



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIERREZ

REPORTE DE RESIDENCIA

**PROPUESTA DE DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA Y CONTROL
ELECTROMECAÁNICO DE LA UNIDAD I DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA
MANUEL MORENO TORRES**

ASESOR

Dr. RUBEN HERRERA GALICIA

REVISORES

ING. RAUL MORENO RINCON

ING. LEONEL TORRES MIRANDA

RESIDENTE

LUIS FERNANDO BALBOA SOLIS

Tuxtla Gutiérrez, Chiapas, 08 Noviembre 2013

Índice

1. Introducción.....	3
1.1 Antecedentes.....	3
1.2 Estado del arte	4
1.3 Justificación	4
1.4 Objetivo	5
1.5 Metodología	5
2. Fundamento teórico.....	7
2.1 Centrales hidroeléctricas.....	7
2.2 Tecnología actual en centrales Hidroeléctricas	9
2.3 Descripción de un SCADA	10
2.4 Características de un sistema SCADA.....	10
3. Desarrollo del proyecto	13
3.1 Determinación y selección de los elementos y componentes del sistema.....	13
3.2 Flujo de información a través del sistema y control de la CHMMT.....	14
3.3 Comunicaciones.....	16
3.5 Secuencia de arranque, paro y cambio generador-condensador-generador de las unidades.....	19
3.6 Sistema y control de la unidad 1 de la CHMMT.....	24
3.7.- Propuesta de sistema y control para la unidad 1 de la CHMMT.....	29
4. Resultados y Conclusiones	47
4.1 Resultados	47
Conclusiones.....	48
Referencias bibliográficas	49
Anexos	50

1. Introducción

1.1 Antecedentes

La tecnología evoluciona a diario, con ello se generan oportunidades de mejora en diversas áreas, para disminuir tiempo en los procesos y reducción de costos, entre otros. La Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres (CHMMT) utiliza tecnología basada en el sistema SCADA para el control secuencial de la central, sustituyendo la lógica centralizada de relevadores electromecánicos por control distribuido a base de controladores lógicos programable (PLC).

El control distribuido en base a PLC nos permite controlar múltiples variables, las cuales requieren un monitoreo constante con fines de supervisión, que garantiza un buen funcionamiento de los equipos e instrumentos que son utilizados para la generación de energía eléctrica, siendo controlados por un operador a través de una interfaz humano máquina (IHM), la cual envía información al PLC y este ejecuta la orden dada por el operador.

El problema que presenta la CHMMT es que el equipo utilizado en la central es de diferentes marcas y plataformas de programación, lo cual es apreciable en la tabla 1.1, donde se muestran los cambios de automatismo (sistemas de control), que se han hecho en las diferentes unidades de la central, los cuales presentan diferentes características e inhiben la posibilidad de generar una comunicación entre las 8 unidades.

El equipo de la unidad 1 a concluido su ciclo de vida útil y dado que los equipos de toda empresa necesitan estar en constante actualización, para cumplir con sus estándares es requerido el cambio del equipo de control (automatismo) de la unidad 1 de la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres, además de ser recomendable que todos los sistemas de control de la central emigren a un solo tipo de PLC y plataforma de programación.

Sistema y control (Automatismo)									
	1 era. Etapa					2 da. Etapa			
	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	
2000-2002	S7	S7	S7	S7	S7				PLC Programación
	Wincc								
2004						GE	GE	GE	PLC Programación
						C CAD			
2011						S7-400H	GE	GE	PLC Programación
						PCS7	C CAD		
2012		S7-400H							PLC Programación
		PCS7							
2013							S7-400H		PLC Programación
							PCS7		
2014	S7-400H								PLC Programación
	PCS7								

Tabla 1.1 Cambios en el sistema de control en las unidades de la central.

1.2 Estado del arte

Gracias a los aportes y estudios realizados por las diferentes empresas encargadas de desarrollar equipos para la automatización de las industrias, hoy en día los PLCs son los equipos más utilizados para este fin, en el que se ha concentrado el desarrollo tecnológico, en una breve descripción de PLC por lo general son dispositivos de carácter genérico, su programación es sencilla y su fisiología varía dependiendo de sus características o aplicación.

Existen diferentes compañías que desarrollan tecnología en PLC como lo son Festo, Motorola, Mitsubishi, Alstom y Siemens, sus equipos cuentan con características propias de cada compañía, pero todos están diseñados para producir una calidad constante y ser eficaces, incrementando la productividad en las empresas. Para lograr esto se necesita un sistema de control distribuido en base a PLC y en este ramo el sistema SCADA es el más utilizado.

Los sistemas SCADA se utilizan en el control de oleoductos, sistemas de transmisión de energía eléctrica, yacimientos de gas y petróleo, redes de distribución de gas natural, subterráneos, generación energética (convencional y nuclear).

No todos los sistemas SCADA están limitados a procesos industriales sino que también se ha extendido su uso a instalaciones experimentales como la fusión nuclear o los colisionadores del CERN donde la alta capacidad de gestionar un número elevado de E/S, la adquisición y supervisión de esos datos; convierte a estos, en sistemas ideales en procesos que pueden tener canales entorno a los 100k o incluso cerca de 1M.

El PLC de Moscad de Motorola tiene una doble función: puede actuar como PLC (dispositivo de campo) de un sistema SCADA o como RTU y PLC, al mismo tiempo; gracias a un modem incorporado el cual tiene un gran abanico de conectividad a distintos tipos de comunicaciones y un surtido grupo de protocolos y drivers instalados, es un ejemplo claro de la tendencia de los fabricantes en adaptar sus productos a los sistemas SCADA.

1.3 Justificación

El control automático de procesos en base al sistema SCADA se usa fundamentalmente porque reduce el costo asociado a la generación de bienes y servicios, incrementa la calidad y volúmenes de producción de una planta industrial entre otros beneficios asociados con su aplicación. La eliminación de errores y un aumento en la seguridad de los procesos es otra contribución del uso y aplicación de esta técnica de control.

El sistema de control de la CHMMT está basado en un sistema SCADA pero es necesario realizar un diagnóstico del sistema de monitoreo y control electromecánico de la unidad I, para conocer las condiciones en las que se

encuentran los equipos que operan la unidad I de la central hidroeléctrica, ya que todos los equipos por más avanzados tecnológicamente que sean tienen un tiempo de vida útil.

Con este análisis a los equipos de la unidad de generación eléctrica se presenta una propuesta de automatización que pretende maximizar el rendimiento en la producción de energía eléctrica. Además que la propuesta busca generar un ambiente más amigable con los empleados que laboran en la CHMMT y los equipos que operan en el proceso de generación de energía eléctrica en la unidad de generación.

1.4 Objetivo

Realizar un diagnóstico del sistema de monitoreo y control electromecánico de la unidad I de la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres para lograr un desempeño en el mantenimiento y corrección de errores.

1.5 Metodología

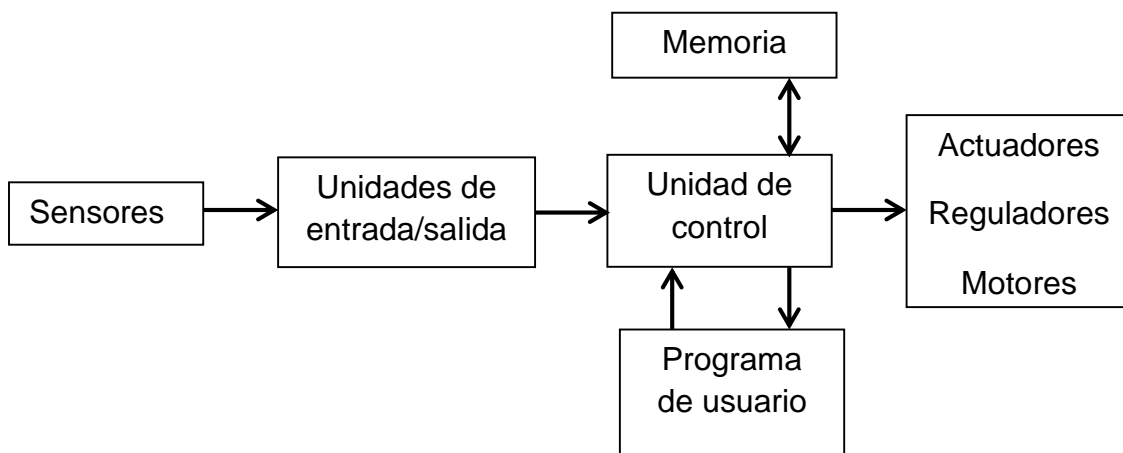


Fig.1.1 Diagrama a bloques del sistema y control de la unidad 1

El sistema se compone de cuatro etapas, con ello se logra un correcto sistema automatismo, que se trata de un equipo electrónico, diseñado para programar y controlar procesos secuenciales en tiempo real. Por lo general, es posible encontrar este tipo de equipos en ambientes industriales.

La primera etapa consta de los sensores, los cuales son capaces de detectar magnitudes físicas o químicas, también conocidas como variables de instrumentación, y transformarlas en variables eléctricas. Las variables de instrumentación y se mantienen midiendo, variables como temperatura de chumaceras, voltaje de excitación, corriente de excitación, voltaje de generación, potencia activa, potencia reactiva, velocidad de la turbina.

El segundo etapa está conformado por las unidades de entrada salida, que son las conexiones más cercanas a los acopladores y sensores. Se mantienen en una comunicación constante con el PLC, emitiendo y recibiendo datos de forma bidireccional, para el control de los componentes que conforman a la unidad 1 de generación de la central hidroeléctrica.

La tercera etapa está constituida por los PLCy el programa de usuario, donde el primero ejecuta las órdenes del segundo y es controlado por los operarios de la central hidroeléctrica para mantener las condiciones de funcionamiento deseadas. El programa de usuario permite que se logre un monitoreo y control de la central a través de cuartos de control, que en algunos cosas no se localizan cerca de los dispositivos, los cuales pueden ser controlados vía remota y es llamado control exterior.

La cuarta etapa es la memoria y es donde se guardan las variables que están siendo medidas de manera constante a través de los sensores, además de ser donde se localiza guardado el programa de usuario y el sistema operativo con los cuales se observan y controlan las variables y componentes de la unidad generadora de la central hidroeléctrica Manuel Moreno Torres.

La quinta son los actuadores los cuales realizan físicamente los cambios y el control deseado por el operario que normalmente son relés los cuales accionan válvulas o palancas que comúnmente están relacionados con sistemas hidráulicos y/o mecánicos de la central hidroeléctrica recibiendo sus órdenes directamente del cuarto de control.

2. Fundamento teórico

2.1 Centrales hidroeléctricas

Una central hidroeléctrica es una instalación que permite la conversión de la energía disponible en un recurso hidráulico en energía eléctrica. El recurso hidráulico tendrá una cierta energía por encontrarse a una cierta altura. Al descender, se convierte su energía potencial en energía cinética, que es aprovechada por una máquina capaz de convertir esa energía en la rotación de un eje. Esta máquina se denomina Turbina hidráulica.

En la figura 2.1 se pueden observar los componentes principales de una central hidroeléctrica, que se describen a continuación:

- Obra de toma: Salvo las centrales de pasada, en general cuentan con un estanque que permite almacenamiento de recurso hidráulico.
- Tubería de presión: Las que permiten llevar el recurso hasta la turbina. Típicamente se lleva el recurso en tuberías de presión.
- Casa de máquinas: aloja la turbina, generador, controladores, tablero, etc.
- Subestación: Permiten llevar la energía eléctrica a los puntos de conexión de consumo o la red. Corresponde por ejemplo a una línea de transmisión.

Las centrales hidroeléctricas utilizan energía que cae en la categoría de energías renovables. Las energías renovables son aquellas que efectuada su transformación y aprovechamiento, no se consumen ni agotan en una escala humana. Otros ejemplos de energías renovables son la solar, eólica, geotérmica, la del océano y la proveniente de la biomasa.

La potencia que se puede obtener a partir de un recurso hidráulico depende de la altura de caída y el caudal, y se relaciona aproximadamente como la siguiente ecuación:

$$P_{gen}=(8.5)(Q)(h)..... (2.1)$$

Donde Q es el caudal en m/s, h es la altura de caída en metros, y P es la potencia generada en kW, donde se considera una eficiencia del conjunto turbina-generador de aproximadamente 87 %. La caída de en metros de la central hidroeléctrica es de 190 y el caudal es 163 m/s aplicando la ecuación anterior tenemos que:

$$Q = 186.70 \frac{m}{s}$$

$$h = 190 \text{ m}$$

$$P_{gen} = (8.5)(Q)(h)$$

Sustituyendo:

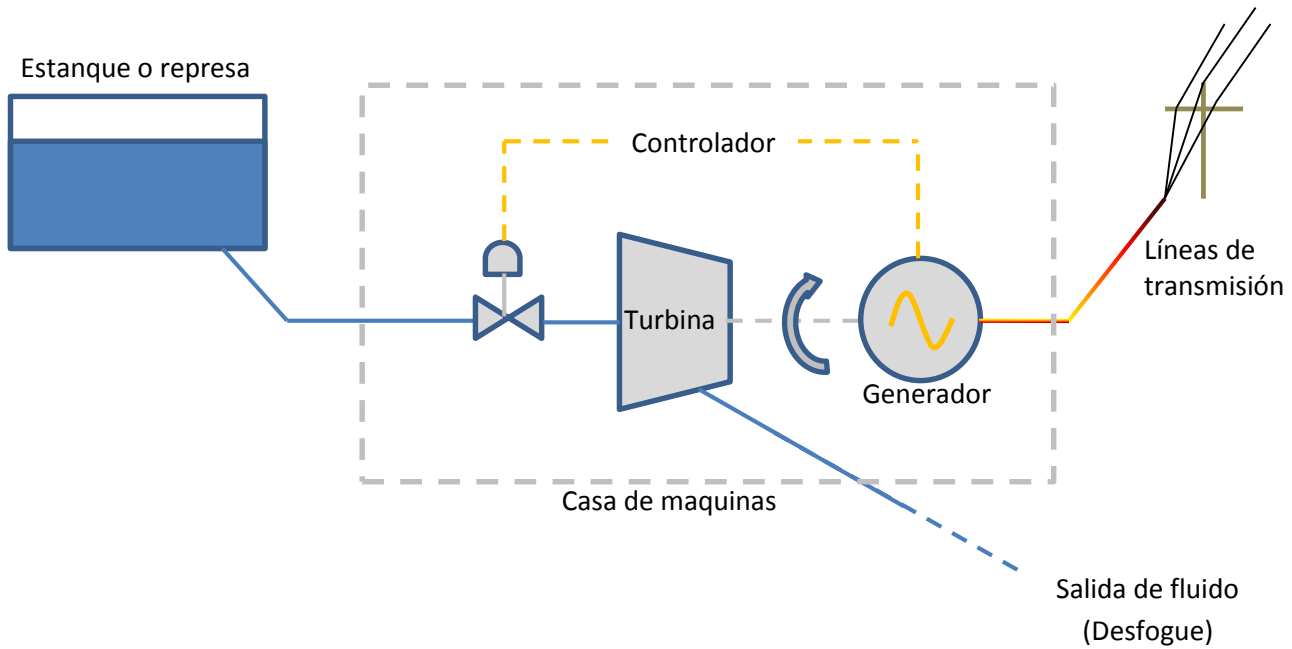
$$P_{gen} = (8.5) \left(163 \frac{\text{m}}{\text{s}} \right) (190 \text{ m})$$

$$P_{gen} = 8.5(30970)$$

$$P_{gen} = 253245 = 87\%$$

Regla de 3:

$$253245 = 87\%$$



$$? = 100\%$$

$$\frac{(100)(253245)}{87} = 302580 \approx 300000$$

Fig.2.1 Esquema de una central Hidroeléctrica

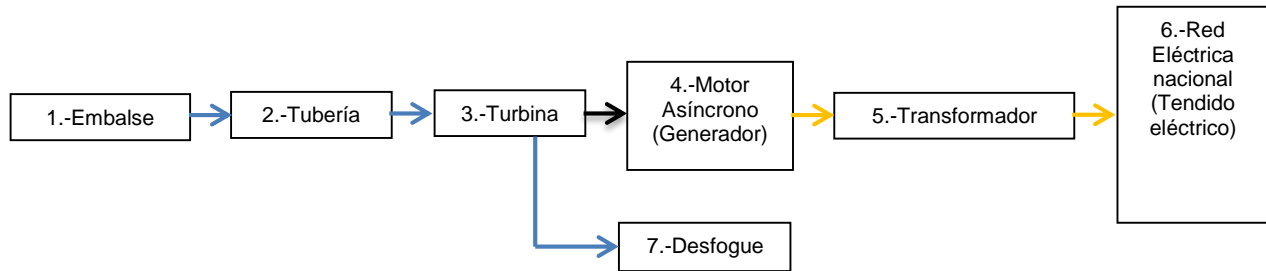


Fig.2.2 Proceso de generación de energía eléctrica

1.- La presa situada en el lecho de un río acumula agua de forma artificial y se forma un embalse. El agua retenida adquiere una energía potencial (masa a una cierta altura), que luego se transformara en electricidad.

