



TRABAJO DE DIPLOMA

En opción al Título de Ingeniero en Automática

Autor

Alejandro Isaac Marén

Tutor

MSc. Ing. Angela Giralt Sánchez

Mes, 2023

TRABAJO DE DIPLOMA

Título

Propuesta de instrumentación y automatización de una caldera generadora de vapor en la refinería “Hermanos Díaz”.

Autor

Alejandro Isaac Marén

Tutor (es)

MSc. Ing. Angela Giralt Sánchez

Mes, 2023



Hago constar que el presente Trabajo de Diploma fue realizado en la Universidad de Oriente como parte de la culminación de estudios de la especialidad de Ingeniería en Automática, autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución para los fines que estime convenientes, tanto de forma parcial como total, y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

Nombre y firma del autor

Los abajo firmantes certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura referido a la temática señalada.

Nombre y firma del autor

Nombre y firma del Tutor

Fecha

Nombre y firma del Jefe de Carrera

Fecha

Nombre y firma del Jefe de Departamento

Fecha

Dedicatoria

A mis padres, Niurka Maren y Alexeis Isaac, por su apoyo siempre en mi etapa estudiantil, por sus consejos oportunos y por su ahínco en mi formación profesional.

A mi tutora, Msc Angela Giralt Sánchez, que sin ella no hubiese sido posible la realización con éxito de este trabajo.

A mi hermano Ernesto Isaac por su apoyo incondicional en mi vida.

A mis familiares y amigos por estar siempre en los momentos difíciles.

Agradecimientos

Agradezco a todas las personas que, de una forma u otra, han contribuido en mi formación como profesional y la realización de este trabajo, en especial:

A mis padres, porque gracias a ellos hoy soy lo que soy, aunque a veces les he dado dolores de cabeza, nunca dejaron de confiar en mí, gracias por todo el apoyo y el amor que siempre me han brindado.

A mi tutora, Angela Giralt Sánchez, por brindarme todo el material necesario para la realización de este trabajo, por sus consejos y correcciones.

Al departamento de Automática de la Refinería "Hermanos Díaz"

A mis profesores de la carrera de Ingeniería Automática por haber contribuido con sus lecciones en mi formación como profesional.

A mis compañeros de lucha, Juilo, Juan Carlos, Raul, Fausto, Yociel y nuestro olvidado amigo Cesar, por todas las batallas que hemos pasado juntos en estos cuatro años de universidad, por siempre estar ahí cuando los he necesitado.

Listado de símbolos, términos especiales y abreviaturas no normalizadas

DP-----Procesos Descentralizados

PA-----Automatización de Procesos

Listado de imágenes

Figura 1.1 Sistema generador de vapor-----	9
Figura 1.2 Pirámide de automatización. -----	13
Figura 1.3 Manómetro WIKA, tubo de Bourdon, Modelo 110.10-----	17
Figura 1.4 Indicador de nivel VC-1200 Ex.-----	19
Figura 2.1 Circuitos de control-----	21
Figura 2.2 Esquema de control de la combustión.-----	23
Figura 2.3 Posicionador electroneumático en caja Makrolon SIPART PS2-----	25
Figura 2.4 Transmisor de presión SITRANS P DS III-----	25
Figura 2.5 Plc Siemens-Simatic-s7-300-----	27
Figura 2.6 CPU 315-2 PN/DP-----	28
Figura 2.7 fuente de alimentación PS 307-----	29
Figura2.8 ET 200 M-----	30
Figura2.9 Técnica de transmisión-----	31
Figura2.10 Acoplador DP-PA-----	33
Figura2.11 DP/PA-Link-----	33
Figura2.12 Modulo de Interfaz IM-153-2-----	34

Listado de tablas

Valoración económica-----	34
---------------------------	----

Resumen

El alcance de este proyecto, realizado en la Empresa Refinería de Petróleo Hermanos Díaz, consiste en proponer el diseño de un sistema de automatización de la caldera generadora de vapor. Para ello se estudia el principio de funcionamiento de la caldera; se realiza un análisis del flujo tecnológico de la generación de vapor y se describe la situación actual de la automatización de dicha caldera. Por otro lado, se presta fundamental atención a la instrumentación necesaria para la seguridad en la planta y los protocolos de comunicación de la instrumentación propuesta con el objetivo de lograr una estrategia óptima para mejorar el control de la combustión en las calderas.

Palabras claves: sistema de automatización, instrumentación, generación de vapor, combustión.

Abstract

The scope of this project, carried out at the Hermanos Díaz Oil Refinery Company, consists of proposing the design of an automation system for the steam generating boiler. For this, the principle of operation of the boiler is studied; An analysis of the technological flow of steam generation is carried out and the current situation of the automation of said boiler is described. On the other hand, fundamental attention is paid to the instrumentation necessary for safety in the plant and the communication protocols of the proposed instrumentation with the objective of achieving an optimal strategy to improve the control of combustion in the boilers.

Key-words: *automation system, instrumentation, steam generation, combustion.*

ÍNDICE

Listado de símbolos, términos especiales y abreviaturas no normalizadas	I
Listado de imágenes	II
Listado de tablas	III
Resumen.....	IV
<i>Abstract</i>	V
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO 1. Fundamentación Teórica.....	5
1.1 Definiciones Generales de las Calderas generadoras de vapor	5
1.2 Flujo Tecnológico	6
1.2.1 Tratamiento de Agua	6
1.2.2 Deareación del agua	7
1.2.3 Generación de vapor	8
1.3 Descripción de los Sistemas de Automatización.....	9
1.4 Estado actual de la instrumentación y control de las calderas.	10
1.5 Introducción al sistema de control SIMATIC PCS 7.	11
1.6 Requerimientos de Automatización.....	12
1.7 Sistema de medición de una Caldera	15
1.7.1 MÉTODOS DE MEDICIÓN DE LAS VARIABLES	15
1.8 Sistema de Protección	16
1.9 Dispositivos indicadores.....	17
1.9.1 Manómetro.....	17
1.9.2 Indicador de nivel de agua.....	18
Capítulo 2. Propuesta del sistema de automatización de la caldera	20
2.1 Control de la combustión	20
2.1.1 Diseños de control para la combustión	21
2.1.2 Propuesta para la estrategia de control	23

2.2 Instrumentación.....	24
2.2.1 Posicionador electroneumático.....	24
2.2.2 Transmisor de presión SITRANS P DS III:	25
2.3 Autómata programable.....	26
2.4 Sistema de comunicación de campo. Módulos de comunicación.	30
2.4.1 Protocolos de comunicación.....	31
2.4.2 Módulos de comunicación.	32
RECOMENDACIONES	36
BIBLIOGRAFIA	37
ANEXOS	38

INTRODUCCIÓN

Muchos son los conceptos relacionados con el sector petrolero que resultan de cierta complejidad de comprensión para buena parte de la ciudadanía. Sin embargo, en principio la mayoría creen tener una idea aproximada de lo que es una refinería: esa gran plataforma industrial que, a partir del procesamiento del crudo de petróleo, produce una serie de derivados que se emplean como combustibles. Es cierto además que, en el subconsciente colectivo, a menudo estas instalaciones aparecen vinculadas a emisiones contaminantes e impacto medioambiental, no obstante, la refinería de petróleo ocupa una posición central en el proceso de transición energética en el que nos hallamos inmersos, y es un actor clave en la lucha contra el cambio climático. Esto es así porque las refinerías están llamadas a convertirse en centros energéticos dentro de polos industriales en los que se intercambia energía (facilitando su producción, almacenamiento y suministro) y materias primas. [1]

La refinería es, en consecuencia, la instalación industrial en la que se transforma ese petróleo crudo en productos que sí son efectivamente útiles para las personas. A ese conjunto de operaciones que se realizan para conseguir estos productos se les denomina “procesos de refino”. [1]

En territorio cubano existen 4 refinerías, ubicadas en La Habana (Níco López), Cienfuegos (Camilo Cienfuegos), Sancti Spíritus (Sergio Soto) y Santiago de Cuba (Hermanos Díaz) y que tienen como objetivo principal maximizar el abastecimiento de la demanda nacional de derivados del petróleo.

La refinería “Hermanos Díaz” comenzó su explotación en 1957, estaba destinada a procesar crudo venezolano y contaba con una capacidad de diseño de 20 000 barriles por día. Fue intervenida el 29 de junio de 1960 por haberse negado a procesar el crudo adquirido por el estado cubano, pasando así a propiedad estatal y comenzando en esta fecha el procesamiento del petróleo de crudo de Romashkino, procedente de la extinta URSS, trayendo como consecuencia serios cuellos de botella que hicieron disminuir los niveles de procesamiento, añadiéndose a todo esto un bloqueo total de piezas de repuestos, carencia de documentación técnica y éxodo de técnicos y

trabajadores calificados. Por convenio con la URSS en 1975 comienza la construcción de la combinada 2 con una capacidad de 1 500 000 TM de crudo.

El alto costo de la energía ha obligado a las empresas a controlar hoy más que nunca cómo y dónde la emplean y consumen. La producción y consumo de vapor se ha convertido en muchos procesos industriales en un aspecto crítico que es necesario analizar y optimizar para ser competitivo. [2]

La eficiencia de un sistema de vapor depende básicamente de cinco factores:

- **El diseño de la instalación.** Es imposible alcanzar unos buenos valores de eficiencia si el diseño no es acorde con las mejores técnicas disponibles.
- **El estado que presenta.** Una instalación bien diseñada puede presentar un estado de degradación tal que empeore en gran medida el uso eficiente de un sistema de vapor, por presentar roturas, fugas, elementos fuera de servicio, deficiente control, etc.
- **La medida.** Todo lo que no se mide no se puede ni mejorar, ni mantener. Si se desea obtener buenos valores de eficiencia es necesario medir los principales parámetros, para poder actuar en cuanto se detecte dicho funcionamiento anómalo. En una instalación bien diseñada y en buen estado que no disponga de las mediciones adecuadas, un funcionamiento anómalo no será detectado de forma inmediata, sino después de mucho tiempo, cuando el impacto en la producción o en la economía de la instalación sea notable.
- **La operación.** Una instalación de vapor necesita ser operada de forma eficiente, y no de forma negligente. Consumir vapor cuando no se requiere, no cumplir los parámetros químicos de éste, utilizar más vapor del necesario o purgar más de lo imprescindible son ejemplos de operación no optimizada. Una instalación bien diseñada, que se encuentra en buen estado y dotada de todos los equipos de medida necesarios puede presentar una baja eficiente si se opera de forma inadecuada.

El mantenimiento. Muy relacionado con el estado de la instalación, una red de vapor que no esté sometida a una estrategia de mantenimiento adecuada termina siendo, en más o menos tiempo, una instalación degradada.

La Planta de Fuerza existente está constituida por tres calderas de construcción americanas marca Erie City con capacidad para generar cada una 20 toneladas por hora de vapor saturado, llamadas GB-1, GB-2 y GB-3 este vapor es utilizado en las combinadas 1 y 2 para llevar a cabo el proceso de refinación y para la operación de equipos dinámicos, además es utilizado en la propia instalación como una facilidad auxiliar para labores de mantenimiento y limpieza y otras necesidades de la Refinería. El sistema de generación de vapor presenta un gran deterioro en el sistema de tuberías, accesorios, equipos dinámicos y estáticos del proceso. Dado el estado físico de las calderas en la actualidad entregan 15 t/h de vapor cada una, además, los generadores de vapor han recibido reparaciones capitales, pero con un ciclo muy irregular, por lo que no ha sido suficiente y no se encuentran en buenas condiciones. El consumo actual de vapor de toda la Refinería es de 35t/h.

En la caldera actualmente el control de la combustión se realiza de forma manual, donde el operario regula a través de unas válvulas el flujo de aire-combustible necesario. Debido a esta situación una mala operación realizada en este sector puede ocasionar afectaciones en la producción del vapor.

Esta situación lleva a plantear como **problema de la investigación:** Ineficiencia en la producción de vapor en las calderas de la refinería "Hermanos Díaz" debido a operaciones manuales.

Para ello se define como **objeto de la investigación:** Sistema de medición y control de la combustión en las calderas de la refinería "Hermanos Díaz".

