



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
ESPECIALIZACIÓN EN CONTROL AUTOMÁTICO E INSTRUMENTACIÓN EN  
PROCESOS INDUSTRIALES

ARQUITECTURA PARA LA MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL PARA  
UNIDADES DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA TIPO CONVENCIONAL CON  
CAPACIDAD IGUAL O MAYOR A 150MW.

TESINA  
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
ESPECIALISTA

PRESENTA:  
JUAN ANTONIO FERNANDEZ CORREA

TUTOR DR. PAUL ROLANDO MAYA ORTIZ  
FACULTAD DE INGENIERÍA

MÉXICO, D. F. OCTUBRE 2013



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## Contenido

<b>1.</b>	<b>Información General.....</b>	<b>4</b>
1.1	Antecedentes.....	4
1.2	Objetivo del Proyecto: .....	4
1.3	Panorama General de la CFE:.....	4
1.4	Panorama General de los Sistemas de Control de Unidades Termoeléctricas .....	5
1.5	Definición de la Problemática de Obsolescencia y la Modernización como alternativa de solución. ....	6
<b>2.</b>	<b>Normas, Códigos y Otros Documentos Aplicables.....</b>	<b>11</b>
2.1	Normas Internacionales:.....	11
2.2	Otros códigos aplicables .....	17
2.3	Manuales, Normas y Especificaciones de la CFE.....	18
<b>3</b>	<b>Características de los Equipos, Sistemas y Servicios Solicitados .....</b>	<b>20</b>
3.1	Criterios Generales de Diseño.....	20
3.1.1	Generalidades.....	20
3.1.2	Requisitos Generales del Sistema Integral de Control.....	20
3.1.3	Distribución Geográfica del Sistema Integral de Control.....	25
3.1.4	Organización del Sistema Integral de Control .....	26
3.1.5	Nivel de Automatización del Sistema Integral de Control .....	26
3.1.6	Tiempos de Respuesta del Sistema .....	28
3.2	Equipos en Sala de Control, Laboratorio Químico, Oficina del Jefe de Turno, Área de Ingeniería, Oficina de Instrumentación y Control, y Análisis y Resultados.....	28
3.2.1	Arreglos de Equipos.....	28
3.2.2	Características de Equipos de Sala de Control, Laboratorio Químico, Oficina del Jefe de Turno y Oficina de Instrumentación y Control.....	29
3.3	Dispositivos de Procesamiento, Control y Comunicación del Sistema Integral de Control .....	33
3.3.1	Características de Equipo de Control y Servidores.....	33
3.3.2	Sincronización de Relojes por GPS del Sistema Integral.....	37
3.3.3	Programación .....	37
3.3.4	Comunicación .....	38
3.4	Manejo de Señales de Entrada y Salida del Sistema Integral de Control.....	39
3.4.1	Características del Acondicionamiento .....	39
3.4.2	Supervisión o monitoreo del acondicionamiento .....	41
3.4.3	Medición y Señales Binarias Redundantes .....	41
3.4.4	Medición de Temperatura.....	43
3.4.5	Capacidad Adicional de Tarjetas de Entradas / Salidas .....	43
3.4.6	Equipo de Campo Nuevo .....	43
3.4.7	Listado de Mediciones y accionamientos (Entradas / Salidas).....	44
3.5	Procesamiento y Gestión de la Información del Sistema Integral de Control .....	46
3.5.1	Presentación de la Información a Operadores.....	46
3.5.2	Sistema de Alarmas .....	48
3.5.3	Históricos, Registro de Eventos y Reportes .....	49
3.5.4	Cálculos del Sistema .....	50
3.5.5	Almacenamiento Masivo de Datos.....	53
3.5.6	Servidor Web / OPC.....	53
3.6	Control Analógico.....	55
3.6.1	Generalidades.....	55
3.6.2	Circuitos de Control Analógico .....	55
3.6.3	Integración de conceptos de Control avanzado para el Control Analógico.....	57
3.6.4	Capacidad del Sistema para el Control Analógico .....	59
3.6.5	Elementos Finales de Control .....	60

3.7	Control Lógico y Protección .....	60
3.7.1	Organización del Control Lógico .....	60
3.7.2	Jerarquía del Control Lógico .....	61
3.7.3	Protección de la Unidad Generadora .....	62
3.7.4	Capacidad del Sistema Integral para el Control Lógico .....	62
3.7.5	Características Adicionales del Control Lógico .....	62
3.7.6	Interfaz de Control Lógico con Campo .....	63
3.8	Control, Protección y Supervisorio de Turbina .....	64
3.8.1	Sistema de Control Electrohidráulico EHC.....	64
3.9	Equipo de Campo a Suministrar.....	64
3.10	Sistema de Sincronización.....	65
3.11	Integración de otros Sistemas al Sistema Integral de Control .....	65
3.11.1	Sistema de pulidores de condensado .....	65
3.11.2	Sistema de Regulación Automático de Voltaje .....	66
3.12	Alimentación Eléctrica .....	66
3.12.1	Alimentación Eléctrica .....	66
3.12.2	Gabinetes de distribución.....	67
3.12.3	Aire Acondicionado .....	67
3.13	Cableado y Gabinetes .....	68
3.13.1	Cableado.....	68
3.13.2	Gabinetes, Consolas y Cajas terminales. ....	69
3.14	Partes de Repuesto y Otros Suministros.....	69
3.14.1	Partes de Repuesto.....	69
3.14.2	Material de Consumo .....	70
3.15	Capacitación.....	70
3.15.1	Objetivo de los cursos de capacitación.....	70
3.15.2	Requisitos de la Capacitación .....	72
<b>4</b>	<b>Información técnica requerida con el proyecto.....</b>	<b>74</b>
4.1	Generalidades .....	74
4.1.1	Libro de Anteproyecto.....	74
4.1.2	Informes de Avance .....	74
4.1.3	Lista Maestra de Equipos e Instrumentación .....	74
<b>5</b>	<b>Listado de Anexos.....</b>	<b>75</b>

## 1. Información General

### 1.1 Antecedentes

A través de este trabajo, se pretende generar una base documental estandarizada, en materia de especificación técnica para la adquisición de soluciones de Sistemas de Control, de manera tal que permita a los ingenieros de la CFE adaptar únicamente los requerimientos particulares de sus centrales generadoras para obtener de manera ágil y práctica los documentos necesarios para llevar a cabo los proyectos de modernización de los sistemas de control, que cuentan con problemática definida en cuanto a obsolescencia de equipos y falta de refaccionamiento, provocado por la salida de producción de los equipos con los que cuentan actualmente sus centros de trabajo.

Este desarrollo está orientado para que su manejo sea de fácil inserción en la documentación requerida para la conformación de expedientes en el proceso de compra mediante el cumplimiento de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público así como la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las mismas, teniendo en consideración la recepción de una oferta de parte de algún proveedor u ofertante que participe en los procesos de compra cualesquiera que fueran los procedimientos.

### 1.2 Objetivo del Proyecto:

El presente documento tiene como objetivo el establecer los requerimientos mínimos necesarios en materia de especificación técnica para llevar a cabo los proyectos de modernización de los sistemas de control de unidades generadoras de energía del tipo vapor, en centrales termoeléctricas convencionales de una capacidad mayor o igual a 150Mw.

### 1.3 Panorama General de la CFE:

Actualmente, la CFE en el ámbito de la Subdirección de Generación, proceso sustantivo encargado de la operación y mantenimiento del parque de centrales generadoras de la República Mexicana, cuenta con una conformación del parque nacional de unidades de generación de energía eléctrica compuesto de la siguiente manera:

CAPACIDAD EFECTIVA INSTALADA CENTRALES Y UNIDADES GENERADORAS				
TIPO	NÚMERO DE CENTRALES	UNIDADES	CAPACIDAD MW	%
VAPOR CONVENCIONAL	25	87	11,698.600	31.23
DUAL	1	7	2,778.360	7.42
CARBOELÉCTRICA	2	8	2,600.000	6.94
CICLO COMBINADO	13	59	5,966.383	15.93
GEOTERMOELÉCTRICA	7	38	823.400	2.20
TURBOGÁS	30	71	1,867.675	4.99
COMBUSTIÓN INTERNA	9	57	248.705	0.66
TURBOGÁS MÓVIL		11	115.400	0.31
COMBUSTIÓN INTERNA MÓVIL		19	3.110	0.01
HIDROELÉCTRICA	64	178	11,266.778	30.08
EOLIELÉCTRICA	3	106	86.750	0.23
<b>TOTAL S.D.G.</b>	<b>154</b>	<b>641</b>	<b>37,455.161</b>	<b>100</b>
NUCLEAR	1	2	1,610.000	
<b>TOTAL C.F.E.</b>	<b>155</b>	<b>643</b>	<b>39,065.161</b>	

Fig. 1: Capacidad Efectiva Instalada Subdirección de Generación CFE

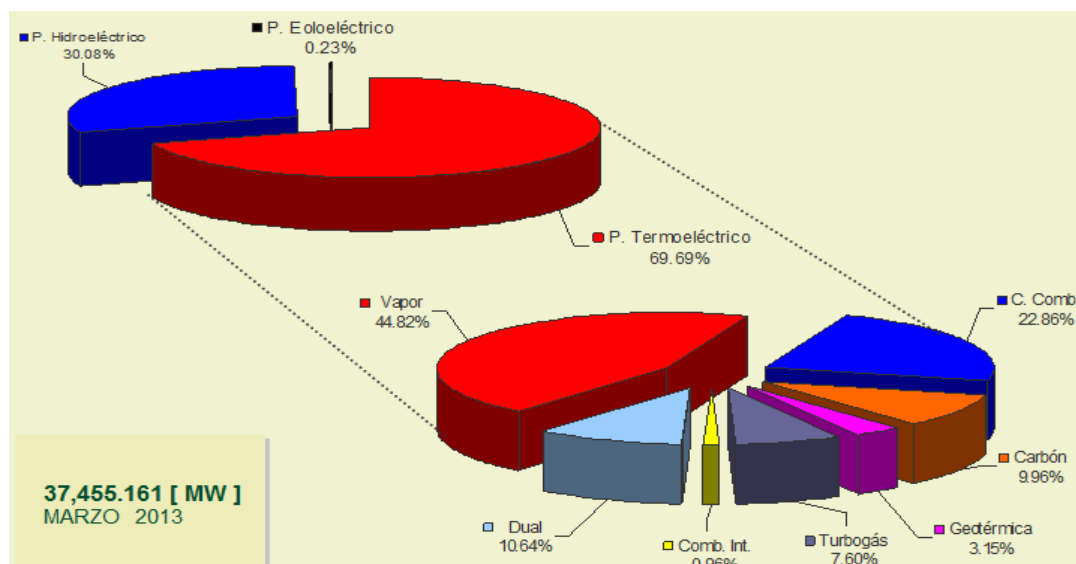


Fig2. Capacidad Efectiva Instalada por tipo de Tecnología CFE

#### 1.4 Panorama General de los Sistemas de Control de Unidades Termoeléctricas

En el ámbito de los procesos sustantivos de la Dirección de Operaciones de la CFE, la Subdirección de Generación estableció la necesidad de configurar proyectos específicos que atiendan la modernización de los sistemas de control con los que cuentan las centrales generadoras. Lo anterior debido al constante cambio tecnológico que presenta en la industria, aunado a la problemática de obsolescencia de equipos y la falta de refaccionamiento, con el fin de mantener operando estos sistemas en condiciones adecuadas de disponibilidad y confiabilidad para brindar el servicio de suministro de energía eléctrica a los clientes finales.

En el parque de centrales generadoras del tipo termoeléctrico, se encuentran una gran variedad de marcas y fabricantes de sistemas de control, que sin importar cuál de éstos sea el que se encuentre instalado, requiere ser operado en regímenes de disponibilidad total (24/7) debido a la demanda de energía que requiere el país. En un censo realizado durante el año 2012, se encontró que la distribución de sistemas de control instalados en 154 unidades generadoras base del parque de la Subdirección de Generación, de acuerdo a la clasificación por fabricante, presentaba la siguiente información:

#### Distribución por Fabricante DCS

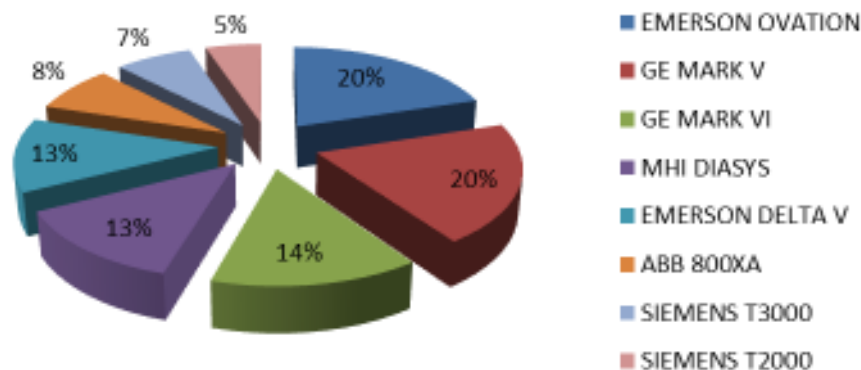


Figura3: Distribución por tipo de Fabricante en censo realizado en 2012 sobre 154 unidades generadoras termoeléctricas

Con base en lo anterior se puede determinar que la gran diversidad de fabricantes que cuentan con sistemas instalados en las unidades de la SDG y que tienen estrategias propias para construir e implantar sus soluciones de control, provoca la necesidad de mantener, con el fin de llevar a cabo los proyectos de modernización, una visión global en el momento de establecer la especificación de los requerimientos funcionales que deben tener las plataformas de control. Esta visión permitirá generar proyectos donde se establezca una red integrada de automatización para el control, monitoreo, supervisión y medición del proceso en tiempo real, de manera tal que se pueda extender el tiempo de vida útil de los activos principales.

En el Anexo A, se presenta una tabla resumen a manera de ejemplo de las actividades de monitoreo del tiempo de vida y estado de funcionamiento que realiza la Subgerencia de Instrumentación y Control de la SDG, en conjunto con los fabricantes y grandes proveedores para realizar la planeación de la sustitución ordenada de los sistemas de control.

### **1.5 Definición de la Problemática de Obsolescencia y la Modernización como alternativa de solución.**

En la estructura de la CFE se encuentra constituida la Dirección de Operación (DDO) como una unidad administrativa con facultades para atender los aspectos técnicos-operativos relacionados con la generación de energía eléctrica, e internamente le compete a la Subdirección de Generación (SDG) establecer las normas, objetivos y metas para garantizar la disponibilidad, continuidad, calidad y economía del proceso de generación de energía eléctrica; además de dirigir la planeación, estudios, proyectos, programas y presupuestos para la operación de las instalaciones de generación; así como planear, coordinar y supervisar las acciones relacionadas con la operación y mantenimiento de las centrales generadoras que integran el Sistema Eléctrico Nacional en donde algunos de los sistemas de control de las unidades generadoras han quedado obsoletos, mientras que la demanda del sistema continúa incrementándose.

El parque termoeléctrico de Unidades Generadoras al estar en operación continua, debe recibir el mantenimiento programado a sus equipos y sistemas que las conforman para asegurar que aportarán la energía eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional prevista en los diversos estudios realizados por la entidad.

De acuerdo con un análisis realizado sobre el comportamiento de la demanda de energía eléctrica en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2012-2026, se estima que la energía bruta del SEN crecerá con una tasa media anual de 3.5%, así mismo se estima que la demanda máxima tendrá un crecimiento promedio anual de 4.0% durante 2011-2026.

Los mantenimientos programados tienen la finalidad de conservar la confiabilidad, disponibilidad y eficiencia de los equipos principales y auxiliares del parque de generación, las cuales se deterioran debido a la operación a que son sometidos.

El proceso de generación termoeléctrica se lleva a cabo mediante el parque termoeléctrico de unidades generadoras cuyos equipos principales (turbina, generador eléctrico y transformador principal), auxiliares y sistemas de control, durante su operación normal están sometidos a condiciones físicas tales como altas presiones y temperaturas, fricción, velocidad de giro, etc., que provocan el desgaste, envejecimiento, ensuciamiento y en general el consumo de la vida útil de los componentes que integran estos equipos. Los efectos inmediatos se traducen en incremento del consumo de combustible por la pérdida de eficiencia en las transformaciones de energía que ocurren en el proceso. Adicionalmente, estos desgastes y envejecimiento de los componentes

provocan fallas y en consecuencia la interrupción del servicio y el decremento en la capacidad de generación de las Unidades, disminuyendo de esta forma su disponibilidad y eficiencia térmica.

Para minimizar estos efectos es necesario realizar el mantenimiento programado de los equipos y/o modernización a los sistemas de control en dichas unidades generadoras con la finalidad de conservar o restituir las condiciones de operación mediante acciones contempladas en el alcance del Proyecto.

Los sistemas de control, coordinan y supervisan la operación de los sistemas y equipos mecánicos, eléctricos e instrumentación que se integran para la conversión de energía en el proceso de generación de las unidades de las centrales termoeléctricas, presentando en la consola del operador de la Unidad los estados de cada uno de los sistemas, efectuando las acciones automáticas de control que conduzcan a la operación segura y económica de la unidad en condiciones normales y de emergencia, bajo los criterios de diseño de los fabricantes, inhibiendo, habilitando, suspendiendo u ordenando los cambios para llevar al estado deseado los equipos o accionamientos, a fin de evitar operaciones inseguras y la protección de los equipos del proceso.

Las tareas principales de los sistemas de control de la Unidad son: el control lógico, el control analógico, el control de grupos y subgrupos funcionales y el control individual de cada uno de los equipos del proceso, de acuerdo con las señales de demanda y con los programas de operación preestablecidos. El nivel de automatización del control requerido es completo, de tal forma que en forma automática o en forma manual por medio de los comandos en las estaciones de operación en el cuarto de control, la Unidad se pone en servicio, se sincroniza, se mantiene en operación o se pone fuera de servicio, permitiendo establecer en el menor tiempo las condiciones del control del proceso de generación dentro de los parámetros especificados por los fabricantes de los equipos y componentes del generador de vapor y turbogenerador, y efectuar las acciones oportunas para corregir las desviaciones en el proceso de generación eléctrica y proporcionando estabilidad del Sistema Interconectado Nacional.

Los sistemas de control supervisan el comportamiento del proceso de generación mediante la adquisición de las señales de entrada de tipo binaria y analógica provenientes de los sensores y transmisores de las diferentes áreas del proceso, asimismo los sistemas de control realizan el acondicionamiento de las señales de salidas de control a los diferentes accionamientos de tipo mecánico, neumático y eléctrico de la central generadora, presentando al operador de la Unidad registros de tendencia, gráficas de barras o diagramas de flujo del comportamiento de las variables del proceso.

En caso de fallos del proceso o de equipos, mediante un sistema de alarmas integrado, el sistema de control presenta al operador de la Unidad en pantallas y mediante señal audible, las condiciones críticas o más importantes del proceso para que tome las acciones oportunas y evitar daños o trastornos en los equipos mayores a la condición detectada.

El sistema de control opera con un sistema de diagnóstico que permite reconocer las fallas del sistema de control, indicando el tipo de falla y localizar el origen de la misma, para facilitar las labores correctivas y preventivas de mantenimiento.

Los sistemas de control de la Unidad realizan la supervisión y control del suministro eléctrico a los diferentes niveles de voltaje en los tableros de fuerza (centros de control de motores, subestaciones unitarias, tableros blindados) por medio de módulos de interfaz para la operación, individual y de grupo de los equipos y dispositivos del proceso para cada tipo de accionamiento.



Los sistemas de control realizan la regulación de los parámetros del generador de vapor y generador eléctrico de la Unidad en condiciones normales y ante una contingencia en el Sistema Interconectado Nacional , manteniendo el balance adecuado entre generación de energía y carga (consumo de energía) para lograr la regulación de la frecuencia y voltaje en rangos de operación aceptables en la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con la finalidad de asegurar la calidad de la energía entregada a los consumidores.

La realización de los proyectos de modernización de los sistemas de control, en conjunto con las acciones pertinentes que han implementado tanto el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y las Áreas de Control, favorecerán a evitar posibles colapsos por bajo voltaje y cortes de carga, incrementado la confiabilidad de suministro y la seguridad en la operación del SEN y ayudarán a cumplir el criterio de reserva mínimo en las regiones del SEN durante los meses en que ocurre la demanda máxima, con lo cual se evitarán o reducirán problemas sociales y económicos por falta de suministro de energía, se incrementará la calidad del servicio, se dará soporte de voltaje y regulación de energía, entre otros.

Por lo anterior, es necesaria la programación oportuna y ordenada de los proyectos de modernización a Sistemas de Control de unidades de manera que permita conservar la capacidad, disponibilidad y eficiencia de las Unidades existentes en operación para coadyuvar a garantizar la oferta de capacidad y energía eléctrica, así como satisfacer los requerimientos futuros en la demanda de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional, además de los MW adicionales que se generarán por los nuevos proyectos en el periodo señalado para cada uno de los proyectos.

Estas actividades se refieren a inversiones en modernización de las instalaciones existentes en operación que se realizan con objeto de mantener dichas instalaciones en condiciones adecuadas de operación y seguridad para cumplir con disposiciones técnicas, normativas o legales, incluyendo las disposiciones en materia ambiental o laboral, y que permiten alcanzar la vida útil de los activos fijos.

La mayoría de las unidades generadoras seleccionadas como candidatas para ejecución de un proyecto de modernización, cuentan con sistemas que están constituidos por módulos electrónicos a base de circuitos integrados, transistores y relevadores, según diseño y tecnología disponible en la década de los 80's, cumpliendo con la especificación C.F.E. J-100 vigente en esas fechas.

Los sistemas de control actuales se encuentran limitados en su operación debido a la obsolescencia que han declarado los fabricantes y el fin de las líneas de fabricación para el suministro de módulos y componentes electrónicos, lo cual imposibilita la implementación de nuevos lazos de automatización de áreas del proceso que por diseño no están dentro de los esquemas de control automático de la Unidad.

Actualmente no se cuenta con el refaccionamiento completo, necesario y suficiente para reemplazar los módulos dañados y mantener en servicio a corto plazo los Sistemas de Control de las Unidades con todas las funciones de control y protección del diseño original.

En el análisis de eventos de decrementos y fallas del proceso de generación de las unidades, se determinan como la causa raíz, las fallas en los dispositivos, equipos, accionamientos y módulos de los Sistemas de Control de las Unidades, por lo cual se estableció como acción preventiva/correctiva la realización de proyectos Tácticos por tipo de central, para llevar a cabo la sustitución de los Sistemas de Control de manera planeada y ordenada en función del tiempo de instalación con el que cuentan los equipos así como del factor de planta utilizado por cada unidad, para que a través de una validación económica con la SHCP se pueda realizar la ejecución de los proyectos de modernización motivo de este documento.

En algunos casos críticos, los sistemas de monitoreo de las variables operativas se encuentran en operación intermitente, no permitiendo a los operadores contar con la certeza del estado que guarda el proceso de generación durante las maniobras de manejo de carga de las unidades.

Así mismo, No se han encontrado sustitutos de módulos y componentes electrónicos con otros proveedores, debido a las diferencias de diseño y tecnologías que impiden el intercambio de módulos y componentes electrónicos entre los actuales Sistemas de Control con los provenientes de otros fabricantes, debido principalmente a las desigualdad de funciones, tecnología y dimensiones físicas, cada módulo es de aplicación particular en los esquemas de control, no existiendo configuración alambrada o programable para diversificar su uso, por lo que no se puede intercambiar con otras etapas dentro del mismo Sistema.

Con el fin de suministro de refacciones de los fabricantes, actualmente no se cuenta con el refaccionamiento completo, necesario y suficiente para reemplazar los módulos dañados y mantener en servicio a corto plazo los actuales Sistemas de Control de las Unidades con todas las funciones de control y protección del diseño original.

Las fallas que se presentan durante el proceso de generación requieren de la respuesta automática de las lógicas de control, protección y automatismos en diferentes áreas del Sistema de Control, mismas que se ven afectadas en sus funciones de diseño debido al daño presente en los módulos y componentes. En estas condiciones, la continuidad del control de las variables del proceso de la Unidad depende de la reacción y toma de acciones del Operador Tablerista, y que dependiendo del disturbio, le impide la atención simultánea de varias áreas del proceso y provoca operar en valores fuera de especificaciones, causando decrementos de carga o salidas forzadas de la Unidad.

Para atender el crecimiento de las ventas del sector público y de la demanda máxima del sistema, CFE elabora el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE). Éste identifica aquellos proyectos que permitirán satisfacer los requerimientos de energía y de potencia al menor costo de suministro. La definición de este proyecto, se basa en dos políticas principales: la sectorial que se refiere a inversiones establecidas por la Secretaría de Energía y de uso de combustibles, así como en la de proyección de demanda de energía que se basa en costos y parámetros de referencia para la formulación de obras de generación y transmisión (COPAR).

La información obtenida de atender las dos políticas anteriores, se incorpora en modelos de simulación del Sistema Eléctrico Nacional (WASP, MÉXICO, PEGyT, PSS/E y PSLF, entre otros) a fin de determinar y/o cuantificar la evolución del sistema eléctrico, que minimice el costo total de suministro de energía —en función del análisis de escenarios en el contexto de diferentes puntos de operación—.

Los proyectos de Modernización a Sistemas de Control de Unidades Termoeléctricas contribuirán para mantener la oferta de energía económica requerida por el sistema, apoyando un periodo crítico (2012-2025), es decir, un periodo en el que las fallas imprevistas en las unidades generadoras en el parque de generación pudieran ocasionar cortes de suministro.

Con respecto a la oferta de los Fabricantes de Sistemas de Control, en la actualidad existen diferentes alternativas en la modernización de este tipo de sistemas dependiendo el nivel de obsolescencia o estado en que se encuentren:

Una primera alternativa es la compra de las refacciones necesarias del sistema de control existente en las centrales generadoras. Para ello, es necesario que la fabricación de módulos y componentes permanezca vigente por el fabricante sin haber sido declarada obsoleta.

Otra opción, es la sustitución de módulos y componentes electrónicos fabricados por otros proveedores diferentes a los del sistema de control original y que puedan ser utilizados para el remplazo de las funciones originales. Para esta alternativa, es necesaria la completa compatibilidad entre sistemas y fabricantes, así como la reconfiguración y carga de las lógicas y secuencias operativas existentes.

Finalmente se puede realizar la sustitución total de los sistemas por unos de reciente tecnología, que puedan declarar una vida útil propia del sistema por al menos 15 años en línea de producción, así como la posibilidad de que éste sea fabricado por diferentes proveedores que conformarían las opciones de oferta reales para el proyecto.

Actualmente existe el antecedente de sistemas de control de diferentes fabricantes, que han sido recientemente instalados en centrales generadoras dentro y fuera del país, que cuentan con las características técnicas mencionadas en este documento para la atención de la problemática planteada. Dentro de las opciones de oferta podemos encontrar fabricantes y diseñadores de sistemas de control como lo son las compañías ABB, SIEMENS, Mitsubishi, Yokogawa, EMERSON, Invensys, General Electric, entre otros. Cabe destacar que existe la opción de adquirir el sistema de control a través de Compañías Integradoras, sin embargo éstas se encuentran limitadas en su oferta por no contar con las capacidades de desarrollo de ingeniería e instalación que garanticen la calidad de los trabajos y la operación confiable de las unidades. Así mismo, el trato directo con el fabricante del sistema de control, contribuye a la disminución de costos del proyecto y a la obtención del respaldo técnico futuro durante la operación de los sistemas.

## 2. Normas, Códigos y Otros Documentos Aplicables.

Los equipos y sistemas requeridos se diseñarán, instalarán y probarán de acuerdo a la última edición de las Normas y Códigos aplicables.