2. El agua ingresa a una tubería forzada a través de una toma de agua protegida por una rejilla. El agua a presión de la tubería va transformando su energía potencial en cinética es decir va perdiendo altura y adquiriendo velocidad.

3.- Al llegar a la turbina hidráulica transforma su energía cinética en energía mecánica de rotación, el eje de la turbina está unido al del generador eléctrico.

4.- El generador eléctrico al girar por la energía mecánica rotatoria genera corriente alterna de media tensión y alta intensidad.

5.- Mediante el transformador se convierte en corriente de baja intensidad y alta tensión para ser enviada a la red general mediante las líneas de transmisión.

6.- A través de las líneas de transmisión se distribuye la energía eléctrica a todos los sectores del país.

7.- El agua una vez que ha cedido su energía es restituida al río, aguas debajo de la central a través del canal de desfogue.

2.2 Tecnología actual en centrales Hidroeléctricas

En instalaciones de gran envergadura, existen controles para válvulas de entrada a la turbina, control sobre inyectores y álabes, medición de caudal, presión, control sobre el generador, su temperatura, etc.

El objetivo principal del uso de la tecnología consiste en gobernar la actividad y la evolución de los procesos sin la intervención continua de un operador humano. En los últimos años, se ha estado desarrollado un sistema, denominado SCADA, el cual permite supervisar y controlar, las distintas variables que se encuentran en un proceso o área determinada de la central hidroeléctrica.

Para ello se deben utilizar distintos periféricos, el software de aplicación, subcontroladores, sistemas de comunicación, los cuales permiten al operador la visualización en una pantalla de computadora y tener acceso al proceso.

Es posible supervisar el proceso, además se puede tener acceso al historial de las alarmas y variables de control con mayor claridad, combinar bases de datos relacionadas, presentar en un simple computador, por ejemplo, una plantilla excel, documento word, todo en ambiente Windows, siendo así todo el sistema más amigable.

2.3 Descripción de un SCADA

El nombre **SCADA** significa: (Supervisory Control And Data Acquisition, Control Supervisor y Adquisición de datos). Un sistema SCADA es una aplicación o conjunto de aplicaciones software especialmente diseñada para funcionar sobre ordenadores de control de producción, con acceso a la planta mediante la comunicación digital con los instrumentos y actuadores, e interfaz gráfica de alto nivel con el usuario (pantallas táctiles, ratones o cursores, lápices ópticos, etc...).

Aunque inicialmente solo era un programa que permitía la supervisión y adquisición de datos en procesos de control, en los últimos tiempos han ido surgiendo una serie de productos hardware y buses especialmente diseñados o adaptados para éste tipo de sistemas. La interconexión de los sistemas SCADA realiza una interfaz del PC a la planta centralizada, cerrando el lazo sobre el ordenador principal de supervisión.

El sistema permite comunicarse con los dispositivos de campo (controladores autónomos, autómatas programables, sistemas de dosificación, etc.) para controlar el proceso en forma automática desde la pantalla del ordenador, que es configurada por el usuario y puede ser modificada con facilidad. Además, provee de toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios.

2.4 Características de un sistema SCADA

Los sistemas SCADA, en su función de sistemas de control, dan una nueva característica de automatización que realmente pocos sistemas ofrecen: la de **supervisión**. Sistemas de control hay muchos y muy variados y todos, bien aplicados, ofrecen soluciones óptimas en entornos industriales. Lo que hace de los sistemas SCADA una herramienta con la característica de **control supervisado**.

De hecho, la parte de control viene definida y supeditada, por el proceso a controlar, y en última instancia, por el hardware e instrumental de control (PLCs, controladores lógicos, armarios de control) o los algoritmos lógicos de control aplicados sobre la planta los cuales pueden existir previamente a la implantación del sistema SCADA, el cual se instalará sobre y en función de estos sistemas de control.

En consecuencia, supervisamos el control de la planta y no solamente monitorizamos las variables que en un momento determinado están actuando sobre la planta; esto es, podemos actuar y variar las variables de control en tiempo real, algo que pocos sistemas permiten con la facilidad intuitiva que dan los sistemas SCADA.

Se puede definir la palabra **supervisar** como ejercer la inspección superior en determinados casos, ver con atención o cuidado y someter una cosa a un nuevo examen para corregirla o repararla permitiendo una acción sobre la cosa supervisada. La labor del supervisor representa una tarea delicada y esencial desde el punto de vista normativo y operativo; de ésta acción depende en gran medida garantizar la calidad y eficiencia del proceso que se desarrolla.

En el supervisor descansa la responsabilidad de orientar o corregir las acciones que se desarrollan. Por lo tanto tenemos una toma de decisiones sobre las acciones de últimas de control por parte del supervisor, que en el caso de los sistemas SCADA, estas recaen sobre el operario.

Esto diferencia notablemente los sistemas SCADA de los sistemas clásicos de automatización donde las variables de control están distribuidas sobre los controladores electrónicos de la planta y dificulta mucho una variación en el proceso de control, ya que estos sistemas una vez implementados no permiten un control a tiempo real óptimo.

La función de monitorización de estos sistemas se realiza sobre un PC industrial ofreciendo una visión de los parámetros de control sobre la pantalla de ordenador, lo que se denomina un HMI (Human Machine Interface), como en los sistemas SCADA, pero sólo ofrecen una función complementaria de **monitorización**: Observar mediante aparatos especiales el curso de uno o varios parámetros fisiológicos o de otra naturaleza para detectar posibles anomalías.

Es decir, los sistemas de automatización de interfaz gráfica tipo HMI básicos, ofrecen una gestión de alarmas en formato rudimentarias mediante las cuales la única opción que le queda al operario es realizar una parada de emergencia, reparar o compensar la anomalía y realizar un reinicio (reset). En los sistemas SCADA, se utiliza un HMI interactivo el cual permite detectar alarmas y a través de la pantalla solucionar el problema mediante las acciones adecuadas en tiempo real.

Esto otorga una gran flexibilidad a los sistemas SCADA. En definitiva, el modo supervisor del HMI de un sistema SCADA no solamente señala los problemas, sino lo más importante, orienta en los procedimientos para solucionarlos. A menudo, las palabras SCADA y HMI inducen cierta confusión en los profanos (frecuentemente alentada por los mismos fabricantes en su afán de diferenciar el producto o exaltar comercialmente el mismo).

Cierto es que todos los sistemas SCADA ofrecen una interfaz gráfica PC-Operario tipo HMI, pero no todos los sistemas de automatización que tienen HMI son SCADA. La diferencia radica en la función de supervisión que pueden realizar estos últimos a través del HMI. Otras características de los sistemas SCADA son las siguientes:

Adquisición y almacenado de datos.-Para recoger, procesar y almacenar la información recibida, en forma continua y confiable. **Representación gráfica.**- Animación de variables de proceso y monitorización de éstas por medio de alarmas. **Acciones de control.**- Para modificar la evolución del proceso, actuando bien sobre los reguladores autónomos básicos (consignas, alarmas, menús, etc.) bien directamente sobre el proceso mediante las salidas conectadas.

Arquitectura abierta y flexible.- Con capacidad de ampliación y adaptación. **Conectividad.**- Con otras aplicaciones y bases de datos, locales o distribuidas en redes de comunicación. **Supervisión.**- Para observar desde un monitor la evolución de las variables de control. **Transmisión.**- Envío de información con dispositivos de campo y otros PC.

Base de datos, gestión de datos con bajos tiempos de acceso. Suele utilizar ODBC. **Presentación.**- Representación gráfica de los datos. Interfaz del Operador o HMI (Human Machine Interface). **Explotación.**- Datos adquiridos para gestión de la calidad, control estadístico, gestión de la producción y gestión administrativa y financiera.

Alertar.-Alertar al operador de cambios detectados en la planta, tanto aquellos que no se consideren normales (alarmas) como cambios que se produzcan en la operación diaria de la planta (eventos). Estos cambios son almacenados en el sistema para su posterior análisis.

3. Desarrollo del proyecto

3.1 Determinación y selección de los elementos y componentes del sistema

Se pueden ubicar a los elementos del sistema SCADA de la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres (CHMMT), en dos grupos principales: Hardware y Software.

Hardware.- Un sistema SCADA necesita ciertos componentes inherentes de *hardware* en su sistema para poder tratar y gestionar la información captada: 1.- controladores lógicos programables (PLCs). 2.-Red de comunicación. 3.- Instrumentación de campo.

1.- PLC.- Dispositivo electrónico digital con una memoria programable para guardar instrucciones y llevar a cabo funciones lógicas de configuración de secuencia, de sincronización, de conteo y aritméticas, para el control de maquinaria y procesos.

2.- Red de comunicación.- El sistema de comunicación es el encargado de la transferencia de información entre la planta y la arquitectura *hardware* que soporta el sistema SCADA, como por ejemplo los usados en la CHMMT que son Profibus y Modbus.

3.- Instrumentación de campo.- Los instrumentos de campo están constituidos por todos aquellos dispositivos que permiten tanto realizar la automatización o control del sistema (PLC's, controladores de procesos industriales, y actuadores en general) y son los encargados de la captación de información del sistema.

Software.- Es un programa que permite construir la interfaz humano-maquina (HMI, Human Machine Interface), debe ser capaz de restringir el acceso a las personas al sistema y generar señales de alarma en caso de fallas. Permite la comunicación tanto en dispositivos de campo, como entre niveles de supervisión, niveles gerenciales y administrativos. El software utilizado en la CHMMT es el Wincc.

En la central hidroeléctrica Manuel Moreno Torres la HMI puede ser una simple lámpara indicadora, o constar de un conjunto de pantallas donde se encuentra esquematizado gráficamente el proceso que se desea monitorear. En otras palabras, es el mecanismo que permite la interacción del ser humano con el proceso.

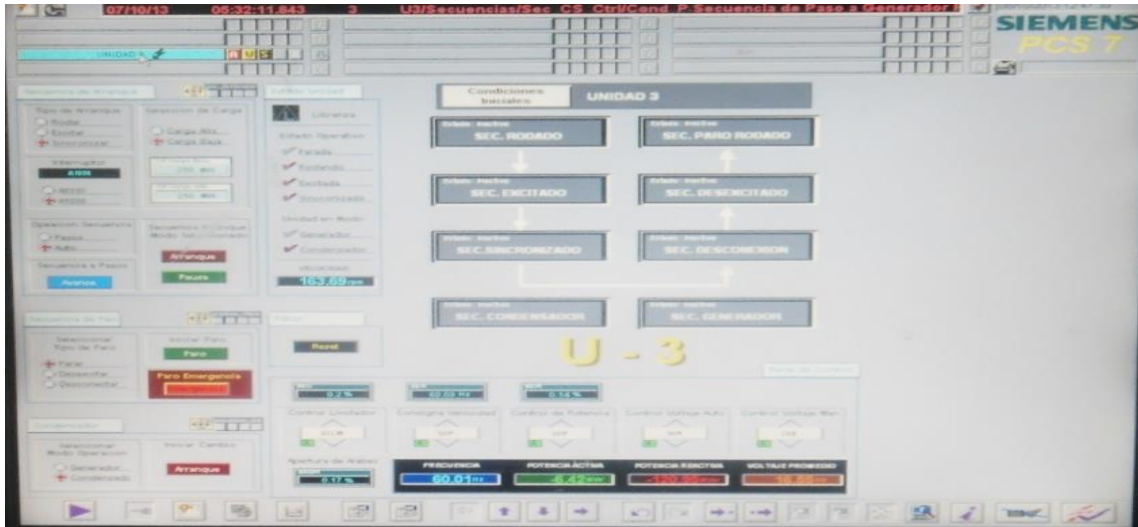


Fig. 3.1 HMI de la central Hidroeléctrica.

Importancia de la interface de usuario.-Interactuamos con el mundo que nos rodea a través de cientos de interfaces. Muchas de ellas son tan conocidas y aceptadas, como el del picaporte, que ni siquiera las vemos. Las interfaces del tipo software hacen referencia a todos los programas que permiten la interacción entre el Sistema Operativo, la máquina y las tareas que requiera el usuario (es decir, superficie de contacto a nivel del software). Por esto se plantea que una persona interactúa con una máquina por medio de una interface, siendo algo presente y percátale en la sala de control de la central hidroeléctrica Manuel Moreno Torres.

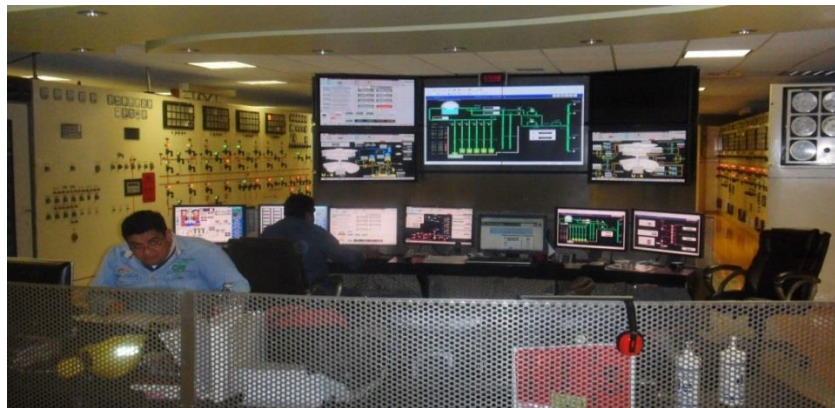


Fig. 3.2 Sala de Operación

3.2 Flujo de información a través del sistema y control de la CHMMT

En un proceso automatizado intervienen numerosas variables de proceso; dependiendo del fenómeno físico que se observe (presión, temperatura, flujo, etc.); El primer elemento es el sensor, captador o transductor de entrada. Es un dispositivo que transfiere energía del sistema que se analiza y controla, transformando la magnitud física que se mide (Corriente, voltaje, temperatura, presión, posición) en señales eléctricas pequeñas normalizada entre 4 y 20 mA, o desde 0 a 10 VDC.

Puesto que la mayoría de los sensores proporcionan señales analógicas, éstas necesitan ser convertidas en digitales para su posterior utilización. Estas señales eléctricas deben ser procesadas para que puedan ser transmitidas mediante técnicas digitales y eventualmente entendidas por una computadora, por lo que se necesita hacer una conversión de datos análogo/digital o viceversa y es realizada por lo que se conoce como convertidor analógico–digital A/D.

Luego todas las señales digitales se envían hacia un cuarto de control donde se reúne la información de toda la planta industrial. Simultáneamente se muestra la información en una pantalla de computador para que el operador pueda tomar decisiones; estos datos digitalizados son almacenados para su análisis, proporcionando así históricos para la toma de decisiones.

En general un Sensor está conectado a un circuito que genera una señal eléctrica de salida. Esta señal tiene frecuentemente características inadecuadas para su ulterior uso, de modo que se debe de recurrir a la utilización de un Acondicionador de Señal cuya misión es adecuarla a las características de las etapas sucesivas o mejorar su calidad.

