

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL PARA LA OPERACIÓN DE UNA CALDERA
PERTENECIENTE A LA UNIDAD 1 CENTRAL TERMICA CARTAGENA DE LA
EMPRESA GENERADORA DE ENERGIA EMGESA S.A. ESP, BASADO EN NORMAS
ISA**

**HERMES HERNANDO OSORIO LUGO
INGRID JOHANA DONADO ROMERO
RAFAEL ENRIQUE JAIMES NAVAS**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR
FACULTAD DE INGENIERÍAS
CARTAGENA DE INDIAS
2011**

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL PARA LA OPERACIÓN DE UNA CALDERA
PERTENECIENTE A LA UNIDAD 1 CENTRAL TERMICA CARTAGENA DE LA
EMPRESA GENERADORA DE ENERGIA EMGESA S.A. ESP, BASADO EN NORMAS
ISA**

**HERMES HERNANDO OSORIO LUGO
INGRID JOHANA DONADO ROMERO
RAFAEL ENRIQUE JAIMES NAVAS**

**ESPECIALIZACIÓN EN AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL DE PROCESOS
INDUSTRIALES**

**DIRECTOR:
JORGE ELIECER DUQUE PARDO
INGENIERO ELECTRICISTA**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR
FACULTAD DE INGENIERÍAS
CARTAGENA DE INDIAS
2011**

Nota de aceptación

Firma del Presidente del Jurado

Firma del Jurado

Firma del Jurado

Cartagena de Indias ___/___/_____

A Dios, por ser TODO en nuestras vidas, quien cuida y guía nuestros pasos, fuente de toda sabiduría y entendimiento, merecedor de todos nuestros triunfos.

A nuestras familias, por representar el amor, el apoyo, la compañía constante, por confiar en nuestras capacidades y por ser la base de nuestras vidas y nuestras mayores motivaciones. A nuestros padres, quienes con todos sus esfuerzos y sacrificios labraron las bases de las personas que somos hoy en día.

A nuestros familiares, amigos, docentes y compañeros por todo su apoyo y colaboración. A todos aquellos que hicieron parte de forma directa o indirecta en este nuevo logro. Realmente no existen palabras para expresar a todos ustedes nuestra gratitud!

Hermes, Ingrid y Rafael

Los Autores expresan sus más sinceros agradecimientos a:

Todas las personas que hicieron posible este trabajo de grado, de forma directa o indirecta, muchas gracias por su apoyo y enseñanza.

A nuestro director, **Ing. Jorge Eliecer Duque**, por su asertiva y sabia orientación.

A nuestros colaboradores, **Carlos Andrés Bermejo Marrugo y Rafael Eduardo Castellar Martínez**, por ser apoyo importante en la solución del presente.

A la **Universidad Tecnológica de Bolívar**, por su formación y colaboración.

A la empresa **EMGESA S.A. ESP**, por apoyar nuestra idea y permitir la realización de este trabajo.

A todos nuestros **amigos, compañeros de clases y docentes** por formar parte de este gran logro. Nunca olvidaremos lo satisfactorio que fue compartir con ustedes esta experiencia.

Hermes Osorio Lugo
Ingrid Donado Romero
Rafael Jaimes Navas

CONTENIDO

	Pág.
LISTA DE TABLAS.....	8
LISTA DE FIGURAS.....	9
LISTA DE TABLAS.....	9
LISTA DE ABREVIATURAS ESPECIALES.....	11
LISTA DE ANEXOS.....	12
GLOSARIO.....	14
INTRODUCCIÓN.....	16
1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....	19
1.1 FUNCIONAMIENTO DE LA CALDERA.....	19
1.1.1 Sistema de Combustión.....	21
1.1.1.1 Inyección de Aire.....	21
1.1.1.2 Gases de Combustión.....	22

2. REQUERIMIENTOS DE DISEÑO.....	25
2.1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA CALDERA UNIDAD 1, EMGESA.	25
2.2 ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS ASOCIADOS AL SISTEMA DE CONTROL DE LA CALDERA UNIDAD 1.....	27
2.2.1 Estados del sistema de control, monitoreo y protección de la unidad.....	28
2.2.2 Inconvenientes Actuales en la operación.	28
3. DISEÑO DE LAS ESTRATEGIAS DE CONTROL	31
3.1 DIAGNÓSTICO ACTUAL DEL CONTROL, INSTRUMENTACIÓN Y CABLEADO DE LA CALDERA NO 1	31
3.1.1 Estado de la Instrumentación y Lazos de Control (<i>Loops</i>).....	31
3.2 LAZO DE CONTROL DE COMBUSTION Y DEMANDA.	35
3.3 LAZO DE CONTROL DE TEMPERATURA DE VAPOR VIVO.....	42
3.4 LAZO DE CONTROL DE NIVEL DEL DOMO	45
3.5 PROPUESTA DE MEJORA DE LOS SISTEMAS AUXILIARES, PROTECCIONES Y ALARMAS.	49
4. ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO.....	54
4.1 VIABILIDAD DE LA INVERSIÓN	54

4.1.1 Desagregado de Costos.....	54
4.1.2 Desagregado de Beneficios.....	57
4.1.3 Flujo de Caja.....	57
4.1.4 Análisis de Viabilidad.....	57
4.2 PLAN DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO	61
RESULTADOS.....	62
CONCLUSIONES.....	63
RECOMENDACIONES.....	66
BIBLIOGRAFIA.....	67
ANEXOS	68

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Características técnicas de la caldera perteneciente a la Unidad 1 Central Térmica Cartagena de la empresa generadora de energía Emgesa S.A. ESP	25
Tabla 2. Ficha Técnica de los quemadores de la caldera pertenecientes a la Unidad 1 Central Térmica Cartagena de la empresa generadora de energía Emgesa S.A. ESP	26
Tabla 3. Fotos de algunos de los problemas encontrados.....	29
Tabla 4. Salidas no programadas de la unidad por la falta de los controles y protecciones básicos para la operación de la unidad.....	49
Tabla 5. Detalle de Costos asociados a la implementación del proyecto 'DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL PARA LA OPERACIÓN DE UNA CALDERA PERTENECIENTE A LA UNIDAD 1 CENTRAL TERMICA CARTAGENA DE LA EMPRESA GENERADORA DE ENERGIA EMGESA S.A. ESP, BASADO EN NORMAS ISA'	56
Tabla 6. Detalle de Beneficios asociados a la implementación del proyecto 'DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL PARA LA OPERACIÓN DE UNA CALDERA PERTENECIENTE A LA UNIDAD 1 CENTRAL TERMICA CARTAGENA DE LA EMPRESA GENERADORA DE ENERGIA EMGESA S.A. ESP, BASADO EN NORMAS ISA'	59
Tabla 7. Flujo de Caja proyecto 'DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL PARA LA OPERACIÓN DE UNA CALDERA PERTENECIENTE A LA UNIDAD 1 CENTRAL TERMICA CARTAGENA DE LA EMPRESA GENERADORA DE ENERGIA EMGESA S.A. ESP, BASADO EN NORMAS ISA'.....	60

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema de Funcionamiento de la Central Térmica Cartagena Unidad 1.	20
Figura 2. Esquema de Caldera Típica Tipo Acuotubular	20
Figura 3. Esquema representativo Proceso de combustión	21
Figura 4. Esquema de accionamiento compuerta de Ventilador de Tiro Forzado para el control de flujo de Aire a la Caldera, Unidad 1. Emgesa S.A ESP.	21
Figura 5. Esquema representativo de Transferencia de Temperatura por Convección ..	23
Figura 6. Diagrama de control de combustión con Límites Cruzados.....	35
Figura 7. Diagrama de control de demanda de Dos Elementos.	36
Figura 8. Diagrama funcional de control de Presión del Hogar.....	38
Figura 9. Diagrama de Control de Temperatura típico de Tres Elementos.....	43
Figura 10. Diagrama típico de Sobrecalentador con Atemperador de una etapa.	44
Figura 11. Diagrama de Control de Nivel de tres elementos típico	46
Figura 12. Diagrama típico de Control de Nivel de Un Elemento.....	47
Figura 13. Acumuladores de presión en el circuito del sistema de <i>fuel oil</i> Central Térmica Tarapacá en Chile	51

LISTA DE ABREVIATURAS ESPECIALES

ABMA	Asociación Americana de Fabricantes de Calderas
ANSI	Instituto Nacional Americana de Estándares
API	Instituto Americano de Petróleo
ASME	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos
ASTM	Sociedad Americana para Ensayo de Materiales
BMS	Sistema de Gestión de Quemadores
BPCS	Sistema de Control Básico de Proceso
DCS	Sistema de Control Distribuido
E/E/PES	Sistemas Electrónicos Programables/Electrónicos/Eléctricos
HMI	Interfaz Humano-Máquina
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
ISA	Sociedad Internacional de Automatización
NFPA	Asociación Nacional de Protección Contra Incendios
PEP	Plan de Ejecución del Proyecto
PDF	Probabilidad de Falla bajo Demanda
PID	Proporcional Integral Derivativo
PLC	Controlador lógico programable
P&ID	Diagrama de Instrumentación y Tuberías
SAMA	Asociación de Fabricantes de Aparatos Científicos
SCADA	Sistemas de Supervisión, Control y Adquisición de Datos
SIF	Función Integrada de Seguridad
SIL	Nivel Integrado de Seguridad
SIS	Sistemas Instrumentado de Seguridad
TIR	Tasa interna de Retorno
VPN	Valor Presente Neto
VTF	Ventilador de Tiro Forzado
VTI	Ventilador de Tiro Inducido

LISTA DE ANEXOS

- Anexo 1** Listado y Características de Instrumentos y Elementos Instalados en Campo
- Anexo 2** Descripción del sistema de Control *Westinghouse* de la Unidad 1
- Anexo 3** Estrategias de control *Westinghouse* de la unidad 1
- Anexo 4** Diagrama SAMA del Lazo de control de Combustión y Demanda
- Anexo 5** Diagrama SAMA del Lazo de control de Presión Hogar
- Anexo 6** Diagrama SAMA del Lazo de control de Temperatura de Vapor Final
- Anexo 7** Diagrama SAMA del Lazo de control de Nivel del Domo
- Anexo 8** P&ID del Lazo de Control de Combustión y Demanda
- Anexo 9** P&ID del Lazo de Control de Presión Hogar
- Anexo 10** P&ID del Lazo de Control de Temperatura de Vapor Final
- Anexo 11** P&ID del Lazo de Control de Nivel del Domo
- Anexo 12** Plan de Ejecución del Proyecto, PEP.
- Anexo 13** ANSI/ISA-77.41-1992, Fossil Fuel Power Plant Boiler Combustion Controls.
- Anexo 14** ANSI/ISA-77.44-1995, Fossil Fuel Power Plant Steam Temperature Control System - Drum Type.

Anexo 15 ANSI/ISA-77.43-1994, Fossil Fuel Power Plant Unit/Plant Demand Development (Drum Type).

Anexo 16 ANSI/ISA-77.42.01-1999, Fossil Fuel Power Plant Feedwater Control System - Drum Type.

Anexo 17 ANSI/ISA-84.01-1996, Application of Safety Instrumented Systems for the Process Industries.

GLOSARIO

AIRE: Es la mezcla de gases que constituyen la atmósfera de la tierra. El aire está compuesto por sustancias tales como el oxígeno, nitrógeno, vapor de agua, ozono, dióxido de carbono e hidrógeno.

ATEMPERADOR: Dispositivo mecánico de inyección de agua al circuito de vapor para mantener y controlar la temperatura de vapor a la salida de la caldera en un valor deseado.

CALDERA: Unidad utilizada para generar vapor de agua en procesos industriales y domésticos. Básicamente, una caldera consta de los siguientes elementos: Tubo de pared de agua; área de producción de la combustión (incluyendo quemadores y compuertas); área de convección, que consta en sección de sobrecalentadores, recalentador, economizador y Domo. Además, debe tener un sistema para evacuar los gases procedentes de la combustión.

CARGA: Tasa de producción de energía, generalmente se expresa como libras/horas de vapor o megavatios de la generación de electricidad.

COMBUSTIÓN: La combustión es una reacción química en la cual se desprende la energía calorífica del proceso. En toda combustión existe un elemento que arde (combustible) y otro que produce la combustión (comburente), generalmente oxígeno en forma de O_2 gaseoso.

CONVECCIÓN: Es la transferencia de calor por la circulación de un líquido o gas tal como el aire entre zonas de diferentes temperaturas.

DESVIACIÓN: Es la diferencia que se observa entre el valor de referencia (*Setpoint*) y el valor de la variable controlada.

DISPARO MAESTRO DE COMBUSTIBLE (MFT): Acontecimiento que causa el cierre inmediato de entrada de combustible.

DOMO DE VAPOR: Recipiente cerrado diseñado para recoger y separar la mezcla de agua/vapor circulado por la caldera.

ELEMENTO FINAL DE CONTROL: Es el mecanismo que altera la variable manipulada (flujo de material o energía) en respuesta a una señal de del controlador. Ejemplos: Válvulas de Control, Compuertas.

HOGAR: Espacio cerrado en la caldera provisto para la combustión.

PROTECCIÓN: Medida de precaución. En el proceso de generación con calderas, el retiro automático de operación de un equipo específico o la interrupción automática de una acción de proceso o condición como el resultado de la acción del operador es una medida de protección.

RADIACIÓN: Es la transferencia de calor por la propagación en forma de ondas electromagnéticas o partículas subatómicas a través del vacío o de un medio material.

REDUNDANCIA: Duplicación o repetición de elementos electrónicos o mecánicos para proveer un canal de función alternativo en caso de falla.

QUEMADOR: Dispositivo utilizado para realizar la mezcla de aire combustible para generar la combustión.

SETPOINT: Valor deseado de operación de la variable controlada.

SOBRECALENTADOR: Es un intercambiador de calor de superficie, ubicado normalmente después del Domo de la caldera, encargado de elevar la temperatura del vapor sobre la temperatura de saturación a una presión constante.

