión	Store and Forward
Packet Buffer Memory	64 KB
MAC Address	2K MAC addresses
MTBF	1,516,996 horas
LED's indicadores	Power Link/Act (por puerto)
Características Físicas	
Fuente de poder	Switching 5V/1A Level "V" Power Adapter
Consumo de energía	Máximo [230V input]: DC input: 1.6 Watts AC input: 2.5 Watts Standby [230V input]: DC input: 0.3 Watts AC input: 0.5 Watts
Dimensiones Físicas	128 x 68.5 x 25.4 mm
Temperatura de almacenamiento	-10 ~ 70°C
Temperatura de operación	0 ~ 40°C

2.6.4 SWITCH DE COMUNICACIÓN SIGNA MAX 065-7007A

Para integrar los medidores de energía de las unidades de generación TG1 y TG2 a la red de comunicación industrial se utilizan los SIGNA MAX 065-7007A que es

un switch no administrable de 5 puertos Fast Ethernet 10/100BASE-TX. No requiere de configuración y su instalación es fácil y rápida.

Fig 2.30: Switch de comunicación SIGNA MAX 065-7007 A [47]

La Tabla 2.42 muestra las características técnicas y físicas del SIGNA MAX 065-7007A.

Tabla 2.42: Datos técnicos del switch de comunicación SIGMA MAX 065-7007A [47]

Características Técnicas	
Puertos	5 - RJ-45 10/100BaseT/TX Auto-MDI ports (IEEE 802.3 Type 10BaseT; 802.3u Type 100BaseTX)
Estándares	Cumple con las siguientes normas: IEEE 802.3 10BASE-T IEEE 802.3u 100BASE-TX Soporta Auto-Negotiation para cada puerto Soporta operación Half/Full-Duplex en 10/100Mbps. Soporta back pressure en operación Half-Duplex. Soporta control de flujo de IEEE 802.3x. Auto MDI/MDIX
Rendimiento	148,809 pps (64-byte packets)
Velocidad de switch	1.0 Gbps
LED's indicadores	Power Link/Act (por puerto)
Características Físicas	
Fuente de poder	External power supply, 5 V DC, 0.6 A, center contact positive
Dimensiones Físicas	120 mm x 75 mm x 23 mm
Temperatura de almacenamiento	-10 ~ 70°C
Temperatura de operación	0 ~ 40°C

2.6.5 SWITCH DE COMUNICACIÓN ConneXium TCSESU053FN0

Para la comunicación entre los equipos terminales mediante la red Ethernet se utiliza un switch de comunicación ConneXium TCSESU053FN0 en el tablero master de la unidad de generación TG3. El cual es compatible con Ethernet 10 Mbit/s y Fast Ethernet 100 Mbit/s, además permite el uso de redes Ethernet conmutadas mediante tecnología de cobre y fibra óptica.

Figura 2.31: Switch de comunicación ConneXium TCSESU053FN0 [48]

La Tabla 2.43 muestra las características generales del ConneXium TCSESU053FN0.

Tabla 2.43: Datos técnicos del switch de comunicación ConneXium TCSESU053FN0 [48]

Características generales	
Voltaje de funcionamiento	9,6 - 32 V CC
Tipo de alimentación	NEC Clase 2 SELV, 5 A máximo
Tiempo de retención	Mínimo 10 ms a 20,4 V CC
Consumo de energía a 24 V CC	2,2 W máximo
Dimensiones (An x Al x P)	25 x 114 x 79 mm; (1,0 x 4,5 x 3,2 pda.)
Peso	113 g (0,25 lb)
Temperatura ambiente	0°C a 60°C (32°F...140°F)
Temperatura de almacenamiento	-40°C a 70°C (-40°F...+158°F)
Protección contra golpes y vibraciones	IEC 60068-2-6, IEC 60068-2-27
Humedad	hasta el 95% (sin condensación)
Altitud	hasta 2.000 m
Protección láser	Clase 1, conforme con EN60825-1
Grado de protección IP	IP 30
EMC	Cumple los requisitos de EN61131-2.
Mecánico/climático	Cumple los requisitos de EN61131-2.
Emisiones radiadas	Cumple los requisitos de EN55011A/CISPR11A.

2.6.6 CONVERTIDOR SERIAL A ETHERNET LANTRONIX UDS1100-IAP

Para monitorear los parámetros del regulador de voltaje AVR DESC200 que trabaja con los protocolos de comunicación RS232, RS422 o RS485, se utiliza el convertidor de interfaz Serial a Ethernet, el cual integra cualquier dispositivo serial directamente a una red Ethernet.

Figura 2.32: Lantronix UDS1100-IAP [49]

La Tabla 2.44 muestra las características generales del Lantronix UDS1100-IAP.

Tabla 2.44: Datos técnicos del convertidor Serial a Ethernet Lantronix UDS1100-IAP [50]

Características Generales	
Alcance de temperatura operativa	-40 - 70 °C
Certificados	UL, CSA, FCC, CE,TUV, CTi
Puerto serie	1
Voltaje de entrada	100 - 240 MB/s
Tipo de serie de interfaz	RS-232/422/485
Velocidad red Ethernet(LAN)	10,100 Mbit/s
Protocolos de gestión	SNMP, Telnet, HTTP
Protocolos de red admitidos	ARP, UDP, TCP, ICMP, Teln
Dimensiones: (Anchura x Profundidad x Alto)	64 x 23 x 90 mm
Número conexiones RJ-45	1
Peso	200 g
Sistemas operativos compatibles	Windows 98/ME/NT/2000/XP<
Temperatura	-40 - 85 °C
Energía LED	Si
Número puertos USB	0
Indicadores LED	LAN
Memoria Flash	2 MB
Velocidad de transferencia de datos	0.230 Mbit/s
Número de serie (modelo):	UD1100IA2-01

2.6.7 TSX ETY PORT

Los módulos Ethernet disponen de una interfaz estándar para la conexión a una red10/100BASE-T y, en el panel frontal, de un conector RJ45 para la conexión pin a pin mediante un cable de enlace compuesto por dos pares trenzados independientes.

El canal de comunicación del módulo TSX ETY PORT Ethernet permite la conexión con una red TCP/IP compatible con protocolo Modbus en un perfil TCP/IP.

Figura 2.33: TSX ETY PORT

Este módulo ofrecen también los siguientes servicios:

- ✓ Uno o dos administradores SNMP pueden supervisar los módulos.
- ✓ Puede desempeñar el papel de servidor DHCP o de cliente BOOTP.
- ✓ Pueden controlar entradas/salidas remotas en la red Ethernet.
- ✓ Los módulos permiten el intercambio de datos entre estaciones PLC estándar IEC. [42]

La Tabla 2.45 muestra las características generales del módulo de comunicación industrial TSX ETY PORT.

Tabla 2.45: Datos técnicos del TSX ETY PORT [42]

Características generales		
Tamaño máximo de la trama	Mensajes sincrónicos	256 bytes
	Mensajes asincrónicos	1 Kbyte
	Administración mediante mensajes del puerto 502	64 conexiones TCP
	Exploración de entradas/salidas	64 dispositivos remotos
	Actuar como servidor DHCP hasta	96 dispositivos
Exploración de E/S	Volumen máximo total de entradas para explorar	2 K palabras
	Volumen máximo total de salidas para explorar	2 K palabras
Datos globales	Cada módulo puede ejecutar una variable	entre 1 y 512 palabras
	Cada módulo puede suscribir	1 a 64 variables
Conexiones HTTP		8

Conexiones TCP/IP		64
Valores	Duración del ciclo	>= 10 ms
	Tiempo de respuesta	3 veces la duración del ciclo del PLC
	Duración del ciclo	= 5 ms
	Tiempo de respuesta	De 5 a 6 veces la duración del ciclo del PLC

2.7 INTEFACES DE VISUALIZACIÓN

2.7.1 TOUCH PANEL VIPA TP 612C (62M-JEE0)

El sistema de monitoreo local utiliza por cada unidad de generación una Touch Panel de la marca VIPA, serie " TP 612C", que cuenta con software, puertos integrados de comunicación y sus drivers necesarios para la aplicación que se desarrolla. Para este sistema se utilizará el puerto de comunicación Ethernet.

A continuación se muestra la estructura física de la pantalla VIPA:

Figura 2.34: VIPA TP 612C [51]

La Tabla 2.46 muestra las características generales de la pantalla VIPA TP 612C.

Tabla 2.46: Datos técnicos de la Touch Panel VIPA TP 612C [52]

Referencia no. 62M-JEE0	
Tipo Touch Panel TP 612C **Características** 12,1", TFT, 800x600 pixel Procesador XScale, 800MHz 128 MB memoria de trabajo, 2.048 MB memoria de usuario MPI/PROFIBUS-DP, RS232, RS422/485, USB-A, USB-B, 2x Ethernet RJ45 Windows Embedded CE 6.0 Professional, Movicon Runtime (62M-JEE0-CB)	
Pantalla	
Tamaño de pantalla (ancho)	246 mm
Tamaño de pantalla (alto)	184,5 mm
Resolución	600 x 800 / 800 x 600
Tipo de pantalla	TFT color (64K colores)
Propiedades del sistema	
Procesador	Xscale 800 MHz
Sistema operativo	Windows CE 6.0
Memoria de trabajo	128 MB
Memoria de usuario	2 GB
Memoria disponible (datos de usuario)	1800 MB
Ranura SD/MMC	√
Ranura de tarjeta CF Tipo II	√
Control de Operación	
Pantalla táctil	Resistivo
Teclado	externo via USB
Ratón	externo via USB
Interfaces	
MPI, PROFIBUS-DP	RS485 aislado
MPI, conector PROFIBUS-DP	Sub-D, 9-pin, hembra
COM1, serie	RS232
Conector COM1	Sub-D, 9-pin, macho
COM2, serie	RS422/485 aislado
Conector COM2	Sub-D, 9-pin, hembra
Número de interfaces USB-A	2
Conector USB-A	USB-A (host)
Número de interfaces USB-B	1
Conector USB-B	USB-B (dispositivo)
Número de interfaces ethernet	2
Ethernet	Ethernet 10/100 MBit
Conector Ethernet	RJ45
Switch ethernet integrado	√
Datos técnicos fuente de alimentación	
Fuente de alimentación (valor nominal)	DC 24 V
Fuente de alimentación (rango permitido)	DC 20.4...28.8 V
Protección contra polaridad inversa	√
Consumo de corriente (valor nominal)	0,8 A
Corriente de arranque	7A
Disipación de potencia	15,8 W
Temperatura de almacenamiento	-20°C hasta 60°C

2.8 RELÉS

2.8.1 RSL1PVBU

Elemento con relé (RSL 1AB4BD) delgado montado sobre zócalo (RSLZVA1) tipo bornera, con indicador luminoso y circuito de protección, de 24V. Estos relés se encuentran conectados en los tableros Master y esclavos permitiendo acoplar salidas y entradas en casos particulares.

A continuación se indican las partes que componen al elemento RSL1PVBU.

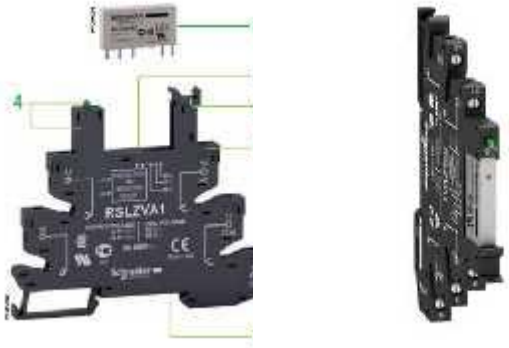


Figura 2.35: Relé SL1PVBU [53]

En la Tabla 2.47 se indican las características generales del relé SL1PVBU.

Tabla 2.47: Datos técnicos del Relé SL1PVBU [53]

RSL1PVBU	
Item	*Descripción*
A	Relé de 6 A (estándar o de bajo nivel) con 1 contacto NANC.
1	Cinco contactos hembra para las clavijas del relé.
2	Palanca para la sujeción o la fácil extracción del relé de su bornera.
3	Borneras conexión de cable mediante un conector de tornillo
4	Circuito de protección e indicador LED (incorporado en la bornera).
5	Ranura de ubicación para el montaje en carril DIN.
Datos Técnicos	
Nombre corto del dispositivo	RSL
Tipo de contactos	1 C/O
Operación de contactos	Estándar
Voltaje del circuito de control	24VDC
LED de estado	Con LED
Tiempo de funcionamiento	5 ms entre la bobina de desconexión y la toma de contacto Off-delay 12 ms entre alimentación de la bobina y la toma de contacto con retardo

2.8.2 RXM2AB2FD

Relé (RXM2AB2FD) que activa su bobina con 110 VDC, para su implementación se utiliza el zócalo (RXZE2M114M), su uso fue necesario debido a que, se necesitaron monitorear señales particulares de 125 VDC.

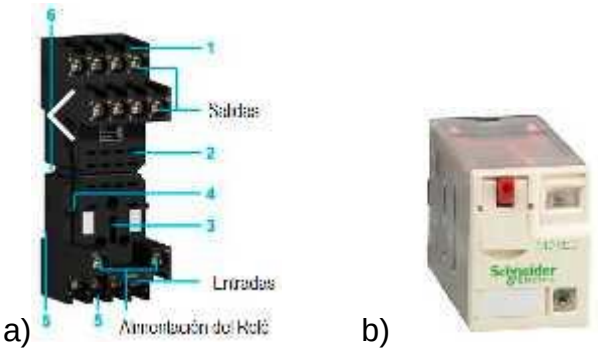


Figura 2.36: a) Zócalo RXZE2M114M; b) Relé RXM2AB2FD [54]

La Tabla 2.48 muestra las características generales del relé RXM2AB2FD junto con su zócalo de implementación.

Tabla 2.48: Datos técnicos del Relé RXM2AB2FD mas zócalo RXZE2M114M [54]

RXM2AB2FD, RXZE2M114M	
Item	*Descripción Figura*
1	Conexión para terminal tipo Clamp o tipo tornillo
2	Catorce terminales planos para pines de relé
3	Protección de módulo para ubicación
4	componentes de plástico y metal que mantienen el bloqueo
5	Circuito de protección e indicador LED (incorporado en la bornera).
6	Ranura de ubicación para el montaje en carril DIN.
Datos Técnicos	
Nombre corto del dispositivo	RXM
Tipo de contactos	2 C/O
Operación de contactos	Estándar
Voltaje del circuito de control	110 VDC
Corriente térmica convencional	12 A a <= 55°C
LED de estado	Con LED
Tipo de control	Pulsador
Durablidad Eléctrica	100000 ciclos para carga resistiva
Durablidad Mecánica	10000000 ciclos
Tiempo de funcionamiento	20 ms entre la bobina de desconexión y la toma de contacto Off-delay 20 ms entre alimentación de la bobina y la toma de contacto con retardo

2.9 PROTECCIONES

2.9.1 BREAKER PLSM-C6

Este breaker se lo utilizó para la protección contra la sobretensión transitoria que se puede generar en la red eléctrica, debido a que se integró una toma corriente de 120V para cada tablero Master.

Figura 2.37: Breaker PLSM-C6

Las características generales del breaker PLSM-C6 se muestran en la Tabla 2.49.

Tabla 2.49: Datos técnicos del Breaker PLSM-C6 [55]

DISYUNTOR, 6A, UNIPOLAR	
Voltaje nominal VDC	48 VCC
Voltaje nominal VAC	415 VCA
Rango de corriente	6 A
Núm. de polos	1
Capacidad de corriente AC de Ruptura	10 kA
Max. Sección de área	25mm
Largo	60mm
Altura	80mm
Ancho	17.5 mm
Corriente de Fase	125 A
Núm. de operaciones eléctricas	8000
Núm. de operaciones mecánicas	8000

2.9.2 FUSIBLE CILÍNDRICO (1A)

Esta protección que limita la corriente, fue implementada en cada tablero construido (master y esclavos), se colocó un fusible por cada sección a ser alimentada, se consideraron las siguientes secciones: alimentación, control, campo y HMI.

Figura 2.38: Fusible cilíndrico de 1A [56]

En la Tabla 2.50 se indican las características generales del fusible cilíndrico utilizado.

Tabla 2.50: Especificaciones del fusible [57]

Especificaciones	
Tipo de fusible	Cristal
Tamaño	5x25mm
Capacidad interruptiva	80ª
Corriente de trabajo	1ª
Tensión de trabajo	250V CA
Características de interrupción	1,5 I_n: min 1 h, 2,1 I_n: min 10 min., 2,1 I_n: max 10 min., 4 I_n: min 40 ms, 4 I_n: max 2 s, 10 I_n: min 5 ms, 10 I_n: max 90 ms

2.10 TABLEROS DE CONTROL

2.10.1 MASTER

En el Compartimento de Control de cada unidad de generación se instala un tablero con las características necesarias para que brinde protección y seguridad a los equipos y elementos. Cuenta con un doble fondo removible, en donde se ensambla el circuito de alimentación y de control.

Además cuenta con canaletas plásticas ranuradas para el cableado, también existen dos bastidores para la instalación del PLC y sus módulos de expansión. Los equipos y elementos restantes serán colocados sobre riel estándar DIN.

Las dimensiones del tablero y su estructura se encuentran en el ANEXO M.

2.10.2 ESCLAVO

En el cuarto de accesorios de las unidades de generación TG1 y TG2 se instala un tablero con las características necesarias para que brinde protección y seguridad a los módulos distribuidos y elementos de conexión.

Cuenta con un doble fondo removible, en donde se colocan canaletas plásticas ranuradas para el cableado, también se colocan bases para los módulos distribuidos. Los equipos y elementos restantes serán colocados sobre riel estándar DIN.

Las dimensiones del tablero y su estructura se encuentran en el ANEXO M.

Cajas de paso

Es necesario el uso de cajas de paso debido a los extensos tramos de conexión entre la instrumentación de campo y los tableros de control.

Los planos principales que permiten conocer de manera general la estructura del proyecto se encuentran en el ANEXO M.