Objetivo de la investigación: Diseñar una propuesta de automatización en el control de la combustión en las calderas de la refinería "Hermanos Díaz".

Campo de acción: Sistema de medición y control de la combustión en las calderas de la refinería "Hermanos Díaz" utilizando PLC.

Hipótesis: Si se diseña la propuesta de automatización en el control de la combustión en las calderas de la refinería "Hermanos Díaz", se obtendría una mejor eficiencia en la generación de vapor.

Tareas de investigación a realizar:

1. Estudio y caracterización de las calderas de la Refinería “Hermanos Díaz”.
2. Caracterizar el flujo tecnológico de las calderas de la Refinería “Hermanos Díaz”.
3. Descripción y caracterización del proceso de combustión.
4. Selección de la instrumentación de campo.
5. Diseñar sistema de control (selección de PLC y sus componentes).

Técnicas y métodos Empleados para la Investigación**Método:**

- Análisis de fuentes documentales
- Métodos Histórico-lógicos
- Métodos de Análisis y Síntesis.

Técnicas:

- Entrevista
- Observación

CAPITULO 1. Fundamentación Teórica

1.1 Definiciones Generales de las Calderas generadoras de vapor

Caldera:

Caldera es un recipiente metálico, cerrado, destinado a producir vapor o calentar agua, mediante la acción del calor a una temperatura superior a la del ambiente y presión mayor que la atmosférica.

Se llama así al conjunto o sistema formado por una caldera y sus accesorios.

En la práctica se habla de “calderas” refiriéndose a todo el conjunto o “generador de vapor”. Por tal razón, en adelante, usaremos indistintamente ambos términos. [3]

Objetivo:

Las calderas o generadores de vapor son dispositivos cuyo objetivo es:

- a) Generar agua caliente para calefacción y uso general.
- b) Generar vapor para plantas de fuerza, procesos industriales o calefacción. [4]

Funcionamiento:

Funcionan mediante la transferencia de calor, producido generalmente al quemarse un combustible, el que se le entrega al agua contenida o que circula dentro de un recipiente metálico. [3]

Partes de una caldera

Aunque la estructura real de una caldera dependerá del tipo, de forma general todas las calderas constan de las siguientes partes (imagen 1):

- quemador: sirve para quemar el combustible y producir la llama.
- hogar o cámara de combustión: alberga el quemador y en su interior se realiza la combustión del combustible utilizado y la generación de los gases calientes. Es donde se alcanzan las temperaturas más altas, próximas a los 2000 °C.
- tubos de intercambio de calor: a través de su superficie se efectúa el flujo de calor desde los gases generados en la combustión hasta el fluido caloportador. Suelen incluir elementos (retardadores) o geometrías especiales con el fin de mejorar el coeficiente de transmisión de calor humos-fluido.

- chimenea: es la vía de escape de los humos y gases de combustión hacia el exterior después de haber cedido calor al fluido caloportador. Su trazado es vertical prácticamente en su totalidad y presenta una envoltura aislante y resistente.
- salida de fluido caliente: desde donde el vapor o el fluido caliente se envía hacia los puntos de consumo de la instalación.
- bomba: es el equipo encargado de introducir el fluido frío en estado líquido en la caldera para reemplazar el volumen de fluido caliente que ha abandonado la misma. Para un funcionamiento eficiente, se aconseja que el fluido frío entre en la caldera a una temperatura superior a la del ambiente. En las calderas de vapor y agua sobrecalentada, la temperatura ideal del agua de alimentación debe estar comprendida entre 102 y 105 °C y nunca por debajo de 60 °C. Además, sus características deben respetar los requisitos de la norma UNE-EN 12953-10:2004 [3].
- carcasa: contiene el hogar y el sistema de tubos de intercambio.

Debe estar recubierta por una envolvente con material aislante térmico, con el fin de disminuir las pérdidas de calor y proteger a los operarios contra quemaduras.

1.2 Flujo Tecnológico

El flujo tecnológico puede dividirse en tres etapas principales: tratamiento de agua, deaireación del agua, generación de vapor.

1.2.1 Tratamiento de Agua

Puesto que el agua es la principal fuente de alimentación de las calderas, es fundamental conocer las características de este recurso. Esto permitirá seleccionar correctamente los equipos de tratamiento de agua necesarios destinados a eliminar impurezas y controlar el arrastre de materia orgánica, sedimentación y corrosión.

En este sentido es importante destacar que la calidad del vapor es proporcional a la calidad del agua de alimentación. Es decir, si se parte de un buen pretratamiento del agua, la eficiencia de la caldera y de la calidad del vapor

estará garantizada por lo tanto el tratamiento y acondicionamiento del agua de calderas debe satisfacer los siguientes objetivos:

- Intercambio de calor continuo
- Protección contra la corrosión
- Producción de vapor de alta calidad

Las características que debe tener el agua destinada a calderas y generación de vapor deben ser:

- Cero dureza.
- Ph del 10.5-11.5 (rango normal). Valor máximo permisible de 12.5.
- Libre de oxígeno disuelto con un valor de sulfito residual >50ppm.
- Sólidos totales disueltos. En función del tipo de caldera, puede variar desde 3.000 ppm (baja presión) hasta menor a 100 ppm para calderas de alta presión.
- Hierro disuelto <1.0 ppm.
- Libre de sólidos suspendidos.
- Sílice desde 120 ppm a 1 ppm en función del tipo de caldera.

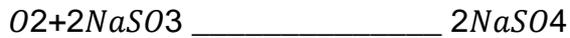
Para ello la operación se realiza dándole tratamiento previo de cal en frío y sulfato de aluminio para disminuir la dureza temporal, luego pasa por los filtros mecánicos para eliminar la turbidez que pueda quedar; de aquí pasa a los intercambiadores de zeolita de sodio para intercambiar los iones de calcio y magnesio, cediendo el sodio, el cual combinado con los iones correspondientes no es incrustante a la temperatura del domo de las calderas, de aquí esa agua pasa al deareador.

1.2.2 Deareación del agua

Los Deareadores tienen la función de eliminar los gases disueltos como el O₂ y el CO₂ para evitar la corrosión en las calderas y aumentar la temperatura del agua utilizando para ello vapor de 1.02 atm, agua del retorno de las bombas de caldera, condensado de los calentadores y condensado de los turbo generadores.

El agua proveniente de los ablandadores de zeolita de sodio pasa al deareador donde se le hace una inyección de vapor de despojamiento para eliminar el

oxígeno y el dióxido de carbono libre. Como el oxígeno no se libera completamente, se le adiciona el sulfito de sodio (sustancia rica en oxígeno) el cual es absorbido y combinado, pasando de sulfito a sulfato según la siguiente ecuación:



1.2.3 Generación de vapor

Los generadores de vapor utilizados en los campos petrolíferos difieren significativamente de las calderas convencionales. Estas, por lo general, se utilizan para generar vapor saturado o quizás vapor sobrecalentado para mover turbinas de vapor.

El agua calentada o vapor se levanta de la superficie del agua, se vaporiza y es colectada en una o varias cámaras o tambores. El tamaño del tambor determina la capacidad de producción de vapor. En la parte superior del tambor de vapor se encuentra la salida o el llamado "cabezal de vapor", desde donde el vapor es conducido por tuberías a los puntos de uso.

En la parte superior del hogar mecánico se encuentra una chimenea de metal o de ladrillo, la cual conduce hacia fuera los productos de la combustión como gases. En el fondo de la caldera, normalmente opuesto del hogar mecánico, se encuentra una válvula de salida llamada "purga de fondo". Por esta válvula salen del sistema la mayoría del polvo, lodos y otras sustancias no deseadas, que son purgadas de la caldera.

El agua de alimentación es enviada desde el deareador con las bombas GP-1A o las bombas P-2A y P-2B (Figura 1.3), a una temperatura de 100 °C hasta 120 °C con el deareador D-1 y hasta 104 °C el deareador D-2 y una presión de 21,1 kgf/cm² y 25 kgf/cm² hacia el domo superior de cada caldera por debajo del nivel del agua, y desciende por la pared lateral de agua hacia el domo inferior. El vapor formado dentro de los tubos asciende al domo y abandona a este a la temperatura de saturación del vapor y una presión de hasta 17,6 kgf/cm². Estas calderas americanas son de circulación natural, o sea la circulación está basada en diferencia de la densidad del agua y la mezcla agua vapor y están diseñadas para producir 20 t/h.

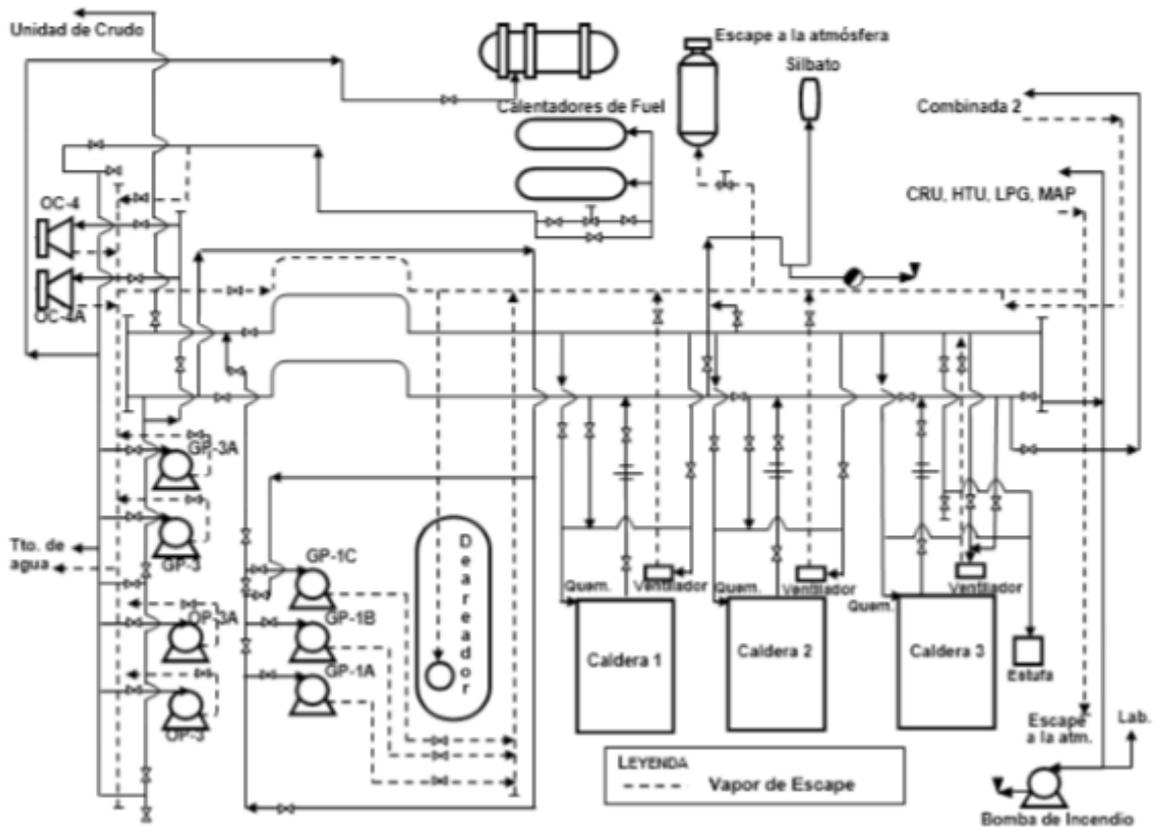


Figura 1.1 Sistema generador de vapor

1.3 Descripción de los Sistemas de Automatización

La automatización consiste en usar la tecnología para realizar tareas con muy poca intervención humana. Se puede implementar en cualquier sector en el que se lleven a cabo tareas repetitivas. Sin embargo, es más común en aquellos relacionados con la fabricación, la robótica y los automóviles, así como en el mundo de la tecnología: en el software para la toma de decisiones empresariales.