TIRO BALANCEADO: Sistema de control de presión hogar la cual se manipula la entrada de flujo de aire o salida de gases de combustión para mantener la presión del hogar en un valor fijo (Típicamente menor a la presión atmosférica).

VENTILADOR DE TIRO INDUCIDO: Equipo de extracción de los gases de la caldera.

VENTILADOR DE TIRO FORZADO: Equipo de suministro de aire a la caldera para mezcla de aire con el combustible en los quemadores.

INTRODUCCIÓN

Una caldera de vapor es una unidad de proceso de gran importancia en todo tipo de industrias. En general, en una industria, el vapor se puede utilizar como medio de calefacción directa o indirecta, como materia prima o como medio de obtención de energía térmica para la transformación a energía eléctrica, siendo este último el uso dado a la unidad de estudio del presente.

Para obtener la energía térmica de la caldera de forma eficiente, segura y confiable con el menor impacto al medio ambiente se requiere controlar una serie de variables (Presiones, temperaturas, flujos) interrelacionadas entre sí. También debe tenerse en cuenta el aspecto económico, considerando los costos de operación (grandes cantidades de combustibles 'mal' quemados y agua tratada) y de mantenimiento relacionados con las condiciones de operación mencionadas.

A nivel mundial para el control de las variables de una caldera que utilizan combustibles fósiles se utilizan diferentes arquitecturas o estrategias de control, instrumentación de campo y elementos finales de control. Teniendo todo esto en cuenta, el sistema de control y las condiciones de operación actual de la caldera No 1 de la central Térmica Cartagena de Emgesa S.A. ESP, si se realiza un diseño basado en los lineamientos de una norma estandarizada para control de calderas podemos obtener la optimización del control.

En el presente trabajo, se desarrollaron una serie de etapas que inician desde el análisis de funcionamiento, desarrollo del sistema de control basado en técnicas especializadas de control, hasta la realización de actividades previas, necesarias para la implementación, como son: Diagnóstico y selección de instrumentación para las diferentes variables, estudio técnico- económico y diseño de las estrategias de control adecuadas incluyendo límites cruzados, tres elementos, entre otras, para el control de combustión y señal de adelanto de turbina a caldera, elaboración de planos de control y P&ID. Todas Las

actividades aquí plasmadas, cumplen con las normas ISA, ASME, IEC y NFPA aplicables específicamente a la Caldera de la Unidad 1 Central Cartagena, de Emgesa S.A. ESP.

El trabajo de grado se desarrolló basado en la información suministrada y de acuerdo a la disponibilidad de tiempo y a las condiciones establecidas por la empresa Emgesa S.A ESP de Cartagena. Se llevó a cabo en una etapa de diseño, debido a limitaciones tipo tiempo y recursos, ya que aparte del poco tiempo estimado para la realización del mismo, la adquisición de equipos y materiales requeridos para el desarrollo del proyecto se limita completamente a la decisión que al respecto tomara la empresa Emgesa S.A ESP y no a los autores del trabajo.

En el primer capítulo del presente documento, se presenta la Descripción del proceso; para esto, se llevó a cabo un estudio minucioso de la unidad objeto de este estudio, de cada uno de los elementos que la componen, analizando su funcionamiento integral y estableciendo sus condiciones óptimas de operación.

En un segundo capítulo se presentan los requerimientos de diseño para el cual se diagnostica el estado de la instrumentación que hace parte del automatismo empleado para el control de la operación, de forma tal que se tuviesen referenciados el estado de los elementos existentes y sus posibilidades de reemplazo.

En un tercer capítulo se lleva acabo el diseño de la estrategia de control. Una vez identificadas las características propias de la unidad de estudio e identificando las estrategias de control establecidas por la norma ISA para los diferentes lazos de control que hacen parte de la caldera, se verificó que para el tipo de caldera para la cual se diseña, ésta fuera la más adecuada de implementar y se ajustara a la misma para la renovación del sistema de control existente, éste diseño dio origen a necesidades puntuales en instrumentación para cada uno de los lazos. Con estos ajustes se garantiza la optimización del proceso en conjunto de la generación de vapor.

El diseño del sistema de control a pesar del uso de técnicas de control avanzado para un proceso complejo, como lo es el control de una caldera, se ha desarrollado con una metodología clara y precisa, mediante la explicación de cada etapa abordada y la

ilustración progresiva de los alcances del diseño, empezando por definir el criterio definitivo para la escogencia del controlador, seguido de la identificación de sus elementos desprovistos, la creación de nuevos planos para cada uno de los lazos y finalizando con la definición de alarmas y aspectos claves de la seguridad del proceso. La selección de los equipos necesarios, se realizó de acuerdo con las especificaciones técnicas de los elementos ofrecidos en el mercado, teniendo en cuenta no sólo los factores económicos, sino además y de manera determinante; la calidad, la garantía y el soporte técnico ofrecidos por cada fabricante o proveedor.

En un cuarto capítulo se realizó un estudio técnico que permitió evaluar aspectos económicos y técnicos claves, acordes a las necesidades del proceso y con el fin de mostrar a la luz de las matemáticas, los resultados de los cálculos de los criterios económicos, que permitieron cuantificar la totalidad de la implementación a realizar, la viabilidad de la materialización del trabajo realizado y la rentabilidad que representa su ejecución. Finalmente se realiza el Plan de ejecución del proyecto para plasmar y programar la logística de las actividades a desarrollar.

1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

A continuación se realizará una descripción del proceso en su situación actual, la cual fue construida a partir del estudio del funcionamiento de la unidad objetivo de estudio; La Caldera Unidad 1 de Emgesa S.A. ESP, mediante observación directa y partiendo del seguimiento hecho a los documentos existentes: manuales de operación, planos, entre otros, pertenecientes a la compañía y completada con antecedentes recogidos en informes de funcionamiento de años anteriores; también, se contó con la opinión del personal técnico y de profesionales involucrados en la operación de la misma.

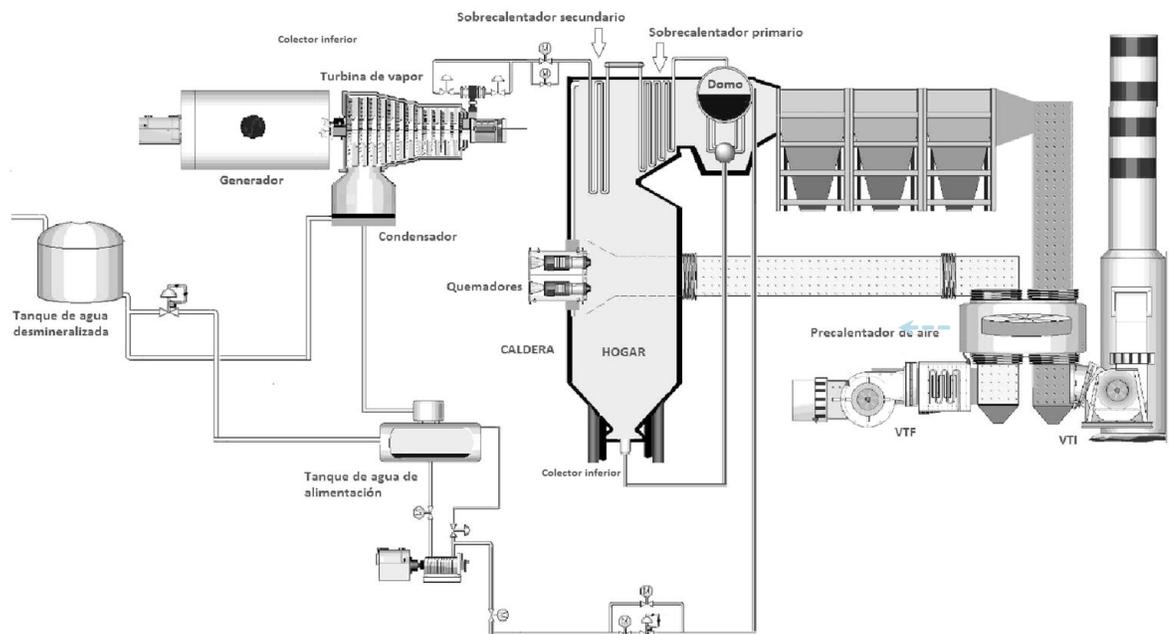
1.1 FUNCIONAMIENTO DE LA CALDERA

La Caldera de vapor, está formada por una serie de elementos interrelacionados entre sí que constituyen un sistema complejo. En una planta de generación eléctrica el objetivo del funcionamiento de la caldera es entregar energía térmica transportada por el vapor de agua, a unas condiciones de operación, hacia los alabes de la turbina. La energía del vapor es obtenida en la caldera por la reacción química del aire con el combustible (combustión).

En concreto, la caldera de vapor de la unidad 1, de la Central Cartagena de Emgesa S.A: ESP, funciona de la siguiente manera (Ver figura 1).

A la Caldera se inyecta agua desde el tanque de agua desmineralizada por el circuito de agua de alimentación hacia el Domo superior, por circulación natural ésta se conduce hacia al Domo inferior, luego a los colectores inferiores donde están conectados los tubos de la pared de llenado de la Caldera. Por transferencia tipo conducción se calienta el agua, generándose vapor saturado el cual es recolectado por el Domo superior en la parte superior del mismo. El vapor saturado es conducido por los sobrecalentadores primarios y secundarios para aumentar la temperatura de vapor para así enviarlo este al turbogenerador con el fin de generar energía eléctrica.

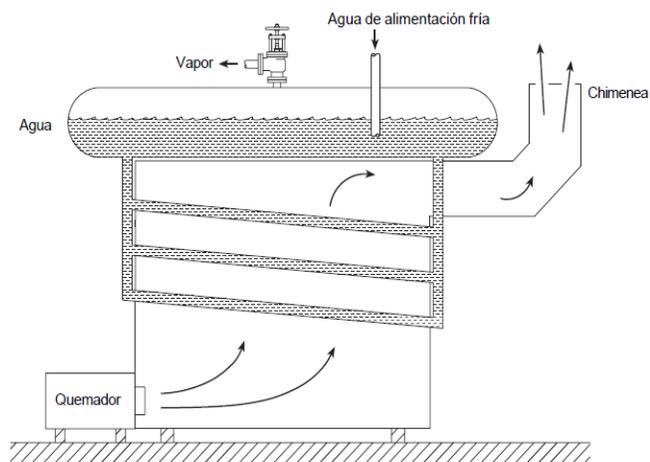
Figura 1. Esquema de Funcionamiento de la Central Térmica Cartagena Unidad 1.



Fuente: Emgesa S.A. ESP

Por ser una Caldera Acuotubular, el agua se deposita por dentro de los tubos. Por fuera de los tubos se tiene el agente generador de energía térmica. Ver **Figura 2**.

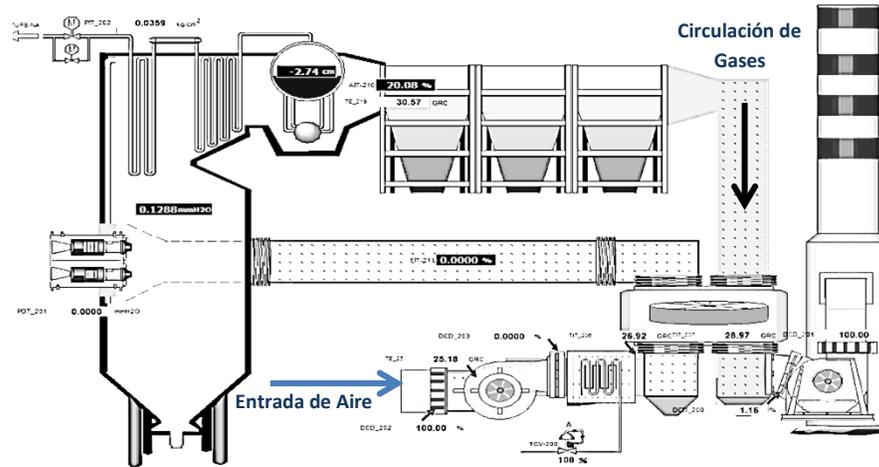
Figura 2. Esquema de Caldera Típica Tipo Acuotubular



Fuente: Catálogo Calderas y accesorios Spirax Sarco

1.1.1 Sistema de combustión. A continuación se describe el proceso de combustión, Ver Figura 3.

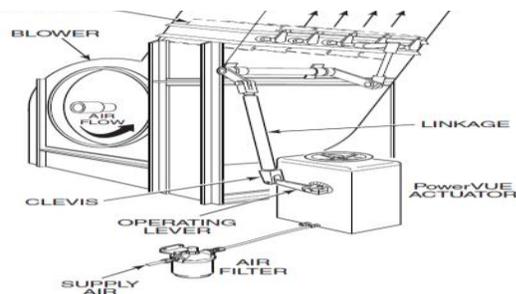
Figura 3. Esquema representativo Proceso de combustión



Fuente: Emgesa S.A. ESP

1.1.1.1 Inyección de Aire. El oxígeno para la combustión se obtiene inyectando aire fresco a la Caldera con un ventilador de tiro forzado que tiene unas compuertas de succión moduladas por un pistón neumático de potencia (Ver Figura 4), la cual es controlada desde sala de mando, de acuerdo a la cantidad de combustible inyectado a los quemadores y teniendo en cuenta la relación aire-combustible, como también el valor del oxígeno de los gases de salida.

Figura 4. Esquema de accionamiento compuerta de Ventilador de Tiro Forzado para el control de flujo de Aire a la Caldera, Unidad 1. Emgesa S.A ESP.



Fuente: Manual PowerVUE 8x14 200111 Ventilador

Para aumentar la eficiencia de la Caldera se incrementa la temperatura del aire de entrada a los quemadores con un pre-calentador regenerativo de aire tipo canasta marca *Lujstrom* aprovechando la energía térmica de los gases de salida a la chimenea, la cual disminuye la temperatura de los gases de salida mitigando el impacto ambiental. Antes del pre-calentador de aire tipo regenerativo se encuentra el calentador de aire a vapor, este calentador fue diseñado para prevenir daños en la estructura metálica de los gases de salida a causa de generación de ácido sulfúrico por llegar a temperatura de condensación de los gases cuando se quema combustible *Fuel oil* No 6.