2.11 IMPLEMENTACIÓN

2.11.1 INSTALACIÓN DE SENSORES, MEDIDORES Y CONVERSORES

Termocuplas

Estos sensores de temperatura se instalaron en lugares donde existían en algunos casos, termómetros y en otros casos donde se necesitaban monitorear puntos nuevos. A continuación se indica el cambio de un termómetro por una termocupla; procedimiento que fue realizado para la instalación del resto de la instrumentación.

a) Punto con termómetro

b) Punto con nueva instrumentación

c) Sensor conectado

Figura 2.39 Ejemplo de reemplazo de termómetro e instalación de una termocupla

RTD Pt100

Estos sensores de temperatura se instalaron en lugares donde hacía falta el instrumento ya que el cableado estaba realizado. Tal es el caso de ciertas temperaturas faltantes del generador.

Además, se instalaron en ciertos lugares donde se necesitaban cambiar termostatos defectuosos. Por ejemplo, el control de temperatura del tanque de aceite lubricante. Se reemplazaron tres termostatos configurados a diferentes temperaturas (Alta, Normal y Baja) por un RTD Pt100 de tres hilos.

a) Termostatos b) Nueva instrumentación

Figura 2.40: Instalación de una RTD en tanque de aceite

Sensores de presión

Estos instrumentos se instalaron a partir de una derivación paralela a los manómetros existentes realizada sobre la tubería. En la siguiente figura se muestra la instalación de los transmisores de presión; procedimiento que se realizó para la instalación de la instrumentación en los demás puntos de presión.

a) Derivación b) Nueva instrumentación

Figura 2.41: Instalación de un Transmisor de presión

Sensores de vibración

Se cambiaron los sensores que venían de fábrica debido a que estaban en malas condiciones y desde que los instalaron no han revisado los parámetros de calibración, teniendo de esta manera mediciones erróneas.

a) Sensor antiguo b) Sensor nuevo

Figura 2.42: Instalación de un sensor de vibración

Medidores de energía

Debido a que los anteriores medidores del modelo Schlumberger tipo ST-Q111 FM9S Quantum solamente es adaptable para comunicación por puerto paralelos LPT.

a) Equipos con puertos LPT b) Medidor antiguo

Figura 2.43: Cambio de medidor de energía

Se instalaron nuevos medidores de energía del modelo Power Logic ION 8600 con tecnología adaptable para comunicación Ethernet y de mayor precisión.

a) Instalación de nuevo medidor b) Medidores instalados

Figura 2.44: Instalación de nuevo medidor

Conversor de frecuencia a voltaje

Los conversores de frecuencia a voltaje se encuentran ubicados en el tablero TC1 (master), las señales de entrada a este conversor obtenidas del pick up magnético se las toma de la regleta LCTB1 y la salida de este conversor ingresa a un módulo de los expansión de entradas análogas TSX AEY 414.

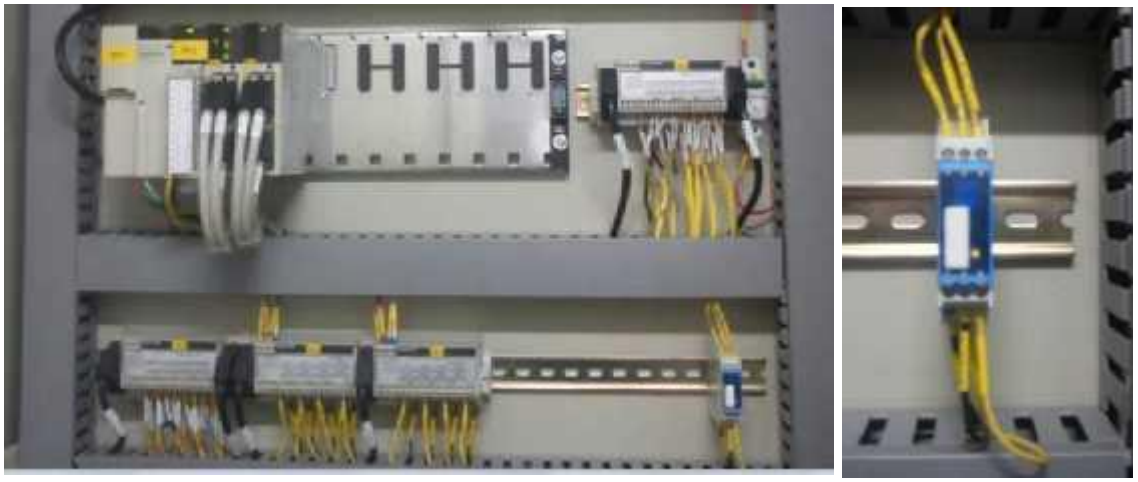


Figura 2.45: Implementación del conversor de frecuencia en el tablero TC1

2.11.2 ARMADO E IMPLEMENTACIÓN DE TABLEROS

Master

Sobre el doble fondo del tablero Master se realiza el trazado y distribución para la colocación de canaletas, riel DIN y bastidores para el PLC; para esto se toma en cuenta el número de elementos y las dimensiones que tiene cada uno.

Figura 2.46: a) Distribución de canaletas b) Colocación de equipos y elementos

Se realiza el cableado y conexiones de alimentación del tablero, módulos de expansión, adaptadores de señal TELEFAST, relés y borneras de campo.

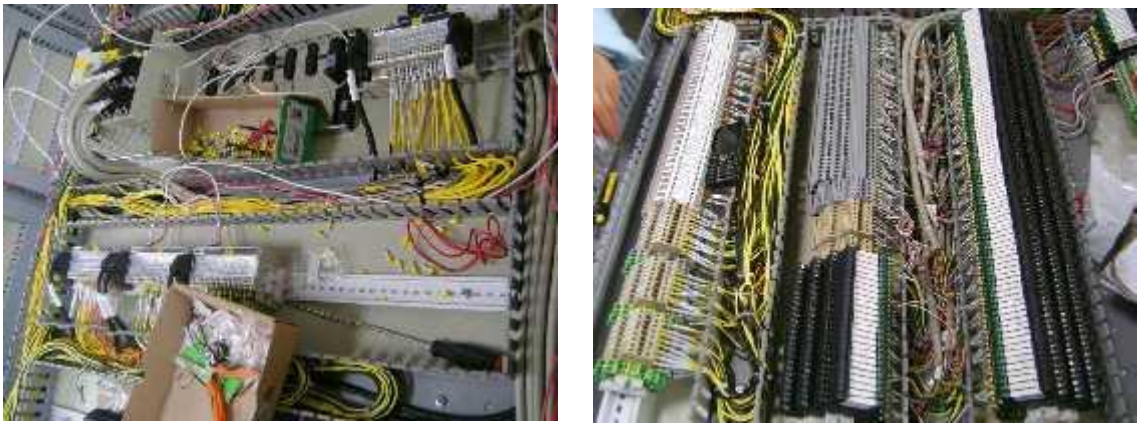


Figura 2.47: Cableado y conexiones de tableros

Terminado y revisado el armado del tablero, se procede con el montaje y aseguramiento en el gabinete instalado junto al panel del generador, en el Compartimento de Control de la Turbina de Generación.

Figura 2.48: a) Montaje b) Tablero colocado y asegurado

Esclavos

El armado y el montaje de estos tableros tienen el mismo procedimiento realizado con el tablero master que fue descrito anteriormente. Por lo tanto en la siguiente figura se presentan los tableros armados y colocados en sus respectivos gabinetes, los cuales se encuentran en el Compartimento del Cuarto de Accesorios y en el Compartimento de la Excitatriz de la Turbina de Generación.

Figura 2.49: a) Tablero en el Cuarto de Accesorios b) Tablero en la Excitatriz

Este procedimiento se aplicó para cada Unidad de Generación de la Central Termoeléctrica Santa Rosa, tomando en cuenta los paros de planta que tuvieron cada una de ellas para su respectivo mantenimiento.

2.11.3 INSTALACIÓN DE PANTALLAS TOUCH

Se buscó una área estratégica para la ubicación de la pantallas, área que pudo ser utilizada ya que con la implementación del nuevo sistema de monitoreo se redujeron tarjetas electrónicas que al ser retiradas permitieron la colocación de nueva pantalla. Para la colocación fue necesario retirar un módulo de visualización perteneciente a los gases escape, el trabajo de este módulo es reemplazado por el HMI actual donde se pueden observar todas estas temperaturas de un solo vistazo cosa que no sucedía antes, el espacio que dejó el módulo se procede a cortar con las medidas de la Touch Panel, y posteriormente se la ubica con las protecciones que vienen incluidas en el paquete de adquisición la pantalla.

a) Corte del gabinete

b) Colocación de la Pantalla

c) Pantalla en funcionamiento

Figura 2.50: Instalación de Pantallas Touch

CAPÍTULO 3.
DESARROLLO DEL SOFTWARE DE CONTROL Y MONITOREO

En este capítulo se presenta el desarrollo del software del sistema que consta de dos partes. En primer lugar se realiza el algoritmo de programación del PLC y de los módulos distribuidos. En segundo lugar se desarrolla las pantallas para los HMI locales y remotos. La programación del PLC se realiza en el software Unity Pro XL, mientras que la programación de los módulos distribuidos I/O se realiza en el software Advantys. En cambio el desarrollo de los HMI locales se realiza en el software Movicon CE, mientras que el HMI remoto se realiza en el software Intouch 9.5. Además se detallarán el funcionamiento, características y especificaciones del software utilizado en este proyecto.

3.1 PROGRAMACIÓN DE PLC

3.1.1 LÓGICA DE PROGRAMACIÓN PARA EL MONITOREO DE VARIABLES

Se toman las señales de monitoreo desde cada uno de los canales de los módulos de expansión de entradas analógicas, para el caso de las señales que van directamente al tablero master. Para el caso de las señales que van a los tableros esclavos, se monitorean desde los módulos distribuidos de entradas analógicas, además el PLC realiza un barrido de las direcciones IP de los módulos de comunicación que se encuentran en los diferentes tableros esclavos, apuntando a las direcciones de los registros que están asignados para las variables de la respectiva unidad de generación. Así como a los registros de parámetros monitoreados de los medidores de energía y del DECS 200 por medio del Lantronix.

En el primer ciclo del programa se guarda registros asignados para “set point” que tienen algunas variables de temperatura, presión, vibración y velocidad. Esto permite generar las condiciones que deben tener las alarmas de sobrepresión, sobretemperatura, sobrevelocidad, entre otros. Estos “set points” pueden ser configurados desde los HMI locales; donde el PLC recibe estas entradas para

reconfigurar las condiciones de alarmas. Además se monitorean las alarmas que generan los canales de los módulos, para el caso en que exista perdida de señal, desbordamiento o ruptura de cable.

Después se comprueba el enlace que existe con el HMI local (Movicon CE) y remoto (Intouch), para no tener perdida de información y poder realizar el reconocimiento de alarmas ante las eventualidades que aparecieran. Por último se repite el programa debido a que está continuamente monitoreando las variables, por lo cual es un programa cíclico.

En la Figura 3.1 se presenta el diagrama de flujo para el monitoreo de variables.

3.1.2 LÓGICA DE PROGRAMACIÓN PARA EL MONITOREO DE LOS PARÁMETROS DEL MEDIDOR DE ENERGÍA ION 8600 Y DEL AVR DECS 200

Se configura al PLC de cada unidad de generación para que realice un escaneo de las direcciones IP que se asignaron a los medidores de energía ION 8600 (principal, respaldo y para auxiliares), al conversor Serial-Ethernet (interfaz entre la red Ethernet y el AVR DECS 200) y a los PLC de las otras dos unidades de generación. Después se guarda en ciertos registros del PLC los parámetros que se encuentran en los registros de cada equipo que está siendo monitoreado.

Además se realiza un intercambio de bits (los más significativos por los menos significativos entre sí) a cada uno de los registros del medidor de energía que se guardó en el PLC, para que se puedan mostrar en el HMI local (Movicon CE).

En el PLC de cada turbina se realiza el cálculo de la potencia activa neta y la potencia reactiva total de la turbina que solamente esté generando. Después se calcula la potencia activa total y reactiva total que genera la Central, parámetros importantes que garantizan la disponibilidad dentro de la Unidad de Negocios.

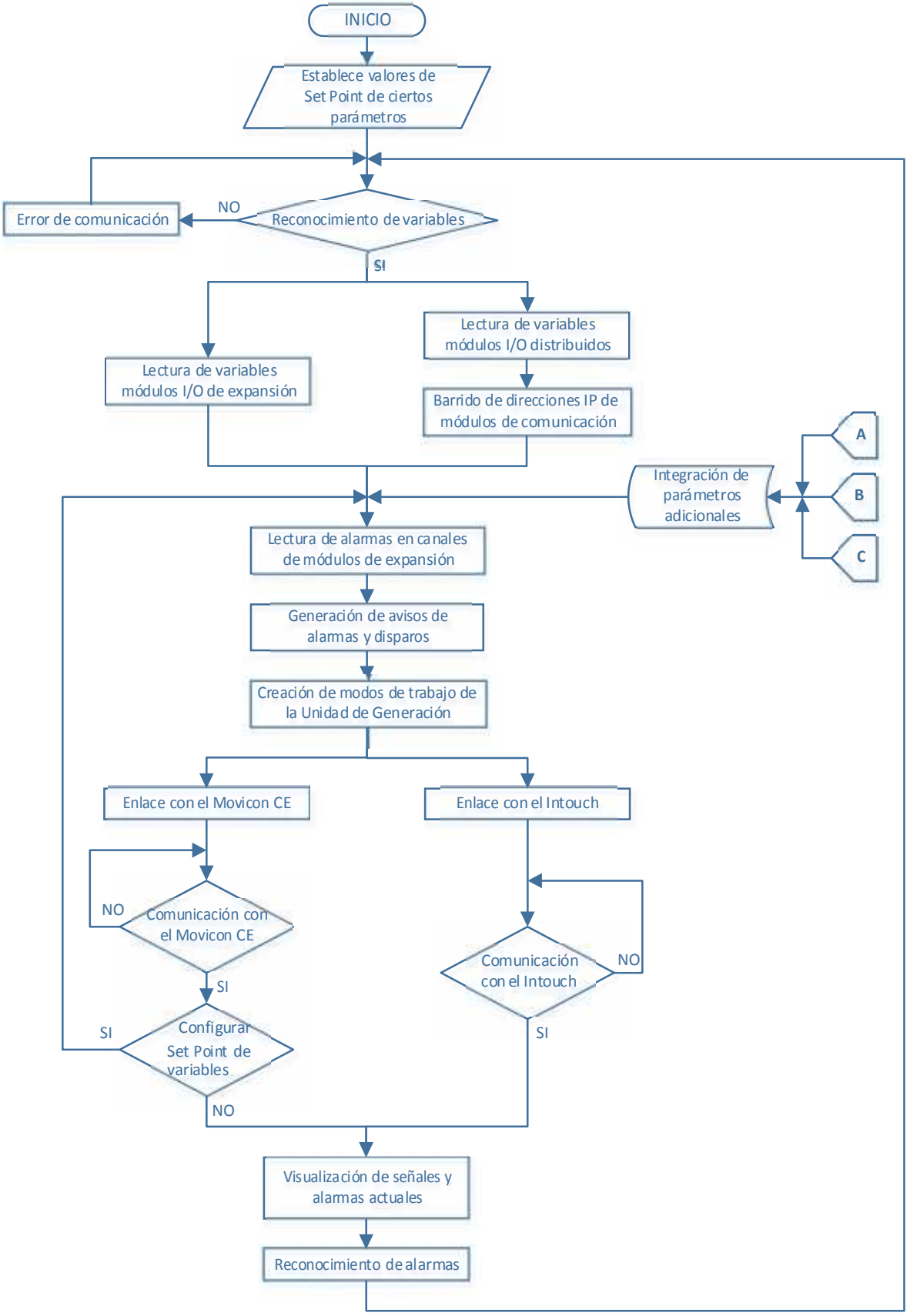


Figura 3.1: Diagrama de flujo para el monitoreo de variables

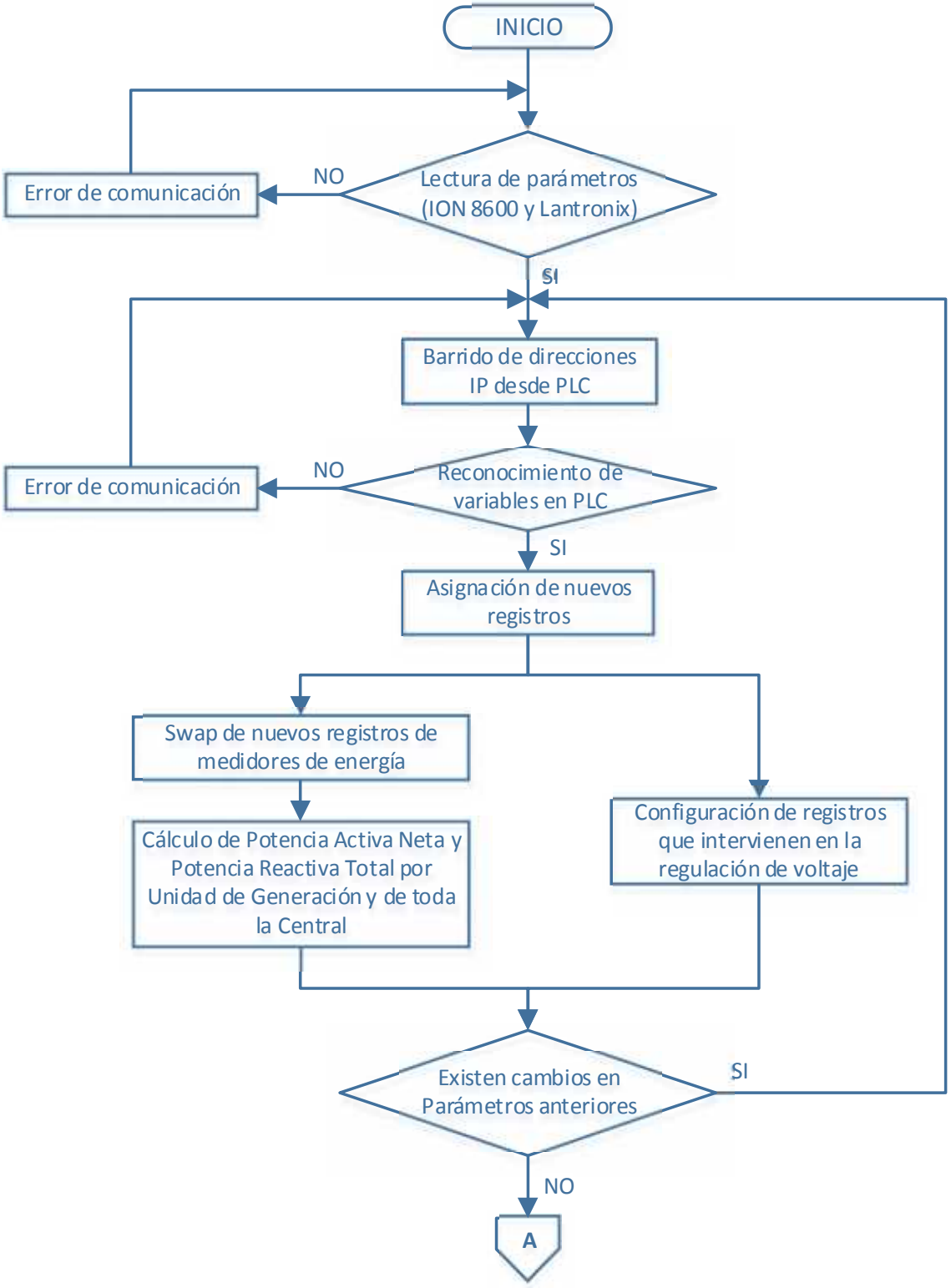


Figura 3.2: Diagrama de flujo de monitoreo de medidores y DECS 200

3.1.3 LÓGICA DE PROGRAMACIÓN PARA TEMPERATURAS DE GASES DE ESCAPE

Las temperaturas de Gases de Escape consta de dieciocho termocuplas tipo K, doce son de monitoreo y seis son de control. Anteriormente se habilitaban o deshabilitaban estas termocuplas manualmente ante la presencia de fallos y sus valores eran mostrados en una interfaz digital llamada “DORIC”, donde solamente se podía ver el valor medido por cada termocupla con un selector.