La automatización es fundamental para gestionar, modificar y adaptar todos los procesos de la empresa. Si simplifica la implementación de los cambios con la automatización, dispondrá del tiempo y la energía para concentrarse en generar innovaciones. El objetivo de las empresas automatizadas es realizar las actividades con mayor rapidez, lo cual permite que el personal se centre en resolver los problemas más importantes, para luego incorporar la solución en la rutina laboral e incluso identificar si puede automatizarse.

Ventajas de la automatización

La automatización no necesariamente implica sustituir a las personas. Sin embargo, la eliminación de etapas que requieren intervención humana hará que suceda en algunos casos, pero las ventajas radican en la productividad, la uniformidad y la eficiencia. Es la paradoja de la automatización gracias a ella se obtiene una mayor eficiencia, y entonces la intervención humana se vuelve más importante, pero menos frecuente.

La automatización no debe percibirse como una herramienta para eliminar puestos de trabajo, sino como la posibilidad de que el personal más experimentado se concentre en resolver los problemas de mayor importancia, en lugar de dedicarse a las tareas cotidianas y repetitivas.

Ventajas

- **Mayor productividad:** el personal puede dedicar más tiempo a generar un mayor impacto en la empresa. Deje que los sistemas de software se encarguen de las tareas repetitivas.
- **Mayor confiabilidad:** al reducir la intervención humana, disminuye la necesidad de realizar controles y resolver problemas. Todas las tareas iguales se ejecutan siempre de la misma manera. Esto le permite saber con exactitud cuándo se llevarán a cabo los procesos, las pruebas, las actualizaciones, los flujos de trabajo, etc. y durante cuánto tiempo, y le da la certeza de que puede confiar en los resultados.
- **Control simplificado:** mientras más personas haya involucradas, mayor es la posibilidad de encontrar lagunas de conocimiento, lo cual implica que una parte de su empresa podría no saber qué o quiénes conforman la otra parte. Por eso es fundamental codificar las tareas para obtener un mejor control.

1.4 Estado actual de la instrumentación y control de las calderas.

El sistema de generación de vapor de las calderas en la refinería está en una situación particular, puesto que hay dos calderas que presentan un sistema de instrumentación y control que consiste en un ordenador con el sistema supervisor EROS que se comunica con 6 reguladores CD 600 del fabricante SMART a través de una interfaz RS232/485 y a estos reguladores se conectan todos los instrumentos de campo.

El mencionado sistema posee cinco años de explotación, por lo que ha ido sufriendo el inevitable deterioro del equipamiento que lo conforma. En la actualidad no se pueden ejecutar ninguna de las funciones de los CD600 a través del EROS (cambio de la consigna y ajuste de los parámetros de los reguladores, apertura y cierre manual de las válvulas); solo permite (aunque no de forma óptima) el registro y visualización de las mediciones y alarmas del proceso.

Hace más de dos años los instrumentistas se vieron en la necesidad de retirar los CD 600 que estaban en funcionamiento con la Caldera 2 (estos incluían además algunos lazos generales) debido a la rotura de las botoneras de sus paneles frontales; lo cual lógicamente impedía la correcta manipulación de estos equipos y por tanto el control de la caldera. Como solución a este problema se sustituyeron los mencionados reguladores por varios reguladores SIPART DR de SIEMENS, los cuales en el pasado conformaron el sistema de supervisión y control de la URC (Unidad de Reformación Catalítica).

Además, se encuentra en las unidades de HTU, CRU y UVA un sistema de control y supervisión utilizando SIEMENS con SIMATIC PCS 7 instalado recientemente.

1.5 Introducción al sistema de control SIMATIC PCS 7.

La necesidad de la automatización en la industria de procesos es inmensa. Todo ello con el agravante de que las instalaciones suelen cubrir una superficie muy extensa, especialmente en la industria del agua y el gas y, desde luego, en el sector del petróleo; Es ahí justamente donde se prueba la eficacia de los protocolos de telecontrol para integrar en el sistema de control distribuido las estaciones que funcionan repartidas por extensas superficies.

La Refinería “Hermanos Díaz” cuenta con dos plantas (combinadas) que poseen varias unidades alejadas unas de otras. De todas estas unidades solo la CRU, UVA y HTU poseen el sistema de control de procesos SIMATIC PCS 7, que cuenta con varias ventajas a la hora de la integración, optimización y fiabilidad de varios procesos.

SIMATIC PCS7 es el Sistema de Control de Procesos en Automatización Completamente Integrada. Ofrece soluciones de automatización uniforme y homogénea para todos los sectores donde se quiera utilizar (Figura 1.6), en

este caso, la HTU se encuentra totalmente automatizada utilizando este sistema desde el 2007, el mismo cuenta con una arquitectura basada en protocolos de comunicación de campo PROFIBUS DP y PA, PLC S7-300, S7-400 y S7-1200, módulos de comunicación todos de SIEMENS [4].

SIMATIC PCS 7 reúne en una sala de control la automatización de instalaciones centrales con el monitoreo de secciones de proceso descentralizadas.

Las ventajas son evidentes:

- Interfaz común de operador
- Gestión de datos cómoda y sencilla
- Ingeniería homogénea

SIMATIC soporta las nuevas tecnologías comunicativas basadas en Internet por lo que se ha llegado a la conclusión de realizar varios proyectos en las dos combinadas para las unidades que aún no se ha instalado este sistema de control.

1.6 Requerimientos de Automatización

En la jerarquía de comunicaciones es útil considerar que la red de una planta es estructurada y el desarrollo de sus actividades está valorado por varios niveles. Estos niveles están reflejados en la figura 1.2 por la denominada pirámide de automatización, la cual en este caso solo percibe cuatro niveles: el campo, el mando o control, operaciones y empresa [5].

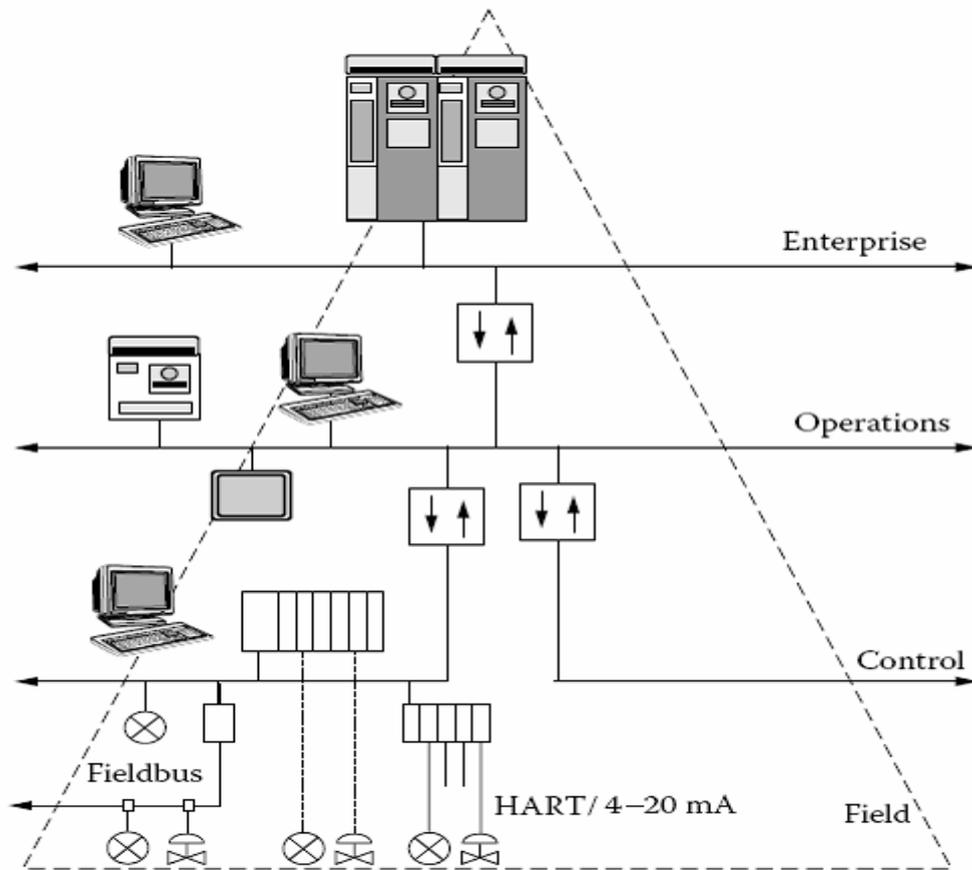


FIG 1.2 PIRÁMIDE DE AUTOMATIZACIÓN.

Nivel de empresa. (Enterprise Level)

En el nivel de empresa es donde la información se enriquece desde el flujo de los niveles de operación hasta el mundo de administración de empresa, ejemplo: para la planificación de la producción u ordenamiento y facturación del material. La red del nivel de empresa utiliza las redes y programas estándares de oficinas. Un dispositivo de campo puede señalar la cantidad de líquido bombeado en un día, pero no puede proporcionar esta información directamente a un programa en el nivel de empresa. Este dato debe ser primero procesado y analizado en el nivel de operaciones, antes de ser transmitido por medio de softwares especiales al sistema de empresa (Plant two Business).

Nivel de operaciones. (Operations Level)

En el nivel de operaciones no se trata con señales individuales, pero sí con la colección de datos de la planta, además es el último nivel donde es posible la intervención en el proceso. La adquisición de datos se realiza directamente del campo o por vía del controlador mediante los programas llamados SCADAS, dándole al operador una vista esquemática de la planta en un monitor. Aquí el

operador tiene que chequear todas las variables del proceso y asumir la acción apropiada cuando los valores de estas variables están fuera del límite o rango. Las señales son registradas y almacenadas diariamente en un registro, además se archivan los comportamientos de las alarmas fijadas y se visualizan sus tendencias. El funcionamiento de la planta debe ser supervisado continuamente, analizado y optimizado por un software especialmente adaptado a la dinámica del proceso.

El nivel de control (Control Level).

Al nivel de control llegan las señales provenientes de los sensores ubicados en el campo, las cuales son procesadas para posteriormente generar comandos a los actuadores. Los agentes usuales en este nivel son: Controlador Lógico Programable (PLC, siglas en inglés), los sistemas de control de procesos (PCS, siglas en inglés), y sistemas de control distribuido (DCS, siglas en inglés).

- Un PLC puede usar la lógica de escalera simple y proporcionar el control en tiempo real (real-time) de una actividad. Este ejecuta sus tareas en una secuencia estricta mediante la exploración de sus entradas analógicas y/o discretas, generando a su salida comandos apropiados conforme la situación.

- Control de procesos basados en computadoras personales (PC, siglas en inglés) o en computadoras centrales o en estaciones de trabajo (workstation). Estos difieren del PLC en que no presentan límites en su secuencia y son capaces de ejecutar varias tareas en el momento.

- Sistema de control distribuido. El control de proceso de sistemas modernos está basado en inteligencia distribuida. Aquí el control de varias partes de la planta está en manos de varios controladores o sistemas de control. Donde cada uno es responsable de su parte en la planta y trabajan autónomamente. Cada reporte retorna a la estación central basada en el cuarto de control. Dependiendo de la estructura de la red los controladores se pueden comunicar con la red del nivel de control superior o conectarse directamente con el nivel de dirección de la planta por vía Ethernet.

El Nivel de campo (Field Level): El nivel de campo comprende los sensores y actuadores que son requeridos para la interacción con el proceso de la planta. Los sensores miden las variables del proceso como, temperatura, presión, nivel, flujo, etc., y transmiten la señal al próximo nivel, el control.

Existen dos tipos básicos de señales de campo:

- Digitales: informan si una variable del proceso que se está supervisando está dentro o fuera de límites, o si existió algún cambio de estado.

En la actualidad las señales convencionales requieren de tarjetas de entrada/salida (en los PLC modulares) apropiadas en el sistema de control.

- Continuas: Es una señal proporcional (generalmente) a una variable del proceso. En la actualidad existen varios estándares para las señales analógicas (4-20 mA, 0-100 mV. ± 5 V, 0.2-1.0 kg/cm², etc.).

- Los actuadores reciben la señal(es) del controlador(es) y en muchos casos de la misma forma, esta señal permite que estos realicen su función, por ejemplo, la activación de una bomba cuando la señal cambie de estado o cerrar una válvula en la proporción a la magnitud de la señal de control.

