



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

PRÁCTICA PROFESIONAL

**CALIBRACIÓN Y DESARROLLO DE PRUEBAS DE SEÑALES EN INSTRUMENTACIÓN DE
CAMPO, BIJAO ELECTRIC COMPANY**

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO

INGENIERO EN MECATRÓNICA

PRESENTADO POR:

21441050 OSMAN ORLANDO OLIVA OSORIO

ASESOR: ING. ORLANDO AGUILUZ GUEVARA

CAMPUS SAN PEDRO SULA

JULIO 2019

DEDICATORIA

A Dios y la Virgen: Por permitirme culminar mis estudios satisfactoriamente, por darme fuerzas y salud en todo momento. Por guiar mis pasos y darme sabiduría para tomar las decisiones correctas. La gloria siempre sea para él y nuestra madre.

A mamá: Por tu amor incondicional, por tus consejos y regaños para formar de mí un hombre de bien. Por todo el esfuerzo que hiciste para poder pagar mis estudios, por todas las motivaciones y charla que hemos tenido, sé que no fue fácil y este triunfo va dedicado para ti. Sé que has esperado tanto para este momento y solo queda decirte "Gracias mamá".

A papá: Por tu amor incondicional, por todo el trabajo duro que has tenido para poder darnos a mí y mi hermano la mejor educación posible. Por todas las pláticas, por ser siempre ese ejemplo para seguir y por nunca rendirse y siempre estar motivándonos. Hemos llegado al final del camino y solo me queda decirte "Lo logramos papá."

A Marvin: Por estar ahí conmigo, por preguntarme cómo ha ido en la universidad, por distraernos cuando teníamos mucha carga académica. Por siempre ser mi mejor amigo, aunque mucho nos molestemos, pero siempre tendrás mi apoyo incondicional.

A mis amigos: Por todos los buenos momentos que pasamos en la universidad, por qué no todo en la vida es estudiar si no que también salíamos a distraernos y divertirnos. Por todo el apoyo que nos dimos en las clases, lo hemos logrado amigos.

A Adriana: Por siempre estar ahí para mí, por escucharme a cualquier hora del día y darme todo tipo de consejos, por ser siempre ese motor que me motiva a seguir adelante. Por nunca dejar que me rinda, y por apoyarme en todo momento hasta el final del camino. Es un paso más para poder crear un futuro a tu lado.

RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe tiene como objetivo detallar el desarrollo de la práctica profesional realizada para optar al título de Ingeniería en Mecatrónica en UNITEC.

El principal enfoque de una práctica profesional se basa en aplicar los conocimientos, habilidades y destrezas obtenidas durante el desarrollo de la carrera universitaria, fomentando la habilidad de comunicación y sobre todo la integración en un ambiente laboral. Dicha práctica se ejecuta en BECO S.A. de C.V., realizando las actividades asignadas por el departamento de instrumentación.

En el primer capítulo se da una breve introducción sobre la carrera y sobre cómo se desarrolla el informe. En el segundo capítulo se describe las generalidades de la empresa, como ser la misión, visión, valores y los objetivos a alcanzar durante el desarrollo de la práctica profesional. El tercer capítulo refiere al marco teórico describiendo inicialmente lo que es una caldera, y que tipo de caldera es utilizada dentro de la empresa. Asimismo, se expone sobre los tipos de instrumentos que se trabajaron durante el desarrollo de la práctica profesional y su función; También se explican sobre las características de los instrumentos y se expone sobre los PLCs y sistemas SCADA. En el quinto capítulo se muestra el desarrollo del trabajo realizado, detallando las actividades realizadas. En el sexto y séptimo capítulo se presentan las conclusiones y las recomendaciones a las que se llegaron con las actividades. Se responde el objetivo general y los objetivos específicos de la tesis; y se enuncian las recomendaciones tanto para la universidad como para la empresa.

La práctica profesional se realizó durante el periodo académico contemplado entre el 8 de abril al 21 de junio del 2019.

ÍNDICE GENERAL

I.	INTRODUCCIÓN	1
II.	GENERALIDADES DE LA EMPRESA	2
2.1	DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA	2
2.1.1	MISIÓN.....	2
2.1.2	VISIÓN	3
2.1.3	VALORES.....	3
2.2	DESCRIPCIÓN DEL DEPARTAMENTO	3
2.3	OBJETIVOS	4
2.3.1	OBJETIVO GENERAL	4
2.3.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
III.	MARCO TEÓRICO.....	5
3.1	CALDERAS	5
3.1.1	CLASIFICACIÓN DE LAS CALDERAS.....	5
3.1.2	CALDERAS DE LECHO FLUIDIZADO CIRCULANTE.....	7
3.1.3	COMBUSTIÓN	8
3.1.4	CICLO RANKINE.....	9
3.2	INSTRUMENTACIÓN INDUSTRIAL.....	10
3.2.1	INDICADORES E INTERRUPTORES DE PRESIÓN.....	11
3.2.2	TRANSMISORES DE PRESIÓN DIFERENCIAL.....	12
3.2.3	INDICADORES E INTERRUPTORES DE NIVEL.....	12
3.2.4	TRANSMISORES DE NIVEL	13
3.2.5	ROTÁMETROS	14
3.2.6	TIPOS DE ANALIZADORES.....	14
3.2.7	TRANSMISORES ELECTROMAGNÉTICOS Y SWITCHES DE FLUJO.....	16

3.2.8	CONTROLES DE TEMPERATURA	17
3.3	CARACTERÍSTICAS Y CONEXIONES DE LOS INSTRUMENTOS.....	18
3.3.1	CAJAS DE REGISTRO.....	19
3.3.2	JB SCHEDULES	20
3.4	SEÑALES DE INSTRUMENTOS	21
3.4.1	LOOP CHECKING	22
3.5	CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE.....	23
3.5.1	COMPONENTES DE UN PLC.....	23
3.5.2	ENTRADAS Y SALIDAS DE UN PLC	25
3.6	SISTEMA SCADA	25
3.6.1	FUNCIONES DE UN SISTEMA SCADA.....	26
3.6.2	PARTES DE UN SISTEMA SCADA.....	27
3.6.3	SOFTWARE DE SISTEMA SCADA	28
IV.	DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO DESARROLLADO	30
4.1	CALIBRACIONES DE INSTRUMENTOS.....	30
4.1.1.	CALIBRACIÓN DE TRANSMISORES.....	30
4.1.2.	CALIBRACIÓN DE SWITCHES DE PRESIÓN	32
4.2	ACTUALIZACIÓN DE CAJAS DE CONEXIONES	34
4.2.1.	RECOLECCIÓN DE DATOS.....	34
4.2.2.	PROCEDIMIENTO DE REVISIÓN	34
4.2.3.	ANÁLISIS DE DATOS.....	36
4.3	COMISIONAMIENTO DE SISTEMA SCADA EN PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA.....	36
4.3.1.	INSTALACIÓN DE PLCs Y MÓDULOS DE ENTRADAS Y SALIDAS.....	37
4.3.2.	PUESTA EN MARCHA DE SISTEMA SCADA.....	39
4.4	CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES.....	42

V. CONCLUSIONES	44
VI. RECOMENDACIONES	45
VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	46
VIII. ANEXOS	48

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Logo de BECO S.A.....	2
Ilustración 2. Esquema de caldera piro tubular	7
Ilustración 3. Esquema de caldera acuotubular.....	7
Ilustración 4. Caldera de lecho fluidizado.....	8
Ilustración 5. Diagrama T-s de un ciclo Rankine	9
Ilustración 6. Esquema básico de una planta de generación de potencia mediante vapor	10
Ilustración 7. Manómetro Instrutek.....	11
Ilustración 8. Transmisor de presión diferencial Rosemount	12
Ilustración 9. Indicador de nivel con flotador.....	13
Ilustración 10. Interruptor de nivel con flotador	13
Ilustración 11. Transmisor de nivel ultrasónico Siemens	14
Ilustración 12. Rotámetros de marca Malema	14
Ilustración 13. Analizador de pH Yokogawa	15
Ilustración 14. Analizador de turbidez HACH.....	16
Ilustración 15. Analizador de conductividad Yokogawa	16
Ilustración 16. Transmisor de flujo Endress-Hauser.....	17
Ilustración 17. Control de temperatura Honeywell	18
Ilustración 18. Cajas de conexiones en la planta.....	20
Ilustración 19. Representación gráfica de una señal	22

Ilustración 20. Diagrama de loop checking.....	23
Ilustración 21. Componentes básicos de un PLC	25
Ilustración 22. Funciones de un sistema SCADA.....	27
Ilustración 23. Esquema de interconexión en un sistema SCADA.....	28
Ilustración 24. Comunicador de campo 475 HART	32
Ilustración 25. Calibración de switch de presión.....	33
Ilustración 26. Switches de presión conectados en los recolectores de ceniza	33
Ilustración 27. Prueba de señales en cajas de conexiones	35
Ilustración 28. Panel de cuarto de control sin PLCs y módulos.....	37
Ilustración 29. PLCs y módulos debidamente conectados en panel	38
Ilustración 30. PLCs ya en línea con red Profibus	39
Ilustración 31. Pantalla del sistema SCADA antes de empezar con las pruebas.....	40
Ilustración 32. Pantalla del sistema SCADA mientras se hacen pruebas con los motores.....	41
Ilustración 33. Pantalla del sistema SCADA con el tanque de lecho mixto y agua desmineralizada.....	42

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de calderas en la industria.....	6
Tabla 2. Software SCADA más comunes	29
Tabla 3. Tabla de calibración para transmisores	31
Tabla 4. Listado de cajas de conexión por área.....	36
Tabla 5. Listado de señales en cajas de conexiones	36
Tabla 6. Cronograma de actividades semanales	43

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1. Ecuación del error absoluto	18
Ecuación 2. Ecuación del error relativo.....	18

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. JB Schedule de la caja de conexiones ICJB-01	48
Anexo 2. Cable utilizado para las señales de instrumentación con todas sus protecciones....	49
Anexo 3. Borneras en cajas de conexiones	50
Anexo 4. Interior de switch de presión	51
Anexo 5. Caldera unidad #1	52
Anexo 6. Bombas de presión baja en planta de tratamiento de agua	53
Anexo 7. Pantallas en cuarto de control de planta de tratamiento de agua.....	54

I. INTRODUCCIÓN

La carrera de Mecatrónica, al igual que otras carreras de ingeniería, tiene un amplio rango de trabajo. Ya que la carrera no es una especialización, queda a cada profesional tomar la decisión de que rama quiere a la hora de laborar. En otras palabras, se puede decir, que al graduarse un alumno de mecatrónica puede laborar en el área de mantenimiento de una planta o una máquina, se puede enfocar solo en programaciones de sistemas, microprocesadores o controles lógicos programables (PLC), incluso se podría enfocar solo en la comunicación de equipos o sistemas SCADA.

La automatización en la industria hondureña se ha ido mejorando a medida pasan los años; siendo la mecatrónica la encargada de generar soluciones basadas en la creatividad e innovación en sistemas de control y automatización de procesos industriales. "Históricamente, los objetivos de la automatización han sido el procurar la reducción de costes de fabricación, una calidad constante en los medios de producción, y liberar al ser humano de las tareas tediosas, peligrosas e insalubres" (García Moreno, 1999, p. 1).

La práctica profesional fue realizada en BECO S.A de C.V. que en sus siglas significa Bijao Electric Company. El presente informe, contiene en detalle las actividades realizadas durante un periodo de tiempo de 10 semanas y la información necesaria para conocer específicamente las funciones ejercidas. Todos los trabajos se realizaron con la supervisión y ayuda de los ingenieros de BECO S.A. y su buen grupo de técnicos, siguiendo la forma y orden de trabajo que la empresa suele trabajar.

Este informe cuenta con una estructura de desarrollo cronológico en el cual se ven descritos datos generales de la empresa, conceptos teóricos de los diferentes equipos, sistemas y software utilizados; también una descripción de los instrumentos y mantenimientos que han enriquecido el conocimiento sobre la mecatrónica.

II. GENERALIDADES DE LA EMPRESA

2.1 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

Bijao Electric Company S.A. de C.V. es una empresa generadora de energía eléctrica, ubicada en Rio Bijao a la altura del KM 20 en el municipio de Choloma, en el departamento de Cortes. Esta cuenta con tres calderas de generación de vapor de 142 Toneladas y tres turbo-generadores con capacidad de 35 MW cada uno. Se alimenta a base de combustible fósil (Petcoke y Carbón).

BECO S.A. comenzó a funcionar en el año 2015 y empezó con dos unidades de calderas, generando solo 70 MW en total. Fue en el año 2018 donde se montó la tercera unidad de caldera, permitiéndoles generar un total de 105 MW, de los cuales 30 MW se venden en el mercado eléctrico y el resto se utiliza para las operaciones de la empresa.



Ilustración 1. Logo de BECO S.A.

Fuente: página oficial de BECO S.A.

La empresa cuenta con personal profesional de Ingeniería eléctrica, mecánica, química y electrónica de Honduras y de la India. El proyecto es de origen indio, gran parte del personal encargado de la supervisión y puesta en marcha de las áreas montadas son originarios de la India.

Debido a la diferencia en las culturas, la comunicación entre hondureños e hindúes es en el idioma inglés.

2.1.1 MISIÓN

Generar y comercializar Energía Eléctrica a través de la tecnología de vanguardia y la mejora continua de nuestros procesos. Con personal competente orientado a la búsqueda de la excelencia, asegurando la preservación del medio ambiente y garantizando la seguridad de las personas, contribuyendo al bienestar de los empleados y accionistas, así como al desarrollo de la sociedad hondureña.

2.1.2 VISIÓN

Consolidar la Compañía Bijao Electric Company SA de CV, como empresa líder en la generación de Energía Eléctrica dentro del Sistema Nacional, actuando con transparencia y aprovechando sinergias corporativas para la mejora continua y generación de valor a nuestros clientes, colaboradores y accionistas a través del desarrollo de una gestión empresarial de excelencia.

2.1.3 VALORES

- Excelencia
- Innovación
- Responsabilidad
- Trabajo en equipo
- Respeto por las personas
- Integridad moral y profesional

2.2 DESCRIPCIÓN DEL DEPARTAMENTO

La práctica profesional se realizó en el departamento de Instrumentación de la empresa BECO S.A. El departamento está compuesto por tres ingenieros supervisores en Electrónica y un ingeniero supervisor eléctrico. El departamento de instrumentación cuenta con una de las mayores responsabilidades y carga de trabajo, debido a la importancia de las señales digitales y/o análogas de medición durante el proceso de generación; las cuales son esenciales para la toma de decisiones, programación de lógica de procesos y protección de los equipos utilizados.