### 2.1 Normas Internacionales:

<b>Norma</b>	<b>Título</b>
73/23/EWG (LVD)	Council Directive of 19 February 1973 on the harmonization of the laws of Member States relating to electrical equipment designed for use within certain voltage limits
89/336/EWG (EMCD)	COUNCIL DIRECTIVE of 3 May 1989 on the approximation of the laws of the Member States relating to electromagnetic compatibility
CSA 22.2 No. 950	Safety of information technology equipment, including electrical business Networks Equipment
DIN V 19251	Process control technology - MC protection equipment - Requirements and (failsafe) measures for safeguarded function
DIN VDE 0100-410/ VDE 0100 TEIL 410	/ Erection of power installations with nominal voltages up to 1000 V - Part 4 Protection for safety Chapter 41: Protection against electric shock (IEC 60364-4-41, modified) German Version HD 384.4.41 S2
DIN VDE 0116	Electrical equipment of furnaces w.a CPU (failsafe)
DIN VDE 0815	Installation Cables for Industrial Electronics
EIA-RS-232-D-1987	Interface Between Data Terminal Equipment and Data Circuit-Terminating Equipment Employing Serial Binary Data Interchange.
EN 298	Automatic gas burner control systems for gas burners and gas burning appliances with or without fans
EN 50170	General purpose field communication system
EN 50371	Generic standard to demonstrate the compliance of low power electronic and electrical apparatus with the basic restrictions related to human exposure to electromagnetic fields (10 MHz - 300 GHz) - General public,
EN 55011	Industrial, scientific and medical (ISM) radio-frequency equipment - Radio disturbance characteristics - Limits and methods of measurement (CISPR 11, modified)
EN 55022	Information technology equipment - Radio disturbance characteristics - Limits and methods of measurement (CISPR 22, modified)
EN 55024	Information technology equipment - Immunity characteristics - Limits and methods of measurement (CISPR 24, modified)
EN 60204-1	Safety of machinery - Electrical equipment of machines - Part 1: General requirements (IEC 60204-1)
EN 60950-1	Information technology equipment - Safety - Part 1: General requirements (IEC 60950-1, modified)
EN 954-1	Safety of machinery - Safety-related parts of control systems - Part 1: General principles for design

<b>Norma</b>	<b>Título</b>
ENV 1954	Internal and external fault behavior of safety related electronic parts of gas appliances
HIS-1975	Hydraulic Institute Standards (Handbook).
IEC 60038	IEC standard voltajes
IEC 60068-2-1-1990	Environmental testing part 2: tests tests A: cold
IEC 60068-2-14	Basic environmental testing procedures. Part 2 : Tests. Test N: Change of temperature
IEC 60068-2-2-1974	Basic environmental testing procedures. Part 2: Tests. Test B: Dry heat
IEC 60068-2-27	Environmental testing. Part 2: Tests. Test Ea and guidance: Shock
IEC 60068-2-29	Basic environmental testing procedures. Part 2 : Tests. Test Eb and guidance: Bump
IEC 60068-2-30-1980	Basic environmental testing procedures. Part 2: Tests. Test Db and guidance: Damp heat, cyclic (12 + 12-hour cycle)
IEC 60068-2-31	Basic environmental testing procedures. Part 2: Tests. Test Ec: Drop and topple, primarily for equipment-type specimens
IEC 60068-2-42	Environmental testing - Part 2-42: Tests Test Kc: Sulphur dioxide test for contacts and connections
IEC 60068-2-43	Environmental testing - Part 2-43: Tests, Test Kd: Hydrogen sulphide test for contacts and connections
IEC 60068-2-6-1995	Environmental testing - Part 2: Tests - Test Fc: Vibration (sinusoidal)
IEC 60068-2-60	Environmental testing - Part 2: Tests - Test Ke: Flowing mixed gas corrosion test
IEC 60068-2-68	Environmental testing - Part 2: Tests - Test L: Dust and sand
IEC 60127-2	Miniature fuses - Part 2: Cartridge fuse-links
IEC 60381-1	Analogue signals for process control systems. Part 1 : Direct current signals
IEC 60529	Degrees of protection provided by enclosures (IP code)
IEC 60584-1	Thermocouples - Part 1: Reference tables
IEC 60584-2	Thermocouples. Part 2 : Tolerances
IEC 60721-3-2	Classification of environmental conditions - Part 3: Classification of groups of environmental parameters and their severities - Section 2: Transportation
IEC 60721-3-3	Classification of environmental conditions - Part 3: Classification of groups of environmental parameters and their severities section 3: Stationary use at weather protected locations
IEC 60751	Industrial platinum resistance thermometer sensors
IEC 60825-1	Safety of laser products part 1: equipment classification, requirements and user's guide

<b>Norma</b>	<b>Título</b>
IEC 60825-2	Safety of laser products - Part 2: Safety of optical fiber communication systems (OFCS)
IEC 60946	Binary direct voltage signals for process measurement and control systems
IEC 61000-3-2	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-2: Limits Limits for harmonic current emissions (equipment input current $\leq$ 16 A per phase)
IEC 61000-3-3	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3: Limits section 3: Limitation of voltage fluctuations and flicker in low-voltage supply systems for equipment with rated current $\leq$ 16 A
IEC 61000-4-12	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4: Testing and measuring techniques - Section 12: Oscillatory waves immunity test basic EMC publication
IEC 61000-4-2 -1995	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4: Testing and measuring techniques - Section 2: Electrostatic discharge immunity test - Basic EMC publication
IEC 61000-4-3 -1995	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-3: Testing and measurement techniques Radiated, radio-frequency, electromagnetic field immunity test
IEC 61000-4-4-1995	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-4: Testing and measurement techniques - Electrical fast transient/burst immunity test
IEC 61000-4-5	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4: Testing and measurement techniques - Section 5: Surge immunity test
IEC 61000-4-6	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-6: Testing and measurement techniques Immunity to conducted disturbances, induced by radio-frequency fields
IEC 61000-6-2	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-2: Generic standards - Immunity for industrial environments
IEC 61000-6-4	Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6: Generic standards – Section 4: Emission standard for industrial environments
IEC 61131-2	Programmable controllers - Part 2: Equipment requirements and tests
IEC 61140	Protection against electric shock - Common aspects for installation and equipment
IEC 61158-2	Digital data communications for measurement and control - Fieldbus for use in industrial control systems - Part 2: Physical layer specification and service definition
IEC 61158-3	Digital data communication for measurement and control - Fieldbus for use in industrial control systems - Part 3: Data link service definition
IEC 61158-4	Digital data communication for measurement and control - Fieldbus for use in industrial control systems - Part 4: Data link protocol specification

<b>Norma</b>	<b>Título</b>
IEC 61158-5	Digital data communication for measurement and control - Fieldbus for use in industrial control systems - Part 5: Application layer service definition
IEC 61158-6	Digital data communication for measurement and control - Fieldbus for use in industrial control systems - Part 6: Application layer protocol
IEC 61204-3	Low-voltage power supplies, d.c. output - Part 3: Electromagnetic compatibility (EMC)
IEC 61508-1	Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety- related systems - Part 1: General requirements
IEC 61508-2	Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety- related systems - Part 2: Requirements for electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems
IEC 61508-3	Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety- related systems - Part 3: Software requirements
IEC 61508-4	Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety- related systems - Part 4: Definitions and abbreviations
IEC 61508-5	Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety- related systems - Part 5: Examples of methods for the determination of safety integrity levels
IEC 61508-6	Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety- related systems- Part 6: Guidelines on the application of IEC-61508-2 and IEC 61508-3
IEC 61508-7	Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety- related systems - Part 7: Overview of techniques and measures
IEC 61850	Standard for the design of electrical substation automation Digital data communications for measurement and control - Part 1
IEC 61784-1	
IEC 255-22-4	Electrical Disturbance Tests for Measuring Relays and Protection Equipment Section 4: Fast Transient Disturbance Test.
IEC 22.3-1989	Electrical Disturbance Test for Measuring Relays and Protection Equipment Section Three: Radiated Electromagnetic Field Disturbance Test.
IEC 255-22-2	Electrical Disturbance Test for Measuring Relays and Protection Equipment Section Two: Electrostatic Discharge Test.
IEC 1000-1-1	Electromagnetic Compatibility (EMC) Part 1: General: Section 1: Application and Interpretation of Fundamental Definition and Terms
IEC 1000-4-1	Electromagnetic Compatibility (EMC) Part 4: Testing and Measurement Techniques Section 1: Overview of Immunity Tests. Basic EMC Publication.

<b>Norma</b>	<b>Título</b>
IEC 1000-4-4	Testing and Measurement Techniques Section 4: Electrical Fast Transient/burst immunity test Basic EMC Publication.
IEEE 802.1D / ANSI 802.1D	Information technology - Telecommunications an information exchange between systems - Local area networks - Media access control (MAC)
IEEE 802.3	Information technology - Telecommunications and information exchange between systems - Local and metropolitan area networks – Specific requirements - Part 3: Carrier sense multiple access with collision detection (CSMA/CD) access method and physical layer specifications
IEEE 830	Practice for software requirements specifications
IEEE-112-1991	Standard Test Procedure for Polyphase Induction Motors and Generators
IEEE 472-1974	Guide for Surge Withstand Capability (SWC) Tests
ISA 84.01	Application of Safety Instrumented Systems for the Process Industries
ISA S 5.1 – 1984	Instrumentation Symbols and Identification
ISA S 5.3 – 1983	Graphic Symbols for Distribuid Control/Shared Display Instrumentation, Logic and Computer Systems
ISA 71.04. 1985	Environmental Conditions for Process Measurement and Control Systems: Air bone Contaminates
ISA RP-55.1-1975	Hardware Testing of Digital Process Computers, Recm. Practice (R 1983).
ISA S 71.01 – 1985	Environmental Conditions for Process Measurement and Control Systems: Temperature and Humidity.
ISO 13406-2	Ergonomic requirements for work with visual displays based on flat panels - Part 2: Ergonomic requirements for flat panel displays
ISO 14001	Environmental management systems - Specification with guidance for use
ISO 3511-1	Process measurement control functions and instrumentation Symbolic representation Part I : Basic requirements
ISO 3511-2	Process measurement control functions and instrumentation Symbolic representation Part 2 : Extension of basic requirements
ISO 3511-3	Process measurement control functions and instrumentation Symbolic representation Part 3 : Detailed symbols for instrument interconnection diagrams
ISO 3511-4	Industrial process measurement control functions and instrumentation Symbolic representation Part 4 : Basic symbols for process computer, interface, and shared display/control functions
ISO 7779	Acoustics - Measurement of airborne noise emitted by information technology and telecommunications equipment



<b>Norma</b>	<b>Título</b>
ISO 9001	Quality management systems – Requirements
ISO 9614-2	Acoustics - Determination of sound power levels of noise sources using sound intensity - Part 2: Measurement by scanning
ISO/IEC 8072	Information technology - Open Systems Interconnection - Transport service definition
ISO/IEC 8073	Information technology - Open Systems Interconnection - Protocol for providing the connection-mode transport service
ISO/IEC 8473-1	Information technology - Protocol for providing the connectionless-mode network service: Protocol specification
ISO/IEC 8473-2	Information technology - Protocol for providing the connectionless-mode network service - Part 2: Provision of the underlying service by an ISO/IEC 8802 sub network
ISO/IEC 8802-2	Information technology - Telecommunications and information exchange between systems - Local and metropolitan area networks – Specific requirements - Part 2: Logical link control
ISO/IEC 8802-3	Information technology - Telecommunications and information exchange between systems - Local and metropolitan area networks Specific requirements - Part 3: Carrier sense multiple access with collision detection (CSMA/CD) access method and physical layer specifications
ISO/IEC 8859	Information technology - 8-bit single-byte coded graphic character sets
ISO 2372-1974	Mechanical Vibration of Machines with Operating Speeds from 10 to 200 Revs/s Basis for Specifying Evaluation Standards.
MIL-HDBK-217F	/ Military handbook / Reliability prediction of electronic equipment
MSS – SP-61-1992	Pressure Testing of Steel Valves.
NACE RP0174-1974	High Voltage Electrical inspection of Pipeline Coatings Prior to Installation
NE21	Electromagnetic Compatibility (EMC) of Industrial Process and Laboratory Control Equipment
NEMA ICS 6-1988	Enclosures for Industrial Control and Systems
NEMA MG1-1987	Motors and Generators; Revision 1 – March and July 1988, January 1989, Revision 2 – May and November 1989, May, September and November 1990, January and March 1991
NFPA 70-1990	National Electric Code
NFPA 72 <sup>a</sup> -1990	Standard for the Installation, Maintenance and Use of Local Protective Signaling Systems for Guard Tour, Fire Alarm and Supervisory Electronic Computer-Data Processing Equipment
NFPA 75-1989	Standard for the Protection of Electronic Computer-Data Processing Equipment.
NFPA 850-P-1981	Fire Protection for Fossil Fuel Steam Electric Generating Plants.

<b>Norma</b>	<b>Título</b>
NFPA 85	Boiler and Combustion System Hazards
SN 29500-1 to -14	Failure rates of components <ul style="list-style-type: none"> <li>- Part 1: expected values, General</li> <li>- Part 2: Expected values for integrates circuits</li> <li>- Part 3: Expected values for discrete semiconductors</li> <li>- Part 4: expected values for passive components</li> <li>- Part 10: expected values for signal and pilot lamps</li> <li>- Part 11: expected values for contactors</li> <li>- Part 12: expected values for optical semiconductor signal receivers</li> <li>- Part 13: expected values for light-emitting diodes (LED), infrared-emitting diodes (IRED) and semiconductor lasers</li> <li>- Part 14: expected values for opto-couplers and light barriers</li> </ul>
UL 60950	Safety of information technology equipment
VDI/VDE 2180 BLATT 1	Safeguarding of industrial process plants by means of process control engineering - Introduction, terms, comments
VDI/VDE 2180 BLATT 2	Safeguarding of industrial process plants by means of process control engineering - Classification of process control systems – Realization operation and testing of safety instrumented systems
VDI/VDE 2180 BLATT 5	Safeguarding of industrial process plants by means of process control engineering - Using safety-related programmable electronic systems
ANSI ISA18.2-2009	“Alarm Management Standard Made”
EEMUA191	“Alarm System and guide to Design, Management and Procurement”

## 2.2 Otros códigos aplicables

EIA/TIA-568-IEEE-582	Características de fibra óptica
ISO-9001-2000	Quality management systems – Requirements
NMX J-235	Gabinetes para equipos eléctricos de control y distribución
NMX J-075/1-ANCE	Máquinas Rotatorias – Motores de inducción de corriente alterna del tipo rotor en corto circuito, en potencias de 0,062 a 373 Kw Especificaciones
NMX J-075	Productos Eléctricos Motores de Inducción de Corriente Alterna Tipo Jaula de Ardilla en Potencias de 0,062 a 373 Kw
NOM 008-SCFI	Sistema general de unidades de medida
NOM 011-STPS	Relativa a las condiciones de Seguridad e Higiene en los Centros de Trabajo donde se genere ruido

NOM 080-STPS	Higiene Industrial – Medio Ambiente Laboral Determinación del nivel sonoro continuo equivalente al que se exponen los trabajadores en los Centros de Trabajo.
NOM 122-STPS	Condiciones de Seguridad e Higiene para el funcionamiento de los recipientes sujetos a presión y Generadores de Vapor o Calderas que operen en los Centros de Trabajo.
NOM J-10	Productos eléctricos – Conductores – Conductores con aislamiento termoplástico a base de policloruro de vinilo, para instalaciones hasta de 600 V.
NOM J9-297	Cordones desnudos flexibles de cobre para usos eléctricos y electrónicos
NOM Z1	Sistema Internacional de Unidades

### 2.3 Manuales, Normas y Especificaciones de la CFE.

CFE D8500-01, 02 Y 03	Recubrimientos y protección anticorrosiva
CFE E0000-01	Conductores para alambrado de tableros eléctricos
CFE E0000-20	Cables control
CFE E0000-23	Cables para instrumentación
CFE E0000-25	Conductores con aislamiento y cubierta termo fijos libres de halógenos para instalaciones hasta 600 V, 90°C.
CFE GAHRO-24	Registrador de eventos secuenciales para centrales y subestaciones eléctricas
CFE L0000-03	Comercial general
CFE NRF-001-CFE-2000	Empaque, embalaje, transporte, descarga, recepción, y almacenamiento de bienes muebles adquiridos por CFE.
CFE L0000-15	Código de colores
CFE L0000-23	Cables para instrumentación
CFE L0000-31	Requisitos de aseguramiento de calidad para proveedores de bienes y servicios
CFE L0000-32	Manuales Técnicos
CFE MPSE0-35	Pruebas a Sistemas o Redes de Tierra en Centrales y Subestaciones Eléctricas
CFE MPSMO-11	Pruebas de respuesta dinámica del turbogenerador
CFE MPSRO-01	Pruebas de comportamiento del sistema de control de excitación del alternador en centrales termoeléctricas
CFE MPSRO-02	Prueba de comportamiento del sistema de control de velocidad y carga tipo electrohidráulico en centrales termoeléctricas
CFE MPSRO-05	Pruebas de respuesta dinámica del sistema de control del generador de vapor

CFE W4101-27	Modernización de sistemas de excitación estática para generadores eléctricos de centrales
CFE XF000-05-1999	Recipientes a presión y atmosféricos no sujetos a fuego directo.
CFE XXA00-14	Sistema integral de protección contra incendio en centrales termoeléctricas.
CFE E0000-24-1991	Conductores para Alambrado de Tableros Eléctricos con Aislamiento Termofijo Libre de Halógenos para 90 °C.
CFE E0000-26-1991	Cables de Control con Aislamiento Termofijo Libre de Halógenos para 90 °C.
CFE K0000-17-1999	Transformadores de Tipo Seco para Excitación de Generadores Eléctricos.
NRS-001	Empaque, Embalaje, Embarque, Transporte, Descarga, Recepción y Almacenamiento de Bienes Muebles adquiridos por CFE.
L0000-31-1993	Requisitos de Aseguramiento de Calidad para Proveedores de Bienes y Servicios.
NRS-002	Manuales Técnicos.
CFE L0000-36-1990	Servicios de Supervisión de Montaje y Puesta en Servicio.
CFE G0000-48 05/2011	Medidores Multifunción para Sistemas Eléctricos
CFE L0000-070	Calidad de la Energía
LAPEM-05L No. 24/09/2010	Listado de Relevadores de Protección Aprobados
CFE G0000-81 04/2008	Características Técnicas para Relevadores de Protección.
CFE GAHR0-89	Registradores Digitales de Disturbio para Sistemas Eléctricos.
CFE G0100-08	Sistema de Detección y Mitigación del Fenómeno de Arco Eléctrico en Tableros de Baja y Media Tensión
CFE G5100-09	Relevador de sobre corriente Multifunción tipo Microprocesador
CFE G0000-62	Esquemas Normalizados de Protecciones para Transformadores de Potencia
CFE G0100-08	Sistema para Detección y Mitigación del Fenómeno de Arco Eléctrico en Tableros Eléctricos de Baja y Media tensión (PROCESO DE NORMALIZACION).

### **3 Características de los Equipos, Sistemas y Servicios Solicitados**

#### **3.1 Criterios Generales de Diseño**

##### **3.1.1 Generalidades**

El propósito de la sustitución de los sistemas de control actualmente en servicio, es garantizar la disponibilidad de las unidades, mantener los márgenes de seguridad, confiabilidad y eficiencia, mejorar los actuales esquemas de generación por medio de la integración de nuevas estrategias de control permitiendo la adaptación a los requerimientos actuales del Sistema Eléctrico Nacional, así como proporcionar la suficiente información del estado operativo de la unidad, basándose en códigos, normas, procedimientos y prácticas de operación, considerando factores ambientales, económicos y de seguridad, tanto del personal como de las instalaciones.

Para lograrlo, se establece un concepto que interrelacione e integre todos los componentes de medición, control, protección, procesamiento y gestión de datos, para que operen como un sistema integral, normalizando las estructuras de medición y control, niveles de señal y protocolos para el intercambio de información. Por lo anterior en las secciones siguientes se hará referencia al sistema como Sistema Integral de Control, pensado en una configuración típica por par de unidades generadoras idénticas, compartiendo el uso de equipos auxiliares comunes.

La plataforma de automatización, operación y monitoreo considerada para el control de los diferentes sistemas en cada Unidad deberá ser la misma.

##### **3.1.2 Requisitos Generales del Sistema Integral de Control**

La plataforma integral de control para unidades generadoras termoeléctricas del tipo convencional deberá satisfacer como mínimo los siguientes requisitos:

Será de tipo distribuido, digital, programable y con comunicación vía protocolos abiertos, a base de controladores programables a nivel del control y de servidores a nivel de la interfaz humano-máquina. El sistema deberá estar integrado por equipos y software de una misma marca, es decir que el proveedor u ofertante deberá ser el propietario de la tecnología propuesta. No se aceptarán sistemas contruidos con equipos de diferentes marcas o software desarrollado de manera específica para un proyecto particular. Se diseñará bajo un estándar de fabricación de uso generalizado aplicable a dimensiones de gabinetes, bastidores y tarjetas, niveles de señal y protocolos de comunicación, y procedimientos de pruebas en fábrica según los estándares del fabricante y en sitio. Así mismo, permitirá la intercambiabilidad de elementos y la interconexión con equipos de otros fabricantes, mediante puertos de comunicación y conectores estándar.

El sistema de control debe estar conformado por tecnología cuya versión más actualizada haya sido liberada al mercado en no más de cinco años anteriores, de acuerdo con normas internacionales, que no sea un prototipo, que haya sido instalado en algún proceso de generación de energía eléctrica y que se encuentre con al menos un año funcionando, que sea compatible con los desarrollos tecnológicos más recientes para evitar la temprana obsolescencia y asegure por escrito el suministro de refacciones en los próximos 10 años incluyendo al equipo de cómputo e Interfaz Hombre-Máquina el cual deberá tener especificaciones de tipo industrial. Todo lo anterior deberá ser respaldado por el Proveedor con una carta incluida en su propuesta.

La plataforma integral de control para unidades termoeléctricas, será un sistema de control de procesos basado en Web, independiente del hardware, con una arquitectura de software integral con una sola interfaz para las funciones de operación, ingeniería y diagnóstico.

Asimismo, el sistema de control llevará a cabo no solo las funciones tradicionales de automatización, sino también las funciones necesarias para operación, monitoreo, generación de alarmas, ingeniería y diagnóstico. Esta funcionalidad se logrará por medio de interfaces estándar. El sistema se integrará por Terminales de Operación, Servidores de Proceso, controladores programables y redes de comunicación Ethernet redundantes con topología de bus o en anillo virtual.

La plataforma del sistema de control propuesto debe incluir librerías propias para trabajo en Centrales Termoeléctricas, las cuales deben ser configurables en línea. No se permite el uso de librerías creadas para un proyecto específico. Por lo que el Proveedor debe de incluir dentro de su propuesta técnica las Centrales Eléctricas en donde se halla instalado el sistema de control propuesto, así como la documentación que avale la versión y marca que está presentando como propia.

El nivel de automatización será tal que permita operar la unidad de manera automática, ya sea durante la operación normal a cualquier nivel de carga u operación de emergencia, en arranque y paros de las unidades, minimizando con ello la posibilidad de errores humanos, mediante acciones preestablecidas apropiadas.

Se ajustará a rutinas de arranque o paro ordenado y secuencial previamente programadas, automáticas y totalmente transparentes al operador.

Se debe considerar que a falla de la alimentación en las estaciones de operación y supervisión, no ocurra perturbación al proceso durante la falla y en la vuelta a la normalidad.

También se debe garantizar que a falla de alimentación eléctrica a los dispositivos críticos, con la pérdida de las redundancias de alimentación previstas que conforman el sistema de control, habrá disparo de la unidad generadora.

La presentación de la información del sistema a los operadores será obtenible de cualquier parte del proceso en un máximo de 3 acciones de selección en pantalla.

Debe contar con sistema de autodiagnóstico de fallas del Sistema Integral de Control.

Contará con guía dinámica al operador que despliegue en pantalla las lógicas de permisivos y protecciones para la operación de equipos.

Contará con un sistema integrado de adquisición de datos, con historial de todos los eventos, alarmas y cambios de valores analógicos con sus tendencias, los cuales serán configurados previamente a su almacenamiento. El sistema tendrá espacio en disco duro suficiente para almacenamiento de mediciones y estados como mínimo para el periodo de 3 años, con capacidad de respaldo en medio masivo.

Todas las señales deberán conservar sus identificaciones (TAG) originales a excepción de las nuevas señales que se generen para el propio proyecto de modernización, las cuales respetarán la misma estructura y sus descripciones en español.

Contará con reportes post disparo que entregará a petición del operador en los casos de disparo de unidad o de equipos principales, mismos que serán configurados por el Proveedor en conjunto con la CFE.

Toda la información para la supervisión y control se presentará en la Sala de Control, oficina del Jefe de Turno de Operación, Laboratorio Químico, oficina de Instrumentación y Control y oficina de Análisis y Resultados (solo para supervisión).

El Sistema Integral de Control propuesto deberá incluir el tratamiento de los algoritmos de los lazos de control de temperatura, presión, flujo, nivel, etc. así como las interfaces para regular los elementos finales de control que se tengan instalados en campo al momento de realización del proyecto, incluyendo el suministro e instalación de todos los accesorios requeridos.

Desde cualquier TAG incluido en un diagrama mímico se deberá tener acceso a su diagrama fuente mediante la navegación a funciones o herramientas del sistema de acuerdo a niveles de seguridad establecidos como atributos de los usuarios.

Todos los controladores programables o servidores serán redundantes en línea, con transferencia automática en caso de falla del que esté operando, sin que se provoquen alteraciones en el proceso, y generarán señales de aviso al operador. Cada controlador se respaldará al 100% con otro que contenga la misma configuración y esté permanentemente actualizado y en línea. Asimismo, debe tener redundancia en todos sus niveles en buses de comunicación, en mediciones críticas y protecciones, así como en la alimentación de energía.

Independientemente de las redundancias que forman parte del Sistema Integral de Control, la cantidad total de dispositivos controladores del proceso se definirá considerando que exista una reserva de al menos 30% de capacidad de procesamiento en controladores, memorias y tarjetas auxiliares, que garanticen la futura expansión y mejora del sistema, para poder hacer ampliaciones de por lo menos 10% en la cantidad de entradas/salidas sin que se vea afectada la velocidad de respuesta del sistema ni el despliegue de la información de las pantallas.

Los equipos y sistemas que componen el Sistema Integral de Control deben ser inmunes a interferencias electromagnéticas con una intensidad de 10 V/m en los rangos de radiofrecuencia UHF y VHF hasta 1000 MHz. El Sistema debe cumplir con la Norma IEC 1000-4-3 (ANTES IEC 801.3) en el nivel de severidad 3., IEC 61000-4-2-1995 *Testing and Measurement Techniques Electrostatic Discharge Immunity test* IEC1000-4-1. *Electromagnetic Compatibility Electromagnetic Compatibility (EMC) part 4: Testing and Measurement Techniques Section 1: Overview of Immunity Test. Basic EMC Publication*, IEC 1000-4-4-1995 *Testing and Measurement Techniques Section 4: Electrical Fast Transient/burst immunity Test Basic*. Como criterio de inmunidad, se considerará que la variación del valor de las variables analógicas o los valores numéricos no excederán del +/-0.1% del rango y que las señales binarias o de estado no cambien. Con el fin de validar la inmunidad a la interferencia magnética el Proveedor debe entregar un reporte de las pruebas prototipo previo a la entrega a la CFE de los equipos y sistemas que conformarán la plataforma integral de control.

Toda la configuración para la operación y monitoreo residirá en el servidor de aplicación, de forma que las estaciones de operación, en caso de falla, puedan ser reemplazadas sin necesidad de instalar software adicional.

El despliegado de alarmas deberá de ser consistente con lo implementado de manera original en las unidades generadoras y deberá respetar las normas ANSI ISA18.2-2009 y EEMUA191, referentes a la gestión inteligente de sistemas de alarmas y su diseño.

Las Estaciones del Operador serán del tipo cliente y permitirán que todos los Despliegados de Planta y los Diagramas de Función puedan ser conmutados a "Modo de Configuración" directamente desde cualquiera de ellas, pudiendo ser modificados por cualquier usuario que tenga los derechos apropiados de acceso. Auto

verificación integrada y prueba de la lógica serán posibles antes de la activación de los cambios. Los cambios se podrán activar inmediatamente, sin mapeo adicional, generación de código o procedimientos de descarga o compilación.

Las estaciones de operación deberán poder desplegar la información concerniente a la unidad y sistemas comunes con otras unidades de forma que, a la falla de una, se pueda continuar las operaciones de cualquier proceso de la unidad y sin alteraciones, se visualicen la información contenida en los mímicos, tendencias, alarmas, etc.

El Sistema Integral de Control debe contar con una estación de mantenimiento e ingeniería por cada unidad, permitiendo acceder a los sistemas comunes desde cualquier estación existente por cada par de unidades, que servirá para configurar el sistema de adquisición, monitoreo y mandos, los controladores programables, las tarjetas de entradas/salidas, visualizar las secuencias lógicas, forzar señales y simular condiciones para probar los automatismos, así como desplegar y configurar todas las pantallas de las estaciones de operación, ésta se ubicará preferentemente en las instalaciones existentes de cuartos de gabinetes o de los sistemas de adquisición de datos; el software empleado en esta herramienta deberá ser amigable de manera que personal con nociones de sistemas de control puedan navegar en sus diferentes menús y utilerías.

Se debe considerar la independencia de la red de los procesadores de sistemas comunes de las redes de procesadores de cada unidad generadora, sin que esto impida el acceso desde cualquier estación de ingeniería.

Se debe prever que a falla de las estaciones de control del operador y/o laboratorio químico, no ocurra perturbación al proceso durante la falla y en la vuelta a la normalidad.

Debe contar con la función de servidor WEB/OPC para disponer la información del SICOUT a través de la red informática de CFE con la finalidad de proporcionar y gestionar la información a los usuarios de la central o hacia otros sistemas informáticos institucionales; debe incluir los dispositivos de comunicación, conexiones y medio físico de interconexión. Se tendrá acceso a los tratamientos de la información de los procesos de las unidades generadoras, vía WEB, INTRANET, para usuarios autorizados. Se deberá considerar una capacidad de disposición de datos de al menos 5000 TAG's o señales por unidad generadora.

Deberá disponer de las Interfaces necesarias, desarrollo de pantallas e indicadores de eficiencia de componentes, para el despliegue de datos o información de los sistemas que integran el Sistema Integral de Control incluyendo la información correspondiente a otras unidades que hayan sido modernizadas previamente a la ejecución del proyecto y que cuenten con servidores de despliegue de información del tipo WEB/OPC, a través de la computadora denominada Cliente OPC.

El software instalado deberá incluir módulos para facilitar la explotación de la información almacenada dentro del sistema, procesada de manera transparente, para la disposición de los datos en protocolo OPC. Esta información estará disponible para usuarios de otros niveles corporativos de la CFE.

Las licencias para este servidor OPC deben ser como mínimo de 2 usuarios para los módulos de desarrollo de aplicaciones y 10 usuarios concurrentes.

El proveedor deberá contemplar el suministro de un servidor de aplicaciones de planta con la capacidad suficiente para llevar el proceso de almacenamiento y procesamiento de datos de manera eficiente y que incluya, monitor, teclado y ratón para su explotación local.



La computadora cliente/OPC a través del servidor OPC, debe permitir el acceso a la siguiente información:

- Históricos, Registro de eventos y reportes
- Cálculos del sistema
- Curvas de equipos principales
- Curvas de expansión de la turbina y capacidad del Generador Eléctrico

La configuración a nivel de los controladores lógicos programables debe ser tal, que a falla de una tarjeta no cause la indisponibilidad del equipo y no provoque el cambio de estado de los equipos, alarmando la falla para que el especialista pueda intervenir y recuperar la confiabilidad del sistema de control de manera segura. Tendrá autodiagnóstico toda la electrónica de gabinetes y la instrumentación de campo mediante protocolo inteligente HART, siendo fácilmente comprensible, sin necesidad de códigos especiales.

Debe ser posible el cambio de tarjetas electrónicas sin necesidad de paro de Unidad y la reconfiguración de la programación (modificación de parámetros y modificaciones menores a las secuencias lógicas) en línea, sin que se provoquen fallas o malfuncionamiento.

Las alimentaciones eléctricas en todos los niveles que conforman al sistema de control, deberán ser redundantes. Es responsabilidad del proveedor el realizar cualquier ajuste o modificación para asegurar que el esquema de alimentación eléctrica sea robusto y confiable para alimentar al sistema. Todas las fuentes de alimentación que formen parte del sistema suministrado (alimentación a: procesadores, PLC's, PAC's, PC's, servidores, etc.) deberán de considerarse con al menos un 30% de capacidad por encima de la carga máxima empleada con todos los equipos y dispositivos en servicio, lo cual el proveedor deberá demostrar en sus cálculos y posteriormente garantizar mediante pruebas de capacidad.

Las señales audibles de alarmas que se activen o se restablezcan se debe efectuar mediante una bocina instalada en el cuarto de control, el tono del sonido debe ser distinguible entre ambas unidades.