1.7 Sistema de medición de una Caldera

En la operación de una caldera se necesita medir y controlar varias variables.

De estas resultan las más importantes:

1. Presión dentro del hogar(kg/cm²).
2. Flujo(ton/h).
3. Nivel de agua en el domo.

1.7.1 MÉTODOS DE MEDICIÓN DE LAS VARIABLES

PRESIÓN EN EL HOGAR

- 1- Utilizando un control de presión simplificado. En este caso, un transmisor de presión mide la presión dentro del hogar y es enviada al controlador de presión. Este a su vez, la compara con la presión establecida y la envía al controlador correspondiente.
- 2- Utilizando un control desacoplado de presión. En este caso, el controlador de la presión de combustión actúa directamente con el control de presión en el hogar [6].

FLUJO.

1. Utilizando un medidor de placa diferencial. Entre estos se encuentran la placa orificio, la boquilla o tobera de flujo, el tubo de Venturi y el tubo Pitot.
2. Utilizando un medidor de área variable. En este caso se encuentra un rotámetro.

3. Utilizando un medidor de fuerza. En este caso se encuentre el medidor de placa.
4. Utilizando un medidor de tensión inducida. En este caso se utiliza el medidor magnético de caudal.
5. Utilizando un medidor de desplazamiento positivo. En este caso se encuentran el disco y pistón oscilante; además del pistón oscilante [6].

NIVEL DE AGUA EN EL DOMO.

- 1- Usualmente se utiliza un visor de vidrio lateral conectado al tubo superior del tanque. Este puede presentar errores pues se visualiza de forma lejana.
- 2- Utilizando un transmisor de nivel diferencial.
- 3- Utilizando un control de nivel auto operado.
- 4- Utilizando un control de nivel a un elemento.
- 5- Utilizando un control de nivel a dos elementos [6].

1.8 Sistema de Protección

Para poder desarrollar una aplicación de control adecuadamente es necesario entender correctamente los objetivos del sistema de control. En el caso de las calderas de vapor existen dos objetivos básicos:

- Hacer que la caldera proporcione un suministro continuo de vapor en las condiciones de presión y temperatura deseadas.
- Operar continuamente la caldera al menor coste de combustibles manteniendo un alto nivel de seguridad. [7]

Por lo que se señala que las variables críticas son nivel en el calderín y presión de vapor a la salida de la caldera y para esto el operador en la planta debe contar con elementos de indicación en el campo y un sistema de alarma.

Indicadores mínimos:

- De nivel de agua
- De presión de vapor (manómetro)

Dispositivos de seguridad mínimos:

- Alarmas

1.9 Dispositivos indicadores

1.9.1 Manómetro

Toda caldera debe tener como mínimo un indicador de presión o manómetro instalado en la salida de vapor de la caldera que debe cumplir los siguientes requisitos mínimos:

- Debe ser visible desde los sitios usuales de movimiento del operario de la caldera, tal que garantice su fácil lectura y acceso para revisión o mantenimiento.
- La escala del manómetro (carátula) debe tener graduaciones claramente visibles no menores de $1\frac{1}{2}$ a $3\frac{1}{2}$ veces el valor del ajuste de la válvula de seguridad y debe estar indicada en bares.
- El diámetro del manómetro no debe ser menor de 10 cm.
- La conexión del manómetro a la caldera, no debe ser menor de 12,7 mm de diámetro y la tubería de conexión debe tener una válvula de cierre, que permita desconectarlo para su posterior calibración y mantenimiento, y una válvula de drenaje, que permita mantener el punto de conexión libre de depósitos.
- La tubería de conexión al manómetro, debe tener un sifón o equivalente, para hacer sello de agua y prevenir su daño por temperatura de vapor.



Figura 1.3 Manómetro WIKA, tubo de Bourdon, Modelo 110.10

Rango de medición: 0-1600 bar

El Manómetro WIKA (Figura 1.5) es idóneo en cualquier lugar para la indicación de la presión del proceso con una transmisión simultánea de la señal a un puesto de mando o de control. La combinación de sistema de medición mecánica y procesamiento de señal permite la lectura incluso en caso de una avería de la alimentación de energía, este cumple todas las normativas en relación de la medición de presión de trabajo de depósitos.

1.9.2 Indicador de nivel de agua

Toda caldera de vapor, debe tener uno o más indicadores de vidrio de indicación del nivel de agua y deben cumplir los siguientes requerimientos mínimos:

- El diámetro de los tubos que conectan la columna de agua (altura de agua) al control de nivel de la caldera, debe ser mínimo de 25 mm. Únicamente el regulador de nivel de agua, el indicador de presión de vapor y la purga manual pueden estar unidos a la columna estática de agua de la caldera.
- La columna de agua, los indicadores de vidrio, el dispositivo de corte de combustible por bajo nivel y otros dispositivos de control de nivel que se conecten a la caldera, no deben tener válvulas de bloqueo; sin embargo, se permite instalar una válvula de drenaje en cada ángulo recto en la parte baja del indicador, para actividades de limpieza. El tubo de drenaje de la columna de agua, no debe ser menor de 19 mm.
- En las conexiones de presión de vapor descritas anteriormente los dispositivos de control se deben proteger con un sifón o equivalente, para mantener sello y prevenir daño al dispositivo. La conexión de la caldera al control de nivel, no debe ser menor de 6,35 mm. Para tuberías de acero, estas no deben ser menores de 12,7 mm. El mínimo diámetro del sifón debe ser de 6,35 mm.

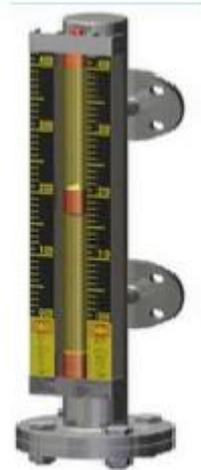


Figura 1.4 Indicador de nivel VC-1200 Ex

Rango de medición: 0-1200 mm

El Indicador de nivel VC-1200 Ex (Figura 1.4) es apto para ubicarse en zona 1 y 2 para gases o vapores inflamables y para zonas 21 y 22 para polvo combustible (Anexo 2). Es totalmente estanco sin posibilidad de fuga, convirtiéndose en un equipo muy seguro y fiable. Visualización del nivel por seguidor exterior rojo. Realiza la medición del nivel del líquido independientemente de los cambios físicos o químicos, tales como: la formación de espuma, la conductividad, constante dieléctrica, presión, vacío, temperatura, vapor, condensación.

Conclusiones parciales

En este capítulo se describen las áreas donde es utilizado el vapor generado por las calderas, además se realizó una descripción del flujo tecnológico de la caldera. Luego se realizó una breve descripción de la pirámide de automatización y sus diferentes niveles y además hablamos sobre la instrumentación en el sector de protección de la caldera.

Capítulo 2. Propuesta del sistema de automatización de la caldera

Una vez analizado el subproceso de combustión, sus características y evolución, en este capítulo, se describe la propuesta realizada para la automatización.

2.1 Control de la combustión

El control de la combustión es necesario para regular el flujo de combustible y aire del hogar de una caldera. Su objetivo es adecuar las demandas de vapor de la planta con la más alta eficiencia en la combustión. Esto es efectuado generalmente regulando la cantidad de combustible entregado al hogar y asegurando que el correspondiente flujo de aire sea el suficiente para completar la combustión, pero no tan excedido para evitar la pérdida de calor en los gases de chimenea. La importancia de minimizar el exceso de aire es tal, que por cada 1% de reducción de oxígeno en la chimenea, la eficiencia que se gana debido a la reducción de pérdida de calor es aproximadamente 0,5% [8].

De acuerdo con los requerimientos de la NFPA 8502, un sistema de control de combustión debe cumplir, entre otros, con los siguientes requisitos de diseño:

El control de combustión debe mantener la relación aire-combustible en un rango que asegure una combustión continua y una llama estable en todas las condiciones de operación.

- La demanda de combustible no debe incrementar nunca el caudal de combustible por encima del de aire.

Bajo estas premisas, los objetivos principales del control de combustión son los siguientes:

Mantener los caudales de aire y combustible de acuerdo con la demanda de carga de la caldera, para entregar al sistema la energía requerida para el suministro del caudal de vapor deseado, manteniendo el equilibrio energético.

Mantener una relación entre los caudales de aire y combustible que asegure que existe oxígeno suficiente para que la combustión se produzca de forma completa y segura.

- Mantener, dentro de los requisitos del punto anterior, un exceso de aire mínimo que permita conseguir los mayores niveles de eficacia posibles.

2.1.1 Diseños de control para la combustión

Existen muchos diseños posibles para el control de la combustión, en gran parte debido a la gran variedad de combustibles que se pueden utilizar en las calderas, cuyo suministro a la caldera se hace mediante válvulas de control que se encuentran ya instaladas en el área de calderas.

Los circuitos de control de la combustión, pueden clasificarse desde el punto de vista del arreglo del circuito en dos tiempos: Sistemas de control en serie (A, B) y en paralelo (C) (Figura 2.1).

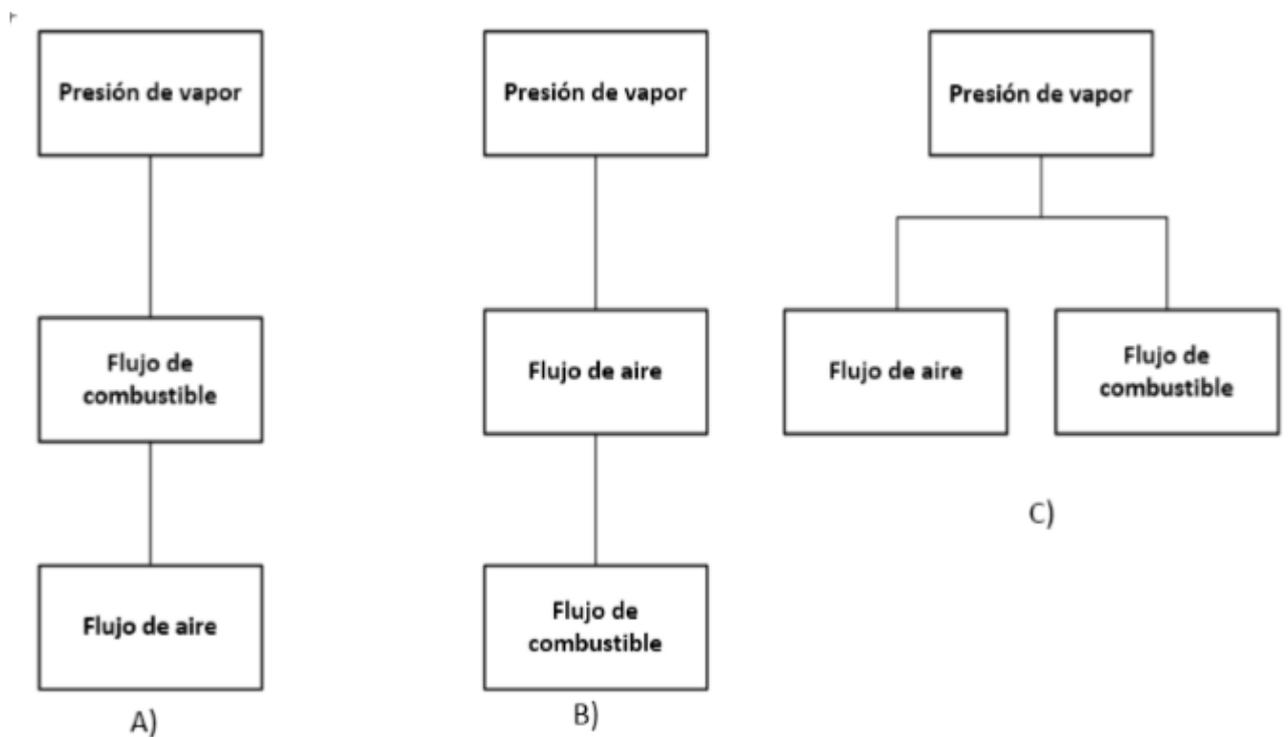


Figura 2.1 Circuitos de control

Caso A

- La señal inicial corresponde a la presión de vapor que controla el flujo de combustible requerido para mantener constante la presión de vapor.
- Se mide el caudal de combustible y de acuerdo con este, se genera una señal que es transmitida al controlador de flujo de aire y afecta el mismo de acuerdo con la señal de flujo de combustible, cualquier fallo del flujo de combustible limitará el flujo de aire.