El departamento está encargado de la calibración de los instrumentos instalados en la planta tales como: transmisores de nivel, transmisores de presión, transmisores de temperatura, switches de nivel, termocuplas, RTDs, válvulas motorizadas, etc.

2.3 OBJETIVOS

En una investigación los objetivos son de vital importancia, ya que determinan el alcance de un proyecto y lo que se pretende lograr durante la elaboración del mismo.

Muñoz Razo (2015) afirma:

El objetivo debe explicar en palabras llanas y simples cuál es el propósito que se pretende alcanzar con la investigación, el cual se identificará fácilmente si ya se sabe que se desea hacer, qué se pretende alcanzar y, quizá lo más importante, el fin último que buscará el alumno con la tesis. (p. 70)

2.3.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar pruebas de señales y calibración en instrumentos conectados alrededor de la planta, actualizando las cajas de registro donde van conectados los instrumentos.

2.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Verificar que las calibraciones fueron hechas correctamente usando el manual del instrumento.
- Determinar las cajas de registro que necesitan actualización en sus listados.
- Efectuar el comisionamiento y puesta en marcha del sistema SCADA en la nueva planta de tratamiento de agua de la unidad #3.

III. MARCO TEÓRICO

3.1 CALDERAS

Las calderas son máquinas que trabajan a presión por medio de la transferencia de calor constante, en la cual los líquidos calientan y cambian de estado. "La caldera es todo aparato a presión en donde el calor procedente de cualquier fuente de energía se transforma en utilizable, en forma de calorías, a través de un medio de transporte en fase líquida o vapor" (Lutech, 2009).

Dada su función principal de generar vapor son muy importantes en todo tipo de industria, ya sean petroleras, químicas, alimenticias y muchas otras.

Alba G., Martínez S., & Sandoval C. (1999) afirman que:

Actualmente el proceso industrial de la generación de vapor ha crecido enormemente, no sólo cuando el vapor se usa para la generación de la energía eléctrica, sino cuando se emplea con otros fines como sucede en las industrias papelera, azucarera, química, textil, farmacéutica, etcétera. (p. 9)

La caldera es el elemento fundamental en una central termoeléctrica, ya que se genera electricidad a través de un ciclo Rankine y es en ella donde se produce la combustión del carbón o gas.

3.1.1 CLASIFICACIÓN DE LAS CALDERAS

Los generadores de vapor existen en distintos modelos, derivándose de su finalidad. Se pueden clasificar basándose en características como uso, materiales, tamaño, forma y posición de los tubos, presión de trabajo, clase de combustible y muchas otras. En la tabla 1 podremos observar la ancha gama de la clasificación de las calderas.

Tabla 1. Clasificación de calderas en la industria

SEGÚN	A	B	C	D	E
LA DISPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS	CALDERAS DE TUBOS DE AGUA (ACUOTUBULARES)	CALDERAS DE TUBOS DE HUMO (PIROTUBULARES)			
LA TRANSMISIÓN DEL CALOR	CALDERAS DE CONVECCIÓN	CALDERAS DE RADIACIÓN	CALDERAS DE RADIACIÓN Y CONVECCIÓN		
EL COMBUSTIBLE UTILIZADO	CALDERAS DE CARBÓN (PARRILLA MECÁNICA O CARBÓN PULVERIZADO)	CALDERAS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS	CALDERAS DE COMBUSTIBLES GASEOSOS	CALDERAS PARA COMBUSTIBLES ESPECIALES (LICOR NEGRO, BAGAZO, DESPERDICIOS DE MADERAS, COMBUSTIBLES VEGETALES, ETCÉTERA).	CALDERAS DE RECUPERACIÓN DE CALOR DE GASES (CON O SIN COMBUSTIBLE ADICIONAL).
EL TIRO	CALDERAS DE HOGAR PRESURIZADO	CALDERAS DE HOGAR EQUILIBRADO			
EL SISTEMA DE APOYO EMPLEADO	CALDERAS APOYADAS	CALDERAS SUSPENDIDAS			
SEGÚN SU IMPLANTACIÓN	CALDERAS TERRESTRES.	CALDERAS MARINAS			
SU UBICACIÓN	CALDERAS DE INTERIOR	CALDERAS PROTEGIDAS CONTRA INTEMPERIE			
SU OPERACIÓN	CALDERAS AUTOMÁTICAS	CALDERAS SEMIAUTOMÁTICAS (AUTOMÁTICAS DE ENCENDIDO MANUAL).	CALDERAS DE OPERACIÓN MANUAL		
CIRCULACIÓN DE LOS FLUIDOS	CALDERAS DE CIRCULACIÓN NATURAL.	CALDERAS DE CIRCULACIÓN ASISTIDA.	CALDERAS DE CIRCULACIÓN FORZADA.		
PRESIÓN DE TRABAJO	DE BAJA PRESIÓN: $P \leq 20 \text{ KGF/CM}^2$	DE MEDIA PRESIÓN: $20 \leq P \leq 64 \text{ KGF/CM}^2$	DE ALTA PRESIÓN: $P \geq 64 \text{ KGF/CM}^2$		
SISTEMA DE VAPORIZACIÓN	CALDERAS DE VAPORIZACIÓN LENTA.	CALDERAS DE VAPORIZACIÓN RÁPIDA.			
SU USO	CALDERAS FIJAS.	CALDERAS MÓVILES.			
LAS FUENTES DE CALOR	CALDERAS PARA COMBUSTIBLES (SÓLIDOS, LÍQUIDOS, GASEOSOS.	CALDERAS MIXTAS.	CALDERAS DE RECUPERACIÓN DE CALOR.	CALDERAS ELÉCTRICAS.	
LA FORMA EN QUE FLUYAN LOS GASES DE LA COMBUSTIÓN	CALDERAS DE PASO DIRECTO.	CALDERAS DE RETORNO			
MEDIO DE TRANSPORTE DE CALOR	CALDERAS DE VAPOR	CALDERAS DE AGUA CALIENTE	CALDERAS DE AGUA SOBRECALENTADA	CALDERAS DE FLUIDO TÉRMICO	

Fuente: página oficial de SERVITEC

Borroto Nordelo & Rubio González (2010) rectifican que los generadores de vapor pueden ser clasificados por diversos criterios relacionados con sus parámetros y sus características constructivas y de operación.

Las calderas de vapor se clasifican, atendiendo a la posición relativa de los gases calientes y del agua en acuotubulares y piro tubulares.

- Calderas piro tubulares. Son generadores de vapor pequeños. En ellos los gases calientes circulan por dentro de los tubos, mientras que el agua está por fuera.



Ilustración 2. Esquema de caldera piro tubular

Fuente: (portalelectromecanico.com)

- Calderas acuotubulares. Son generadores de vapor mediano y grande. En ellos el agua circula por dentro de los tubos mientras que los gases están por fuera (Severns, 1982).

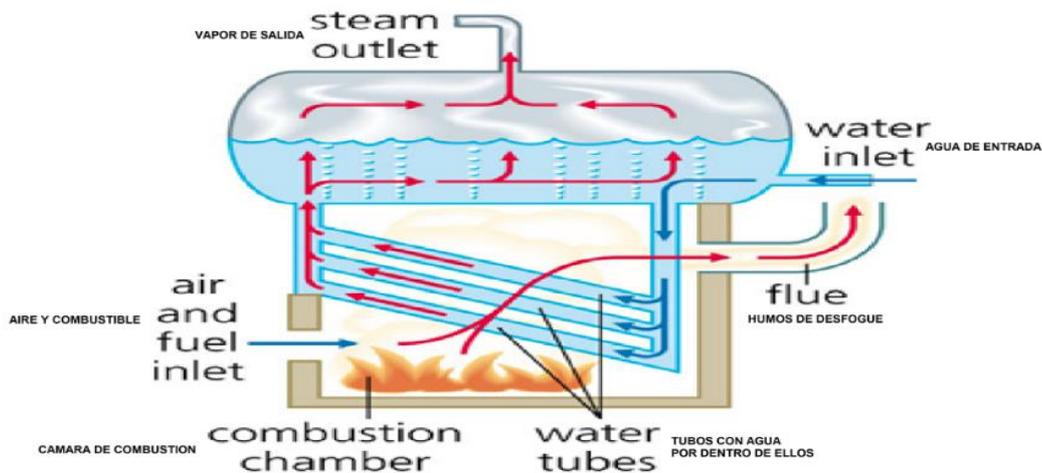


Ilustración 3. Esquema de caldera acuotubular

Fuente: (portalelectromecanico.com)

3.1.2 CALDERAS DE LECHO FLUIDIZADO CIRCULANTE

La caldera utilizada en la planta de BECO S.A. de C.V. es del tipo Lecho Fluidizado Circulante lo que permite quemar combustibles de alto poder calorífico, como el carbón y en especial los de difícil combustión, tales como el pet coke o coque de petróleo. Su objetivo principal es controlar mucho mejor las emisiones de óxidos de Sulfuro (SOx) y óxidos de nitrógeno (NOx).

La caldera fue suministrada por la empresa ISGEC de la India con licencia de Foster Wheeler, MCR 142 TPH, 110 kg/cm², 540 grados centígrados.

Rajaram (1999) indica que:

La caldera CFBC puede utilizar todos los grados de carbón y lignitos de manera eficiente y ecológicamente limpia. Su desarrollo se inició a mediados de la década de 1970 y se instalaron varias calderas CFBC en todo el mundo. Se espera que la generación futura de energía a partir de carbón sea de plantas de ciclo combinado de gasificación integrada basadas en la combustión en lecho fluidizado circulante y la gasificación.



Ilustración 4. Caldera de lecho fluidizado

Fuente: página oficial de HDB España

3.1.3 COMBUSTIÓN

“Un proceso de combustión es una reacción química de oxidación muy rápida acompañada de un flujo de calor exotérmico grande y de un flujo de sustancias que desaparecen, los reactivos, y de sustancias que aparecen, los productos de las sustancias” (Sánchez Naranjo, 2011).

En una central termoeléctrica, la combustión se da en la caldera de lecho fluidizado, con la característica que es a baja temperatura, por lo que la emisión de óxidos de nitrógeno es más baja que en una caldera convencional.

La tecnología de lecho fluidizado ofrece la ventaja de reducir las emisiones de NOx y SOx permitiendo controlar la temperatura del lecho y empleando reactivos como la roca caliza como material del lecho. Los beneficios adicionales incluyen la capacidad de usar combustibles como la biomasa y los combustibles residuales, que son difíciles de quemar en sistemas de calderas convencionales. (Babcock & Wilcox, 2015)

3.1.4 CICLO RANKINE

El ciclo Rankine es un ciclo que opera con vapor, y es el que se utiliza en las centrales termoeléctricas. El ciclo Rankine está formado por cuatro procesos los cuales se describen a continuación y se muestran en la ilustración 4:

- Proceso 1-2: Agua a baja presión y temperatura es bombeada desde el condensador hacia el generador de vapor que se encuentra a alta presión. Este proceso se considera en la mayoría de los análisis isoentrópico.
- Proceso 2-3: El agua cambia de fase líquida a vapor en el generador de vapor mediante la adición de calor. El vapor que abandona este proceso puede ser húmedo, seco o sobrecalentado.
- Proceso 3-4: El vapor entra en la turbina, se expande y se produce una cierta cantidad de trabajo. Este proceso es considerado isoentrópico en un ciclo Rankine ideal. Sin embargo, en la realidad no ocurre de esta forma.
- Proceso 4-1: El vapor rechaza calor hacia el medio ambiente en el condensador en donde se vuelve líquido. (Jiménez Bernal & Gutiérrez Torres, 2014, p. 163)

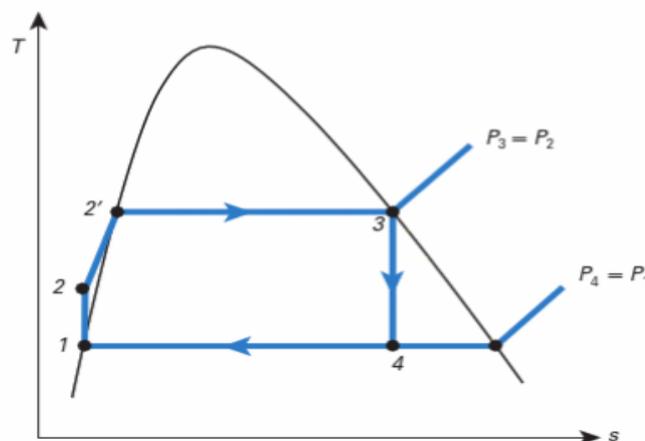


Ilustración 5. Diagrama T-s de un ciclo Rankine

Fuente: (Jiménez Bernal & Gutiérrez Torres, 2014)

La siguiente ilustración nos muestra el proceso del ciclo Rankine en una planta de generación de potencia mediante vapor, es el ciclo más importante en una central generadora eléctrica.

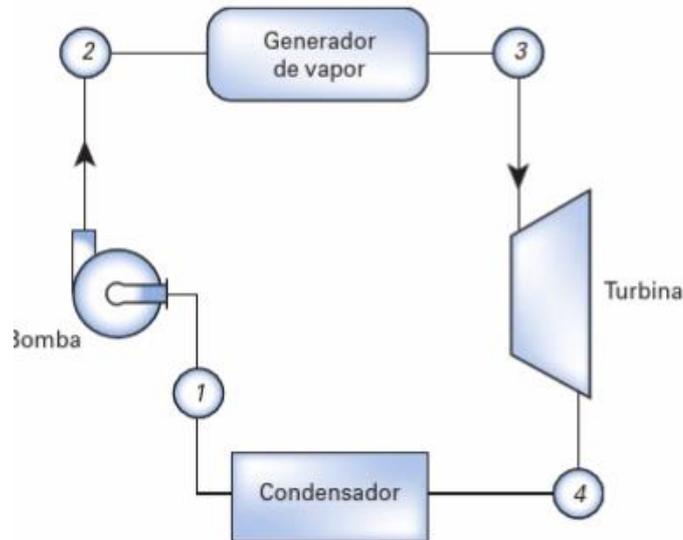


Ilustración 6. Esquema básico de una planta de generación de potencia mediante vapor

Fuente: (Jiménez Bernal & Gutiérrez Torres, 2014)

3.2 INSTRUMENTACIÓN INDUSTRIAL

La instrumentación es algo esencial en la mayoría de industrias, investigaciones e incluso dentro de la vida diaria de una persona. La instrumentación tiene la función de medir, transmitir, controlar o registrar variables de los procesos dentro de una planta, optimizando siempre los recursos tratados. García Gutiérrez (2014) nos define: "Instrumentación es la ciencia de la medida y del control. Las aplicaciones de esta ciencia abundan en la industria, la investigación, y la vida diaria" (p. 10).