Como se mencionó anteriormente las temperaturas de Gases de Escape están formadas por doce temperaturas de monitoreo y seis de control. Donde las temperaturas de monitoreo generan un valor llamado “TX”, el cual es el resultado del promedio de las termocuplas que estén habilitadas (máximo doce). En cambio las temperaturas de control generan dos valores llamados “OTA” y “OTB”, los cuales son el resultado del promedio de las termocuplas que estén habilitadas (máximo tres) por cada valor.

Los procedimientos indicados anteriormente se los hacía a través de varias tarjetas electrónicas, las cuales fueron analizadas minuciosamente antes de cambiarlas por el nuevo sistema de monitoreo. Es necesario mencionar que los valores de TX, OTA y OTB son enviados a una tarjeta de protección que dispara a la turbina y que por cuestiones operativas no puede ser retirada todavía.

El PLC toma las señales de temperatura de Gases de Escape para encontrar los valores de TX, OTA y OTB que serán enviados a una tarjeta de protección antes mencionada.

Para encontrar el valor TX se verifica cuantas termocuplas están habilitadas y que no están dando ningún tipo de fallas en el instrumento para sumarlas entre sí y encontrar el valor del divisor. Se realiza la sumatoria de los valores de temperatura de las termocuplas habilitadas para encontrar el dividendo y así proceder a realizar el promedio requerido. Como las termocuplas pueden deshabilitarse manualmente desde el HMI local o de manera automática cuando se detecte alguna falla en el instrumento, el valor del dividendo y del divisor es afectado por lo que nuevamente se debe verificar el estado de las termocuplas.

Se debe indicar que el programa genera un aviso de alerta por cada termocupla que es deshabilitada y un aviso de alarma cuando se deshabiliten tres de las doce termocuplas. Este último concepto fue sustentado de los manuales de funcionamiento.

Para encontrar el valor de OTA se desarrolla el mismo procedimiento realizado para el valor de TX. A diferencia que el programa genera un aviso de alarma por cada termocupla que es deshabilitada y un aviso de disparo cuando se deshabiliten dos de las tres termocuplas.

Para encontrar el valor de OTB se desarrolla el mismo procedimiento realizado para el valor de OTA.

Además, el programa genera un aviso de alarma cuando la diferencia entre los valores de TX con respecto a OTA u OTB superen los 35°C.

En la Figura 3.3 se muestra el diagrama de flujo para temperatura de Gases de Escape.

3.1.4 CONTROL DE TEMPERATURA DEL TANQUE DE ACEITE

Se enciende o se apaga a través de un contactor, un grupo de resistencia calefactoras que controlan la temperatura del Tanque de Aceite Lubricante. Los puntos de activación están definidos en tres temperaturas:

Baja temperatura (26QL) a 16°C, donde un contactor activa las resistencias calefactoras para evitar que el aceite del tanque se enfríe. Aquí se tiene una alarma que es importante porque permite o no el funcionamiento de la turbina en cualquiera de sus modos de trabajo.

Temperatura normal (26QN) a 18°C, a partir de esta temperatura en adelante está permitido el funcionamiento de la turbina en cualquiera de sus modos de trabajo.

Alta temperatura (26QM) a 20°C, a esta temperatura se desconecta las resistencias calefactoras para evitar que el aceite del tanque se recaliente.

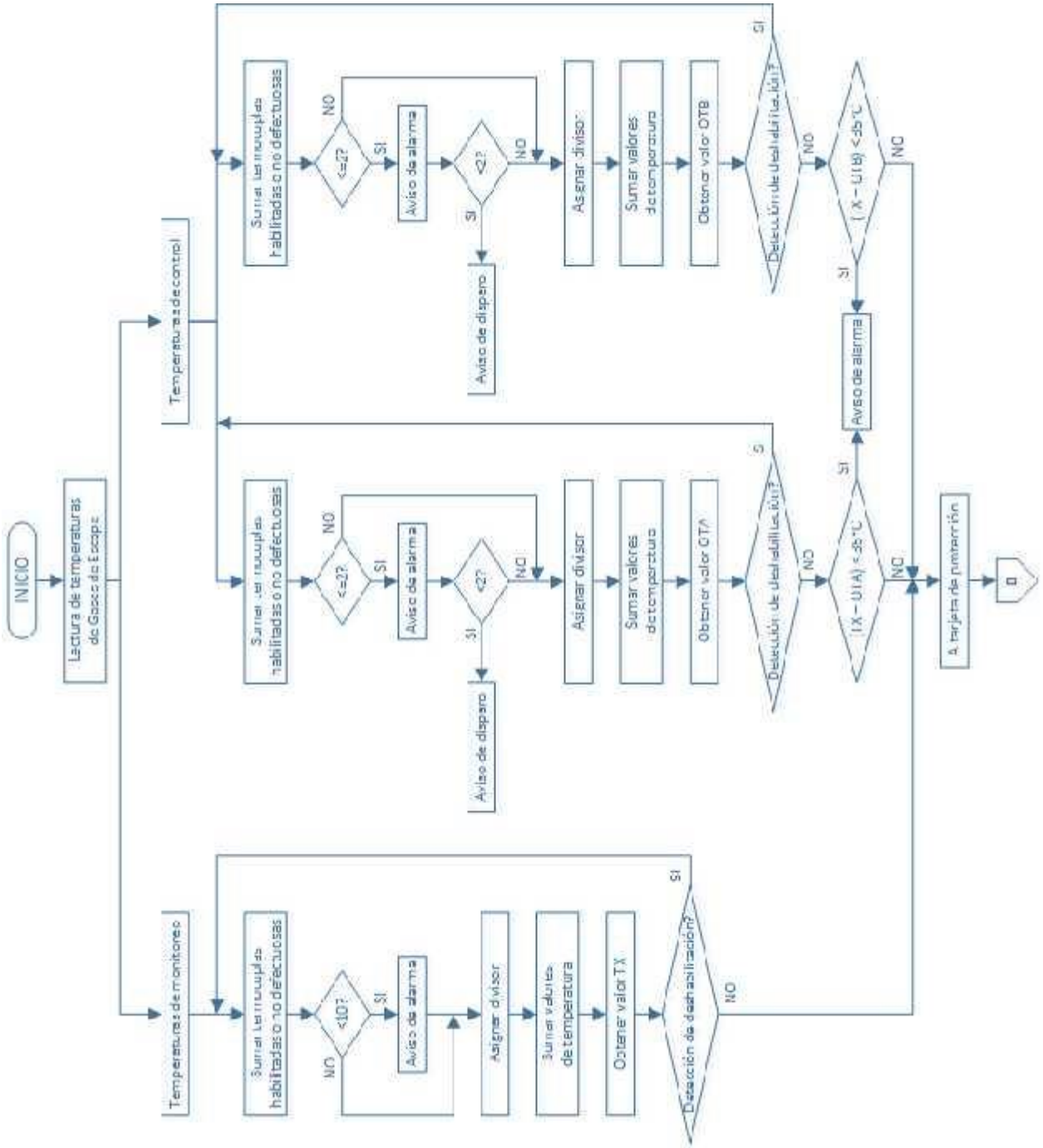


Figura 3.3: Diagrama de flujo para temperatura de Gases de Escape

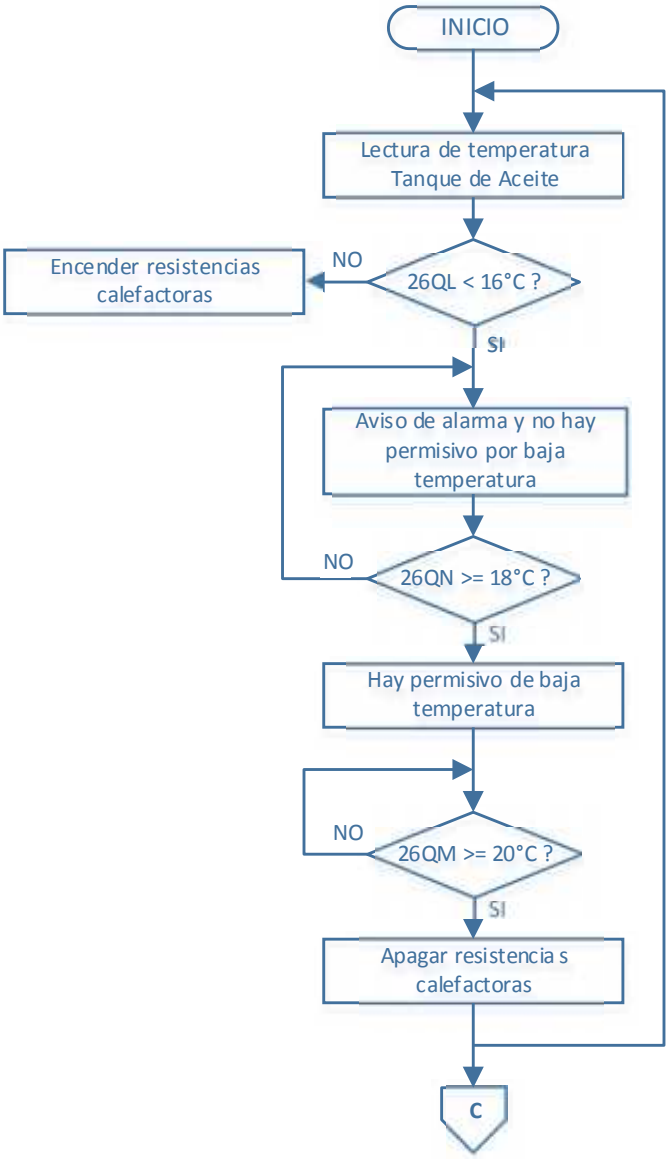


Figura 3.4: Diagrama de flujo para temperatura del Tanque de Aceite

3.1.5 SOFTWARE UNITY PRO XL

El software de programación, depuración y operación, es la herramienta que se utilizará para desarrollar los algoritmos de programación en el PLC Modicon Premium. Presenta cinco lenguajes: LD (Diagrama de contactos), ST (Texto Estructurado), FBD (Diagrama de Funciones), IL (Lista de Instrucciones) y SFC (Grafcet).

En la Tabla 3.1 se presentan los requisitos mínimos y recomendados de instalación a nivel de hardware, sistema operativo y conectividad a Internet.

Tabla 3.1: Requerimientos para la instalación del Software UNITY PRO XL [59]

Requisitos de instalación		
	Mínimo	Recomendado
Sistema	Pentium 800 MHz o más	1,2 GHz
Memoria RAM	256 MB	512 MB
Disco duro	2 GB	4 GB
Sistema operativo	Windows 2000 o Windows XP edición profesional	
Lector	Lector CD-ROM	Reproductor CD-ROM
Pantalla	SVGA o una pantalla de mayor resolución	
Periféricos	Ratón, teclado o un sistema de puntería	
Acceso a Internet	La solución recomendada para registrarse es Internet	

A continuación se describe el procedimiento para elaborar un proyecto:

Una vez instalado el Unity Pro XL se abre desde el escritorio del computador y se tiene la siguiente pantalla:

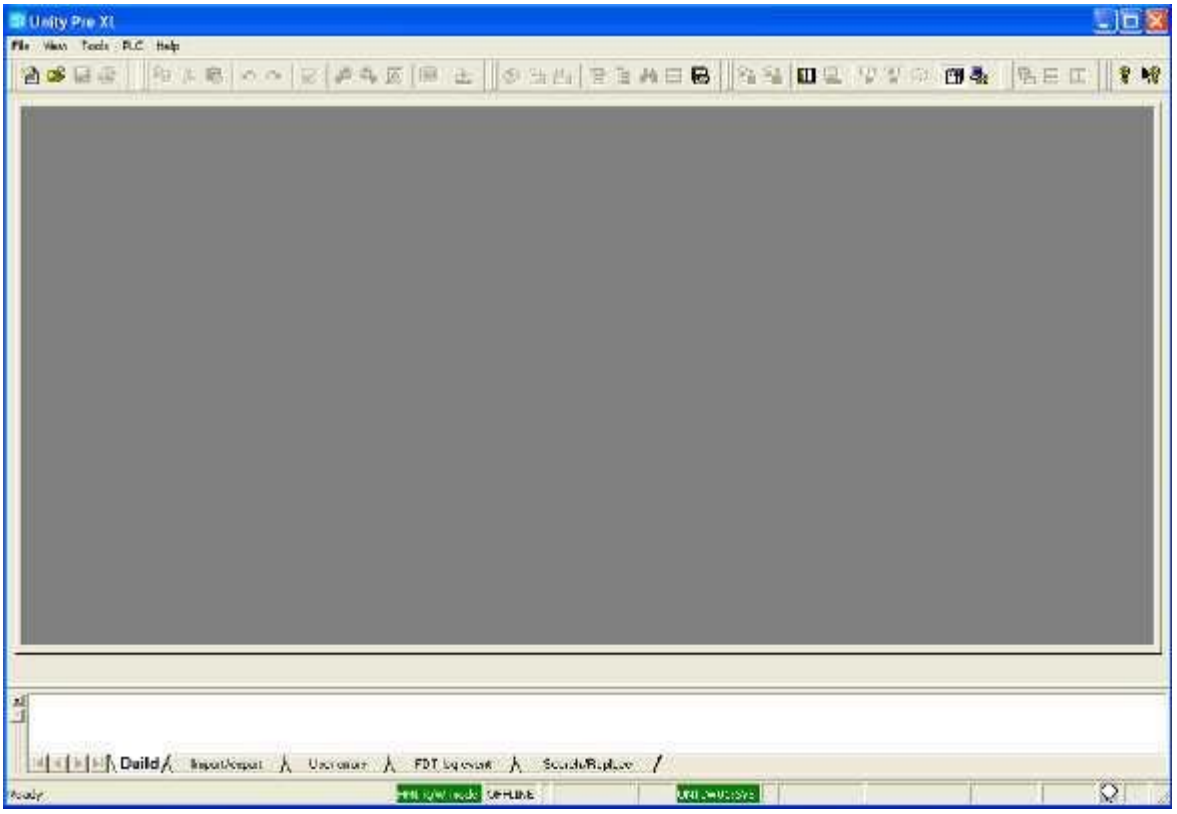


Figura 3.5: Ventana inicial del programa

Para la creación de un proyecto ir a “File” y seleccionar “New...”. Donde aparece una ventana en la cual se debe seleccionar el PLC que se utilizará.

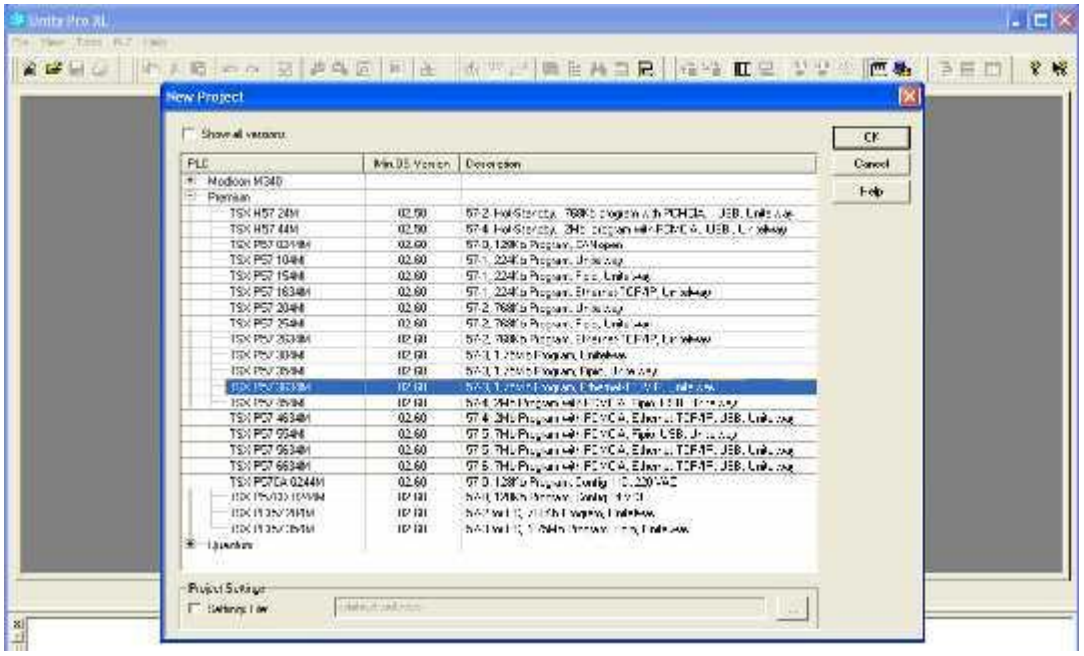


Figura 3.6: Ventana de selección del PLC

En la siguiente figura se muestra la ventana de trabajo donde se encuentra el explorador del proyecto, las opciones de compilación y conexión. Además se visualiza el PLC seleccionado en el paso anterior sobre un bastidor de 10 posiciones. En cada posición del bastidor se va colocando la fuente de alimentación, los módulos de entradas y salidas, sean analógicas o digitales.