Caso B

- Similar al primero excepto que se intercambian en secuencia el flujo de aire y combustible.
- Cualquier cambio en el flujo de aire crea una disminución automática del flujo de combustible hasta el valor equivalente.
- Elimina la posibilidad de formación de una mezcla explosiva en el hogar cuando falla la alimentación de aire y se elimina la necesidad de interrumpir el flujo de combustible.

Caso C

- La señal inicial (la presión de vapor) es transmitida en paralelo a los controladores del alimentado de combustible y flujo de aire, que actúan para los ajustes correspondientes.
- Los controladores del alimentado de combustible y flujo de aire, son calibrados de modo que, en concordancia con la señal principal, se alimenta la cantidad adecuada de combustible y aire para mantener la presión y la relación combustible-aire.

En este caso se utilizará el caso c dado que la señal inicial (la presión de vapor) es transmitida en paralelo a los controladores del alimentado de combustible y flujo de aire, que actúan para los ajustes correspondientes, teniendo una ventaja que se analizan dos señales para el control en vez de una, como en los otros dos casos. Se basa en tomar una señal maestra de la presión del vapor en el domo para gobernar el flujo de combustible, el aire introducido en la cámara de combustión debe ser mayor del estequiométricamente requerido para la combustión

Una combustión incompleta, no solo resulta en una operación ineficiente de la caldera, sino que también conspira contra el medio ambiente, la salud humana, la fauna, etc.; por lo que la cantidad de exceso de aire depende del tipo de combustible utilizado, su composición y del equipamiento. Por otra parte, a mayor exceso de aire, mayores resultaran las pérdidas en los gases secos y las pérdidas por humedad del aire. Luego hay que buscar un compromiso y suministrar exactamente el aire en exceso que garantiza una máxima eficiencia de la caldera (mínima pérdida). He ahí la importancia del control de la combustión de manera efectiva y segura.

2.1.2 Propuesta para la estrategia de control

Se propone un control con limitación cruzada para regular el vapor a la salida de la caldera, este control sucede prácticamente de forma indirecta para ello se utiliza un control de relación entre los flujos de entrada, donde regulando un primer flujo para que este se convierta en referencia para gobernar al segundo flujo usando la relación establecida. (Figura 2.2).

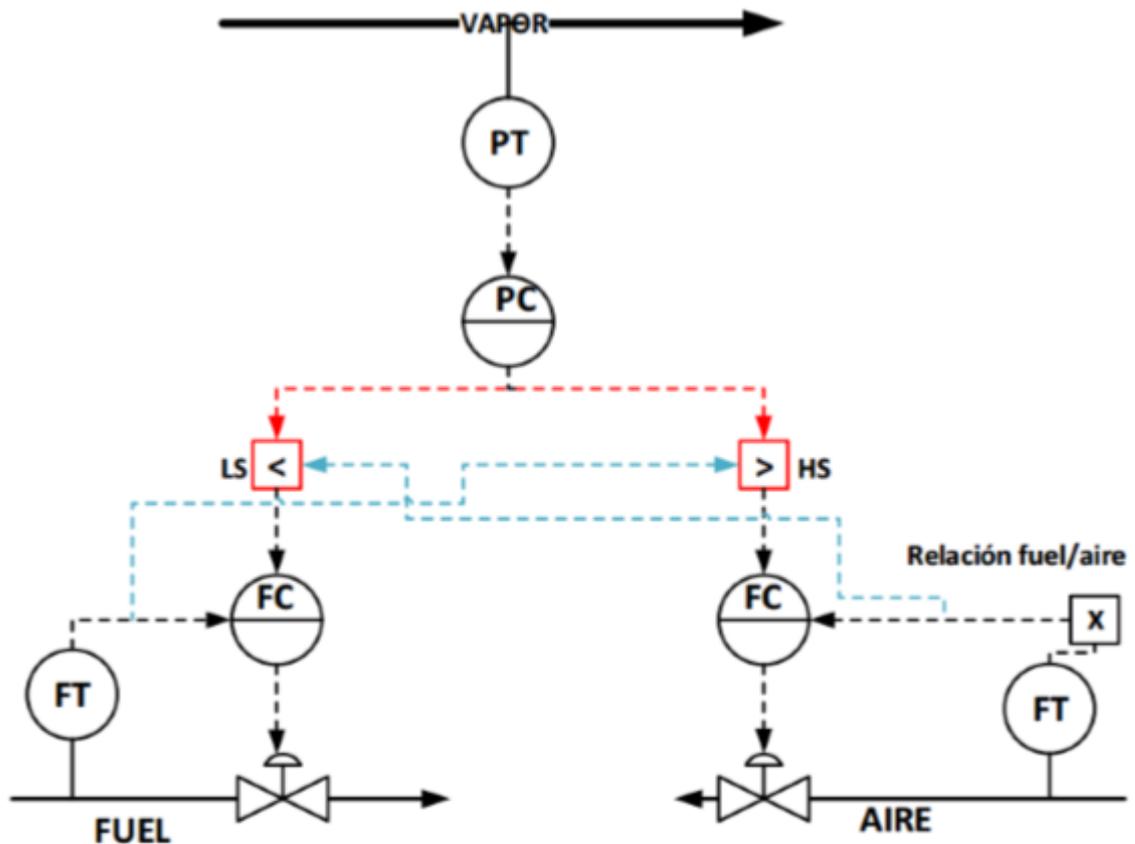


Figura 2.2 Esquema de control de la combustión.

Esta arquitectura de control de relación se utiliza para mantener la relación entre dos variables para controlar una tercera variable. Quizás una descripción más directa en el contexto de esta clase es la siguiente: La arquitectura de una corriente (alimentación controlada dependiente) en un proceso en una proporción definida o especificada relativa a la otra (corriente de alimentación independiente) con el fin de controlar la composición de una mezcla resultante.

Como se insinuó en la definición anterior, las arquitecturas de control de relación se usan más comúnmente para combinar dos corrientes de alimentación para producir un fuljo mixto de una composición o propiedad física deseada aguas abajo. [10]

A este caso se añaden dos selectores: de nivel bajo (LS) y nivel alto (HS) que proporcionan un sistema de control de sobrecorrida que protege al proceso contra las condiciones inseguras vistas. Estos selectores son especies de switch (interruptores) que deciden cual dispositivo es el que sitúa la referencia de los controladores.

Con este sistema se evita que se encuentre demasiada concentración de O₂ en la mezcla, previniendo que se almacene combustible dentro y al incrementarse el O₂ se produzca una explosión; también a cada cantidad de energía demandada corresponde una cantidad de aire establecida por la relación aire/combustible, teniendo la ventaja de ser simple, económico y rápido de respuesta. El principal inconveniente radica en que la relación entre el aire y la energía demandada no es una variable medida, dependiendo de parámetros tales como las características del combustible, variaciones de presión y temperatura del combustible, condiciones atmosféricas, etc. Si estas condiciones no se mantienen constantes, la relación aire/energía óptima variará significativamente.

2.2 Instrumentación

2.2.1 Posicionador electroneumático

Los posicionadores electroneumáticos SIPART PS2 (Figura 2.3) se utilizan para regular la posición de las válvulas mediante actuador lineal o de giro. Con entradas de función adicionales es posible activar el bloqueo o una posición de seguridad de la válvula. El equipamiento estándar del aparato básico incluye una entrada binaria para esta función. Este es usado para accionar todas las válvulas que intervienen en los diferentes procesos.



Figura 2.3 Posicionador electroneumático en caja Makrolon SIPART PS2

Una de las ventajas de SIPART PS2 consiste en su consumo de aire extremadamente bajo. En los posicionadores convencionales, las pérdidas de aire habituales suelen costar mucho dinero (Anexo 3). Gracias a la moderna tecnología piezoeléctrica, SIPART PS2 sólo consume aire cuando es necesario, amortizándose en un tiempo mínimo.

Tensión de bus: 9-32 V

2.2.2 Transmisor de presión SITRANS P DS III:

Los transmisores SITRANS P DS III (Figura 2.4) son transmisores de presión digitales que ofrecen un amplio confort y alta precisión. La parametrización se realiza con teclas integradas, vía HART o interfaz PROFIBUSPA o FOUNDATION Fieldbus



Figura 2.4 Transmisor de presión SITRANS P DS III

Posee altos beneficios en lo que respecta a alta calidad y longevidad, gran fiabilidad, incluso en aplicaciones con extremadas sollicitaciones químicas y mecánicas, por ejemplo abrasión, para gases, vapores y líquidos corrosivos y no corrosivos en la industria química, petroquímica, papelera, etc. [9].

El transmisor de presión puede programarse de forma local, usando las 3 teclas integradas, o por HART o a través del interfaz PROFIBUS PA o FOUNDATION Fieldbus desde el exterior. (Anexo 5)

- Rango de medición: 3 a 160 bar (4,3 a 632 psi)
- Tipo de comunicación: HART o interfaz PROFIBUS PA o FOUNDATION Fieldbus

2.3 Autómata programable

A diferencia de las computadoras de propósito general, el PLC está diseñado para múltiples señales de entrada y de salida, rangos de temperatura ampliados, inmunidad al ruido eléctrico y resistencia a la vibración y al impacto (Mateos, 2004). Su aplicación abarca desde procesos de fabricación industriales de cualquier tipo a transformaciones industriales y control de instalaciones.

Dentro de los principales fabricantes de PLC se encuentra Siemens, que es uno de los que más se utiliza en las industrias de Cuba, por la gran eficiencia que poseen sus autómatas programables. Dentro de su gran gama de productos, se encuentra el PLC SIMATIC S7 300, que se muestra en la (figura 2.5)

Ventajas

- La lista de materiales queda sensiblemente reducida, y al elaborar el presupuesto correspondiente se eliminará parte del problema que supone el contar con diferentes proveedores, distintos plazos de entrega.
- Posibilidad de introducir modificaciones sin cambiar el cableado ni añadir otros equipos.

- Menor costo de mano de obra de la instalación.
- Economía de mantenimiento. Además de aumentar la fiabilidad del sistema, al eliminar contactos móviles, los mismos autómatas pueden indicar y detectar averías.
- Posibilidad de gobernar varias máquinas con un mismo autómata.
- Si por alguna razón la máquina queda fuera de servicio, el autómata es utilizado para otra máquina o sistema de producción.

Desventajas:

- Necesita un programador.
- Costo inicial del equipo.



Figura 2.5 Plc Siemens-Simatic-s7-300

CPU 315-2 PN/DP

La CPU 315-2 (Figura 2.6) es una potente CPU de gama alta utilizable en instalaciones de gama superior con requisitos elevados como funciones PROFINET integradas en la CPU 315-2 PN/DP

Las interfaces PROFIBUS DP integradas en la CPU 315-2 permiten una conexión directa con el bus de campo PROFIBUS DP como maestro o también como esclavo, posee una interfaz PROFINET integrada de la permite disponer de la funcionalidad de switch. Esto conforma la base para proporcionar dos puertos PROFINET accesibles hacia el exterior. De este modo, aparte de las topologías de red jerárquicas, también se pueden configurar estructuras lineales con los nuevos controladores S7-300.



Figura 2.6 CPU 315-2 PN/DP

Descripción:

Voltaje de Alimentación: 24 V.

- Memoria de trabajo integrada: 128 Kb.
- Memoria de carga (MMC): 8 Mb.
- Cantidad máxima de bastidores: 4.

- Cantidad de módulos por bastidor: 8.