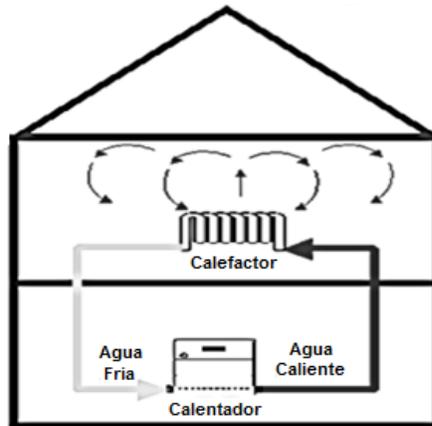
1.1.1.2 Gases de Combustión. Se refiere a los gases producidos como resultado de la combustión interna en el hogar de la Caldera, los cuales son expulsados de ésta hacia la chimenea por el ventilador de tiro inducido.

El Ventilador de Tiro Inducido tiene unas compuertas de succión moduladas por un pistón neumático de potencia, las cuales son controladas desde la sala de mando para mantener una presión negativa (-10mmH₂O) en el hogar de la caldera.

- **Hogar de Combustión.** El hogar de combustión es una de las partes de mayor importancia en una caldera de vapor, en él se produce la reacción entre el combustible (en este caso, gas natural y/o *fuel oil*) y el comburente (el oxígeno). Estas reacciones de combustión son exotérmicas, ya que transforman la energía química en energía calorífica y provocan la aparición de una llama.

La existencia de la llama, y las altas temperaturas alcanzadas resultantes de la combustión, tienen como consecuencia que parte del calor se transfiera a los tubos de pared y al Sobrecalentador Primario por conducción y convección, mientras la otra parte, hacia sobrecalentadores secundarios por radiación.

Figura 5. Esquema representativo de Transferencia de Temperatura por Convección



Fuente: Transferencia de Calor, J.P. Holman

- **El Combustible.** La Caldera fue originalmente diseñada para quemar tres tipos de combustibles: Gas Natural, *Fuel oil* y Carbón. No obstante, desde su instalación solamente se adquirieron los equipos necesarios para los dos (2) combustibles disponibles en ese momento, *Fuel oil* No. 6 y Gas Natural.

La Caldera tiene dos niveles de quemadores donde cada nivel maneja 3 quemadores. La operación del sistema de quemadores se puede realizar remotamente (desde el tablero mecánico de la unidad en sala de control) o localmente (desde el panel en Caldera). El sistema de control de quemadores (BMS) es marca *PEABODY*, la cual tiene la función de operar seguro la Caldera, realizar la secuencia de arranque, parada y operación de los ignitores y quemadores de *Fuel oil* No 6 y Gas natural.

Para el suministro de ACPM (*Fuel oil* No 2) a la Caldera, se cuenta con un tanque de almacenamiento de 30.000 Galones, dos bomba de desplazamiento positivo, estación de control de presión en el cabezal y línea de transporte. Para el suministro de ACPM a los ignitores se cuenta con estación reductora de presión. Los ignitores tienen un pistón de doble efecto accionados por una válvula solenoide, un switch de posición de acoplado y dos switch de posición de la lanza, una válvula de corte de ACPM y aire de 1/2" encendido,

una válvula de corte de ACPM y aire de ¼" de pre-encendido y una válvula de barrido. Las válvulas son solenoide marca ASCO.

Para el suministro de *Fuel oil* No 6 a la Caldera, se cuenta con dos tanques de almacenamiento de 60.000 Galones cada uno, tres bombas de desplazamiento positivo tipo tornillo con capacidad cada una para alimentar una Caldera, tres calentadores a vapor, línea de transporte, estaciones de control de presión y temperatura en el cabezal y estación de medición de flujo másico de entrada y salida con principio *Coriolis*. El sistema es común para la Caldera No 2, es decir, tiene la función de suministrar *Fuel oil* No 6 para las Calderas 1 y 2. Para el suministro de *Fuel oil* No 6 a quemadores se cuenta con estación de corte principal y control de flujo. Los quemadores de *fuel* tienen dos pistones de doble efecto actuado por una válvula solenoide de doble bobina para insertar y retraer la lanza, un switch de posición de acoplado y dos switch de posición de la lanza, una válvula solenoide marca *Magnatrol* de entrada del vapor de atomización a 11 kg/cm², un switch para el permisivo de apertura de la válvula de entrada de *Fuel oil* marca MAXÓN al quemador a una presión de 10 kg/cm² y una válvula solenoide marca *Magnatrol* para barrido de *Fuel oil* cuando se coloca fuera de servicio el quemador.

2. REQUERIMIENTOS DE DISEÑO

El presente capítulo expone las especificaciones técnicas necesarias para el dimensionamiento y punto de partida del diseño desarrollado. Además, evidencia con imágenes y datos de informes de la operación, el análisis que se llevó a cabo para ver los problemas presentes en el proceso y así llegar a la correcta solución de los mismos.

2.1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA CALDERA UNIDAD 1, EMGESA.

La Caldera o Generador de Vapor unidad de estudio, perteneciente a la Unidad 1 Central Térmica Cartagena de la empresa generadora de energía Emgesa S.A. ESP y que en adelante será denominada “La Caldera”, es marca *Foster Wheeler ciclo RANKINE* y fue suministrada, instalada y puesta en servicio en el año 1978 por la empresa *Distral*.

La Caldera es tipo Acuotubular, de tiro natural, tiro balanceado con presión negativa, calor de conducción y radiante. Tiene un Domo superior e inferior, un banco de serpentines de Sobrecalentador Primario y un banco de serpentines de Sobrecalentador Secundario.

A continuación se resumen las Características técnicas de la Caldera:

Tabla 1. Características técnicas de la caldera perteneciente a la Unidad 1 Central Térmica Cartagena de la empresa generadora de energía Emgesa S.A. ESP

Ítem	Unidades métricas
Flujo de salida de vapor sobrecalentado.	280.320 Kg/hr
Presión de salida del sobrecalentador.	88 Kg/cm ²
Temperatura de salida del sobrecalentador.	515 °C
Flujo Gas Natural.	760.000 Scfh
Flujo <i>Fuel oil</i> No 6.	21 M ³ /hr
Viscosidad de quemado del <i>Fuel oil</i> No 6.	330 SSU

Tabla 1. (Continuación)

Temperatura <i>Fuel oil</i> No 6.	115 °C
Vapor saturado de salida de Servicio Auxiliar.	4536 Kg/hr
Temperatura de agua de alimentación.	227 °C
Eficiencia de la Caldera con quemadores de <i>Fuel oil</i> N° 6.	88.57 %
Presión del tambor Superior.	97 Kg/cm ²
Sólidos máximos en vapor de sobrecalentador de salida.	1 ppm
Liberación de calor por hogar de Caldera (volumen).	146306 Kcal/hr/ m ²
Liberación de calor Caldera proyectado de superficie radiante.	196218 Kcal/hr/ m ²
Temperatura de gas en el hogar.	1080 °C
Temperatura de gases de salida Caldera.	350 °C
Presión nominal hogar.	-10mmH ₂ O.
Fuente: Manual de operación unidad 1	

A continuación se relaciona la ficha técnica de los quemadores de la Caldera de la Central Cartagena:

Tabla 2. Ficha Técnica de los quemadores de La Caldera pertenecientes a la Unidad 1 Central Térmica Cartagena de la empresa generadora de energía Emgesa S.A. ESP

BURNER COMPONENTS Peabody	
Air Register	HT-30
Oil Burner	ABT
Gas Burner	1-Ring: Size-30"
Oil Residual	HV 18400 BTU/lb
Gas Natural	HV 1008 BTU/ft ³
OIL BURNING DESIGN DATA	
Capacity	6.835 lb/h/bnr
Atomization	Steam
Oil supply	130 psig
Steam	150 psig

Tabla 2. (Continuación)

GAS BURNING DESIGN DATA	
Capacity	130.900 cfh/bur
Ring drilling	240 #28 drill 2 rows plus 6 spuds
Fuente: Manual de operación unidad 1	

Se cuenta con una serie de procesos donde se realizan controles de flujo, temperatura, nivel y presión. Los elementos finales utilizados para el control de estas variables son válvula tipo globo o bola con actuador neumático y requiere aire de suministro a 35 PSI o 20 PSI dependiendo del rango, para la apertura o cierre. Las válvulas son neumáticas marca *Fisher* construidas en la década de los 70's y 80's y requieren de posicionadores para el accionamiento desde sala de mando.

2.2 ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS ASOCIADOS AL SISTEMA DE CONTROL DE LA CALDERA UNIDAD 1

El sistema de control de la unidad 1 es marca *Westinghouse Powrmag Electronic* (tecnología de los años 70) con elemento final de control neumático marca *Fisher*. En los últimos cuatro años se han reemplazado varios transmisores de última tecnología con salida de 4-20mA *HART* y se ha realizado mantenimiento a los elementos finales de control. Para mayor detalle del sistema de control de la unidad 2 ver **Anexo 2** "Descripción del sistema de control *Westinghouse* de la unidad 1" y **Anexo 3** "Estrategias de control *Westinghouse* de la unidad 1". Los sistemas de regulación y control de las Calderas están ubicados físicamente en tres zonas: campo, rack de control y consola de operación.

2.2.1 Estados del sistema de control, monitoreo y protección de la unidad. Los lazos de control de la Caldera operan manualmente por fallas en el sistema de control, tal como se detallará en la sección 3.1.

Varias de las protecciones del sistema de seguridad, tampoco se encuentran en funcionamiento por presentar deterioro.

2.2.2 Inconvenientes Actuales en la operación. A continuación se presenta un listado de los inconvenientes más críticos.

- Dificultad en la operación y mantención del sistema de control.
- Los lazos de control no reúnen los requerimientos y tolerancias aceptables establecidas por la industria; es decir, los controles asociados se encontraron en muy mal estado de mantenimiento, forzando una operación en la Caldera básicamente manual e inadecuada.
- La operación de esta Caldera manualmente no garantiza una operación eficiente, segura y confiable. En estas condiciones el sistema de combustión y la operación de los equipos auxiliares están expuestos continuamente a errores humanos y a la respuesta lenta por parte de los operadores.
- Como los registradores están en malas condiciones operacionales, es muy difícil diagnosticar y corregir futuras fallas.
- En el modo manual de operación, la confiabilidad, la disponibilidad y la seguridad dependen prácticamente de la experiencia y tiempo de respuesta de los operadores.

A continuación se muestran algunas fotografías tomadas directamente en planta. Ver **Tabla 3.**

Tabla 3. Fotos de algunos de los problemas encontrados.

N°	Fotografía	Descripción
1		<p>Tablero de registradores</p>
2		<p>Tablero Sistema de control</p>
3		<p>Tablero Sistema de Control</p>
4		<p>Sistema de Mando</p>

Tabla 3. (Continuación)

5		<p>Transmisor de flujo de vapor marca Westinghouse</p>
6		<p>Transmisores en general marca Westinghouse</p>
7		<p>Mando de los elementos finales de control</p>
<p>Fuente: Tomado directamente de proceso generación de vapor Unidad 1, Emgesa S.A. ESP</p>		

3. DISEÑO DE LAS ESTRATEGIAS DE CONTROL

En el presente capítulo, se exponen los resultados del estado de la instrumentación y del control encontrado, así como también del cableado de la Caldera Unidad 1. Luego se exponen los principales motivos que fundamentan la elección de cada estrategia utilizada para el control y seguidamente se desarrollan cada uno de los lazos necesarios en la caldera; combustión, presión del hogar, temperatura y Nivel del Domo. Lo anterior, sobre la base de la **Norma ANSI/ISA-S77** y la incorporación de un sistema de control avanzado para cada caso.

3.1 DIAGNÓSTICO ACTUAL DEL CONTROL, INSTRUMENTACIÓN Y CABLEADO DE LA CALDERA NO 1

Previo al diseño se realizó inspección del estado del control, instrumentación y cableado de la Caldera No. 1, con el propósito de definir la utilidad de éstos en el presente diseño.

La inspección se basó principalmente en:

- Determinar el estado de todos sus componentes a nivel físico y funcional.
- Determinar la disponibilidad de repuestos en la bodega de materiales.
- Establecer el nivel actual de funcionalidad en la operación de los lazos de control.

La instrumentación es del tipo electromecánico – Neumático. Las características de cada instrumento, funciones y sus correspondientes lazos de control se detallan a continuación.

3.1.1 Estado de la Instrumentación y Lazos de Control (*Loops*)

- Los lazos de control de la Caldera No. 1: Presión de Vapor, Combustibles, Aire de combustión, Presión del hogar, nivel del Domo y temperatura del vapor operan de forma manual. Los dispositivos que hacen parte del control de la Caldera son obsoletos. Los repuestos de éstos son costosos y realmente difíciles de obtener.
- El lazo de control de nivel del Domo de tres elementos opera en automático después de 25MW de la unidad. Los elementos de control son obsoletos dificultando el mantenimiento y confiabilidad del sistema. Adicional no opera en automático con un elemento porque la válvula actual no funciona en rangos pequeños de flujo de agua.
- El transmisor de presión de vapor final es marca Siemens modelo *Sitrans P* protocolo *Hart* de última tecnología y se encuentra en buen estado.
- El transductor de potencia activa es marca Siemens modelo 7KG6000-8AB/NN y opera en buen estado.
- El transmisor de flujo de Gas natural es marca *Foxboro* multivariable modelo IMV30 protocolo *Hart* de última tecnología con platina de orificio y opera en buen estado.
- En el sistema de combustible (*Fuel oil*), se encuentra un solo medidor marca *Foxboro* modelo CFT50 tipo *Coriolis* para las dos calderas, lo cual impide conocer el valor instantáneo y continuo del combustible de la caldera No 1 cuando la caldera No 2 está en servicio, imposibilitando colocar el lazo de control de combustible en automático.
- Los transmisores de presión de combustibles (Gas natural y *Fuel oil*) son marca *Foxboro* modelo IGP10 con protocolo *Hart* de última tecnología y operan en buen estado.
- Los transmisores de flujo de aire son marca *Westinghouse* tipo presión diferencial electromecánico, poseen desgaste en sus piezas mecánicas introduciendo imprecisión en la medida. Adicionalmente no compensan por densidad del aire.