Esta ciencia necesita de dispositivos para lograr medir y controlar todo tipo de magnitud, es por ello que existen transmisores y sensores que mandan una señal del valor registrado hacia un dispositivo de control, como ser el PLC, y este lo demuestra en una pantalla determinando si el valor registrado es correcto o incorrecto.

Para medir la magnitud en la que estamos interesados, es evidente que se necesita un dispositivo de medida que detecte esa magnitud y genere una señal que la represente y la transmita a un dispositivo de indicación o control, donde tiene lugar una acción

humana o automatizada. Si la acción de control es automatizada, el dispositivo de control envía una señal a un dispositivo final de control que influye sobre la magnitud medida. (García Gutiérrez, 2014)

En una caldera generadora de vapor, y en cada proceso dentro de la planta, se utilizan muchos instrumentos, cada uno para medir una magnitud diferente, esto para tener todos los valores de la caldera en óptimas condiciones. A continuación se detallaran los instrumentos utilizados y calibrados durante el desarrollo de la práctica profesional.

3.2.1 INDICADORES E INTERRUPTORES DE PRESIÓN

“La presión es una fuerza por unidad de superficie y puede expresarse en unidades tales como pascal, bar, atmósferas, kilogramos por centímetro cuadrado y psi (libras por pulgada cuadrada)” (Creus Solé, 2005). Como su nombre lo indica, estos indicadores se utilizan para indicar y medir la presión de fluidos o gases.

En la planta se trabajan con manómetros, su medida en kilogramos por centímetro cuadrado, que es un instrumento de medida de presión en fluidos en circuitos cerrados. Estos trabajan con la presión manométrica, que es la diferencia entre la presión absoluta y la presión atmosférica.

La presión manométrica es la unidad de presión que encontramos en el trabajo cotidiano, por ejemplo, los valores nominales de presión de los neumáticos de los vehículos aparecen en presión manométrica. Un dispositivo de presión manométrica indicará “presión cero” cuando se purgue de aire hasta la presión atmosférica, es decir, la presión manométrica está referenciada con la presión atmosférica. (García Gutiérrez, 2014, p. 13)



Ilustración 7. Manómetro Instrutek

Fuente: página oficial de Instrutek

Un presostato, o un interruptor de presión, es un aparato que cierra un contacto eléctrico cuando un cierto valor predeterminado de presión es alcanzado. Este valor dependerá si la presión sube o la presión baja, evitando posibles problemas.

3.2.2 TRANSMISORES DE PRESIÓN DIFERENCIAL

Dentro de la industria existen diferentes transmisores de presión, pero el más usado habitualmente es el transmisor de presión diferencial. Este equipo detecta la diferencia de presión entre dos puertos y produce una señal de salida con referencia a un rango de presión calibrado. Es obligatorio que sobre el sensor actúen dos diferentes presiones para poder determinar la diferencia entre los dos niveles de presión. La salida se muestra en el rango de 4-20 mA o el de 0-10 V.



Ilustración 8. Transmisor de presión diferencial Rosemount

Fuente: página oficial de Emerson

3.2.3 INDICADORES E INTERRUPTORES DE NIVEL

Estos tipos de sensores son usados para medir el nivel de líquidos dentro de un recipiente o tanque. Estos tienen un dispositivo flotador que puede flotar ya sea en fluidos de densidad alta o baja. “Los instrumentos de flotador consisten en un flotador situado en el seno del líquido y conectado al exterior del tanque indicando directamente el nivel. La conexión puede ser directa, magnética o hidráulica” (Creus Solé, 2005, p. 196).

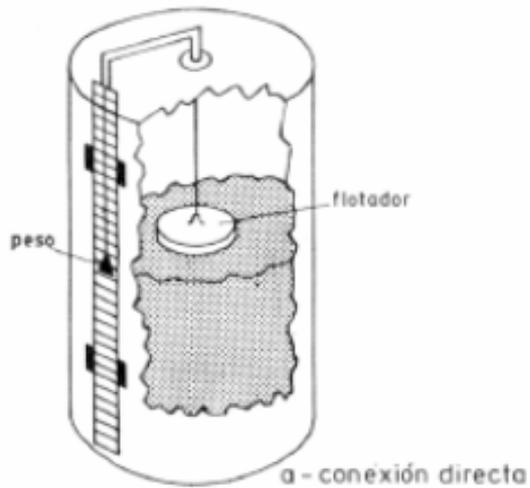


Ilustración 9. Indicador de nivel con flotador

Fuente: (Creus Solé, 2005)

Un interruptor de nivel es un dispositivo instalado en un recipiente o tanque lleno de sólidos o líquidos, que permite verificar si el nivel almacenado alcanza o excede un nivel predeterminado. Si esto pasa, el interruptor se cierra y evita que el tanque se siga llenando hasta que el nivel se reduzca. Estos trabajan con un flotador, que con el movimiento de este se abre o se cierra el contacto.



Ilustración 10. Interruptor de nivel con flotador

Fuente: página oficial de NIVELCO

3.2.4 TRANSMISORES DE NIVEL

Los transmisores de medición de nivel son parte importante del control de proceso en muchas industrias. En BECO S.A. se usan los transmisores de nivel ultrasónicos, ya que la medición de

nivel es de manera continua y no se realiza contacto con el líquido. Estos miden el nivel de fluido mediante una onda que emiten y producen una salida en corriente de 4-20 mA.



Ilustración 11. Transmisor de nivel ultrasónico Siemens

Fuente: página oficial de Siemens

3.2.5 ROTÁMETROS

Es un instrumento para medir caudales de líquidos y gases que trabajan con presión constante. Es poco usado, pero es de gran aporte para realizar un trabajo más preciso. Consiste en un tubo y un flotador, donde la respuesta del flotador a los cambios del caudal es lineal.

La operación del rotámetro se basa en el principio de área variable. El flujo del fluido hace que se eleve el flotador en el tubo, lo que aumenta el área para el paso del fluido. Mientras mayor sea el flujo, más alto se eleva el flotador.



Ilustración 12. Rotámetros de marca Malema

Fuente: página oficial de Malema

3.2.6 TIPOS DE ANALIZADORES

En la planta de tratamiento de agua de ambas unidades, se utilizan sensores para medir varias magnitudes del agua como ser el pH, la turbidez y la conductividad. De los cuales estos tres tienen su propio analizador y se describirán a continuación. Durante la práctica profesional, se calibraron y verificaron que estuvieran funcionando bien

Analizador de pH: Este instrumento es de uso común en plantas que utilicen agua u otro tipo de soluciones acuosas. Estos analizadores se usan para establecer la cantidad de iones de hidrógeno en una disolución y su función es medir la cantidad de acidez o alcalinidad que contiene un líquido. En la planta de tratamiento de agua se utiliza para medir el pH del agua cruda que entra al proceso de clarificación, del agua que sale del tanque de ultrafiltración y del agua que llega a los tanques de agua desmineralizada.



Ilustración 13. Analizador de pH Yokogawa

Fuente: página oficial de Yokogawa

Analizador de Turbidez: Este instrumento, como su nombre lo indica, mide la turbidez del agua. Esta propiedad del agua es considerada una buena medida de calidad de agua. “La turbidez es una medida del grado en el cual el agua pierde su transparencia debido a la presencia de partículas en suspensión. Cuantos más sólidos en suspensión haya en el agua, más sucia parecerá ésta y más alta será la turbidez” (Lenntech, 2006). La medición de la turbidez es esencial para garantizar la calidad del agua de alimentación de la caldera. Este se utiliza para ver la turbidez del agua antes de entrar al proceso de clarificación del agua.



Ilustración 14. Analizador de turbidez HACH

Fuente: página oficial de HACH

Analizador de Conductividad: “La conductividad de una sustancia se define como: la habilidad o poder de conducir o transmitir calor, electricidad o sonido” (Lenntech, 2006). Este analizador esta puesto antes de entrar al proceso de osmosis inversa, para determinar si el agua aún sigue siendo conductora de electricidad. El agua necesita estar libre de iones para poder desmineralizarla.

Lenntech (2006) afirma:

El agua pura no es un buen conductor de la electricidad. Debido a que la corriente eléctrica se transporta por medio de iones en solución, la conductividad aumenta cuando aumenta la concentración de iones. De tal manera, que la conductividad disminuye cuando el agua disuelve compuestos iónicos.



Ilustración 15. Analizador de conductividad Yokogawa

Fuente: página oficial de Yokogawa

3.2.7 TRANSMISORES ELECTROMAGNÉTICOS Y SWITCHES DE FLUJO

Un flujometro es un instrumento que se usa para medir el caudal lineal, no lineal, de masa o volumétrico de un líquido o gas. El transmisor de flujo convierte la salida de pulsos en una salida analógica de 4 a 20 mA. Los transmisores se basan en la Ley de Faraday la cual expresa que al pasar un fluido conductivo a través de un campo magnético, se produce una fuerza electromagnética (F.E.M.), directamente proporcional a la velocidad del mismo, de donde se puede deducir también el caudal.



Ilustración 16. Transmisor de flujo Endress-Hauser

Fuente: página oficial de Endress-Hauser

Un switch de flujo es un instrumento que sirve para indicar a una bomba o grupo de presión que se encienda o apague ante una demanda de presión, garantizando que esta sea constante. Estos switches determinan si el flujo está por encima o por debajo del valor predeterminado, y así determinar si dejan pasar el flujo o no.

3.2.8 CONTROLES DE TEMPERATURA

Como bien lo indica su nombre, los controladores de temperatura son unos instrumentos que en la actualidad son utilizados para poder regular el estado térmico dentro de algún proceso en el cual el clima sea un factor primordial para el resultado exitoso de un proceso industrial. (JM Industrial, 2019, p. 1)

Los controles de temperatura vienen acompañados de dos instrumentos que se complementan uno con el otro. Uno de ellos es el sensor de temperatura que mide la temperatura actual del proceso y el otro el actuador para para activar un instrumento el cual influye directamente en la temperatura del proceso (válvulas, resistencias, etc.)



Ilustración 17. Control de temperatura Honeywell

Fuente: página oficial de Honeywell

3.3 CARACTERÍSTICAS Y CONEXIONES DE LOS INSTRUMENTOS

De acuerdo con las normas SAMA (Scientific Apparatus Makers Association), PMC20, las características de mayor importancia para los instrumentos son las siguientes:

- Intervalo de medida (Range): es el conjunto de valores que están entre los límites superior e inferior de la variable de medida. Por ejemplo, un manómetro de intervalo de medida de 0-15 bar.
- Alcance (Span): Es la diferencia algebraica entre los valores superior e inferior del campo de medida del instrumento. Por ejemplo, en un instrumento de temperatura de 100-300 °C, el span es de 200 °C.
- Error: es la desviación que se da en las medidas prácticas en la variable de un proceso con respecto a una medida teórica o ideal. Esto ocurre por las imperfecciones de los aparatos y las perturbaciones externas del ambiente de trabajo. Para calcular estos errores tenemos las siguientes ecuaciones.

$$\text{Error absoluto} = \text{valor leído} - \text{valor verdadero}$$

Ecuación 1. Ecuación del error absoluto

$$\text{Error relativo} = \frac{\text{error absoluto}}{\text{valor verdadero}}$$

Ecuación 2. Ecuación del error relativo

- Exactitud (Accuracy): es la cualidad del instrumento de medida por la que de lectura próximas a un valor teórico verdadero de la magnitud referente. Por ejemplo, un manómetro de 0 a 30 bar puede tener una exactitud de $\pm 1\%$ bares.

- Precisión: la precisión se refiere que tan cercanas da sus lecturas entre si un instrumento en distintas condiciones.
- Zona Muerta (Dead Zone): es hasta donde el instrumento no puede dar una respuesta a la medición, o mejor dicho indicar una medición o señal de salida.
- Sensibilidad (Sensibility): es la relación entre la variación de la lectura del instrumento y el cambio en el proceso que causa este efecto. (Bullón, 2009)

Todo instrumento de medición industrial posee estas características, debido a que los fabricantes y diferentes proveedores se ajustan para emplear dicha terminología.

3.3.1 CAJAS DE REGISTRO

Cuando se conecta cualquier instrumento de medición, estas señales deben llegar a un punto en común en campo del cual se obtendrán las señales en conjunto hacia el cuarto de control en paneles donde se recibe las señales de campo; y estas son enviadas al sistema SCADA para luego ser utilizadas para monitoreo y/o protección.

Este punto en común en donde llegan las señales se les denomina cajas de registro o como normalmente se utiliza en BECO "Junction Boxes" en donde son enviadas a través de conductores de ocho pares, doce pares y/o catorce pares dependiendo de la cantidad de señales que una caja de registro contenga.

Las cajas de registro están instaladas a lo largo de toda la planta ubicada en lugares estratégicos con el fin de reducir la cantidad de conductores que portan las señales de medición y/o protección hacia el cuarto de control. Cada caja de registro ubicada en cada área, esta enumerada dependiendo de la cantidad de cajas que existen, por ejemplo: B1-JB-1 (Boiler Unidad 1-Junction Box-1).



Ilustración 18. Cajas de conexiones en la planta

Fuente: Propia

3.3.2 JB SCHEDULES

Debido a la gran cantidad de instrumentos que se instalan y la cantidad de señales que se recolectan de campo, la conexión de las cajas de registro en campo y los paneles en el cuarto de control se hacen con listados, los cuales se les denominan "JB SCHEDULES". Estos listados contienen la siguiente información:

- Branch Cable Details: indica el tipo de conductor, su calibre y la cantidad de pares que se utilizará para dicha señal.
- Instrument Tag: etiqueta del instrumento con el cual será identificado en la planta. Esta etiqueta es única de cada instrumento.
- Ferrule @ Instrument Side: marquilla que llevara el conductor que se conecte dentro del instrumento, la cual indica hacia que caja de registro se dirige dicha señal y en que terminales está conectada.
- Description: breve descripción de la señal.
- No: indica la caja de registro donde estará conectada cada señal.
- Ferrule @ Incoming: marquilla que llevara el conductor que se conecte dentro de la caja de registro la cual indica desde que instrumento de campo llega la señal.
- Port: indica el nombre de la bornera.