Interfaz con el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) para el control automático de generación a través del Sistema SICLE mediante interfaz con protocolo DNP3 sobre Ethernet TCP/IP, adicionalmente considerar señales duras para subir y bajar generación, pulsos mediante contactos secos, señal de corriente de 4 a 20 mA, para esto el proveedor deberá incluir el cableado de interconexión y las pruebas funcionales, así mismo enviar señal de estados AGC (*Automatic Generation Control*) dentro o fuera, el valor de los límites alto y bajo de AGC, carga en MW, así como los valores de posición del gobernador.

Debe de integrar en cada gabinete un 10 % de reserva en Tarjetas acondicionadoras de entradas / salidas binarias libres en todos sus canales, cableadas en su alimentación eléctrica.

Debe de integrar en cada gabinete un 10 % de reserva en Tarjetas acondicionadoras de entradas / salidas analógicas libres en todos sus canales, cableadas en su alimentación eléctrica.

El Sistema Integral de Control incluirá la función de procesamiento de datos para cálculos de comportamiento del generador de vapor, eficiencia de la turbina de alta e intermedia presión, régimen térmico y consumo térmico unitario, almacenamiento de datos históricos, de alarmas, de estados de operación y la impresión de reportes, sin que estos procesos afecten la velocidad de respuesta del control.

Debe contar con secuencias automáticas para llevar a condición segura el proceso, por fallas mayores del Sistema Integral de Control, incluyendo falla total de energía.

El sistema debe contar con memorias del tipo no volátil en la configuración o programación del sistema a nivel de los controladores programables.

Debe contar con referencia en tiempo del Sistema de Posicionamiento Global GPS, a través de la utilización de un reloj GPS, para sincronización del reloj maestro del SICOUT, con referencia única de la planta al tiempo universal. Se deberá considerar el esquema de protecciones eléctricas de la unidad de los transformadores de auxiliares, principal y excitación, transferencias de auxiliares, registradores de disturbios, medidores de energía.

Todos los dispositivos que suministre el Proveedor como son: transmisores, interruptores, mediciones locales; cajas de terminales, cables, gabinetes, consolas, tableros, impresoras, pantallas y teclados, se etiquetarán mediante placas de material sintético o metálico, fijas de modo permanente sobre el equipo. La identificación se desarrollará en base a la nomenclatura que los identifique de manera directa con los TAG de los sistemas y equipos en los diagramas de tubería e instrumentación de los sistemas actuales. Los equipos deberán identificarse con el correspondiente número de TAG, precedido por el número de unidad, incluyendo las unidades comunes. Para los equipos o dispositivos de nueva instalación el Proveedor acordará con la CFE la nomenclatura aplicable que los relacione con los sistemas, equipos o DTI. Se debe poder administrar mediante el uso del protocolo HART la instrumentación a suministrar y la que se encuentre instalada en el generador de vapor (que cuente con protocolo HART) desde la estación de ingeniería y mantenimiento, para ello el Proveedor debe de incluir dentro de su propuesta la forma en que llevará a cabo esta acción.

### **3.1.3 Distribución Geográfica del Sistema Integral de Control**

Se establece como base para el diseño del Sistema Integral de Control, instalar el equipo de interfaz humano – máquina en la sala de control actual del par de unidades generadoras que se trate, que cuentan con el espacio suficiente para la instalación de las Estaciones de Operación, pantallas gigantes y sus accesorios.

En los Laboratorios Químicos se instalará la estación de Operación y sus accesorios para la supervisión y control de los parámetros químicos del proceso.

El servidor de monitoreo y análisis de los sistemas supervisorios de Turbogrupos de las unidades se instalará en el cuarto de computadoras del par de unidades correspondiente. Siendo este el sitio único de instalación en caso de contar con equipos de más unidades.

Otras estaciones de operación se instalarán en la oficina del Supervisor de Turno y la Oficina de Instrumentación y Control, así como sus accesorios.

En la oficina del departamento de análisis y resultados se instalará una estación de monitoreo vía WEB (INTRANET) donde se podrán visualizar cada una de las unidades. Esta estación deberá acompañarse de un firewall debidamente configurado para proteger el acceso al Sistema Integral de Control.

Los gabinetes de electrónica y servidores para la medición, control, protección, procesamiento y gestión de datos, deberán cumplir con los requerimientos establecidos en la norma NMX J-235 y se instalarán en los cuartos de gabinetes y/o de Sistema de Adquisición de Datos existentes.

El control de proceso se dividirá en unidades funcionales o sistemas de proceso de acuerdo a la organización que se tiene con el actual sistema de control basada en la normalización de CFE, organizándose de tal manera que exista una lógica que establezca prioridad, secuencia y orden en la operación de los sistemas funcionales subordinados o redundantes del proceso.

Como ejemplo se listan las siguientes unidades funcionales de proceso:

- Sistema de agua de alimentación.

- Sistema aire/gases.
- Sistema de control de velocidad de turbina.

Cada unidad generadora tendrá su sistema de control independiente y autosuficiente, debiendo el sistema de control diseñarse de manera que se coordine la operación de equipos comunes a ambas unidades.

El Proveedor establecerá un esquema tal que cuando se presente alguna anomalía o falla, en el sistema de control de una unidad, incluida su falla total, la otra unidad generadora y todos los equipos y sistemas comunes no se vean afectados en su operación y seguridad.

#### **3.1.4 Organización del Sistema Integral de Control**

El Sistema Integral de Control deberá cubrir todas las funciones de automatización genéricas de secuencias lógicas y regulación analógica, desde funciones de control de lazo abierto, lazo cerrado y lógicas de protección, integrando regulaciones continuas simples y complejas de las variables del proceso. La lógica de protección considerará la protección de accionamientos, equipos y de la unidad en su conjunto. Asimismo, permitirá la ejecución de acciones después de verificar los permisos correspondientes en el proceso de arranque, paro o transferencia de equipo, de modo que las unidades funcionales de proceso puedan operar independientes y automáticamente.

Las funciones de control se estructurarán de modo que una falla en un dispositivo redundante del sistema, no afecte al proceso y continúe operando sin interrupción.

En base al sistema de control instalado actualmente de forma típica en las unidades generadoras del tipo termoeléctrica convencional, el sistema de control a suministrar por el proveedor debe ser diseñado para que los niveles de lógica jerárquicos más altos, coordinen las funciones de los niveles siguientes y así sucesivamente hasta el control individual por equipo del proceso. Cualquier equipo puede ser operado en modo manual a elección del operador.

#### **3.1.5 Nivel de Automatización del Sistema Integral de Control**

La operación de los sistemas o equipos deberá poderse llevar a cabo en modo automático o manual. El modo automático no requerirá la intervención del operador y operará de acuerdo a secuencias predefinidas. En el modo manual, el operador podrá efectuar el arranque o paro de equipos, asistido por el sistema en la verificación de permisos y guía dinámica de operador.

La regulación de carga de la unidad generadora y el control analógico de las variables del proceso, serán completamente automáticas, teniendo la opción de control en modo manual.

La lógica de protección en cualquier condición imperará sobre el control automático y manual.

El Sistema Integral de Control admitirá señales externas provenientes del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) como parámetros de demanda de carga. Siempre que no existan limitaciones de equipos, será el encargado de regular la generación de forma automática, tomando en cuenta esas señales.

El arranque de los equipos que integran la unidad se hará a través de la plataforma del Sistema Integral de Control de forma remota desde el control individual o de manera automática a través de los controles de subgrupo y grupo de acuerdo a la jerarquía que presentan típicamente los sistemas actualmente instalados en las unidades, permitiendo la puesta en servicio de la unidad en sus equipos auxiliares, encendido de generador de vapor, rodado de turbina, excitación del generador, sincronización, toma de carga inicial y elevación de carga hasta 100%.

El proveedor u ofertante debe diseñar, fabricar, probar y suministrar, un SICOUT que incluya conceptos de control avanzado que se detallan más adelante en la sección de control analógico.

El sistema de control propuesto debe integrar técnicas avanzadas ya probadas y comercializadas, tales como control no lineal, control adaptable – predictivo, ajuste automático de ganancias, métodos estadísticos, debiendo presentar evidencias de su instalación en procesos termoelectrónicos y que al menos tengan un año funcionando.

Se diseñará con un solo modelo, versión o tipo de equipo y el ofertante debe ser el dueño de la patente o tener los derechos exclusivos de la misma para todos los sistemas y equipos principales del Sistema Integral. El no cumplir con este requerimiento será motivo de descalificación cuando se trate de esquemas de adquisición de Licitación Pública o invitación a tres proveedores de acuerdo a lo establecido en la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público.

Se admite como excepción lo aplicable al sistema supervisorio de turbina, pero aún en este caso se integrarán la información y mandos como un nodo más de la red del sistema para el control de la unidad generadora. Se diseñará bajo un estándar de fabricación de uso generalizado aplicable a dimensiones de gabinetes, bastidores y tarjetas, niveles de señal y protocolos de comunicación, y procedimientos de pruebas en fábrica y en sitio. Así mismo, permitirá la intercambiabilidad de elementos y la interconexión con equipos fabricados por otros, mediante puertos de comunicación y conectores estándar.

La plataforma de aplicación del sistema debe comprender de manera integral los siguientes elementos:

- Interface humano-máquina (Estaciones de Operación).- Software para el manejo de las estaciones hacia y desde los gabinetes de automatización. El servidor que se dedique a esta función deberá estar aprobado y certificado por el propio fabricante del sistema.
- Estaciones de Ingeniería.- Software de aplicación y configuración del sistema.
- Control lógico y analógico.- Software de automatización y hardware del sistema.
- Adquisición de datos (Histórico y tiempo real), secuenciador de eventos y alarmas.- Software de aplicación.
- Gabinetes de Control con todos sus dispositivos y elementos.- Software de aplicación y diagnóstico.
- Buses de comunicación.- Software de configuración y diagnóstico.
- Software de aplicación gráfica.
- Interfaces a sistemas de terceros.- Hardware y software de configuración.

La plataforma de aplicación debe asegurar que la configuración, comunicación y diagnóstico de todos los componentes del sistema se puedan realizar desde su estación de ingeniería.

La protección asociada a cada equipo o sistema del grupo funcional se efectuará en los mismos procesadores de control. La señal de protección será imperativa e independiente de la secuencia lógica de operación.

El sistema deberá contar con memorias del tipo no volátil en la configuración o programación del sistema.

Deberá ser posible el cambio de tarjetas electrónicas o la reconfiguración de la programación, en línea, sin que se generen fallas adicionales o mal funcionamiento.

Los fusibles de protección serán accesibles, sin necesidad de remover de su sitio las tarjetas acondicionadoras de entradas y salidas tanto analógicas como digitales.

Las tarjetas Entrada-Salida deberán de contar con un medio de aislamiento ya sea por medio óptico, galvánico o fusible por canal de tal manera que pueda evitar que se induzcan fallas desde el exterior hacia la tarjeta y lógica u controles asociados.

Tendrá autodiagnóstico en línea de toda la electrónica de gabinetes e instrumentación de campo inteligente, siendo fácil de descifrar sin necesitar códigos especiales.

### 3.1.6 Tiempos de Respuesta del Sistema

El Sistema Integral de Control operará con los siguientes tiempos de respuesta, independientemente de la carga de los buses, servidores y controladores en el sistema, ya sea durante perturbaciones o disparos de unidad, cambio de carga o falla en controladores, dentro de los valores máximos, para los siguientes casos:

Control analógico lento	1000 ms
Control analógico rápido	250 ms
Control lógico	100 ms
Protección General	100 ms
Protección de equipo critico (Turbina, Generador y retroavisos de accionamientos)	10 ms
Registro de secuencia de eventos	1 ms
Registro de cambios de señal analógica	10 ms

Estos tiempos se refieren al lapso total desde que la señal se origina e introduce en el sistema, hasta que se encuentra disponible en el punto de salida.

La formación de desplegados completos (diagramas esquemáticos o similares) no será mayor de 1.0 segundo. El tiempo máximo de actualización de datos de tipo dinámico que ya estén desplegados en pantalla será de 1.0 segundo desde el cambio en el proceso.

La formación de desplegados completos de gráficas de tendencia para la explotación del operador de la unidad en las estaciones de operación se efectuará en un máximo de 2.0 segundos. La actualización de gráficas de tendencia previamente abiertas será en 1.0 segundo o menor, desde el cambio en el proceso. En el caso de las consultas a las gráficas de tendencias mediante el acceso a la base de datos del registro histórico, estas deberán desplegarse como máximo en un tiempo de 3.0 segundos.

En términos generales, la información que presente la plataforma de control, deberá ser actualizada con una velocidad tal, de manera que el operador pueda evaluar el comportamiento del proceso en tiempo real y tomar la decisión de intervenir para una operación manual o semiautomática adecuada.

## 3.2 Equipos en Sala de Control, Laboratorio Químico, Oficina del Jefe de Turno, Área de Ingeniería, Oficina de Instrumentación y Control, y Análisis y Resultados

### 3.2.1 Arreglos de Equipos

#### a) Sala de Control

Los equipos de la sala de control se ubicarán de tal manera que se obtenga un arreglo adecuado a la operación de las unidades.

- Estaciones de Operación (2 por unidad + 1 para equipos comunes)
- Estaciones de Operación con Pantallas gigantes (1 por unidad + 1 para equipos comunes)

- Impresoras de color con tecnología de impresión laser
- Tableros auxiliares
- Mobiliario necesario para las Estaciones de Operación y accesorios.

**b) Laboratorio Químico**

En el laboratorio químico se ubicará una estación de operación por cada par de unidades, con su mobiliario correspondiente y una impresora con tecnología de impresión láser respectivamente.

**c) Oficina del Jefe de Turno**

En las oficinas del jefe de turno se ubicará una estación de supervisión, por cada par de unidades, con su mobiliario correspondiente y una impresora con tecnología de impresión láser a color.

**d) Oficina de Instrumentación y Control**

En la oficina de instrumentación y control se ubicará una estación de supervisión, por cada par de unidades, con su mobiliario correspondiente y una impresora con tecnología de impresión láser a color.

**e) Oficina de Análisis y resultados**

En la oficina de Análisis y resultados se ubicará una estación de supervisión para cada par de unidades con su mobiliario correspondiente y una impresora con tecnología de impresión láser a color

### **3.2.2 Características de Equipos de Sala de Control, Laboratorio Químico, Oficina del Jefe de Turno y Oficina de Instrumentación y Control**

**a) Estaciones de Operación**

**Estación de Operación:** Para cada unidad serán suministradas tres estaciones de operación desde las cuales se pueden acceder también los sistemas comunes, más una común por par de unidades en el laboratorio químico, la cual únicamente tendrá mandos en lo referente al equipo de dosificación.

El proveedor debe suministrar el medio físico de conexión entre el SICOUT en cuarto de control y el Laboratorio Químico, incluyendo todos los equipos y conexiones que se requieran para ello.

El equipo para las estaciones de operación debe contar con las siguientes características mínimas:

- Doble monitor plano con tecnología LED de 32" mínimo de 1600 x 1200 pixeles mínimo, de alta resolución, de 0.25 mm "dot pitch" o menores, tiempo de vida mínimo de 70,000 horas
- Teclado alfanumérico en español de 101 teclas,
- "Ratón óptico" con conexión USB,
- Unidad DVD R/W
- Dos Puertos USB v3.0 libres habilitados con tarjeta de comunicación.
- Disco duro (HD) capacidad de 0.5 Tb a 7200 RPM o superior de acuerdo al diseño del sistema de control.
- Unidad central de procesamiento (CPU) tipo industrial con procesador intel CORE de segunda generación, 3.9 GHZ, 12MB CACHE como mínimo. 8 Gb RAM o superior de acuerdo al diseño del sistema de control.
- Bocinas multimedia,
- Puertos PCI, PCE, un puerto paralelo, dos puertos seriales DB9, Puertos IDE/Sata
- Programas y Licencias de Software requeridos.
- Unidad de energía ininterrumpible UPS para 50 minutos de soporte como mínimo.

Para el manejo de imágenes gráficas en pantalla o envío de comandos, se usarán dispositivos tales como “ratón” del tipo óptico para conexión USB. No se acepta el uso de pantallas sensibles “touch screen”. La consola de operación presentará una apariencia uniforme.

**Estación de operación con Pantalla Gigante:** Tres estaciones de operación (por par de unidades) con pantalla gigante de 100” integrada en cuatro segmentos ubicada en cuarto de control, que pueda desplegar a solicitud del operador a un mismo tiempo cuatro desplegados, dos o uno empleando los cuatro segmentos y operar los sistemas de cada unidad y sus servicios comunes incluyendo los de distribución eléctrica de 6.9 Kv, 480 Vac, 220 Vac, 120 Vac, 125 Vdc, etc, instaladas al centro de la sala de control y a una distancia que permita la visualización de los estados de los equipos asociados desde cualquier puesto de operación de las dos unidades; debe estar equipada para comunicarse con el Sistema Integral de Control a través de red Ethernet base 100t mediante protocolo abierto compatible con el estándar IEE802.3. Con las siguientes características como mínimo:

- Pantalla Gigante de 100” para mapeo de video en sala de control; 1 pantalla gigante para aplicaciones industriales por unidad en tablero de repliegue de los operadores, pantalla compuesta de 4 cuadrantes de pantallas LED’S ultra delgadas de alta definición o superior, de 50” cada una. Resolución de 1080p o superior, pantallas con mega contraste, con tecnología Auto Motion Plus 120 Hz o superior. Entradas de video compatibles con la salidas de tarjeta de video de estación de operación libres de mercurio plomo y VOC. Alimentación eléctrica de cada pantalla de 110/220 VCA



- Servidor gráfico para 4 canales de vídeo o el requerido para el manejo de la pantalla gigante.
- “Ratón óptico” con conexión USB,
- Disco duro (HD) capacidad de 250 Gb a 7200 RPM o superior de acuerdo al diseño del sistema de control.
- Unidad central de procesamiento (CPU) tipo industrial con procesador Intel CORE de segunda generación, 3.9 GHZ, 12MB CACHE como mínimo. 8 Gb RAM o superior de acuerdo al diseño del sistema de control.
- Módulos de comunicación,
- Bocinas multimedia,
- Programas y Licencias de Software requeridas.
- Teclado alfanumérico en español de 125 teclas,
- Unidad DVD R/W,
- Dos Puertos USB v2.2 libres habilitados con tarjeta de comunicación.
- Puertos PCI, PCE, un puerto paralelo, dos puertos seriales DB9, puertos IDE/Sata
- Programas y Licencias de Software requeridos.

Las pantallas gigantes deberán incluir el acceso sellado de cables, previniendo el contacto accidental de personal con los equipos y conexiones en su interior, así como también el sistema de enfriamiento para su buen funcionamiento, el acondicionamiento de todo su montaje de manera que su instalación sea de acuerdo a la nueva tecnología y ergonomía del cuarto de control propuesto.

**Estaciones de Supervisión:** Tres estaciones remotas por cada par de unidades, las cuales serán instaladas en las siguientes áreas: una en cada oficina del jefe de turno, una en la Oficina de Instrumentación y Control ubicada en el edificio de talleres normalmente a una distancia promedio de 1000 metros, y una estación de supervisión en la oficina de Análisis y Resultados ubicada típicamente en las instalaciones del edificio administrativo de la central a

una distancia aproximada de 1500 metros, para el manejo y visualización de la información correspondiente a los procesos que integran a las mismas, los valores y estados actuales e históricos de las variables analógicas y lógicas que conforman la base de datos; debe estar equipada para comunicarse con el Sistema a través de red Ethernet base 100t mediante protocolo abierto compatible con el estándar IEE802.3.

El Proveedor debe suministrar el medio físico de conexión entre el sistema y la oficina del jefe de turno, oficina de Instrumentación y Control y la oficina de Análisis y Resultados, incluyendo todos los equipos y conexiones que se requieran para ello. Las estaciones de supervisión deben contar con las siguientes características como mínimo:

- Monitor plano con tecnología LED de 32" mínimo de 1600 x 1200 pixeles mínimo, de alta resolución, de 0.25 mm "dot pitch" o menores
- Teclado alfanumérico en español de 125 teclas
- "Ratón óptico" con conexión USB
- Disco duro (HD) capacidad de 0.5 Tb a 7200 RPM o superior de acuerdo al diseño del sistema de control.
- Unidad central de procesamiento (CPU) tipo industrial con procesador intel CORE de segunda generación, 3.9 GHZ, 12MB CACHE como mínimo. 8 Gb RAM o superior de acuerdo al diseño del Sistema de control.
- Módulos de comunicación
- Unidad DVD R/W
- Dos Puertos USB v3.0 libres habilitados con tarjeta de comunicación
- Puertos PCI, PCE, un puerto paralelo, dos puertos seriales DB9, puertos IDE/Sata
- Programas y Licencias de Software requeridos

Para el manejo de imágenes gráficas en pantalla o envío de comandos, se usarán dispositivos tales como "ratón" del tipo óptico para conexión USB. No se acepta el uso de pantallas sensibles "touch screen".

**b) Impresora a color**

Quince impresoras de color, serán del tipo láser, con tarjeta para conexión a red, y serán de al menos 1200 x 1200dpi y 6ppm. Estarán dispuestas de la siguiente manera:

	Lugar asignado	Cantidad de impresoras
1	Cuarto de control Unidad A	1
2	Cuarto de control Unidad B	1
3	Cuarto de control común de Unidades A y B	1
4	Oficina del jefe de turno de Unidades	1
5	Laboratorio Químico	1
6	Estación de Ingeniería de Unidades A y B	1
7	Oficina de Instrumentación y control	1
8	Oficina de Análisis y resultados	1

**c) Cables y Accesorios**

Los requeridos para la interconexión y alimentación de los equipos anteriores.

**d) Mobiliario**

Las consolas para las estaciones de operación deberán ser de estructura robusta y no estar fabricadas en madera aglomerada o de cualquier otro material natural, los acabados deben ser en tipo formica, homogéneos del tipo



modular. En caso de tener puertas, estas cerrarán con llave única y abrirán hacia fuera. Tendrán canaletas con tapa para cableado, previniendo el contacto accidental de personal con los equipos y conexiones en su interior.

Preferentemente, el gabinete del CPU, será accesible permitiendo su fácil mantenimiento o desconexión, por medio de charola evitando el daño de los cables.

Las consolas incluirán mesa para impresora, ya sea en forma integrada o separada.

Las sillas para cada estación de trabajo y supervisión serán de diseño ergonómico, metálicas, reforzadas, tipo industrial, con respaldo, el relleno del asiento y descansabrazos en poliuretano de alta densidad y tapizados en tela reforzada, rodajas industriales para su desplazamiento, altura ajustable por mecanismo neumático, para soportar el uso continuo de personas con un promedio de peso de 120 kg.

El cableado de alimentación y de comunicación de las pantallas gigantes, impresoras y equipos adicionales en las estaciones de operación estará oculto. Todo el cableado de alimentación y comunicación deberá ser identificado con una etiqueta señalando el origen y destino del cable de acuerdo a la identificación de los equipos. Los contactos de alimentación de los equipos quedarán también ocultos.

#### **e) Tableros Auxiliares**

El Proveedor instalará tableros auxiliares del tipo mosaico integrados al panel principal de pantallas gigantes, uno por unidad, para la instalación de: La pantalla de televisión del hogar del generador de vapor, mandos y retroavisos del Regulador Automático de Voltaje (AVR), mandos y retroavisos de Cuchillas e Interruptor de Maquina Propio de unidad, mandos y retroavisos de Cuchillas e Interruptor Medio de unidad, retroavisos de Cuchillas e Interruptor de enlace de buses de unidad, mandos y retroavisos de Cuchilla de Maquina de unidad, retroavisos de cuchilla de línea de unidad, retroavisos de cuchilla de tierra de unidad, mandos y medición de la ménsula de sincronización de unidad, señalización y alarma audible de caseta climatizada del AVR. Para servicios comunes mandos y retroavisos de Cuchillas e Interruptor Propio del Transformador de arranque (TA), mandos y retroavisos de Cuchillas e Interruptor Medio del Transformador de Arranque, retroavisos de Cuchillas e Interruptor de enlace de buses del TA, mandos y retroavisos de Cuchilla del TA, retroavisos de cuchilla de línea del TA, retroavisos de cuchilla de tierra del TA, mandos y retroavisos del sistema de transferencia de auxiliares en media tensión, mandos y retroavisos del Generador diesel de Emergencia, mandos y señalización del Sistema de voceo por contingencia y evacuación del personal, señalización de estado de bombas de equipo critico de emergencia del turbogenerador, la pantalla gigante (intercalada entre tableros auxiliares), 4 indicadores digitales y de nivel domo (hidrastep). Los tableros auxiliares deberán presentar una altura y un aspecto armónico y uniforme con las pantallas gigantes y el resto del mobiliario en la sala de control e incluir acceso sellado de cables por la parte inferior, puertas con llave única, y canaletas con tapa para cableado. El área de mosaico cubrirá una altura al igual que la de las pantallas gigantes y un ancho mínimo de 96 cm. Así también se deberá de reubicar en caso de contar con él, el Tablero de Control del Transformer Protector (SERGI) incluyendo lo necesario para materiales y mano de obra para su verificación y puesta en servicio.

#### **f) Indicadores Digitales**

El Proveedor suministrará, instalará y pondrá en servicio 4 (cuatro) indicadores de variables del tipo digital, por Unidad generadora, en cada tablero auxiliar. Cada uno de los indicadores tendrá la capacidad de mostrar una variable seleccionada por el operador de un grupo de 10 variables preseleccionadas del proceso, la selección será realizada a través de un menú en una pantalla del Sistema, con objeto de observar los parámetros principales críticos. Entre otras: Potencia activa, Temperatura de vapor, Velocidad de turbina, Vacío condensador, Flujo combustible, etc. La altura mínima del indicador digital es de 4" y 4 dígitos de capacidad.

#### **g) Sistema de Aire Acondicionado de Precisión**

Se debe integrar el suministro, instalación y Puesta en Servicio de un Sistema Redundante de Aire Acondicionado de Precisión. El sistema de aire acondicionado de Precisión deberá ser automatizado por falla en cualquier combinación (arranque del respaldo por falla en el principal o viceversa).

El paquete de aire acondicionado debe integrar el suministro, instalación y puesta en servicio de un sistema de Monitoreo vía web para cada equipo, de las siguientes características: tarjeta de interface con puerto de salida RS232C y COMMSERVER, que sea compatible con el micro controlador.

#### **h) Ergonomía**

El diseño de los arreglos y ubicación de las Estaciones de Operación y de las pantallas gigantes será de acuerdo a las mejores prácticas del diseño ergonómico.

Las consolas de operación, presentarán un diseño ergonómico y uniforme de las estaciones de control con las pantallas gigantes y el mobiliario, y estaciones de supervisión (laboratorio químico, oficina de instrumentación y control y oficina de jefe de turno). Se deberá considerar que la operación de las unidades será efectuada por el operador en posición sentado, por lo que el campo de visión del operador no deberá ser obstruido para la operación y visualización de las pantallas gigantes; asimismo, se diseñará la iluminación de la sala de control de manera tal, que no provoque reflejos en las diferentes pantallas del Sistema Integral de Control.

El Proveedor suministrará mobiliario ergonómico para las estaciones de operación con la estabilidad para soportar las cargas de las actividades del operador y de los equipos ahí ubicados. Contará con área adecuada para la ubicación de los teclados y ratón óptico, con espacios para el resguardo de la documentación impresa. Presentará un aspecto uniforme que armonice con las pantallas gigantes y tableros auxiliares en la sala de control. Los cables de alimentación y conexión a los periféricos de la estación de operación quedarán ocultos.

### **3.3 Dispositivos de Procesamiento, Control y Comunicación del Sistema Integral de Control**

#### **3.3.1 Características de Equipo de Control y Servidores**

##### **a) Dispositivos para el Control y Procesamiento de Señales**

Los dispositivos para el control y procesamiento de señales deberán ser redundantes en cantidad y capacidad de procesamiento necesaria para la configuración Maestro/ Esclavo en espera (*Stand by*) del control del proceso en un esquema que a falla del control Maestro, el Esclavo tome el control de manera automática sin perturbación al proceso, y dimensionados para la adquisición y procesamiento del total de las señales de entrada/salida. La pérdida en el sistema de ambos controladores Maestro-Esclavo será disparo directo de la Unidad.

Los servidores estarán configurados en modo compartido y exclusivo para el manejo de los datos a clientes, por lo que deberán estar aislados uno de otro de tal forma que se puedan intervenir indistintamente sin afectaciones al servidor que esté en línea.

El administrador del proyecto será independiente a los servidores el cual contendrá las bases de datos de todos los sistemas o del proyecto mismo.

Los dispositivos, para el control y procesamiento de señales, aún bajo las condiciones más críticas de procesamiento de señales, garantizarán las respuestas del control de los procesos, de manera tal que se evite llegar al máximo de los parámetros manteniendo una reserva libre de al menos un 30% de capacidad para evitar

invalidación de señales por saturación . El Proveedor proporcionará la manera de evidenciar esta supervisión de capacidad de los dispositivos, en línea, sin alterar la respuesta del sistema.

**b) Tarjetas de acondicionamiento para señales de entradas/salidas**

Según el diseño propuesto para el Sistema Integral de Control, estas tarjetas se pueden relacionar como:

- Acondicionamiento de entradas analógicas,
- Acondicionamiento de entradas binarias,
- Acondicionamiento de salidas binarias,
- Acondicionamiento de salidas analógicas,
- Acondicionamiento de accionamientos (SICOUT, motores, etc.)

La cantidad de Entradas/Salidas del Sistema deberá cubrir los requerimientos de Equipo actual y nuevo, los cuales se indican en los listados como el ejemplificado en el punto 3.4.7. Las características funcionales del acondicionamiento de señales se describen en el apartado de “Manejo de señales de entrada / salida” (punto 3.4).

Adicionalmente, deberán contar con:

- Dispositivos de comunicación redundantes y
- Fuentes de alimentación redundantes
- Las entradas redundantes deben configurarse en diferente tarjeta de entrada y canasta o rack.
- Aislamiento eléctrico independiente por cada canal (óptico o galvánico)

El equipo instalado en los gabinetes del Sistema debe soportar fallas del equipo de aire acondicionado, y seguir operando eficientemente con una temperatura límite en el interior de 55°C y 90% de humedad sin condensación.