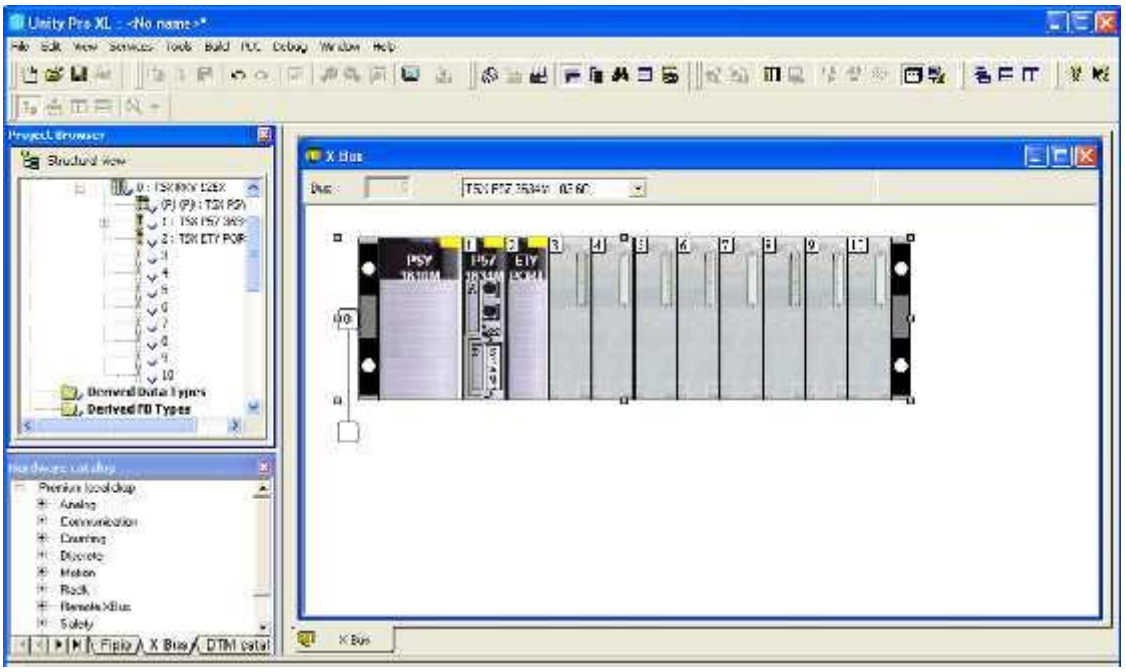


Figura 3.7: Ventana de trabajo

Al ser un software amigable con el usuario, el programa a desarrollarse que se guardará en el PLC puede contener diferentes secciones en distintos lenguajes de programación. La creación de las secciones se muestra en la Figura 3.8.

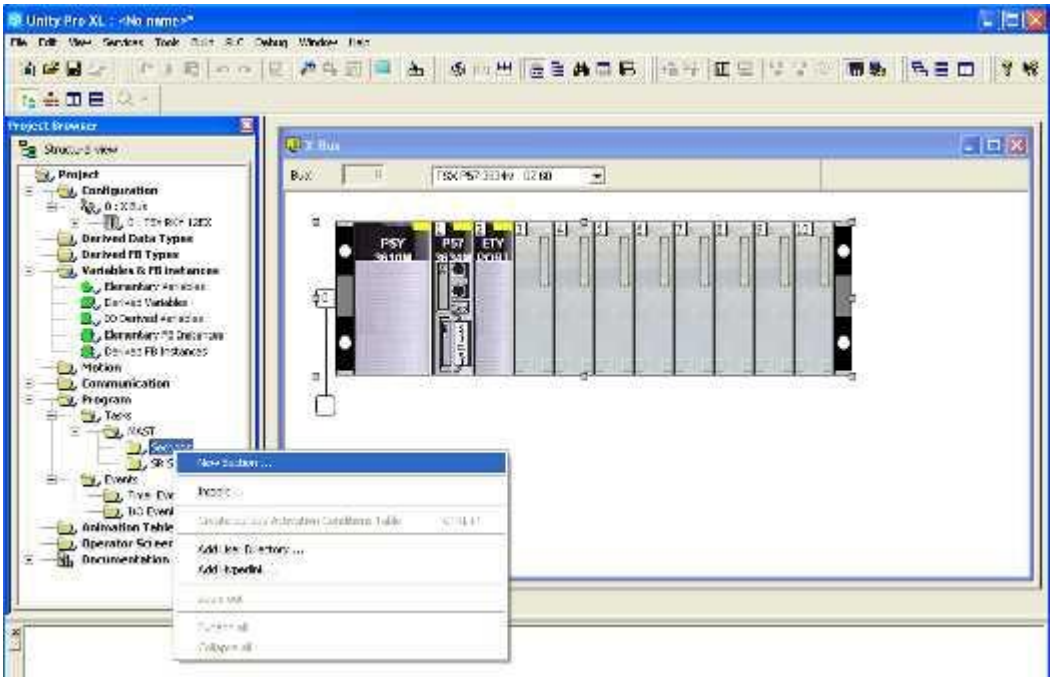


Figura 3.8: Vista para creación de secciones

En la Figura 3.9 se muestra una ventana donde se coloca el nombre de la sección y además se selecciona el tipo de lenguaje de programación que se desea utilizar.

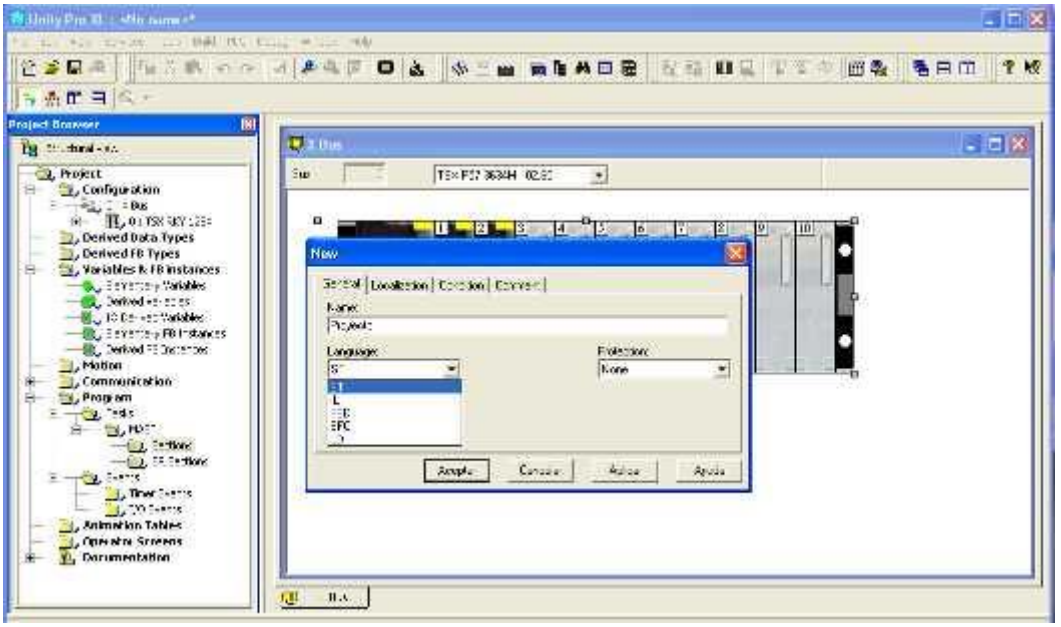


Figura 3.9: Vista para creación de secciones

En la Figura 3.10 se muestra la ventana de programación donde se desarrolla el algoritmo de monitoreo y detección de fallas.

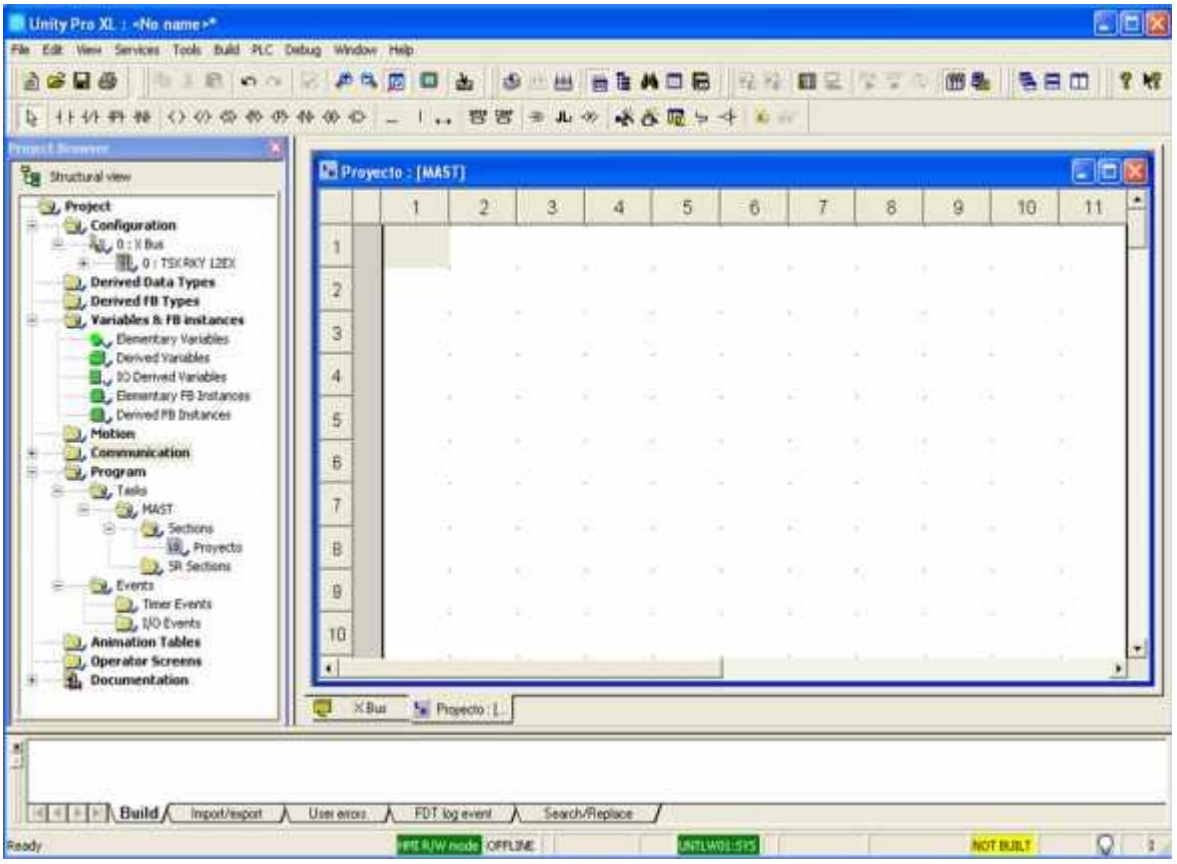


Figura 3.10: Vista de programación

3.1.6 SOFTWARE ADVANTYS

El software de programación y supervisión Advantys, es la herramienta que se utilizará para configurar los módulos distribuidos de entradas y salidas analógicas o digitales tipo Modicon STB, que serán instalados en los tableros esclavos de las unidades de generación.

En la Tabla 3.11 se presentan los requisitos mínimos y recomendados de instalación a nivel de hardware, sistema operativo y conectividad a Internet.

Tabla 3.2: Requerimientos mínimos para la instalación del Software ADVANTYS [59]

Requisitos de instalación		
	Mínimo	Recomendado
Sistema	Pentium III o más	
Memoria RAM	128 MB	256 MB
Disco duro	200 MB	
Sistema operativo	Windows 2000 o Windows XP edición profesional	
Lector	Lector CD-ROM	Reproductor CD-ROM
Pantalla	SVGA o una pantalla de mayor resolución	
Periféricos	Ratón, teclado o un sistema de puntería	
Acceso a Internet	La solución recomendada para registrarse es Internet	
Conexión con equipo	Mediante TCP/IP	

A continuación se describe el procedimiento para elaborar un proyecto (isla):

Una vez instalado el Advantys, se abre desde el escritorio del computador y se tiene la siguiente pantalla:

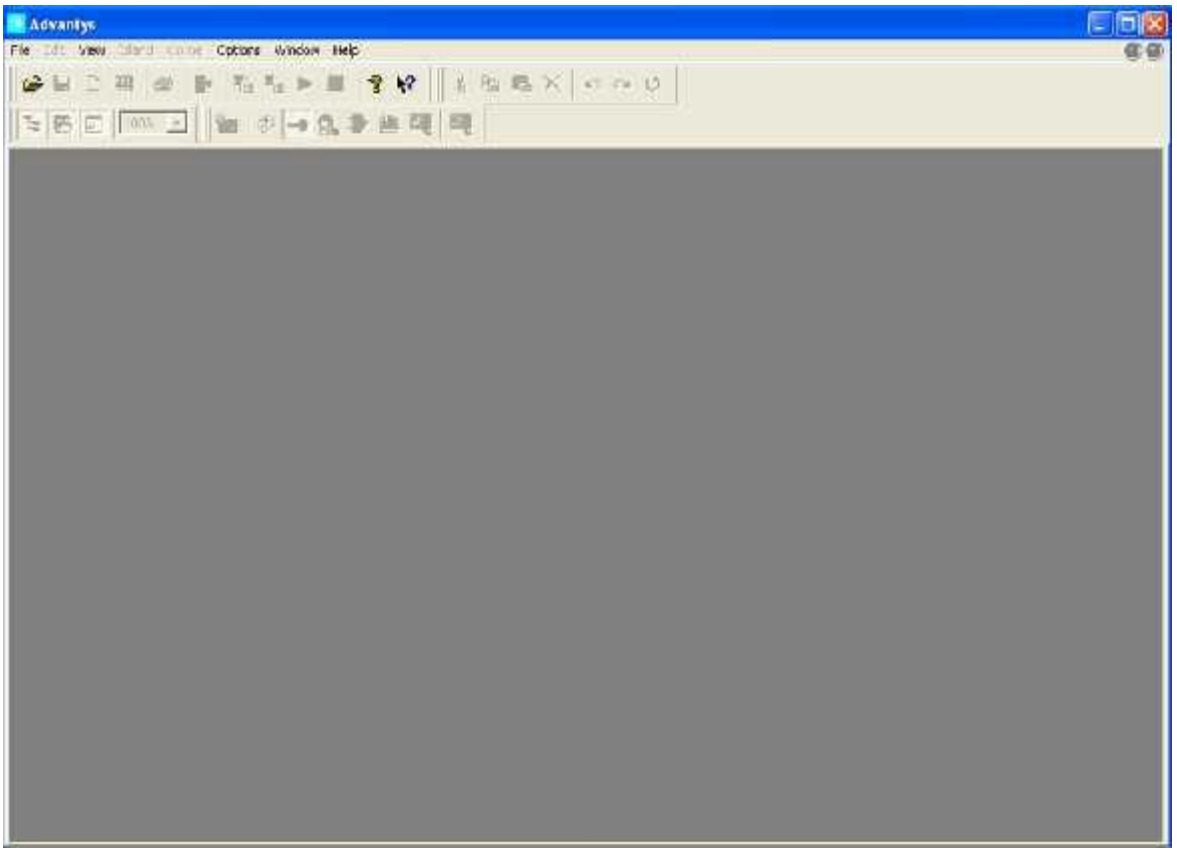


Figura 3.11: Ventana inicial del programa

Para la creación de un proyecto ir a “File” y seleccionar “New Workspace...”. Donde aparece una ventana en la cual se debe asignar el nombre del proyecto y de la isla donde estarán los módulos distribuidos.

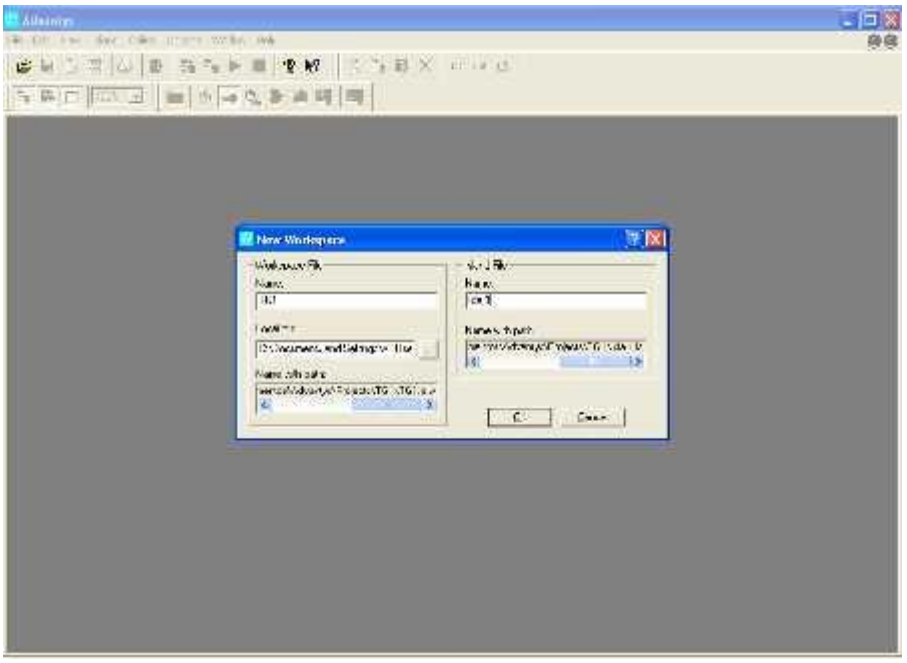


Figura 3.12: Ventana para asignar nombre a la isla

En la Figura 3.13 se muestra la ventana donde se puede ir colocando los módulos distribuidos y también configurar los mismos de acuerdo a los requerimientos planteados.