- TB No: indica el número de la terminal en la que se conectarán los cables de la señal dentro de la caja de registro.
- Outgoing Cable Details: detalla el número de par el cual será conectado a cada terminal en la caja de registro y además detalla el conductor que se utilizará para llevar las señales de la caja de registro a los paneles en el cuarto de control.
- Cabinet No: indica el panel al que será llevada la señal en el cuarto de control.
- Terminal Port: indica la bornera en la cual será conectada la señal según el tipo de señal.
- Terminal No: indica el número de terminal en el cual será conectada la señal dentro del panel.
- Ferrule at JB: marquilla ubicada en cada cable que recoge la señal de campo en la caja de registro. Esta marquilla indica desde donde exactamente en la caja de registro se obtiene la señal que transporta y hacia donde exactamente se llevará en los paneles del cuarto de control.
- Ferrule at DCS: marquilla ubicada en cada cable que lleva la señal de la caja de registro hacia los paneles del cuarto de control. Esta marquilla contiene la misma información que la anterior, con la diferencia que el orden de la información se invierte.

3.4 SEÑALES DE INSTRUMENTOS

Todos los instrumentos de medición utilizan tanto señales digitales como señales análogas para obtener información de puntos importantes del proceso. Las señales análogas, se utilizan para obtener lectura de información cambiante con el tiempo, por ejemplo: presión, temperatura, flujo, recorridos lineales o giratorios, en caso de actuadores.

Las señales digitales por otro lado, se utilizan para obtener retroalimentación de estado actual, un contacto normalmente abierto o normalmente cerrado que cambia de estado al existir una alteración externa sobre el estado inicial.

Se define una señal como una función de una o más variables que representan una cantidad física; típicamente contiene información acerca del comportamiento natural de los fenómenos; por ejemplo, las señales eléctricas, acústicas, de video, biológicas, entre otras. Para el caso de una dimensión, la señal se representa mediante la forma $x(t)$, siendo t la variable independiente y x la variable dependiente. (Pablo, 2017, p. 1)

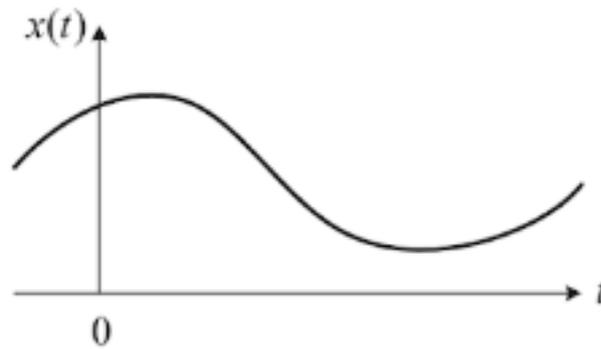


Ilustración 19. Representación gráfica de una señal

Fuente: (Pablo, 2017)

3.4.1 LOOP CHECKING

Básico para cualquier discusión de los bucles de control es el control de "retroalimentación". En este control, el bucle comienza midiendo la variable de proceso (PV). Luego compara el PV con el valor deseado, es decir, el punto de ajuste (SP), y actúa sobre la diferencia entre SP y PV (error) utilizando un algoritmo de control (generalmente PID). El bucle luego sale al elemento de control final. Los siguientes diagramas indican que los elementos principales del bucle son:

- Transmisor / Sensor (para medir el PV)
- Controlador de Proceso (con un SP y un algoritmo de control ingresados por el operador)
- Elemento de Control Final (válvula / actuador y accesorios). (Jeffery, 2005, p. 4)

El Loop Checking consiste en asegurarse que las conexiones de las señales hayan sido conectadas como los JB Schedules o listados de cajas de registro lo indican. Para asegurarse de que la señal llegará correctamente al cuarto de control, se hace loop checking desde el instrumento a la caja de registro y de la caja de registro al panel donde llega la señal al cuarto de control.

Con la ayuda de un multímetro, se toma uno de los hilos de la señal que se desea medir y se conecta a tierra por medio de un puente, al otro extremo, ya sea del lado del instrumento, de la caja de registro o de los paneles del cuarto de control, y se coloca una de las puntas del multímetro en el mismo hilo y la otra punta a tierra. Esto deberá cerrar el circuito y el

multímetro marcará continuidad emitiendo una alarma, de igual manera se repite el procedimiento con el segundo hilo de la señal y por consiguiente, las demás señales.



Ilustración 20. Diagrama de loop checking

Fuente: Propia

3.5 CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE

Un controlador lógico programable es un dispositivo electrónico muy utilizado en la automatización industrial. Este controla toda la lógica del funcionamiento de los procesos de máquinas y plantas, ya que procesan y reciben las señales digitales y analógicas de los procesos. Estos controladores lógicos son requeridos para la adquisición de datos de los diferentes instrumentos instalados alrededor de la planta generadora de energía.

Un PLC permite controlar un proceso o realizar una secuencia de acciones de manera automática a partir de un programa definido por el usuario. Esto lo realiza ejecutando en forma cíclica una secuencia de instrucciones que, a partir de la información que llega a sus entradas desde los sensores, deciden cuándo conmutar sus salidas, donde se encuentran conectados los actuadores. (Daneri, 2008, p. 89)

3.5.1 COMPONENTES DE UN PLC

Un Controlador Lógico Programable se compone de las siguientes partes:

- Una unidad de entrada, a través de la cual el autómatas programable recibe las señales (digitales o analógicas) de los captadores presentes en el proceso industrial.

- Una unidad de salida, a través de la cual el autómat programable transmite al proceso industrial las variables de salida (digitales o analógicas) que lo controlan.
- Una unidad central de proceso o CPU, que es la encargada de efectuar las operaciones lógicas especificadas en el programa de control mediante un microprocesador. Está dotada de un generador de impulsos, un contador síncrono, una memoria de acceso aleatorio no volátil (ROM, EPROM, E 2 PROM, etc.), un circuito combinacional que genera las señales de control, una unidad lógica y un biestable que memoriza el resultado o resultados parciales.
- Una fuente de alimentación que se selecciona en función de la configuración a adoptar por el PLC y que es capaz de manejar las tensiones típicas en ambientes industriales.
- Una unidad de programación externa, que permite cargar y descargar programas. En un principio estas unidades de programación eran propias de cada fabricante, en la actualidad es común utilizar un computador personal como unidad de programación.
- Módulos especiales o periféricos externos. Existe una gran variedad módulos conectables al PLC para operaciones específicas, tales como monitores de interfaz con el usuario o paneles HMI (Human Machine Interface), lectores de recorrido, contadores rápidos, controladores de motores, dosificadores, controladores de ejes de posicionamiento continuo, módulos de control de sistemas continuos (PID), etc. (Barrientos. A. & Gambao, 2014, p. 109)

En la siguiente ilustración podremos observar cómo están conectados los componentes de un PLC entre sí. La unidad central de proceso es la más importante, ya que es el cerebro de nuestro controlador, por ende, es ahí donde se procesa toda la información y se cumplen todos los comandos programados por el usuario.



Ilustración 21. Componentes básicos de un PLC

Fuente: (Barrientos. A. & Gambao, 2014)

3.5.2 ENTRADAS Y SALIDAS DE UN PLC

Las entradas y salidas de un controlador lógico programable son las partes que lo vinculan con el campo. La función del PLC es adaptar las señales de los captadores para que puedan ser reconocidas por la unidad central de proceso en caso de ser una entrada, o activar un actuador por una orden del PLC si es una salida.

Daneri (2008) afirma que:

Debido a que no todas las señales de campo son iguales, existen interfaces de E/S para los tipos de señales eléctricas más comunes. Los canales de entrada o salida se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Digitales. También llamadas on/off o discretas, pueden tomar sólo dos estados, 0 y 1.
- Analógicos. Pueden tomar una cantidad de estados dentro de un cierto rango de tensión o corriente, por ejemplo, 4 a 20 mA, 0 a 20 mA, 0 a 10 V y -10 a 10 V).
- Especiales. Son variantes de los anteriores que se emplean en aplicaciones específicas, como por ejemplo el conteo de alta velocidad, etc. (p. 92)

3.6 SISTEMA SCADA

Un sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) es el conjunto de software y hardware utilizado para poder comunicar, supervisar y controlar múltiples procesos dentro de

una planta. Con el SCADA dentro de la planta de tratamiento de agua, se pueden observar y controlar datos de temperatura, conductividad, flujo, nivel de agua, presión, pH, entre otros.

Rodríguez Penin (2007) nos indica:

Damos el nombre de SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition o Control con Supervisión y Adquisición de Datos) a cualquier software que permita el acceso a datos remotos de un proceso y permita, utilizando las herramientas de comunicación necesarias en cada caso, el control del mismo.

No se trata de un sistema de control, sino de una utilidad software de monitorización o supervisión, que realiza la tarea de interface entre los niveles de control (PLC) y los de gestión, a un nivel superior. (p. 19)

El sistema SCADA es muy utilizado en la automatización industrial, ya que permite a los ingenieros de cualquier empresa llevar un control y supervisión de todos los instrumentos en tiempo real. Esto hace más fácil la detección de fallas, ya que es posible programar alarmas y disparos si en todo caso el proceso llegara a fallar, y así poder corregir estos posibles problemas. "Las alarmas se basan en la vigilancia de los parámetros de las variables del sistema. Son los sucesos no deseables, porque su aparición puede dar lugar a problemas de funcionamiento" (Rodríguez Penin, 2007, p. 54).

3.6.1 FUNCIONES DE UN SISTEMA SCADA

Con la ayuda de un sistema SCADA se puede hacer tanto la supervisión como la adquisición de datos de un determinado proceso. Se busca aprovechar la enorme flexibilidad de sus funciones, ya que puede ser muy amigable a la hora de controlar y monitorear los procesos de la planta.

Un sistema de supervisión y control nos facilita innumerables labores dentro del control automático de procesos. Dentro de sus funciones habituales podemos destacar:

- Adquisición de datos: se encargan del acopio, procesamiento y almacenaje de la información del proceso a controlar.
- Supervisión: consiguen la representación en equipos o pantallas de la evolución de las variables de control.

- Control: permite la modificación de consigna de las variables del proceso, logrando modificar la evolución del proceso.
- Transmisión: permite la intercomunicación de los distintos equipos de campo que conforman el sistema a controlar.
- Bases de datos: tras el proceso de adquisición de datos, estos sistemas permiten la gestión y procesamiento de estos. Suelen utilizarse sistemas de acceso a bases de datos estándar, tales como ODBC (Open DataBase Connectivity).
- Presentación: la representación gráfica en equipos interactivos de diagramas y esquemas del proceso y la utilización de equipos HMI (Human Machine Interface) son elementos comunes de los sistemas SCADA.
- Explotación: la gran cantidad de datos registrados nos aporta una gran riqueza de información susceptible de ser tratada estadísticamente para mejorar el proceso productivo. (Alonso, 2013)



Ilustración 22. Funciones de un sistema SCADA

Fuente: página oficial de Universidad de Oviedo

3.6.2 PARTES DE UN SISTEMA SCADA

Como todo sistema, este cuenta con sus partes esenciales y que son utilizadas en casi todos los sistemas SCADA de diferentes marcas. Sin estas partes el sistema presentaría fallas y no trabajaría bien, estas partes son:

- Interfaz Hombre-Máquina. Son los dispositivos finales de comunicación y visualización con los que debe interactuar el operario de planta (pantallas, botoneras, etc.).
- Unidad Central (MTU). (Master Terminal Unit) será el equipo encargado de realizar las operaciones programadas de supervisión y control en función de las variables

medidas y consignas aportadas. Es la unidad maestra que controla al resto de unidades esclavo. En esta unidad también se almacena la información (bases de datos), de modo que otras aplicaciones tengan acceso a los mismos.

- Unidades Remotas (RTUs). (Remote Terminal Unit) Son todas aquellas unidades, PCs o dispositivos que envían información a la unidad central y que se encuentran alejadas del centro de control. Estos dispositivos se encargan de recopilar los datos de los elementos de campo y enviarlos a la Unidad Central.
- Sistema de Comunicaciones. Son los equipos encargados de transferir la información y los datos entre los actuadores y sensores y la unidad central, que es el punto donde se supervisa y controla el proceso. Está formado por medios de comunicación, transmisores y receptores.
- Transductores. Serán los elementos que transformarán señales físicas o químicas en señales eléctricas. (Alonso, 2013)

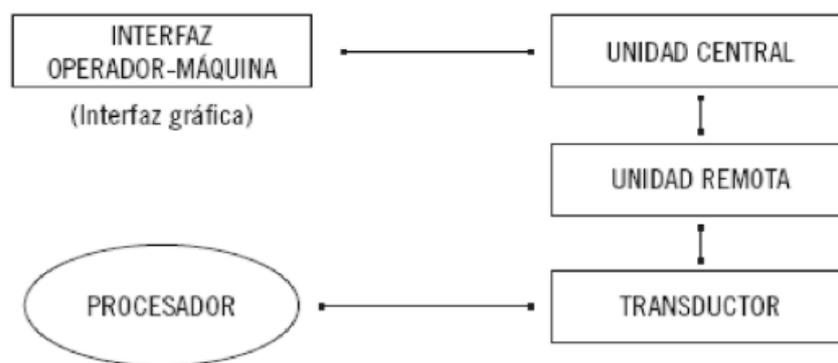


Ilustración 23. Esquema de interconexión en un sistema SCADA

Fuente: (Alonso, 2013)

3.6.3 SOFTWARE DE SISTEMA SCADA

Las utilidades de un sistema SCADA aumentan considerablemente al utilizar el software adecuado, aunque sean de distintas marcas, pero la comunicación es prácticamente la misma.

Su software debe presentar las siguientes funciones:

- Manejo del soporte o canal de comunicación.
- Manejo de uno o varios protocolos de comunicación (driver).