**c) Servidor de aplicaciones del Sistema**

El proveedor deberá considerar dentro del servidor las funciones de gestión tales como registro de secuencia de eventos, cálculos, generación e impresión de reportes horarios, archivos históricos, diario, etc . Las cuales deberán hacerse de manera independiente a las funciones del control del proceso con objeto de no afectar la rapidez de respuesta del control.

El Proveedor, suministrará los periféricos y accesorios necesarios para la operación, configuración y respaldo de programación, de los servidores. Por lo que se debe considerar en el suministro de cada Unidad, un servidor de aplicación redundante con la capacidad suficiente para llevar el proceso de almacenamiento y gestión de manera eficiente de tal forma que cualquiera de ellos pueda ser intervenido en línea sin afectar el sistema y que incluya como mínimo lo siguiente:

- Unidad central de procesamiento (CPU), con procesador Intel Quad Core Xeon @ 3 GHz o superior de acuerdo al diseño de la tecnología a suministrar, 4 Gb RAM o superior de acuerdo al diseño del Sistema de Control.
- Disco duro (HD) dual con capacidad de acuerdo al diseño del Sistema de Control cuya configuración redundante debe de ser en paralelo para tolerancia a fallas.
- Dos Puertos de comunicación USB libres,
- Unidad DVD R/W,
- Módulos de comunicación duales, incluyendo 2 puertos Ethernet.
- Programas y Licencias de Software requeridas,
- Alimentación eléctrica redundante

**d) Servidor de Datos histórico redundante**

El proveedor deberá contemplar en el suministro un servidor redundante y dedicado, con la capacidad suficiente para llevar el proceso de almacenamiento masivo de datos históricos, para un periodo aproximado de 3 años, que

ya no se encuentren almacenados en los servidores de información y control del Sistema Integral, tales como registro de secuencia de eventos, cálculos, generación e impresión de reportes horarios, diario, etc.. La recuperación de esta información deberá hacerse a solicitud del Operador tablerista y de manera independiente a las funciones del control del proceso de generación con objeto de no afectar la velocidad de respuesta del control del proceso y confiabilidad del sistema. El arreglo propuesto por el proveedor deberá cumplir con las funciones de robustez y seguridad de la información debiendo presentar características de facilidad de reposición de componentes en línea sin afectar la integridad de los datos.

**e) Funcionalidad WEB**

Esta funcionalidad deberá estar incluida dentro de las funciones propias del Sistema Integral, y será requerida para disponer y gestionar la información a los usuarios de la central por Intranet e Internet, así como asistencia del fabricante por Internet que incluye:

- Firewall y Router
- Licencias de Software requeridas para 5 usuarios. (La licencia para recibir asistencia vía Internet será sin costo para la CFE.)

**f) Estación de Ingeniería**

El sistema se diseñará de forma tal que para realizar las funciones de ingeniería y configuración no sea requerido el uso de una Estación de Ingeniería Propietaria sino de licencias de ingeniería que podrán ser instaladas a nivel del Servidor de Aplicación para que en una Estación de Operación del Sistema ubicada en el cuarto de gabinetes o del Sistema de Adquisición de Datos, se lleven a cabo estas funciones. Desde esta estación de ingeniería será posible realizar la ingeniería y el diagnóstico de los sistemas de control, para lo cual se debe contar con al menos las siguientes características en las estaciones de operación, las cuales podrán ser superiores dependiendo del diseño del sistema a suministrar.

- Unidad central de procesamiento (CPU) tipo industrial, con procesador intel CORE de segunda generación, 3.9 GHZ, 12MB CACHE como mínimo. 8 GB RAM o superior de acuerdo al diseño del sistema de control.
- Dos Monitores planos TFT LCD de 24" mínimo, 1600 x 1200 pixeles, de 1.6 millones de colores mínimo, de alta resolución, 0.25 mm "dot pitch" o menores.
- Disco duro (HD) capacidad de 250 GB o de acuerdo al diseño del sistema de control.
- Ratón óptico con conexión USB.
- Dos Puertos de USB libres con y tarjeta de comunicación.
- Unidad DVD R/W.
- Teclado alfanumérico de 101 teclas en español.
- Módulos de comunicación.
- Programas y Licencias de Software requeridas.

Deberá incluirse el suministro de una impresora a color del tipo láser, con tarjeta para conexión a red y será de al menos 1200 x 1200dpi y 6ppm.

**g) Servidor de Aplicaciones de Planta para cliente OPC**

El proveedor deberá contemplar en el suministro una computadora con la capacidad suficiente para llevar el proceso de almacenamiento, comunicación y gestión de manera eficiente a los requerimientos de información de la red LAN de la CFE. Los valores de las señales, estados operativos, eventos, cálculos, de cada una de las unidades deberán ser transferidos de manera automática a esta computadora, para lo cual deberá de tener el software y aplicaciones necesarias para visualizar el estado operativo de la Planta (de todas las unidades modernizadas) a fin de cumplir con los requerimientos de información que la CFE especifique durante el proyecto.

#### **h) Servidor para el monitoreo y análisis dinámico de los turbogrupos.**

El Proveedor deberá suministrar un equipo con la capacidad de análisis dinámico de los turbogrupos y que sea capaz de graficar en tiempo real las señales de vibración para la supervisión de la operación, el cálculo y diagnóstico para análisis de condiciones de operación normales y anormales a medida que la unidad pasa por las fases de arranque/paro y toma de carga, anticipando la detección de comportamiento fuera de especificaciones del turbogenerador en cada unidad generadora. Así mismo, deberá contar con la función de comparación de diferentes eventos o señales de sensores dentro de un mismo gráfico (Polar 1 vs Polar 2 o Tendencia Sensor X vs Tendencia Sensor Y).

El servidor a suministrar es tipo industrial con el software de aplicación con la última versión del fabricante para análisis dinámico de los turbogrupos de las unidades, compatible con el equipo Supervisorio suministrado así como la conectividad con los sistemas existentes de otras unidades de la misma central, esto incluye el suministro y acondicionamiento de la red para interconectar los supervisorios de las unidades mencionadas, así como la funcionalidad Web para su explotación en la intranet de la CFE. Este servidor es no redundante con la capacidad suficiente para llevar el proceso de almacenamiento y gestión de manera eficiente que incluya:

- Unidad central de procesamiento (CPU) tipo industrial, con procesador Intel Quad Core Xeon @ 3 GHz o superior de acuerdo al diseño de la tecnología a suministrar, 4 GB RAM o superior de acuerdo al diseño del Sistema Integral.
- Disco duro (HD) dual con capacidad de acuerdo a diseño del nuevo sistema Supervisorio considerando todas las unidades involucradas en el alcance del proyecto.
- Dos Puertos de comunicación USB libres
- Unidad DVD R/W
- Módulos de comunicación duales, incluyendo 2 puertos Ethernet.

#### **Programas y Licencias de Software requeridas;**

El Proveedor debe integrar con el sistema de control, la plataforma en software y hardware contando con las licencias permanentes requeridas y asegurar que el sistema cuente con la capacidad de adquisición de datos proveniente de los sensores de vibración, *keyphasor*, posición rotor y excentricidad en turbina, con resolución adecuada que permita el análisis dinámico de los transitorios:

#### **Datos de arranques/paros;**

- Colección de datos en intervalos de velocidad y de tiempo.
- Intervalos de incrementos o decrementos de la velocidad programables de manera independiente.
- Inicialización de la colección de datos transitorios basados en la detección de la velocidad de la máquina, con una o dos ventanas programables.
- El número de eventos transitorios colectados solo es limitado por la memoria disponible en el módulo

#### **Colección de datos de alarma;**

- Colección de datos de alarma antes y después del evento.
- Colección de valores estáticos cada segundo durante 10 minutos antes del evento de alarma y 1 minutos después del mismo.
- Colección de valores estáticos cada 100 ms. por 20 segundos antes del evento y 10 segundos después del mismo.
- Colección de formas de onda por 2.5 min. en intervalos de 10 s antes de la alarma, y 1 min. de formas de onda en intervalos de 10 s después de la misma.

Presentará la información contenida en la base de datos, para análisis y diagnóstico ya sea perteneciente a eventos de arranque o paro, condiciones de estado estable o eventos de alarma, de acuerdo a las siguientes gráficas:

Valores presentes en tiempo real globales, filtrados 0.5X, 1X, 2X y absolutos (suma vectorial del valor relativo y sísmico) de: Diagrama del tren de máquinas; Tendencia; Tendencia multivariable; Región de aceptación; Forma de onda; Órbita y forma de onda; Posición radial del eje (*Shaft Centerline*); Espectro de frecuencias y "*Full Spectrum*"; Gráfica de X versus Y; *Waterfall* y *Full Waterfall*; Gráfica de Bode; Gráfica Polar; Gráfica de Cascada y *Full Cascade*; Gráficas de *Plus Orbits* y *Plus Spectrums*; Gráfica de vista rápida.

Las bases de datos se deberán generar a partir de la adquisición de los elementos de las señales en formatos referenciados en amplitud de la señal de AC, de DC, posición angular contra el tiempo al menos, y se generarán en los procesadores de monitores de acuerdo a API 670 4a.

Así como la representación gráfica de valores y alarmas en pantallas del Operador de la Unidad e intranet para enlace remoto con otros niveles jerárquicos de la CFE, información necesaria para el diagnóstico anticipado de fallas, desalineación y balanceo en línea del Turbogenerador.

### 3.3.2 Sincronización de Relojes por GPS del Sistema Integral

El Sistema Integral utilizará para todas las Unidades generadoras un método de sincronización de tiempo o reloj maestro redundante para establecer cíclicamente la referencia de tiempo en todos los servidores, controladores y subsistemas de la plataforma de control.

El reloj maestro del Sistema Integral de Control, se sincronizará automáticamente al Tiempo Universal Coordinado utilizando el sistema de posicionamiento global (GPS), con una diferencia máxima entre ellos de 1 segundo. El Licitante ganador suministrará, instalará y pondrá en servicio los dispositivos para la recepción de este enlace vía satélite (antena, cables y accesorios).

### 3.3.3 Programación

La programación operativa del sistema, como funciones de control con sus algoritmos, cálculos, operaciones lógicas, selectores de valor, etc., se efectuará sobre la base del estándar del fabricante, con lenguajes que no requieran técnicas de programación complejas o del tipo ensamblador.

Cualquier software incluido en el Sistema Integral de Control será consistente con las definiciones, códigos y normas aplicables, arreglos y lo indicado en esta especificación.

Cada controlador y en general todos los dispositivos integrados en el sistema se configurarán desde la Estación de Ingeniería o de la Estación de Operación, que se habilitará como estación de Ingeniería, y se encontrará en modo de configuración. Permitirá la fácil reconfiguración de cualquier función de controlador en línea, sin requerir adiciones o modificaciones de equipo o desensamble de componentes y/o tarjetas electrónicas de su posición normal, sin disturbio al proceso.

Como requisitos básicos de programación del sistema, se considerarán los siguientes:

- El software de aplicación del sistema de control, no requerirá de lenguajes de programación para la realización de modificaciones, por lo que posterior a la sintonización del mismo, todas las funciones de programación y mantenimiento podrán efectuarse en forma sencilla por el personal de la CFE, sin asistencia de los técnicos del Proveedor del equipo.
- La base de datos se actualizará automáticamente con los cambios de programación utilizando software de explotación Java, para garantizar la consistencia de los datos y funciones a través de todo el sistema, sin necesidad de mapeos o compilaciones manuales.

- Las modificaciones se realizarán en línea, sin interrupción del proceso y sin mapeos o compilaciones manuales, utilizando software de explotación Java.
- Los programas para la ejecución de las funciones del sistema estarán diseñados con un lenguaje de programación orientada a objetos (POO), mediante menú de funciones preprogramadas, que permita una fácil configuración en línea.

A través de la Estación de Operación habilitada en modo de configuración (Estación de Ingeniería), con acceso autorizado, se podrán modificar los parámetros, algoritmos y ajustes del sistema. El operador de la unidad, a través de las estaciones de operación, sólo podrá manipular las acciones requeridas por el control manual, y podrá únicamente visualizar otros parámetros de la base de datos, como ganancias o límites de disparo.

La estación de ingeniería incluirá rutinas (software) para efectuar el mantenimiento a la programación del sistema, cargar, probar, modificar, generar nuevos programas o desplegados y diagnosticar el sistema completo.

Las modificaciones que se realicen a las funciones del control en la estación de ingeniería al sistema, serán actualizadas de manera automática sin requerir de compilación o mapeo, en los diagramas funcionales y relacionadas en la bitácora propia del sistema, para el control de modificaciones. El Sistema Integral de Control debe estar preparado con los mecanismos de conectividad adecuados para poder recibir asistencia remota, por consulta del personal de CFE, a los centros de soporte técnico del proveedor.

En esta estación con licencia de ingeniería se incorporará la documentación del propio Sistema Integral de Control, de manera que sea posible reproducir tanto visualmente en el monitor o en forma impresa, todos los documentos de Ingeniería del sistema.

Esta estación de ingeniería contará con todas las herramientas (hardware y software) requeridas para configurar todo el Sistema de Control.

Desde la estación de ingeniería se tendrá la capacidad de efectuar la configuración, diagnóstico y actualización, de los parámetros de todos los dispositivos inteligentes conectados al sistema.

#### **3.3.4 Comunicación**

El Sistema Integral de Control, se comunicará por medio de dos tipos de buses; Bus de Aplicación y Bus de Automatización, los dos redundantes, integrando un sistema de transferencia de datos completamente duplicado. El bus de aplicación redundante enlazará estaciones de operación (sala de control y laboratorio químico), pantallas gigantes, estación de Ingeniería, impresoras, servidor de aplicación, servidor Web/OPC y servidor de Históricos. El bus de automatización redundante enlazará los controladores programables entre ellos y a su vez los comunicará con los servidores de aplicación.

El enlace de las unidades de procesamiento y las tarjetas o módulos de Entrada-Salida debe ser mediante buses de comunicación redundante (físicamente), así mismo en su alimentación eléctrica, inclusive cuando una unidad de procesamiento incluya más de un gabinete.

El proveedor deberá concentrar todo el control dentro de los gabinetes instalados en el nivel posterior al cuarto de control, no se permitirán gabinetes de control actuando en forma remota.

La interfaz al Proceso se realizará por medio de tarjetas, el cableado existente y dispositivos para el acondicionamiento de señales de entradas y salidas. Los dos buses redundantes, el de aplicación y el de automatización deberán ser con fibra óptica con protocolo Ethernet y una velocidad mínima de 100MBit/s.

Las características del bus de fibra óptica cumplirán con las normas EIA/TIA 568 y IEEE 802.

La comunicación y mandos a tableros de 6.9 KV y subestaciones unitarias de 480 V será mediante bus redundante de fibra óptica IEC-61850 (Ethernet 100MBit/s). Por lo cual se deberá de considerar los equipos y accesorios de interfaz para su operación con los interruptores de los tableros existentes.

La carga de los buses bajo condiciones de operación normales y de acuerdo a las normas anteriores, deberá estar entre 15% y 20% y bajo condiciones extremas ésta no deberá exceder el 60%.

La velocidad de transmisión mínima requerida de la red será de 100 Mbits/s.

El procedimiento de acceso al bus cumplirá con el principio CSMA/CD – Acceso múltiple con detección de portadora y supresión de colisiones – considerando tiempos de envío entre 60µs y un máximo de 1300µs.

El protocolo de comunicación será del tipo Sistema Abierto y deberá garantizar la integridad y la seguridad en la transmisión de información, para los buses de comunicación.

Estos buses incluirán los módulos y dispositivos de comunicación (acoplamiento) para comunicarse con los diferentes dispositivos como estaciones, controladores, etc.

La siguiente lista ha sido definida como mínima por la CFE para la comunicación con los diferentes sistemas o equipos:

- Conexión de la nueva instrumentación vía 4 –20 mA. Protocolo HART.
- Conexión con la UTR u SICLE del CENACE será mediante protocolo DNP3 sobre Ethernet TCP/IP. Además por señales binarias de 0/24 Vcd y analógicas de 4 a 20 mA.
- Comunicación con el Sistema de Excitación y Regulador Automático de Voltaje del Generador para el monitoreo y operación del sistema, mediante la interconexión punto a punto y para las variables analógicas de 4-20 mA.
- Comunicación a través de protocolo IEC-61850 con los equipos de protecciones digitales eléctricas de los Generadores eléctricos, transformadores de auxiliares, transformadores principales, transformadores de excitación, transformador de arranque, medidores de energía y registradores digitales de disturbios.
- Comunicación a través de protocolo MODBUS con el Sistema de Monitoreo de flama de quemadores. Además de conexión punto a punto para sus señales binarias de detección para las lógicas de protección. Incluye la implementación de la red.
- Interfaz con el Sistema de Control de pulidores de condensado usando MODBUS.

De la misma manera, el Sistema de Control deberá tener la posibilidad de integrar equipos o sistemas nuevos a través de protocolo TCP/IP.

### **3.4 Manejo de Señales de Entrada y Salida del Sistema Integral de Control**

#### **3.4.1 Características del Acondicionamiento**

Las funciones actuales del sistema de control existente serán incorporadas y mejoradas en el nuevo Sistema Integral de Control, para garantizar la máxima funcionalidad y nivel de supervisión, que asegure la protección de los dispositivos de accionamiento y una rápida localización de fallos.



Todas las señales que ingresan al sistema deberán acondicionarse. Las funciones típicas de acondicionamiento incluyen: conversión de señal, validación, linealización, valores límite, filtrado de señales analógicas y binarias y etiquetado de tiempo (estampado) cuando se den cambios de estado en las señales.

Para el caso de las señales que se originan en los sistemas eléctricos (subestación, AVR, Generador Eléctrico, interruptores, motores, etc.) y que tienen conexión con el sistema de control deberá aislarse de acuerdo a la naturaleza de la señal de tal forma que bajo ninguna circunstancia puedan originar algún daño en las tarjetas electrónicas del control.

Las señales analógicas que por cualquier condición se salgan de rango deberán restablecerse por sí solas una vez que su magnitud regrese al rango configurado de trabajo, y sin inhabilitar el canal de medición o generar una condición de falla que cree trastornos al sistema de control involucrado.

El valor de cada una de las variables ya etiquetada y almacenada, así como el registro histórico de las variables seleccionadas, formarán una base de datos dinámica, que será común para cualquiera de los nodos y para las funciones de presentación de datos.

El Proveedor integrará en su propuesta las cantidades y tipos de acondicionamiento de señal, lo cual estará en función de los requerimientos de Entradas/Salidas estipulados en este documento en los listados de entradas/salidas que se presentan a manera de ejemplo en el punto 3.4.7, lo cual se considerará como base para el desarrollo de la Ingeniería preliminar y de detalle.

Los tipos de acondicionamiento de entrada / salida del sistema se constituirán con la menor variedad de tarjetas o módulos electrónicos diferentes, con el fin de que se requiera de un mínimo de partes de repuesto. Las señales se agruparán siguiendo un criterio de máxima disponibilidad de hardware.

El Proveedor debe contemplar para el diseño del sistema integral, que de manera típica las señales originales de entradas binarias son de un solo interruptor de 1P2T (1 polo 2 Tiros), alimentados externamente con 48 Vcd. En los sistemas que cuentan con esta configuración, se encuentra utilizado solo uno de estos contactos y cuentan con protección e indicación por falla de cableado. Es responsabilidad del proveedor que dentro de su ingeniería, si es necesario ocupar el contacto complementario, éste sea cableado y acondicionado así como considerar las modificaciones en caso de que se requiera trabajar con voltaje de 24 Vcd (no se admite otro voltaje), o en su defecto las provisiones necesarias en función del arreglo particular de la unidad que se trate.

El Proveedor debe contemplar para el diseño del Sistema Integral, que las señales de salida binarias hacia los elementos finales (relevadores, solenoides, etc.) se hacen a través de relevadores de interfaz, alimentados externamente con 48 Vcd o 24 Vcd en señales binarias de instrumentos de turbina. En el nuevo sistema, se debe de contemplar el cambio completo de todos los relevadores de interfaz. Es responsabilidad del proveedor el acondicionamiento necesario en caso de requerir algún voltaje diferente.

A continuación se describen las funciones que deberá tener el acondicionamiento de señales en el sistema, como mínimo:

- Adquisición, acondicionamiento, procesamiento, monitoreo y alimentación de los sensores.
- El estampado del tiempo de las señales binarias y analógicas se realizará en las tarjetas de entrada.
- La adquisición de señales binarias será por reporte de eventos y cambios de estado y no por barrido o escaneo.

- La adquisición de señales analógicas será por cambios de valor fuera de una banda, y no por barrido o escaneo. La banda será configurable en la Estación de Ingeniería.
- El tiempo de respuesta de todas las señales será de acuerdo a lo indicado en la sección 3.1.6.
- Supervisión para la inhibición de señales con repeticiones continuas (“rebotes”) producidas en el proceso, evitando así registros innecesarios y desviación de recursos del sistema.
- Acondicionamiento de señales binarias: alimentación a contactos de conmutación (1P2T) o contactos simples (1P1T), a prueba de cortocircuitos, capacidad para simular estados de entrada.
- Mando de accionamientos lógicos: interfaz para el control y vigilancia de actuadores, motores y solenoides, alimentación a relevadores o bobinas; manejo de retroavisos de estado, con aislamiento y protección; capacidad para simulación de salida lógica directa.
- Acondicionamiento de señales analógicas: alimentación a transmisores conexión a 2 hilos y corriente de 4-20mA con protocolo HART, con alimentación de 24 Vcd, a prueba de cortocircuitos, capacidad para simular señal proporcional en cualquier punto del rango.
- Transmisores HART de 4 a 20 mA para termopares, a instalarse en las cajas de compensación actuales. Será responsabilidad del Proveedor el acondicionamiento de estas cajas para el alojamiento de los transmisores (previendo el suministro de rieles, tornillos, pintura, alimentación eléctrica, desmontaje de la electrónica a sustituir, etc.).
- Se deberán montar los transmisores para los RTD (Pt100) en los gabinetes de interconexión o bien en los gabinetes del nuevo sistema.
- Los transmisores seleccionados para el acondicionamiento de temperatura deberán tener la capacidad de configurarse para irse a la condición más segura en caso de detectarse una falla en el elemento primario.
- Manejo de señales de Entrada/Salida de los sistemas: Supervisorio de turbina, sistema de excitación y regulador automático de voltaje, protecciones de generador y turbina, transformadores, mediciones eléctricas y cualquier otro sistema considerado por la CFE o el Proveedor para cubrir esta especificación.
- Acondicionamiento de señales de bus de campo: Recepción de señales de bus de campo con manejo remoto de toda la información que presente el instrumento inteligente.

### 3.4.2 Supervisión o monitoreo del acondicionamiento

El Sistema Integral de Control deberá contar con un sistema de autodiagnóstico continuo para detección de fallas en transmisores y cableado de campo, con aviso de alarma a las estaciones de operación, el cual tendrá como mínimo lo siguiente:

- Supervisión de fallo en la alimentación del sensor
- Supervisión por discrepancia del rango de medición (inferior y superior)
- Saturación de la señal de medición
- Supervisión por señal de doble estado simultaneo (Abierto / Cerrado)
- Supervisión de ruptura de cable de señal
- Protección de torque excedido en accionamiento
- Supervisión de tiempo de respuesta excedido en una secuencia
- Supervisión por discrepancia de estado programado contra el estado real del dispositivo.
- Supervisión por baja tensión de control del motor de accionamiento y alta temperatura de devanados.
- Para las señales con redundancia 2 de 3, indicación en el módulo correspondiente sobre la falla en una de las tres mediciones de campo que generan la redundancia.

El sistema de autodiagnóstico del sistema de control deberá proporcionar las siguientes posibilidades de gestión:

- Gestión de los datos de configuración para la instrumentación inteligente (Hart o de tipo Bus)
- Consulta de diagnóstico de instrumentos inteligentes (HART o de tipo Bus)

### 3.4.3 Medición y Señales Binarias Redundantes

Se deben conservar las redundancias que se tienen actualmente en las mediciones analógicas y/o señales binarias de las unidades generadoras. Cada entrada redundante entrará en tarjeta, bastidor, ranura o gabinete diferente para tener una redundancia completa.

Se debe considerar en el diseño del sistema, la supervisión de medición redundante y alarma de primer grado al operador por falla de cualquiera de los instrumentos que componen la medición redundante, ante una falla de dos de los tres equipos, transferirá a manual el control analógico que se encuentre involucrado o causará el disparó de unidad en caso de las señales binarias de protección.

La siguiente tabla muestra algunos ejemplos de las redundancias que se tienen actualmente y de forma típica en las mediciones analógicas y/o señales binarias para cada unidad, y cuyas características se deben considerar en función del diseño del sistema que se suministre. Se deben incluir las redundancias producto del diseño y las características del sistema solicitado, presentando los arreglos de las redundancias para aprobación de la CFE.

**Señales binarias redundantes:**

Variable	Redundante
Alta Presión Hogar	Lógica 2 de 3
Baja Presión Hogar	Lógica 2 de 3

Las señales binarias mencionadas se generan a partir del acondicionamiento de la señal analógica correspondiente, mediante un acondicionador analógico-binario.

**Señales analógicas redundantes:**

Variable	Redundante
Nivel domo compensado por presión (las señales de entrada consideran 4 mediciones de las cuales una es de reserva)	2 de 3
Presión de vapor principal	2 de 3
Flujo de vapor (inferido por presión primer paso)	2 de 3
Presión Hogar	2 de 3
Flujo alimentación al economizador	2 de 3
Nivel desgasificador	2 de 3
Flujo de condensado al desgasificador	2 de 3
Flujo aire para la combustión (por lado)	2 de 3
Temperatura de vapor entrada SH2 lados A / B / C /D ( por lado)	2 de 3
Temperatura de vapor salida SH2 lados A y B (por lado)	2 de 3
Temperatura de vapor entrada SH3 lados A y B ( por lado)	2 de 3
Temperatura de vapor salida SH3 lados A y B (por lado)	2 de 3
Temperatura de vapor entrada RH lados A y B (por lado)	2 de 3
Temperatura de vapor salida RH3 lados A y B (por lado)	2 de 3
Temperatura agua de alimentación para compensación flujo agua de alimentación (nuevo)	2 de 3
Presión de cabezal de descarga agua de alimentación (nuevo)	2 de 3

Las variables de proceso que se requieran sólo para supervisión de comportamiento o estado, para el control o protección de sistemas secundarios, no requieren redundancia.

#### **3.4.4 Medición de Temperatura**

El proveedor del Sistema Integral de Control, debe considerar en el alcance de los servicios de ingeniería para la arquitectura de control solicitada, el acondicionamiento de todas las señales provenientes de Termopares, RTD's (termómetros de resistencia) y Pt100 según IEC 751 a tres hilos, a través de transmisores individuales de temperatura que serán alojados en gabinetes con capacidad suficiente para conducir las señales de salida de 4-20 mA del transmisor a los gabinetes del sistema. Esto con el fin de eliminar las cajas de compensación locales en caso de existir.

Los transmisores de temperatura opcionalmente podrán ser concentrados en su señal de salida para ser enviados vía bus al sistema. Para lo cual los módulos de comunicación y el bus deberán ser físicamente redundantes y por trayectorias distintas que eviten la pérdida de medición por daño físico de uno de los buses.

Los gabinetes en campo y los transmisores ahí alojados no requerirán de aire acondicionado para su confiable operación, tomando en consideración un mínimo del 15% de espacio libre y que la densidad y ubicación de las tarjetas permita el adecuado flujo de enfriamiento, por lo que es responsabilidad del proveedor la selección de los modelos de los dispositivos que soporten las condiciones ambientales de trabajo a que se verán expuestos.

El proveedor considerará el suministro e instalación del alojamiento, alimentación y supervisión de los transmisores de temperatura a partir de la señal de termopares y RTD's y el procesamiento de las alarmas originadas por fallas de alimentación o pérdida de señal del elemento sensor.

#### **3.4.5 Capacidad Adicional de Tarjetas de Entradas / Salidas**

El proveedor deberá prever la cantidad de tarjetas de entradas y salidas de acuerdo a las necesidades y requerimientos de este documento, incluyendo el 10% adicional. Se deberán suministrar los dispositivos para acondicionar este 10% adicional de entradas/salidas de cada tipo por cada Unidad generadora. Estos dispositivos estarán debidamente instalados, cableados, energizados y configurados, y esto no deberá afectar el desempeño del sistema, tomado en consideración un mínimo del 15% de espacio libre en el gabinete y que la densidad y ubicación de las tarjetas permita el adecuado flujo de enfriamiento.

#### **3.4.6 Equipo de Campo Nuevo**

La Instrumentación de campo más importante para la operación óptima del control debe ser suministrada con el fin de asegurar el funcionamiento del Sistema Integral de Control. La relación de instrumentos, se encuentra en los listados de equipo de campo nuevo que deberán integrarse en la sección 3.9. Como referencia en este documento se presentará en la mencionada sección los criterios generales sobre cómo debe organizarse la información. La exactitud de los instrumentos de medición a suministrar será en lo general de +/-0.1%. La estabilidad de los instrumentos será igual o mejor de 0.1% del valor superior del alcance (rango o URL) en un periodo 3 años como mínimo, debe contar con protocolo HART y conexión al proceso de 4 a 20 mA.

Los transmisores inteligentes para censar presión y presión diferencial, deben aislarse del proceso mediante manifolds (construidos en su totalidad en acero inoxidable) suministrado por el Proveedor, adecuados a las condiciones de presión y temperatura del proceso. Se incluirá una conexión removible antes del instrumento para calibrar y probar sin desmontar.

Para el caso de las mediciones nuevas y accionamientos que así lo requieran (Solenoides, Electroposicionadores, etc.), el Proveedor deberá incluir el suministro total de *tubing* de 3/8", conectores y accesorios de acero inoxidable 316L, los cuales deben ser adecuados a las condiciones de presión y temperatura del proceso. El *tubing* solo podrá ser empleado posterior a una válvula de raíz de proceso.

Las canalizaciones para la instalación eléctrica se integraran en las trayectorias principales (con el mayor número de cables) con charolas en los diferentes peraltes, anchos y formas; en las derivaciones para llevar el conductor se deberá utilizar preferentemente tubería conduit de aluminio reforzado de diferentes diámetros hasta la cercanía del instrumento (no mayor de 50 cm de distancia), conectando los cables a los equipos o instrumentos, instalando conectores con la glándula apropiada para su sello hermético del medio ambiente.

En la instalación de charolas y conduit (en caso de requerirse), deberán tomarse las previsiones necesarias para evitar la entrada de agua a los instrumentos. Todas las canalizaciones deberán estar conectadas al sistema general de tierras de la Central.