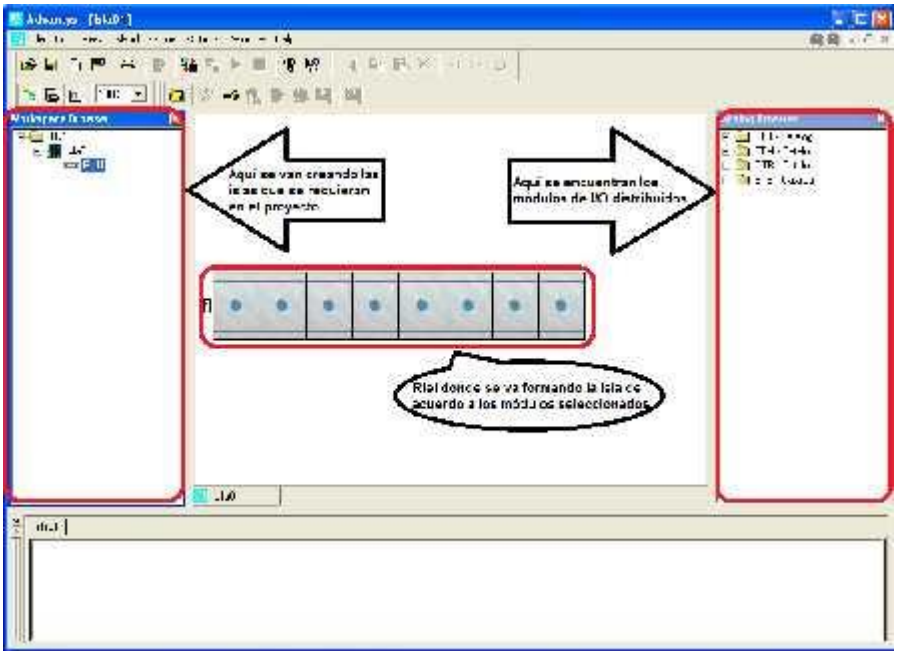


Figura 3.13: Ventana de trabajo

3.2 DISEÑO DE LAS INTERFACES HOMBRE – MÁQUINA

El sistema de monitoreo implementado en la Central Termoeléctrica "Santa Rosa" tiene dos tipo de interfaz local y remota.

La interfaz local se ha implementado en el Compartimento de Control de cada unidad, para su visualización se utiliza una PC industrial con pantalla tipo táctil.

El monitoreo remoto se lo está ejecutando desde la Sala de Operación, para ello se tiene una PC dedicada exclusivamente para este trabajo, se colocó una pantalla de 42" que se comunica con la PC para mostrar el proceso de generación de energía de una mejor manera, cabe recalcar que en esta pantalla centralizada se muestran las variables de las tres unidades de generación.

3.2.1 CONDICIONES DE DISEÑO

Los requerimientos que deben cumplir las interfaces, fueron establecidos después de realizar un análisis en conjunto con el departamento de operación y el área técnica de la central. Cabe mencionarse diferencias entre las interfaces local y remoto por lo cual se harán las respectivas distinciones a continuación.

Requerimientos en común (Interfaz local y remota):

- Contar con una pantalla de inicio donde se encuentra la vista panorámica frontal de la turbina, gráfico en el cual deben constar parámetros de interés como son: Velocidad de la turbina y generador, vibraciones, temperatura promedio de gases escape, presión de descarga de compresor, posición de válvula "Moog", Potencia Activa y Reactiva.
- Poseer una pantalla del diagrama unifilar de toda central, donde se visualizarán los valores de energía considerados principales (Potencias, voltaje, frecuencia, total de generación), el modo de trabajo de la unidad de generación (Compensador, Generador, Reposo).

- Tener la posibilidad de visualizar los siguientes procesos: Lubricación, Enfriamiento, Combustible; estas pantallas deben estar basadas en los P&ID.
- Contar un sumario de alarmas las cuales se generarán por variaciones establecidas en el algoritmo de control con respecto al Set Point y por fallas de instrumento (Cable suelto o roto, fuera de rango de operación).
- Incluir una pantalla de control, donde se visualizarán parámetros permisivos de arranque, valores de energía, parámetros del DECS 200, y acceso a botones para subir y bajar carga.

Requerimientos extras (Interfaz local)

- Tener un menú que permita desplazarse por los diferentes procesos, de monitoreo y control de cada unidad de generación.
- La pantalla VIPA al tener dimensiones inferiores a la pantalla de monitoreo remoto se hace necesario tener la opción de temperatura en diferentes pantallas que son: Rodete, Gases Escape, Generador.
- Contar con una pantalla de control de gases escape, la cual además de monitorear las temperaturas, funcionará como una interfaz de control que permitirá habilitar y deshabilitar las señales que así sean necesarias, cabe recalcar que la deshabilitación también se la puede realizar de forma automática mediante el algoritmo de control en el PLC.
- Deberá poseer una pantalla que tenga acceso restringido por clave, para poder realizar cambios en los Set Point de ciertas variables, además debe contar con un botón que permite la deshabilitación de todas las alarmas, esto es necesario ya que en ciertos procesos como en los mantenimientos la funcionalidad de los parámetros no se encuentran dentro se los rangos operativos normales, provocando así alarmas innecesarias para este procedimiento.

Requerimientos extras (Interfaz remoto)

- Tener la opción de visualizar los parámetros de las tres unidades mencionados en los requerimientos comunes, mediante un menú que

permita navegar por todas las opciones del proceso de monitoreo y control, para las tres unidades de generación.

- Además, al tener mayor dimensión en la pantalla de visualización debe contar con una pantalla destinada a Temperatura donde se integrarán: Rodete, Gases Escape, Generador.
- Contar con una pantalla de alarmas históricas para cada unidad de generación y una general para las tres unidades.
- Tener la opción de gráficos en tiempo real y generar tendencias.
- Poseer una pantalla de la topología resumida de la comunicación entre los medidores, PLCs, Módulos distribuidos, DECS, el cual con colores dinámicos indicarán el estado de conexión y desconexión de cada uno de los mismos.

3.2.2 DESARROLLO HMI LOCAL

La pantalla que se utilizará para esta interfaz es la Touch Panel VIPA TP 612C (62M-JEE0), la cual tiene integrado el software Movicon Runtime y para la creación de la aplicación del proyecto se utilizará el software Movicon de edición.

3.2.3 ESTRUCTURA Y FUNCIÓN DE SOFTWARE MOVICON11.2 [58]

El software del panel táctil y sus herramientas amplían las capacidades tanto del sistema operativo como de la visualización de Movicon con ello también las posibilidades de aplicación del panel táctil.

Sistema Operativo

Los paneles VIPA Touch se suministran junto con el sistema operativo Windows embedded CE 6.0. Estos sistemas operativos garantizan un alto grado de disponibilidad, flexibilidad y capacidad de expansión.

Movicon-Runtime

Las versiones de runtime de Movicon proporcionan soporte VBA, incluyen una interfaz gráfica, amplias librerías de símbolos y drivers así como una reconexión y sincronización automática de datos. Además, varias librerías de funciones están disponibles, tales como la integración de periféricos inteligentes y módulos de comunicación.

Movicon-Editores

Movicon son plataformas HMI / SCADA con una arquitectura abierta y flexible para la automatización industrial, que permiten al usuario aplicaciones verticales para la visualización, la adquisición de datos, registro, así como el mantenimiento de forma rápida y sencilla. Movicon con su interfaz gráfica y sus muchas herramientas integradas son fáciles de usar para el operador.

Características:

Soporte de Java
Opción de actualizar a versiones recientes de runtime
Ampliación de variables y tags
Expansión de la funcionalidad existente de runtime
Soporte de Web server
Ampliación de la función de tendencia y de servidor de archivos

La Tabla 3.3 muestra los requerimientos necesarios para la instalación del Software de desarrollo y de ejecución.

Tabla 3.3: Requerimientos mínimos para la instalación del Software Movicon [60]

Requerimientos Movicon - Editor
Windows XP, Windows 2000, Windows 2003 Server Minimum Celeron 400MHz, 128MB RAM Recommended: Pentium III 900MHz, 256MB RAM
Requerimientos Movicon - Runtime
Escritorio PC: Windows XP, Windows 2000, Windows 2003 Server, Windows Terminal Server, WinXP Embedded ***Edición Windows Tablet :*** Minimum Celeron 400MHz, 64MB RAM

Recommended: Pentium III 900MHz
Runtime CE:
Windows CE.Net (CE 4.1, 4.2 oder 5.0), various types of processors, view current list under www.progea.com

3.2.4 USO MOVICON 11.2 - EDITOR

Creación de un nuevo proyecto

Para la creación de un nuevo proyecto se pueden seguir los siguientes pasos: una vez abierto el programa Movicon11.2, se selecciona la opción File >> New tal como se muestra en la Figura 3.14.

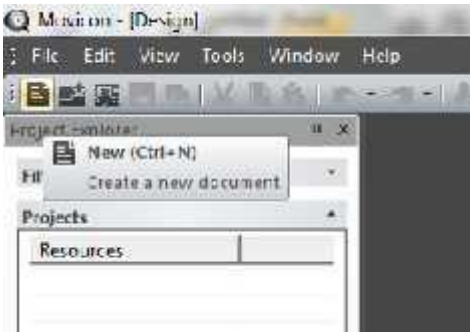


Figura 3.14: Selección para la creación de un nuevo proyecto

A continuación se despliega la ventana que se muestra en la Figura 3.15 donde se selecciona el tipo de proyecto que se va realizar, las opciones que presenta este software son: Win32 platform, Web Browsers, WinCE platform, Mobile Phones, Empty Project y Template project. Para el proyecto se selecciona la opción WinCE platform.

Figura 3.15: Ventana inicial para configuración del nuevo proyecto

Una vez seleccionado el tipo, aparece la ventana para nombrar y guardar el proyecto donde, también se puede elegir las siguientes opciones: Encriptar el Archivo Proyecto Core, encriptar todos los archivos de recursos del proyecto, comprimir todos los archivos, codificar utilizando Unicode UTF-16.

En la ventana de la Figura 3.16 se muestra el botón Next el cual abre ventanas de configuración tales como: Usuarios, Drivers de Comunicación, Pantallas, Configuraciones Database (OBDC), Configuraciones Data Logger y recetas (OCBC) y configuración de alarmas.

Figura 3.16: Ventana de configuración del nuevo proyecto

Descripción de la Pantalla de Trabajo

Para la realización de la interfaz local hay parámetros de importancia que a continuación se muestran en la Figura 3.17.

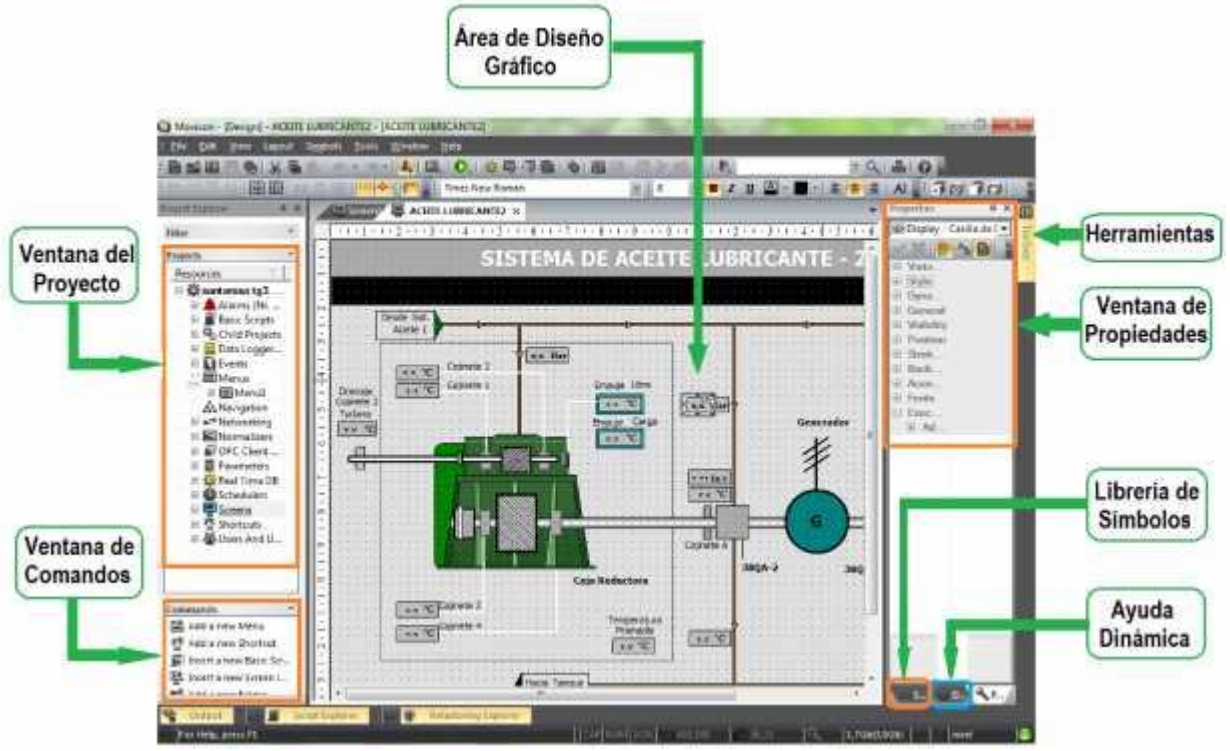


Figura 3.17: Descripción de la ventana de trabajo de MOVICON

Ventana del Proyecto: Permite utilizar los recursos de Movicon tales como creación de: Alarmas, Scripts, Eventos, Menús, Tags, Pantallas, Usuarios, Asignación de Protocolo de Comunicación, etc.

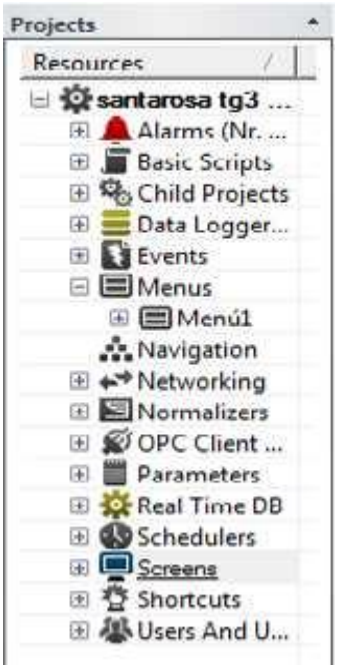


Figura 3.18: Descripción del Proyecto

Ventana de Comandos: Esta ventana permite insertar, editar los recursos del proyecto e incluir funciones.

Figura 3.19: Descripción del Comandos

Ventana de Propiedades: En esta ventana se muestran las propiedades del ítem seleccionado dentro de toda la ventana de trabajo. En la Figura 3.20 se visualizan las propiedades de una casilla de escritura dentro del área de diseño gráfico.

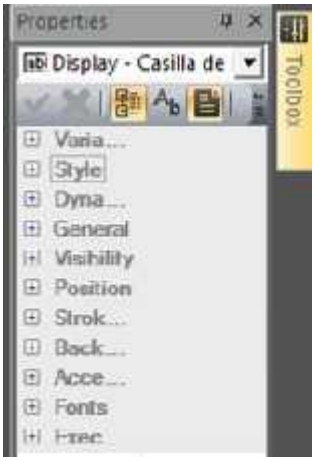


Figura 3.20: Ventana de Propiedades

Librería de Símbolos: Librerías compuestas por diferentes carpetas que entregan al usuario herramientas gráficas para desarrollar una pantalla, desde un cuadrado simple hasta estructuras más complejas listas para ser utilizadas.

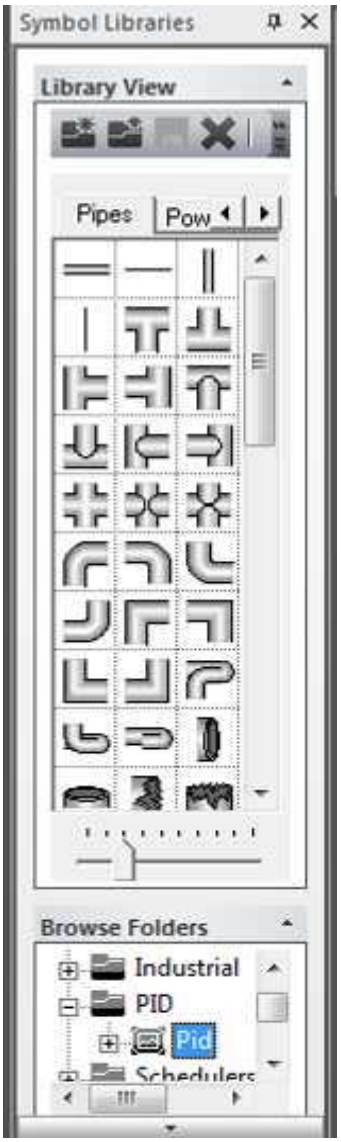


Figura 3.21: Librería de Símbolos

Ayuda Dinámica: Ventana donde se pueden encontrar pautas para el uso del Software.