- Manejo y actualización de una base de datos.
- Administración de alarmas (eventos).
- Generación de archivos históricos.
- Interfaces con el operador (HMI - Human Machine Interface).
- Capacidad de programación (Visual Basic, C).
- Transferencia dinámica de datos (DDE).
- Conexión a redes.
- Debe tener capacidad para comunicarse con múltiples redes de instrumentos, aun siendo de distinta procedencia y fabricantes (Standard IEC 1131.3). (Gómez Sarduy, Reyes Calvo, & Guzmán del Río, 2005)

Normalmente cada fabricante de PLC tiene su propio software de SCADA, de los cuales los más comunes están en la siguiente tabla:

Tabla 2. Software SCADA más comunes

Software scada más comunes	
Software Scada	Desarrollador
WinCC	Siemens
SCADA/HMI software	ABB
RsView 32	Allen Bradley
SYSMAC SCS	Omron
Scada InTouch	LOGITEK
LabView	National Instruments
Monitor Pro	Schneider Electric

Fuente: (Alonso, 2013)

IV. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO DESARROLLADO

4.1 CALIBRACIONES DE INSTRUMENTOS

Durante el desarrollo de la práctica profesional se calibraron diferentes instrumentos instalados alrededor de la planta, tales como: interruptores de presión, interruptores de nivel, transmisores de nivel, transmisores de flujo, indicadores presión, etc. Estos instrumentos se calibran cada vez que el operador solicite que se cambie el rango de operación, que el instrumento presente una posible falla o cuando se realizan los diferentes mantenimientos preventivos de los procesos de la planta. Ya que la empresa cuenta con tres unidades de caldera, son bastantes los instrumentos conectados y en línea; y debido a eso es que cada semana se trabajan en calibraciones de los instrumentos.

La práctica profesional tuvo una duración de 10 semanas, y cada semana se calibraban diferentes instrumentos a petición del departamento de operaciones. El trabajo es asignado por los supervisores de instrumentación, que junto con los técnicos de turno, se calibra el instrumento y deja funcionando de manera habitual.

4.1.1. CALIBRACIÓN DE TRANSMISORES

Se calibraron transmisores de nivel, transmisores de presión, transmisores de presión diferencial y transmisores de flujo. Siendo estos los instrumentos analógicos más importantes de la empresa, ya que muestra una precisión casi exacta a la hora de medir la magnitud.

Antes de poder calibrar los transmisores es necesario hacer el ajuste de Cero y Span. Estos son los ajustes que el técnico manipula para ejecutar la calibración de los instrumentos.

- Ajuste de Cero – Es el ajuste que se utiliza para que el output del transmisor sea 4mA, cuando el transmisor tiene el 0% de la variable del proceso aplicado.
- Ajuste de Span – Es el ajuste que se utiliza para que el output del transmisor sea 20mA, cuando el transmisor tiene el 100% de la variable del proceso aplicado.

Tabla 3. Tabla de calibración para transmisores

		Bijao Electric Company S.A. (BECOSA) Departamento de instrumentación	
Formato para Calibración de Instrumentos			
Información del instrumento a calibrar:			
Transmisor de presión	<input type="checkbox"/>		
Transmisor de flujo	<input type="checkbox"/>		
Transmisor diferencial	<input type="checkbox"/>		
Transmisor de nivel	<input type="checkbox"/>		
Marca:			
Tipo o Modelo:			
Sufijo			
Número de serie:			
TAG:			
Fecha de última calibración:			
Fecha actual:			
Anote el valor LRV			
Anote el valor URV			
Realice una calibración a cero y proceda con pruebas en función al rango de operación del instrumento.			
Presión registrada en manómetro patrón	Lectura de corriente con Hart (mA)		
0%			
25%			
50%			
75%			
100%			
		Si	No
El instrumento esta apto para operación		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Observaciones:			
Realizado por		Ingeniero encargado	

Fuente: Propia

La tabla anterior es un formato para la calibración de los transmisores. Se identifica que transmisor se está trabajando, ya sea de presión, presión diferencial, flujo o nivel, la marca, el modelo, el sufijo, el número de serie, la etiqueta, la fecha de la última calibración y la fecha actual. También se puso los valores LRV y URV, que son el rango de operación del transmisor; luego, los valores que corresponden del 0% al 100% de la variable aplicada y que corriente mide con el comunicador de campo 475 HART. Por último, si el instrumento está apto para operación, si hay observaciones, y que técnico e ingeniero realizo el trabajo.



Ilustración 24. Comunicador de campo 475 HART

Fuente: página oficial de Emerson

En la ilustración anterior podemos observar el comunicador de campo 475 HART, que es el instrumento necesario para poder realizar la calibración de los diferentes transmisores; este prueba todos los parámetros establecidos del transmisor en la lógica del PLC.

4.1.2. CALIBRACIÓN DE SWITCHES DE PRESIÓN

Se calibraron switches de presión y nivel instalados alrededor de las calderas. Son instrumentos con señales digitales, estos permiten que se abra o cierre el contacto si sobrepasan el valor establecido o el valor de la magnitud es muy bajo.

La calibración de los switches de presión se realizó con una bomba especial para manómetros y con un multímetro. Se setea un valor dentro del rango del switch para hacer la prueba y mediante la bomba se llegó hasta ese valor, con el multímetro se conectó en las terminales común y normalmente abierto para probar que cuando se llegara a ese valor el switch se cerrara y dejara de recibir presión.



Ilustración 25. Calibración de switch de presión

Fuente: Propia

En la ilustración anterior podemos observar la calibración hecha a un switch de presión con la bomba para calibrar y el multímetro conectado en las terminales. Este switch de presión está conectado en los recolectores de ceniza, y debido a que los operadores requerían que se activara a 2.5 kg/cm². fue necesario la calibración del mismo; al igual que los otros switches conectados en los recolectores.

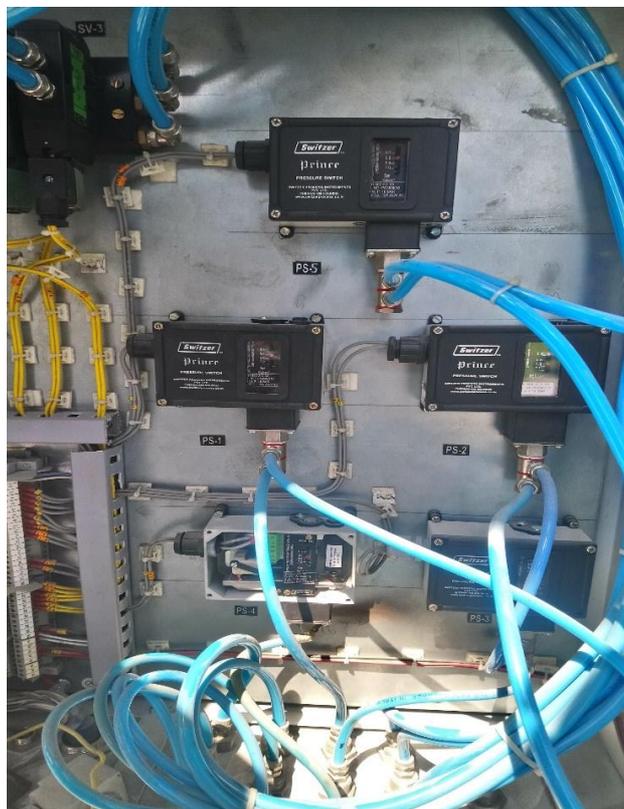


Ilustración 26. Switches de presión conectados en los recolectores de ceniza

Fuente: Propia

4.2 ACTUALIZACIÓN DE CAJAS DE CONEXIONES

Actualmente, la empresa tiene muchas cajas de conexiones que no han sido actualizadas debido a que muchos de los cambios que fueron hechos en el montaje de los instrumentos no fueron registrados. Como consecuencia, existe una base de datos de las señales de instrumentación desactualizada y esto dificulta el ubicar la señal dañada, ya que se desconoce si los listados de conexión de señales a las cajas de registro y a los paneles de cuarto de control, están actualizados con los más recientes cambios.

4.2.1. RECOLECCIÓN DE DATOS

Para actualizar los datos de las cajas de conexiones, se revisó el estado actual de estas cajas. Se consolidó todos los listados en digital y se imprimieron en físico, separados por área, para poder hacer la revisión de cada caja en campo.

Se siguió un orden por área para ver las cajas de conexiones, el cuál es el siguiente:

1. Planta de tratamiento de agua.
2. Sistema de bandas de carbón y coque.
3. Sistema de bandas de piedra caliza.
4. Sistema de manejo y recolección de cenizas.
5. Torre de enfriamiento de agua.
6. Área de turbo generación.
7. Caldera

4.2.2. PROCEDIMIENTO DE REVISIÓN

Durante el desarrollo de la actualización de las cajas de conexiones se procedió a seguir ciertos pasos que se describirán a continuación:

1. Se ubicaron las cajas de registro a ser revisadas en cada área.
2. Se localizaron los instrumentos que transmiten las señales que llegan a la caja de registro por revisar.
3. Se removieron los fusibles de las señales que se iban a revisar. Este paso es muy importante ya que al no remover los fusibles, corremos el riesgo de quemarlo cuando se haga puente a tierra para verificar continuidad de los conductores.

4. Una vez abiertos los fusibles, el técnico hace puente a tierra de uno de los hilos en el lado del instrumento utilizando un cable de 1 metro de longitud, en el otro extremo en la caja de registro, se colocó una de las terminales del multímetro en el hilo del par que se estaba haciendo la verificación y la otra terminal a tierra.
5. Una vez corroborada la continuidad y que la señal es correcta como debe estar en los listados, revisando las terminales a la que está conectada, el etiquetado, el número de par y que la señal no estuviera invertida, se marca como revisado. Cuando se encontraron discrepancias, se investigó el motivo del cambio. De existir una razón válida, se actualizó el listado de la caja de registro y al no existir una razón válida, se concluyó automáticamente que fue un error de conexión y se reportó para que fuera corregido en el mismo momento.
6. Una vez terminada la revisión de la caja de registro, se cerraron nuevamente los fusibles.
7. Luego de terminar con el área por completo, se actualizó la base de datos en digital de los listados de las cajas de registro.

Es importante mencionar que las revisiones de las cajas de registro se hicieron de manera programada para no afectar el funcionamiento de la planta.



Ilustración 27. Prueba de señales en cajas de conexiones

Fuente: Propia

4.2.3. ANÁLISIS DE DATOS

Los resultados obtenidos por área fueron los siguientes:

Tabla 4. Listado de cajas de conexión por área

Area	Cajas de Registro	Cajas Actualizadas
Planta de Tratamiento de Agua	8	1
Bandas de Carbon y Coque	14	4
Bandas de Piedra Caliza	5	2
Sistema de Manejo y Recoleccion de Cenizas	11	3
Torre de Enfriamiento de Agua	4	1
Area de Turbo Generacion	7	4
Caldera	30	10
Total	79	25

Fuente: Propia

De un total de 79 cajas que fueron revisadas 25 de ellos mostraron que necesitaban actualizaciones en sus listados, esto es el 31.64% de las cajas de registro del total de las cajas en las áreas de la Unidad 3.

Tabla 5. Listado de señales en cajas de conexiones

Area	Señales	Señales Actualizadas	Señales Mal Conectadas	Señales Cambiadas
Planta de Tratamiento de Agua	128	4	4	0
Bandas de Carbon y Coque	224	8	8	0
Bandas de Piedra Caliza	80	3	2	1
Sistema de Manejo y Recoleccion de Cenizas	176	4	4	0
Torre de Enfriamiento de Agua	64	2	2	0
Area de Turbo Generacion	112	8	7	1
Caldera	480	19	18	1
Total	1264	48	45	3

Fuente: Propia

Se revisaron un total de 1264 señales de las cuales 48 fueron actualizadas ya sea por cambios operacionales o por mala conexión. De estas señales, 45 fueron por mala conexión y un total de 3 señales fueron por cambios operacionales.

4.3 COMISIONAMIENTO DE SISTEMA SCADA EN PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA

Durante la práctica profesional se continuó con el comisionamiento y puesta en marcha del sistema SCADA para la planta de tratamiento de agua de la unidad #3. El proyecto que se había detenido por otras diligencias dentro de la empresa, como ser un problema con el analizador de gases, se continuó y se dejó listo el sistema SCADA para la nueva planta de tratamiento de agua.

4.3.1. INSTALACIÓN DE PLCs Y MÓDULOS DE ENTRADAS Y SALIDAS

Durante el comisionamiento, se instalaron los PLCs y módulos de entradas y salidas, tanto analógicas como digitales, dentro de los gabinetes. El PLC es el encargado de recibir todas las señales de los instrumentos, así como también el de mandar las señales de activación de los diferentes actuadores conectados en la planta. En la siguiente ilustración se podrá observar el panel sin los PLCs y módulos.

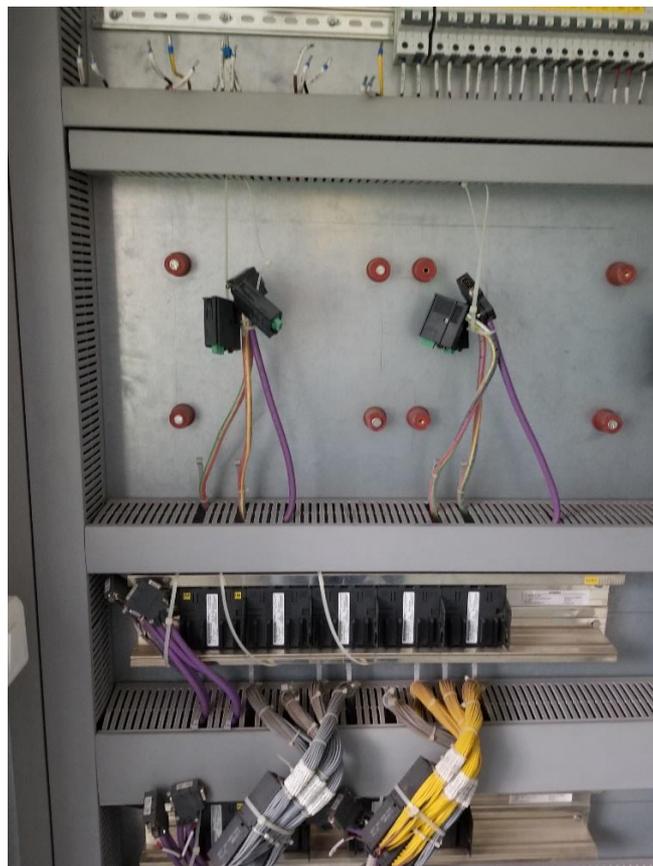


Ilustración 28. Panel de cuarto de control sin PLCs y módulos

Fuente: Propia

Una vez instalados los PLCs y los módulos de entradas y salidas, se procedió a conectar la red Profibus entre el controlador lógico programable y los módulos. También se terminó la

instalación de la red Profibus desde la gaveta del cuarto de motores hasta el panel del PLC. En la siguiente ilustración se podrá observar todo debidamente conectado y en línea, para proceder a la puesta en marcha del sistema SCADA.