Tipo de interfaz: RS 485 integrada

Fuente de alimentación PS 307

Esta fuente de alimentación estabilizada cuenta con entrada: AC 120/230 V salida: DC 24 V/5 A. La fuente de alimentación de carga monofásica SIMATIC PS307 (fuentes de alimentación del sistema y de carga) con cambio automático de rango de la tensión de entrada se adapta perfectamente al controlador SIMATIC S7-300 en lo que respecta a diseño y funcionalidad. El peine de unión, incluido en el suministro de la fuente de alimentación del sistema y de carga, permite implementar rápidamente la alimentación de la CPU. Además, pueden alimentarse con 24 V otros componentes del sistema S7-300, los circuitos de entrada y salida de los módulos de E/S y los sensores y actuadores, si los hay. Numerosas certificaciones como UL, ATEX o GL hacen posible su uso universal. Sea cual sea el sector o el objetivo, Siemens ofrece siempre fuentes de alimentación fiables y eficientes para cualquier instalación.



Figura 2.7 fuente de alimentación PS 307

ET200M

El sistema de periferia modular con protección IP20, especialmente adecuado para tareas de automatización compleja y personalizada.

Consta de un módulo de interfaz PROFIBUS DP o PROFINET IM 153, hasta 8 ó 12 módulos de periferia del sistema de automatización S7-300 (instalación con conectores de bus o con módulos de bus activos) y, en caso necesario, una fuente de alimentación. Los módulos instalables de entradas y salidas analógicas para atmósferas explosivas (Ex) con HART optimizan la ET 200M para aplicaciones de tecnología de procesos.

Velocidad de transferencia: de hasta 12 Mbits/s

El ET200M (Figura 2.8) tiene el mismo diseño constructivo que el autómatas programables S7-300 y se compone de IM 153-x y módulos de periferia del S7300 y S7-400



Figura2.8 ET 200 M

2.4 Sistema de comunicación de campo. Módulos de comunicación.

Los buses de campo se usan en la actualidad de forma prioritaria como un sistema de comunicación para el intercambio de información entre sistemas de automatización y sistemas de campo distribuidos. Miles de pruebas satisfactorias han demostrado de manera impresionante que el uso de la tecnología de los buses de campo puede ahorrar un 40% en costes por cableado, mantenimiento, etc., si se comparan con las tecnologías tradicionales. Solamente se usan dos líneas para transmitir toda la información

relevante (es decir, datos de entrada y salida, parámetros, diagnósticos, programas y modos de operación para distintos dispositivos de campo).

2.4.1 Protocolos de comunicación.

PROFIBUS-PA

PROFIBUS-PA conecta los sistemas de automatización y los sistemas de control de procesos con los dispositivos de campo, como son los transmisores de presión, temperatura y nivel. PA puede ser usado como sustituto para la tecnología analógica de 4 a 20 mA.

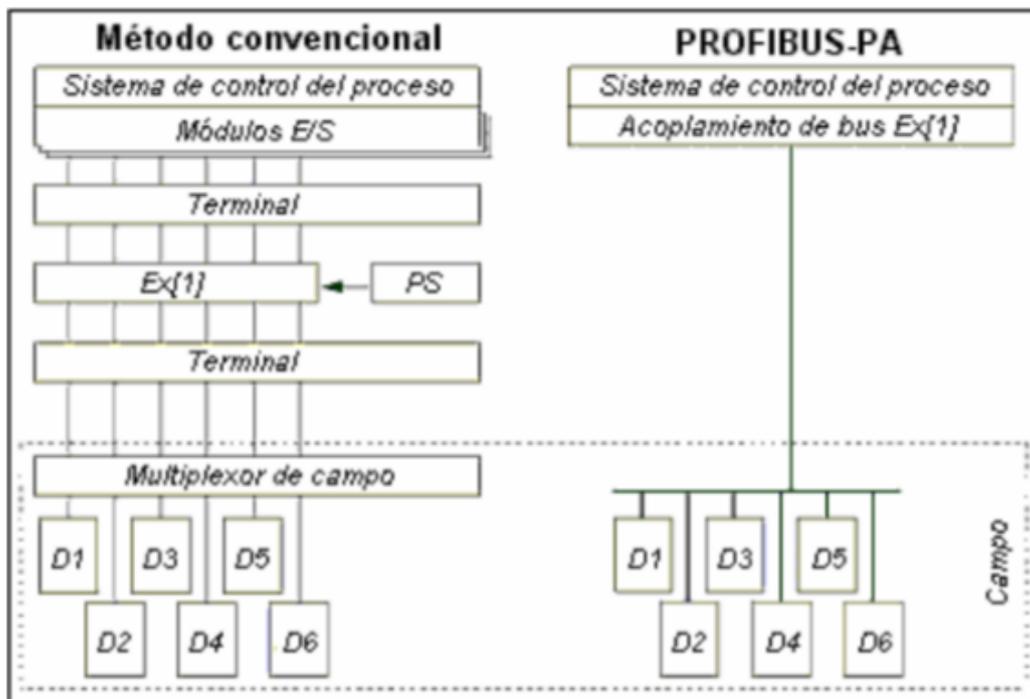


Figura2.9 Técnica de transmisión

Cuando se usa el método convencional de cableado, cada línea individual de señal debe estar conectada al módulo E/S (Entrada/Salida) del sistema de control del proceso. Para cada aparato se requiere una fuente de energía distinta. Como contraste, cuando se usa PROFIBUS- PA, sólo se necesita una

línea de dos cables para transmitir toda la información y la energía a los dispositivos de campo. Esto no solo produce ahorro en el cableado, sino que reduce el número de módulos E/S requeridos en los sistemas de control de procesos. PROFIBUS-PA permite medir, controlar y regular mediante una línea simple de dos cables. También permite la alimentación de los dispositivos de campo incluso en áreas intrínsecas de seguridad. Permite el mantenimiento y la conexión/desconexión de los aparatos durante la operación sin afectar a otras estaciones, incluso en áreas potenciales de explosión.

PROFIBUS-DP

PROFIBUS- DP está diseñado para la comunicación de datos a alta velocidad a nivel de dispositivo. Los controladores centrales (PLCs/PCs) se comunican con los dispositivos de campo distribuidos por medio de un enlace serie de alta velocidad. Además de las funciones cíclicas, se requieren otras de tipo acíclico para dispositivos de campo inteligentes para permitir la configuración, diagnóstico y manejo de alarmas.

PROFIBUS DP permite sistemas monoamo y multiamo. Esto proporciona un alto grado de flexibilidad durante la configuración del sistema, pudiendo conectar hasta 126 dispositivos (maestros o esclavos) en un bus. La descripción de la configuración del sistema consiste en el número de estaciones, la asignación entre la dirección de la estación y las direcciones de las entradas/salidas, el formato de los datos de entrada/salida, el formato de los mensajes de diagnóstico y los parámetros del bus usado.

2.4.2 Módulos de comunicación.

Acoplador DP-PA.

El acoplador DP/PA (Figura 2.10) es el elemento de unión físico entre PROFIBUS DP y PROFIBUS PA. En funcionamiento stand-alone permite acceder fácilmente a los equipos de campo PA vía PROFIBUS DP. Para ello no se requieren componentes adicionales. Además, el acoplador DP/PA se utiliza para tareas de acoplamiento más complejas en el Enlace DP/PA. Además de la versión normal del acoplador DP/PA también está disponible una variante para la conexión de equipos de campo PA en zonas con peligro de explosión.



Figura2.10 Acoplador DP-PA

El enlace DP/PA (DP/PA-Link).

El DP/PA-Link (Figura 2.11) se compone de uno o dos módulos interfaz IM 153-2 y de uno hasta cinco acopladores DP/PA que se interconectan o bien a través de conectores de bus pasivos, o bien a través de módulos de bus (Anexo 4). El DP/PA-Link constituye una transición de red (router) entre un sistema maestro PROFIBUS DP y PROFIBUS PA. Gracias al IM 153-2, ambos sistemas de bus están desacoplados uno de otro tanto físicamente (galvánicamente) como desde el punto de vista de los protocolos y tiempos.



Figura2.11 DP/PA-Link

Módulo de Interfaz IM 153-2

Este módulo de interfaz se necesita para conectar la ET200 al bus de campo Profibus DP (Figura 2.12).

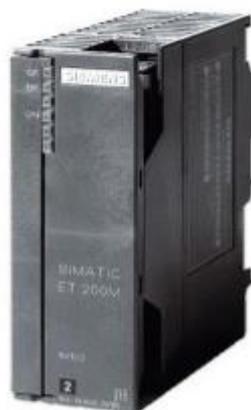


Figura2.12 Modulo de Interfaz IM-153-2

El IM153-2 High Feature responde a mayores requisitos en la automatización manufacturera, como por ejemplo, el uso de sistemas de seguridad (línea F) o alto rendimiento en operación isócrona. Este IM también está predestinado para el uso con PCS7 en el ámbito de aplicaciones de control de procesos. Este IM puede utilizarse por ejemplo de forma redundante y soporta típicas funciones necesarias en el ámbito del control de procesos. Entre ellas, por ejemplo, la sincronización horaria o la etiqueta de hora/fecha con una precisión de hasta 1ms.

Como características principales tiene que todas las velocidades de transmisión son de 9,6 kB hasta 12 MB para el sistema maestro DP de nivel superior.

Desde el punto de vista de la seguridad, cuenta con diferentes módulos digitales y analógicos que están disponibles en versiones para atmósferas explosivas. Además, los módulos mismos se instalan económicamente en la zona 2, aunque los sensores y actuadores de conexión pueden alcanzar hasta la zona 1. Se emplean, por ejemplo, en la industria química y farmacéutica, en plataformas petrolíferas o también en instalaciones manufactureras clásicas

2.5 Valoración económica

Descripción	Cantidad	Precio(€)	Importe(€)
Transmisor de presión SITRANS P DS III	1	300	300

Posicionador electropneumático SIPART PS2	2	2 159,12	4 318,24
5 Manómetro WIKA, tubo de Bourdon, Modelo 110.10	1	78,45	78,45
Indicador de nivel VC-1200 Ex	1	39	39
Plc Siemens-Simatic-s7-300	1	2.811,68	2.811,68
CPU 315-2 PN/DP	1	1 395,66	1 395,66
Fuente de alimentación PS 307	1	6,666	6,666
ET 200M	1	160	160
Acoplador DP/PA	1	770.50	770.50
TOTAL			9880,196

CONCLUSIONES

Con el desarrollo de este trabajo se llegaron a las siguientes conclusiones:

1. Se realizó un estudio de la Planta de la Refinería "Hermanos Díaz" para caracterizar el estado actual de la misma.
2. Se analizó el subproceso de combustión.
3. Se seleccionó la instrumentación de campo.
4. Se propuso un sistema de control; selección de PLC conjunto a una estrategia de control de las variables que se consideraron críticas

RECOMENDACIONES

- Implementar la propuesta de automatización en las calderas de generación de vapor en la Refinería “Hermanos Díaz”.
- Mejora la SCADA ya existente donde permita la operación correcta de la Caldera y la integración a nivel de Empresa.
- Desarrollar un HMI para mayor facilidad laborar para el operario.

BIBLIOGRAFIA

[1] La Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP) (2020)

<https://www.aop.es/blog/2020/02/25/como-es-una-refineria-de-petroleo/>

[2] Producción y consumo de vapor eficientes en entornos industriales (2016)

<https://www.manufactura-latam.com/es/noticias/produccion-y-consumo-de-vapor-eficientes-en-entornos-industriales>

[3] Repositorio Digital-EPN (ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL Universidad pública en Quito, Ecuador)

<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/325/1/CD-0307.pdf>

[4] "Sistema de control de procesos SIMATIC PCS 7 - Siemens," 2013.

[Online]:

https://w3.siemens.com/.../pcs7/.../simaticpcs7_stpcs7_complete_spani.pdf.

[5] Belák G, Lipták. "Instruments engineers handbook ". Volumen II "Process Control and Opimization". Cuarta edición, 2006.

[6] Instrumento Aplicado a Control de Calderas Egidio Alberto Bega, 3ra edición.

[7] J. C. Villajulca, Curso de Control de Calderas, 2011

[8] F. G. Shinskey, Process Control Systems, 4ta edición.