- Se encuentra un sólo analizador de concentración de oxígeno funcionando marca *ABB* modelo *AZ20*. Para aumentar la eficiencia de la Caldera, es necesario mejorar sustancialmente su combustión. Para esto, hay que colocar nuevamente en funcionamiento los cuatros medidores de oxígeno de la caldera.
- Se cuenta con dos transmisores de presión hogar marca *Foxboro*, modelo *IDP10*, protocolo *Hart* de última tecnología y en buen estado.
- Se tienen dos transmisor de nivel del Domo multivariable, principio de presión diferencial, compensado por densidad, marca *Foxboro*, modelo *IMV30* en buen estado.
- Los transmisores de flujo de agua son marca *Westinghouse*, tipo presión diferencial, electromecánicos, con compensación por presión manométrica por medio de un espiral tipo *Bourdon*. Éstos se descalibran frecuentemente por desgaste en sus piezas mecánicas, generando baja confiabilidad en la medida.
- Los transmisores de flujo de vapor final son marca *Westinghouse* tipo presión manométrica compensados por temperatura. De acuerdo al manual del fabricante cuentan con una curva de caracterización de presión manométrica Vs flujo. El fabricante para su caracterización asume presión constante de 88 Kg/cm^2 en la entrada a la turbina, en caso de arranque o variación fuerte en la presión de entrada, el instrumento introduce un error en la medida. Adicionalmente se descalibran frecuentemente por desgaste en sus piezas mecánicas.
- Los transmisores de temperatura de vapor final y entrada del sobrecalentador secundario son marca *Foxboro* modelo *RTT15* con termocupla tipo E sencilla y termopozo.
- Los registradores de las variables principales se encuentran fuera de servicio por falta de repuestos. Actualmente se encuentran en estado de obsolescencia dificultando su consecución en el mercado.

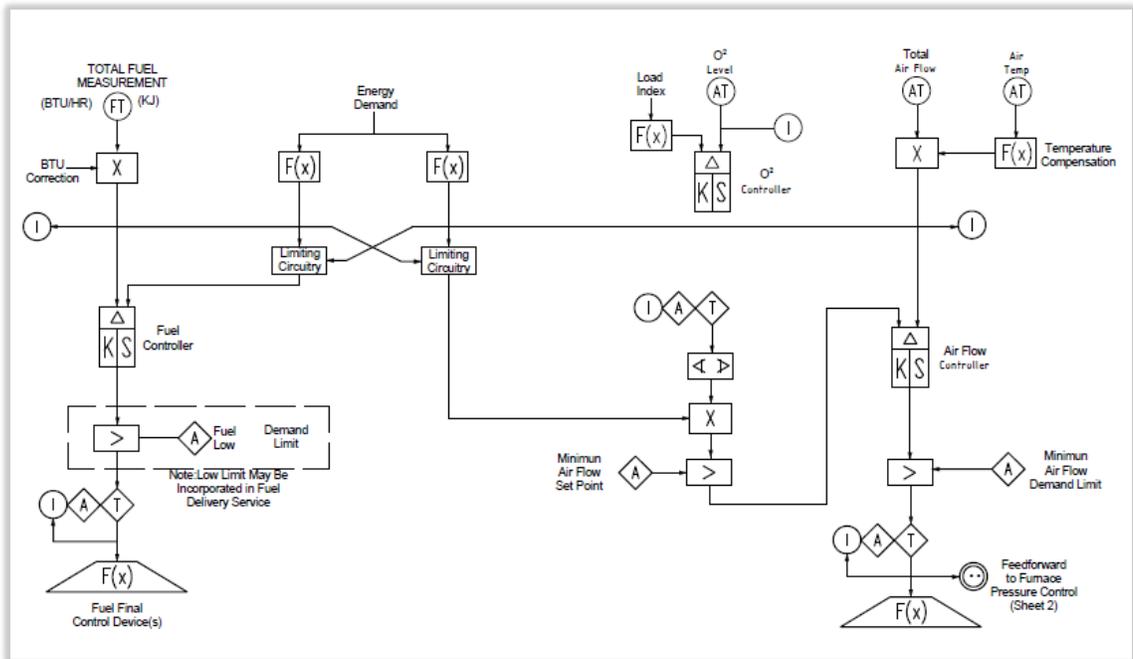
- Las indicaciones de las variables son análogas marca *Westinghouse*, las cuales introducen errores de paralelaje.
- El sistema de cableado de la instrumentación y sus respectivas bandejas como elemento de soporte se encuentran en general en buen estado. Se encontraron una serie de tuberías flexibles degolladas y algunas conexiones en mal estado. Se puede considerar esta infraestructura para una futura modernización del cableado y la instrumentación. Se recomienda separar el cableado de fuerza del cableado de control para evitar interferencias electromagnéticas que puedan afectar la precisión de la lectura de los sensores.
- El estado de las acometidas de aire de suministro para la instrumentación neumática y elementos finales de control, en general se encuentra en buenas condiciones mecánicas.
- Los elementos primarios para medir flujos, presiones, temperaturas y niveles se encuentran en general en condiciones aceptables; sin embargo, se observan algunos desgastes y desajustes lo cual introduce imprecisiones e inexactitudes en las diferentes lecturas.
- La mayoría de las tomas de proceso para los medidores de flujo, presión y nivel necesitan mantenimiento, en algunos casos se encuentran en un estado avanzado de corrosión.

Las especificaciones de cada uno de los elementos encontrados en Campo se pueden apreciar en el **Anexo 1**. Listado de Instrumentos y Elementos Instalados en Campo.

3.2 LAZO DE CONTROL DE COMBUSTION Y DEMANDA.

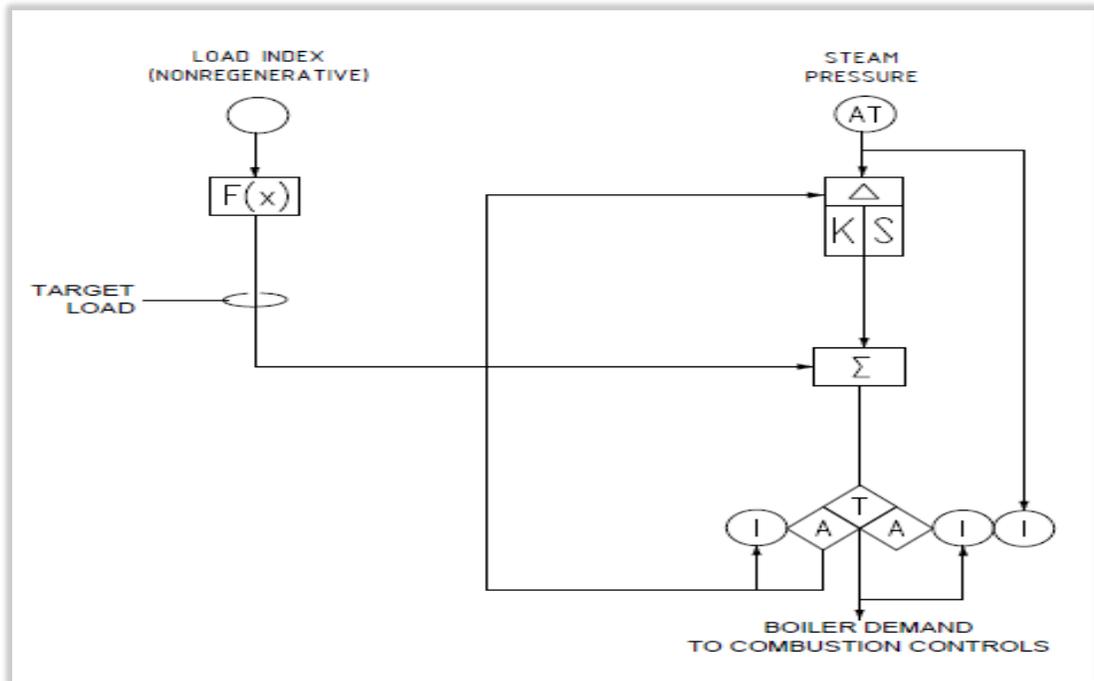
De acuerdo a las características de la caldera (cambios rápidos en la carga), requerimiento de presión de vapor constante y teniendo en cuenta las normas ANSI/ISA–S77.42.01–1999: Control de combustión para plantas de generación eléctrica con combustible fósil de tipo Domo y ANSI/ISA–S77.43–1994: Control de demanda para plantas de generación eléctrica con combustible fósil de tipo Domo, las estrategias de control a implementar serán de límites cruzados con corrección de O₂ para el caso del control de combustión y para el caso del control de demanda, de dos elementos como se muestra en la Figura 6.

Figura 6. Diagrama de control de combustión con límites cruzados.



Fuente: Norma ANSI/ISA–S77.43–1994

Figura 7. Diagrama de control de demanda de dos elementos.



Fuente: Norma ANSI/ISA-S77.43-1994

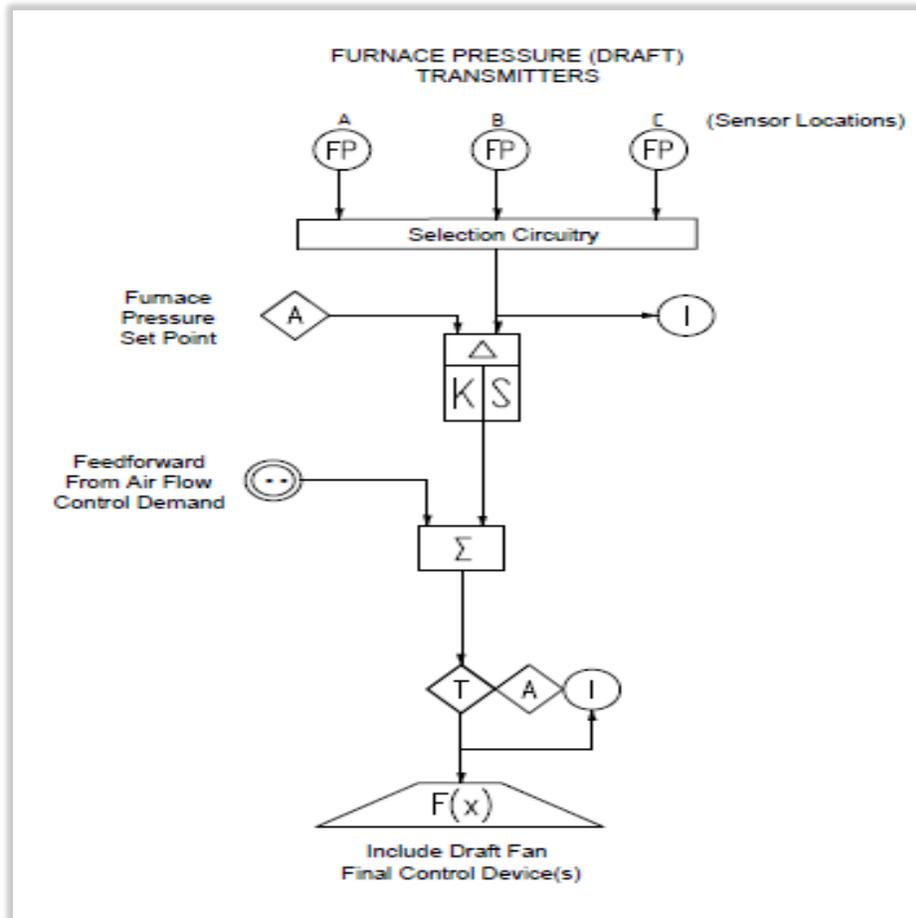
Para el cumplimiento de la estrategia de control de combustión se requiere:

1. Implementación de un (1) transmisor de flujo multivariable para la medición del flujo de gas natural, actualmente se cuenta con éste y cumple con los rangos de operación de la caldera de la unidad 1.
2. Implementación de un (1) transmisor de flujo tipo *Coriolis*, para la medición de flujo de *Fuel oil* No 6, actualmente se cuenta con un medidor *Coriolis* para la medición de flujo de *Fuel oil* total de las calderas 1 y 2. Se requiere adquirir un (1) medidor nuevo e independizar las medidas de flujo de las calderas.
3. Implementación de un (1) transmisor de flujo másico de aire con compensación por temperatura y presión. Para esta aplicación es recomendado transmisor de flujo tipo ANNUBAR. Debido a variaciones que tenemos en la temperatura de aire (superiores a 28°C).
4. Implementación de cuatro (4) medidores de oxígeno con el fin de efectuar compensación en el porcentaje de oxígeno presente en los gases de combustión. Se

recomienda la implementación de cuatro (4) medidores de oxígeno con diferentes longitudes y ubicaciones en la salida de la caldera para tener una medida representativa del oxígeno.

5. Implementación de dos (2) transmisores de presión manométrica para la medición de presión de vapor en configuración redundante. Actualmente se tiene un (1) transmisor de presión que cumple con las características técnicas de la aplicación. Por tal motivo se requiere adquirir un (1) transmisor de presión adicional, con las mismas características al actual.
6. Implementación de dos (2) transductores de potencia para medición de demanda de carga en MW en configuración redundante. Actualmente se tiene un (1) transductor de potencia que cumple con las características técnicas de la aplicación. Por tal motivo, se requiere adquirir un (1) transductor de potencia adicional con las mismas características del actual.
7. Implementación de (3) transmisores de presión separados en diferentes puntos críticos de presión en el hogar, en configuración redundante. Actualmente se cuenta con dos (2) transmisores de presión con las características técnicas de la aplicación. Por tal motivo se requiere adquirir un (1) transmisor de presión adicional con las mismas características del actual.