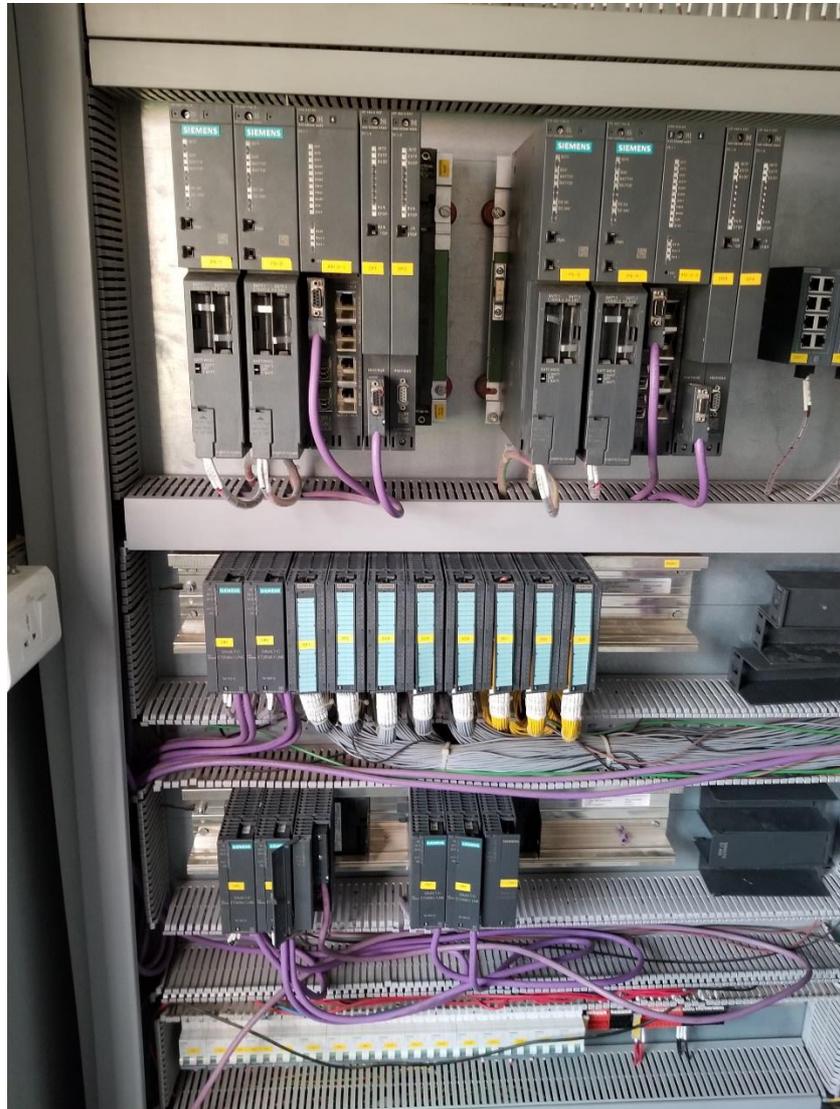


Ilustración 29. PLCs y módulos debidamente conectados en panel

Fuente: Propia



Ilustración 30. PLCs ya en línea con red Profibus

Fuente: Propia

4.3.2. PUESTA EN MARCHA DE SISTEMA SCADA

En cuanto se terminó de conectar y probar la red Profibus, y que no hubiera ningún problema de comunicación, se procedió a poner en marcha el sistema SCADA. El diseño del sistema SCADA para la planta de tratamiento de agua, ya venía desarrollado por la empresa india ISGEC, que es la encargada de los comisionamientos de las tres calderas.

Ellos mandaron un contratista para la puesta en marcha del sistema SCADA, y junto con los supervisores del departamento de instrumentación, se dejó listo para que empezaran las pruebas de las señales remotas y locales. A continuación, se podrá observar una pantalla del sistema SCADA antes de empezar con las pruebas donde muestra el proceso de clarificación y el filtro multigrado de arena.

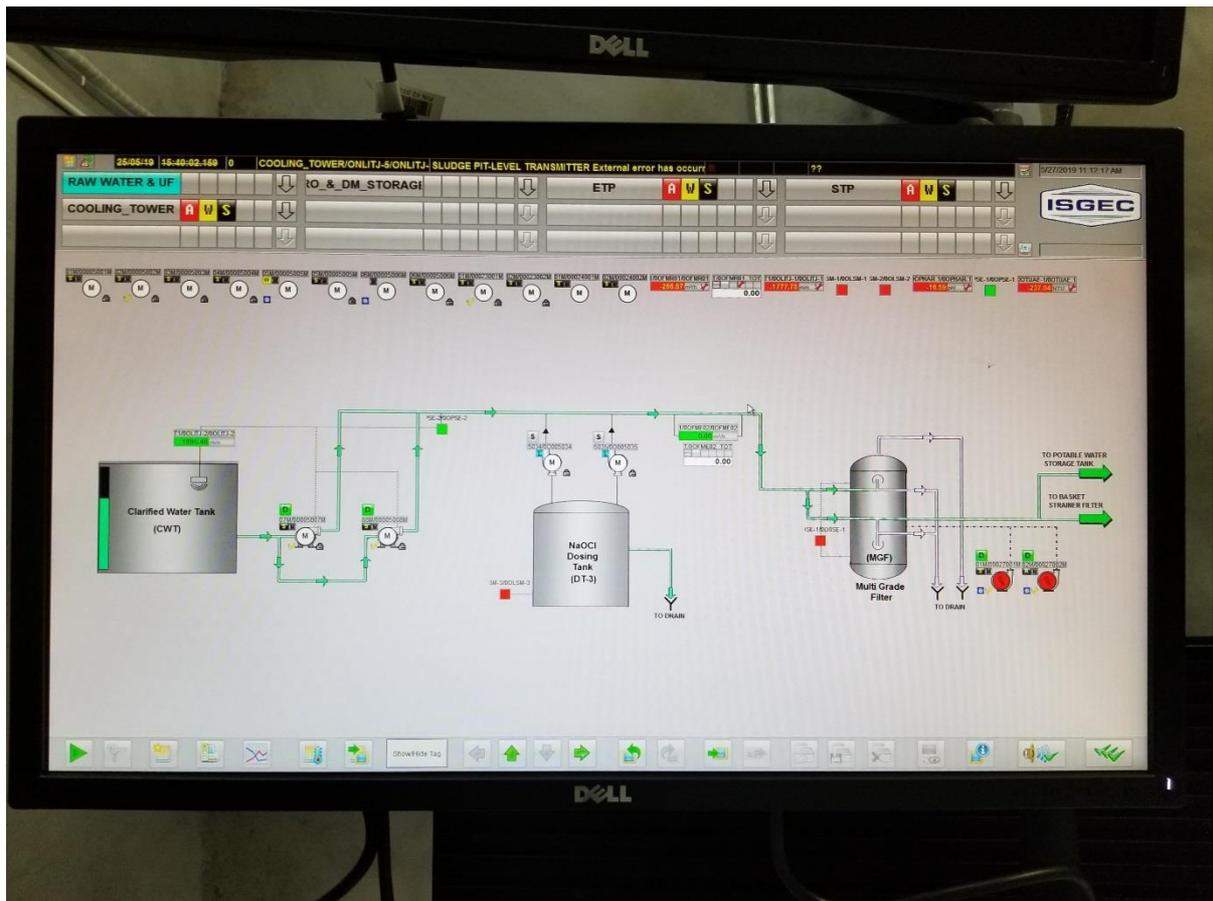


Ilustración 31. Pantalla del sistema SCADA antes de empezar con las pruebas

Fuente: Propia

Ya que los instrumentos habían sido calibrados y probados, solo se hicieron pruebas para ver si la señal entregada por ellos llegaba sin problema al PLC y al sistema SCADA. Posteriormente, se probaron los motores y bombas de los diferentes procesos del tratamiento del agua y se completó el comisionamiento de la planta de tratamiento de agua de la unidad #3. En la siguiente ilustración se podrá observar la pantalla del sistema SCADA durante las pruebas de señales de los diferentes motores.

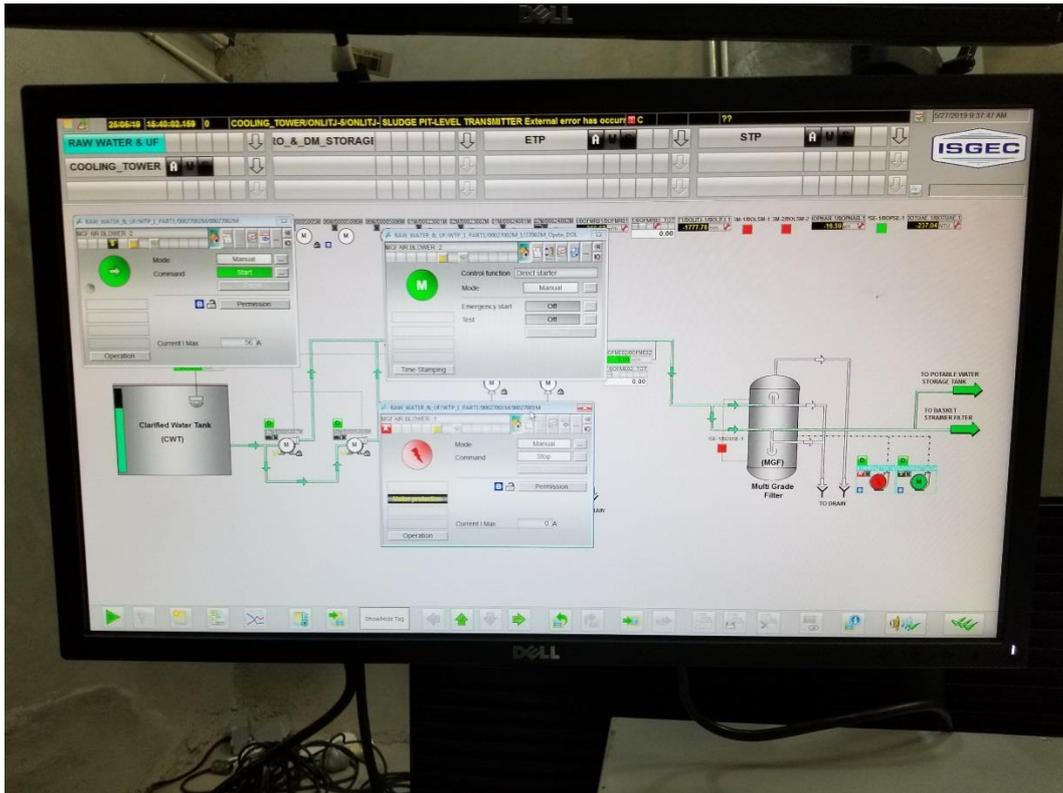


Ilustración 32. Pantalla del sistema SCADA mientras se hacen pruebas con los motores

Fuente: Propia

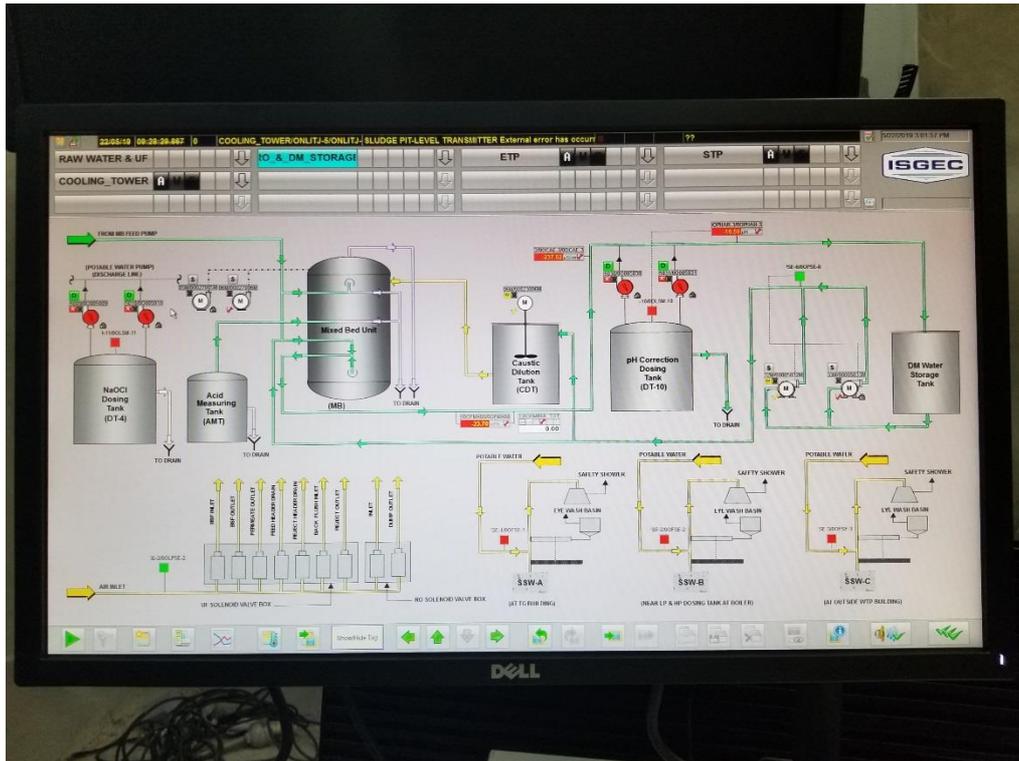


Ilustración 33. Pantalla del sistema SCADA con el tanque de lecho mixto y agua desmineralizada

Fuente: Propia

En la ilustración anterior podemos observar la pantalla del sistema SCADA con el último proceso del tratamiento del agua, el tanque de lecho mixto, al igual que el tanque de agua desmineralizada y la conexión de las diferentes tuberías alrededor de la planta.

Durante el desarrollo del comisionamiento, se obtuvieron conocimientos acerca de señales analógicas y digitales, sobre los tipos de prueba que se hacen a los instrumentos y actuadores, como también sobre el uso de los sistemas SCADA.