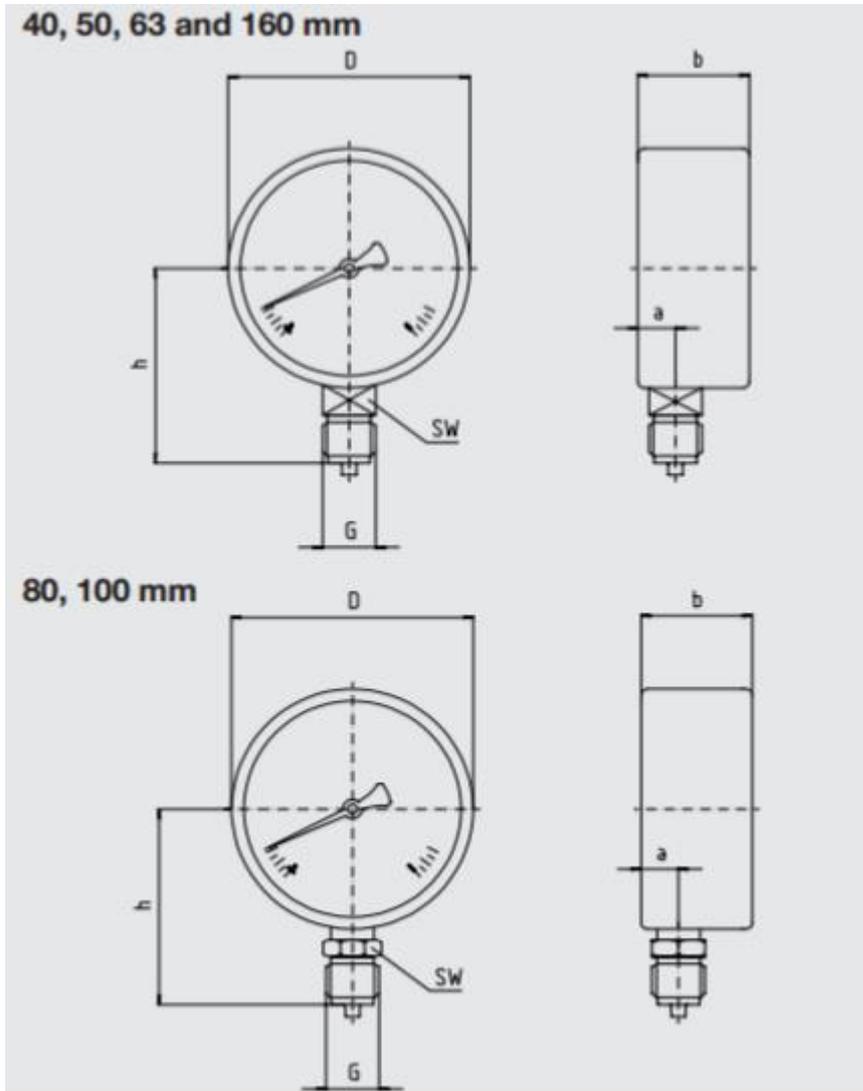
[9] SIEMENS AG, "www.siemens.com," 2014. [Online]. Available: www.siemens.com/fi01.

[10] A. y. S. C. Corripio, Principles and Practice of Process Control., Mexico: LIMUSA, S.A. de C.V., 1991.

ANEXOS

Anexo 1. Manómetro wika

Dimensiones



Anexo 2. Indicador de nivel VC-1200 y contacto KSA/KCA

Características Técnicas

Conexiones	Bridas DIN DN-25 / 1"ASA (Otras bajo demanda)
Longitud	Entre 500 y 8.000mm
Temperatura	-20 a +250 °C
Escalas	En cm, mm o cubicadas
Densidad mínima	0.7 Kg/dm ³
Viscosidad máxima	2.000 CPS
Presión máxima	16 Kg/cm ² (otra bajo demanda)
Protección EX	II 3G EEx c IIC T6

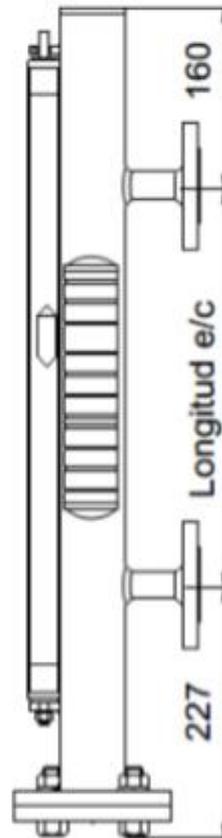


Material VC-1200

	AISI 316L	AISI 304L
Cuerpo	AISI 316L	AISI 304L
Bridas conexión	AISI 316L	AISI 304L
Brida inferior	AISI 316L	AISI 304L
Brida tapa	AISI 316L	AISI 304L
Flotador	AISI 316L	
Conjunto seguidor	PVC transp. / Vidrio	
Escalas	Aluminio + PVC	
Junta	PTFE / Vitón	
Placa característic.	AISI 304L	
Tornillería	AISI 304L	

Accesorios

Valvula purga
Venteo superior
Contactos KSA-KCA
Contactos KSR



Anexo 3. Posicionador electroneumático SIPART PS2

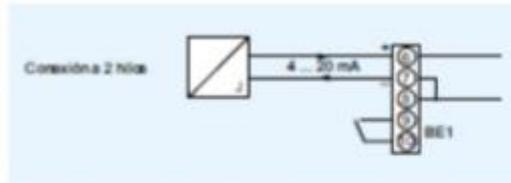
Datos técnicos

	Aparato básico sin protección Ex	Aparato básico con protección Ex d	Aparato básico con protección Ex "ia"	Aparato básico con protección Ex "ic", "nA", "T"
Datos eléctricos				
<u>Alimentación auxiliar bus-circuito (bornes 6/7)</u>		Alimentación por bus		
Tensión de bus	9 ... 32 V	9 ... 32 V	9 ... 24 V	9 ... 32 V
Para conectar a circuitos con los siguientes valores máximos			$U_i = 17,5 \text{ V}$ $I_i = 360 \text{ mA}$ $P_i = 5,32 \text{ W}$	$U_i = 17,5 \text{ V}$ $I_i = 570 \text{ mA}$
• Conexión al bus con alimentador FISCO			$U_i = 24 \text{ V}$ $I_i = 250 \text{ mA}$ $P_i = 1,2 \text{ W}$	$U_i \leq 32 \text{ V}$
• Conexión al bus con bornera				$U_i \leq 32 \text{ V}$
Capacidad interna efectiva C_i	-	-	$C_i = \text{despreciable}$	$C_i = \text{despreciable}$
Inductancia interna efectiva L_i	-	-	$L_i = 8 \mu\text{H}$	$L_i = 8 \mu\text{H}$
Consumo de corriente		11,5 mA ± 10 %		
Corriente adicional de defecto		0 mA		
<u>Desconexión de seguridad activable con puente codificador (bornes 81/82)</u>		aislada galvánicamente del bus-circuito y entrada binaria		
• Resistencia de entrada		> 20 kΩ		
• Estado de señal "0" (desconexión activa)		0 ... 4,5 V o sin conexión		
• Estado de señal "1" (desconexión inactiva)		13 ... 30 V		
Para conectar a fuente de alimentación con los siguientes valores máximos			$U_i = 30 \text{ V}$ $I_i = 100 \text{ mA}$ $P_i = 1 \text{ W}$	$U_i \leq 30 \text{ V}$ $I_i \leq 100 \text{ mA}$
Capacidad interna efectiva C_i	-	-	$C_i = \text{despreciable}$	$C_i = \text{despreciable}$
Entrada binaria BE1 para PROFIBUS (bornes 9/10): unida galvánicamente con bus-circuito)		Punteada o conexión en el contacto. Solo utilizable para el contacto aislado; carga máx. del contacto < 5 µA a 3 V		
<u>Aislamiento galvánico</u>				
• Para aparato básico sin protección Ex y para aparato básico con Ex d	Separación galvánica entre aparato básico y la entrada para la desconexión de seguridad y las salidas de los módulos opcionales			
• Para aparato básico Ex "ia"	El aparato básico y la entrada para la desconexión de seguridad, así como las salidas de los módulos opcionales, son circuitos individuales con seguridad intrínseca.			
• Para aparato básico Ex "ic", "nA", "T"	Separación galvánica entre aparato básico y la entrada para la desconexión de seguridad y las salidas de los módulos opcionales			
Tensión de prueba		840 V DC, 1 s		
Comunicación PROFIBUS PA				
Comunicación	Capas 1 y 2 según PROFIBUS PA, transmisión conforme a IEC 61158-2; función de esclavo, capa 7 (de protocolo) según PROFIBUS DP, norma EN 50170 con funcionalidad PROFIBUS ampliada (todos los datos acíclicos, valor de posición, respuesta y estado también cíclicos)			
Conexiones C2	Se soportan 4 conexiones o enlaces al maestro de la clase 2, disolución automática de la conexión 80 s después de la interrupción de la misma			
Perfil de equipo	PROFIBUS PA perfil B, versión 3.0; más de 150 objetos			
Tiempo de respuesta al telegrama maestro	tipo 10 ms			
Dirección de aparato	126 (estado de suministro)			
Software de parametrización para PC	SIMATIC PDM, soporta todos los objetos del equipo. El software no está incluido en el alcance del suministro.			

Diagramas de circuitos

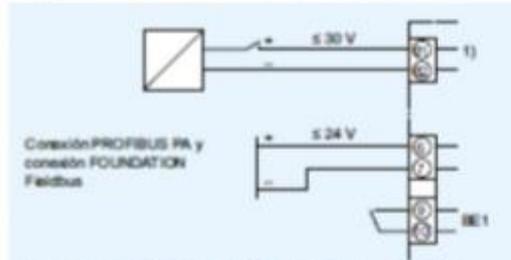
Conexión eléctrica del aparato a 2 hilos (6DR50... y 6DR51...)

Los aparatos del tipo 6DR50... y 6DR51... funcionan en conexión a 2 hilos.



Posicionador electro neumático SIFWIT PS2, circuito de entrada para los tipos 6DR50... y 6DR51...

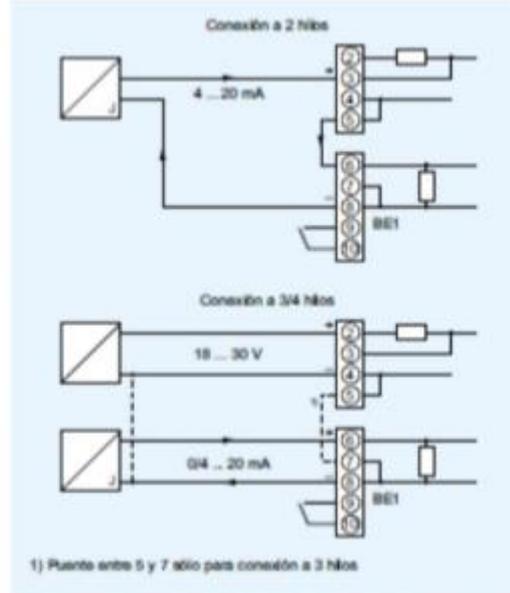
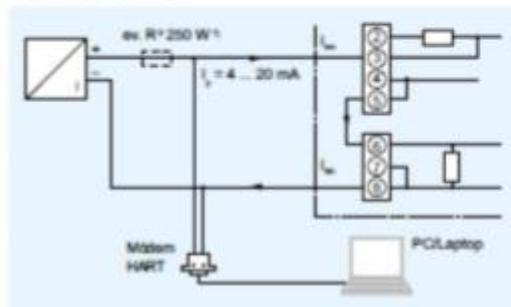
Conexión eléctrica del aparato PROFIBUS PA (6DR55...) y del aparato Foundation Fieldbus (6DR56...)



Posicionador electro neumático SIFWIT PS2 PA y SIFWIT PS2 FF, circuito de entrada para 6DR55... y 6DR56...

Conexión eléctrica del equipo a 2, 3 y 4 hilos (6DR52... y 6DR53...)

Los aparatos del tipo 6DR52... y 6DR53... son operativos en conexión a 2, 3 y 4 hilos.



1) Puente entre 5 y 7 sólo para conexión a 3 hilos

Posicionador electro neumático SIFWIT PS2, circuitos de entrada para los tipos 6DR52... y 6DR53...

Anexo 4. Acoplador DP-PA

Reglas de montaje:

Posición de montaje Los módulos IM 153-2, acoplador DP/PA y acoplador Y se pueden montar tanto en vertical como en horizontal.