El suministro de los equipos e instrumentos debe ser preferentemente de una sola marca, para todos los servicios, excepto en casos especiales que así lo ameriten.

Todos los instrumentos incluidos en el alcance de suministro se entregarán calibrados a los rangos especificados, junto con su Informe de calibración. Se calibrarán con patrones de calibración que tengan trazabilidad a patrones nacionales o internacionales.

### 3.4.7 Listado de Mediciones y accionamientos (Entradas / Salidas)

A continuación se listan en tablas, las señales de entradas y salidas actuales que se deben considerar como mínimo para el diseño del Sistema Integral de Control. Se toman como referencia para ejemplificar la sección los listados utilizados para el proyecto de modernización de las unidades 3 a 6 de la CT. Pdte. Adolfo López Mateos "Tuxpan", ubicada en Tuxpan Veracruz, la cual se encuentra conformada por seis unidades generadoras tipo convencional de 350 MW, para una capacidad nominal total de 2100 MW. Las seis unidades cuentan con generadores de vapor, diseñados para quemar combustóleo en operación estable y diesel para arranque y pilotos.

Si el total de señales a manejar por gabinete, sumado el 10% adicional de capacidad de señales solicitado, se cubre con una sola tarjeta o tipo de acondicionamiento, el Proveedor incluirá obligatoriamente dentro del alcance del suministro, una tarjeta o dispositivo de acondicionamiento adicional, de manera que se cuente con el respaldo total en caso de falla, aunque esto signifique rebasar el porcentaje solicitado.

Número de accionamientos por unidades:

Descripción:	U3	U4	COMÚN U's 3Y4	U5	U6	COMÚN U's 5Y6
Sistemas de Control						
<b>Entradas/ salidas Binarias (EB y SB)</b>						
Motor/Interruptor 2 EB y 2 SB Serv Prop.	114	114	12			
Motor/Interruptor 3 EB y 2 SB Serv Com.	19	19	16			
EB ; PS's, LS's, TS', ZS's, etc.	1492	1492	784			
EB; Futuro proyecto de gas	300*	300*				

SB; Solenoide 1 salida req. relé de aislamiento	212	212	8			
SB; Salida a lámparas de campo a través de relevador	160	160	-----			
SB; Futuro proyecto de gas	70*	70*				
<b>Entradas Analógicas (EA)</b>						
EA ; De 4 a 20 mA : FT's, PT's, PDT's	218	218	3			
EA ; De 4 a 20 mA : TT's ( TE's y RTD's)	667	667	37			
EA ; De 4 a 20 mA : FT's, PT's, PDT's Futuro proyecto de gas	5*	5*				
<b>Salidas Analógicas (SA)</b>						
SA; Regulación G.V. y Planta de agua	44	44	-----			
SA; Regulación G.V , GAS	8*	8*				
<b>Microrec U 3 y 4</b>						
<b>Entradas/ salidas Binarias (EB y SB)</b>						
EB's	65	65	-----			
SB's	16	16	-----			
<b>Entradas Analógicas (EA)</b>						
Medición de Velocidad 0-115 VCA (por bobina)	4	4	-----			
De 4 a 20 mA ; ZT's válvulas de turbina	6	6	-----			
De 4 a 20 mA	13	13	-----			
<b>Salidas Analógicas (SA)</b>						
Señal de demanda a válvulas de turbina	6	6	-----			
<b>Alimentación Eléctrica</b>						
Alim. 24 Vcd ; ZT's a válvulas de turbina	6	6				
Alim. 24 Vcd ; Bobinas VPP de turbina	4	4				
<b>Grupos Funcionales de control</b>						
Grupo de control	1	1	-			
Subgrupo de control	43	43	-			
<b>Sistema P320</b>						
<b>Entradas/ salidas Binarias (EB y SB)</b>						
EB's				2728	2728	1100
EB's quemadores de gas				128	128	
SB's Solenoides				800	800	150
SB's Solenoides quemadores de gas				32	32	

SB's Lámparas				272	272	160
SB's Lámparas Solenoides quemadores de gas				48	48	
<b>Entradas Analógicas (EA)</b>						
EA ; De 4 a 20 mA : FT's, PT's, PDT's				250	250	56
EA ; De 4 a 20 mA : FT's, PT's, PDT's quemadores de gas				8	8	
EA ; De 4 a 20 mA : TT's ( TE's y RTD's)				584	584	48
<b>Salidas Analógicas (SA)</b>						
SA de 4 a 20 mA : servos y posicionadores				44	44	6
SA de 4 a 20 mA quemadores de gas				8	8	
<b>Microrec U 5 y 6</b>						
<b>Entradas/ salidas Binarias (EB y SB)</b>						
EB's				65	65	-----
SB's				16	16	-----
<b>Entradas Analógicas (EA)</b>						
Medición de Velocidad 0-115 VCA				4	4	-----
De 4 a 20 mA ; ZT's válvulas de turbina				6	6	-----
De 4 a 20 mA				13	13	-----
<b>Salidas Analógicas (SA)</b>						
Señal de demanda a válvulas de turbina				6	6	
<b>Alimentación Eléctrica</b>						
Alim. 24 Vcd ; ZT's a válvulas de turbina				6	6	
Alim. 24 Vcd ; Bobinas VPP de turbina				4	4	
<b>Grupos Funcionales de control</b>						
Grupo de control				1	1	
Subgrupo de control				43	43	

\* Corresponden a señales que requieren ser consideradas únicamente para calcular los espacios que ocupara el hardware (gabinetes, rack's, tarjetas, etc...) así como la capacidad de procesamiento que el sistema deberá soportar al implementar el sistema de quemadores de gas en unidades 3 y 4 en un futuro, por lo anterior este hardware y software no deberá suministrarse en el alcance de este proyecto.

Nota.- El proveedor deberá considerar el dimensionamiento del sistema incluyendo el número de señales necesaria para la implementación de los nuevos lazos de control que serán integrados al Sistema.

### 3.5 Procesamiento y Gestión de la Información del Sistema Integral de Control

#### 3.5.1 Presentación de la Información a Operadores

Toda la información para supervisión y control del proceso de generación se concentrará en la sala de control, con excepción de la supervisión y control de los procesos químicos, los cuales se realizarán desde la estación de operación ubicada en el laboratorio químico.

Todos los textos se presentarán en Idioma Español. Se usará el número de identificación (TAG) actual de cada unidad para los equipos o componentes. La programación de las funciones de control lógico y analógico en todos los niveles, deberá adoptar una nomenclatura, o las siglas de la función que los relacione de manera directa con los sistemas y equipos.

En el desarrollo de la ingeniería se elaborarán los diagramas mímicos de vista general en conjunto con personal de CFE, los que contendrán todas las imágenes necesarias para la operación y supervisión de cada subsistema, equipo de proceso o componente de control y protección.

La información que se presentará será de acuerdo a las siguientes cantidades mínimas, por pares de unidades.

DESCRIPCION	Ux
Imágenes de proceso (mímicos)	90
Graficas de tendencias predefinidas de 10 variables c/u)	30
Graficas de barras ( de 20 variables c/u )	20
Reportes a definir por la CFE.	47
Almacenamiento de datos de largo tiempo	Todas las variables.
Conteo de tiempo de operación para dispositivos	51
Conteo de eventos para dispositivos	51
Curvas x-y	4

Durante la elaboración de la ingeniería de detalle se definirán las características específicas de esta información. En cada una de las estaciones de operación, incluyendo las pantallas gigantes, se podrán efectuar todas las funciones de supervisión y operación, para todos y cada uno de los equipos y sistemas de proceso controlados a través del sistema.

Solamente las estaciones de operación de sala de control y laboratorio químico estarán habilitadas para efectuar comandos sobre el control del proceso. Esta última, estará habilitada para efectuar comandos únicamente sobre el control del proceso químico.

Las pantallas gigantes tendrán su estación de operación independiente, por lo que los desplegados que muestren podrán ser diferentes a los seleccionados en las estaciones de operación con doble monitor.

La interfaz gráfica que se presente en monitores y pantallas, estará estructurada para que el operador reciba la información esencial y acceda los comandos, rápida y oportunamente.

Los desplegados en pantalla, se harán utilizando "ventanas", y a través de teclas funcionales o "ratón" se modificará el rango de presentación de las variables, la escala, período, acercamientos (zoom) de imágenes, etc., con resolución configurable por el operador para facilitar las tareas de análisis.



El operador podrá efectuar manualmente el arranque o paro de equipos o sistemas, paso a paso, asistido por el sistema a través de una guía dinámica en la pantalla, de verificación de cumplimiento de permisivos y ausencia o presencia de protecciones que habiliten o inhiban la operación del equipo o sistema.

El seguimiento de una variable ya sea para despliegue de su tendencia, diagrama funcional fuente, características de la señal y/o su configuración, deberá ser posible de acceder haciendo “click” con el mouse sobre la variable situada en un mímico, pudiendo abrirse un despliegue de las funciones o “faceplate”.

Las estaciones de operación desplegarán en monitores y pantallas gigantes, dos tipos de gráficos combinados: de comando e informativos. Los gráficos serán estructurados jerárquicamente incluyendo vista general por sistema, por grupos o unidades de equipo y de tipo individual, y se incluirán todos los necesarios para mantener informado al operador en cualquier evento.

El Sistema Integral de Control tendrá la capacidad de crear Notas (Imágenes) Informativas desde la estación del operador mediante una ventana de anotaciones, con el fin de informar a los operadores sobre recomendaciones de operación, indicaciones de estado o licencias sobre equipos de la planta. Estas notas estarán relacionadas a los iconos de operación/indicación de los equipos. El Operador podrá modificar o complementar las notas de información (de acuerdo a los permisos de acceso respectivos).

Las características generales de las alarmas, gráficas de tendencia, registro de eventos y reportes se describen en las secciones siguientes.

### **3.5.2 Sistema de Alarmas**

El sistema de alarmas estará integrado al sistema de control, teniendo como función adquirir y almacenar los eventos (disturbios, cambios de estados de operación, etc.) ocurridos en las Unidades de manera individual para cada una de ellas.

Presentará las alarmas y/o eventos del proceso, así como las asociadas al control y del propio sistema como alarmas y/o eventos individuales y se hará a través de cualquiera de las estaciones de operación, el operador tendrá fácil y rápido acceso a las imágenes del sistema de proceso, donde se genere la condición de alerta, y las podrá reconocer y silenciar desde cualquiera de las estaciones de operación.

Se presentarán en pantalla por grupos independientes los eventos del Generador de vapor, Control de turbina y de Protecciones del generador eléctrico, a manera de lista con capacidad de guiar al operador mediante selección a los eventos de causa de disparo correspondiente, con memoria del primer evento, segundo evento y todos los eventos de disparo presentes al momento de visualización en la pantalla correspondiente.

Los tonos de alarma serán diferentes entre unidades generadoras y las secciones de comunes para facilitar el origen de las mismas, los tonos serán sometidos a aprobación de la CFE.

Las alarmas se presentarán en forma visual en las pantallas, mediante imágenes parpadeantes, cambio de color y listas descriptivas y de manera audible a través de dispositivos tipo corneta con diferentes frecuencias de acuerdo al estado señalado, en el área de la consola de control. El sistema guiará al operador en forma sencilla y rápida hasta la fuente de la alarma.

Para representar los cambios de estado del equipo y variables, se usarán colores e iconos dinámicos. Durante la elaboración de la ingeniería de detalle se definirán las características específicas de esta información.

El sistema tendrá la capacidad de permitir al operador añadir notas a alarmas del proceso o del sistema, en las que describa la información relacionada con la misma.

El almacenamiento de alarmas se hará en disco duro con un buffer de alarmas en memoria principal. El buffer de alarmas será de tipo circular. Se podrán combinar varias alarmas para formar otra alarma que se procesará como una alarma original.

El sistema de alarmas del sistema por su uso deberá ser diseñado bajo el criterio de prioridad de alarmas, teniendo la siguiente clasificación: Críticas, Pre-Críticas y de Planta

El Proveedor instalará con el Sistema Integral de Control, un sistema de alarmas del proceso y las asociadas al control y del propio sistema como alarmas individuales. La definición de alarmas se acordará con la CFE en la etapa de desarrollo de la ingeniería de detalle de acuerdo a las ventajas tecnológicas del propio sistema, para lo cual se tomará como base las existentes del proceso.

Esta definición se hará en apego a las normas:

- ANSI ISA18.2-2009 "Alarm Management Standard Made"
- EEMUA191 "Alarm System and guide to Design, Management and Procurement"

### **3.5.3 Históricos, Registro de Eventos y Reportes**

El Sistema Integral de Control llevará a cabo de manera integral las funciones de registrador de eventos, históricos de tendencias, así como de reportes, sin que estas funciones afecten la velocidad de respuesta del sistema o los requerimientos del control.

Los valores de estas funciones deberán conservarse en memoria e imprimirse sólo por petición a través de la estación de operación. Como apoyo para la supervisión, el operador podrá visualizarlos en pantalla en cualquier momento.

#### **a) Registro de eventos**

El sistema de control llevará un registro de eventos conformado por todos los eventos y alarmas del proceso, en forma continua, con resolución de 1 milisegundo para todas las señales, ordenados en secuencia cronológica.

En este registro de eventos, el cambio de estado quedará indicado con palabras que claramente indiquen la diferencia entre los dos estados lógicos (cero y uno), como cerrado/abierto, en servicio/fuera de servicio, alto/normal, bajo/normal, etc.

#### **b) Históricos de tendencias**

El sistema de control presentará el comportamiento histórico de todas las variables ya sea desde las gráficas de tendencia predeterminadas o bajo selección del usuario en grupos de al menos 10 variables, con un registro histórico mínimo de 180 días. Se podrá modificar el rango de presentación de las variables, la escala y período y realizar acercamientos (zoom) de imágenes.

#### **c) Reportes**

La configuración de reportes se diseñará de modo tal, que la información se presente en forma práctica y concisa. El agrupamiento de variables seguirá el orden o secuencia definida por el proceso.

En estos reportes será posible seleccionar criterios tales como período, área funcional y tipo de evento directamente desde las estaciones de operación.

La activación de reportes o registros gráficos podrá tener lugar de las siguientes formas: manualmente por diálogo, automático (en caso de disparo o fallas de equipos), controlado por tiempo, por variación de señal.

El Sistema Integral de Control tendrá los siguientes reportes ya configurados como mínimo:

- Reportes de estado: representarán el estado de valores analógicos o binarios en el momento actual o en el pasado.
- Reportes cronológicos: representarán el estado (evolución) de valores analógicos y binarios a lo largo de un intervalo de tiempo definido.
- Reportes de horas de operación y eventos de equipos: cuenta de horas de funcionamiento de equipo, cuenta de eventos de equipos principales.
- Reportes de valores pico: Dará información de los valores máximos de las variables solicitadas en un período dado.
- Reportes postdisparo de primera alarma: Conformado por los eventos registrados en los equipos con señales y alarmas críticas. Indicará en forma clara y concisa las causas de eventos de disparos de equipos.
- Reporte postdisparo general: consistirá de todos los eventos relacionados a la falla y de las tendencias de valores analógicos también relacionados a la falla.

Adicionalmente se podrán realizar reportes configurables totalmente en la estación de ingeniería.

#### 3.5.4 Cálculos del Sistema

El Sistema de Control deberá incluir una herramienta de análisis que le permita efectuar el Monitoreo en Línea del Desempeño del Proceso Termodinámico de manera automática, con una frecuencia de muestreo de datos programable en tiempo, de acuerdo a las necesidades de la Central Generadora, tomando como base la norma del código ASME PTC.

El Proveedor deberá considerar que todos los transmisores requeridos para la adquisición de las señales existen o se encuentran integrados como parte del alcance de este documento, en caso contrario, su suministro, instalación y cableado serán por parte del personal de CFE.

Esta herramienta de Monitoreo en línea del Proceso termodinámico deberá estar basada en un modelo que represente las condiciones del proceso termodinámico actual, y que permita calcular la condición ideal del proceso y lo compare con las condiciones actuales. La desviación de los componentes individuales de la condición ideal deberá ser visible y el sistema deberá proporcionar información que permita analizar el desempeño de la operación de la unidad, los componentes mínimos que se deben considerar en la propuesta para análisis de estas desviaciones son los siguientes:

1. Carga de la Unidad
2. Flujo de agua de repuesto
3. Diferencia de temperatura entre succión y descarga de agua de alimentación
4. Flujo de agua de atemperación al vapor sobrecalentado
5. Flujo de agua de atemperación al vapor recalentado
6. Temperatura de entrada de agua al economizador
7. Vacío del condensador principal
8. Temperatura de vapor principal (antes de válvulas de paro de vapor principal)
9. Presión de vapor principal (antes de válvulas de paro de vapor principal)
10. Caída de presión en el recalentador
11. Temperatura de vapor recalentado caliente
12. Temperatura en la descarga de ventiladores de tiro forzado

13. Exceso de O<sub>2</sub> en la entrada a los calentadores regenerativos de aire
14. Temperatura de gases en chimenea a la salida de Calentadores Regenerativo de Aire
15. Contenido de H<sub>2</sub> del combustible (entrada manual)
16. Factor de potencia

Los métodos de cálculo del fabricante estarán sujetos al aval de la CFE.

El sistema deberá ofrecer la posibilidad de validación de datos, a partir de la ejecución de los algoritmos de cálculo, combinando los datos individuales de los valores medidos de proceso. Los resultados se desplegarán en un gráfico de tendencias global de la unidad, indicando los valores de las variables que intervienen en el cálculo de dichas desviaciones mostrando su valor de diseño para la carga evaluada, el valor real, la diferencia, la desviación al régimen térmico y el impacto económico por MW generado y por hora.

El sistema deberá incluir la obtención de indicadores clave de desempeño, considerando como mínimo los siguientes:

- Régimen Térmico. (Norma PTC 4.1 y 4.3)
- Eficiencia del Generador de Vapor (Norma PTC 4.1 y PTC 4.3)
- Eficiencias de Turbina de Alta, Media Presión y Baja presión (Norma PTC 6)
- Consumo Térmico Unitario. (Norma PTC 6)
- Evaluación de calentadores de baja y alta presión (Norma PTC 12.1)
- Elaboración de curva de expansión de vapor en la turbina (Norma PTC 6)
- Evaluación del condensador principal (Norma PTC 12.2)
- Evaluación de calentadores regenerativos de aire (Norma PTC 4.1 y PTC 4.3)
- El sistema debe realizar el cálculo de eficiencias en turbina de baja presión hasta la extracción #2

El alcance total de los rangos de modelaje cubrirá el caso de desviaciones entre la condición real y la condición óptima o de diseño para la carga de la unidad y deberá ser posible mediante el ingreso de información financiera, poder calorífico de combustible y condiciones fronteras, analizar el impacto en costo de las desviaciones obtenidas. El Monitoreo de valores individuales permitirá la generación de alarmas y mensajes de precaución así como la generación de reportes de forma manual o automática.

Los valores que no tienen medición directa o que son parámetros que resultan de un análisis externo, por ejemplo el Poder Calorífico del Combustible, se ingresarán al sistema de modo manual para incorporarse a los algoritmos o base de datos correspondientes. Los criterios para los cálculos deben de elaborarse con la participación del personal del área de producción de CFE.

Para el cálculo termodinámico se diseñará un modelo del proceso. La conmutación entre los segmentos del ciclo del proceso así como el comportamiento de carga parcial formará parte del modelo. Las partes que conformarán el modelo termodinámico son las siguientes:

- a) El ciclo agua / vapor.
- b) El Generador de Vapor.
- c) La interface del proceso a las extracciones de calor o vapor (si se requiere).

En el cálculo no se incluirán sistemas externos al proceso termodinámico directo, los cuales pueden quedar definidos solo como condiciones frontera.

Basado en los datos disponibles de las Unidades (datos de diseño, pruebas de aceptación, OEM o fabricantes) el modelo se ajustará a los datos reales de proceso. El modelo será capaz de calcular cualquier carga de estado

estable entre carga mínima y máxima de acuerdo a los datos del OEM, introduciendo la condición frontera (ambiente) existente.

El sistema deberá tener la capacidad de discriminar señales erróneas con base al comportamiento real de las otras variables del proceso.

Los cálculos termodinámicos se realizarán para:

- Validación de datos medidos que deriven en un set de datos consistente de información de proceso describiendo la condición real de la Unidad.
- Predicción de los datos de proceso en base a valores de referencia.

Para ambos sets de datos se calcularán valores característicos de eficiencia de turbinas, generador de vapor y otros agregados del proceso.

Los cálculos termodinámicos del programa de balance de calor estarán limitados a condiciones de estado estable.

El sistema deberá tener la capacidad para realizar el balance de calor o desviaciones considerando el promedio del valor de una variable en un periodo de tiempo determinado.

Además del cálculo en línea que se ejecutará automáticamente en ciclos de tiempo definidos para proporcionar información del proceso continuamente, se deberán considerar también cálculos fuera de línea por el usuario para análisis interactivo de diversas condiciones operativas de Planta.

Se deberán considerar tiempos de ciclo de ejecución típica de 15 minutos para:

- Archivo de datos de proceso en la base de datos.
- Pre-procesamiento de datos de proceso para cálculo.
- Cálculo de valores esperados del proceso.
- Reconciliación de datos de acuerdo a VDI 2048.
- Post-procesamiento de resultados de cálculo.
- Archivo de resultados de cálculo para visualización.

La herramienta deberá incluir un sistema de visualización y administración de información con derechos de acceso del usuario específico del sistema. Deberá incluir como mínimo cinco desplegados preconfigurados por Unidad, así como contar con la impresión de reportes diseñados por el usuario del sistema. Así mismo el sistema deberá tener capacidad para modificación o reconfiguración de reportes por el usuario sin depender del proveedor.

Para el análisis y monitoreo del desempeño en línea se deberán integrar los cálculos correspondientes mencionados en este punto para su despliegue en las estaciones instaladas en las oficinas de los jefes de turno.

Con respecto a la adquisición de datos se tienen los siguientes requerimientos:

- a) Los archivos de las variables que se obtengan del sistema deberán tener un formato donde en forma ordenada se establezcan cada uno de los parámetros configurados tales como, los datos de la variable, títulos, descripciones, etiquetas etc., de tal forma que no se tenga que reprocesar la información para su análisis.
- b) Los grupos de variables deberán tener la suficiente capacidad (al menos 20 variables) para hacer las extracciones de información en una sola consulta.
- c) El sistema permitirá guardar la información, lectura o reportes en unidades de almacenamiento de solo lectura o mediante accesos remotos.

- d) El sistema permitirá la creación y almacenamiento de reportes predefinidos por el usuario, con la capacidad de exportar la información de al menos sesenta variables simultáneamente.

### 3.5.5 Almacenamiento Masivo de Datos

El almacenamiento masivo de información y datos del proceso que la CFE requiere para la gestión de información, será utilizado para el análisis de valores y comportamiento y no será utilizado para fines de control.

El sistema de control incluirá la capacidad de almacenar por medio de la colección de datos provenientes de los diferentes sistemas que lo integran, en el servidor específico para ello y transferir la información que se genera tanto de los reportes ya configurados, como de la información del registro de eventos, y de la información de los históricos o tendencias.

Debe permitir consultar la información almacenada en línea, con actualización continua de datos y con la capacidad de recuperar los datos históricos originales a su resolución original que permita la identificación con todos los parámetros que definen los puntos (como mínimo: valor, los nombres de los TAGS y rango, con registro de tiempo) y para diferentes tipos de datos: reales, integrados, estado discreto, calculados, texto, alarmas.

La documentación que se respalde en medio electrónico tendrá la facilidad de ser explotada por medio de Open Office, sin necesidad de ejecutar funciones complejas o limitadas de importación de datos. De tal forma que sea posible utilizar la información del sistema en hojas de cálculo tipo Excel. Si algún documento o información requiere de otro medio o programa informático para su explotación, este será suministrado por el Proveedor, incluyendo licencias para su uso en cuatro computadoras, independientes de las computadoras que forman parte de esta especificación.

La gestión de almacenamiento se realizará de la siguiente manera:

- a) Para el almacenamiento de señales analógicas, se utilizará el criterio de registro de cambio significativo de la variable (no periódica), basado en eventos
- b) Cuando se llena el archivo y llega un nuevo dato, se sobrescribirá en el evento con más antigüedad de tal manera que no se sature el buffer. El sistema dará aviso al llegar a un 75% de capacidad de almacenamiento para que los datos sean respaldados
- c) Almacenamiento de información como registro histórico vigente de mínimo ciento ochenta días, disponible en pantalla para consulta de gráficas de tendencias y registro de eventos y alarmas, en forma dinámica, a través del desplazamiento de cursor en pantalla.
- d) Almacenamiento automático constante a dispositivos de almacenamiento del sistema, para su recuperación por petición.
- e) Almacenamiento por petición y selectivo a medios electrónicos de almacenamiento en el sistema (Disco virtual, medio óptico DVD), memorias flash u otros de tecnología actual, para el archivo histórico del proceso de la Central. La información grabada en el medio de almacenamiento podrá ser leída por el sistema mediante el llamado de una aplicación específica para este fin.

### 3.5.6 Servidor Web / OPC

#### a) Servidor de Aplicaciones de Planta

Toda la información que se despliega en las pantallas de operación del Sistema Integral de Control será accesible por Intranet a través de un Servidor de Aplicaciones de Planta para compartir la información con otros niveles corporativos de la Comisión y en otros puntos de la propia central Generadora, y será utilizada para el monitoreo de datos y estados operativos de equipos y sistemas y no para fines de control del proceso.

El proveedor deberá incluir en su suministro las licencias y el software en el Servidor de Aplicaciones de Planta, para su configuración y la comunicación al Sistema Integral de Control, con acceso a las 5,000 mediciones TAG del Sistema de control de cada par de Unidades, en tiempo real.

El Servidor de Aplicaciones de Planta deberá disponer de las Interfaces necesarias para recolección de datos en la computadora denominada Cliente OPC, para disponer de los datos en función de las aplicaciones que se encuentren ejecutadas en éste. El software instalado en el Servidor de Aplicaciones de Planta permitirá disponer de los datos en tiempo real y de los procesados y almacenados dentro del Sistema de Control, en protocolos abiertos de manera transparente para explotación a diferentes niveles corporativos de la Comisión.

Las licencias para este Servidor de Aplicaciones de Planta deben ser como mínimo de 2 usuarios para los módulos de desarrollo de aplicaciones y para 10 usuarios concurrentes.

#### **b) Servidor WEB/OPC**

El proveedor deberá incluir en su suministro las licencias y el software en el Servidor WEB/OPC, para su configuración y la comunicación al Sistema Integral de Control, con acceso hasta 5,000 mediciones TAG (incluyendo el resultado de cálculos), por cada par de Unidades en tiempo real.

El software instalado deberá incluir módulos para facilitar la explotación del usuario de la Comisión de la información procesada y almacenada dentro del Sistema de Control, para la disposición de los datos en protocolo OPC de manera transparente.

Deberá disponer de las Interfaces necesarias para recolección de datos de los sistemas que integren el sistema y ponerlos disponibles a la computadora denominada Cliente OPC para que a través de esta última sean disponibles al Servidor de Aplicaciones de Planta.

El Licitante ganador deberá incluir en su suministro las licencias y el software en el Servidor WEB/OPC para su configuración y la comunicación al Sistema Integral de Control, así como para la comunicación de datos vía Intranet e Internet de:

- Acceso a usuarios autorizados vía Intranet,
- Acceso a usuarios autorizados vía Internet, y
- Asistencia del Licitante ganador vía Internet

Las licencias para este servidor OPC deben ser como mínimo de 2 usuarios para los módulos de desarrollo de aplicaciones y 10 usuarios concurrentes.

#### **c) Computadora cliente /OPC**

La computadora cliente/OPC debe ser capaz de acceder para recolección de los datos e información de los sistemas que integren el Sistema Integral de Control disponibles en el servidor WEB/OPC y ponerlos disponibles, para accesos desde otros puntos dentro de la intranet. Entre otros datos a los que se tendrá acceso mediante este cliente se mencionan los siguientes:

- Valores del proceso
- Históricos, Registro de eventos y reportes
- Cálculos del sistema
- Almacenamiento de datos

Las licencias para esta computadora cliente/OPC deben ser como mínimo de 2 usuarios para los módulos de desarrollo de aplicaciones y 10 usuarios concurrentes.

### 3.6 Control Analógico

#### 3.6.1 Generalidades

El Proveedor debe suministrar, un control analógico que incluya los conceptos de control avanzado indicados en el punto 3.6.3, así como calibrar, ajustar, realizar la puesta en servicio y las pruebas operativas de acuerdo a lo indicado en este documento y en las normas internacionales vigentes.

Deberá controlar de forma coordinada el generador de vapor y turbina, para atender los requerimientos de regulación primaria con estatismo en un rango ajustable de 0 a 10% (ajustado al 5%) y banda muerta de 0 a 0.16, ajustado a 0.0 en la respuesta de control digital de la turbina. Para operación del control automático de generación (AGC) se contará con una razón de cambio de potencia ajustable por el operador del 0 al 10 %/min.

Las acciones del AGC en cuanto movimientos de carga, se recibirán en el sistema de control desde el sistema SICLE (Unidad Remota del CENACE) mediante comunicación con protocolo DNP3 sobre Ethernet TCP/IP. Adicionalmente el sistema debe considerar lo siguiente: generar cuatro señales analógicas de salida de 4 a 20 mA, de los límites de ajuste de AGC y carga actual, las cuales se deberán entregar conectadas en el gabinete del SICLE. Así mismo se deberá suministrar cuatro señales binarias de 1PDT cada una, para AGC “dentro” y AGC “fuera”, unidad “limitada” y posición del estabilizador de potencia y entregarlas conectadas en el gabinete del SICLE.

Deberá asegurar que en el modo automático no requiera la participación del operador. Desde el inicio de arranque de unidad, éste se controlará por el esquema de arranque optimizado de operación cíclica hasta alcanzar un 25% de carga para ceder el mando al operador y se controlarán de manera automática todos los controles a excepción del control coordinado. Para cargas mayores del 25%, deberá ser capaz de mantener al generador de vapor en operación completamente automática en control coordinado.

El Control analógico debe permitir que la transferencia entre los modos automáticos y manual se efectúe sin disturbios para el proceso de generación y sin que el operador tenga necesidad de equilibrar previamente las señales automáticas y manuales.

Cuando se presente una falla en cualquier control que se encuentre en automático (falla en la medición, pérdida de energía en el actuador, etc.), se transferirá a manual y generará una alarma.