Los datos digitales se utilizan en el procesador digital para que, de acuerdo con su programación, se realice alguna de las siguientes operaciones: Procesado, almacenamiento, representación y transmisión. La señal procesada, si resulta necesario, puede volver a ser utilizada en el mundo real, de modo que es precisa su reconversión en analógica a, dicha función la cumple el convertidor digital analógico D/A.

A su salida, otro acondicionador la adecúa a las necesidades específicas del elemento actuador o transductor de salida.

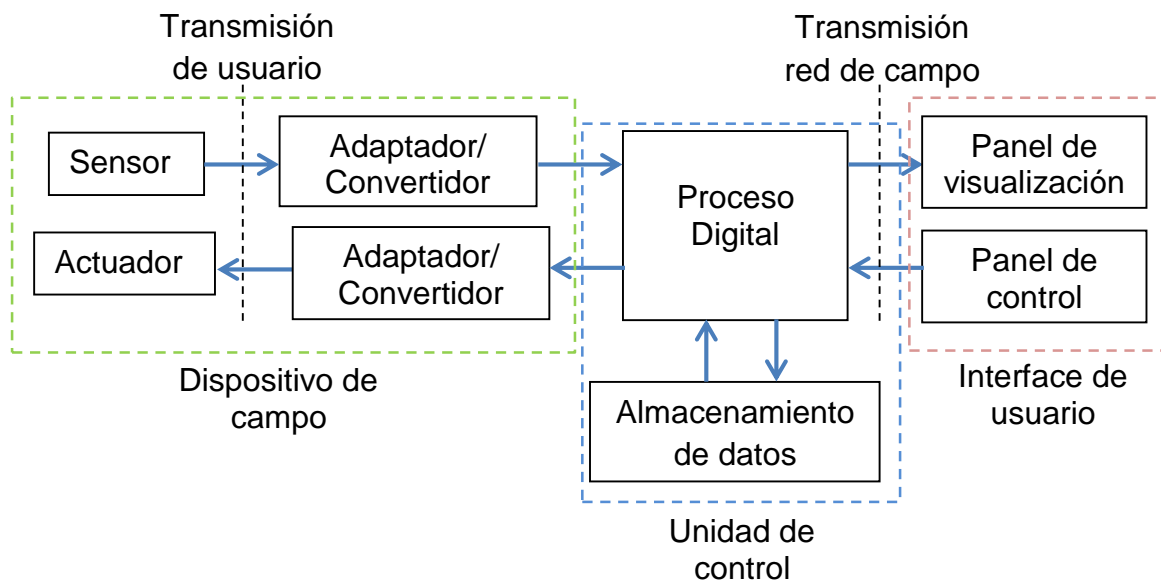


Fig. 3.3 Flujo de información sistema y control de la CHMMT

3.3 Comunicaciones

Al igual que el sistema y control de la CHMMT todos los sistemas SCADA necesitan comunicarse vía red, Buses de Intercambio de Propósito General (GPIB), telefónica o satélite, y es necesario contar con computadoras remotas que realicen el envío de datos hacia una computadora central, ésta a su vez será parte de un centro de control y gestión de información.

Para realizar el intercambio de datos entre los dispositivos de campo y la estación central de control y gestión, se requiere un medio de comunicación, existen diversos medios que pueden ser cableados (cable coaxial, fibra óptica, cable telefónico) o no cableados (microondas, ondas de radio, comunicación satelital).

Un protocolo de comunicación es un conjunto de reglas y procedimientos que permite a las unidades remotas y central, el intercambio de información. Los sistemas SCADA hacen uso de los protocolos de las redes industriales.

Toda la red de comunicación en la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres (CHMMT), del tipo cableado y se encuentran en un monitoreo continuo los 3 tipos de comunicación cableada que se utilizan dentro de la central son: 1.- Ethernet 2.-Profibus 3.- Modbus.

Cada una de ellas se aplica en un nivel diferente dentro de la central la red **Ethernet** de comunicación es utilizada para la comunicación PLC-HMI's, los cuales se mantienen comunicados a través de 2 anillos redundantes de todos los PLC's dentro del sistema de control y utilizan fibra óptica ya que recorren grandes distancias.

La comunicación **Profibus** es utilizada para la interacción PLC-ET 200M (estación modular de E / S) y puede llegar a utilizarse fibra óptica o par trenzado. La comunicación **Modbus** es utilizada para los sensores y se limita únicamente a través de par trenzado.

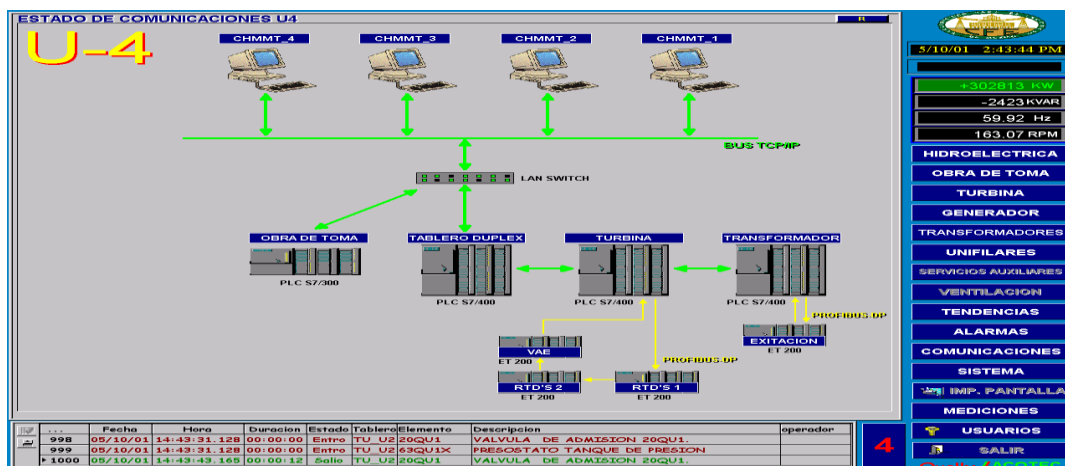


Fig. 3.4 HMI para el monitoreo de las comunicaciones de las unidades 1, 2, 3, 4 y 5

Si llegase a perderse la comunicación entre los PLC'só entre la IHM y los PLC's esta falla además de ser reportada en el panel de alarmas tendrá una representación gráfica en esta pantalla, esto para su fácil identificación dentro del esquema de comunicaciones. Una línea parpadeando entre amarillo y rojo indica una pérdida de comunicación.

Adicionalmente a esta pantalla se mostrará un cuadro de dialogo en todas las pantallas indicando que existe una falla en la red de comunicaciones.

3.4 Instrumentación

Es la ciencia que se encarga del estudio de los instrumentos de medición los mismos que se ocupan de censar, transmitir, regular, registrar y controlar automáticamente las diferentes variables físicas y químicas de un proceso de fabricación.

En otras palabras, la instrumentación es la ventana a la realidad de lo que está sucediendo en determinado proceso, lo cual servirá para determinar si el mismo va encaminado hacia donde se desea, y de no ser así, se podrá usar la instrumentación para actuar sobre algunos parámetros del sistema y proceder de forma correctiva.

Instrumento.-Se denomina instrumento al dispositivo, aparato o medio físico capaz de generar una señal de medición, atendiendo a características metrológicas normalizadas, de modo que esta señal pueda ser utilizada para reproducir el valor de la variable medida de forma directa o indirecta.

En la CHMMT se utilizan diferentes tipos de instrumentación para el constante monitoreo de las unidades de generación eléctrica, las variables más comunes son: Presión absoluta o diferencial, Temperatura, Nivel de líquidos o sólidos, Caudal másico o volumétrico, Posición, Velocidad, Voltaje, Corriente y Frecuencia. Los instrumentos se encuentran localizados en distintos lugares y los diferentes tipos de instrumentación utilizada son las siguientes:

Instrumentación sistemas agua de enfriamiento.-Agua de enfriamiento principal, agua de enfriamiento chumacera guía turbina, agua de enfriamiento chumacera combinada, agua de enfriamiento de chumacera guía generador, enfriamiento del transformador agua tratada - agua cruda, agua de enfriamiento del generador.

Instrumentación sistemas aceite de circulación.- Aceite de chumacera guía turbina, aceite de chumacera combinada, aceite de chumacera guía generador.

Instrumentación sistema de vibración.-Chumacera guía turbina, chumacera combinada, chumacera guía generador, generador. **Instrumentación sensores de temperatura en el generador.**-Temperatura (RTD's) en el generador.

Instrumentación del regulador de velocidad (parte hidráulica).-Regulador hidráulico. **Instrumentación transformador.**- Instrumentación para los transformadores de potencia. **Instrumentación tanques de regulación.**-Equipos de medición en los tanques de regulación. **Instrumentación compresores de aire de desapegado.**-Sistema de aire de desanegado.



Fig. 3.5 Instrumentación de campo- Flujometro



Fig. 3.6 Instrumentación de campo- Voltímetro diferencial, sincronoscopio, doble frecuencímetro.

3.5 Secuencia de arranque, paro y cambio generador-condensador-generador de las unidades

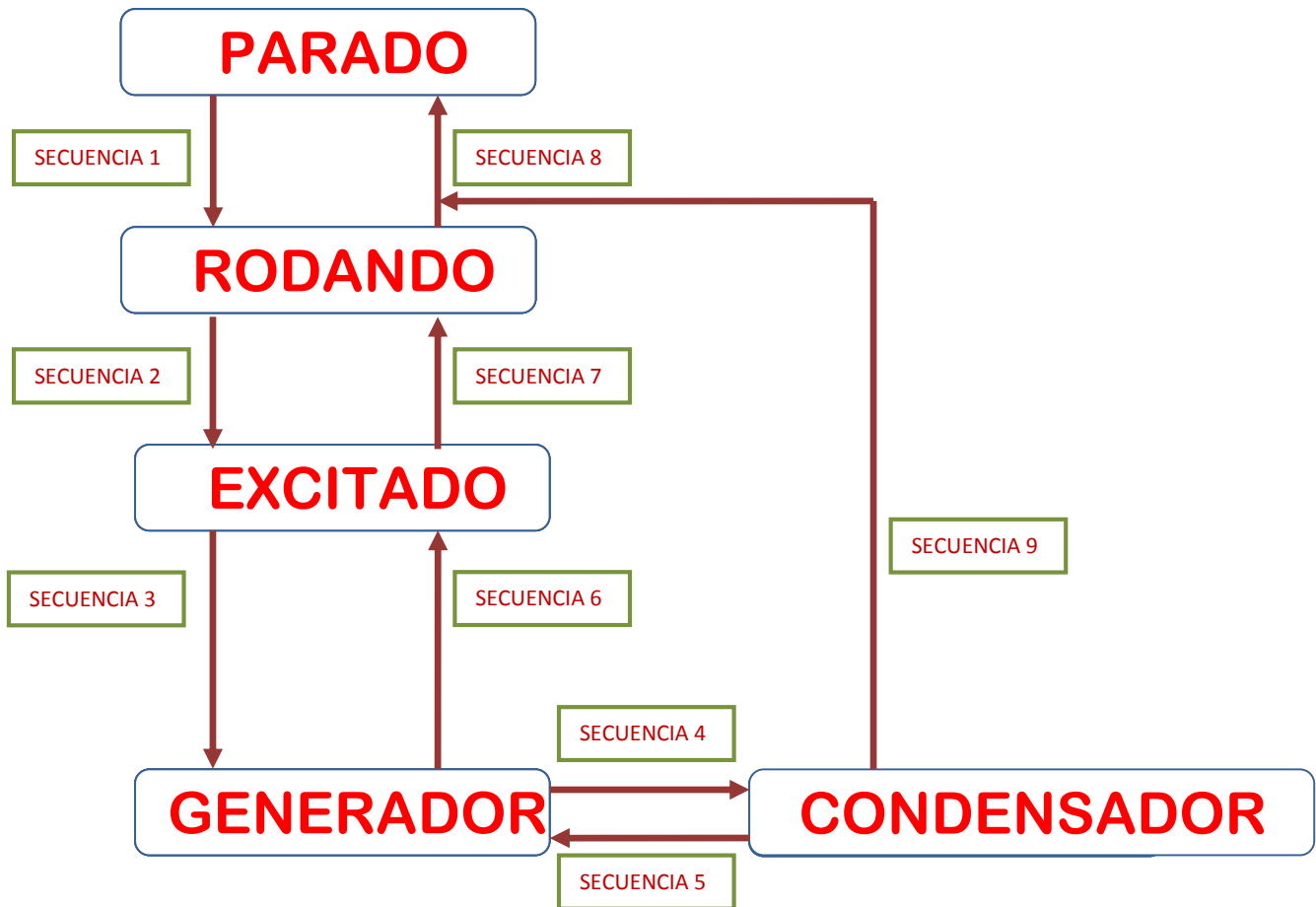


Fig. 3.7 Secuencia arranque, paro y cambio generador-condensador-generador de las unidades de generación.

Las secuencias son importantes y dentro de la central hidroeléctrica Manuel Moreno Torres existen varias secuencias para la operación de las unidades turbogeneradoras las cuales son las siguientes:

Secuencia de arranque (Rodado, excitado y sincronizado)

Secuencia 1: Parado a rodando.

Paso 1

- Álabes móviles cerrados.
- Cerrojos aplicados.
- Refrigeración en servicio.
- Frenos aplicados.
- Estación hidráulica en servicio.
- Circulación de aceite de la chumacera guía inferior en servicio.

- Extractor de vapor de aceite del cojinete inferior en servicio.
- Circulación de aceite de la chumacera de carga en servicio.
- Inyección de aceite del cojinete de empuje en servicio.
- Extractor de vapor de aceite del cojinete de empuje en servicio.
- Circulación de aceite de la chumacera guía superior en servicio.
- Extractor de vapor de aceite del generador en servicio.
- Extractor de polvo de las escobillas del generador en servicio.

Paso 2

- Compuerta cilíndrica parcialmente abierta.

Paso 3

- Compuerta cilíndrica abierta.
- Cerrojos desaplicados.
- Frenos desaplicados.

Paso 4

- Velocidad > 90 % Vn (162 rpm).

Paso 5

- Bombas de inyección fuera de servicio.

Paso 6

- Secuencia 1 terminada.

Secuencia 2: Rodando a excitado.

Paso 1

- Quebradora de campo cerrada.
- Terminales del generador con tensión.

Paso 2

- Secuencia 2 terminada.

Secuencia 3: Excitado a generador.

Paso 1

- Cuchilla A1069 cerrada.

Paso 2

- Interruptor A1060 cerrado ó
- Interruptor A8660 cerrado.

Paso 3

- Consigna regulación.

Paso 4

- Secuencia 3 terminada.

Secuencia de generador a condensador

Secuencia 4: Generador a Condensador.

Paso 1

- Disminución de la potencia activa.
- Disminución de la potencia reactiva.

Paso 2

- Compuerta cilíndrica parcialmente cerrada.
- Paso 3
- Compuerta cilíndrica cerrada.
 - Álabes móviles cerrados.
 - Consigna regulación.
- Paso 4
- Nivel 1 de agua en la tapa de la turbina.
- Paso 5
- Secuencia 4 terminada.

Secuencia de condensador a generador

Secuencia 5: Condensador a Generador.

- Paso 1
- Disminución de la potencia reactiva.
 - Compuerta cilíndrica abierta.
 - Válvula de reanegado cerrada.
- Paso 2
- Carga requerida alcanzada.
- Paso 3
- Validación de protección retro potencia.
- Paso 4
- Secuencia 5 terminada.

Secuencia de paro (Desconectado, des excitado y paro)

Secuencia 6: Generador a excitado (des excitado).

- Paso 1
- Potencia activa 0 MW.
- Paso 2
- Interruptor A1060 Abierto.
 - Interruptor A8660 Abierto.
- Paso 3
- Cuchilla A1069 abierta.
 - Cerrojos desaplicados.
 - Frenos desaplicados.
- Paso 4
- Secuencia 6 terminada.

Secuencia 7: Excitado a Rodando.

- Paso 1
- Quebradora de campo abierta.
 - Terminales del generador sin tensión.
- Paso 2

- Secuencia 7 terminada.

Secuencia 8: Rodando a Parado.