Lugar de montaje

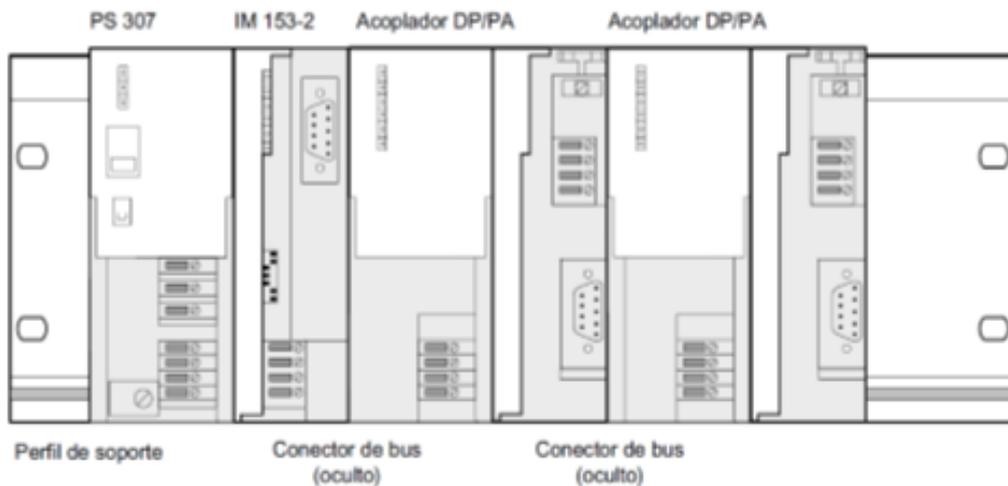
El acoplador DP/PA Ex [i] o el DP/PA-Link con acopladores DP/PA Ex [i] se pueden utilizar en las áreas con peligro de explosión de la zona 2, siempre y cuando vayan montados en una carcasa apropiada.

Montaje del DP/PA-Link para el funcionamiento no redundante Componentes necesarios

- Perfil soporte para la técnica de montaje S7
- IM 153-2
- de 1 a 5 acopladores DP/PA
- Un conector de bus (adjunto) por cada acoplador DP/PA

Configuración típica del DP/PA-Link

La figura siguiente muestra la configuración típica del DP/PA-Link con dos acopladores DP/PA con las puertas frontales abiertas:



Anexo 5. ET 200M

Montaje

Módulos abiertos

Los módulos del ET 200M son módulos abiertos. Eso significa que el ET 200M sólo se puede montar en carcasas, armarios o en espacios eléctricos. Estos lugares sólo pueden ser accesibles con llave o con una herramienta. A las carcasas, armarios o espacios eléctricos sólo puede acceder personal debidamente autorizado.

El ET 200M se puede montar tanto de forma vertical, como horizontal.

Temperatura ambiental admisible

- Disposición horizontal de 0 a 60 °C
- Disposición vertical de 0 a 40 °C

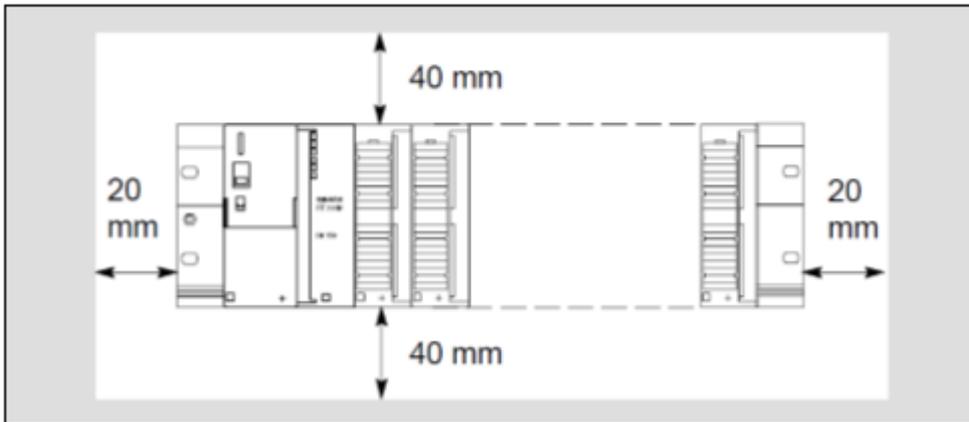
En el montaje del ET200M con IM 153-2 (outdoor) y módulos exteriores, el margen de temperatura indicado se amplía hasta -25 °C



Distancia entre componentes

La figura muestra las distancias a observar entre los canales de cables, el material eléctrico, las paredes de armarios, etc., para la instalación de un ET200M.

En caso de utilizar un contacto de pantalla, las cotas indicadas se medirán a partir de la parte inferior del contacto de pantalla.

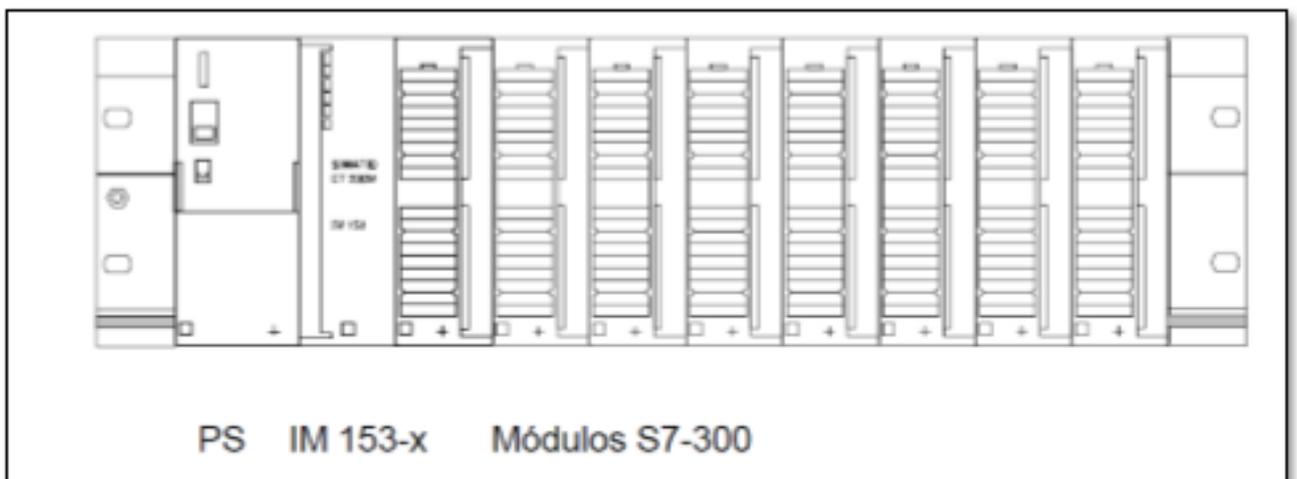


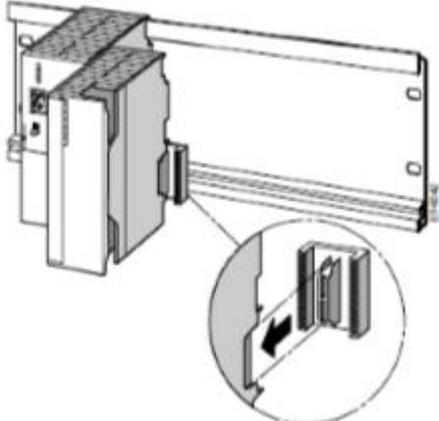
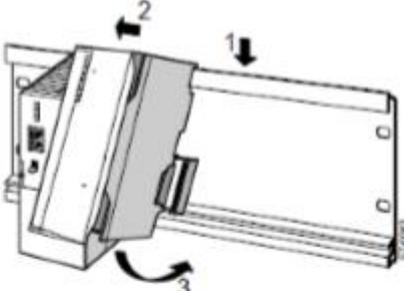
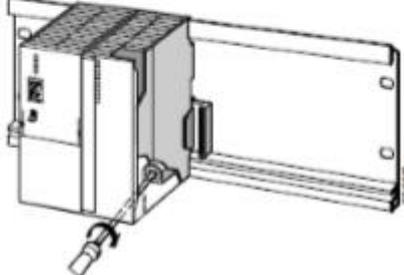
Disposición de los módulos en una configuración de ET 200M

Reglas

Para integrar los módulos en un ET200M se han de aplicar las siguientes reglas:

- El ET200M sólo puede ser montado sobre un perfil soporte, ya que no se autoriza un acoplamiento con otros perfiles soporte mediante elementos de acoplamiento.
- A la derecha del IM 153-x se puede conectar un máximo de 8 módulos de señal (SM), módulos de función (FM) o procesadores de comunicación (CP).



Pasos	Figura
<p>Fijar y atornillar la fuente de alimentación PS 307.</p> <p>Con cada módulo de señales se suministra el correspondiente conector de bus, pero no con el IM 153-x. Al insertar los conectores de bus debe comenzarse siempre con el IM 153-x:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Conectar el conector de bus del último módulo con el IM 153-x. • Ningún conector de bus deberá ir conectado al "último" módulo. <p>Entre la fuente de alimentación PS 307 y el IM 153-x no se debe conectar ningún conector de bus</p>	
<p>Colgar el módulo en el perfil soporte (1), desplazarlo hasta que el módulo este situado a la izquierda (2), y girarlo hacia abajo (3).</p>	
<p>Atornillar los módulos con un destornillador de 0,8 y a 1,1 Nm.</p>	

Anexo 5. Transmisor de presión SITRANS P DS III



Modo de operación de la electrónica con comunicación PROFIBUS PA

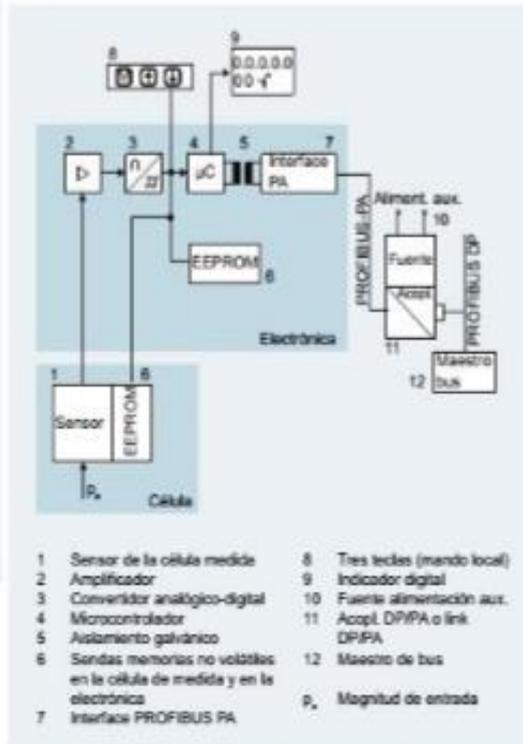


Diagrama de función de electrónica

La tensión de salida del puente generada por el sensor (1, figura "Diagrama de función de electrónica") es amplificada por el amplificador (2) y digitalizada en el convertidor analógico-digital (3). La información digital es evaluada en un microcontrolador, corregida con respecto a linealidad y comportamiento de temperatura, y puesta a la disposición de PROFIBUS PA a través de una interfaz PA (7) con aislamiento galvánico.

Los datos específicos de la célula de medida, los datos de la electrónica y los de la parametrización quedan guardados en las dos memorias (6) de tipo no volátil. La primera memoria está acoplada a la célula de medida, la segunda a la electrónica. Esta estructura modular permite reemplazar la electrónica y la célula de medida por separado.

Las tres teclas de manejo (8) permiten además parametrizar el transmisor de presión directamente en el punto de medida. Aparte de esto, dichas teclas permiten controlar en el display (9) la visualización de los resultados de medida, de los mensajes de errores y de los modos de operación.

Los resultados de medida con la información de estado y los datos de diagnóstico son transmitidos de forma cíclica por el PROFIBUS PA. La transmisión de los datos de parametrización y de los mensajes de errores se efectúa de forma acíclica. Para ello se requiere un software especial como SIMATIC PDM, por ejemplo.