Con fines informativos, y a manera de ejemplo, algunos de los arreglos y esquemas funcionales con los que están operando actualmente las unidades 3 y 4 de la CT Pdte. Adolfo López Mateos (Tuxpan), se incluyen en el Anexo B.

#### 3.6.2 Circuitos de Control Analógico

La siguiente tabla ha sido definida como mínima para las funciones del control analógico con sus estaciones de control virtual asociadas para cada Unidad, y cuyas características y cantidad el proveedor considerará en función del diseño del Sistema Integral de Control que suministre. Se considera un esquema de unidades a base de combustóleo con diésel para arranque.

<b>Función del Control Analógico</b>	<b>Funciones</b>
Control Coordinado avanzado	1
Control de Combustión (combustibles, flujo de aire y exceso de oxígeno)	3



Control de Presión del hogar (2 VTI's)	1
Control de Nivel domo deslizante (tres elementos)	1
Control de Presión de descarga de bombas de agua de alimentación	1
Control de Presión de vapor principal deslizante	1
Control de Nivel del desgasificador (tres elementos) para dos válvulas en paralelo	1
Control de Recirculación de flujo mínimo condensado	1
Control de Presión de Combustible a la descarga de las bombas	1
Control de Presión de combustible a niveles A,B y C de quemadores	3
Control de Presión de retorno de combustible	1
Control de Presión de cabezal de diesel	1 (común)
Lazo de control de Presión de diesel a pilotos	1
Control de Temperatura de vapor sobrecalentado	1
Control de Temperatura de vapor recalentado (VRG's, Atemperación)	2
Control de Temperatura de calentadores de aire/vapor CAV's	2
Lazo de Control de Nivel de los Calentadores aire/vapor	2
Control de Temperatura de combustóleo	1
Control de Presión de vapor auxiliar principal	2
Control de Presión de vapor auxiliar a evaporadora	1
Control de Temperatura de vapor auxiliar	1
Control de Nivel del pozo caliente del condensador	2
Control de Presión de vapor de atomización	1
Control de Presión de vapor a sopladores de hollín	1
Lazo de control de Nivel del tanque de recuperación de agua de sellos de bombas agua de alimentación	1
Lazo de control de Nivel de los calentadores de alta y baja presión	10
Control de Presión de vapor de sellos	2
Control de Temperatura de vapor de sellos	1
Control de Dosificación de químicos	4
Control de Presión de vapor secundario STR	1
Control de Presión de vapor al desgasificador	1

Control de Turbina DEHC	1
Medición de Flujo de atemperación al RH	2
Control de temperatura de agua de sellos B.A.A.	6
Medición de viscosidad de combustóleo	1

Será responsabilidad del Proveedor realizar los ajustes y adecuaciones en los controles para el cumplimiento de las tolerancias máximas permitidas por encima y por debajo de su punto de ajuste del control analógico en las variables principales. Los criterios de aceptación serán comprobados mediante las pruebas dinámicas realizadas en presencia del personal responsable del LAPEM, de acuerdo a los procedimientos vigentes. El proveedor deberá ajustarse a los horarios autorizados por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

### 3.6.3 Integración de conceptos de Control avanzado para el Control Analógico

El Sistema Integral de Control deberá integrar estrategias de control avanzado para el aumento de la estabilidad y eficiencia que permitan optimizar la operación de las Unidades.

El control avanzado debe residir en hardware dedicado del propio sistema de control, de tal forma que se cumpla cabalmente con la capacidad de procesamiento y velocidades de comunicación y que sus funciones no afecten el desempeño integral del sistema.

El proveedor deberá presentar evidencias de instalación sobre aplicaciones de integración de estos conceptos avanzados de control en unidades generadoras.

Se deberá incluir en la propuesta el diseño, suministro, instalación y puesta en servicio de los conceptos de control avanzado de: Control Coordinado Avanzado de la Unidad, Control de Temperatura Avanzado, concepto de operación en modo presión deslizante y arranque optimizado para operación cíclica, los cuales se describen a continuación:

#### a) Concepto de Control Coordinado Avanzado

Actualmente, existe un Esquema de Control Coordinado en cada una de las Unidades. El control coordinado tiene la función de mantener una carga demandada. La velocidad del cambio de carga se fija en forma manual desde el cuarto de control.

Con el control coordinado de la unidad, la caldera y la turbina no se deben esforzar más allá de los límites permitidos, es por eso que en caso de falla de algunos de los dispositivos del proceso, se debe de reducir la carga lo más rápido posible al valor de carga permitido.

En caso de necesidades de regulación secundaria de frecuencia en la red, la unidad debe de apoyar a la velocidad máxima permisible, así también apoyar la frecuencia dentro de las posibilidades de la caldera, utilizando las reservas térmicas.

#### Modos de operación:

##### 1. Control Coordinado

El valor de demanda se incorpora al control de la unidad, el cual genera a su vez los valores de maestros de ajuste al generador de vapor y a la turbina.

## 2. Turbina en seguimiento

Este modo de control se utiliza cuando por alguna razón en el generador de vapor se opere en modo manual cuando menos uno de los controles principales: Agua de alimentación, aire o combustible.

## 3. Caldera en seguimiento

Este modo se utiliza cuando por alguna razón en el turbogruppo se obligue a operarlo en forma manual.

Las funcionalidades requeridas en el Control de cada Unidad deberán incluir lo siguiente:

- Estructura predictiva para el control de Caldera.
- Control de MW retrasado para la turbina (Tomando en consideración el tiempo de respuesta del generador de vapor).
- Estructura de *Run Back* para diferentes agregados (VTI's, VTF's Bbas. Agua Alimentación, Agua circulación). Esta debe responder para cualquier valor de carga inicial por encima del 50%
- Estructura de *Run Down* por desviaciones en controles principales.
- Estructura de Control de Frecuencia incluyendo acción derivativa y dinámica predictiva (anticipatoria).
- Controlador de presión de Caldera incluyendo el cálculo de demanda de vapor e integrador de alto rango (5º Orden).

Estas funcionalidades deberán ser incorporadas en la Propuesta del proyecto. Asimismo, se deberá considerar también la integración de las funcionalidades siguientes:

- Circuito de Corrección del efecto del valor calorífico.
- Modelo de control basado en cambios de presión durante rampas de carga (asumiendo que la Unidad está operando en modo presión deslizante).
- Módulo de Rampa Rápida, lo cual permite a la Unidad operar de forma cercana al control de MW.
- Adaptación de la velocidad de *Run Back* al agregado que fue disparado.

El Control Coordinado Avanzado formará además la plataforma para administrar las estrategias de control avanzado encargadas de operar bajo el esquema de presión deslizante en todo el rango de carga de la unidad en caso de que este modo de operación sea permitido por el diseño del generador de vapor. El proveedor deberá establecer en su propuesta si este modo de operación es o no posible.

El proveedor debe de integrar dentro de su oferta el esquema funcional y descripción detallada del Control Coordinado Avanzado a suministrar, así como ejemplos de la ingeniería desarrollada para este concepto por él mismo en algún proyecto similar.

### **b) Control de Temperatura Avanzado**

El objetivo del control de temperatura avanzado será operar de manera más estable la temperatura del vapor principal con cualquier tipo de combustibles que se utilice, incluso si la unidad generadora de la que se trata es del tipo dual (gas ó combustóleo), sin rebasar los límites de material del sobrecalentador, optimizando la atemperación. Este concepto se basará en conceptos de control predictivo y modelado del sobrecalentador.

El Concepto desarrollado por el proveedor deberá incluir la siguiente funcionalidad actualmente existente en cada Unidad:

- Control de doble circuito para la temperatura de salida y entrada del Sobrecalentador.
- Modelo en tiempo real del Sobrecalentador dependiente de carga.
- Acciones derivativas a partir de diferentes señales.
- Modo de Observador para detectar eventos por calentamiento en el Sobrecalentador.
- Consideración sobre los efectos no lineales de la Tabla Agua – Vapor.

- Controlador PI con adaptación automática de los parámetros del controlador a diferentes condiciones del sistema.

El Proveedor debe de integrar dentro de su oferta el esquema funcional y descripción detallada del Control Coordinado Avanzado a suministrar así como ejemplos de la ingeniería desarrollada para este concepto por él mismo en algún proyecto similar.

**c) Arranque optimizado para operación cíclica.**

El objetivo de este esquema será lograr un arranque confiable y óptimo, disminuyendo la operación en manual de equipos y sistemas, reduciendo el tiempo de arranque y consumo de combustible, dentro de los límites de esfuerzo del generador de vapor y del Turbogruppo. Para el caso de aquellas áreas funcionales que no puedan ser operadas automáticamente, aparecerá un mensaje indicando las actividades a seguir por el operador. El esquema que nos ocupa, debe de contar con un botón permisivo que permita al operador reconocer que se ha cumplido la condición ejecutada manualmente y continuar con la secuencia de arranque. Con fines de diseño, la CFE suministrará un listado donde se muestren los equipos y sistemas que están automatizados y aquellos que se encuentran en manual de cada unidad generadora; para el desarrollo de este esquema, no se contempla que el proveedor automatice el equipo o sistemas que se encuentran en manual.

El programa de arranque se implementará en base a las curvas de arranque provistas por los fabricantes del generador de vapor y turbina. Las distintas actividades requeridas para el arranque de la caldera, sincronización y toma de carga se implementarán como parte de la lógica del Sistema Integral de Control. El programa de arranque debe permitir al operador seleccionar uno de los siguientes tipos de arranque: frío, tibio y caliente; debe de considerar la toma de carga inicial y llegar hasta el 25% de carga en donde liberará el funcionamiento para que el personal operativo continúe con la operación hasta la carga que demande el sistema. El programa de arranque se debe probar después de la aceptación de las pruebas de respuesta dinámica dentro de los 30 días que se tienen posteriores a la sincronización para sintonización y evaluación de la unidad.

El proveedor debe de incluir dentro de su propuesta un esquema funcional y una descripción detallada del Concepto de arranque optimizado por operación cíclica, indicando la forma de su implementación y ejemplos de referencias de aplicación en Plantas de Generación.

**d) Concepto de presión de vapor sobrecalentado deslizante**

La manera de obtener la optimización en el desempeño e incremento de eficiencia energética del ciclo termodinámico es conseguir la menor cantidad de pérdidas en el estrangulamiento de válvulas de turbina, esto se logra mediante una disminución en la presión de entrada del vapor a las válvulas con el fin de que éstas trabajen en la mayor apertura posible. Esto implica establecer las estrategias de control en el funcionamiento del generador de vapor, de tal forma que sin demeritar la calidad del vapor se trabaje a bajas cargas con presiones menores, haciéndolo de cierta manera proporcional en el incremento de la carga, a fin de obtener una curva de deslizamiento presión-carga sin perder las funciones del control coordinado de la turbina- generador de vapor. Es responsabilidad del proveedor incluir la estrategia de control para obtención de esta característica de comportamiento del Sistema y del proceso en sí.

### **3.6.4 Capacidad del Sistema para el Control Analógico**

Con objeto de considerar la capacidad del sistema para el manejo del control analógico y que el sistema opere con una reserva de al menos 30% de capacidad de procesamiento en controladores, memorias y tarjetas auxiliares, la CFE deberá entregar un listado con los “Diagramas típicos de control lógico y analógico” donde se muestren algunos de los controles analógicos y los datos técnicos de las tarjetas utilizadas actualmente en las unidades en

referencia. En el Anexo C se presenta un ejemplo de esta información tomando como base a la CT Pdte Plutarco Elías Calles, la cual cuenta con 6 unidades de carbón de 350Mw así como con una unidad de 720Mw del tipo supercrítica de carbón.

La capacidad de los controladores o servidores respectivos debe ser tal que con todo el control analógico implementado se mantenga la velocidad de respuesta indicada en 3.1.6.

### **3.6.5 Elementos Finales de Control**

La salida de los circuitos de control analógicos debe manejar los mismos elementos finales de control que existen en las unidades de la Central, incluyendo aquellos que se suministren nuevos o reemplacen a los existentes, dentro del alcance de las presentes especificaciones.

## **3.7 Control Lógico y Protección**

### **3.7.1 Organización del Control Lógico**

El control lógico se estructurará de acuerdo a los sistemas principales de la unidad. Cada sistema de control lógico estará asociado a un sistema que comprende un conjunto de equipos de proceso, cuya operación está relacionada y puede concebirse en forma independiente del resto de los sistemas de unidad y la Central.

Debe ejecutar automáticamente los arranques, transferencias, paros y disparos del equipo que opera en cada sistema, interactuar con el control analógico de las variables asociadas, habilitando o inhibiendo su acción. Según su complejidad, cada sistema se diseñará jerárquicamente en controles de grupo, subgrupo, lógica de protección (equipo individual) o control manual-automático.

Los criterios, esquemas, permisivos y automatismos del actual sistema de las unidades, deben ser incluidos en el diseño durante el desarrollo de la ingeniería de detalle, en base a los diagramas lógicos de control y los diagramas unifilares del equipo existente, que la CFE pondrá a disposición para consulta del proveedor.

Los esquemas de protecciones *Master Fuel Trip* (MFT) y *Master Turbine Trip* (MTT) del actual sistema, deben ser incluidos en el diseño durante el desarrollo de la ingeniería de detalle, mismos que deben de ser redundantes al 100%, en base a los diagramas lógicos de control y los diagramas unifilares del equipo existente, que la CFE pondrá a disposición para consulta del proveedor. Adicionalmente se deberá de contar con botones de paro de emergencia (disparo de interruptores principales, disparo de generador de vapor y disparo de turbina) independientes del equipo electrónico del Sistema de Control (disparos duros), los cuales estarán dispuestos en lugares accesibles al operador.

Actualmente en algunos controles lógicos se tienen redundancias de señales binarias, estas se conservarán en el diseño del sistema.

El control lógico supervisará mediante señales de retroavisos, que las ordenes enviadas a los accionamientos sean efectivamente realizadas y mediante los dispositivos de interfaces virtuales en los monitores y pantallas de control (módulos de comando e indicaciones) el operador podrá reconocer el estado de cada uno de los accionamientos, así como la evolución de las operaciones secuenciales del control lógico.

Para el manejo del sistema de control lógico, se deberán habilitar los diversos módulos de comando en las pantallas de las estaciones de operación, para que el operador pueda supervisar o ejecutar las acciones manuales o automáticas. Los módulos de comando estarán constituidos por Iconos de comando e indicaciones de estado.

Para representar los cambios de estado de equipos o accionamientos, arranque o paro de motores, apertura y cierre de interruptores, selección de modos de operación, selección de control de Grupo y Subgrupo y operación de controles individuales, se usarán colores e iconos dinámicos. Durante la elaboración de la ingeniería de detalle se definirán las características específicas de esta información.

Las órdenes de mando, hacia los tableros y centros de control de motores (CCM's), deberán enviarse mediante relevadores de interface a los circuitos de control de cerrar/abrir, desconectar/conectar. El sistema de control deberá impedir salidas de comandos dobles a un mismo accionamiento, en caso de ocurrir esta falla se deberá llevar el accionamiento o equipo a la condición más segura, enviando alarma de la ocurrencia de la salida de comando doble. Excepto para los tableros blindados de 6.9 KV y subestaciones unitarias (que actualmente son cableados punto a punto) deberán de efectuarse bajo el estándar IEC 61850.

El control lógico interactuará con las alarmas del sistema que se describen en el inciso 3.5.2.

### **3.7.2 Jerarquía del Control Lógico**

Un control lógico de un sistema mecánico o eléctrico, estará constituido por lo general de un control de grupo, con uno o más controles de subgrupo, controles manual / remoto y lógicas de protección (equipo individual). Los términos anteriores se refieren a unidades lógicas funcionales que están dispuestas en forma jerárquica y asociadas entre sí.

La función de un control de grupo es decidir en forma automática el arranque y paro de los accionamientos principales del sistema, determinando cuáles y cuándo operan, de acuerdo con las señales de demanda de la unidad y con los programas de operación preestablecidos. El control de grupo genera las señales de inicio de secuencia de arranque o paro de los equipos involucrados, a través de los controles de subgrupo y se encarga de llevar todos los accionamientos al estado deseado en forma ordenada.

El control de grupo se encarga también de efectuar la transferencia automática de los subgrupos de respaldo (cuando existan), en caso de falla de la secuencia de arranque o falla de los equipos en operación. Cuando se requiera, el control de grupo debe enviar señales al control analógico para habilitar, modificar o suspender su acción de acuerdo al estado que guarden los equipos del sistema asociado.

Los controles de subgrupo, subordinados a un control de grupo, reciben las señales de inicio de secuencia y se encargan de realizar los pasos necesarios para llevar al equipo asociado al estado deseado. Cada paso de un subgrupo implica un comando a uno o varios accionamientos, a controles analógicos o a controles individuales. Los pasos se deben realizar en forma secuencial, es decir, que para generar un comando hacia un accionamiento, todos los pasos anteriores debieron haber sido efectuados. El subgrupo debe verificar que las condiciones de permisivos (criterios) se han cumplido y sólo cuando esto se cumpla, podrá enviar el comando al accionamiento asociado a dicho paso.

El control de subgrupo dará información al operador de la evolución de los pasos y el cumplimiento de los permisivos mediante señales en la consola de control.

La cantidad de subgrupos subordinados a un control de grupo, dependerá de cuantos equipos de secuencias independientes y funciones equivalentes constituyen el control de grupo. Por ejemplo, el sistema de agua de alimentación opera con un control de grupo y tres subgrupos, ya que las tres bombas de agua de alimentación pueden arrancar, operar y parar independientemente, siendo la lógica de cada subgrupo idéntica. Cuando el

sistema de proceso esté constituido únicamente por equipos que operen en forma encadenada, el control se constituye solamente por un subgrupo y sus controles individuales asociados.

El control de subgrupo supervisa el tiempo requerido por cada paso, desde el momento del comando hasta que el retroaviso del proceso sea detectado. En caso de que el tiempo transcurrido sobrepase el tiempo prefijado, se interrumpe la secuencia y se señala al operador, para evitar que el siguiente paso sea efectuado. Con este procedimiento se debe detectar cualquier falla producida por ruptura de conductores, defecto del sensor o del propio accionamiento.

Los sistemas de control lógico podrán operar automática o manualmente a nivel grupo y a nivel subgrupo, los cuales podrán ser seleccionados por el operador mediante los módulos de comando correspondiente.

### **3.7.3 Protección de la Unidad Generadora**

El control lógico incluirá comandos de protección los cuales estarán en un nivel superior al control manual o automático. Sus comandos serán imperativos y no podrán ser modificados o cancelados por el operador.

El sistema de control deberá incluir las lógicas de protección para el disparo del equipo principal, correspondientes al generador de vapor y a la turbina. Además, se deberán incluir las señales de permisivo que interactuarán con la lógica de sincronización, lógica e interlock de protección del generador eléctrico, transformadores de potencia, transferencia de auxiliares de media y baja tensión, sistema de excitación y regulador automático de voltaje para constituir el “Lógico de Protección de la Unidad”, que esté actualmente definido y operando.

Se debe integrar el “Lógico de Protección de la Unidad” con las señales procesadas en el sistema de control y las señales de permisivo que interactuarán con la lógica de sincronización, lógica e interlock de protección del generador eléctrico, transformadores de potencia, transferencia de auxiliares de media y baja tensión, sistema de excitación y regulador automático de voltaje existentes.

Deberá incluir también funciones de simulación de protecciones durante un paro de unidad, para el generador de vapor, turbina y generador eléctrico y efectuar pruebas de interlock mediante la simulación de valores o estados desde el elemento primario origen de la señal, con objeto de verificar la respuesta real del sistema a esos eventos. Para los equipos de servicios esenciales o críticos como son las bombas de aceite de lubricación de emergencia de la turbina, ante una falla en las tarjetas electrónicas o del control en su totalidad, estos deberán operar en automático y manual local independientemente de la plataforma de control para protección del equipo principal.

### **3.7.4 Capacidad del Sistema Integral para el Control Lógico**

La capacidad del sistema para el manejo de control lógico debe tener una reserva de al menos 30% de capacidad de procesamiento en controladores, memorias y tarjetas auxiliares. La CFE deberá entregar un listado con los “Diagramas típicos de control lógico y analógico”. En el Anexo C se muestran a manera de ejemplo, algunos controles lógicos actualmente implementados en la CT PDte. Plutarco Elías Calles, los cuales sirven como referencia del alcance en los dispositivos y en el trabajo de ingeniería.

La capacidad de los controladores respectivos debe ser tal que con todo el control lógico implementado se mantenga la velocidad de respuesta indicada en el inciso 3.1.6 “Tiempo de respuesta del Sistema Integral de Control”.

### **3.7.5 Características Adicionales del Control Lógico**

#### **a) Botones de disparo de emergencia**

Para condiciones de emergencia producida por un mal funcionamiento en el sistema de control, accidente o situación de emergencia, se suministrarán 3 botones físicos dobles, especiales, en color rojo, con cubierta de seguridad para evitar operación involuntaria, y accionamiento simultáneo, para montarse sobre la estación de operación en sala de control para disparo de generador de vapor, disparo de turbina u apertura de interruptores de máquina.

Estos botones serán cableados en forma directa a los dispositivos que activarán la operación de los elementos finales de protección de cada sistema crítico de la unidad para llevarlos a condición segura, tales como el cierre de la válvula de corte de combustible a quemadores, cierre de válvulas de turbina, apertura de interruptores de máquina, etc. No se permite que estos mandos pasen por tarjetas u módulos electrónicos del sistema de control. Se requieren dobles para evitar la operación involuntaria de un solo botón.

**b) Simulación de permisos de equipos**

Para pruebas en vacío y mantenimiento sobre equipos, el Sistema Integral de Control tendrá la opción de bloquear señales automáticas o de protección y simular permisos que permitan la operación de los equipos. Será de manera individual para cada señal o por grupo de señales, a escoger por el personal de mantenimiento en la estación de ingeniería.

**c) Equipos en licencia**

El Sistema Integral de Control deberá bloquear los comandos manuales y automáticos de arranque de cualquier equipo cuando exista una licencia de mantenimiento, para lo cual, el operador seleccionará la opción de “licencia” sobre el icono del equipo en pantalla. El bloqueo sobre el equipo se quitará hasta que el operador retire todas las licencias en pantalla.

Las solicitudes de licencias sobre un mismo equipo o sistema por varios departamentos serán independientes y el retiro de ellas se hará por cada uno de los departamentos o actividades involucradas.

### **3.7.6 Interfaz de Control Lógico con Campo**

**a) Detectores de flama de quemadores**

El Sistema Integral de Control debe enlazarse con el sistema de detección de flama del generador de vapor en todas las unidades parte del alcance del proyecto de modernización, a través de contactos secos tipo 1P2T, para ser energizados por el propio sistema de control para la conexión de las salidas binarias de flama por cada quemador. La lógica de protección de falla de flama se realizará por medio de las señales de flama binarias de cada quemador a través de contactos secos y energizados por el sistema a suministrar de acuerdo al esquema funcional original.

**b) Tableros locales de quemadores**

Los tableros de control local de pilotos y quemadores, actualmente instalados en las unidades, se conservarán y usarán con el nuevo sistema de control. Estos tableros normalmente cuentan con relevadores de interfaz de 48 Vcd para los comandos y retroavisos de las señales de selección de control local / remoto y piloto encendido. Es responsabilidad del proveedor el efectuar las adecuaciones eléctricas necesarias para el accionamiento de estas interfaces en caso de utilizarse voltaje diferente.

**c) Sistema de control de los interruptores de las Bombas de Circuito cerrado de Unidad.**

El sistema de control debe incluir la modificación para transferir el Control de las Bombas de Circuito Cerrado de Enfriamiento del sistema de control de equipos comunes al control propio de cada unidad. Será responsabilidad del proveedor el suministro e instalación de accesorios, equipo auxiliar, señales adicionales o cableado que se derive de las modificaciones necesarias por su implementación.



#### **d) Interfaz con equipos de tableros eléctricos de 6.9 KV y Subestaciones Unitarias bajo estándar IEC 61850**

El proveedor debe considerar dentro su propuesta que los comandos y retroavisos (cerrar-abrir, cerrado-abierto, celda indisponible, falla presión de SF6, falla tensión, falla polaridades, medición analógica de corriente por fase y voltaje) de los tableros blindados de 6.9 KV y subestaciones unitarias (que normalmente se encuentran instaladas mediante cableados punto a punto) deberán de efectuarse bajo el estándar IEC 61850. Se debe asegurar la integridad del sistema de comunicaciones a todos los niveles del Sistema Integral de Control y su relación con el estándar IEC 61850 mediante prueba funcional operativa de todos los elementos. La integridad de todo el Sistema de Control deberá mantenerse, incluso posterior a las actualizaciones en firmware.

### **3.8 Control, Protección y Supervisorio de Turbina**

#### **3.8.1 Sistema de Control Electrohidráulico EHC**

El Control Electrohidráulico de la turbina forma parte del mismo Sistema Integral de Control por lo que deberá estar integrado funcionalmente a la misma plataforma, de manera tal que la interacción con éste se realice a través de las mismas estaciones de operación e ingeniería. Sin embargo éste deberá tener un arreglo de control completamente dedicado al Turbogruppo. Las funciones principales serán control de velocidad, control de carga, secuencia de arranque, y protección de turbina y deberá ser del tipo digital. Debido a que de manera tradicional, el control de la turbina se encuentra especificado en un documento particular y no considerar que éste sea de relevancia para el presente documento, se establece como criterio únicamente el requerimiento de integrar en caso necesario a manera de anexo a las especificaciones del Sistema Integral de Control, el correspondiente a los controles de las turbinas del proyecto de modernización que se trate. A manera de ejemplo, en el Anexo D se presenta la especificación utilizada para los sistemas de control de turbinas de la CT Pdte. Adolfo López Mateos U's 3 a 6.

El Proveedor en la integración al Sistema Integral de Control, diseñará, suministrará, instalará, y pondrá en servicio el Control Electrohidráulico de Turbina EHC, Sistema Supervisorio de Turbina "TSI" y un Evaluador de Esfuerzos del Rotor de las Unidades para cada unidad contemplada en el alcance del proyecto.

### **3.9 Equipo de Campo a Suministrar**

Se deberá realizar un levantamiento por cada proyecto de modernización en el cual se describan los listados de equipo de campo a suministrar por el proveedor del proyecto. En éste se deberá indicar la descripción del equipo o instrumentación a la cual se hace referencia, así como las cantidades solicitadas por cada unidad generadora.

Dentro de los equipos comúnmente incluidos en estos listados encontramos los diferentes tipos de transmisores como Transmisores de Presión, Presión Diferencial, Temperatura, Posicionadores, Potencia Eléctrica o Analizadores, debiéndose especificar si la instalación mecánica en caso de no existir y su conexión al Sistema Integral de Control forma parte del alcance del proyecto.

Las condiciones de instalación de la instrumentación nueva, deberá cumplir las buenas prácticas de instalación en función del sitio o condiciones a las que se encuentre sujeta la medición, debiéndose considerar adecuaciones por ejemplo de manifolds o utilización de sellos químicos para obtener la mejor medición y funcionamiento de los equipos.

Así mismo se deberán integrar las secciones con la especificación técnica de cada uno de los equipos o instrumentos que se desean adquirir con la finalidad de contar con toda la información de ingeniería necesaria para la integración del Sistema Integral de Control.

### **3.10 Sistema de Sincronización**

El proveedor deberá incluir el suministro, instalación y puesta en servicio de un Sistema de Sincronización Automática incluyendo el relevador de sincronización hacia la red, con las opciones automático y manual como parte del Sistema Integral de Control.

La instrumentación para sincronización se instalará en un panel del tipo mosaico y debe ser incorporada en la consola del operador, así como también se debe integrar su funcionalidad en las pantallas digitales. En ambas partes debe incluir: sincronoscopio, indicaciones digitales de voltaje y frecuencia independientes para generador y subestación, mandos y señalización de apertura y cierre de interruptores y de cuchillas de 400 Kv. Se debe suministrar e instalar el verificador de sincronismo y el sincronizador automático, los que deben ser instalados en el gabinete de sincronización localizado típicamente en los cuartos de gabinetes.

Estas señales eléctricas deberán ser trifásicas tomadas directamente de los secundarios de los transformadores de potencial TP's del bus de 20 Kv y subestación de 400 Kv (o las tensiones correspondientes de entrega de energía a la red según sea el caso de la unidad generadora), su interconexión y suministros son responsabilidad del proveedor.

El sistema de Sincronización deberá contener al menos la siguiente funcionalidad:

- Corrección de relación de transformación.
- Verificación de secuencia Positiva.
- Corrección para compensación de ángulo de fases.
- Permisivos de umbral para baja y alta tensión.
- Permisivos de umbral para baja y alta diferencia de frecuencia.
- Determinación de condiciones de sincronismo en base a diferenciales de tensión, frecuencia y ángulo.
- Permisivo para velocidad de impacto (velocidad de cambio angular).
- Compensación por velocidad de cierre de interruptor.
- Acceso al ajuste de todos los parámetros.

### **3.11 Integración de otros Sistemas al Sistema Integral de Control.**

#### **3.11.1 Sistema de pulidores de condensado**

Para el sistema de Pulidores de Condensado de las unidades se deberá considerar la modernización total del control de acuerdo a los siguientes requerimientos los cuales aplicarán indistintamente a cada una de las unidades:

1. Cambio de tablero de operación y gabinetes de interconexión y equipos, reubicación de cableado, instalación de gabinete y consola de operación, suministro e instalación de PLC y accesorios, desarrollo de ingeniería de detalle, interconexión, aire acondicionado y remodelación del cuarto de control, adecuación del sistema eléctrico, programación de secuencias del sistema de control, desarrollo de gráficos y alarmas para la operación de los pulidores de condensado e instalación y puesta en servicio.
2. Comunicación a través de fibra óptica utilizando un protocolo MODBUS, hacia el Sistema Integral, para explotar su visualización en cuarto de control y en cualquier punto de la red.
3. Suministro e instalación de instrumentación de medición analítica y de variables de proceso (LS, LT, PDS, etc.)
4. Capacitación para personal de operación y de mantenimiento
5. La entrega del sistema y su documentación final será mediante la aplicación de un protocolo de prueba completo para verificar íntegramente el control y cada una de sus funciones, software del sistema, de aplicación, licencias, manuales de operación y mantenimiento

El sistema de control deberá integrar las funciones de despliegue de la información del Sistema de Pulidores de Condensado, como las curvas de tendencias, alarmas, estados de equipos y variables principales en mímicos,

tomando las señales provenientes de los equipos que integran dichos sistemas, la comunicación entre los sistemas debe ser a través de fibra óptica utilizando un protocolo MODBUS.