Paso 1

- Álabes móviles cerrados.

Paso 2

- Cerrojos aplicados.

Paso 3

- Velocidad < 90 % Vn (162 rpm).

Paso 4

- Álabes móviles cerrados.
- Cerrojos aplicados.
- Compuerta cilíndrica cerrada.
- Velocidad < 40 % Vn (72 rpm).
- Ausencia de falla en el tacómetro.
- Bomba de inyección en servicio.

Paso 5

- Velocidad < 1 % Vn (1.8 rpm).
- Frenos aplicados.
- Retro de paso 4.
- Extractor de polvo de frenado en servicio.
- Ausencia de falla en el tacómetro.
- Bomba de inyección en servicio.

Paso 6

- Paro circulación de aceite de la chumacera guía.
- Paro circulación de aceite del cojinete guía superior.
- Paro circulación de aceite de la chumacera de carga.
- Paro de la estación hidráulica.

Después de temporización

- Paro del sistema de refrigeración.
- Paro de la inyección de aceite del cojinete de carga.
- Frenos desaplicados.
- Paro del ventilador extractor en pozo de la turbina.
- Paro del extractor de polvo de frenado del generador.
- Paro del extractor de polvo de las escobillas en el cojinete superior.
- Paro del extractor de vapor de aceite en el cojinete superior.
- Paro del extractor de vapor de aceite en la chumacera de carga.
- Paro del extractor de vapor de aceite en la chumacera guía.

Paso 7

- Secuencia 8 terminada.

Secuencia de condensador a parado

Secuencia 9: Condensador a Parado.

Paso 1

- Disminución de la potencia reactiva.

Paso 2

- Interruptor A1060 Abierto.
- Interruptor A8660 Abierto.

Paso 3

- Quebradora de campo abierta.
- Velocidad < 90 % (162 rpm).

Paso 4

- Bomba 1 de inyección de aceite al cojinete de empuje.
- Bomba 2 de inyección de aceite al cojinete de empuje.

Paso 5

- Secuencia 9 terminada.

Condiciones iniciales que el PLC debe asegurarse que se cumplan para rodar

El PLC es encargado de cumplir las órdenes del operador pero también es el encargado de supervisar distintas condiciones de diferentes áreas que se encuentran constantemente interactuando para el funcionamiento correcto de las unidades de la central hidroeléctrica Manuel Moreno torres las áreas y dispositivos que el PLC debe supervisar son los siguientes:

PROTECCIONES.- No falla eléctrica, no falla mecánica. **MECÁNICOS.-** Álabes móviles cerrados, cerrojo de álabes móviles insertado, cerrojo manual de los álabes móviles no insertado, sobre velocidad mecánica repuesta, estado de mando mecánico de álabes móviles en auto, válvula aisladora del tanque acumulador de regulación cerrada, válvula aisladora del tanque acumulador de la compuerta cilíndrica cerrada.

Nivel 3 en tanque acumulador aire/aceite de regulación normal, nivel 3 en tanque acumulador aire/aceite de la compuerta cilíndrica normal, nivel de aceite en el tanque de regulación normal, nivel de aceite guía cojinete de empuje normal, compuerta cilíndrica cerrada, riego sello del eje en servicio, compuerta de obra de toma abierta, balatas de frenos sin desgaste, frenos desaplicados, presión de aire en el sistema de frenado normal, no presión residual de aire en el sistema de frenado, posición del rotor no alto.

MOTORES.- Circulación de aceite en el cojinete de empuje disponible (1/2), inyección de aceite en el cojinete de empuje disponible (1/2), circulación de aceite en el cojinete inferior disponible (1/2), bombas de aceite de regulación disponibles (2/2), compresores de regulación disponibles (2/2), válvula de enfriamiento (005 VE) disponible.

ELÉCTRICOS.- Interruptor seleccionado para sincronizar abierto (A1060 ó A8660), interruptor A1060 ó A8660 en automático y sin falla, interruptor A1060 ó A8660 no

amarrados en la bahía, cuchillas A1069 abierta, contactor de excitación 41 G abierto, alimentación 1 ó 2 de 250 vcd en el regulador de velocidad presente.

DISPOSITIVOS DE LOS EQUIPOS.- Dispositivos en modo automático, comunicación de enlaces MODBUS correcta, módulo de E/S en el PLC, autómatas S. E., autómatas S. A., equipos de protección disponibles.

Equipos y dispositivos en modo automático para cumplir con las condiciones de rodado.- Compuerta cilíndrica, circulación de aceite en el cojinete de empuje, bombas de inyección de aceite en el cojinete de empuje, circulación de aceite en el cojinete inferior, bombas de drenaje de la turbina, extractor de vapores del cojinete de empuje, extractor de vapores del cojinete inferior, válvulas de desanegado, sistema de aire de regulación, bombas de regulación.

Bombas de agua de enfriamiento en los transformadores de potencia, extractor de vapor de aceite en el cojinete superior, circulación de aceite en el cojinete superior, extractor de polvo de escobillas en el generador, extractor de polvo de frenado en el generador, sistema de frenado, válvula de enfriamiento (005 VE) de la unidad, válvulas de los intercambiadores en el sistema de enfriamiento de los transformadores de potencia.

3.6 Sistema y control de la unidad 1 de la CHMMT

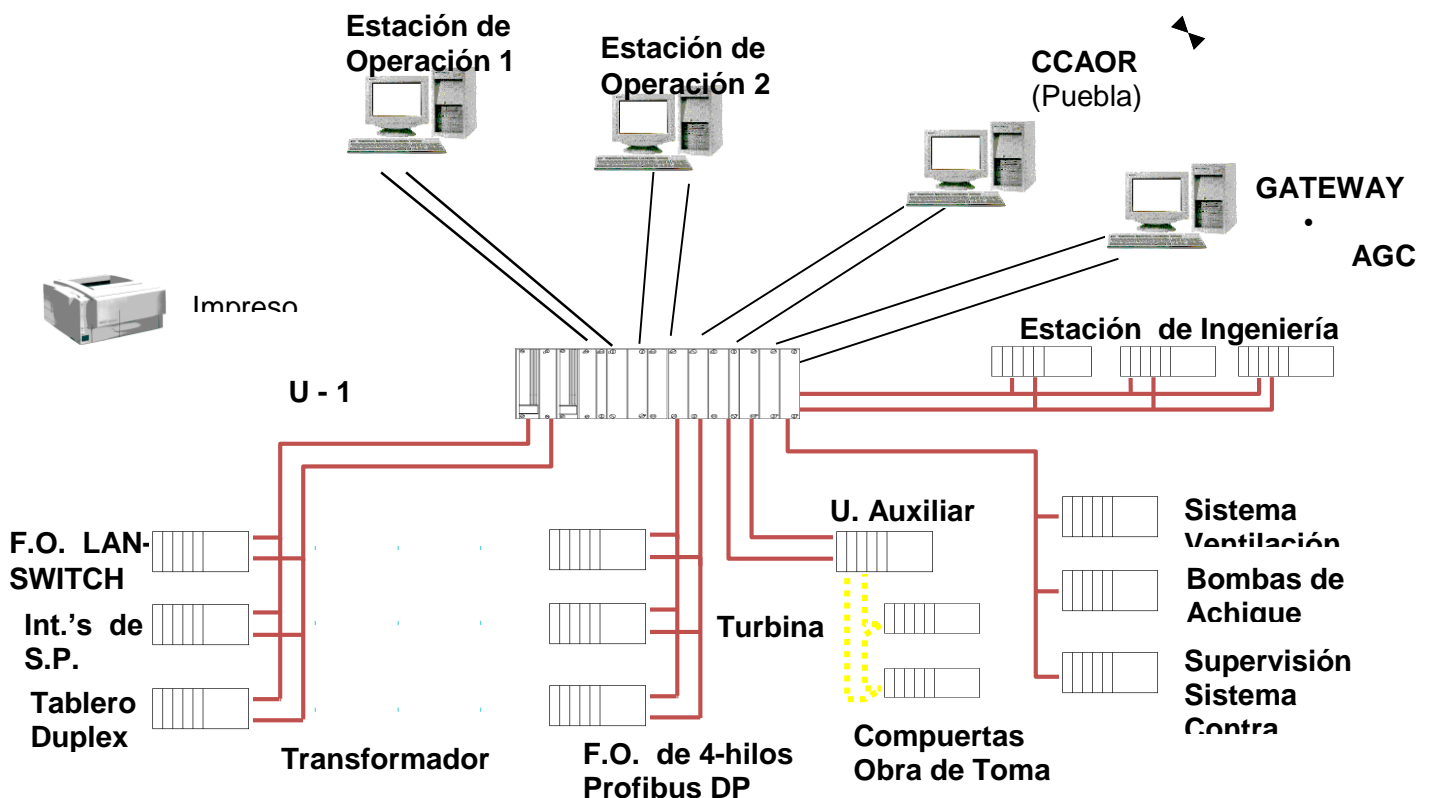


Fig. 3.8 Diagrama del sistema y control de la CHMMT.

La deficiencia principal del sistema y control de las unidades de generación de la central hidroeléctrica Manuel Moreno Torres es que para el monitoreo y control de las unidades se utilizan sistemas de control de proceso diferentes lo cual hace que se dividan en dos etapas. La primera etapa (la más antigua), está conformado por las unidades 1, 2, 3, 4 y 5, estas cuentan con su propio sistema de control.

La segunda etapa conformada por las unidades 6, 7 y 8, al igual que la primera etapa cuenta con un sistema propio de control diferente totalmente al de la primera etapa aunque los equipos de PLC y estaciones es parecido el sistema de operación y de ingeniería es diferente pero con un mismo fin en común.

El sistema y control de las unidades de generación al está basado en un sistema SCADA, el cual podemos dividir en 5 grandes bloques, sala de control externo, sala de control interno unidad generadora, subestación y servicios auxiliares. Las 2 primeras se encuentran equipos computacionales para el monitoreo y control y las 3 últimas integran a los sistemas de PLC (controladores y subcontroladores).

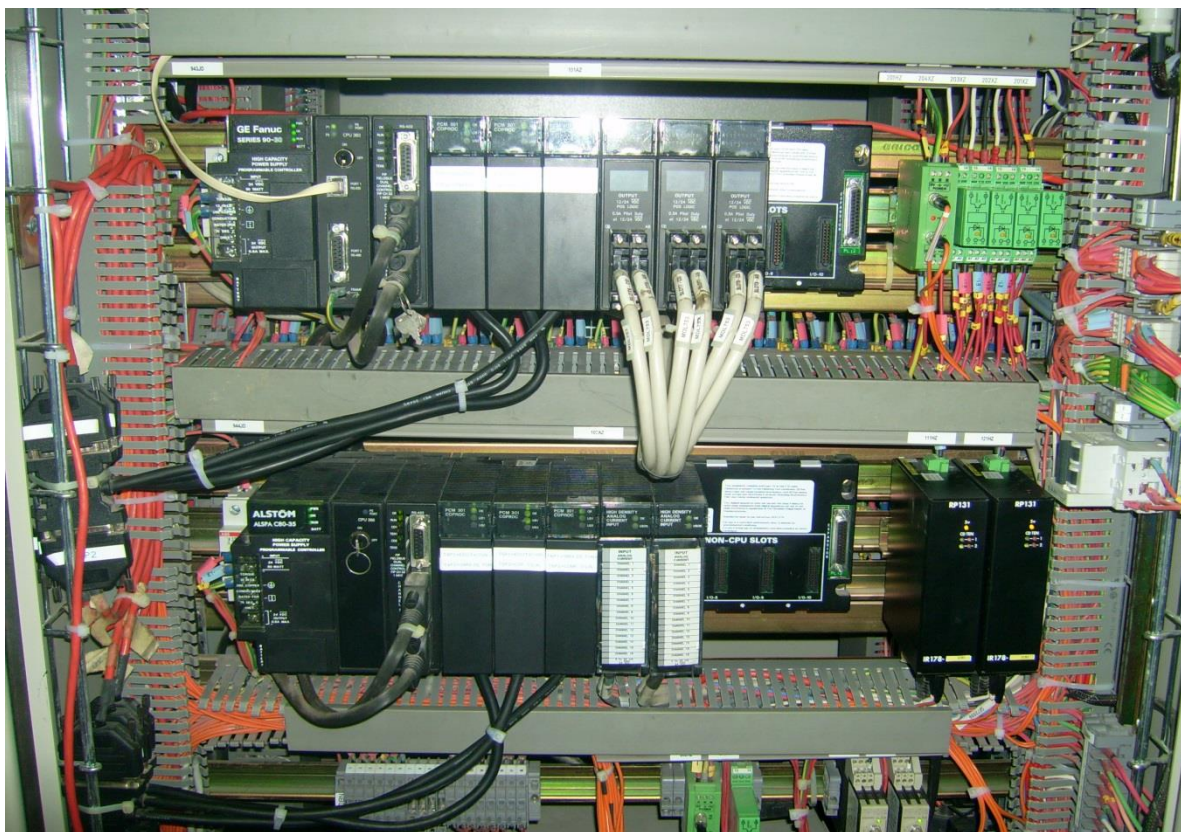


Fig. 3.9 PLC del sistema y control de la CHMMT

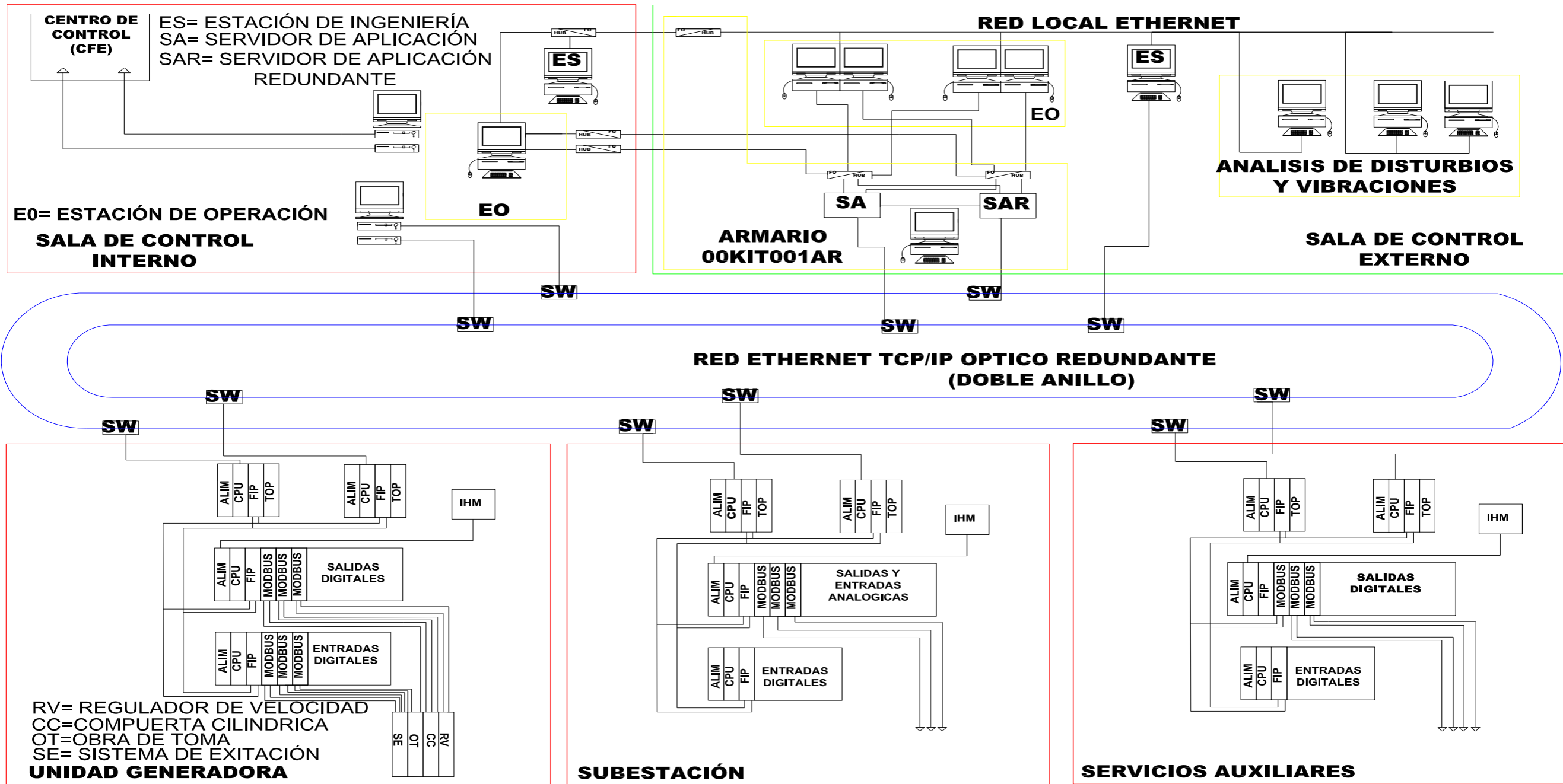


Fig. 3.10 Sistema y control de la CHMMT de la unidad 1.