Herramientas: Se pueden encontrar botones, sliders, barras, reloj, trends, paneles de alarmas, etc; estos elementos prestan aplicaciones dinámicas que se las puede accionar mediante tags por ejemplo: cambio de color de un botón, llenado o vaciado de una barra, envío de datos mediante switch, etc.

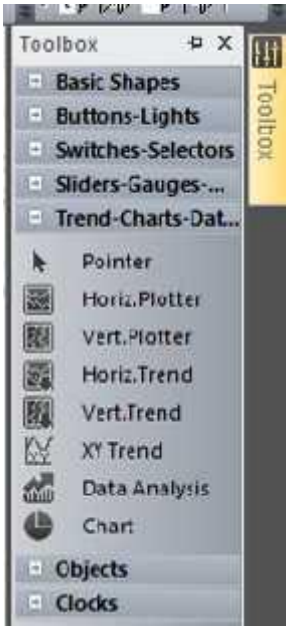


Figura 3.22: Ventana de Herramientas

3.2.5 DESARROLLO HMI REMOTO

El Sistema de monitoreo remoto se lo llevará a cabo desde la Sala de Operación, ubicada en el área de oficinas de la central, la aplicación de esta interfaz se la desarrolla mediante el software de edición Intouch 10.1; para la visualización se utiliza la pantalla propia del computador pero también se la muestra en una pantalla LED, de 42" para poder realizar una mejor observación y análisis del comportamiento de las variables.

3.2.6 INTOUCH 10.1

El software InTouch ofrece funciones de visualización gráfica con capacidades de gestión de operaciones, control y optimización. Al estar construida sobre la tecnología ArchestA se benefician de una arquitectura de software única, abierta y escalable que puede conectarse a prácticamente cualquier sistema de automatización, unidad terminal remota (RTU), dispositivo electrónico inteligente (IED), controlador lógico programable (PLC), base de datos, historiador o sistema de negocios. [61]

Los requisitos mínimos para la instalación de este software se presentan en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4: Requerimientos mínimos para la instalación del Software Intouch 10.1 [62]

Requerimientos Hardware	
CPU	PC a 1.26 GHz o más
Memoria Ram	512MB-1GB
Disco Duro	4GB
Gráfico	Súper VGA
Resolución	1024X768 ó más
Requerimientos Software	
Windows 2000Pro	Service Pack 4
Windows 2000 Advance Server	Service Pack 5
Windows XP Pro y Tablet PC Edition	Service Pack 2
Windows Server 2003	Service Pack 1

InTouch se compone de tres grandes programas, el Administrador de aplicación InTouch, WindowMaker y WindowViewer.

El Administrador de Aplicación InTouch organiza las aplicaciones que se crean. También se utiliza para configurar WindowViewer como un servicio NT, para configurar Red de Desarrollo de Aplicaciones (NAD) para configurar la resolución dinámica de conversión (RDC) y/o alarmante distribuido. Las utilidades de la base de datos DBDump y DBLoad son también enlanzado desde el Gestor de aplicaciones.

*WindowMake*r es el entorno de desarrollo, donde los gráficos orientados a objetos son usados para crear animación, ventanas de visualización táctiles tipo touch. Estas ventanas de visualización pueden ser conectadas a sistemas de E / S industriales y otras aplicaciones de Microsoft Windows.

WindowViewer es el entorno de ejecución utilizado para visualizar el gráfico ventanas creadas en WindowMaker. WindowViewer ejecuta InTouch QuickScripts, realiza el registro de los datos históricos y la información, los procesos de alarma, registros e informes, y puede funcionar como un cliente y un servidor para protocolos de comunicación DDE y SuiteLink. [62]

3.2.7 MODICON MODBUS ETHERNET IO SERVER (MBENET)

InTouch utiliza el intercambio dinámico de datos de Microsoft (DDE), FastDDE, Protocolos NetDDE y Wonderware SuiteLink para comunicarse con otros programas de Windows, Servidores Wonderware I/O y programas I/O Server para

comunicarse con el mundo real. Para este proyecto se utiliza Modicon MODBUS Ethernet IO Server.

Modicon MODBUS Ethernet I/O Server de Wonderware es un programa de aplicación que permite el acceso a los datos en los PLC Modicon sobre una red Ethernet. El servidor requiere sólo una tarjeta estándar 10BaseT Ethernet de red (o una tarjeta Ethernet con salida de fibra óptica) para acceder a la red Ethernet. [63]

3.2.8 USO INTOUCH 10.1 - WINDOWMAKER

Creación de un nuevo proyecto

Una vez instalado el paquete InTouch, es necesario entrar en InTouch desde WINDOWS dando doble click con el ratón sobre el símbolo de InTouch, con lo cual aparece siguiente pantalla:

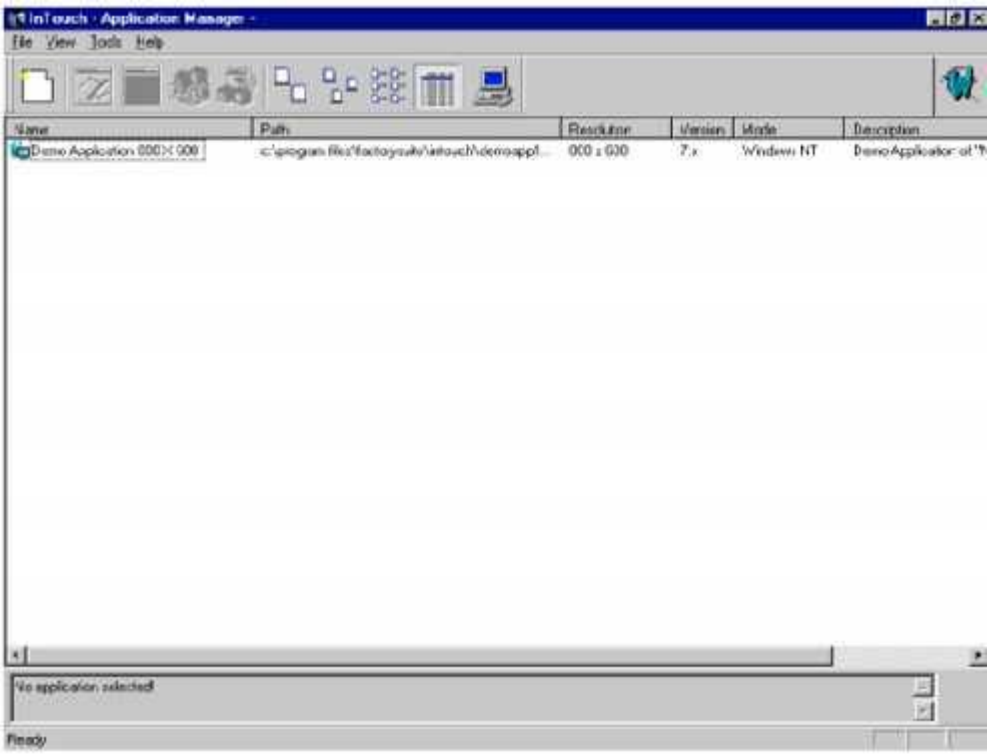


Figura 3.23: Ventana para la creación de un nuevo proyecto

Esta es la pantalla principal de Application Manager para la entrada a InTouch. Desde aquí se puede seleccionar cualquiera de las aplicaciones ya existentes, o

bien crear una aplicación nueva. Para ello, seleccionar FILE / NEW para acudir al asistente de generación de aplicaciones, que permite además dar un nombre y comentario a la nueva aplicación creada. InTouch volverá a la pantalla principal de Application Manager, se encontraran dos iconos en la barra de herramientas:

Este es el ícono de WINDOWMAKER o creador de aplicaciones. Una vez seleccionada la aplicación que desea crear o modificar, se da click sobre este icono para llevar a cabo el trabajo a realizarse.

Este es el ícono de WINDOWVIEWER o runtime. Una vez seleccionada la aplicación que desea monitorizar, dar click sobre este icono.

Al dar click sobre el ícono de WindowMaker, InTouch creará automáticamente un subdirectorio con nombre asignado, e incluirá en él los ficheros de trabajo.

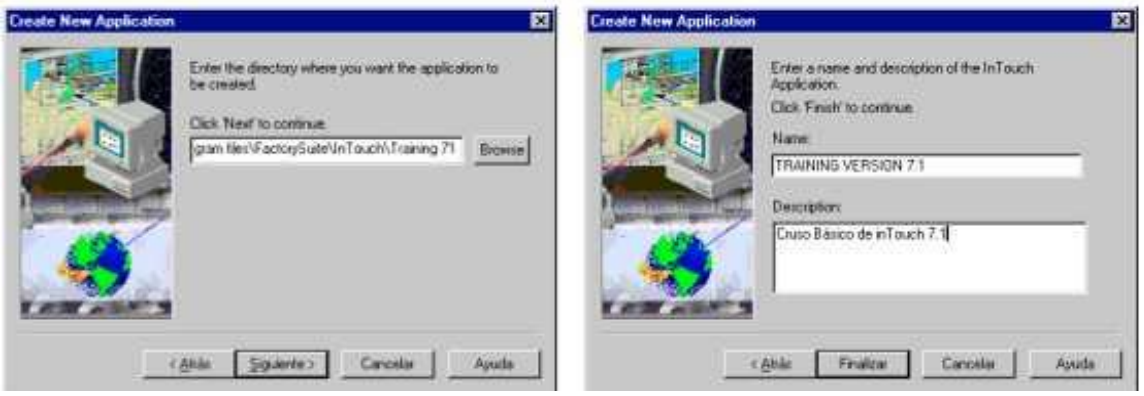


Figura 3.24: Ventanas para la configuración de un nuevo proyecto

Descripción de la Pantalla de Trabajo

A continuación se muestra la pantalla de trabajo de WindowMaker donde se encuentran ubicadas las partes principales para el desarrollo de la aplicación.

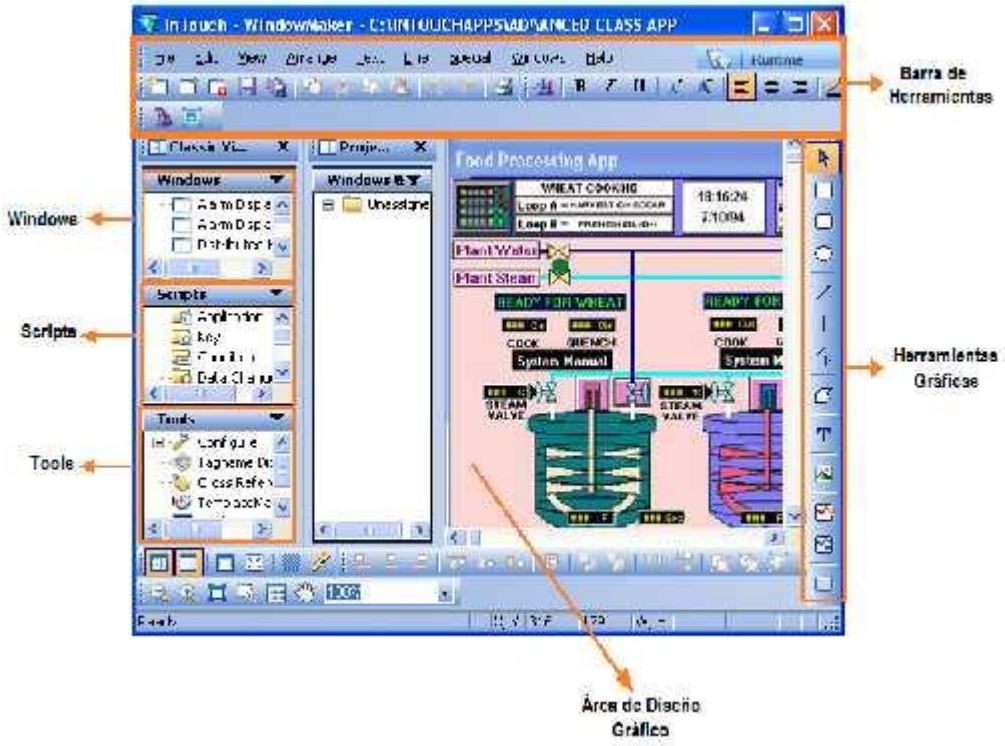


Figura 3.25: Descripción de la pantalla de Trabajo

Barra de Herramientas: Esta barra permite editar colores, estilos de texto y gráficos; insertar gráficos de librerías; además contiene íconos que permiten el desarrollo del proyecto creando y configurando varios parámetros de importancia, también se puede desde el ícono "runtime" simular el proyecto, etc.

Herramientas Gráficas: Esta barra permite insertar formas básicas, botones, gráficos con extensiones jpg, bmp entre otras, crear curvas en tiempos reales e históricos, etc.

Scripts: Permite crear una lógica interna con condiciones, cálculos, etc. Esta lógica puede estar asociada a:

1.- Toda una aplicación (APPLICATION SCRIPTS)
2.- Una sola ventana (WINDOW SCRIPTS)
3.- Una tecla (KEY SCRIPTS)
4.- Una condición (CONDITION SCRIPTS)
5.- Cambio de un dato (DATA CHANGE SCRIPTS)
6.- Asociadas a un ActiveX
7.- Funciones Usuario (QUICKFUNCTIONS)

Windows: En esta sección se muestran todas las ventanas creadas.
Tools: Muestra ciertas herramientas de configuración.

En el ANEXO N se presenta el manual de usuario, donde, se pueden observar las pantallas desarrolladas para el proyecto, tanto para el sistema de monitoreo local como para el sistema remoto.

CAPÍTULO 4.
PRUEBAS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se realiza una serie de pruebas para verificar el funcionamiento del nuevo sistema implementado, con el fin de detectar posibles fallas y mejorar en caso de ser necesario, para cumplir con las garantías de operación y trabajo requeridas por la Central Termoeléctrica Santa Rosa.

4.1 PRUEBAS DE TABLEROS

Las pruebas de tableros permiten establecer posibles parámetros de falla, en lo que respecta al armado y cableado de los doble fondo. Se realizaron tres tipos de pruebas conforme se avanzaba la implementación de los tableros.

Distribución de Módulos: Para esta prueba se necesitan los planos de distribución de los tableros, con ellos se realiza una comparación de la distribución de los módulos en los planos con la distribución física.

Continuidad de cableado: Para esta prueba se utilizó un multímetro y los planos de conexión de borneras de campo y de módulos de expansión; con estas herramientas se descartan malas conexiones, cables rotos o flojos, borneras con terminales defectuosos.

Protecciones: Una vez realizadas las pruebas anteriores, se procede a conectar las fuentes que entreguen los voltajes de trabajo de los tableros, con ello se prueban las protecciones (fusibles, breaker), se conecta los fusibles uno a uno, se mide el voltaje que entrega la fuente, descartando así malas conexiones, fallas a tierra, etc.

En la primera prueba se obtuvo el resultado que se muestra en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Pruebas de Tableros Versión 1

Prueba de Tableros							
Descripción	TG1			TG2			TG3
	SL1	SL2	TC1	SL1	SL2	TC1	TC1
Distribución de módulos	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK

Continuidad de cableado	NO	OK	OK	OK	OK	NO	OK
Protecciones	OK	OK	OK	OK	OK	NO	OK

En el SL1 de la unidad uno se encuentra que un cable no se está haciendo contacto con su terminal tipo pin, para solucionar este problema se procede a cambiar de pin y ponchar correctamente el cable con su terminal; en el tablero master de la unidad dos se encuentra discontinuidad en uno de los cables de conexión por lo que se procede a sustituir este cable, en el mismo tablero se observa que al colocar el fusible no se encienden los módulos, se revisa el fusible y se lo encuentra abierto por lo tanto se decide reemplazarlo por otro de las mismas características. Con estas correcciones se procede a realizar nuevamente las pruebas y se obtiene:

Tabla 4.2: Pruebas de Tableros Versión 2

Prueba de Tableros							
Descripción	**TG1**			**TG2**			**TG3**
	SL1	**SL2**	**TC1**	**SL1**	**SL2**	**TC1**	**TC1**
Distribución de módulos	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
Continuidad de cableado	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
Protecciones	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK

4.2 PRUEBAS DE ENTRADAS Y SALIDAS DE SEÑALES DEL PLC

Para verificar los resultados y el correcto funcionamiento del PLC, se carga al mismo, el programa desarrollado mediante un cable de comunicación serial – USB TSX PCX 3030. En donde el programa contiene la configuración de dirección IP asignada al equipo; para que si se conectan nuevamente al PLC se realice la conexión mediante un cable de red normal.

Figura 4.1: Comunicación entre PC y PLC

En cambio, para los módulos distribuidos I/O se carga el programa con la respectiva configuración de dirección IP del módulo Ethernet mediante un cable de red normal.

Figura 4.2: Comunicación entre PC y módulos distribuidos I/O

Después de conectar ordenadamente todas las señales de monitoreo, se comprueba que el PLC está leyendo correctamente todas y cada una de las señales, tanto las que están conectadas directamente a sus módulos de expansión. Así como las que están conectadas a los módulos distribuidos y que

son leídas por el PLC mediante el barrido de direcciones IP a los módulos de red distribuidos.

4.3 PRUEBAS DE COMUNICACIÓN

Para la realización de las pruebas de comunicación entre la Red Ethernet y el PLC, Esclavos, Pantallas Touch, estación de trabajo del monitoreo centralizado, medidores de energía, DECS; se utiliza el programa propio de Windows “cmd.exe”, en el cual se escribe el comando “ping” y a continuación la dirección IP del equipo con el que se desea hacer la prueba.