Figura 8. Diagrama funcional de control de presión del hogar.



Fuente: Norma ANSI/ISA-S77.43-1994

8. Implementación en el DCS de un controlador PI con señal de adelanto de la potencia del generador, retroalimentación del promedio de presión de vapor final para enviar señal de *setpoint* a los controladores de flujo de aire y combustible.

La razón de adquirir un equipo DCS obedece principalmente al cumplimiento del estándar utilizado para control de Calderas en que se maneja un número reducido de variables, pero en el que se requiere una reacción rápida en las acciones de control, sin tener que iniciar un nuevo ciclo de trabajo. Adicionalmente se tuvo en cuenta que un DCS utiliza una única base de datos, lo cual simplifica la configuración y manejo de las acciones de control y supervisión al tiempo. Otro factor incidente en la escogencia

fue el tamaño; ya que para realizar la instalación de estos sistemas complejos, el DCS es muy atractivo para reducción de espacios y simplificación de la instalación.

El costo estimado de la inversión que incluye: software, equipos, monitores, cableado y mano de obra se justifica en el capítulo 4. ESTUDIO TÉCNICO- ECONÓMICO.

9. Implementación en el DCS de un controlador PI retroalimentado del flujo total de aire compensado y accionamiento de las compuertas de succión del ventilador de tiro forzado. El *setpoint* del controlador dependerá del valor mayor del bloque de límites cruzados.
10. Implementación en el DCS de un controlador PI retroalimentado de la mediana de oxígeno para variar el flujo total de aire a la entrada de la caldera con el fin de realizar corrección del oxígeno de los gases de combustión. Se deberá configurar la lógica de *setpoint* remoto de oxígeno de acuerdo a la carga de la caldera y al combustible principal utilizado en la combustión.
11. Implementación en el DCS de un controlador PI retroalimentado del flujo de Gas Natural con corrección por BTU y accionamiento del elemento final de control. Implementación en el DCS de un controlador PI retroalimentado del flujo de *Fuel oil* No 6. Se implementará una lógica con los quemadores de cada combustible en servicio para realizar ponderación del *setpoint* para cada controlador de combustible.
12. Para prevenir condiciones de riesgos de explosión en la caldera se implementará en el DCS las lógicas de límites cruzados de combustible, aire y *Setpoint* de demanda de flujo de aire mínimo. Las señales del limitador “mayor que” de aire son: Flujo total de combustible, *setpoint* de mínimo flujo de aire y demanda de carga de la caldera. Las señales del limitador “menor que” de combustible son: Flujo total de aire, *setpoint* de máximo flujo de combustible y demanda de carga de la caldera.
13. Implementación en el DCS de un controlador PI con señal de adelanto de la demanda de flujo de aire, retroalimentación de la medida de presión hogar y accionamiento de las compuertas de succión del ventilador de tiro inducido. La medida de presión hogar se tomará de la mediana de la señal de los tres transmisores, en caso de falla de un transmisor se seleccione automáticamente el promedio de los transmisores en normal operación y mostrará alarma de falla, en el caso de falla de dos transmisores se pasará el control a manual y se mostrará la alarma de falla en la medición de presión hogar. En la implementación de la estrategia de control se deberá realizar la

caracterización de posición de las compuertas del ventilador de tiro forzado e inducido para la señal de adelanto.

14. El límite de flujo de aire debe realizarse acorde a los requerimientos de la norma NFPA 85, la cual nos indica que la caldera debe tener parada automática de emergencia por bajo flujo de aire (en el presente caso, un *set point* del 20% de acuerdo a las recomendaciones del fabricante).

15. Se deben implementar alarmas para las siguientes condiciones:

- Bajo flujo de aire
- Bajo contenido de oxígeno
- Alta/baja presión de hogar
- Excesiva desviación de la presión de vapor con respecto al *Setpoint*
- Carga en el límite mínimo o máximo
- Errores excesivos en los lazos de flujo de combustible y aire
- Pérdida de voltaje de alimentación de control
- Pérdida de voltaje de alimentación de mandos finales
- Transferencia de lazo de control a manual debido a fallo de hardware
- Falta de señal de medición del proceso
- Desviación excesiva en la medida los transmisores redundantes
- Mandos finales en el límite de control
- Pérdida de los componentes redundantes

16. El operador tendrá la siguiente información disponible en su sistema de supervisión:

- Demanda de energía de la caldera
- Flujo de aire
- Presión de flujo de vapor
- Flujo de vapor
- Flujo total de combustible
- Flujo individual de combustible
- Presión hogar

- Contenido de oxígeno en el aire
- Estado del lazo de control y demanda de salida
- Set Point
- Tendencias
- Posición de los elementos finales de control
- Velocidad de alimentación
- Estado de la potencia de control
- Presión de los quemadores
- Límites máximos y mínimos de carga
- Carga en MW
- Todas las alarmas expuestas anteriormente

De acuerdo a las recomendaciones del fabricante de la caldera se debe adicionar las siguientes lógicas en la estrategia de control de combustión:

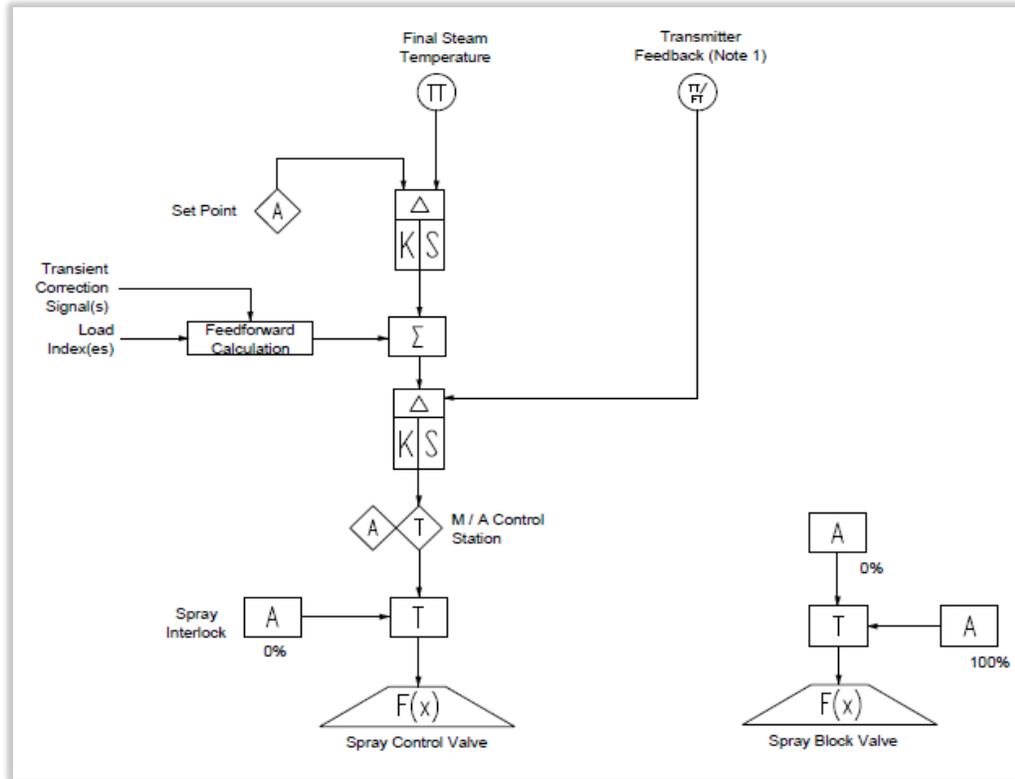
1. Implementación de un (1) transmisor de presión manométrica para la medición de presión de combustible Gas Natural a quemadores. Actualmente se tiene un (1) transmisor de presión que cumple con las características técnicas de la aplicación.
2. Implementación de un (1) transmisor de presión manométrica para la medición de presión de combustible *Fuel oil* No 6 a quemadores. Actualmente se tiene un (1) transmisor de presión que cumple con las características técnicas de la aplicación.
3. Implementación de un (1) transmisor de presión manométrica para la medición de presión de la caja de aire. Actualmente se tiene un (1) transmisor de presión que cumple con las características técnicas de la aplicación.
4. Implementación en el DCS de un controlador PI retroalimentado de la presión de Gas Natural para limitar la posición de la válvula de control de flujo de Gas Natural en el evento de disminuir la presión por debajo del *setpoint* predeterminado (0.3 Kg/cm² por recomendación del fabricante).
5. Implementación en el DCS de un controlador PI retroalimentado de la presión de *Fuel oil* No 6 para limitar la posición de la válvula de control de flujo de *Fuel oil* No 6 en el evento de disminuir la presión por debajo del *setpoint* predeterminado (4 Kg/cm² por recomendación del fabricante).

6. Implementación en el DCS de un controlador PI retroalimentado de la presión de la caja de aire para colocar en el límite de flujo de aire un valor mínimo con el fin de prevenir la pérdida de presión en la caja que causarían una retro-llama en ésta y pisos de quemadores.
7. Adicionalmente se deben implementar las siguientes alarmas de proceso:
 - Alta/baja presión de gas natural a quemadores.
 - Alta/baja presión de *Fuel oil* No 6 a quemadores.
 - Baja presión de la caja de aire.

3.3 LAZO DE CONTROL DE TEMPERATURA DE VAPOR VIVO

Teniendo en cuenta que en la Caldera se presentan cambios rápidos en la carga, cambios en la temperatura de vapor y presión variable de vapor y en miras de garantizar que se presente una desviación mínima de Temperatura ante los cambios de carga, se diseñara la estrategia de control de temperatura de tres Elementos de acuerdo a la norma ANSI/ISA-77.44-1995: Sistema de control de temperatura de vapor en plantas de energía de combustible fósil.

Figura 9. Diagrama de Control de Temperatura típico de tres elementos.



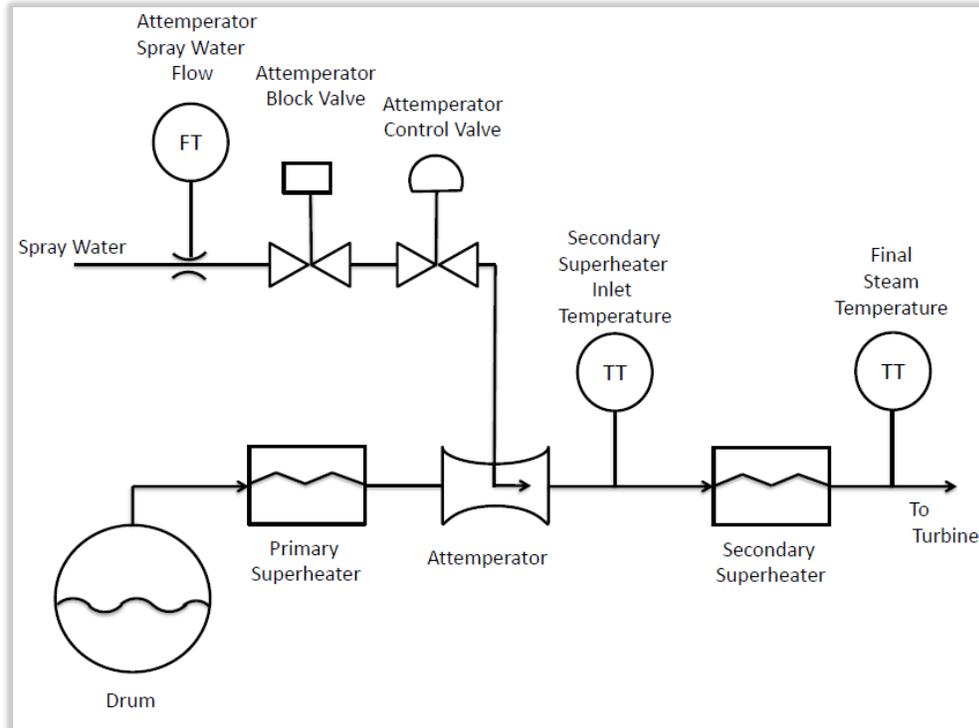
Fuente: Norma ANSI/ISA-77.44-1995.

Note 1. Temperatura de entrada del Atemporador

A continuación se establecen los requisitos mínimos para el diseño funcional y especificaciones del sistema de control de Temperatura de vapor, para la caldera de la unidad 1, de forma que se garantice el cumplimiento total de la estrategia de control escogida (Ver figura 9).

La medida de proceso para el control de temperatura de sobrecalentador debe realizarse según la figura 10.

Figura 10. Diagrama típico de Sobrecalentador con Atemporador de una etapa.



Fuente: Norma ANSI/ISA-77.44-1995

1. Implementación de dos (2) transmisores de temperatura, termocupla tipo E, para la medición de la temperatura de vapor final y temperatura de entrada del sobrecalentador secundario respectivamente. Actualmente se cuenta con éstos, cumpliendo adecuadamente con el rango de operación de la caldera número 1, además de no verse afectados por el ambiente corrosivo al cual están expuestos.
2. Implementación de un (1) transmisor de flujo másico para la medición de rocío de agua de atemperación, actualmente no se cuenta con uno, se recomienda adquirir un (1) transmisor multivariable con elemento sensor de platina de orificio.
3. Implementar en el DCS la estrategia de control feedforward y en cascada con controladores PID, característico del control de tres elementos.
4. Se usará una válvula de control de flujo de agua de atemperación, además de una válvula de bloqueo con el fin de proporcionar un cierre hermético a las fugas de agua

que pueden presentarse más allá de la válvula de control de flujo y proporcionar un respaldo en caso tal que falle esta última.

5. Se debe implementar una lógica en el DCS para prevenir el ingreso de agua hacia la turbina. La lógica de configurarse de siguiente manera:

- Las válvulas de control de flujo y corte de atemperación deben estar cerradas cuando la turbina este en parada.
- La válvula de corte debe cerrarse cuando la válvula de control de flujo se cierre.