Sala de control interno.- En esta parte del sistema se localizan la estación de operación, donde el operador se encarga del control total del proceso de secuencia arranque, paro y cambio generador-condensador-generador de las unidades de generación, además del monitoreo de alarmas.

Otro aspecto importante es la estación de ingeniería donde se hacen los cambios deseados a la programación además de tener la capacidad de monitorear al igual que la estación de operación todos los procesos, el registro de alarmas.

Cuenta además con la conexión de al centro de control nacional suministrado por CFE donde se monitorea fuera de la central todas las unidades y procesos de las diferentes centrales (hidroeléctricas, nucleoeeléctricas, carboeléctricas etc.), que pertenecen a CFE.

Control externo.- Ahí se localizan al igual que en el control interno estaciones de operación y de ingeniería. El control externo cuenta con varias estaciones de operación e ingeniería ya que se utilizan estaciones de control para la primera etapa (unidades 1,2 3, 4 y 5) y segunda etapa (unidades 6,7 y 8), ya que se encuentran en sistemas diferentes.

Además de contar con 3 equipos más para la el monitoreo de entrehierro y análisis de disturbios que sirven para evitar monitorear los equipos mecánicos que constituyen al turbogenerador.

Unidad generadora.- En esta se utilizan 2 controladores y 2 sub controladores que se encargan de enviar diferentes señales de control provenientes de las estaciones de ingeniería y operación para el control de la obra de toma, compuerta cilíndrica, sistema de excitación y regulador de velocidad. Además de entradas y o salidas analógicas/digitales predispuestas para otras actividades de monitoreo y control de los equipos de la unidad.

Subestación.- Al igual que los equipos de la unidad generadora se utilizan 2 controladores y 2 sub controladores al igual que los controladores en la unidad generadora, los controladores se encargan de enviar señales de control y los subcontroladores de ejecutarlas.

Servicios Auxiliares.- Este bloque de control utiliza 2 controladores y 2 sub controladores y sus salidas y entras analógicas/digitales los cuales son servicios interiores de la misma central o unidades dado que también requieren del suministro continuo de energía eléctrica en corriente alterna

Arquitectura de los controladores, subcontroladores.- Los sistemas de control actuales de la unidad (PLC's) cuenta con 2 equipos importantes para el para el control y monitoreo de los equipos (controladores y subcontroladores), donde los controladores reciben la información de las estaciones de operación y/o ingeniería y los subcontroladores se encargan de ejecutarlas ya que cuentan con un mayor número de entradas y salidas.

Arquitectura de los controladores

ALIM
CPU
FIP
TOP

Fig. 3.11 Módulos dentro en laarquitectura del controlador.

El controlador de la unidad cuenta con 4 módulos los cuales son:

ALIM.-Es la fuente de alimentación la cual se encarga de suministrar la energía necesaria para el funcionamiento de los elementos. Es la abreviatura de alimentación.

CPU.- Es un PLC el cual se encarga de recibir las señales de control, directamente de las estaciones de operación y/o ingeniería, para lograr el funcionamiento deseado por los operadores y/o ingenieros de la central hidroeléctrica. No cuenta con muchas entradas salidas por lo cual se le acoplan módulos para la comunicación con otros equipos. Su principal función es el procesamiento de los datos de control.

FIP.- Es una tarjeta para la comunicación, que complementa al CPU esta envía la información a otros equipos de la red normalmente a los subcontroladores, que complementan el control de los subcontroladores y ejecutan las señales de control que se les envían.

TOP.- Es una tarjeta encargada de la sincronización y la comunicación de información con otros equipos que se encuentran dentro del sistema SCADA.

Arquitectura de los controladores

ALIM
CPU
FIP
Modbus
Modulo para entradas/salidas Digitales
Modulo para entradas/salidas Analógicas

Fig. 3.12 Módulos dentro en laarquitectura del subcontrolador.

El controlador de la unidad cuenta con 4 módulos los cuales son:

ALIM.-Es la fuente de alimentación la cual se encarga de suministrar la energía necesaria para el funcionamiento de los elementos. Es la abreviatura de alimentación.

CPU.- Es un PLC el cual se encarga de recibir las señales de control, directamente del controlador que a su vez recibe las señales de las estaciones de operación y/o ingeniería, función principal es la de ejecutar y conectar con los equipos de medición o actuadores y/o motores.

FIP.- Es una tarjeta para la comunicación que complementa al CPU y conecta con el CPU del controlador, para establecer una comunicación directa controlador-subcontrolador, se encarga de enviar y recibir, información al CPU del controlador el cual repite esa información hacia las estaciones de ingeniería y operación.

MODBUS.- Módulo para la comunicación del tipo Modbus y es utilizada para la comunicación a otros equipos de comunicación como los equipo de recepción de información de la obra de toma, compuerta cilíndrica, regulador de velocidad y todo aquel equipo que necesite una coordinación para el proceso de generación de energía eléctrica.

Módulos de entrada/salida digitales.- Estos módulos como su nombre lo indican se encargan de enviar o recibir datos digitales para controlar equipos dentro de la red SCADA o enviar datos para su monitoreo a través de la HMI (Human Machine Interface).

Módulo de entrada/salida analógico.- Estos módulos, se encargan de recolectar la información analógica que puede ser emitida por los sensores y/o enviar una señal analógica de control para los equipos que lo requieran.

3.7.- Propuesta de sistema y control para la unidad 1 de la CHMMT

Los ingenieros de la central hidroeléctrica Manuel Moreno Torres (CHMMT) desean aplicar a todas sus unidades de generación el sistema Pcs 7 de Siemens el cual integra herramientas necesarias para el control de los procesos referidos a la generación de energía eléctrica, este sistema de ingeniería centralizado dispone de una gama de herramientas uniformes y coordinadas entre sí, que minimiza el trabajo de configuración.

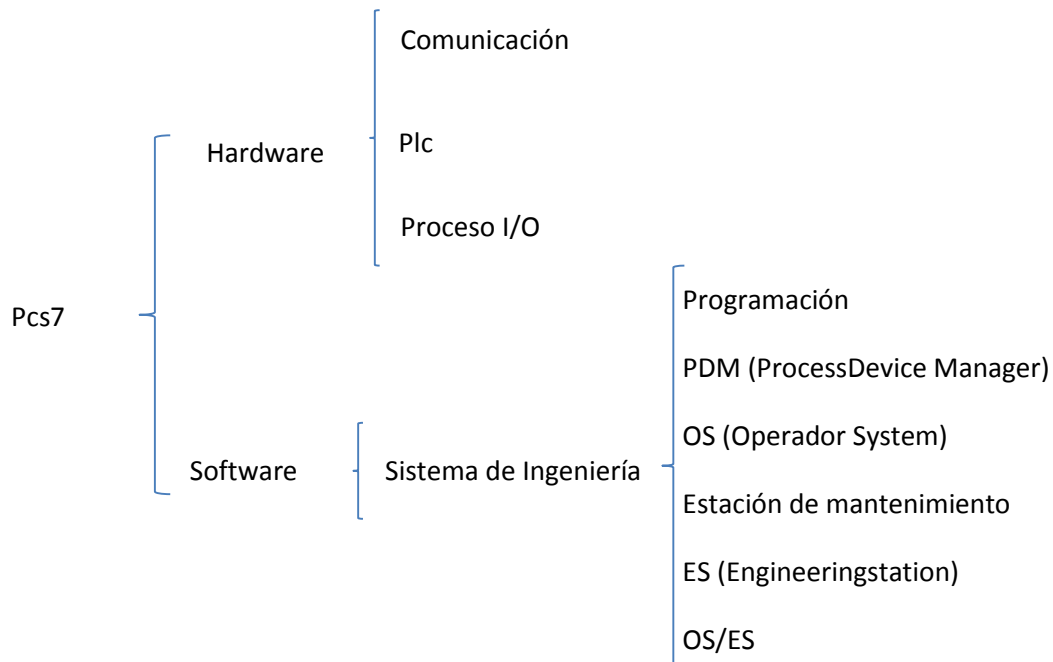


Fig. 3.13 Constitución del sistema pcs7 dentro de las unidades de la CHMMT

El sistema pcs7 es un sistema de control de procesos completamente homogéneo, dotado de una arquitectura escalable única en el mercado y unas extraordinarias propiedades de sistema que lo convierten en la base idónea para la implantación rentable y la explotación económicamente racional de instalaciones de control e instrumentación.

Software.-La programación en el sistema de control pcs7 está integrada por 2 tipos de programaciones una de ellas es la destinada para la programación del PLC la cual se hace a través del CFC y SFC. La programación para la interfaz HMI (Human Machine Interface) o IHM (Interfaz humano Maquina), es la plataforma conocida como Wincc en la cual se logran los gráficos y la apariencia deseada en las estaciones de operación y de ingeniería.

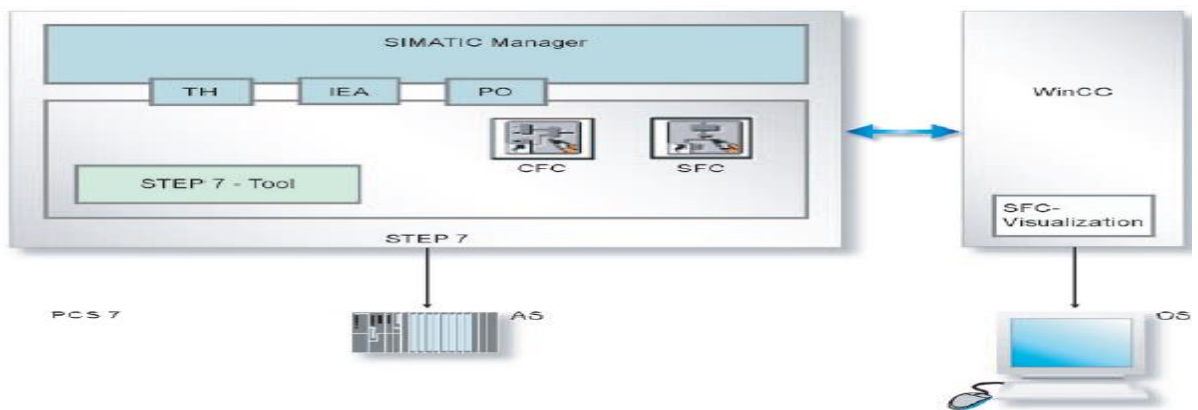


Fig. 3.14 Integración del SFC, CFC y Wincc en el entorno de STEP 7 y PCS 7

El SIMATIC Manager se utiliza para todos los sistemas de destino como interfaz de usuario gráfica y para coordinar las herramientas y objetos. Sirve para gestionar herramientas y datos, permitiendo p. ej. Crear y modificar estructuras de proyecto (CPU, esquemas CFC y SFC), así como iniciar el editor SFC.

Objeto	Significado
1.- TH (jerarquía tecnológica) 2.- IEA (asistente de importación/exportación) 3.-PO (vista de objetos de proceso)	Paquetes de software del Process Control System (PCS 7)
Wincc	Sistema de manejo y visualización en PCS 7

Tabla 3.1 *Sistemas Pcs7*

CFC (ContinuousFunction Chart).-Es un editor gráfico diseñado para trabajar junto con el paquete de software STEP 7. Este editor permite crear una estructura completa de software para una CPU a partir de bloques predefinidos. El proceso consiste en ubicar los bloques en esquemas funcionales, parametrizarlos e interconectarlos. Con la interconexión se consigue que para la comunicación entre los bloques u otros objetos se transmitan valores desde una salida a una o varias entradas.

Principios de funcionamiento del CFC.-En el editor CFC se trabaja con medios gráficos: seleccione bloques predefinidos del almacén de bloques disponible y ubíquelos en el esquema utilizando la función de arrastrar y soltar. El esquema es una especie de "hoja de caracteres". Las entradas y salidas de los bloques se interconectan entre sí haciendo clic con el ratón.

Durante este proceso, no necesita preocuparse de detalles como los algoritmos o la asignación de recursos de la máquina, pudiendo concentrarse exclusivamente en los aspectos tecnológicos del proyecto. Las propiedades de ejecución de los bloques están predeterminadas, si bien pueden ser adaptadas individualmente a cada bloque.

El manejo de los bloques resulta muy sencillo gracias a la posibilidad de poder mover y copiar bloques individuales - o incluso grupos enteros de bloques - entre distintos esquemas sin que se pierdan las interconexiones existentes. Una vez generadas todas las funciones, se genera el código máquina ejecutable con un simple clic del ratón, se carga en el sistema de destino y se comprueba con las funciones de test previstas a tal efecto en CFC.

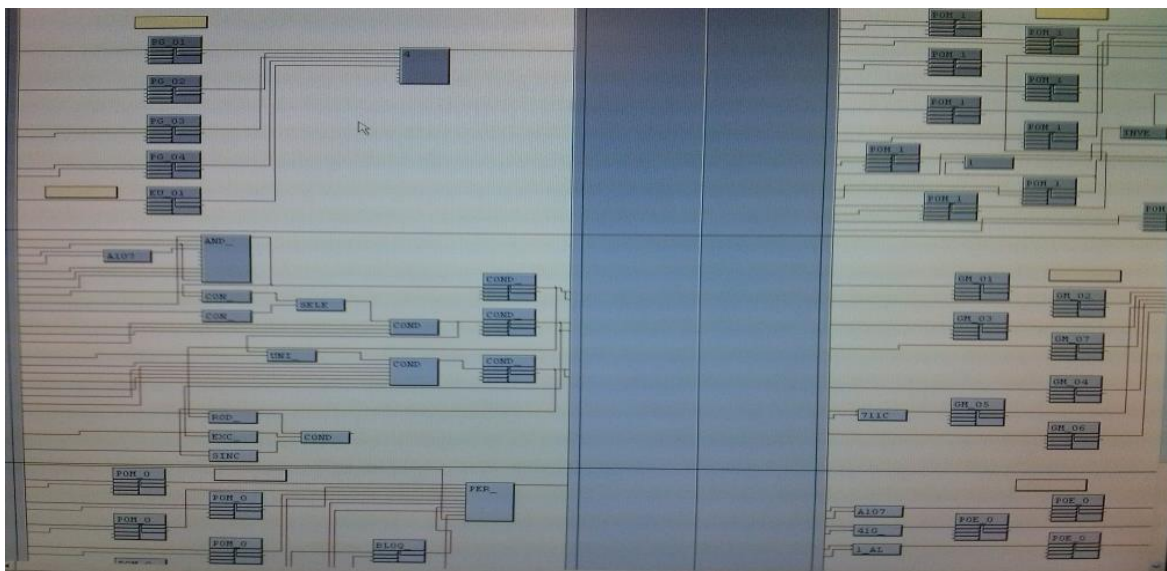


Fig. 3.15 Programación CFC.

SFC (Sequential Function Chart).- Permite configurar controles secuenciales de forma gráfica y ponerlos en marcha. Los controles secuenciales se transfieren a un sistema de automatización (controlador) y se ejecutan allí. Un control secuencial sirve para ejecutar procesos de producción de forma controlada por estados o eventos, basándose en cadenas secuenciales.