4.4 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

Tabla 6. Cronograma de actividades semanales

Actividad	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4	Semana 5	Semana 6	Semana 7	Semana 8	Semana 9	Semana 10
Mantenimiento de Torres de Enfriamiento										
Mantenimiento de Sistema de Compresores										
Mantenimiento de Sistema de Piedra Caliza										
Mantenimiento de Sistema de Carbón										
Mantenimiento de Detectores de Humo										
Calibración de Transmisores de Presión y Presión Diferencial										
Calibración de Transmisores de Flujo										
Calibración de Switches de Presión de Recolectores de Ceniza										
Comisionamiento de Aire de Instrumentación en WTP U3										
Tirar Alimentación 110VAC a Panel en WTP U3										
Actualización de Cajas de Conexiones										
Análisis de Datos de Cajas de Conexiones										
Instalación de PLCs y Módulos de Entradas y Salidas										
Puesta en Marcha de Sistema SCADA										
Pruebas de Señales en Sistema SCADA										
Pruebas de Señales de Motores en Sistema SCADA										
Revisión de Planta de Tratamiento de Agua U3										

Fuente: Propia

V. CONCLUSIONES

Para finalizar el presente proyecto es necesario plantear las conclusiones que se obtuvieron a lo largo del desarrollo del proyecto. "En esta parte se realiza una revisión de los planteamientos iniciales, contrastados con una reflexión del proceso seguido para alcanzar los objetivos planteados" (Pastor, 2016, p. 53). Las conclusiones tienen que tener un vínculo con los objetivos iniciales, para saber si se cumplió con el alcance del proyecto.

A continuación, se detallan las conclusiones obtenidas durante la elaboración del proyecto.

- Se realizaron las calibraciones de los diferentes instrumentos instalados alrededor de la planta, verificando que estas fueran hechas correctamente usando el manual del instrumento. De igual forma, se utilizaron las técnicas e instrumentos aplicados necesarios para realizar las calibraciones como ser el multímetro y el comunicador de campo 475 HART.
- Se determinaron las cajas de registro que necesitaban actualización en sus listados, y debido a la actualización de estos listados se logró corregir los errores de conexión en el montaje de la Unidad 3, ya que no se reincidió en los errores de conexión.
- Se efectuó el comisionamiento y puesta en marcha del sistema SCADA en la nueva planta de tratamiento de agua de la unidad #3, instalando los PLCs y módulos de entradas y salidas, al igual que el desarrollo de pruebas de señales de los instrumentos y actuadores conectados, dejando en línea el sistema.

VI. RECOMENDACIONES

Hacia la empresa

- Mejorar la atención del área de almacén, ya que se pierde mucho tiempo en que se entreguen las herramientas o piezas. Deben de contratar a más personal ahí, ya que durante los inicios de turno se congestiona de gente y solo hay una persona atendiendo.
- Que el departamento de operaciones respete los calendarios de mantenimiento preventivo, ya que para cada día está definido una maquina o sistema y ellos cambian los planes a última hora.
- Desarrollar capacitaciones para practicantes de ingeniería, abarcando cada proceso dentro de la planta para que el alumno este más capacitado.

Hacia la universidad

- Implementar charlas sobre seguridad industrial, ya que es muy importante dentro de cualquier industria para evitar todo tipo de accidente y la muerte.
- Desarrollar una clase para conocer y aprender sobre los sistemas SCADA, ya que es un sistema esencial en el rubro de la automatización.
- Brindar talleres sobre todos los tipos de transmisores y como poder calibrarlos, también enseñar el uso del comunicador de campo HART. Ya que con este comunicador se hace la mayoría de calibraciones en los instrumentos y es una herramienta esencial para todo instrumentista.

VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alba G., M., Martínez S., D., & Sandoval C., A. (1999). *Análisis de riesgos del tratamiento del agua para calderas*. Recuperado de <http://ebookcentral.proquest.com/lib/bvunitecvirtualsp/detail.action?docID=3216056>
- Alonso, J. L. P. (2013). *Montaje y puesta en marcha de sistemas robóticos y sistemas de visión, en bienes de equipo y maquinaria industrial. FMEE0208*. IC Editorial.
- Babcock & Wilcox. (2015). Calderas con lecho fluidizado circulante (CFB) o burbujeante (BFB). Recuperado el 4 de febrero de 2019, de <https://www.babcock.com/es-xl/products/fluidized-bed-boiler>
- Barrientos. A., & Gambao, E. (2014). *Sistemas de producción automatizados*. Recuperado de <http://ebookcentral.proquest.com/lib/bvunitecvirtualsp/detail.action?docID=3229680>
- Borroto Nordelo, A., & Rubio González, A. (2010). *Combustión y generación de vapor*. Editorial Félix Varela.
- Bullón, O. (2009). *Automatización Industrial*. Instituto Politécnico Nacional, México.
- Creus Solé, A. (2005). *Instrumentación industrial (7a. ed.)*. Recuperado de <http://ebookcentral.proquest.com/lib/bvunitecvirtualsp/detail.action?docID=3175373>
- Daneri, P. A. (2008). *PLC: automatización y control industrial*. Recuperado de <http://ebookcentral.proquest.com/lib/bvunitecvirtualsp/detail.action?docID=3183744>
- García Gutiérrez, L. (2014). *Instrumentación básica de medida y control*. Recuperado de <http://ebookcentral.proquest.com/lib/bvunitecvirtualsp/detail.action?docID=3223486>
- García Moreno, E. (1999). *Automatización de Procesos Industriales (1a ed.)*. Valencia: Universidad Politécnica de Valencia.
- Gómez Sarduy, J. R., Reyes Calvo, R., & Guzmán del Río, D. (2005). *Temas especiales de instrumentación y control*. Recuperado de <http://ebookcentral.proquest.com/lib/bvunitecvirtualsp/detail.action?docID=3191622>
- Jeffery, H. (2005). *Loop Checking: A Technician's Guide*.

- Jiménez Bernal, J. A., & Gutiérrez Torres, C. del C. (2014). *Termodinámica*. Recuperado de <http://ebookcentral.proquest.com/lib/bvunitecvirtualsp/detail.action?docID=3227902>
- JM Industrial. (2019). *Controladores de Temperatura*.
- Lenntech. (2006). Características del agua de calderas. Recuperado el 5 de febrero de 2019, de <https://www.lenntech.es/aplicaciones/proceso/caldera/agua-de-calderas-caracteristicas.htm>
- Lutech, L. (2009). *Energía térmica*. Recuperado de <http://ebookcentral.proquest.com/lib/bvunitecvirtualsp/detail.action?docID=3180288>
- Muñoz Razo, C. (2015). *Cómo elaborar y asesorar una investigación de tesis* (3a ed.). Recuperado de <https://www.biblionline.pearson.com/Pages/BookDetail.aspx?b=1795>
- Pablo, T. P., Juan. (2017). *Introducción a las señales y sistemas*. Universidad del Norte.
- Pastor, X. (2016). *¿Cómo elaborar un trabajo final de máster?* Recuperado de <http://ebookcentral.proquest.com/lib/bvunitecvirtualsp/detail.action?docID=4776230>
- Rajaram, S. (1999). Next generation CFBC. *Chemical Engineering Science*, 54(22), 5565–5571. [https://doi.org/10.1016/S0009-2509\(99\)00288-2](https://doi.org/10.1016/S0009-2509(99)00288-2)
- Rodríguez Penin, A. (2007). *Sistemas SCADA* (2a ed.). Recuperado de <http://ebookcentral.proquest.com/lib/bvunitecvirtualsp/detail.action?docID=3175459>
- Sánchez Naranjo, C. (2011). *Teoría de la combustión*. Recuperado de <http://ebookcentral.proquest.com/lib/bvunitecvirtualsp/detail.action?docID=3199415>
- Severns, W. H. (1982). *La producción de energía mediante el vapor de agua, el aire y los gases*. Reverte.

VIII. ANEXOS

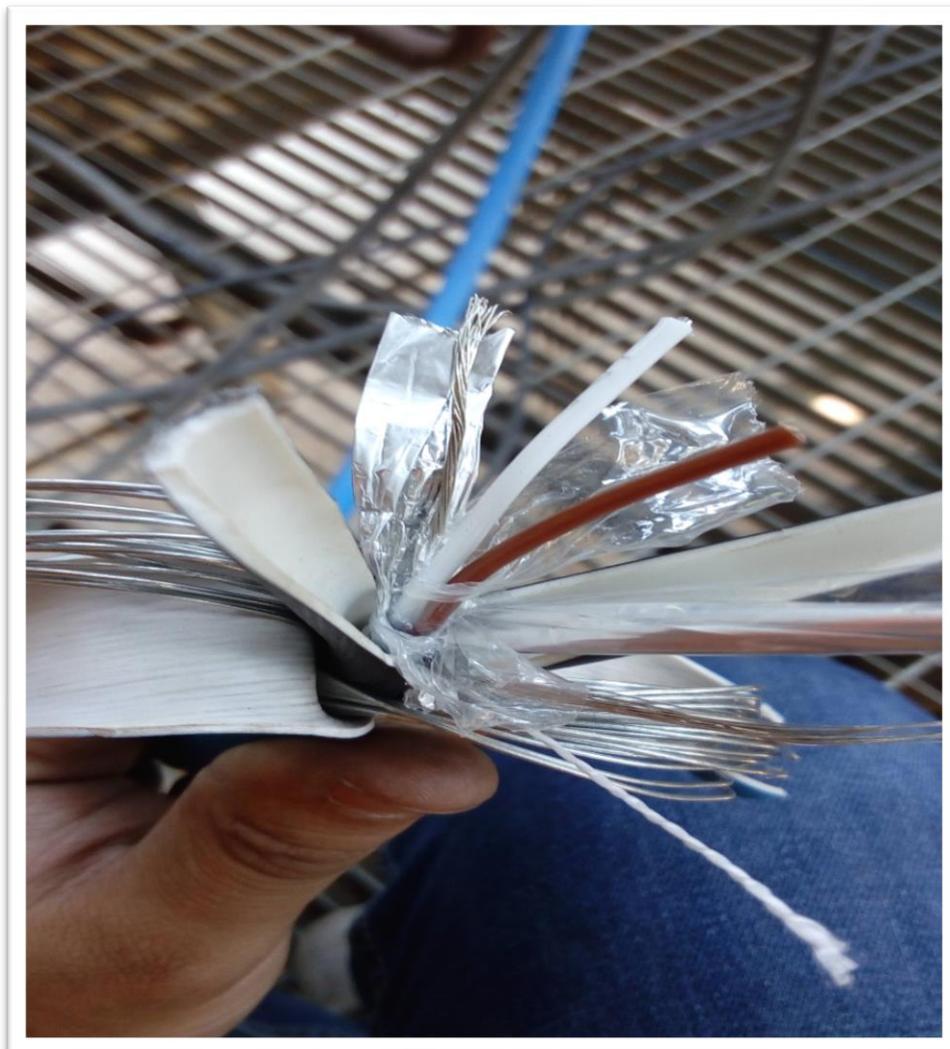
Anexo 1. JB Schedule de la caja de conexiones ICJB-01

INSTRUMENT CONTROL JUNCTION BOX-01 SCHEDULE FOR BIJAO ELECTRIC										
		Project ID	ES0103 (1 X 35 MW CAPTIVE POWER PLANT - UNIT III)					Approved By		
		Client	M/v BIJAO ELECTRIC CO, HONDURAS					Checked By		
		Consultant						Prepared By		
ISGEC HEAVY ENGINEERING LTD.		ICJB-01					Date of Release			
							Document Revision			
FROM FIELD TO JUNCTION BOX										
Sr. No.	Branch Cable Details	Instrument Tag	Ferrule @ Instrument Side	Description	JB Details				Outgoing Cable Details	
					No.	Ferrule @ Incoming	Port	TB No.		
1	ICJB-01-01 / 2C X 1.5 Sq. mm	00LSM-4	1-ICJB-01/IN.	NaOCl/NaOH DOSING TANK (CEB-1)-LEVEL SWITCH LOW	ICJB-01	1-00LSM4-01/IN.	/TB:	1	/P1(+)	I C J B - 0 1
			2-ICJB-01/OUT.		ICJB-01	2-00LSM4-01/OUT.	/TB:	2	/P1(-)	
2	ICJB-01-02 / 2C X 1.5 Sq. mm	00LSM-5	3-ICJB-01/IN.	HCL DOSING TANK (CEB-2)-LEVEL SWITCH LOW	ICJB-01	3-00LSM5-02/IN.	/TB:	3	/P2(+)	/ S 8 Q
			4-ICJB-01/OUT.		ICJB-01	4-00LSM5-02/OUT.	/TB:	4	/P2(-)	
3	ICJB-01-03 / 2C X 1.5 Sq. mm	00LSM-6	5-ICJB-01/IN.	SMBS DOSING TANK-LEVEL SWITCH LOW	ICJB-01	5-00LSM6-03/IN.	/TB:	5	/P3(+)	P M A I R
			6-ICJB-01/OUT.		ICJB-01	6-00LSM6-03/OUT.	/TB:	6	/P3(-)	
4	ICJB-01-04 / 2C X 1.5 Sq. mm	00LSM-7	7-ICJB-01/IN.	ANTISCALANT DOSING TANK-LEVEL SWITCH LOW	ICJB-01	7-00LSM7-04/IN.	/TB:	7	/P4(+)	x 1 - 0
			8-ICJB-01/OUT.		ICJB-01	8-00LSM7-04/OUT.	/TB:	8	/P4(-)	
5	ICJB-01-05 / 2C X 1.5 Sq. mm	00LSM-8	9-ICJB-01/IN.	HCL DOSING TANK-LEVEL SWITCH LOW	ICJB-01	9-00LSM8-05/IN.	/TB:	9	/P5(+)	
			10-ICJB-01/OUT.		ICJB-01	10-00LSM8-05/OUT.	/TB:	10	/P5(-)	
6	ICJB-01-06 / 2C X 1.5 Sq. mm	00PSE-3	11-ICJB-01/IN.	DISCHARGE OF BACK FLUSH PUMP-PRESSURE SWITCH	ICJB-01	11-00PSE3-06/IN.	/TB:	11	/P6(+)	
			12-ICJB-01/OUT.		ICJB-01	12-00PSE3-06/OUT.	/TB:	12	/P6(-)	
7	ICJB-01-07 / 2C X 1.5 Sq. mm	00PSE-4	13-ICJB-01/IN.	DISCHARGE OF RO FEED PUMP-PRESSURE SWITCH	ICJB-01	13-00PSE4-07/IN.	/TB:	13	/P7(+)	
			14-ICJB-01/OUT.		ICJB-01	14-00PSE4-07/OUT.	/TB:	14	/P7(-)	
8				SPARE						
9				SPARE						