6. Se implementará alarma para las siguientes condiciones:

- Alta temperatura del vapor final
- Baja temperatura del vapor final
- Pérdida de potencia de control.
- Pérdida de potencia de mandos finales
- Lazo de control pasa a manual

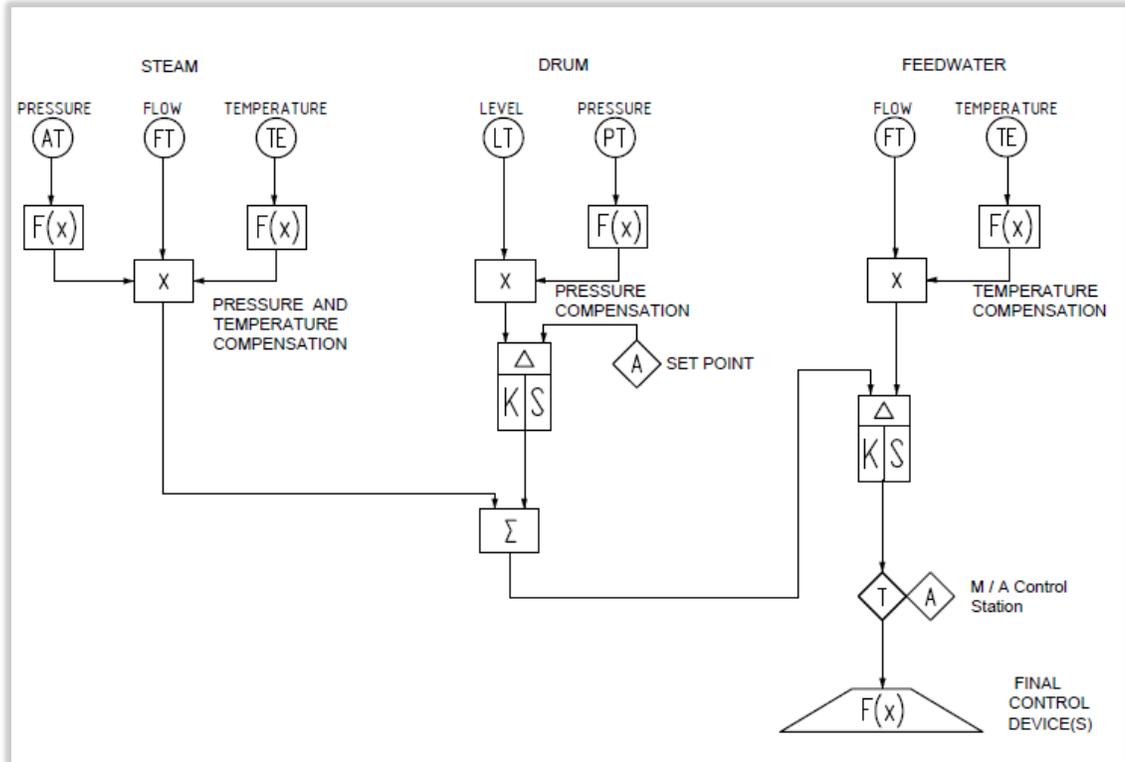
7. El operador tendrá la siguiente información disponible en su sistema de supervisión:

- Todas las alarmas del ítem anterior
- Estado del lazo de control (manual/automático)

3.4 LAZO DE CONTROL DE NIVEL DEL DOMO

De acuerdo a las característica de la caldera (flujo de vapor variable) y teniendo en cuenta la norma ANSI/ISA–S77.42.01–1999: Control de agua alimentación para plantas de generación eléctrica con combustible fósil de tipo Domo, la estrategia de control a implementar será de tres elementos:

Figura 11. Diagrama de Control de Nivel de tres elementos típico



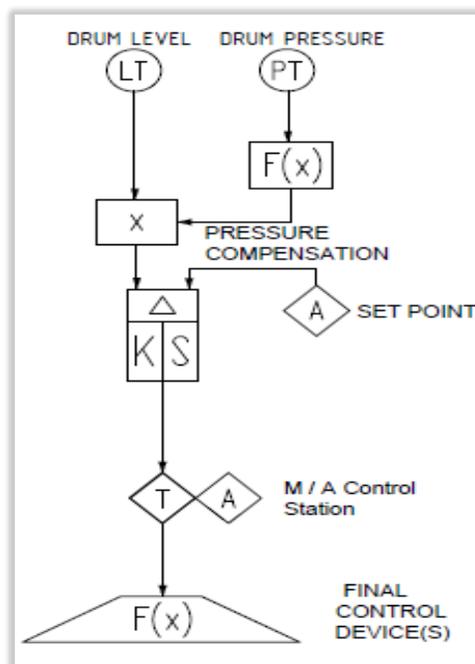
Fuente: Norma ANSI/ISA-S77.42.01-1999

Para el cumplimiento de la estrategia de control que se describe en la **figura 11**, se requiere:

1. Implementación de tres (3) transmisores de nivel por presión diferencial con compensación por densidad en configuración redundante, actualmente se cuenta con dos (2) transmisores. Se recomienda adquirir un tercer transmisor con las mismas características, con el fin de obtener una medición promedio de la señal que arroja cada uno de ellos. En caso de falla en alguno de los transmisores se seleccione automáticamente la medida de los transmisores en normal operación.
2. Implementación de dos (2) transmisores de flujo másico de vapor con compensación por temperatura y presión en configuración redundante. Para esta aplicación se recomienda un transmisor de flujo tipo ANNUBAR.

3. Implementación de dos (2) transmisores de flujo másico de agua alimentación en configuración redundante, actualmente se tiene un (1) transmisor de flujo de agua de alimentación con elemento sensor platina de orificio compensado por presión, se recomienda cambiar el transmisor por dos (2) transmisores multivariables que realicen compensación por temperatura.
4. Implementar en el DCS la estrategia de control en cascada con controladores PI, característico del control de tres elementos.
5. Por no tener una precisión aceptable del flujo de vapor durante el arranque y en operación a baja carga, se implementará en el DCS una estrategia de control de un elemento que se describe en la **figura 12**. La manera de realizar la transición de un elemento a tres elementos, será por medio del transmisor de flujo de agua de alimentación a aproximadamente el 30% de la carga de la caldera.

Figura 12. Diagrama típico de Control de Nivel de Un elemento



Fuente: Norma ANSI/ISA-S77.42.01-1999

6. Se usarán dos (2) válvulas de control de flujo de agua alimentación, debido a la diferencia de flujo entre cargas mínimas y cargas máximas, una para el control de un solo elemento (arranque y operación a cargas bajas) y la otra para el control de 3

elementos (operación a cargas altas). El sistema de control contará con una transición suave durante el cambio de válvulas. Esto con el fin de minimizar el desgaste a través de la válvula de control principal y mejorar la capacidad del control, además el sistema de control debe ser configurado para cerrar la(s) válvula(s) de arranque cuando la válvula de control principal asume la carga.

7. Por requerimientos del fabricante de la bomba es necesaria la implementación del control de flujo mínimo de la bomba de alimentación de agua a la caldera. Se requiere de la señal del transmisor de flujo de succión de la bomba y de la aplicación de la lógica en el DCS de apertura de la válvula de recirculación de la bomba cuando el flujo sea menor a 115 Tn/h. Para evitar oscilación en la apertura de la válvula el punto de cierre será cuando el flujo sea mayor a 160 Tn/h.

8. Se deben implementar alarmas para las siguientes condiciones:
 - Nivel alto o bajo del Domo.
 - Pérdida de la potencia de control.
 - Pérdida de potencia de los elementos de mando final.
 - Lazo de control pasa a manual.
 - Desviación entre el flujo de vapor y el flujo de agua alimentación.
 - Perdida de los transmisores de control.
 - Alta desviación de la medición de los transmisores.

9. El operador tendrá la siguiente información disponible en su sistema de supervisión:
 - Nivel individual y promedio del Domo
 - Presión del Domo individual y promedio
 - Flujo de agua alimentación individual y promedio
 - Temperatura de agua alimentación
 - Flujo de vapor individual y promedio
 - Temperatura de vapor
 - Todas las alarmas
 - Estado de los lazos de control (manual/automático)

- Posición de las válvulas de control
- Estado del control de uno y tres elementos
- *Setpoint* del nivel del Domo
- Flujo individual de las bombas de alimentación a calderas

3.5 PROPUESTA DE MEJORA DE LOS SISTEMAS AUXILIARES, PROTECCIONES Y ALARMAS.

En los últimos años la caldera No 1 ha presentado paradas de planta no deseada a causa de las deficiencias en la instrumentación, el sistema de control, las protecciones y las alarmas. Estas fallas han generado pérdidas en la producción de generación de energía.

En el diseño de las estrategias de control (Presión de Vapor, Combustible, Aire de combustión, Presión del hogar, nivel del Domo y temperatura del vapor) se corrigen las deficiencias en la instrumentación, sistema de control y alarmas de los lazos principales de la caldera, disminuyendo las paradas no deseadas. Para aumentar aún más la confiabilidad, disponibilidad y seguridad de la caldera, se requiere minimizar todas las fallas y deficiencias en su sistema de control. Al analizar las fallas ocurridas en los últimos tres años, se evidencian fallas repetitivas en sistemas auxiliares y protecciones de la caldera. Ver **Tabla 4**.

Tabla 4. Salidas no programadas de la unidad por la falta de los controles y protecciones básicos para la operación de la unidad

CAUSA	CANTIDAD
Control nivel del Domo superior Caldera.	4
Sistema Gas Natural a Caldera.	3
Baja presión de <i>Fuel oil</i> a Caldera.	5
Protección nivel del Domo.	1

Tabla 4. (Continuación)

Protección presión hogar Caldera.	3
Control de temperatura de vapor final.	2

Fuente: Informe de Fallas del año 2008 al 2010 de la Unidad 1.

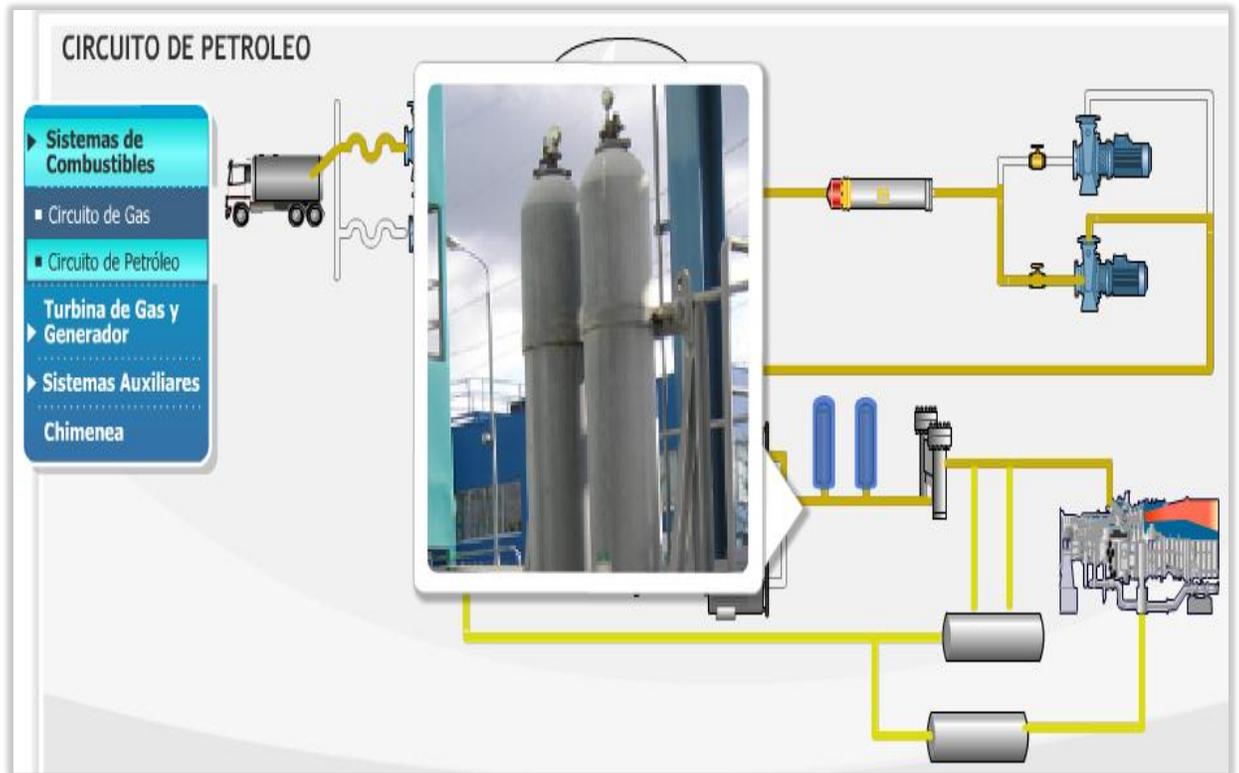
A continuación se describen las mejoras propuestas en los sistemas auxiliares y protecciones de la caldera:

- La caldera tiene parada de emergencia cuando la presión de *Fuel oil* a quemadores es menor a 3 Kg/cm². El sistema cuenta con un elemento de control de presión en el cabezal de *Fuel oil* a las calderas No 1 y 2.

El elemento final de control está cerca de las bombas de suministro y realiza una recirculación del fluido al tanque. En varias ocasiones se han presentado oscilaciones de presión en la caldera No 1 y cuando se están realizando maniobras en la caldera No 2 (Aperturas de válvulas, paradas de bombas de suministros, etc.).

Por tal motivo, recomienda instalar acumuladores de presión con nitrógeno en la parte intermedia de la tubería hacia la caldera y entrada a los quemadores con el fin de amortiguar las variaciones bruscas de presión Ver **figura 13**.

Figura 13. Acumuladores de presión en el circuito del sistema de *fuel oil* Central Térmica Tarapacá en Chile



Fuente: Curso Sistema de combustible plataforma intranet Endesa Chile.