Los controles secuenciales permiten p. ej. Describir las prescripciones de fabricación de productos en forma de procesos controlados por eventos (recetas). Realizando cambios del modo de operación y del estado operativo, el control secuencial controla las funciones de automatización básica creadas con CFC y las procesa selectivamente.

Principio de funcionamiento SFC.- El control secuencial se crea con medios gráficos en el editor SFC. Para ello, los elementos SFC se disponen en la cadena secuencial conforme a determinadas reglas. Durante este proceso, no necesita ocuparse de detalles como los algoritmos o la asignación de recursos de la máquina, sino que puede concentrarse en los aspectos tecnológicos de la configuración.

Después de crear las cadenas secuenciales en forma de series de etapas y transiciones, deberá configurar las propiedades de objeto del SFC, las cadenas secuenciales, las etapas y las transiciones, formulando allí las respectivas propiedades. Es necesario configurar lo siguiente: los parámetros operativos del SFC, las condiciones de inicio de las cadenas secuenciales, las acciones de las etapas, las condiciones de conmutación de las transiciones

Tras realizar la configuración, genere con el SFC el código máquina ejecutable, cárguelo en el AS y compruébelo con las funciones de test de SFC.

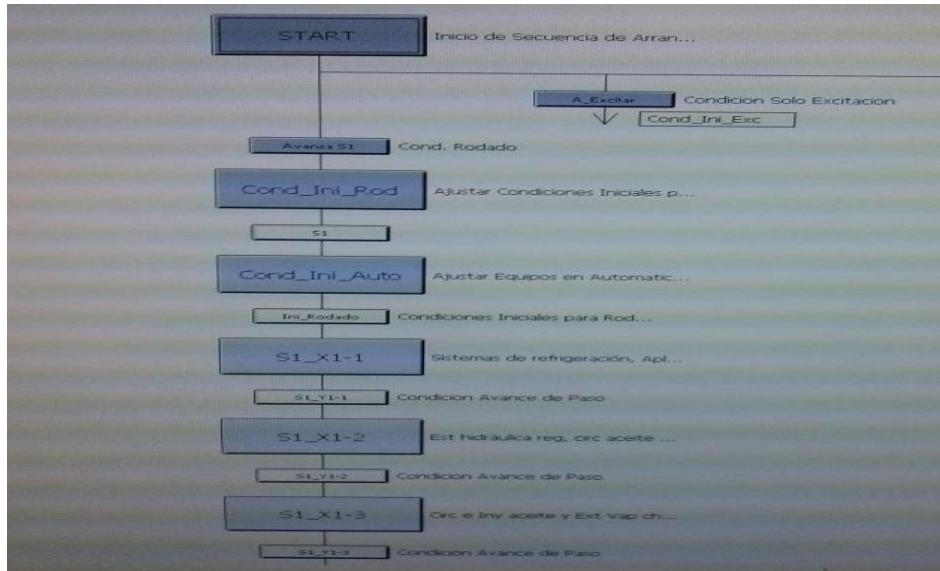


Fig. 3.16 Programación SFC.

Wincc.-Windows Control Center (WinCC), constituye el entorno de desarrollo de Siemens en el marco de los SCADAS para visualización y control de procesos industriales. Sus características más importantes se pueden resumir en: Arquitectura de desarrollo abierta (programación en C), soporte de tecnologías Active X, comunicación con otras aplicaciones, comunicación sencilla mediante drivers implementados y programación online. A través de este sistema se programa la HMI (Human Machine Interface).

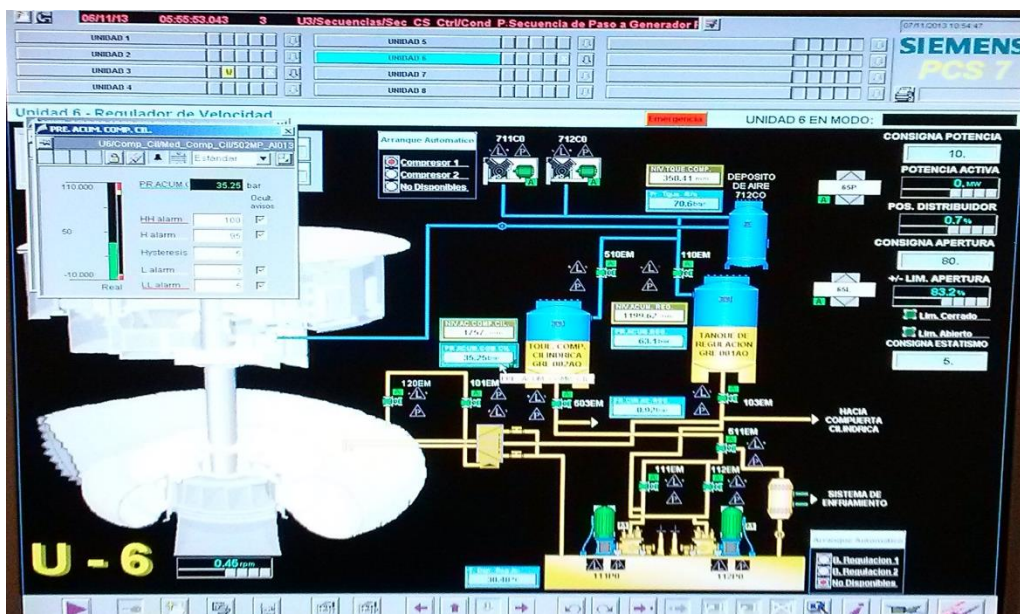


Fig. 3.17 Programación Wincc.

Hardware.- El hardware del Pcs 7 es compatible con una gran gama de equipos siemens pero, para esta propuesta se pretende usar los PLC de la familia S7

400Hy el ET 200M como complemento además de swiches ópticos–eléctricos y eléctricos–ópticos, para los diferentes tipos de comunicación que se usaran.

S7-400H.- El S7-400 es ideal para tareas de muchos datos de la industria de procesos; la gran velocidad de procesamiento y los tiempos de reacción determinísticos reducen los tiempos de ciclo de las máquinas rápidas en la industria manufacturera. El rápido bus de fondo del S7-400 posibilita una conversión eficaz de los módulos periféricos centrales.



Fig. 3.18 PLC S7 400H.

PLC { S7-400H

Mayor disponibilidad del sistema con detección temprana de fallos y capacidades de diagnóstico integrados.
Soluciones eficientes con un rendimiento escalable y redundante.
Programación y configuración sencilla.
Solución orientada al rendimiento para los procesos de tiempo crítico.
Sincronizada solución de hardware y sin pérdida de información.
La comunicación de alta disponibilidad a través de Ethernet Industrial.
Funciones de diagnóstico integradas.
Intercambio de todos los componentes durante la operación.

Fig. 3.17 Características del PLC S7 400H.

ET 200M.- SIMATIC ET 200M es la estación modular de E / S para el armario de distribución con aplicaciones de alta densidad de canales. Conexión a PROFIBUS y PROFINET se realiza mediante módulos de interfaz - opcional para PROFIBUS también mediante cables de fibra óptica.

El ET 200M se puede utilizar para la norma, así como a prueba de fallos. Capacidad a 12 módulos de múltiples canales de señal (por ejemplo, 64 entradas digitales) y módulos de función, así como los procesadores de comunicaciones S7-300 se puede utilizar como módulos de E / S - la interfaz para el proceso.

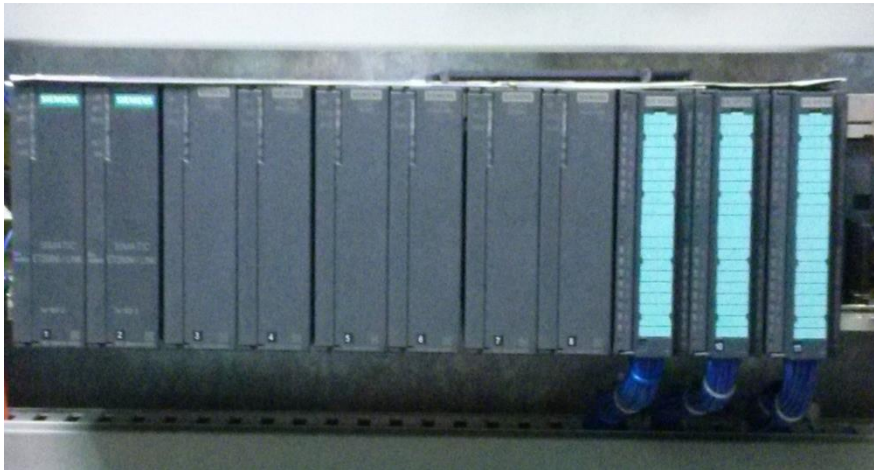


Fig. 3.19 ET 200M.

Comunicación.-Con la comunicación de alta disponibilidad, SIMATIC disfruta de un nuevo tipo de comunicación con las siguientes características: incremento de la disponibilidad: A través de máx. 4 conexiones redundantes la comunicación se puede mantener en caso de fallo. La conmutación necesaria se efectúa de forma no visible para el usuario.

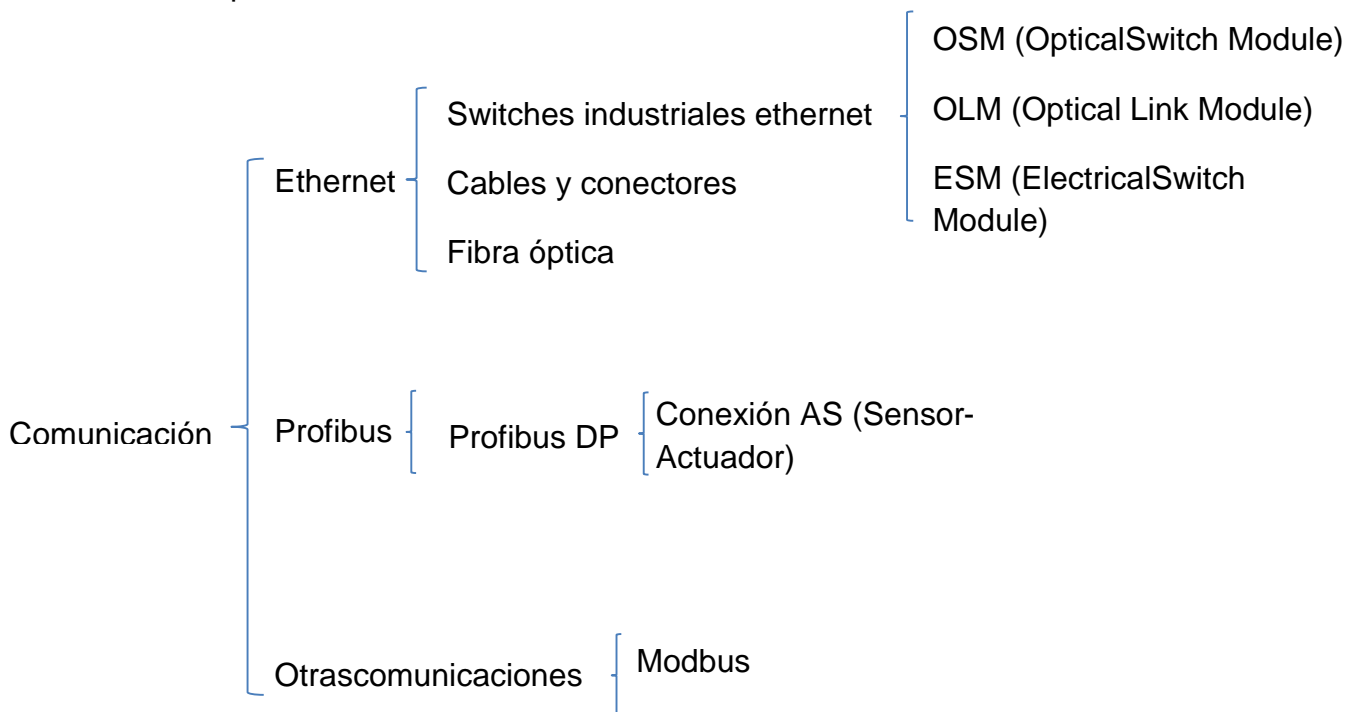


Fig. 3.20 Sistema de comunicación Pcs7.

Existen varias posibilidades de configuración, que dependen de la disponibilidad requerida: bus no redundante o redundante; bus con topología en línea o anillo.

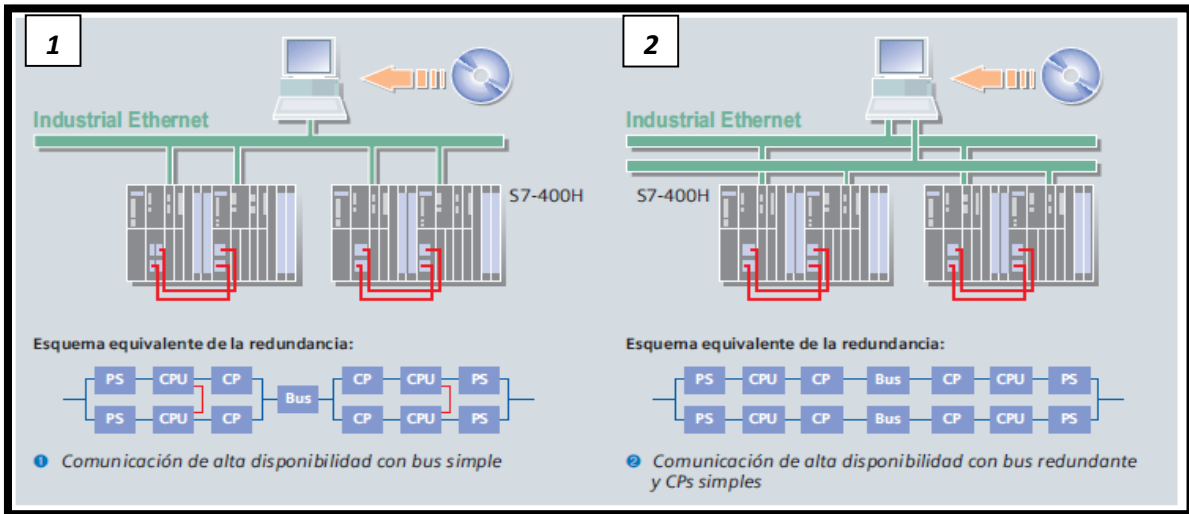


Fig. 3.21 Configuraciones del S7-400H con la comunicación.

En el dibujo 1 de la Fig. 3.21, el bus está instalado de manera fiable y sin riesgo de fallar. Se tolera la avería de un componente por dispositivo. En el dibujo 2 de la Fig. 3.21, La misma configuración que en la dibujo 1, pero el bus es de configuración redundante, o sea que se puede tolerar además el fallo del bus.

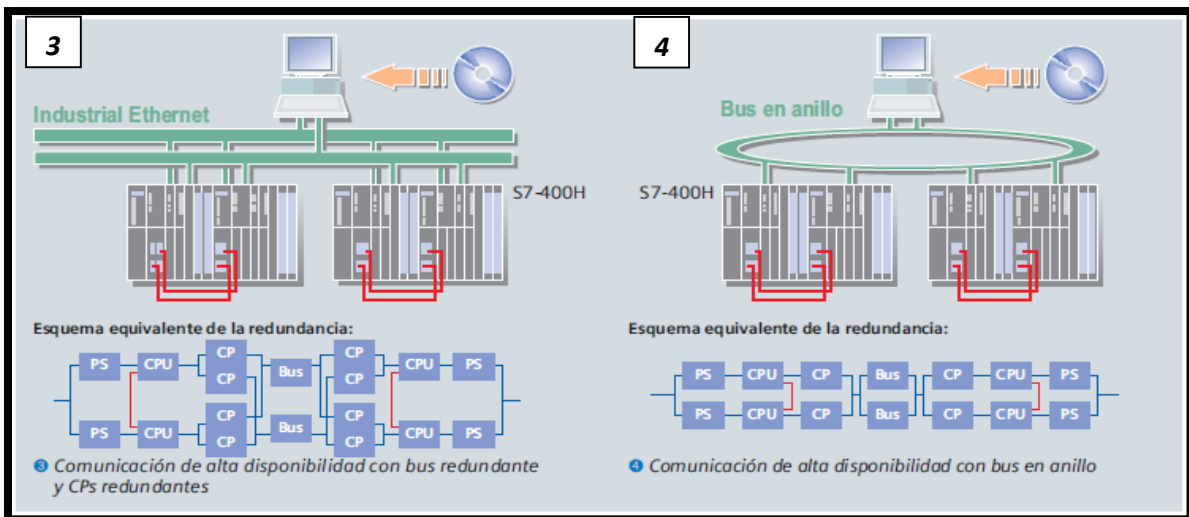


Fig. 3.22 Configuraciones del S7-400H con la comunicación.