### **3.11.2 Sistema de Regulación Automático de Voltaje**

El Sistema Integral de Control debe integrar las funciones de despliegue de la información del Sistema de Regulación de Voltaje de la unidad, como las curvas de tendencias, alarmas y variables principales en mímicos.

Se debe de integrar a las pantallas y mímicos del operador los mandos, retroavisos, alarmas, disparos y monitoreo de parámetros eléctricos, así como también se debe integrar la funcionalidad descrita por la CFE en un tablero del tipo mosaico, el cual será suministrado e instalado por el proveedor.

Todas las señales de control, mandos y visualización deben ser redundantes a través de las pantallas del operador y a través del tablero de control del operador tipo mosaico. Para ello el sistema tomará las señales provenientes de los equipos que integran dicho sistema (AVR), la comunicación entre los sistemas para señales binarias (contactos secos) debe ser punto a punto a través de contactos secos que energizará la plataforma de control y las variables analógicas bajo el estándar de 4 – 20 mA, así como por protocolo de comunicación MODBUS.

El proveedor deberá Interconectar a la plataforma de control la alarma audible y visual del control de temperatura de la caseta climatizada del Regulador Automático de Voltaje.

Deberá integrarse en los mímicos de pantalla del operador la curva de capacidad del Generador Eléctrico, mostrando los limitadores del sistema de Excitación, así como muestreo dinámico en tiempo real del punto de operación de la unidad.

## **3.12 Alimentación Eléctrica**

### **3.12.1 Alimentación Eléctrica**

En este apartado se deberá especificar las alimentaciones eléctricas que la CFE entregará en cada sitio, en los centros de carga a las salidas de los reguladores de voltaje, y en los centros de carga de los tableros de distribución de los bancos de baterías.

La alimentación a los equipos del Sistema Integral de Control y todos sus subsistemas deberá ser básicamente de 120/220 VCA a 60 Hz y/o 48 VCD de acuerdo a la tecnología del fabricante. El proveedor es responsable de implementar la adecuación de las alimentaciones disponibles para funcionamiento integral del propio sistema. Así mismo, es responsabilidad del proveedor prever en el sistema de alimentación, que la pérdida del suministro de alimentación que afecte al Sistema de Control de una unidad, no cause problema alguno en el funcionamiento del control de la otra unidad y de los equipos comunes.

Deberá contar con señalización de la falla de los suministros de 220 VCA, 125 VCD, 220 VCD y 48 VCD. Se deberá considerar el suministro e instalación de los arreglos necesarios para alarmas e indicaciones locales y para aviso al operador. El proveedor es responsable de implementar las alarmas derivadas de las adecuaciones a las alimentaciones adicionales que se suministren para el funcionamiento del sistema.

Se deberá incluir como parte del alcance del suministro, los centros de carga, interruptores termo magnéticos, tablillas, clemas, canaletas y en general todo lo necesario para la distribución para toda alimentación que necesiten los dispositivos del sistema, de acuerdo a la cantidad de equipos y proporcionando un 25% libre para uso futuro.

Los gabinetes de electrónica con las tarjetas acondicionadoras de entradas /salidas y en algunos diseños con los controladores, tendrán fuentes de alimentación de VCD. Las fuentes en cada gabinete deberán ser capaces de soportar la carga completa del gabinete, debiendo prever que las fuentes no deberán de exceder de un 70% de su capacidad. Estas fuentes de alimentación deben ser redundantes y estar supervisadas por el propio sistema.

### **3.12.2 Gabinetes de distribución**

El proveedor de la solución debe incluir en su propuesta, los tableros de distribución necesarios para alimentar al sistema con 230/127 VCA, con Protección IP20.

### **3.12.3 Aire Acondicionado**

El proveedor deberá evaluar la capacidad de aire acondicionado actual, con la instalación de los nuevos equipos de automatización y control.

Se deberá incluir en la propuesta a realizar por el proveedor, la memoria de cálculo que demuestre la evaluación efectuada incluyendo un listado de las cargas térmicas que representan los gabinetes y equipos mayores en la Sala de gabinetes del Sistema Integral de Control de cada unidad.

En caso de las cargas térmicas de los equipos y consolas de operación en las Salas de Control de las unidades, el Proveedor deberá incluir dentro del alcance de suministro y servicios, los materiales y actividades necesarias para la reubicación de ductos, rejillas de descarga y succión, para un adecuado ambiente de trabajo del personal de operación de las Unidades generadoras.

El Proveedor evaluará los requerimientos de capacidad de aire acondicionado, para la instalación de los nuevos equipos de automatización y control del sistema de cada unidad.

El Proveedor deberá suministrar Unidades redundantes de climatizado de precisión para los valores de temperatura, humedad, polvo y partículas, con la capacidad suficiente para la operación continua de los equipos y gabinetes que se ubicaran en las Salas de gabinetes, y en el área donde se ubicaran los servidores y controladores del proceso. Esto considerando la integración del control de la turbina (EHC) cuyos gabinetes de electrónica también deben quedar en el área de clima controlado.

Para lo anterior el proveedor deberá contemplar en el alcance de suministro las adecuaciones en el área donde quedan los gabinetes de control e ingeniería, lo que incluye el suministro de piso falso, cancelería, plafón, puertas de acceso, alumbrado y redistribución de ductos del aire acondicionado actual, cuya circulación deberá de considerar la construcción de los gabinetes para mantener en su interior la temperatura, humedad relativa optima, libre de polvo y partículas para garantizar el máximo de vida útil de sus componentes electrónicos de acuerdo a sus especificaciones, además los gabinetes deberán tener monitoreo y alarma de temperatura y humedad. Se deberá cumplir con los requerimientos establecidos en las normas ISA 71.04.1-1985 e ISA 71.01-1985. La capacidad de las unidades redundantes de clima de precisión, será seleccionada por el Proveedor en función de las cargas térmicas de los gabinetes de control del Sistema Integral de Control de la Unidad generadora respectiva.

Dentro de los alcances de los trabajos de modificación de ductos de aire acondicionado se deberá considerar el retiro de la totalidad de ductos y accesorios que no tengan uso y funcionalidad dentro del sistema, el material para la instalación de la nueva distribución de ductos de aire acondicionado será del mismo material y aislamiento que el existente (típicamente lámina galvanizada debidamente aislada), se deberá realizar el cálculo de la nueva distribución del sistema de aire acondicionado debiendo entregar la memoria de cálculo a la CFE.

El alumbrado del área de gabinetes de control del Sistema, será activado por presencia y será distribuido para la iluminación al frente y la parte posterior de los gabinetes para inspección de conexiones y de módulos. Así mismo se debe de considerar la redistribución del alumbrado en el cuarto de control de acuerdo a la nueva disposición de las estaciones de operación.

El alcance incluye el suministro e instalación para adecuación de la sala de ingeniería de la cancelería y cerradura electrónica de huella digital con acceso restringido.

### **3.13 Cableado y Gabinetes**

#### **3.13.1 Cableado**

El cableado para la operación desde los gabinetes del sistema de control hasta las cajas de conexión, cajas de compensación de temperatura, CCM's, actuadores o instrumentos de campo existentes o actuales se conservará. El proveedor considerará en función del diseño del sistema, el suministro e instalación de lo necesario, con aprobación de la CFE, para que los sistemas funcionen de acuerdo a lo requerido en este documento.

En los casos en que se suministre instrumentación de nueva instalación, el proveedor deberá incluir el cableado y los accesorios requeridos para su instalación eléctrica y adecuado funcionamiento.

En caso de requerirse, el proveedor colocará las cajas terminales necesarias en cuarto de gabinetes, y en campo, éstas serán fabricadas en acero tropicalizado, poliéster o policarbonatos, serán homogéneas, con acceso sellado de cables y canaletas, con tapa para el cableado, a prueba de salpicaduras de agua, fibras, circulación de polvo e insectos; protegidos contra la corrosión, previniendo el contacto accidental de personal con las conexiones en su interior y no requerirán de acondicionamiento de aire, ni refrigeración.

Se considerarán los siguientes aspectos respecto al cableado:

- Desarrollar la ingeniería de detalle para instalar los cables multiconductores desde los gabinetes de interconexión hasta los gabinetes del propio Sistema de Control.
- El proveedor identificará las terminales en tablilla, así como los multiconductores. Suministrará e instalará una etiqueta protegida donde se identifique el código del cable (TAG).
- Todo el alambrado que vaya a tablillas terminales atornilladas rematará en zapatas. Las zapatas serán lo suficientemente robustas para evitar que se rompan por las condiciones inherentes del manejo del equipo en que se instalarán.
- Durante la manipulación del cableado actual, como del nuevo, se usarán las protecciones necesarias para evitar el daño de las cubiertas de los cables al pasar por los agujeros o cortes en los gabinetes.
- Se deberán incluir tablillas para conexión de cables, que a su vez permitan la medición o simulación de la señal, para fines de pruebas en mantenimiento. Se deberá prever para uso futuro un excedente del 10% de cables en los multiconductores de interconexión entre cajas de terminales y gabinetes.
- Se deberá proporcionar una conexión especial para el blindaje de cada cable. Las tablillas terminales podrán aceptar cables de una sección transversal compatible con el cableado y la instrumentación instalados.
- La tubería conduit para el alambrado del sistema deberá ser de acuerdo a la cantidad de cables a instalar y dejando una reserva de espacio del 20% para futuras ampliaciones, deberá además, tenderse de tal forma que drene la humedad condensada en cajas terminales.
- Los conduits que conecten a cajas terminales o gabinetes deberán ser roscados, y de manera que se asegure que todas las partes permanezcan a potencial de tierra, el conduit flexible no deberá ser usado como conductor del sistema de tierra.

### **3.13.2 Gabinetes, Consolas y Cajas terminales.**

Los gabinetes del Sistema de Control se fabricarán de acero, poliéster o poli carbonatos. Serán homogéneos, incluirán acceso sellado de cables por la parte inferior, canaletas con tapa para cableado y aditamentos para sujetar la documentación. Para uso en interiores, a prueba de salpicaduras de agua, fibras, circulación de polvo e insectos; protegidos contra la corrosión, previniendo el contacto accidental de personal con los equipos y conexiones en su interior, con protección IP20.

El proveedor deberá colocar una identificación por la parte exterior de los gabinetes.

Las puertas de los gabinetes contarán con bisagras ocultas (internas), una manija no sobresaliente y con un cerrojo suficientemente robusto para mantener con firmeza la puerta contra el marco y conservar su alineamiento cuando esté cerrada. La llave será única para todas las puertas.

En caso de contar con alarmas en los dispositivos del sistema de control, las puertas de los gabinetes contarán con indicación exterior luminosa de alarma general de manera que sea posible identificar rápidamente el gabinete con problemas.

Se contará con interruptores de temperatura y las correspondientes salidas de alarma, por alta temperatura en el interior en cada uno de los gabinetes y de manera general en la sala de gabinetes del sistema.

Si se requiere ubicar gabinetes en campo se fabricarán conforme a NEMA 4X/IP65.

El número de gabinetes a suministrar será de acuerdo a la tecnología del sistema de control y a los requerimientos conforme a lo especificado por la CFE.

Los contactos de relevadores que no se utilicen por quedar en reserva, se alambrarán hasta tablillas terminales para conexión futura a circuitos externos. Se proporcionará un 10% de terminales libres para uso futuro en cada bloque de tablillas terminales.

Los cables para alambrado interno deberán cumplir con la especificación CFE E0000-01.

Los colores que deberán aplicarse a los gabinetes, consolas, tableros y cajas de terminales serán propuestos por el proveedor según sus estándares de fabricación, presentando las opciones para aprobación de la CFE.

## **3.14 Partes de Repuesto y Otros Suministros**

### **3.14.1 Partes de Repuesto**

El proveedor garantizará el suministro de todas y cada una de las partes de repuesto por un lapso no menor a 10 años, a partir de la puesta en servicio del equipo.

Todas las partes de repuesto deberán ser intercambiables y tener la misma calidad en material y mano de obra que las partes originales correspondientes, cumpliendo con los mismos requerimientos.

Se deberá presentar en la oferta, una lista con número de modelo, descripción, y precio unitario, que contenga las partes de repuesto a requerir de los sistemas y equipos a suministrar. Este listado tendrá todas las partes de repuesto considerando cada uno de los equipos y accesorios que conforman el Sistema Integral de Control.

De la lista total de partes de repuesto, el proveedor presentará en la oferta, una cotización, que contenga las partes de repuesto a requerir para asegurar la continuidad operativa del equipo a suministrar por un periodo de dos años posteriores al vencimiento del periodo de garantía. Esto estará separado de la propuesta total, y su adquisición será opcional para la Comisión.

Con el objetivo de prever las necesidades de refaccionamiento y actualización, el proveedor informará oportunamente a la Comisión el fin de fabricación y/o actualizaciones que sufran los componentes y/o software del sistema a suministrar. Informará a la Comisión de los motivos, repercusiones y beneficios atribuidos a dichas modificaciones.

Al finalizar la etapa de sintonización del Sistema de Control de cada unidad generadora, se deberá entregar en el almacén de la central generadora correspondiente, el lote de refaccionamiento completo para la operación del sistema de control.

### **3.14.2 Material de Consumo**

Se debe suministrar como alcance del proyecto el siguiente material de consumo:

- Materiales que utilizan los equipos y componentes para su operación como: cartuchos para impresora y discos para resguardo de información para 1 año de servicio.
- Materiales para el montaje de la instrumentación dentro de los gabinetes utilizando preferentemente los típicos de instalación proporcionados por la CFE.

## **3.15 Capacitación**

### **3.15.1 Objetivo de los cursos de capacitación**

La capacitación del Sistema Integral de Control, se conformará en cuatro grupos básicamente: Personal de Mantenimiento e Ingeniería de Instrumentación y Control, Personal de Operación, Personal del Área Eléctrica y personal del área Química.

La capacitación en el sistema DEHC (sistema de control y protección de turbina) deberá cubrir los mismos aspectos que los de la plataforma del sistema de control, en caso de que su construcción y tecnología sea distinta a la del sistema, el programa propuesto será también objeto de evaluación por la CFE.

Los equipos nuevos que se suministren tales como: Sistema Supervisorio de Turbina, Pulidores de Condensado, Protecciones y mediciones eléctricas y equipos especiales, entre otros, contarán con su programa de capacitación correspondiente a fin de cubrir los aspectos básicos de funcionamiento, mantenimiento y manejo de la ingeniería, incluyendo las comunicaciones con los equipos periféricos.

#### **a) Curso para personal de Mantenimiento e Ingeniería de Instrumentación y Control**

El proveedor diseñará e impartirá los cursos de capacitación para que el personal de mantenimiento del Departamento de Instrumentación y Control de la CFE conozca y domine, los principios básicos y vistas de la ingeniería de Instrumentación y Control, diagnóstico y operación incluyendo:

- Plataforma del Sistema Integral del Control
- La filosofía de funcionamiento del Sistema.
- La documentación proporcionada por el fabricante y su interpretación y manejo.
- Los componentes físicos que los constituyen (Hardware), su configuración, características eléctricas, firmware.
- La programación básica y de configuración (Software)
- Su operación y su Mantenimiento.

Los cursos que deberán incluirse para esta Capacitación serán los siguientes:

1. Curso Básico.

Aprendizaje de los principios básicos y vistas de la ingeniería de Instrumentación y Control, diagnóstico y operación.

El contenido mínimo será realizado considerando un foro de 10 personas durante 6 días (48 horas).

- HW del sistema y arquitectura del SW, redundancia.
- Periféricos.
- Documentación del sistema.
- Ingeniería integrada, empleo de las funciones de automatización y prototipos.
- Operación: ventanas de operación, tendencias, alarmas, navegación por los desplegados.
- Diagnóstico, Cambio de parámetros, diagramas dinámicos funcionales, simulación de valores.
- Comisionamiento o Puesta en Servicio de la Plataforma
- Construcción y modificación de mímicos con integración de variables.
- Construcción y modificación de Gráficas básicas, jerarquía de los desplegados.
- Implementación de funciones básicas, modificación de desplegados (integración de valores binarios y analógicos, control de motores, protecciones).
- Creación y modificación de diagramas lógicos y analógicos.

2. Curso de Ingeniería Avanzada

Aprendizaje de las funciones de ingeniería y sus detalles. El curso se enfocará al personal de Instrumentación y Control. La duración será de 8 días (64 horas), cubriendo en el contenido al menos con los siguientes puntos:

- Estructura del proyecto y herencia.
- Propiedades del Sistema y usuarios.
- Gráficas avanzadas.
- Controladores, SOE, Controles de grupo, Subgrupo.
- Instalación de nuevos equipos (Hardware Proxy y Software Proxy).
- Conceptos: control de turbina, falla segura, MODBUS.
- Conceptos de acoplamiento con equipo sobre estándar IEC 61850
- Conceptos de acoplamiento a equipos de terceros.
- Implementación de funciones avanzadas (control de lazo cerrado, selección de dispositivos, curvas de tendencia, secuencias), ejemplos de ingeniería.

3. Curso de Mantenimiento

Aprendizaje de las actividades de mantenimiento para el nivel de operación y automatización durante la operación del sistema o paros de la unidad. Este curso tendrá una duración de 5 días (40 horas) y deberá contener al menos los siguientes puntos:

- Diagnóstico de la red.
- Diagnóstico de Estaciones de operación.
- Puesta fuera de servicio y reinicio del sistema.
- Respaldo y restablecimiento.
- Manejo de archivos e histórico.
- Diagnóstico de E/S, reemplazo y gestión de errores.
- Simulación de valores del proceso y optimización.
- Empleo del manual de mantenimiento del sistema.
- Diagnóstico de componentes de HW del Servidor y reemplazo.

Los participantes en la Capacitación de mantenimiento e ingeniería deben complementar su formación con las actividades de puesta en servicio de la plataforma de control.



### **b) Curso de Operación y Monitoreo**

El curso de Operación estará orientado al personal de Operación de la Central, que tendrán como responsabilidad supervisar y operar las unidades generadoras, a través del nuevo Sistema Integral de Control. La duración de este curso será de 5 días hábiles (40 horas) por grupo debiendo programar tres eventos para 8 personas en cada evento.

El alcance del curso considera como mínimo lo siguiente:

- La filosofía del Sistema Integral de Control
- La documentación proporcionada por el fabricante, su manejo e interpretación.
- La explotación de todos los recursos de la estaciones de operación para su mejor desempeño y facilidad de intervención, incluyendo como mínimo lo siguiente:
  - ✓ Desplegados de la planta, incluyendo aquellos especificados por el usuario.
  - ✓ Pictogramas y ventanas de comandos.
  - ✓ Desplegado de secuencia de alarmas, análisis de fallas.
  - ✓ Archivos, tendencias, reportes.
  - ✓ Operación en pantallas múltiples.
  - ✓ Diagramas dinámicos de funciones.
  - ✓ Vista de diagnóstico.
  - ✓ Desplegado de tendencias, reportes.
  - ✓ Vista puntual, diagnóstico.
  - ✓ Ayuda en línea.
  - ✓ Ejercicios sobre un sistema de simulación, operación normal y manejo de situaciones excepcionales.

### **c) Capacitación para Personal Eléctrico**

Un curso de capacitación para personal del área eléctrica para el manejo, configuración, operación, mantenimiento y solución de problemas en el Sistema de Protecciones Eléctricas. Sistema de sincronización de unidad, Sistema de Transferencia de Auxiliares, Sistema Administrador de Protecciones, Sistema de medición de Energía, Sistema de Amarre de bahía. La duración de este curso será de 10 días hábiles (80 horas).

El curso incluirá como mínimo los siguientes puntos:

- Configuración del hardware y software
- Manejo de la información
- Filosofía de Operación de los sistemas de protección, medición, sincronización, transferencia de auxiliares, amarre de bahías, administrador de protecciones.
- Configuración de los sistemas de protección, medición, sincronización, transferencia de auxiliares, amarre de bahías, administrador de protecciones.
- Protocolos de comunicación.

### **3.15.2 Requisitos de la Capacitación**

Los cursos se impartirán en idioma español al igual que el material didáctico utilizado, basándose en el temario anterior, en las aulas del centro de capacitación en el sitio de la Central. Deberá proporcionarse todo el material didáctico en cantidad suficiente para cada participante a los cursos. Durante la capacitación, se deberá tener acceso a equipo similar al que se suministrará a la CFE y que es objeto de esta especificación.

El Proveedor debe presentar la propuesta del Programa de Capacitación detallado con los nombres de los cursos, plan de estudio y duración.

Se deberá entregar previo al inicio de la capacitación el contenido detallado de cada curso y el material didáctico pasará a ser propiedad de la CFE una vez concluida la capacitación.

La capacitación para el personal de mantenimiento e ingeniería de Instrumentación deberá dar inicio al menos 4 semanas antes de iniciar el paro de la primera Unidad.

El curso para el personal de operación deberá dar inicio al menos 30 días antes de iniciar la puesta en servicio del equipo. Los cursos darán énfasis a los aspectos operativos y de adquisición de destreza en el uso y manejo de la información y las interfaces de control.

Los cursos para el área de protecciones deberán dar inicio al menos 4 semanas antes de iniciar el paro de la primera Unidad.

Además, como complemento a la capacitación durante todas las etapas del proyecto (trabajos previos, la etapa de montaje, configuración del sistema, puesta en servicio, sintonización, etc.) el proveedor dará facilidades bajo su responsabilidad al personal asignado por la CFE para intervenir y auxiliar en las diferentes actividades del proyecto, bajo las instrucciones de los líderes de la puesta en servicio.

Esta participación del personal de la CFE no exime de la responsabilidad al Proveedor en la ejecución de los trabajos que intervenga el personal de la CFE, ni sustituye la capacitación formal que se deberá impartir de acuerdo al alcance de esta especificación.

## 4 Información técnica requerida con el proyecto

### 4.1 Generalidades

#### 4.1.1 Libro de Anteproyecto

El proveedor, deberá elaborar el Libro de Anteproyecto, en el que deberá registrar todos los conceptos de ingeniería como: criterios de diseño, características, diagramas esenciales, arreglos generales. El Libro de Anteproyecto se usará como marco de referencia para la supervisión de ingeniería en el desarrollo del proyecto.

Este libro será entregado en un tiempo máximo de 60 días naturales, contados a partir de la firma del Contrato, debiendo entregar a la CFE tres copias del mismo. Se aceptan entregas parciales anticipadas siempre y cuando comprendan capítulos completos y preferentemente por sistemas o áreas técnicas. La CFE deberá dar sus comentarios respecto a la revisión, en un lapso de 10 días hábiles después de la recepción.

El contenido del Libro de Anteproyecto se deberá apegar a la siguiente estructura:

##### a) Descripción general del proyecto

##### b) Criterios de diseño

Descripción general del Sistema Integral de Control Digital que incluye:

- Filosofía y arreglo funcional general
- Arquitectura del Sistema Integral de Control Digital
- Información técnica del equipo (hardware) y de la programación (software)
- Descripción de la filosofía del sistema de diagnóstico de fallas
- Descripción de las redundancias en controles y sistemas de protección
- Método de alimentación y distribución de energía del sistema de control
- Métodos de protección de módulos de entrada/salida
- Descripción de la filosofía de diseño del sistema de comunicación
- Arreglo preliminar del cuarto de control, que incluya localización y dimensiones de las consolas y tableros actuales, así como las Estaciones de Operación y supervisión suministradas.
- Descripción de la filosofía del control analógico de los sistemas, incluyendo diagramas funcionales preliminares de los circuitos de control analógico.
- Descripción de la filosofía del control lógico y protección, incluyendo los diagramas lógicos preliminares.
- Diagrama de alimentación de energía.

##### c) Alcance de ingeniería

- Lista de dibujos, planos y documentos, con fechas programadas de envío.
- Listas e información preliminar de las herramientas especiales y de las partes de repuesto a suministrar.

#### 4.1.2 Informes de Avance

El proveedor deberá entregar cada mes un reporte de los avances en la ejecución del proyecto hasta antes de la fecha de paro y en forma semanal estando la unidad fuera de servicio.

#### 4.1.3 Lista Maestra de Equipos e Instrumentación

El proveedor entregará una base de datos correspondiente a instrumentos, equipos y accionamientos que contendrá los siguientes datos como mínimo:

- Descripción
- Servicio
- Identificación de la CFE
- Identificación del Fabricante
- Ubicación
- Plano de referencia.

## 5 Listado de Anexos

Anexo A: Tabla de monitoreo del tiempo de vida y estado de los Sistemas de Control SDG.

Anexo B: Arreglos y Esquemas funcionales Operativos de la CT PALM

Anexo C: Diagramas típicos de Control Lógico y Analógico de la CT Pdte. Plutarco Elias Calles

Anexo D: Especificación técnica para el Control Electrohidráulico digital de turbina de las U's 3 a 6 de la CT PALM.

## 6 Bibliografía.

- D'Azzo John J., Houpis Constantine H, "**Linear Control System Analysis and Design, Conventional and Modern**", second edition, Mc Graw Hill, Japan, 1981.
- VV.AA., "**Panorama Energético de México, reflexiones académicas independientes**", 1° edición, Consejo Consultivo de Ciencias, México, 2011.
- Álvarez Brambila Martín, et al, "**Reporte de Capacidad Efectiva Instalada**", Unidad de Control de Gestión, Subdirección de Generación, Comisión Federal de Electricidad, 2013.
- Fernández Correa Juan Antonio, et al, "**Censo de marcas de Sistemas de Control en la SDG**", Subgerencia de Instrumentación y Control, Subdirección de Generación, Comisión Federal de Electricidad, 2012.

Subdirección de Generación  
Gerencia de Ingeniería Eléctrica  
Necesidades para la modernización de Sistemas de Control

GERENCIA REGIONAL DE PRODUCCIÓN NOROESTE				
PROYECTOS DE MODERNIZACION DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE LAS CENTRALES DE LA SUBGERENCIA REGIONAL DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA BAJA CALIFORNIA				
CENTRAL	UNIDAD	NOMBRE DEL PROYECTO	SIGEP	AÑO DE EJECUCION
C.T. PRESIDENTE JUAREZ	5y6	SISTEMA DE CONTROL DE UNIDADES 5 Y 6	PR05031020 y PR05031019	2014 A 2016
C.T. PRESIDENTE JUAREZ	5y6	SISTEMA DE CONTROL ANALOGICO DE CALENTADORES DE ALTA Y BAJA PRESION DE UNIDADES 5 Y 6	PR060112004	2015
C.T. PRESIDENTE JUAREZ	5y6	CAMBIO DE CONTROL Y ACCESORIOS DE PULIDORES DE DESTILADO UNIDADES 5 Y 6	PR050720001	2015
C.T. PRESIDENTE JUAREZ	5y6	SISTEMA DE ANALIZADOR CONTINUO DE CO Y O2 EN INUDADES 5 Y 6	PR050719002	2014-2015
C.T. PRESIDENTE JUAREZ	5y6	SISTEMA DE CONTROL DE EVAPORADORES 5 Y 6	S/N	2014
C.C.C. PRESIDENTE JUAREZ	10y11	SISTEMA DE CONTROL DE TURBINAS SIEMENS UNIDADES 10 Y 11	PR090515003	2013
C.C.C. PRESIDENTE JUAREZ	8y9	SISTEMA DE CONTROL DE UNIDADES 8 Y 9	PR05031417 PR05031416	2013
C.C.C. PRESIDENTE JUAREZ	8y9	SISTEMA DE CONTROL DE UNIDADES 8 Y 9	S/N	2014
C.C.C. PRESIDENTE JUAREZ	10	SISTEMA DE CONTROL T3000 UNIDAD 10	S/N	2013
C.C.C. PRESIDENTE JUAREZ	10	SISTEMA DE SERVIDORES T3000 Y UPS UNIDAD 10	S/N	2013
C.C.C. PRESIDENTE JUAREZ	10y11	SISTEMA DE INVENSYS CONTROL DCS UNIDADES 10 Y 11	S/N	2014
C.C.C. PRESIDENTE JUAREZ	11	SISTEMA DE CONTROL TURBINA DE VAPOR	S/N	2013
C.C.C. PRESIDENTE JUAREZ	10	SISTEMA ANTIHIELO	S/N	2013
C.C.C. PRESIDENTE JUAREZ	10y11	SISTEMA DE CONTROL DE EVAPORADOR 3 Y PTA	S/N	2013
C.G.T. CERRO PRIETO		ESTACIONES DE TRABAJO INTERFACES HOMBRE-MAQUINA, DE INGENIERIA Y DE REGISSTROS DE DATOS, ASI COMO LA RED DE IMPRESORAS DEL PROCESO DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA DE LA CENTRAL CERRO PRIETO 4	PR120110007	01/02/2012 30/11/2012
C.G.T. CERRO PRIETO		SISTEMA DE VELOCIDAD DE TURBOCOMPRESORES	S/N	01/03/2012 30/11/2012
C.G.T. CERRO PRIETO		SISTEMA DE AGUA CONTRA INCENDIO	S/N	01/02/2012 30/10/2012
C.G.T. CERRO PRIETO		SISTEMA DE ALRMAS Y SECUENCIADOR DE EVENTOS	S/N	01/03/2012 30/11/2012
C.T.G. TIJUANA	3	SISTEMA DE CONTROL MARK V TG3	S/N	2014
C.T.G. TIJUANA	1	SISTEMA DE CINTROL MARK V TG1	S/N	2014
C.T.G. TIJUANA	2	SISTEMA DE CONTROL MARK V TG2	S/N	2014
C. T. PUNTA PRIETA	1	SISTEMA DE CONTROL EN BOMBAS DE INYECCION DE COMBUSTIBLE U1 Y GENERADOR DE VAPOR/VAPOR	S/N	07/04/13 06/05/13
C. T. PUNTA PRIETA	1	SISTEMA DE CONTROL DE ENCENDIDO DE QUEMADORES	PR120133007	07/04/13 06/05/13