Adicionalmente se debe colocar una válvula de control de presión a quemadores paralela (*Bypass*) a la válvula de control de flujo de *Fuel oil* ¹ Por último incluir una lógica de arranque automático de la bomba de respaldo de suministro de *Fuel oil* a caldera cuando se presente una falla de la bomba principal.

- El Sistema de protección de nivel del Domo es de tipo electrodos, éste ha presentado varias fugas de vapor por los sellos, ocasionando contactos falsos externo que generan paradas de planta no deseadas por bajo nivel. Se recomienda cambiar el elemento sensor tipo electrodo por tres (3) transmisores de nivel de presión diferencial con toma de proceso independiente y lógica de votación 2oo3. Los transmisores deben ser independientes a los transmisores de control.

¹ Por recomendación de la norma NFPA 85 edición 2004 página 97

- Actualmente, la caldera no cuenta con parada de emergencia por alto nivel del Domo la cual puede realizar daños graves en la turbina por ingreso de agua a la misma. Se recomienda incluir una lógica de parada de emergencia con los transmisores anteriormente mencionados.
- El sistema de protección de vacío o alta presión en el hogar de la caldera es realizado por un transmisor de presión manométrica conectado a una línea de impulso y un relé eléctrico con ajuste. El relé eléctrico se ha descalibrado en varias ocasiones provocando paradas de planta no deseadas. Se recomienda cambiar el transmisor y el relé eléctrico por tres (3) transmisores de presión manométrica con toma de proceso independiente y lógica de votación 2oo3. Los transmisores deben ser independientes a los transmisores de control.
- Se debe considerar implementar control sobre emanaciones de Gas carbónico (CO₂).
- La caldera ha tenido paradas de emergencia por baja temperatura de vapor final. En la revisión de las fallas se informa del paso de fluido por las válvulas del circuito de alimentación de agua de atemperación a la entrada de los sobrecalentadores secundarios cuando están totalmente cerradas.
- Se recomienda cambiar la válvula de bloqueo motorizada (BDFV-108) por una que nos brinde un sello hermético e implementar una lógica de cierre cuando la temperatura ascienda a valores críticos. Adicionalmente, cambiar el sello y el obturador de la válvula de control de atemperación (TCV-109) para aumentar el sello de Clase IV a clase VI, según norma ANSI, y así prevenir pase de fluido por esta válvula.
- Las variables de presión y temperatura en la zona de entrada de aire, antes y después del calentador de aire *Lujstrom* y gases de salida de combustión no se muestran. Se recomienda habilitar transmisores para identificar una posible falla o pérdida de eficiencia en el sistema aire – gases de la caldera.

- No se cuenta con secuenciador de eventos y visualización en el panel anunciador de paradas de emergencia de la caldera. Se recomienda instalar un secuenciador y sistema de memoria de la primera alarma en el panel anunciador cuando se produzca una parada de emergencia con el fin de detectar fallas y minimizar tiempo en su búsqueda.
- Realizar un estudio para la implementación de Sistemas instrumentados de seguridad (SIS) en la caldera para reducir los riesgos a una falla cada 1000 años. Aplicar la Norma ANSI/ISA 84.01-1996 - Application of Safety Instrumented Systems for the Process Industries. **Ver anexo 17.**
- Realizar un estudio de optimización del sistema de control utilizando técnicas de control avanzado para calderas.

En los documentos anexos que se relacionan a continuación, se sustenta el diseño realizado en el presente, para cada uno de los lazos de control: **Anexo 4** Diagrama SAMA del Lazo de control de Combustión y Demanda; **Anexo 5** Diagrama SAMA del Lazo de control de Presión Hogar; **Anexo 6** Diagrama SAMA del Lazo de control de Temperatura de Vapor Final; **Anexo 7** Diagrama SAMA del Lazo de control de Nivel del Domo; **Anexo 8** P&ID del Lazo de Control de Combustión y Demanda; **Anexo 9** P&ID del Lazo de Control de Presión Hogar; **Anexo 10** P&ID del Lazo de Control de Temperatura de Vapor Final; **Anexo 11** P&ID del Lazo de Control de Nivel del Domo.

4. ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO

En el presente capítulo se hace un estudio teniendo en cuenta aspectos técnicos y económicos de los equipos necesarios para la implementación del diseño realizado y la utilización de indicadores y razones financieras, de tal forma que se observe claramente y con indicadores contables, la utilidad y rentabilidad, resultado de la implementación del diseño realizado; sirviendo esta de base para la toma de decisiones por parte de la empresa EMGESA S.A. ESP. Adicionalmente, se desarrolla el Plan de ejecución del Proyecto (PEP) a fin de detallar los aspectos pormenorizados del trabajo que debe efectuarse durante un periodo estimado de tiempo, estimaciones de costos y descripción general de las actividades a desarrollar.

4.1 VIABILIDAD DE LA INVERSIÓN

Se evaluaron los distintos requerimientos para determinar si es posible llevar a cabo satisfactoriamente y en condiciones de seguridad con la tecnología disponible, la implementación del diseño basado en normas internacionales, como la norma ISA/ANSI-S77, verificando factores diversos como la tasa de recuperación, la durabilidad, la operatividad, las implicaciones energéticas, los mecanismos de control, entre otros.

4.1.1 Desagregado de Costos. Se especifican los egresos que produce la automatización clasificados de la siguiente manera:

- **Equipos y Software.** Equipos Nuevos, Software Nuevo u extensión de licencia (Aplica una vez implementada la supervisión), Repuestos.
- **Sistema e Ingeniería.** Mantenimiento del sistema, Actualizaciones del software y del hardware del sistema, Costo de la ingeniería, Pruebas en sitio, arranque y puesta en marcha, Pruebas de disponibilidad, Actualización de documentos, Auditoria del sistema, Costos de nacionalización de equipos importados.

- **Propios de las Actividades.** Impuestos asociados a la compra, Seguros, Fianzas
Embalaje y transporte de los equipos, Entrenamiento del personal que se encargará del sistema, Costo de la inducción de la organización al nuevo esquema de trabajo, Costos de viáticos de alimentación y transporte, Costos de instalación del sistema (cableado, gabinetes, conexiones, desmovilización de equipos existentes).
- **Servicios Asociados.** Estimación de las paradas de planta o disminución en la producción a ser generadas durante el arranque y puesta en marcha del sistema, Energía eléctrica, Iluminación, Aire acondicionado.
- **Adecuaciones.** Adecuación de los sitios donde serán ubicados los diferentes elementos del sistema control asociados, Actualización de la documentación y planos en el tiempo de vida útil, Costos asociados al control del proyecto.

En la **Tabla 5** se presenta el Detalle de Costos.

Tabla 5 . Detalle de Costos asociados a la implementación del proyecto ‘DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL PARA LA OPERACIÓN DE UNA CALDERA PERTENECIENTE A LA UNIDAD 1 CENTRAL TERMICA CARTAGENA DE LA EMPRESA GENERADORA DE ENERGIA EMGESA S.A. ESP, BASADO EN NORMAS ISA

Descripción	1 año	2 años	3 años	4 años	5 años	6 años	7 años	8 años	9 años	10 años
EQUIPOS Y SOFTWARE										
Hardware sistema de control (DCS, Gabinete, tarjetas I/O, etc.)	104.904.600,00	69.936.400,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Estación de operación, consolas, paneles de alarma, etc	34.968.200,00	26.226.150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Instrumentación de campo	104.904.600,00	69.936.400,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Extensión de licencia sistema supervisorio.	0,00	8.742.050,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cableado, bandejas, tuberías, cajas, accesorios, etc.	17.484.100,00	52.452.300,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costos de nacionalización de equipos importados	0,00	24.652.581,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Impuestos asociados a la compra	39.164.384,00	26.575.832,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Repuestos	0,00	8.742.050,00	0,00	8.742.050,00	8.742.050,00	8.742.050,00	17.484.100,00	17.484.100,00	43.710.250,00	43.710.250,00
INGENIERÍA Y MONTAJE										
Ingeniería de configuración	52.452.300,00	69.936.400,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ingeniería de montaje	34.968.200,00	34.968.200,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Instalación	17.484.100,00	122.388.700,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pruebas en fábrica (FAT)	0,00	12.238.870,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pruebas en sitio (SAT)	0,00	17.484.100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Comisionamiento	0,00	52.452.300,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Entrenamiento y capacitación al personal	0,00	34.968.200,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Documentación	3.496.820,00	13.987.280,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gerenciamiento del proyecto	40.000.000,00	60.000.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costos operativos variables	40.000.000,00	11.297.880.000,00	25.081.293.600,00	27.840.235.896,00	30.902.661.844,56	34.301.954.647,46	38.075.169.658,68	42.263.438.321,14	46.912.416.536,46	52.072.782.355,47
Costo operacional fijos	0,00	420.000.000,00	873.600.000,00	908.544.000,00	944.885.760,00	982.681.190,40	1.021.988.438,02	1.062.867.975,54	1.105.382.694,56	1.149.598.002,34
Mantenimiento del sistema	0,00	17.484.100,00	104.904.600,00	116.444.106,00	129.252.957,66	143.470.783,00	159.252.569,13	176.770.351,74	196.215.090,43	217.798.750,38
OTROS GASTOS ASOCIADOS										
Estimación de las paradas de planta o disminución en la producción a ser generadas durante el arranque y puesta en marcha del sistema	0,00	2.376.000.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pólizas	10.460.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTALES	500.287.304,00	14.817.051.913,00	26.059.798.200,00	28.873.966.052,00	31.985.542.612,22	35.436.848.670,86	39.273.894.765,83	43.520.560.748,41	48.257.724.571,45	53.483.889.358,19
									Total costos	322.209.564.195,97

4.1.2 Desagregado de Beneficios. Se estiman los aspectos que Incrementan la demanda del producto, Incrementan la calidad del producto, Optimizan el consumo de energía, Incrementan la productividad, Racionalizan las materias primas e insumos, Reducen los costos operativos, Reducen el consumo energético, Incrementa la seguridad de los procesos, Optimizan el recurso humano de la empresa, Mejoran el diagnostico, como también la supervisión y control de calidad de la producción.

Ahorros que produce la Automatización. Entre los ahorros que produce una automatización se cuantificaron los relacionados con Seguridad (Solución a la baja seguridad y confiabilidad en el sistema de control de la unidad de generación y Baja la prima de seguros), Disminución de altos costos por desviaciones y disparos indeseados, Calidad, Mercadeo y Productos, Logística, Desechos, Ambiente, Laboral y Energía.

Para observar el detalle de cada uno de estos valores, Ver **Tabla 6.** Detalle de Beneficios asociados a la implementación del proyecto 'DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL PARA LA OPERACIÓN DE UNA CALDERA PERTENECIENTE A LA UNIDAD 1 CENTRAL TERMICA CARTAGENA DE LA EMPRESA GENERADORA DE ENERGIA EMGESA S.A. ESP, BASADO EN NORMAS ISA'.

4.1.3 Flujo de Caja. Finalmente se realiza la comparación entre los costos y beneficios obtenidos. Todo lo anterior para 10 años y se obtienen los resultados esperados. Ver **Tabla 7.** Flujo de Caja proyecto 'DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL PARA LA OPERACIÓN DE UNA CALDERA PERTENECIENTE A LA UNIDAD 1 CENTRAL TERMICA CARTAGENA DE LA EMPRESA GENERADORA DE ENERGIA EMGESA S.A. ESP, BASADO EN NORMAS ISA'.

4.1.4 Análisis de Viabilidad. Económicamente para analizar la viabilidad del presente proyecto de automatización se realizó un análisis con base en los valores calculados del Valor Presente Neto y la Tasa Interna de Retorno (**Ver Tabla 7**).

1. El Valor Presente Neto (VPN) es de **104.567.568.419,1**; el cual es un valor mayor o igual a cero; lo cual indica que la implementación del sistema automatizado es viable.
2. La Tasa Interna de Retorno (TIR) es de **11,3%** la cual es mayor que la tasa de descuento.

Observando estos dos criterios, se podría afirmar que la implementación del automatismo sería viable.