Las pruebas de comunicación se las realizaron para los siguientes equipos:

Tabla 4.3: Asignaciones de dirección IP para los equipos

EQUIPO	UBICACIÓN	IP
PLC	Compartimento de Control	1XX.XX.1XX.80
HMI	Compartimento de Control	1XX.XX.1XX.81
SL-1	Caja de Accesorios	1XX.XX.1XX.82
SL-2	Excitatriz	1XX.XX.1XX.83
Medidor Principal	Switch House	1XX.XX.1XX.71
Medidor Respaldo	Switch House	1XX.XX.1XX.72
Auxiliares	Switch House	1XX.XX.1XX.73
Lantronix	Switch House	1XX.XX.1XX.239
PLC	Compartimento de Control	1XX.XX.1XX.110
HMI	Compartimento de Control	1XX.XX.1XX.111
SL-1	Caja de Accesorios	1XX.XX.1XX.112
SL-2	Excitatriz	1XX.XX.1XX.113
Medidor Principal	Switch House	1XX.XX.1XX.74
Medidor Respaldo	Switch House	1XX.XX.1XX.75
Auxiliares	Switch House	1XX.XX.1XX.76
Lantronix	Switch House	1XX.XX.1XX.240
PLC	Compartimento de Control	1XX.XX.1XX.151
HMI	Compartimento de Control	1XX.XX.1XX.152
Medidor Principal	Switch House	1XX.XX.1XX.77
Medidor Respaldo	Switch House	1XX.XX.1XX.78
Auxiliares	Switch House	1XX.XX.1XX.79
Lantronix	Switch House	1XX.XX.1XX.238
PC	Programación	1XX.XX.1XX.130

Por seguridad en la red interna de la unidad de negocios no es posible mostrar la estructura de las direcciones IP.

Si la prueba entrega un resultado positivo de comunicación existente, la pantalla mostrará este mensaje:

Figura 4.3: Respuesta positiva de prueba de Red Ethernet con PLC

Si la prueba entrega un resultado negativo de comunicación existente, la pantalla mostrará el siguiente mensaje:

Figura 4.4: Respuesta positiva de prueba de Red Ethernet con PLC

A continuación se muestran:

Prueba de red Ethernet con PLC

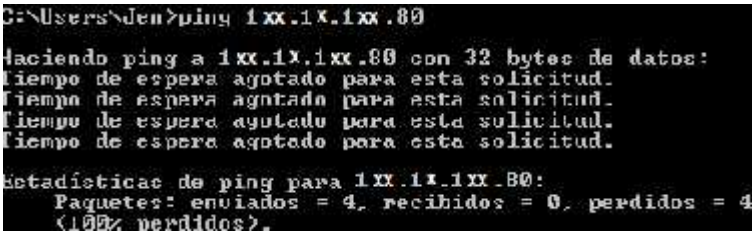


Figura 4.5: Prueba de Red Ethernet con PLC de la unidad 1 condición de falla.

Como se muestra en la imagen la prueba realizada entre la red Ethernet con el PLC indica que no existe comunicación, ya que no se recibieron los datos enviados. Con este resultado se procede a la revisión inicialmente de conexión del cable de red desde el equipo de pruebas hasta el PLC mencionado, en donde se encuentra que el problema de la falla de comunicación es porque el terminal RJ45 que se conecta en el Switch industrial del tablero master está roto, así que se procede que se procede a realizar el cambio y se repite la prueba dando como resultado:

Figura 4.6: Prueba de Red Ethernet con PLC de la unidad 1, conexión exitosa

Esta prueba se la realizó con los tres PLCs los cuales respondieron favorablemente, en la figura se muestra el comando de ejecución y resultado con la dirección IP de la unidad uno.

Prueba de red Ethernet con medidores de energía

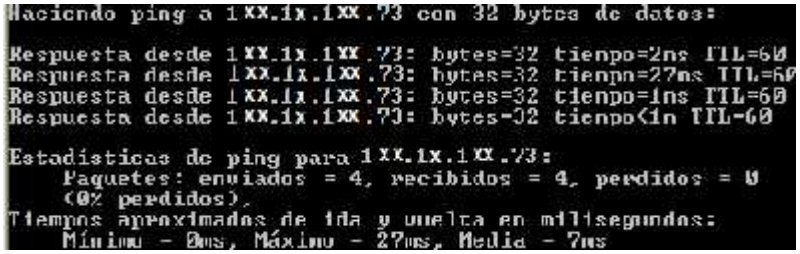


Figura 4.7: Prueba de Red Ethernet con Medidores de energía, conexión exitosa.

Esta prueba se la realizó con los seis medidores de energía entre principales y auxiliares, los cuales respondieron favorablemente, en la figura se muestra el comando de ejecución y resultado con la dirección IP del medidor auxiliar de la unidad uno.

Prueba de red Ethernet con Pantalla Touch

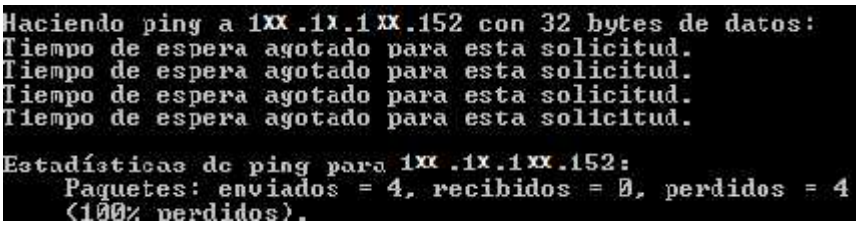


Figura 4.8: Prueba de Red Ethernet con Pantalla Touch de la unidad 3, condición de falla.

La prueba realizada dio como resultado desconexión de la red, se procedió a revisar la conexión del cable, hasta llegar al Compartimento de Control donde se encuentra la pantalla touch apagada. Se procedió a encender la pantalla y se produjo la comunicación sin ningún problema como se muestra en la Figura 4.9

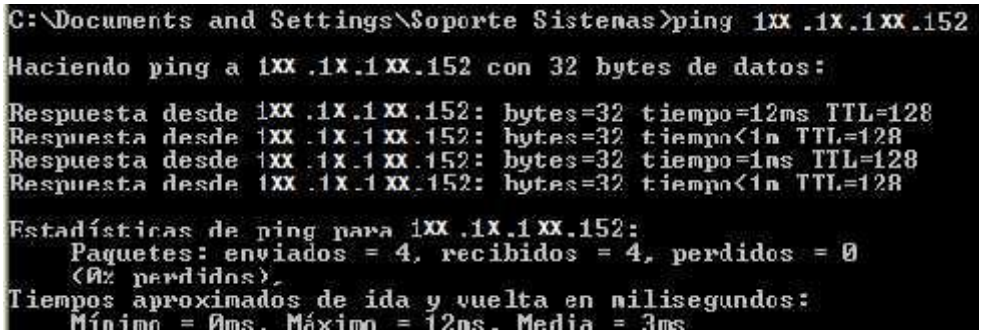


Figura 4.9: Prueba de Red Ethernet con Pantalla Touch de la unidad 3, conexión exitosa.

Prueba de red Ethernet con esclavos

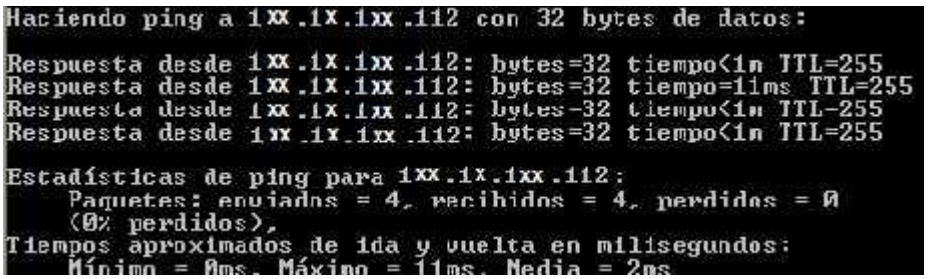


Figura 4.10: Prueba de Red Ethernet con SL1 de la unidad 2, conexión exitosa.

Como se muestra en la Figura 4.10 la comunicación entre el esclavo uno de la unidad 2 con la red Ethernet es exitosa, estas pruebas se las realizaron también con los tres esclavos restantes, donde se tuvo una respuesta positiva de comunicación.

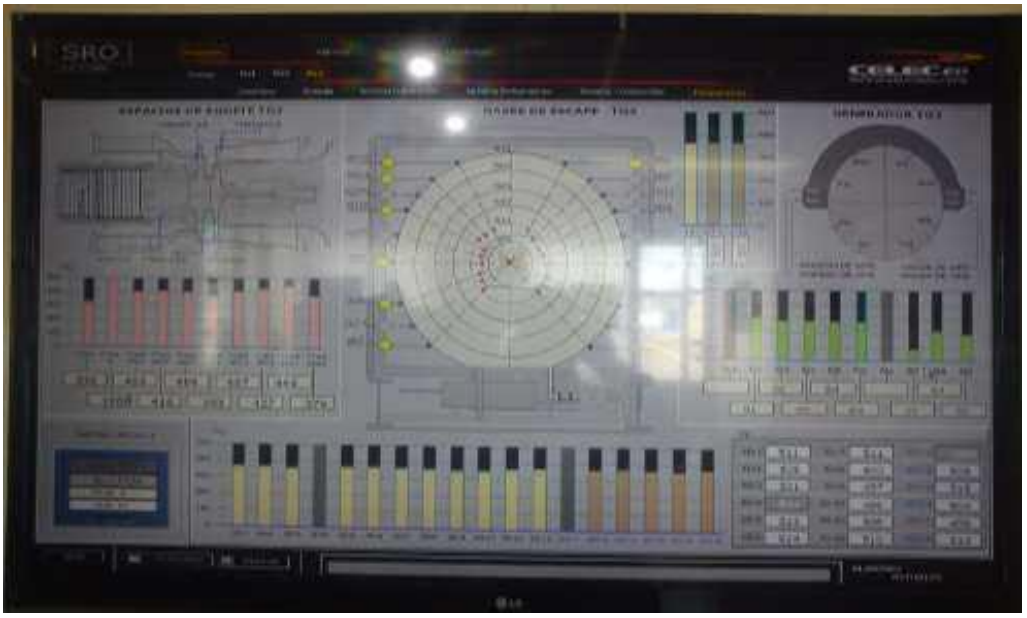
4.4 PRUEBAS DE VISUALIZACIÓN

Dentro del desarrollo de las pantallas locales y remotas fue necesario realizar ciertas pruebas de visualización en la parte gráfica como son: estructura de la pantalla, distribución, estandarización, color, imagen y animación, tamaño de íconos interactivos para el usuario.

Al ser diferente el tamaño de una pantalla local con la remota se hizo conveniente dividir ciertas pantallas para el HMI local que tiene medidas inferiores, establecer otro tipo de visualización de ciertas ventanas, pero cumpliendo los requerimientos del sistema. A continuación en la figura 4.9 se muestra un ejemplo de lo

mencionado con referencia a la división de pantallas y la diferencia de la estructura por cuestión espacio.

a) Estructura Pantalla Local



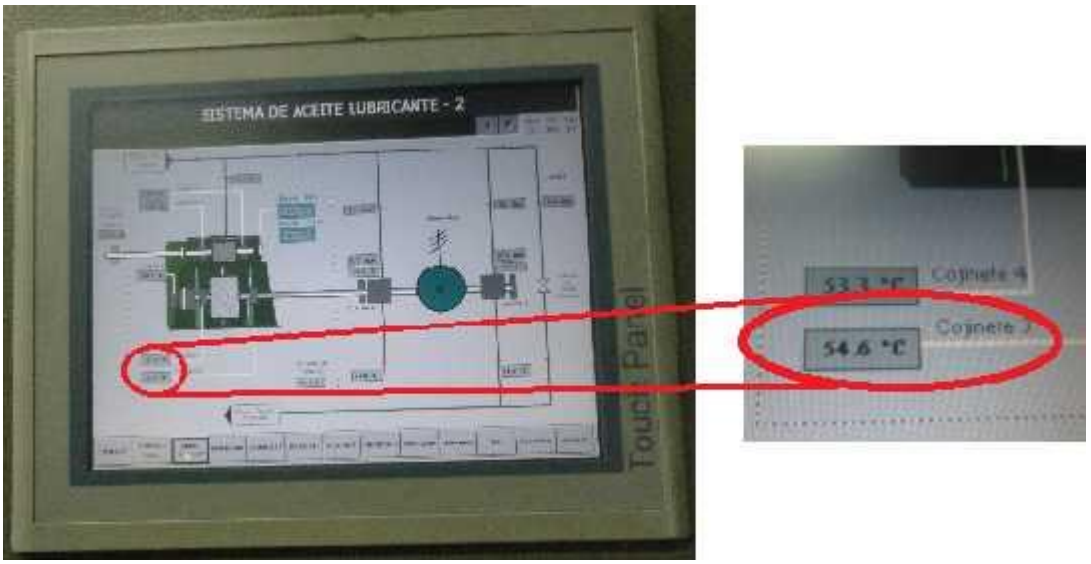
b) Estructura Pantalla Remota

Figura 4.11: Pruebas visuales de pantallas Local vs Remota. a y b

4.5 PRUEBA DE LECTURAS DE VARIABLES EN PANTALLAS

Con el calibrador de procesos se envía diferentes valores de cada una de las variables monitoreadas, para verificar el valor que llega a las pantallas de visualización y comprobar el margen de error que tienen los valores leídos por el instrumento con respecto a los valores mostrados en pantalla. Las siguientes figuras muestran un ejemplo del procedimiento realizado para estas pruebas a cada señal monitoreada.

a) Envío de señal con el calibrador de procesos



b) Valor visualizado en la pantalla local

Figura 4.12: Prueba de lectura en pantalla

Después de realizar estas pruebas en cada variable, se puede apreciar que los valores de las variables de presión que están conectadas a los módulos distribuidos, son totalmente diferentes. Por lo que observando a simple vista existe un error extremadamente grande.

El problema es que los módulos distribuidos envían datos no acondicionados internamente a unidades estándar, al PLC.

Se soluciona este problema creando un bloque de escalamiento en el programa del PLC de acuerdo a los rangos de trabajo que tienen los transmisores de presión utilizados. Caso muy diferente ocurre con los módulos de expansión que se configura por software el tipo de escala que se utilizará.

Ejemplo de cálculo de errores

A continuación se presenta un ejemplo realizado para calcular el porcentaje de error que existe en las variables. Para lo cual se utiliza la Ecuación 1 del error relativo porcentual.

$$Erp\% = \frac{|Vmedido - Vreal|}{Vreal} \times 100\% \qquad \text{Ecuación 4.1.}$$

Dónde:

Erp% = Error relativo porcentual
Vmedido = Valor medido
Vreal = Valor real

Se toma como referencia tres valores de temperatura del “Cojinete A del Generador Principal”.

A 30°C $\quad Erp\% = \frac{|29.6 - 30|}{30} \times 100\% = 1.33\%$

A 50°C $\quad Erp\% = \frac{|49.9 - 50|}{50} \times 100\% = 0.20\%$

A 70°C $Erp\% = \frac{|69.9 - 70|}{70} \times 100\% = 0.14\%$

Con estos resultados obtenidos se procede a calcular el valor medio del error relativo porcentual a partir de la Ecuación 4.2:

$$\overline{Erp} = \frac{\left(\sum_{i=1}^{n} Xi\right)}{n}$$ Ecuación 4.2.

$$\overline{Erp} = \frac{(1.33 + 0.20 + 0.14)}{3} = 0.56\%$$

Como se puede observar el error está dentro de los rangos permitidos para este tipo de aplicaciones.

En el Anexo L se presenta las tablas de pruebas y los errores obtenidos de las tres unidades de generación.

4.6 PRUEBAS DE ALARMAS

Para el sistema de monitoreo es importante que las alarmas generadas se activen en los eventos estrictamente necesarios para el grupo de operación de las máquinas. Dentro del sistema se establecen tres tipos de alarma:

Alarma de variables con Set Point establecido: Estas alarmas son generadas cuando el valor de la variable supera los límites ya sea en alto o en bajo los valores del Set Point establecido. Esta prueba se la realiza con un calibrador de procesos, con el cual se generaron valores que superan los Set Points y se muestran las alarmas tanto en la pantalla remota como el HMI local. Estas pruebas se realizaron en los puntos que se incluyeron dentro del sistema de monitoreo y que generan alarmas o disparos.

FECHA	HORA	DESCRIPCION	VARIABLE	Group
01 Oct 2013	14:58	ALARMA TG3, TEMPERATURA ALTA, COJINETE EMPUJE LIBRE	SR_3_HT_E..	TG3

Figura 4.13: Generación de una alarma mediante calibrador de proceso

Alarma por falla de instrumento: Estas alarmas se activan cuando un sensor se encuentra fuera de rango o cuando la conexión entre el módulo y el instrumento de campo tiene defecto por cable roto.

Para realizar la prueba de funcionamiento se procede a desconectar el cable que conecta al instrumento con el módulo de expansión o distribuido, la alarma se debe generar tanto en la pantalla remota como en la pantalla local.

A continuación se muestra en la Figura 4.14 un ejemplo de generación de este tipo de alarma.

a) Instrumento desconectado

b) Banner de pantalla local con alarma

c) Banner de pantalla remota con alarma

Figura 4.14: Pruebas de generación de alarmas por falla de instrumento a), b) y c).

Alarma por falla de red: Las alarmas también se generan por falta de comunicación entre el PLC con la estación remota de trabajo, por falta de comunicación entre esclavos, medidores de energía y DECS con el PLC, para esta prueba se procede a desconectar cualquiera de los cables que permiten la comunicación con los equipos antes mencionados. Además de las alarmas también se realiza una animación en las pantallas donde se distinguen cuáles son las conexiones que tienes falla.

Se presenta un problema al momento de generan la falla por desconexión del PLC con la estación remota, por lo cual se integra una subrutina de programación tanto el en PLC como en la interfaz logrando detectar y visualizar esta falla.

En la Figura 4.15 se muestra la pantalla de red industrial donde se puede distinguir la falla de conexión, con líneas rojas.