DOC ID.: HA4-04000310009-INSTRUMENT CONTROL JUNCTION BOX SCHEDULE-1								
Approved By		VBS						
Checked By		AK						
Prepared By		AK						
Date of Release		08.09.15						
Document Revision		1						
FROM JB TO DCS								
Outgoing Cable Details		DCS Marshalling Cabinet Details			Ferrule at JB (Outgoing)		Ferrule at DCS	
		Cabinet No.	Terminal Port	Terminal No.				
/P1(+)	I C J B - 0 1 / S 8 Q P M A I R x 1 - 0	WTP-MC#2R	XDI-1	1	ICJB-01/TB-1 TO WTP-MC#2R/XDI-1:1	WTP-MC#2R/XDI-1:1 TO ICJB-01/TB-1		
/P1(-)		WTP-MC#2R	XDI-1	2	ICJB-01/TB-2 TO WTP-MC#2R/XDI-1:2	WTP-MC#2R/XDI-1:2 TO ICJB-01/TB-2		
/P2(+)		WTP-MC#2R	XDI-1	3	ICJB-01/TB-3 TO WTP-MC#2R/XDI-1:3	WTP-MC#2R/XDI-1:3 TO ICJB-01/TB-3		
/P2(-)		WTP-MC#2R	XDI-1	4	ICJB-01/TB-4 TO WTP-MC#2R/XDI-1:4	WTP-MC#2R/XDI-1:4 TO ICJB-01/TB-4		
/P3(+)		WTP-MC#2R	XDI-1	5	ICJB-01/TB-5 TO WTP-MC#2R/XDI-1:5	WTP-MC#2R/XDI-1:5 TO ICJB-01/TB-5		
/P3(-)		WTP-MC#2R	XDI-1	6	ICJB-01/TB-6 TO WTP-MC#2R/XDI-1:6	WTP-MC#2R/XDI-1:6 TO ICJB-01/TB-6		
/P4(+)		WTP-MC#2R	XDI-1	7	ICJB-01/TB-7 TO WTP-MC#2R/XDI-1:7	WTP-MC#2R/XDI-1:7 TO ICJB-01/TB-7		
/P4(-)		WTP-MC#2R	XDI-1	8	ICJB-01/TB-8 TO WTP-MC#2R/XDI-1:8	WTP-MC#2R/XDI-1:8 TO ICJB-01/TB-8		
/P5(+)		WTP-MC#2R	XDI-1	9	ICJB-01/TB-9 TO WTP-MC#2R/XDI-1:9	WTP-MC#2R/XDI-1:9 TO ICJB-01/TB-9		
/P5(-)		WTP-MC#2R	XDI-1	10	ICJB-01/TB-10 TO WTP-MC#2R/XDI-1:10	WTP-MC#2R/XDI-1:10 TO ICJB-01/TB-10		
/P6(+)		WTP-MC#2R	XDI-1	11	ICJB-01/TB-11 TO WTP-MC#2R/XDI-1:11	WTP-MC#2R/XDI-1:11 TO ICJB-01/TB-11		
/P6(-)		WTP-MC#2R	XDI-1	12	ICJB-01/TB-12 TO WTP-MC#2R/XDI-1:12	WTP-MC#2R/XDI-1:12 TO ICJB-01/TB-12		
/P7(+)		WTP-MC#2R	XDI-1	13	ICJB-01/TB-13 TO WTP-MC#2R/XDI-1:13	WTP-MC#2R/XDI-1:13 TO ICJB-01/TB-13		
/P7(-)		WTP-MC#2R	XDI-1	14	ICJB-01/TB-14 TO WTP-MC#2R/XDI-1:14	WTP-MC#2R/XDI-1:14 TO ICJB-01/TB-14		

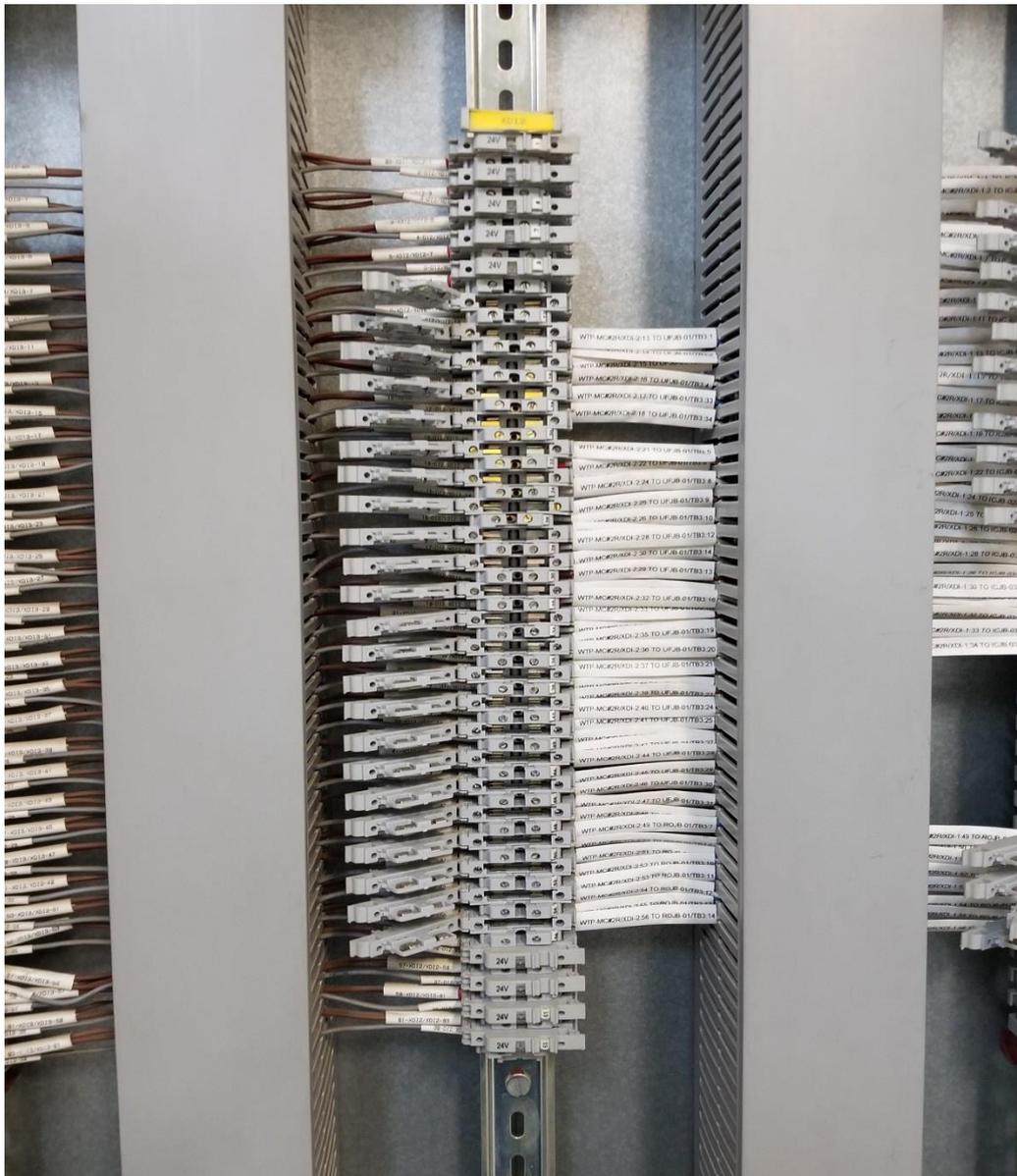
Fuente: BECO S.A.

Anexo 2. Cable utilizado para las señales de instrumentación con todas sus protecciones



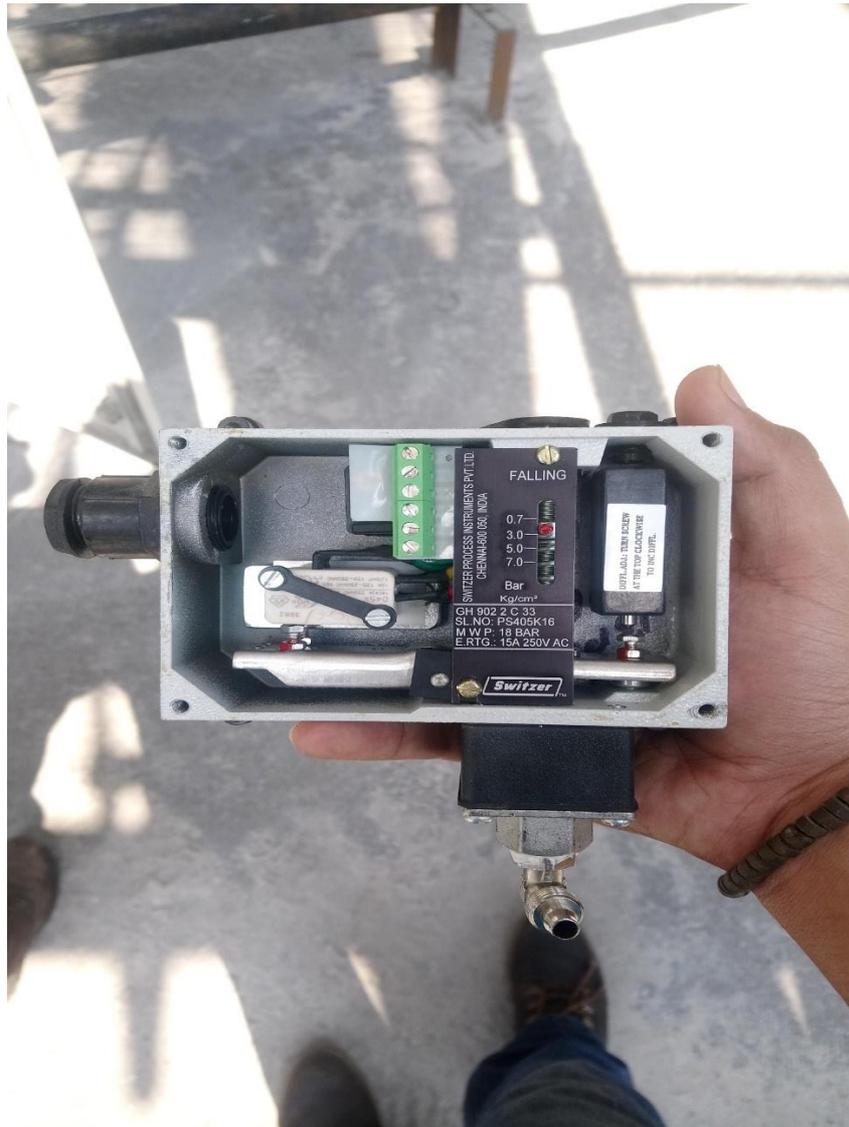
Fuente: Propia

Anexo 3. Borneras en cajas de conexiones



Fuente: Propia

Anexo 4. Interior de switch de presión



Fuente: Propia

Anexo 5. Caldera unidad #1



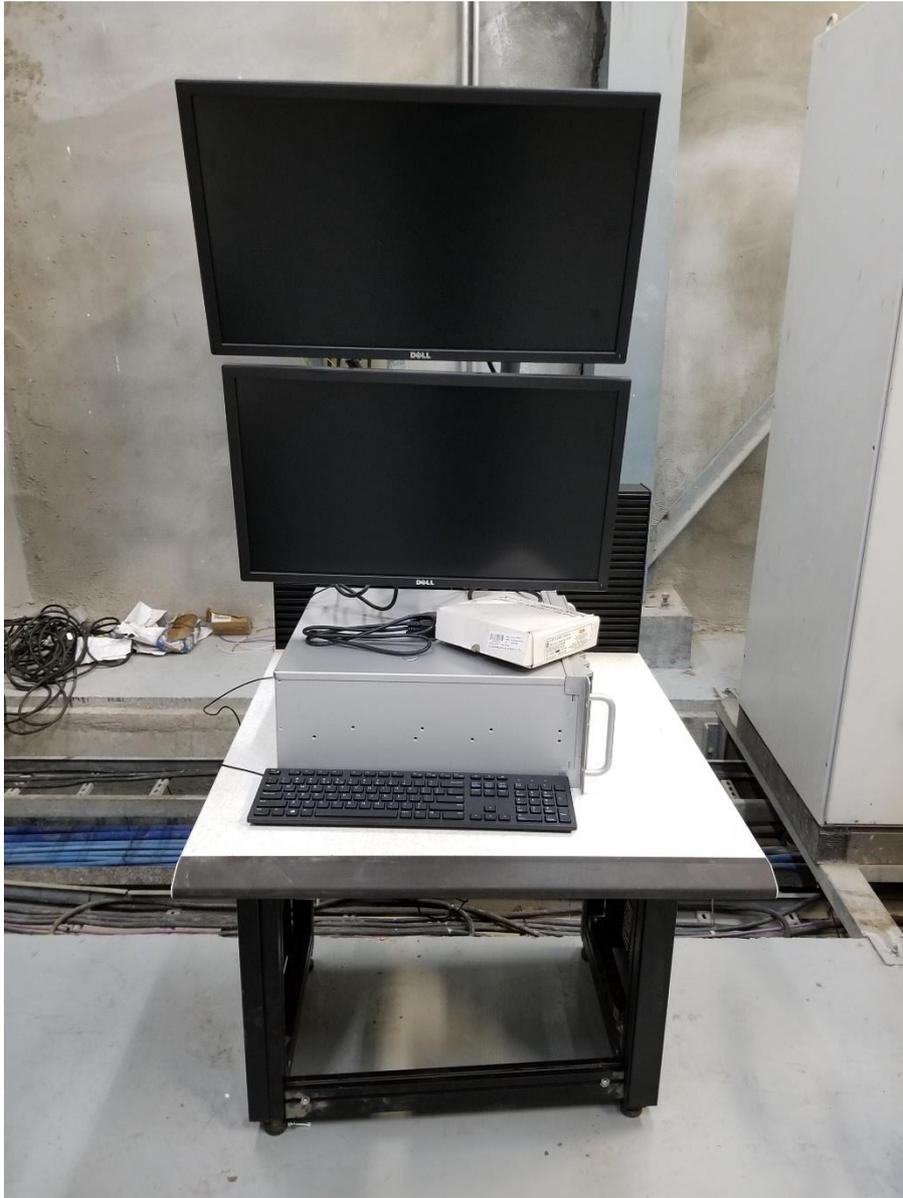
Fuente: Propia

Anexo 6. Bombas de presión baja en planta de tratamiento de agua



Fuente: Propia

Anexo 7. Pantallas en cuarto de control de planta de tratamiento de agua



Fuente: Propia