Tabla 6. Detalle de Beneficios asociados a la implementación del proyecto 'DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL PARA LA OPERACIÓN DE UNA CALDERA PERTENECIENTE A LA UNIDAD 1 CENTRAL TERMICA CARTAGENA DE LA EMPRESA GENERADORA DE ENERGIA EMGESA S.A. ESP, BASADA EN NORMAS ISA'

	Descripción	1 año	2 años	3 años	4 años	5 años	6 años	7 años	8 años	9 años	10 años	
1	Ingreso por cargo por confiabilidad	0,0	4.720.707.000,0	10.479.969.540,0	11.632.766.189,4	12.912.370.470,2	14.332.731.222,0	15.909.331.656,4	17.659.358.138,6	19.601.887.533,8	21.758.095.162,5	
2	Ingreso por venta de energía	0,0	14.256.000.000,0	31.648.320.000,0	35.129.635.200,0	38.993.895.072,0	43.283.223.529,9	48.044.378.118,2	53.329.259.711,2	59.195.478.279,4	65.706.980.890,2	
3	Aumento de confiabilidad (Mejora ingreso IH)	0,0	87.420.500,0	194.073.510,0	215.421.596,1	239.117.971,7	265.420.948,6	294.617.252,9	327.025.150,7	362.997.917,3	402.927.688,2	
TOTALES		0,0	19.064.127.500,0	42.322.363.050,0	46.977.822.985,5	52.145.383.513,9	57.881.375.700,4	64.248.327.027,5	71.315.643.000,5	79.160.363.730,6	87.868.003.740,9	
											Total ingreso	520.983.410.249,3

AHORROS

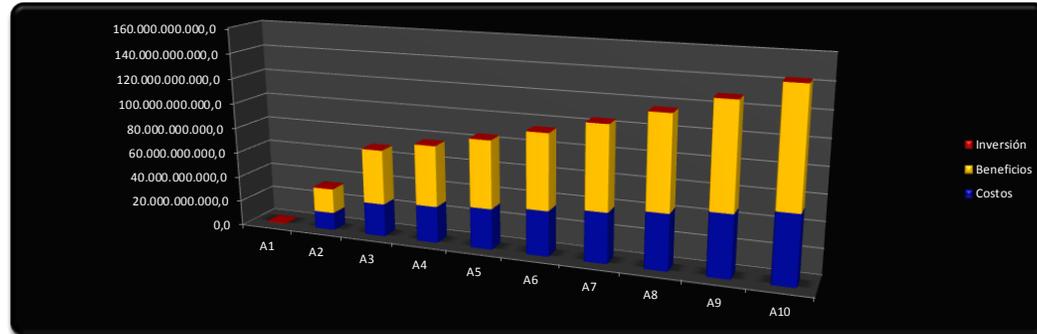
	Descripción	1 año	2 años	3 años	4 años	5 años	6 años	7 años	8 años	9 años	10 años	
4	Seguridad : Solución a la baja seguridad y confiabilidad en el sistema de control de la unidad de generación y Baja de la prima de seguros.	0,0	60.000.000,0	133.200.000,0	147.852.000,0	164.115.720,0	182.168.449,2	202.206.978,6	224.449.746,3	249.139.218,3	276.544.532,4	
5	Incremento en la eficiencia operacional	0,0	225.957.600,0	501.625.872,0	556.804.717,9	618.053.236,9	686.039.092,9	761.503.393,2	845.268.766,4	938.248.330,7	1.041.455.647,1	
6	Optimización en el consumo de energía	0,0	34.236.000,0	76.003.920,0	84.364.351,2	93.644.429,8	103.945.317,1	115.379.302,0	128.071.025,2	142.158.838,0	157.796.310,2	
7	Disminución de altos costos por desviaciones y disparos indeseados	0,0	79.200.000,0	175.824.000,0	195.164.640,0	216.632.750,4	240.462.352,9	266.913.211,8	296.273.665,1	328.863.768,2	365.038.782,7	
TOTALES		0,0	399.393.600,0	886.653.792,0	984.185.709,1	1.092.446.137,1	1.212.615.212,2	1.346.002.885,5	1.494.063.203,0	1.658.410.155,3	1.840.835.272,4	
											Total ahorro	10.914.605.966,6

Mejora IH en 2% = USD 100,000 x año
Ingreso por confiabilidad (IH) = USD 5,400,000

Total beneficios 531.898.016.215,9

Tabla 7. Flujo de Caja proyecto 'DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL PARA LA OPERACIÓN DE UNA CALDERA PERTENECIENTE A LA UNIDAD 1 CENTRAL TERMICA CARTAGENA DE LA EMPRESA GENERADORA DE ENERGIA EMGESA S.A. ESP, BASADO EN NORMAS ISA'.

TRM 17/07/11	1748,41
I/O	50 Señales
Duración proyecto	18 meses
Costo operaciones (kW/h)	158,5
Promedio de generación/mensual (kW)	11880000
Costo de venta (kW/h)	200
Tasa de interes de oportunidad	11%
Mejora Índice de indisponibilidad (IH) 2% = USD 100,000 x año	
Ingreso cargo por confiabilidad	USD 5,400,001
Costos operativos variables=	40000000
Periodo de evaluación en años=	10 años
Tasa de Impuesto=	0,33



DESCRIPCION	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10
BENEFICIOS										
Ingreso cargo por confiabilidad	0,0	4.720.707.000,0	10.479.969.540,0	11.632.766.189,4	12.912.370.470,2	14.332.731.222,0	15.909.331.656,4	17.659.358.138,6	19.601.887.533,8	21.758.095.162,5
Ingreso por venta de energía	0,0	14.256.000.000,0	31.648.320.000,0	35.129.635.200,0	38.993.895.072,0	43.283.223.529,9	48.044.378.118,2	53.329.259.711,2	59.195.478.279,4	65.706.980.890,2
Aumento de confiabilidad (Mejora ingreso IH)	0,0	87.420.500,0	194.073.510,0	215.421.596,1	239.117.971,7	265.420.948,6	294.617.252,9	327.025.150,7	362.997.917,3	402.927.688,2
Seguridad : Solución a la baja seguridad y confiabilidad en el sistema de control de la unidad de generación y Baja de la prima de seguros.	0,0	60.000.000,0	133.200.000,0	147.852.000,0	164.115.720,0	182.168.449,2	202.206.978,6	224.449.746,3	249.139.218,3	276.544.532,4
Incremento en la eficiencia operacional	0,0	225.957.600,0	501.625.872,0	556.804.717,9	618.053.236,9	686.039.092,9	761.503.393,2	845.268.766,4	938.248.330,7	1.041.455.647,1
Optimización en el consumo de energía	0,0	34.236.000,0	76.003.920,0	84.364.351,2	93.644.429,8	103.945.317,1	115.379.302,0	128.071.025,2	142.158.838,0	157.796.310,2
Disminución de altos costos por desviaciones y disparos indeseados	0,0	79.200.000,0	175.824.000,0	195.164.640,0	216.632.750,4	240.462.352,9	266.913.211,8	296.273.665,1	328.863.768,2	365.038.782,7
TOTAL BENEFICIOS (A)	0,00	19.463.521.100,0	43.209.016.842,0	47.962.008.694,6	53.237.829.651,0	59.093.990.912,6	65.594.329.913,0	72.809.706.203,5	80.818.773.885,8	89.708.839.013,3
INVERSION	500.287.304,0	705.687.813,0	0,0							
COSTOS OPERATIVOS	0,0	14.111.364.100,0	26.059.798.200,0	28.873.966.052,0	31.985.542.612,2	35.436.848.670,9	39.273.894.765,8	43.520.560.748,4	48.257.724.571,4	53.483.889.358,2
TOTAL COSTOS (B)	500.287.304,00	14.817.051.913,00	26.059.798.200,00	28.873.966.052,00	31.985.542.612,22	35.436.848.670,86	39.273.894.765,83	43.520.560.748,41	48.257.724.571,45	53.483.889.358,19
GANANCIA NETA=BENEFICIOS- COSTOS	-500.287.304,00	4.646.469.187,00	17.149.218.642,00	19.088.042.642,62	21.252.287.038,81	23.657.142.241,78	26.320.435.147,20	29.289.145.455,05	32.561.049.314,40	36.224.949.655,10
VPN	104.567.568.419,1									
TIR	11,3									

4.2 PLAN DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO

Para lograr un entendimiento integral del proyecto, se hizo necesario presentar una narrativa de las actividades o tareas ejecutadas durante sus distintas etapas. Esto será valioso para la revisión del documento y permitirá responder preguntas sobre la manera en que se levantó y procesó la información, además de la forma como se ejecutarán las tareas.

En el **Anexo 8**. Plan de Ejecución del Proyecto, del presente, se incluye información sobre la metodología utilizada en cada una de las actividades.

RESULTADOS

Con la implementación del presente diseño basado en normas ISA, se optimiza el proceso de generación de vapor y a su vez se derivan múltiples beneficios, como son:

- Solución a los indeseables cambios en las variables controladas gracias a que se diseñó utilizando las técnicas de control para minimizar tales desviaciones de acuerdo a las características técnicas de la caldera.
- Solución a la baja seguridad y confiabilidad en el sistema de control de la unidad de generación al haber considerado en el diseño instrumentos de última tecnología con configuración redundante.
- Estandarización y cumplimiento de la normativa actuales aplicada a la configuración propia de la Caldera de la unidad 1.
- Automatización flexible con DCS que permite realizar modificaciones de forma fácil y segura, garantizando una reacción rápida en las acciones de control, con el uso de una única base de datos, para uso multitareas y además con un módico tamaño para reducir complejidad, reducción de espacios y dar sencillez a la instalación.
- Seguridad en el sistema de operación y regulación de variables.
- Posibilidad de Interconexión del proceso con un sistema de supervisión y configuración de alarmas para el usuario.
- Posibilidades de interconexión en red
- Un diseño bajo normas que lograría una disminución significativa de altos costos por desviaciones y disparos indeseados.

CONCLUSIONES

Una vez finalizado el presente trabajo de grado, se puede concluir:

- El componente final obtenido mediante el presente trabajo de grado, puede ser implementado a cabalidad en la caldera Unidad 1 de EMGESA S.A ESP, ya que cumple con los requisitos para el buen uso de la caldera de vapor y de su sistema de control.
- Al realizar un diseño como el presente, en miras de cumplir con los requisitos fijados de las normas ISA, ASME, IEC y NFPA es necesario para cada lazo de control a diseñar, analizar minuciosamente que lo propuesto por la norma sea aplicable específicamente a la caldera objeto de estudio, con sus particularidades en construcción y características propias que en cierta medida regularizan y definen las(s) estrategia(s) de control y normas a aplicar. Adicionalmente, es necesario considerar aspectos claves del comportamiento real de la caldera teniendo en cuenta el conocimiento directo y a la experiencia de trabajo con la misma. Adicionalmente se deben considerar las lógicas que el fabricante de la caldera sugiere adicionar en las estrategias de control.
- Técnicamente, es necesario reemplazar toda la instrumentación actual de la Caldera No. 1 por instrumentación moderna, utilizando un Sistema de Control Distribuido (DCS) con el cual se dé cumplimiento del estándar utilizado para control de Calderas en el que se requiere una reacción rápida en las acciones de control, sin tener que iniciar un nuevo ciclo de trabajo, Adicionalmente se utilice una única base de datos, se facilite la configuración de acciones de control avanzado y su ejecución en paralelo con el monitoreo de señales críticas y que sea de tamaño moderado para reducción de espacios y simplificación de la instalación.

- La instrumentación para sistemas críticos y de alto riesgo, como la operación de calderas para generación de vapor, deben cumplir exigencias en seguridad para lograr el retiro automático de operación del equipo o la interrupción automática de una acción de proceso o condición como el resultado de la acción del automatismo o en dado caso del operador.
- Las técnicas de control escogidas, al realizar correcciones de forma transitoria, permiten reducir al mínimo el error de proceso, resultado de los cambios de proceso temporales que a menudo se presentan durante la operación; en especial, los cambios bruscos de carga que afectan significativamente la temperatura. Lo ideal en un proceso de control de temperatura en una caldera sería que no existiera la necesidad de realizar atemperación, esto se hace principalmente para mantener y controlar la temperatura del vapor sobrecalentado que por las condiciones de operación y variabilidad en la carga mencionadas, varía constantemente.
- La forma evidente y definitiva para aumentar la eficiencia de la Caldera, es mejorando sustancialmente su combustión. Para esto, se identificaron algunos aspectos claves y se sugiere colocar nuevamente en funcionamiento los dispositivos y sistema de control de oxígeno (O) y considerar implementar control sobre emanaciones de Gas carbónico (CO₂).
- La realización del estudio técnico económico permitió analizar la viabilidad del presente proyecto de automatización y de acuerdo a los resultados obtenidos de los indicadores contables VPN y TIR, se observa que la implementación del automatismo sería todo un éxito puesto que coincide con las metas y estrategias de la empresa generadora de energía ENERGIA EMGESA S.A. ESP.

- La realización del Plan de Ejecución de un proyecto de automatización es una tarea que se torna un poco dificultosa por el detalle que debe manejarse en la logística para dar claridad a todas las actividades a realizar, pero fue necesaria su realización para lograr un entendimiento integral del proyecto durante sus distintas etapas.

RECOMENDACIONES

- Para la información adicional sobre el diseño preventivo y medidas de operaciones, se recomienda consultar la norma ANSI/ASME TDP-1, Prácticas Recomendadas para la Prevención de Desperfectos causados por el agua o vapor usados en Turbinas para la Generación de Energía eléctrica de Plantas con combustible fósil.
- Todos los dispositivos finales de control deben estar diseñados para falla segura en caso de pérdida de la señal de demanda o de alimentación; por ejemplo: abrir, cerrar, o mantener en la posición. La posición de falla segura debe estar determinada por el usuario basado en la aplicación específica. La válvula(s) de flujo de recirculación mínimo debe abrir en cualquier fallo en el sistema de control de flujo mínimo.
- Los instrumentos deben ser instalados tan cerca como sea posible a la fuente de la medición, teniendo en consideración la vibración excesiva, la temperatura y la accesibilidad para el mantenimiento periódico.
- Recomendaciones para la ubicación de la instrumentación y las conexiones de equipos de control se pueden encontrar en *American Boiler Manufacturer Association (ABMA)* y *Scientific Apparatus Makers Association (SAMA)* "Recomendaciones para la ubicación de la instrumentación y conexiones de control para la Operación y Control de Calderas Acuotubular." Los requisitos específicos para la ubicación de los dispositivos de medición de nivel de Domo se encuentran en la Sección 1 del Código de Calderas y Recipientes a Presión de (ASME).

BIBLIOGRAFIA

ANSI/ISA-77.41-1992, Fossil Fuel Power Plant Boiler Combustion Controls. 28 p.

ANSI/ISA-77.44-1995, Fossil Fuel Power Plant Steam Temperature Control System — Drum Type. 46 p.

ANSI/ISA-77.43-1994, Fossil Fuel Power Plant Unit/Plant Demand Development (Drum Type). 26 p.

ANSI/ISA-77.42.01-1999, Fossil Fuel Power Plant Feedwater Control System — Drum Type. 34 p.

COSTA NOVELLA, E. Transmisión de Calor. Vol. 4, 1996, Ed. Alhambra, España.

DUKELOW, Sam G. The Control of Boilers. Instrument Society of America. ISA, 1991, 2nd edition. 412 p.

SAMA Standard PMC 22.1. Functional Diagramming of Instrument and Control Systems.

Scientific Apparatus Manufacturers Association, 1981.

NFPA 85. Boiler and Combustion Systems Hazards Code. National Fire Protection Association, 2004.

QUENTIN KERN, Donald. Process Heat Transfer, McGraw-Hill, 1950 - 871 p.

ANEXOS