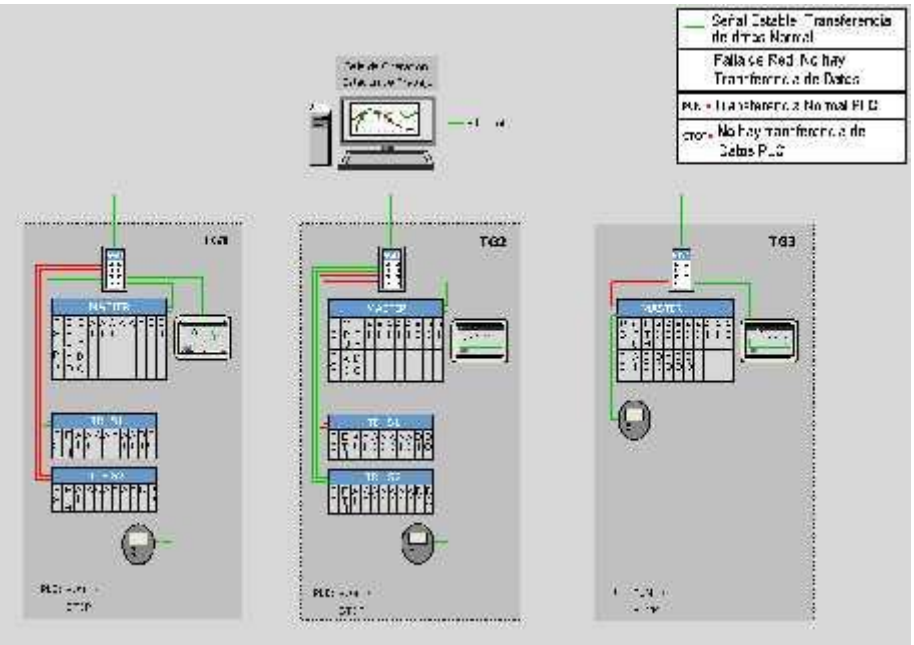


Figura 4.15: Pruebas de generación de alarmas por falla de red.

4.7 PRUEBAS DE PANTALLAS Y PARAMÉTROS DE CONTROL

Las pruebas desarrolladas para las pantallas y parámetros de control se describen a continuación:

Pantalla de Gases Escape: Dentro de las pruebas para la pantalla de gases escape se utiliza el calibrador de procesos para generar condiciones de falla y comprobar que el control automático actúe de manera correcta, también se realizan las pruebas de la interfaz que permite deshabilitar las señales. Obteniendo así de manera satisfactoria los resultados esperados.

Pantalla de Ingeniería: Para esta pantalla se realizaron dos tipos de pruebas, primero el funcionamiento del ingreso mediante clave, donde, se ingresaron varias claves erróneas y no se habilitó la pantalla, está solo se habilitó cuando se ingresó la clave correcta, concluyendo así con éxito la prueba.

Dentro del ingreso y cambio de valores de Set Point las pruebas se orientaron en no sobrepasar los rangos límites permitidos para la operación de la máquina, ingresando así valores dentro y fuera del rango, en una primera etapa se pudo ingresar valores que superaban los rangos de disparo y revisando la configuración se encontró el error en uno de los parámetros, éste no tenía restricción de límite

en los valores de ingreso, corrigiendo esta configuración se obtuvo el resultado deseado.

Pantalla de Control: En esta pantalla la prueba se la realizó variando la carga mediante la interfaz de control, se pudo observar que la variación realizada era muy semejante a la variación que leían los medidores de energía.

A continuación se muestra la pantalla de Gases Escape donde se cumple con la deshabilitación automática de la señal TTXD-1 en condición de falla, y la deshabilitación manual de la termocupla TTXD-3.

a) Deshabilitación automática

b) Deshabilitación manual

c) Interfaz antigua para deshabilitación

d) Interfaz nueva para deshabilitación

Figura 4.16: Pruebas de pantalla de control (Gases Escape).

4.8 PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO DE EQUIPOS EXTRAS

En esta prueba se consideraron como equipos extras al conversor de frecuencia a voltaje y los medidores de energía.

Conversor Frecuencia a Voltaje

Para la prueba del conversor de frecuencia a voltaje se utilizaron los siguientes equipos:

Tabla 4.4: Pruebas de generación de alarmas por falla de red.

EQUIPO	MARCA	MODELO
Osciloscopio	Fluke	190-204
Generador de funciones	Tektronix	CFG250
Conversor F -V	Cabur	
Fuente		1660

Procedimiento: Se procede a armar el circuito de simulación de señales para determinar el funcionamiento del conversor, donde, el generador de funciones entrega la señal de entrada para el conversor, esta señal también será visualizada en el osciloscopio, el cual a la vez permitirá observar la señal de salida del Cabur, con el valor de interés en este caso de voltaje.

Figura 4.17: Pruebas de funcionamiento del conversor de frecuencia a voltaje

Una vez armado el circuito se prosigue a enviar señales a diferentes frecuencias entre 0 y 5Khz, y a la salida se obtiene entre 0 y 9,98VDC correspondientemente,

con lo cual se determina que el funcionamiento del equipo es el requerido para esta aplicación.

Medidores de Energía

Después de las configuraciones establecidas en los medidores ION 8600, se puede realizar una comparación de los valores entregados por estos medidores con respecto a los valores analógicos que se muestran en la Sala de Operación y en el Switch House, con esto se puede evidenciar que la implementación y la configuración de los nuevos medidores está correctamente realizada.

Figura 4.18: Pruebas de funcionamiento del medidor de energía

4.9 PRUEBAS DE ADAPTACIÓN DEL PERSONAL DE EJECUCIÓN CON EL NUEVO SISTEMA DE MONITOREO

Para última etapa de pruebas del sistema con el personal propio de ejecución de la planta se realizó una inducción orientada hacia el departamento de operación, técnico y de jefatura de la central, donde se pudo indicar en detalle el manejo de las interfaces, además se entregaron dos manuales de operación tanto del sistema local como del remoto centralizado.

Para todo sistema nuevo, toma un tiempo su adaptación, no fue diferente para este proyecto, tomó alrededor dos semanas la integración efectiva del personal con esta nueva herramienta.

Figura 4.19: Pruebas de adaptación de personal de ejecución con el nuevo sistema de monitoreo

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

Una vez concluido el proyecto se pueden establecer las siguientes conclusiones:

- El sistema de monitoreo diseñado e implementado, logra satisfacer los requerimientos solicitados, y además se añaden extras que no se tenía inicialmente como objetivo, que es el control de ciertas partes del proceso.

- La realización del análisis y estudio del funcionamiento de las turbinas permitió conocer el proceso, siendo una herramienta clave al momento de iniciar el diseño e implementación del proyecto.

- La definición e instalación de la instrumentación en los puntos estratégicos, se realizó minuciosamente, dando como resultado confiabilidad de los datos que se visualizan en las diferentes pantallas de monitoreo y luego de las pruebas realizadas se pudo corroborar que la asignación de los puntos de instrumentación fue la correcta.

- El dimensionamiento de recursos y equipos se basó en estudios realizados con manuales, planos y otro tipo de información técnica, tomando también en cuenta la asignación económica, obteniendo así el monitoreo de los parámetros inicialmente propuestos y con la posibilidad de integración de nuevo módulos, señales y equipos de adquisición, dejado una plataforma para la continuidad de la modernización de las turbinas de generación.

- La distribución de los equipos, tableros y elementos que intervienen en la implementación de este nuevo sistema, se realizó de manera satisfactoria, optimizando el espacio y los recursos que ofrecen las Turbinas de Generación.

- La instalación y programación del PLC cumple con los requerimientos esperados, logrando realizar los algoritmos necesarios para que el procesamiento de datos sea confiable y expandible, permitiendo así desarrollar el control de ciertos parámetros.

- Con el desarrollo del sistema de detección de fallas se logró encontrar condiciones de averías en ciertos instrumentos, desconexión de módulos de adquisición ya sean de expansión o los distribuidos, así como también se revelaron las fallas operativas propias del proceso en variables con Set Point establecidos, por lo tanto el sistema de detección trabaja de manera óptima.

- Las interfaces desarrolladas para el sistema de monitoreo permitieron al operador la visualización y recolección de datos de los parámetros, además el sistema de monitoreo centralizado entrega gráficas de históricos que permiten el análisis del comportamiento de las variables bajo ciertas condiciones de operación, así se cumplió con los requerimientos solicitados por el área de mantenimiento técnico y operativo.

- Con los nuevos equipos de medición de energía, el procesamiento y la recopilación de datos es más rápida y confiable porque al estar integrados a la red Ethernet se puede observar estos parámetros en los HMI locales y remoto, a comparación de los anteriores medidores que manejaban una baja transmisión de datos y requerían conexión directa con el computador para descargar los mismos.

- Cualquier cambio que aparezca en el desarrollo de un proyecto de esta magnitud, puede perturbar las definiciones de los parámetros, los alcances y el tiempo de ejecución inicialmente establecidos.

5.2 RECOMENDACIONES

Después de los resultados obtenidos y del estudio realizado en el desarrollo de sistema de monitoreo se pueden realizar las siguientes recomendaciones:

- Instalar sensores de nivel para poder medir la cantidad de combustible que ingresa a los tanques de reserva y la cantidad de combustible que consumen las turbinas de generación, con esto se optimizaría el tiempo en la toma de estos datos, ya que el aforo manual que se realiza para sensar esta variable demanda mucho tiempo en el trabajo del operador de turno y del bodeguero, además este procedimiento no tiene un alto grado de confiabilidad por lo que ocasiona ciertos problemas en la generación de informes.

- Dar continuidad al retiro de tarjetas electrónicas cuyos elementos no son posibles encontrar en el mercado y reemplazarlas con dispositivos electrónicos modernos que cumplan con los requerimientos operativos, para esto es necesario realizar estudios paso a paso del funcionamiento de cada tarjeta y determinar la viabilidad del reemplazo.

- El reemplazo de termo-switch, por sensores como termocuplas o RTDs con el algoritmo de control necesario para realizar la misma función es menos costoso en un 80% que comprar nuevos termo-switch; por lo tanto, es recomendable realizar este procedimiento.

- Un sistema de monitoreo debe ser expansible, ya que permite integrar a futuro variables o algoritmos que pueden ser necesarios en otra etapa, para esto se debe realizar un análisis de dimensionamiento técnico y económico de los equipos que se adquirirán para no sub dimensionar, ni sobre dimensionar al sistema.

- Las unidades de generación TG1 y TG2 son más rentables que la TG3 en cuestiones económicas y demanda del sistema interconectado, debido a generan potencia reactiva actuando como compensadores sincrónicos, por esto es recomendable continuar con el proceso de modernización para dar mayor confiabilidad y acortar los tiempos de horas no operativas de las maquinas por cuestiones de fallas que podrían ser evitadas con el desarrollo de este procedimiento.

- Para el desarrollo de las interfaces visuales es importante considerar las opiniones de las personas que van a manipular estos dispositivos, logrando así conseguir pantallas estéticamente visuales y a la vez operativas.

- Instalar y manipular los equipos e instrumentos siguiendo las normas y procedimientos que generalmente se indica en sus catálogos, para evitar daños y generar gastos innecesarios que en ocasiones la empresa no cuenta con el presupuesto asignado para este tipo de sucesos.

- Se recomienda revisar qué tipo de tramas y en que registros se encuentran los parámetros que se desea integrar a un sistema de monitoreo, evitando así la pérdida de datos y de tiempo al momento de querer registrarlos desde otro equipo maestro, como un PLC.

- Las pruebas y resultados son confiables cuando se utiliza equipos de calibración que cuenten con sus certificados actualizados, caso contrario por más que se instalen los mejores equipos e instrumentos, los puntos de activación y los rangos de trabajo no estarán dentro de las condiciones operativas que requieren ciertas partes del sistema.

- Se debe verificar factores como consumo de corriente, manejo de carga, entre otros, tanto para las tarjetas electrónicas de un sistema de control antiguo, como para los canales de entradas y salidas de los módulos de un PLC que formará parte de un nuevo sistema de control actual.

BIBLIOGRAFÍA

[1] http://www.turbinasdegas.com/index.php/principios-de-funcionamiento/89-principios-de-funcionamiento

[2] http://www.edutecne.utn.edu.ar/maquinas_termicas/03-turbina_a_gas.pdf

[3] http://eribera_bo.tripod.com/ciclo_brayton.html

[4] *Fuente: Central Termoeléctrica "Santa Rosa"*

[5] Manual de operación y mantenimiento de las turbinas AEG-KANIS Modelo MS 5001

[6] http://es.scribd.com/doc/72512727/La-Turbina-a-Gas-y-Sus-Sistemas.pdf

[7] http://es.scribd.com/doc/6851050/Curso-ISA-Presentation-Instrumentacion-Basica

[8] http://www.scribd.com/doc/73941455/Instrumentos-de-Presion

[9] http://www.elprisma.com/apuntes/ingenieria_mecanica/vibracionesmecanicas/

[10] http://potenciaelectrica.wikispaces.com/4+Potencia+Activa+-+Reactiva+-+Aparente

[11] http://www.definicionabc.com/ciencia/voltaje.php#ixzz2UnuR5rCZ

[12] http://www.ecured.cu/index.php/Frecuencia

[13] http://www.academiatesto.com.ar/cms/?q=la-variable-medir-velocidad-de-turbina

[14] http://www.monografias.com/trabajos60/instrumentacion-metrologia/instrumentacion-metrologia2.shtml

[15] http://www.metas.com.mx/guiametas/La-Guia-MetAs-02-07-TC.pdf

[16] http://www.metring.com/notes/HI-10-10-MT2009.pdf

[17] http://www.itescam.edu.mx/principal/sylabus/fpdb/recursos/r81666.PDF

[18] http://www.fluidpower.com.mx/files/Norgren_Presostatos_18S.pdf

[19] http://pels.edv.uniovi.es/pels/pels/Pdf/Tesis/Tesis_Almudena_Sanchez.pdf

[20] http://robots-argentina.com.ar/Sensores_magnetismo.htm

[21] http://control-utb.blogspot.com/2010/09/convertidores-de-frecuencia-voltaje.html

[22] http://www.inti.gov.ar/metrologia/pdf/energia_activa.pdf

[23] http://tv.uvigo.es/uploads/material/Video/1567/ISAD_Tema6.pdf

[24] http://isa.uniovi.es/docencia/iea/teoria/comunicacionesindustrialesdocumento.pdf

[25] http://es.scribd.com/doc/144026483/Comunicaciones-Industriales-by-Luis-MARTINEZ-Vicente-GUERRERO-Ramon-YUSTE-And-Alfaomega-Grupo-Editor

[26] http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=1034&edi=55

[27] http://es.scribd.com/doc/144026483/Comunicaciones-Industriales-by-Luis-MARTINEZ-Vicente-GUERRERO-Ramon-YUSTE-And-Alfaomega-Grupo-Editor

[28] http://es.kioskea.net/contents/256-topologia-de-red

[29] http://digital.ni.com/public.nsf/allkb/FBC1B7FFBCBAA0A1862573A70080D4BA

[30] http://snsoresdetemperatura.blogspot.com/

[31] CC

[32] http://www.ingecozs.com/pt100.pdf

[33] http://www.arian.cl/downloads/nt-004.pdf

[34] http://www.wika.com.ar/upload/DS_PE8101_es_es_1389.pdf

[35] http://www.disetec-ec.com/productospe.html

[36] *GENERAL ELECTRIC, Mark II Speed Tronic Controls Seminar, Maracaibo, Marzo 1980.*

[37] http://www.cramelectro.com/wordpress/index.php/see/

[38] http://www.cabur.it/catalogo/elettronica/e_cat_097.pdf

[39] http://www.metrixvibration.com/tenants/metrix/documents/1004251.pdf

[40] http://www.tracepartsonline.net/(S(awihgzqrjqzg0f45olpjn145))/partdetails.aspx?Class=SCHNEIDER_ELECTRIC_DISTRI&PartID=10-23072012060616&descr=Energy%20meter%20ION8600;%20PowerLogic

[41] http://www.energobit.com/USR_uploads/ContentCMS/produse/servicii/telegestiune/8600/Catalog%20ION%208600.pd

[42] http://www.schneider-electric.com/products/us/en/52400-plc-pac-rtu-and-distributed-i-o/52410-industrial-process-and-oems/537-modicon-premium-pac/

[43] http://www.schneider-electric.com/products/ww/en/3900-pac-plc-other-controllers/3930-distributed-i-o/606-modicon-stb/

[44] http://www.weidmuller.es/96952/Productos/Electrnica-y-Automatizacin/Fuentes-de-Alimentacin/Catlogos/cw_index_v2.aspx

[45] http://catalog.weidmueller.com/catalog/Start.do?localeId=en_DE&ObjectID=8896970000

[46] http://www.dlinkla.com/des-1008a

[47] http://www.signamax.com/switches/48-5-and-8-port-10100-unmanaged-desktop-mini-switches

[48] http://datasheet.octopart.com/TCSESU053FN0-Schneider-Electric-datasheet-14412197.pdf

[49] http://www.importronic.net/automatizacion/equipos_lantronix.html

[50] http://www.onyougo.es/lantronix-uds1100-iap-servidor-de-dispositivos_pi716726

[51] http://www.svaltera.ua/upload/iblock/174/VIPA_TouchPanel_Broschuere.pdf

[52] http://www.vipa.com/import/output/62M-JEE0_en.pdf

[53] schneideronline.com.au/attachment.php?id...2761

[54] schneideronline.com.au/attachment.php?id...3300

[55] electricidad-viatger.blogspot.com

[56] http://electricidad-viatger.blogspot.com/2008/05/fusibles.html

[57] http://www.tme.eu/es/details/zkmd-1a/fusibles-5x25mm-medio-retardados/eska/525217/#http://es.farnell.com/eaton-moeller/plsm-c6/disyuntor-6a- unipolar/dp/1085666

[58] http://www.schneider-electric.com/products/cl/ls/5100-software/5140-pac-software-de-programacion-plc/548-unity-pro/?BUSINESS=1

[59] http://www.vipa.es/index.php?id=145

[60] A: http://www.wonderware.es/contents/WonderwareHMISCADA.asp

[61] http://www.investigacion.frc.utn.edu.ar/sensores/Equipamiento/Wonderware/InTouchUG.pdf

[62] ftp://toomtekstiil.ee/DI/SC/MBENET.html