C. T. PUNTA PRIETA	2	SISTEMA DE CONTROL DE ENCENDIDO DE QUEMADORES	PR120123002	28/10/12 28/11/12
C. T. PUNTA PRIETA	2	SISTEMA DE ALARMAS Y SECUENCIADOR DE EVENTOS	S/N	28/10/12 28/11/12
C. T. PUNTA PRIETA	2	SISTEMA DE CONTROL DE DESHOLLINADO	S/N	03/11/13 17/12/13
C. T. PUNTA PRIETA	2	SISTEMA DE CONTROL EN BOMBAS DE INYECCION DE COMBUSTIBLE U2 Y GENERADOR DE VAPOR/VAPOR. ACTUALIZACION DE LICENCIAS DEL SISTEMA DE CONTROL ACTUAL Y MODIFICACION DEL HMI EN CUARTO DE CONTROL	S/N	03/11/15 17/12/15
C. T. PUNTA PRIETA	3	SISTEMA DE CONTROL EN BOMBAS DE INYECCION DE COMBUSTIBLE U3 Y GENERADOR DE VAPOR/VAPOR	S/N	19/05/13 17/06/13
C. T. PUNTA PRIETA	3	ACTUALIZACIÓN DE SOFTWARE DE CONTROL DEL GENERADOR DE VAPOR Y ADECUACION DE HMI EN CUARTO DE CONTROL	S/N	19/05/15 17/06/15
C. T. PUNTA PRIETA	1,2,3	HISTORIADOR DE EVENTOS, ALARMAS Y TENDENCIAS U1,2,3 TURBINA DE VAPOR	S/N	
C.C.I. GRAL. AGUSTIN OLACHEA AVILES	1	GOBERNADOR ELECTRONICO	S/N	21/01/2013 28/02/2013
C.C.I. GRAL. AGUSTIN OLACHEA AVILES	1	PROCONTROL	S/N	20/01/2014 28/02/2014
C.C.I. GRAL. AGUSTIN OLACHEA AVILES	1	CONTROL DE EVAPORADORA	S/N	20/01/2014 28/02/2014
C.C.I. GRAL. AGUSTIN OLACHEA AVILES	2	PROCONTROL	S/N	03/03/2014 11/04/2014
C.C.I. GRAL. AGUSTIN OLACHEA AVILES	3	CONTROL DE DESALADORA "A"	S/N	13/04/2015 22/05/2015
C.C.I. BAJA CALIFORNIA SUR	1	SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO	N.A.	12/02/2013 20/03/2013
C.C.I. VIZCAÍNO	1,2,3	SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO	S/N	15/11/2012 28/06/2013
C.C.I. VIZCAÍNO	1	CONTROL UNIDAD MOTOGENERADOR 1	S/N	06/05/2013 04/06/2013
C.C.I. VIZCAÍNO	2	CONTROL UNIDAD MOTOGENERADOR 2	S/N	16/11/2012 15/12/2012
C.C.I. VIZCAÍNO	3	CONTROL UNIDAD MOTOGENERADOR 3	S/N	11/03/2013 09/04/2013
C.C.I. VIZCAÍNO	1	SISTEMA DE CONTROL GENERADOR EOLICO	S/N	04/11/2013 29/11/2013
C.C.I. VIZCAÍNO	6	SISTEMA DE CONTROL TURBOGAS	S/N	01/08/2013 30/08/2013

C.C.I. VIZCAÍNO	6	REGULADOR AUTOMATICO DE TENSION DE TURBOGAS	S/N	01/08/2013 30/08/2013
C.G.T. TRES VIRGENES	1	SISTEMA DE CONTROL E INSTRUMENTACION (BOP)	PR051107002	06/10/2014 04/11/2014
C.G.T. TRES VIRGENES	2	SISTEMA DE CONTROL E INSTRUMENTACION (BOP)	PR051107001	03/03/2014 01/04/2014
C. T.G. CONSTITUCION	1	SISTEMA DE CONTROL DE VELOCIDAD Y CARGA	S/N	2013
C.T.G. MEXICALI	1	SISTEMA DE CONTROL DE VELOCIDAD U1	S/N	05/09/2016 30/09/2016
C.T.G. MEXICALI	1	REGULADOR DE VOLTAJE U-1	S/N	05/09/2016 30/09/2016
C.T.G. MEXICALI	2	SISTEMA DE CONTROL DE VELOCIDAD U2	PR05030806	05/10/2015 30/10/2015
C.T.G. MEXICALI	2	REGULADOR DE VOLTAJE U-2	PR05030807	05/10/2015 30/10/2015
C.T.G. MEXICALI	3	SISTEMA DE CONTROL DE VELOCIDAD U3	PR080918001	28/10/2013 26/11/2013
C.T.G. MEXICALI	3	REGULADOR DE VOLTAJE U-3	PR080918002	28/10/2013 26/11/2013
C.T.G. LOS CABOS	1	SISTEMA DE CONTROL DE VELOCIDAD Y CARGA U1	S/N	2013
C.T.G. LOS CABOS	3	SISTEMA DE CONTROL DE VELOCIDAD Y CARGA U3	S/N	2013
C.T.G. LOS CABOS	1,2,3	HISTORIADOR DE EVENTOS, ALARMAS Y TENDENCIAS U1,2,3	S/N	2013
C.D.E. SANTA ROSALIA	3,4,5	SISTEMAS DE SUPERVISION Y PROTECCION	S/N	2013

**PROYECTOS DE MODERNIZACION DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE LAS CENTRALES DE LA SUBGERENCIA REGIONAL DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA NORPACÍFICO**

CENTRAL	UNIDAD	NOMBRE DEL PROYECTO	SIGEP	AÑO DE EJECUCION
C.T. PUERTO LIBERTAD	1	REALIZAR LA HOMOLOGACION DEL SISTEMA DE CONTROL DELTA V DE ACUERDO A LAS DEMAS UNIDADES, MEJORANDO EL CONTROL DE UNIDAD.	PR120911001	2013
C.T. JOSE ACEVES POZOS	3	MODERNIZACION DE LOS SISTEMAS DE CONTROL, REGULATORIO, SECUENCIAL Y DE SUPERVISION DE LA UNIDAD	PR090205002	2014
C.T. JOSE ACEVES POZOS	1	MODERNIZACION DE LOS LAZOS DE CONTROL NEUMATICOS EXISTENTES	S/N	2012
C.T. JOSE ACEVES POZOS	2	MODERNIZACION DE LOS LAZOS DE CONTROL NEUMATICOS EXISTENTES	S/N	2013
C.T. CARLOS RODRIGUEZ RIVERO	1	DAR AL PROCESO MAYOR CONFIABILIDAD Y DISPONIBILIDAD PARA LA OPERACION DE LA UNIDAD GENERADORA	S/N	2014
C.T. CARLOS RODRIGUEZ RIVERO	3	DAR AL PROCESO MAYOR CONFIABILIDAD Y DISPONIBILIDAD PARA LA OPERACION DE LA UNIDAD GENERADORA	S/N	2014
C.T. CARLOS RODRIGUEZ RIVERO	4	DAR AL PROCESO MAYOR CONFIABILIDAD Y DISPONIBILIDAD PARA LA OPERACION DE LA UNIDAD GENERADORA	S/N	2015
C.T. CARLOS RODRIGUEZ RIVERO	1	DAR AL PROCESO MAYOR CONFIABILIDAD Y DISPONIBILIDAD PARA LA OPERACION DE LA UNIDAD GENERADORA	S/N	2012
C.T. CARLOS RODRIGUEZ RIVERO	3	DAR AL PROCESO MAYOR CONFIABILIDAD Y DISPONIBILIDAD PARA LA OPERACION DE LA UNIDAD GENERADORA	S/N	2013

C.T. CARLOS RODRIGUEZ RIVERO	4	DAR AL PROCESO MAYOR CONFIABILIDAD Y DISPONIBILIDAD PARA LA OPERACION DE LA UNIDAD GENERADORA	S/N	2013
C.T. JUAN DE DIOS BATIZ PAREDES	1	EL SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCIÓN CUENTA CON MÁS DE 19 AÑOS DE FABRICACIÓN Y SUS TARJETAS Y/O BUSES, PROCESADORES, FUENTES DE ALIMENTACIÓN HAN DEJADO DE PRODUCIRSE POR ESTAR OBSOLETOS Y NO SE CUENTA CON REFACCIONES.	PR070814003 PR070814006	2013
C.T. JUAN DE DIOS BATIZ PAREDES	2	EL SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCIÓN CUENTA CON MÁS DE 19 AÑOS DE FABRICACIÓN Y SUS TARJETAS Y/O BUSES, PROCESADORES, FUENTES DE ALIMENTACIÓN HAN DEJADO DE PRODUCIRSE POR ESTAR OBSOLETOS Y NO SE CUENTA CON REFACCIONES.	PR070814004 PR070814006	2013
C.T. JUAN DE DIOS BATIZ PAREDES	1 Y 2	TARJETAS ELECTRONICAS, CON ALTO POTENCIAL DE FALLA POR OBSOLESCENCIA POR CONTAR CON MAS DE 19 AÑOS DE FABRICACIÓN, PUDIENDO QUEDAR LA UNIDAD DE GENERACIÓN DERRATEADA, EN MANUAL O INDISPONIBLE.	PR080129001	2013
C.T. JUAN DE DIOS BATIZ PAREDES	1 Y 2	ACTUALMENTE SE ENCUENTRAN FUERA DE SERVICIO IMPRESORAS, PRESENTAN DAÑOS DISCOS DUROS DE ESTACIONES MAESTRAS Y NO SE CUENTA CON REFACCIONAMIENTO DE RESPALDO.	PR050823006	2013

**PROYECTOS DE MODERNIZACION DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE LAS CENTRALES DE LA SRGHNO**

CENTRAL	UNIDAD	NOMBRE DEL PROYECTO	SIGEP	AÑO DE
C.H. LUIS DONALDO COLOSIO MURRIETA "HUITES"	1	REALIZAR LA MIGRACION DE TODO EL EQUIPO DE CONTROL EXISTENTE EN LA UNIDAD 1 DE LA MARCA SIEMENS S5 A LA MARCA SIEMENS S7, PROGRAMADO EN PCS7.	S/N	2013
C.H. LUIS DONALDO COLOSIO MURRIETA "HUITES"		INSTALAR VARIADORES DE VELOCIDAD DIGITALES,SUTITUYENDO EL EQUIPO DE CONTROL EXISTENTE.	S/N	2013
C.H. LUIS DONALDO COLOSIO MURRIETA "HUITES"		ACTUALIZACIÓN DE DE SISTEMA DE VISUALIZACION MARCA SIEMENS Y ESTACIONES DE OPERACIÓN E INGENIERIA DE CENTRAL HIDROELECTRICA.	S/N	2013
C.H. PDTE. PLUTARCO ELIAS CALLES "EL NOVILLO"		ACTUALIZACIÓN DE DE SISTEMA DE VISUALIZACION MARCA SIEMENS Y ESTACIONES DE OPERACIÓN E INGENIERIA DE CENTRAL HIDROELECTRICA.	S/N	2013
C.H. PDTE. PLUTARCO ELIAS CALLES "EL NOVILLO"		SUSTITUCIÓN DE MODULOS ELECTRONICOS GENERAL ELECTRIC DE RAV 1111 MARCA SEPAC	S/N	2013
C.H. PROF. RAÚL J. MARSAL CÓRDOVA "COMEDERO"	1 Y 2	MODERNIZACIÓN DE REGULADORES DE TENSION (PROYECTO PLURIANUAL CLAVE: EN PROCESO DE AUTORIZACION SHCP) U1 Y U2.	S/N	2013
C.H. PROF. RAÚL J. MARSAL CÓRDOVA "COMEDERO"		ACTUALIZACIÓN DE DE SISTEMA DE VISUALIZACION MARCA SIEMENS Y ESTACIONES DE OPERACIÓN E INGENIERIA DE CENTRAL HIDROELECTRICA.	S/N	2013
C.H. BACURATO	1 Y 2	MODERNIZACIÓN DE REGULADORES DE TENSION (PROYECTO PLURIANUAL CLAVE: EN PROCESO DE AUTORIZACION SHCP) U1 Y U2.	S/N	2013
C.H. BACURATO		ACTUALIZACIÓN DE DE SISTEMA DE VISUALIZACION MARCA SIEMENS Y ESTACIONES DE OPERACIÓN E INGENIERIA DE CENTRAL HIDROELECTRICA.	S/N	2013
C.H. EL HUMAYA		ACTUALIZACIÓN DE DE SISTEMA DE VISUALIZACION MARCA SIEMENS Y ESTACIONES DE OPERACIÓN E INGENIERIA DE CENTRAL HIDROELECTRICA.	S/N	2013
C.H. EL HUMAYA		SUSTITUCIÓN DE MODULOS ELECTRONICOS GENERAL ELECTRIC DE RAV 1111 MARCA SEPAC	S/N	2013
C.H. GRAL. SALVADOR ALVARADO "SANALONA"		ACTUALIZACIÓN DE SISTEMA DE VISUALIZACION MARCA SIEMENS Y ESTACIONES DE OPERACIÓN DE CENTRAL HIDROELECTRICA.	S/N	2013
C.H. GRAL. SALVADOR ALVARADO "SANALONA"		SUSTITUCIÓN DE MODULOS ELECTRONICOS GENERAL ELECTRIC DE RAV 1111 MARCA SEPAC	S/N	2013
C.H. 27 DE SEPTIEMBRE "EL FUERTE"	1,2 Y 3	REGULADORES DE VELOCIDAD (PROYECTO PLURIANUAL CLAVE: EN PROCESO DE AUTORIZACION SHCP) U1, U2 y U3.	S/N	2013
C.H. 27 DE SEPTIEMBRE "EL FUERTE"		ACTUALIZACIÓN DE SISTEMA DE VISUALIZACION MARCA SIEMENS Y ESTACIONES DE OPERACIÓN DE CENTRAL HIDROELECTRICA.	S/N	2013
C.H. 27 DE SEPTIEMBRE "EL FUERTE"		SUSTITUCIÓN DE MODULOS ELECTRONICOS GENERAL ELECTRIC DE RAV 1111 MARCA SEPAC	S/N	2013
C.H. MOCÚZARI		REGULADORES DE VELOCIDAD (Proyecto plurianual CLAVE: EN PROCESO DE AUTORIZACION SHCP)	S/N	2014



C.H. OVIÁCHIC		REGULADORES DE VELOCIDAD (PROYECTO PLURIANUAL CLAVE: EN PROCESO DE AUTORIZACION SHCP).	S/N	2014
<b>GERENCIA REGIONAL DE PRODUCCIÓN NORTE</b>				
<b>PROYECTOS DE MODERNIZACION DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE LAS CENTRALES DE LA SUBGERENCIA REGIONAL DE GENERACIÓN CENTRO NORTE</b>				
CENTRAL	UNIDAD	NOMBRE DEL PROYECTO	SIGEP	AÑO DE EJECUCION
C.T.SAMALAYUCA	1 Y 2	MODERNIZACIÓN DE DEL SISTEMA DE VIBRACIONES QUE INCLUYE SISTEMA I PARA LAS UNIDADES 1 Y 2	PENDIENTE	2014
C.T.SAMALAYUCA		IMPLEMENTACIÓN DEL CONTROL AUTOMATICO DE GENERACION	PR100114001	2013
C.C.C. SAMALAYUCA II		MODERNIZACIÓN DE ESTACION DE OPERACIÓN INFI 90 SAMALAYUCA II	PR100303001	2014
C.C.C. SAMALAYUCA II		6 ACTUALIZACIONES CONTROL MKV (TMR) AL CONTROL MKVie	PR120830004	2014
C.C.C. SAMALAYUCA II	3 Y 4	MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA DE VIBRACIONES QUE INCLUYE SISTEMA I PARA LAS UNIDADES 3 Y 4	PENDIENTE	2014
C.C.C. SAMALAYUCA II	5 Y 6	MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA DE VIBRACIONES QUE INCLUYE SISTEMA I PARA LAS UNIDADES 5 Y 6	PENDIENTE	2014
C.C.C. SAMALAYUCA II	7 Y 8	MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA DE VIBRACIONES QUE INCLUYE SISTEMA I PARA LAS UNIDADES 7 Y 8	PENDIENTE	2014
C.C.C. SAMALAYUCA II		IMPLEMENTACIÓN DE LA CONSOLA DE OPERACIÓN DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO	PENDIENTE	2014
C.C.C. CHIHUAHUA	1,2 y 3	AVTUALIZACIÓN SISTEMA DE CONTROL UNIDADES MHI 1,2 y 3	PENDIENTE	2013
C.T. FRANCISCO VILLA	4 y 5	SUPERVISORIO TURBINA 4 Y 5	S/N	2012 2013
C.T. FRANCISCO VILLA	5 y 5	ADQUISICIÓN E INSTALACION DE SISTEMA DE CONTROL DE QUEMADORES 4 Y 5	PR110711002 PR110711001	2013 2014
C.T. FRANCISCO VILLA	5	SUSTITUCIÓN DE CONTROLADORES NEUMATICOS POR CONTROLADORES ELECTRONICOS EN LAZOS DE CTRL. DEL G. DE VAPOR U-5, PROYECTO IIE	S/N	2013
C.T. FRANCISCO VILLA	4 Y 5	ADQUISICION E INSTALACION DE SISTEMA DE ALARMAS U.- 4 Y5.	S/N	2013
C.T. FRANCISCO VILLA	4 Y 5	REHABILITACIÓN DEL SISTEMA DE GAS A QUEMADORES DESDE LA ESTACION HASTA CADA QUEMADOR INCLUYENDO LOS MISMOS EN UNIDADES 4 Y 5.	S/N	2013
C.T. GUADALUPE VICTORIA	1 Y 2	ACTUALIZACIÓN DE SERVIDORES DEL SISTEMA DE CONTROL T3000 U1, 2 Y COMUNES	S/N	2014
C.C.C. GÓMEZ PALACIO		MIGRACIÓN DEL SISTEMA TXP A T3000	PR120228001	2013
C.T.G. PARQUE	2	INSTALAR PANEL DE ALARMAS PARA CONTROL DE UNIDAD NO.2	PR050512073	2013
C.T.G. PARQUE	3	ADQUIRIR E INSTALAR PANEL DE ALARMAS EN UNIDAD PARQUE-3	PR050512083	2013
C.T.G. PARQUE	4	ADQUIRIR Y CAMBIAR EL CONTROL OBSOLETO DE LA UNIDAD PQE-4 MARCA G.E.	PR050514037	2013
C.H. BOQUILLA		ADQUISICIÓN E INSTALACION DE UN SISTEMA DE CONTROL PARA EL TURBO GRUPO	PENDIENTE	2013 2014
C.T.G. LAGUNA CHÁVEZ	1	ACTUALIZACIÓN SISTEMA DE CONTROL U-1	PR050513147	2013
C.T.G. LAGUNA CHÁVEZ	7	ACTUALIZACIÓN SISTEMA DE CONTROL U-7	PR050515002	2013 2015

C.C.C. EL ENCINO	4	ACTUALIZACIÓN SISTEMA DE CONTROL UNIDAD 4 (TURBINA DE GAS)	PR050601023	2014
C.C.C. EL ENCINO	5	ACTUALIZACIÓN SISTEMA DE CONTROL UNIDAD 5 (TURBINA DE VAPOR)	PR100119001	2014
C.C.C. EL ENCINO		ACTUALIZAR SISTEMA DE CONTROL INVENSYS (BOP)	PENDIENTE	2014
<b>GERENCIA REGIONAL DE PRODUCCIÓN OCCIDENTE</b>				
<b>PROYECTOS DE MODERNIZACION DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE LAS CENTRALES DE LA SUBGERENCIA REGIONAL DE PRODUCCIÓN TERMOELÉCTRICA OCCIDENTE</b>				
CENTRAL	UNIDAD	NOMBRE DEL PROYECTO	SIGEP	AÑO DE EJECUCION
C.T. PDTE. PLUTARCO ELIAS CALLES	U1 U2 U3 U4 U5 U6	SISTEMA DE CONTROL DE UNIDADES TERMOELÉCTRICAS (SICOUT) CTPPEC U1, U2, U3, U4, U5 Y U6	PR05051014, PR05051020, PR05041527, PR05041529, PR05041531, PR05041401, PR05041503, PR05041510, PR05041511.	2012 2013 2014 2015
C.T. PDTE. PLUTARCO ELIAS CALLES	U3, U4, U5 Y U6	MODERNIZACIÓN SISTEMA DE MONITOREO DE EMISIONES CONTINUAS EN CHIMENEA "REPOSICIÓN"	PR05041101, PR05041106, PR05040904, PR05040905, PR05040906, PR05040907.	2013
C.T. PDTE. PLUTARCO ELIAS CALLES	U1, U2, U3, U4, U5 Y U7	ACTUALIZACIÓN DEL CONTROL DE PRECIPITADORES ELECTROSTÁTICOS.	S/N	2012
C.T. MANZANILLO II	10	ADQUISICIÓN DE SERVIDOR OPC PARA U-10 PARA SEÑALES DEL DIASYS	S/N	2014
C.T. MANZANILLO II	9 Y 10	ADQUISICION DE CPU'S PARA MANEJO DE LOS PROCESOS DE LAS UNIDADES GENERADORAS	S/N	2013 2014 2015
C.T. MANZANILLO II	9 Y 10	ADQUISICIÓN DE PANTALLAS DE 55" SIN BICEL, MARA MONITOREO DE PROCESOS DE GENERACION.	S/N	2013 2014
C.T. MANZANILLO II	U11 Y U12 (U1 y U2 MND)	ACTUALIZACIÓN DE INTERFAZ HOMBRE MAQUINA HMI, CONTROLADORES PU SU Y SERVIDORES DE APLICACIONES DEL SISTEMA INTEGRAL DE CONTROL DIGITAL (SICODI)	PR080319001 PR080319008	2012 2014 2013 2015
C.T. VILLA DE REYES	U1 y U2	ACTUALIZACIÓN DE INTERFAZ HOMBRE MAQUINA HMI, CONTROLADORES PU SU Y SERVIDORES DE APLICACIONES DEL SISTEMA INTEGRAL DE CONTROL DIGITAL (SICODI)	S/N	2012 2013 2014 2015
C.G. LOS AZUFRES	U13, U14, U15 Y U16,	ACTUALIZACIÓN SISTEMA DE CONTROL TURBINA	PR110520001	2013 2014 2015
C.G. LOS AZUFRES	U13, U14, U15 Y U16,	REHABILITACION SISTEMA DE CONTROL DE PLANTA	PR100409004	2013 2014
C.G. LOS AZUFRES	U 7	REHABILITACIÓN SISTEMA SUPERVISORIO DEL TURBOGRUPO	S/N	2015
<b>GERENCIA REGIONAL DE PRODUCCIÓN CENTRAL</b>				
<b>PROYECTOS DE MODERNIZACION DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE LAS CENTRALES DE LA SUBGERENCIA REGIONAL DE PRODUCCIÓN TERMOELÉCTRICA CENTRAL</b>				
CENTRAL	UNIDAD	NOMBRE DEL PROYECTO	SIGEP	AÑO DE EJECUCION
C.T. FCO. PÉREZ RIOS	5	TRASLADO DE SALA DE CONTROL U5 A SALA DE CONTROL U1-4	PR070426001	2014
	4	ACTUALIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL MODELO T2000 POR T 3000	PR120911005	2014
	3	ACTUALIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL MODELO T2000 POR T 3000	PR120911004	2015
C.T. SALAMANCA	3	MODERNIZACION DEL CONTROL MECANICO HIDRAULICO POR ELECTRO-HIDRAULICO Modernización del control Mecánico hidráulico por Electrohidráulico	PR080403015	2013
	3	ACTUALIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL TXP A T3000	PR120912003	2013
	4	ACTUALIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL TXP A T3000	PR120912004	2013
	1	ACTUALIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL N- 90 A T3000	PR120912001	2013
	2	ACTUALIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL N- 90 A T3000	PR120912002	2014
C.T. VALLE DE MÉXICO	1	ACTUALIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL INFI 90 A 800 XA	PR120912005	2013
	2	ACTUALIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL INFI 90 A 800 XA	PR120912006	2013

C.T.C.C SAUZ	7	ACTUALIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL SKODA	S/N	2013
C.T.C.C TULA	0	ACTUALIZACIÓN DE PANTALLAS DE OPERACIÓN CUARTO DE CONTROL	S/N	2014
C.C.C. SAN LORENZO	4	ACTUALIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL DE LA TURBINA DE GAS MODELO TXP POR T 3000	PR12071700	2013
	3	ACTUALIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL DE LA TURBINA DE GAS MODELO TXP POR T 3000	PR12071700	2013
		TOTAL		

**PROYECTOS DE MODERNIZACION DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE LAS CENTRALES DE LA SUBGERENCIA REGIONAL DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA IXTAPANTONGO**

C.H. ING. CARLOS RAMÍREZ ULLOA	1	MODERNIZAR EL SISTEMA DE CONTROL DE LAS UNIDADES DE LA CENTRAL, (INTERFACE HOMBRE MÁQUINA) PARA OPTIMIZAR SU OPERACIÓN LOCAL Y REMOTA	PR120913002	2013
C.H. ING. FERNANDO IRIART BALDERRAMA (ZIMAPAN)	1	MODERNIZAR EL SISTEMA DE CONTROL DE LAS UNIDADES DE LA CENTRAL, (INTERFACE HOMBRE MÁQUINA) PARA OPTIMIZAR SU OPERACIÓN LOCAL Y REMOTA .	PR120913001	2013
C.H. GRAL. AMBROSIO FIGUEROA (LA VENTA)	1	MODERNIZAR EL SISTEMA DE CONTROL DE LAS UNIDADES DE LA CENTRAL, (INTERFACE HOMBRE MÁQUINA EL CUAL YA ESTA OBSOLETO), PARA OPTIMIZAR SU OPERACIÓN LOCAL Y REMOTA	PR120914001	2013
C.H. GRAL. AMBROSIO FIGUEROA (LA VENTA)	1,2,3,4,5	MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD DE LAS 5 UNIDADES, SUSTITUCIÓN DE LOS CABEZALES DE LOS REGULADORES DE VELOCIDAD MECÁNICOS ACTUALES, POR REGULADORES ELECTRÓNICOS DE TECNOLOGÍA ACTUAL.	PR050513028 PR050518001 PR050518002 PR050518003 PR050518006	2013
C.H. COLOTLIPA	1,2,3,4	MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL DE LAS 4 UNIDADES, SUSTITUCIÓN DEL EQUIPO DE CONTROL DE LAS UNIDADES GENERADORAS, POR EQUIPO DE TECNOLOGÍA ACTUAL. PARA OPTIMIZAR SU OPERACIÓN LOCAL Y REMOTA	PR050703008 PR050703009 PR050703010 PR070811003	2013
C.H. COLOTLIPA	1,2,3,4	MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD DE LAS 4 UNIDADES, SUSTITUCIÓN DE LOS CABEZALES DE LOS REGULADORES DE VELOCIDAD MECÁNICOS ACTUALES, POR REGULADORES ELECTRÓNICOS DE TECNOLOGÍA ACTUAL.	PR050703001 PR050703002 PR050703003 PR050512093	2013
C.H. COLOTLIPA	1,2,3,4	MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE VOLTAJE DE LAS 4 UNIDADES, SUSTITUCIÓN DE LOS REGULADORES DE VOLTAJE ACTUALES, POR REGULADORES DIGITALES DE TECNOLOGÍA ACTUAL.	PR050703004 PR050703005 PR050703006 PR050512078	2013

**GERENCIA REGIONAL DE PRODUCCIÓN SURESTE**

**PROYECTOS DE MODERNIZACION DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE LA SUBGERENCIA REGIONAL DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA GOLFO**

CENTRAL	UNIDAD	NOMBRE DEL PROYECTO	SIGEP	AÑO DE EJECUCION
C.H TEMASCAL	1 Y 2	MODERNIZACION REGULADORES VELOCIDAD	PR100902001	2012
C.H. MAZATEPEC	1 A 4.	MODERNIZACION DE LOS REGULADORES DE VELOCIDAD	S/N	2014, 2015
C.H. MAZATEPEC		MODERNIZACION DE AUTOMATISMO PARA MONITOREO DE S.E. 230 KV	S/N	2014
C.H. MAZATEPEC		MODERNIZACION DE CONTROL DE COMPUERTAS PRESA " LA SOLEDAD "	S/N	2014
C.H. CAMILO ARRIAGA	1 Y 2	MODERNIZACION INSTRUMENTACION Y AUTOMATIZACION	PR070503008	2013
C.H. CAMILO ARRIAGA	1 Y 2	ADQUISICION,INSTALACION Y PUESTA EN SERVICIO ESQUEMA CONTROL ATRAVES DE IHM	PR05042703	2013
C.H. MICOS	2	MODERNIZACION REGULADOR DE VOLTAJE	S/N	2013
C.H. MICOS	2 Y 3	AUTOMATIZACION	S/N	2014

C.H. ELECTROQUIMICA	1	AUTOMATIZACION	S/N	2014
C.H. MICOS		SISTEMA UTR	S/N	2015
C.H. ELECTROQUIMICA		SISTEMA UTR	S/N	2015
C.H. CHILAPAN	1,2,3, Y 4	MODERNIZACION AUTOMATIZACION	S/N	2015

**PROYECTOS DE MODERNIZACION DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE LAS CENTRALES DE LA SUBGERENCIA REGIONAL DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA PENINSULAR**

CENTRAL	UNIDAD	NOMBRE DEL PROYECTO	SIGEP	AÑO DE EJECUCION
C.T. MERIDA II	1	SUSTITUCION DE CONTROL DE VELOCIDAD ELECTROHIDRAULICO DE LA U1	PR110809006	2013
C.T. MERIDA II	1	SUSTITUCION SISTEMA DE CONTROL U1	PR111128001	2013
C.T. FELIPE CARRILLO PUERTO	1	ADQUISICION Y SUSTITUCION DE ESTACIONES DE OPERACIÓN E INGENIERA INFI-90 U1	PR090402005	2013
C.T. FELIPE CARRILLO PUERTO	2	ADQUISICION E INSTALACION DE ESTACION DE OPERACIÓN CONDUCTOR NT U2	PR100504006	2013
C.T. LERMA	4	SUSTITUCION DE LOS SISTEMAS LOGICO Y ANALOGICO DEL GENERADOR DE VAPOR U4	PR080328002	2013
C.T.G. CARMEN	1	MODERNIZACION DEL SISTEMA DE CONTROL U1	PR070507001	2013
C.T.G. CHANKANAAB	4	MODERNIZACION DEL SISTEMA DE CONTROL U4	PR100728001	2012

SIGEP= SISTEMA DE GESTIÓN DE LA PROBLEMÁTICA DE LA SDG, mediante el cual se da prioridad a los proyectos estratégicos clave en la asignación presupuestal.

\* S/N = Sin Número de Registro de problemática en el sistema SIGEP

PENDIENTE = Significa que se encuentra en trámite de Registro de clave.