En el dibujo 3 de la Fig. 3.22, La misma configuración en la dibujo 2, pero también los CPs (Communication Processor) son de configuración redundante. En este caso se puede tolerar el fallo del bus y de cualquier otro componente por cada subsistema. En el dibujo 4 de la Fig. 3.22, En esta configuración, la seguridad ante

fallos del bus se consigue mediante la topología en anillo. Adicionalmente resulta tolerable el fallo de un componente más.

Periferia redundante.-El S7-400H funciona basado en el principio de la redundancia activa en el modo "hot stand-by" (conmutación automática y sin efectos retroactivos en caso de fallo). Según este principio, ambos equipos están activos cuando el sistema funciona sin perturbaciones.

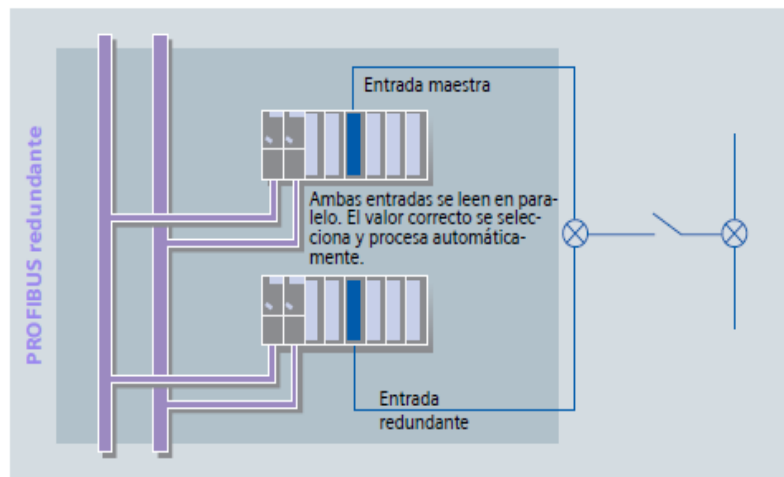


Fig. 3.23 Conexión para comunicación redundante.

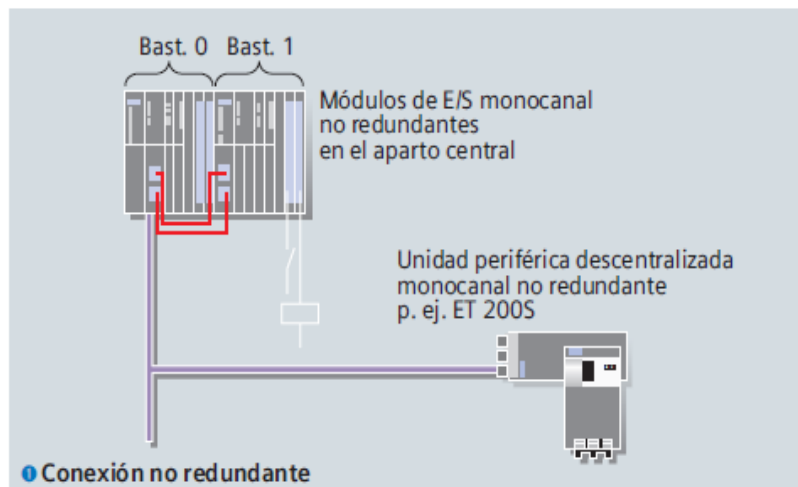


Fig. 3.24 Configuración para la redundancia de Entradas-Salidas.

PRIN = PRINCIPAL RES = RESPALDO SP = SCALANCE PRINCIPAL SR = SCALANCE RESPALDO

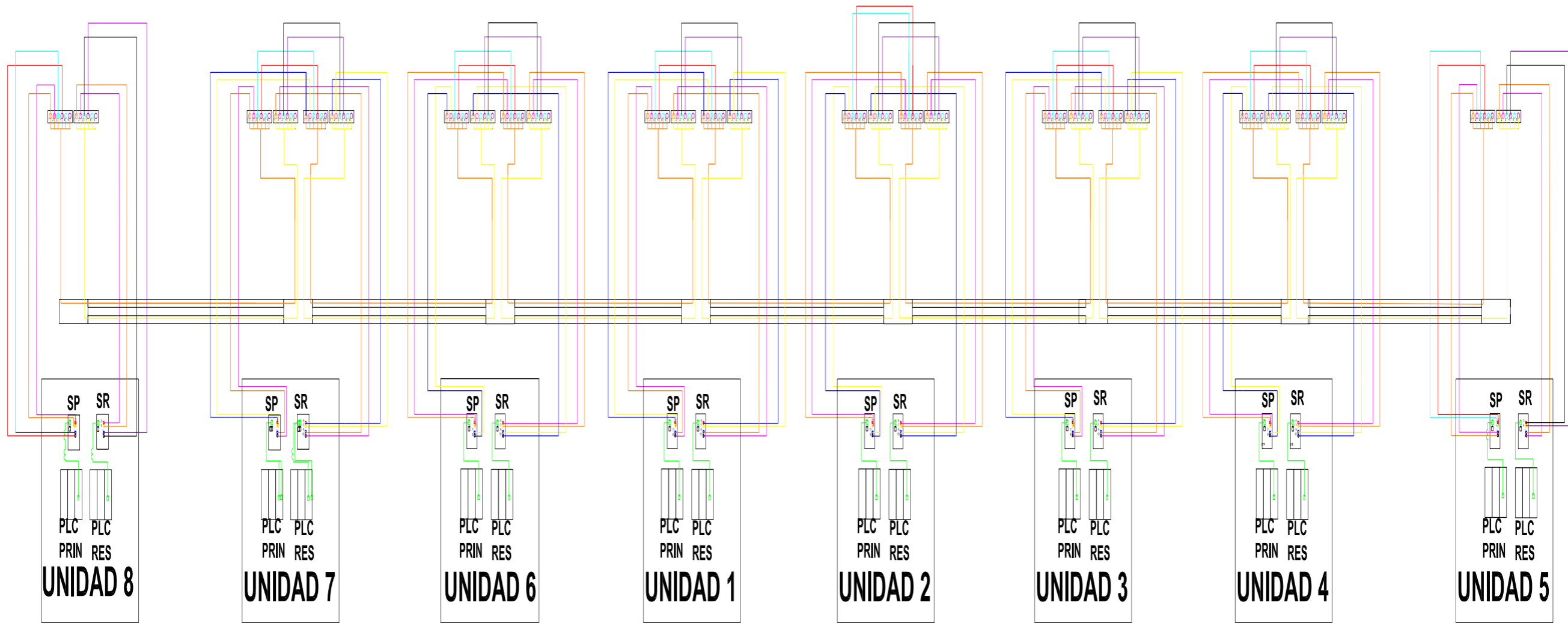


Fig. 3.25 Propuesta para la conexión de las 8 unidades en un doble anillo redundante

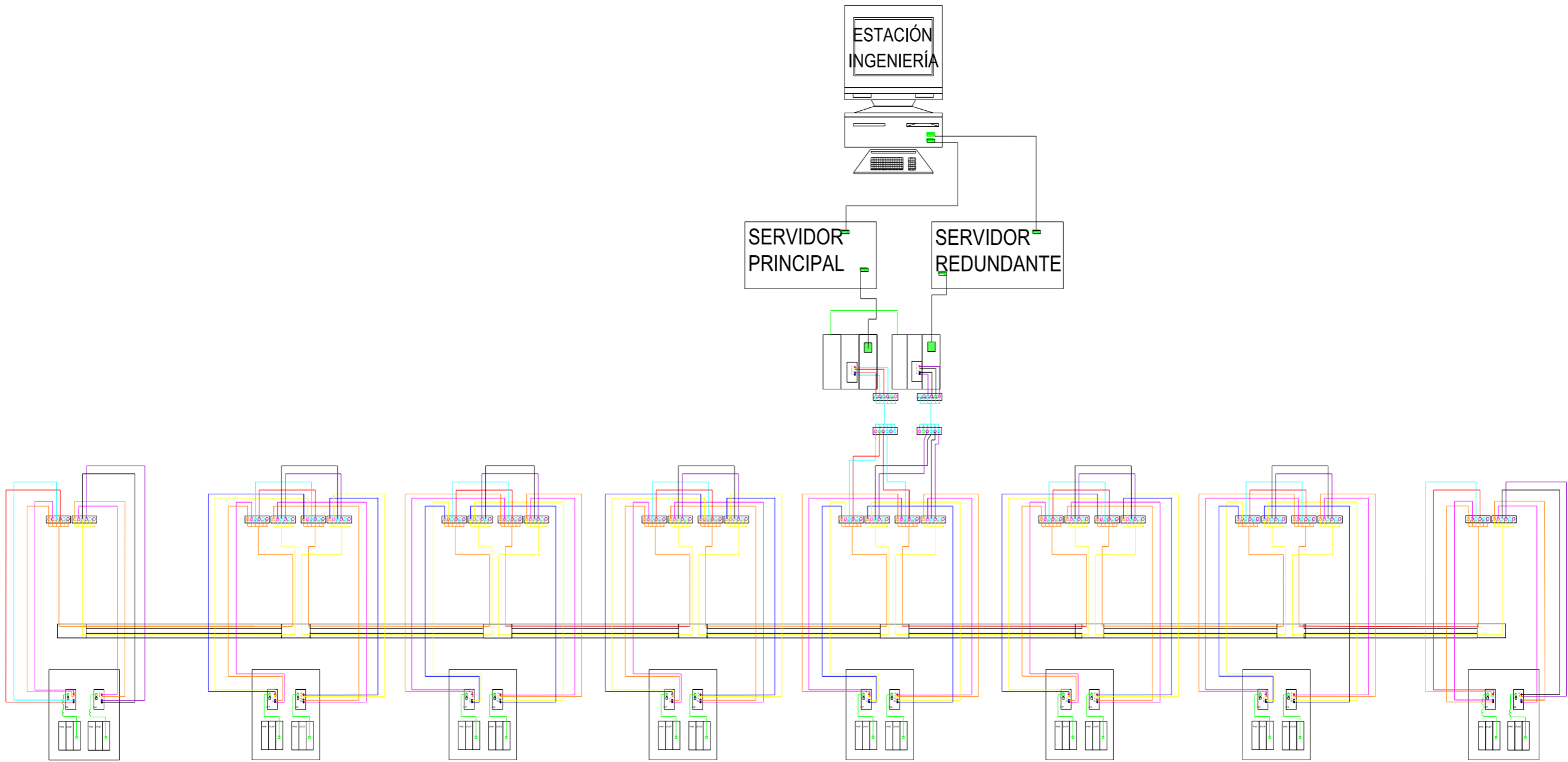


Fig. 3.26 Propuesta para la conexión de una estación de ingeniería dentro del doble anillo redundante.

Descripción de la propuesta de conexión de anillos redundantes.- Esta propuesta planea utilizar 2 tubos de 2 pulgadas de diámetro, que recorren la central protegiendo las fibras ópticas las fibras ópticas utilizadas son de 6 hilos por 2 centímetros (6X2), se utilizara una conexión redundante para que en caso de fallo en uno de los anillos el otro se mantenga enviando información a las estaciones de ingeniería y operación de la central hidroeléctrica ya que se necesita un monitoreo ininterrumpido.

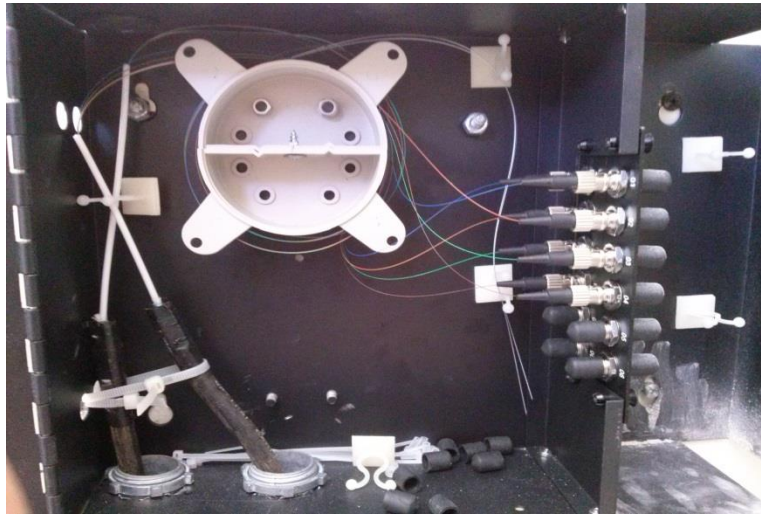


Fig. 3.27Fibra óptica de 6 hilos.

Otro elemento importante dentro de los anillos redundantes son las conocidas cajas de empalme que sirven para el remate fusión y cableado en conjunto de las fibras ópticas estas cajas son las terminales para las fibras de larga distancia y el comienzo de la conexión de las fibras cortas que se dirigen hacia los equipos controladores (el equipo de controladores y subcontroladores, tiene la capacidad de conectarse a través de fibras ópticas), lo que hacía más eficiente el envío y recepción de información.



Fig. 3.28Caja de empalme

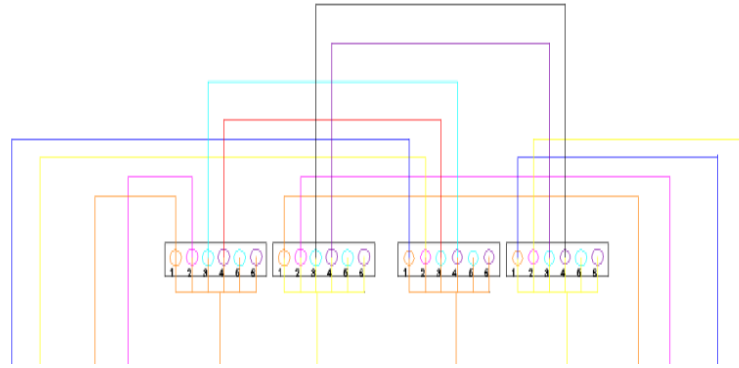


Fig. 3.29 Diseño caja de empalme para propuesta

El equipo empleado dentro del con el cual se pretende pasar del controlador al anillo redúndate es el Scalance IRT 200 a través del protocolo de comunicación RJ45 y del anillo redundante a las estaciones de ingeniería es el Scalance 414-3E. La diferencia de los equipos es el número de puertos el Scalance IRT 200 se limita a 2 puertos para fibra óptica y el Scalance 414-3E tiene la capacidad para más módulos lo cual hace posible la conexión de estaciones de ingeniería y operación a un solo Scalance 414-3E (como se muestra en la Fig. 3.18).



Fig. 3.30 Scalance 202-IR

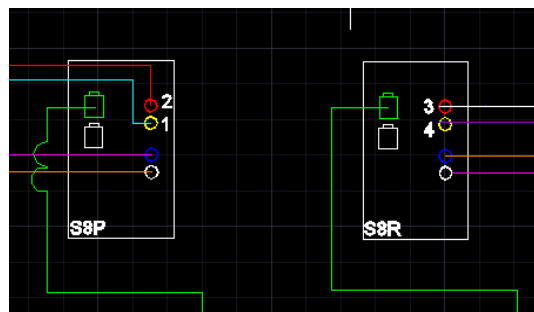


Fig. 3.31 Diseño para Scalance 202-IR

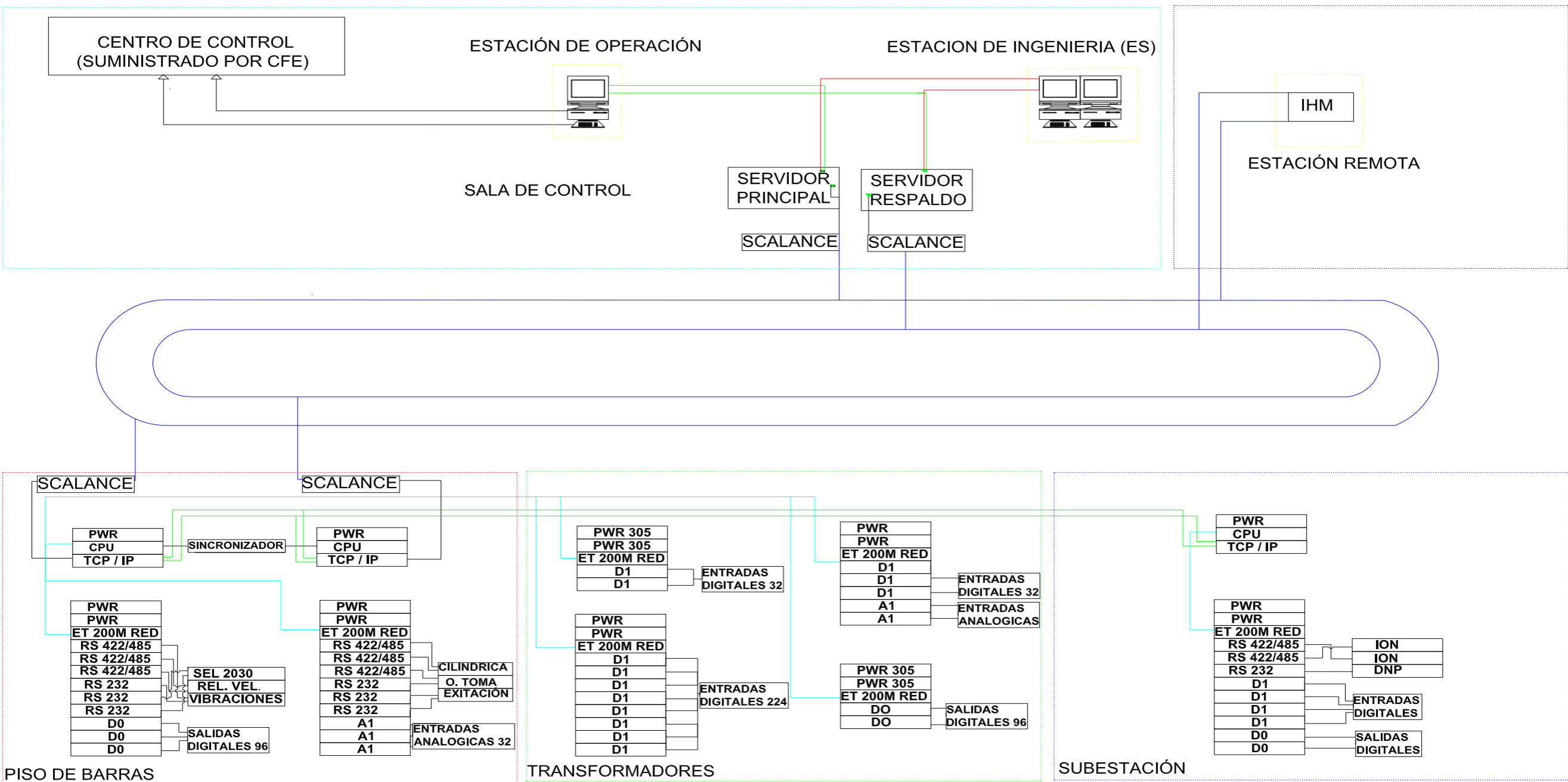


Fig. 3.32 Propuesta para la conexión de una estación de ingeniería dentro del doble anillo redundante.

La propuesta para el sistema y control de la unidad 1 de generación al está basado en un sistema SCADA, el cual podemos dividir en 5 grandes bloques, sala de control, estación de remota, piso de barras, transformadores y subestación. Las 2 primeras se encuentran equipos computacionales para el monitoreo y control y las 3 últimas integran a los sistemas de PLC (controladores y subcontroladores).

Sala de control.- En esta parte del sistema se localizan la estación de operación, donde el operador se encarga del control total del proceso de secuencia arranque, paro y cambio generador-condensador-generador de las unidades de generación, además del monitoreo de alarmas.

Otro aspecto importante es la estación de ingeniería donde se hacen los cambios deseados a la programación además de tener la capacidad de monitorear al igual que la estación de operación todos los procesos, el registro de alarmas.

Cuenta además con la conexión de al centro de control nacional suministrado por CFE donde se monitorea fuera de la central todas las unidades y procesos de las diferentes centrales (hidroeléctricas, nucleoeeléctricas, carboeléctricas etc.), que pertenecen a CFE.

Estación de remota.- Esta estación cuenta con un IHM la ventaja es que pueden llegar a ser más de una y localizarse en cualquier parte de la central que se desee, dado que se conectan a los anillos o a alguno de ellos se logra el monitoreo y control limitado únicamente por la programación dado que puede funcionar como estación de operación y/o ingeniería.

Piso de barras.- Es la localización para una estación de control a través de para el control de la obra de toma, vibraciones compuerta cilíndrica, sistema de excitación y regulador de velocidad. Además de entradas y o salidas analógicas/digitales predispuestas para otras actividades de monitoreo y control de los equipos de la unidad, dado a la versatilidad de los Módulos y PLC's. Además que los controladores que lo integran envían y reciben la información de las estaciones de operación e ingeniería a través de los anillos redundantes.

Transformadores.- Es referenciado por su cercanía a los transformadores de potencia y que una de sus funciones es el control y monitoreo del equipo relacionado con los transformadores y cuenta con muchas entradas/salidas analógicas/digitales para el control de más equipos relacionados con la unidad (como servicios auxiliares).

Subestación.- Se referencia a su localización que es en la subestación una de las funciones de sus equipos es el monitoreo de los ION que son protecciones, de diferentes tipos presentes en todo el proceso de generación, además al igual que en los demás bloques se cuenta con entradas/salidas analógicas/digitales para el control de otros equipos que se deseen controlar y/o monitorear.

Arquitectura de los controladores, subcontroladores y tarjetas de entrada rápida (IHR- Input High Resolution).- Se define como controladores, subcontroladores e IHR a un conjunto de elementos que individualmente tienen características diferentes y se diseñaron para operar de forma distinta, pero que se utilizan en conjunto para realizar procesos específicos para eliminar de errores y un aumento en la seguridad de los procesos dentro del sistema de control.

Arquitectura controlador.- Se conoce como controlador a un conjunto de módulos predispuestos de forma tal que funcionen como un sistema de control y es el que recibe y ejecuta las órdenes dadas a través de la HMI (Human Machine Interface), de las estaciones de operación, de ingeniería o remotas dentro de la central hidroeléctrica.

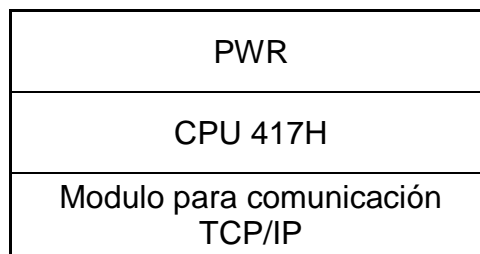


Fig. 3.33 Predisposición de los módulos dentro en la arquitectura del controlador.

PWR.- Fuente de poder (PWR) la cual se encarga de suministrar la energía necesaria para el funcionamiento del PLC y los demás elementos del controlador.

CPU 417H.- Es un PLC que reúne las características necesarias para el mejor desempeño dentro de los procesos de generación eléctrica y sistemas relacionados. Este PLC (cpu) al ser de la familia de los S7-400 cumple con características como una mayor disponibilidad del sistema con detección temprana de fallos y capacidad de diagnóstico integrado, soluciones eficientes con un rendimiento escalable y redundante, programación y configuración sencilla, las cuales son de suma importancia dentro de la central hidroeléctrica.

Módulo de comunicación TCP/IP.- Este módulo tiene como función generar la comunicación con otros equipos dentro de la red SCADA (SIMATIC Pcs 7 de Siemens), como su nombre lo dice, el módulo está pensado para la comunicación Ethernet usando el protocolo TCP/IP y se complementa con Profibus a través de la conexión rj45.

Arquitectura sub-controlador.- Se conoce como sub-controlador a un conjunto de módulos predispuestos de forma tal que funcionen como un sistema que envía y recibe datos directos del controlador y ejecuta las órdenes hacia todos los equipos conectados a él. Este sub-controlador puede aumentar su número de entradas y salidas a través de la adición de módulos adicionales.

PWR 305
PWR 305
ET200M
Modulo para comunicación RS422/485
Modulo para comunicación RS422/485
Modulo para comunicación RS422/485
Modulo para comunicación RS232
Modulo para comunicación RS232
Modulo para comunicación RS232
Entradas/Salidas Digitales
Entradas/Salidas Analógicas

Fig. 3.34 Predisposición de los módulos dentro en la arquitectura del sub-controlador.

PWR 305.- Fuente de poder (PWR) la cual se encarga de suministrar la energía necesaria para el funcionamiento del PLC y los demás elementos del controlador se utilizan dos PWR 305 ya que algunos de los otros módulos utilizan 2 fuentes de alimentación.

ET200M.- Es un sistema modular de E / S del sistema ET 200M incluye un módulo de interfaz (IM 2, en caso de configuración redundante) y hasta 12 módulos de E / S. No hay reglas de ranura. Varios tipos de módulos de E / S se pueden conectar en función de la capacidad funcional del módulo maestro. En el sistema de control de la central Hidroeléctrica se le considera como el corazón del subcontrolador ya que es el que recibe la información del controlador y ejecuta las órdenes.

Módulo de comunicación RS-232.- Esta basado en una comunicación por el puerto serial, como su nombre lo indica envía su información de manera serial, es decir, como un tren de pulsos, es usado cuando se necesita transmitir a cortas distancias ya que tiene unos límites típicos de 50 a 100 pies. La comunicación RS-232 requiere de fuentes dobles para alimentar algunos circuitos integrados.

Módulo de comunicación RS-485/422.- Al igual que el modulo RS-232 es basado en comunicación serial, pero es usado cuando se necesita transmitir a largas

distancias o con más altas velocidades ya que puede tener hasta 4000 pies de longitud además la razón de bits puede ser tan alta como 10 Mega bits/ segundo. Los Circuitos Integrados para transmitir y recibir son baratos y solo requieren una fuente de +5V para poder generar una diferencia mínima de 1.5v entre las salidas diferenciales.

Módulos de entrada/salida digitales.- Estos módulos como su nombre lo indican se encargan de enviar o recibir datos digitales para controlar equipos dentro de la red SCADA o enviar datos para su monitoreo a través de la HMI (Human Machine Interface).

Módulo de entrada/salida analógico.- Estos módulos, se encargan de recolectar la información analógica que puede ser emitida por los sensores y/o enviar una señal analógica de control para los equipos que lo requieran.

Arquitectura tarjetas de entrada rápida (IHR).- Se entiende como una IHR a un conjunto de módulos predispuestos de forma tal que funcionen como un sistema que al igual que el sub-controlador envía y recibe datos directa e indirectamente del controlador, ejecutando las ordenes que se le den la diferencia con el sub-controlador es su capacidad de respuesta y procesamiento, ya que como su nombre lo dice es una tarjeta de entrada rápida.



Fig. 3.35 Predispoción de los módulos dentro en la arquitectura del IHR.

PWR 305.- Fuente de poder (PWR) la cual se encarga de suministrar la energía necesaria para el funcionamiento de los elementos del IHR, algunos de ellos utilizan 2 fuentes de alimentación por lo cual se utilizan dos módulos PWR 305.

ET 200M RED.-ES UN sistema modular de E / S del sistema ET 200M incluye un módulo de interfaz (IM 2, en caso de configuración redundante) y hasta 12 módulos de E / S. No hay reglas de ranura. Varios tipos de módulos de E / S se pueden conectar en función de la capacidad funcional del módulo maestro. La diferencia con el ET 200M del sub-controlador es la capacidad de respuesta y procesamiento de los datos y a diferencia de los sub-controladores se limita al envío o recepción de datos digitales.

Módulos de entrada/salida digitales.- Estos módulos como su nombre lo indican se encargan de enviar o recibir datos digitales para controlar equipos dentro de la red

SCADA o enviar datos para su monitoreo a través de la HMI (Human Machine Interface).

4. Resultados y Conclusiones

4.1 Resultados

Se logró generar un análisis completo del sistema SCADA de control presente en la unidad 1 de generación de la presa hidroeléctrica Manuel Moreno Torres, logrando el conocimiento aplicado de un sistema a gran escala de control, con todos los equipos que intervienen en un proceso de esta envergadura.

Se diseñó una propuesta para la automatización de la unidad, que cumplen con las necesidades del proceso de generación de energía eléctrica y con los equipos unidad de generación, no solo para el control de la unidad si no también que cumpla con las necesidades del monitoreo continuo de todos los equipos que interactúan con dicha unidad servomotores, motores, alabes, sensores, turbina, transformador, reguladores de voltaje y velocidad.

Otra propuesta que se diseñó es para la conexión de las 8 unidades en un doble anillo redundante. Se prevé además que con el doble anillo redundante, se evite el paro en la producción de generación de energía eléctrica por falla en uno de los anillos, por motivos, inesperados y que no tengan que ver con el proceso de generación de energía eléctrica.

La aplicación de las 2 propuestas presentan una opción efectiva en el envío y recepción de datos para el monitoreo y control de las 8 unidades ofreciendo una opción para unir las en un bus redundante de comunicación y poder lograr controlarlas a través de un reducido número de equipos de control.

S7 + Wincc	Pcs7
Se necesitan comprar licencias para los diferentes tipos de programación que se manejan (Wincc, Step 7, etc.)	Todas las licencias se incluyen en un solo paquete.
La programación de los diferentes PLC's de la central hidroeléctrica en forma individual.	La programación de todos los PLC's de la central pueden programarse de forma conjunta en un sola programación.
Para cambios en la programación en relación a un PLC es necesario trasladarse a su ubicación física.	Es posible cambiar la programación de cualquier PLC, dentro de la red SCADA desde la estación de ingeniería.
El tiempo de respuesta para la reparación de una falla, con respecto a PLC y programación es más lenta.	El tiempo respuesta para la reparación de una falla, con respecto a PLC y programación se reduce significativamente.

Tabla 4.1 Comparación de los sistemas SCADA actual (S7+ Wincc) y propuesta (Pcs7).

Conclusiones

A través del diagnóstico del sistema de monitoreo y control electromecánico de la unidad I, fue posible observar las condiciones de los equipos que están operando en esta unidad y a través de los diagramas diseñados se presenta una opción para el cambio del automatismo e interconexión de los equipos de ese nuevo sistema de control.

La desventaja más grande del equipo “viejo”, que se encuentra operando es que no nos brinda la capacidad de actualización sobre estos equipos, además que las piezas para remplazo se han dejado de fabricar. Otra desventaja es que para reprogramar un equipo en específico es necesario trasladarte a su posición.

Con la propuesta generada y la información que la empresa siemens nos proporciona, se tiene contemplado que el equipo tendrá una vida útil será de aproximadamente 15 años además que a través de la configuración en las conexiones y el diseño de los equipos no es necesario trasladarse a diferentes puntos para programar un equipo en específico y gracias al doble anillo redundante que se propone es posible reprogramar cualquier equipo de la central desde la estación de ingeniería.

Referencias bibliográficas

[1] Página web, url<<http://www.gasindustries.com/articles/gijul01c.htm> >interesante artículo de *gas industry magazine*, donde explica cuáles son las variantes de sistemas scada frente a distintos problemas. byjanicehungerford and danetta york.

[2] Página web, url<<http://ref.web.cern.ch/ref/cern/cnl/2000/003/scada> >web del cerndonde se muestra un artículo del sistema scadapvsspropuesto (20 sept. 2000) para sistemas de control de dicho instituto, en concreto la adquisición de datos de los colisionadoresalice, atlas, cms y lhcb. Ejemplo de una aplicación scada en instalaciones de experimentación.

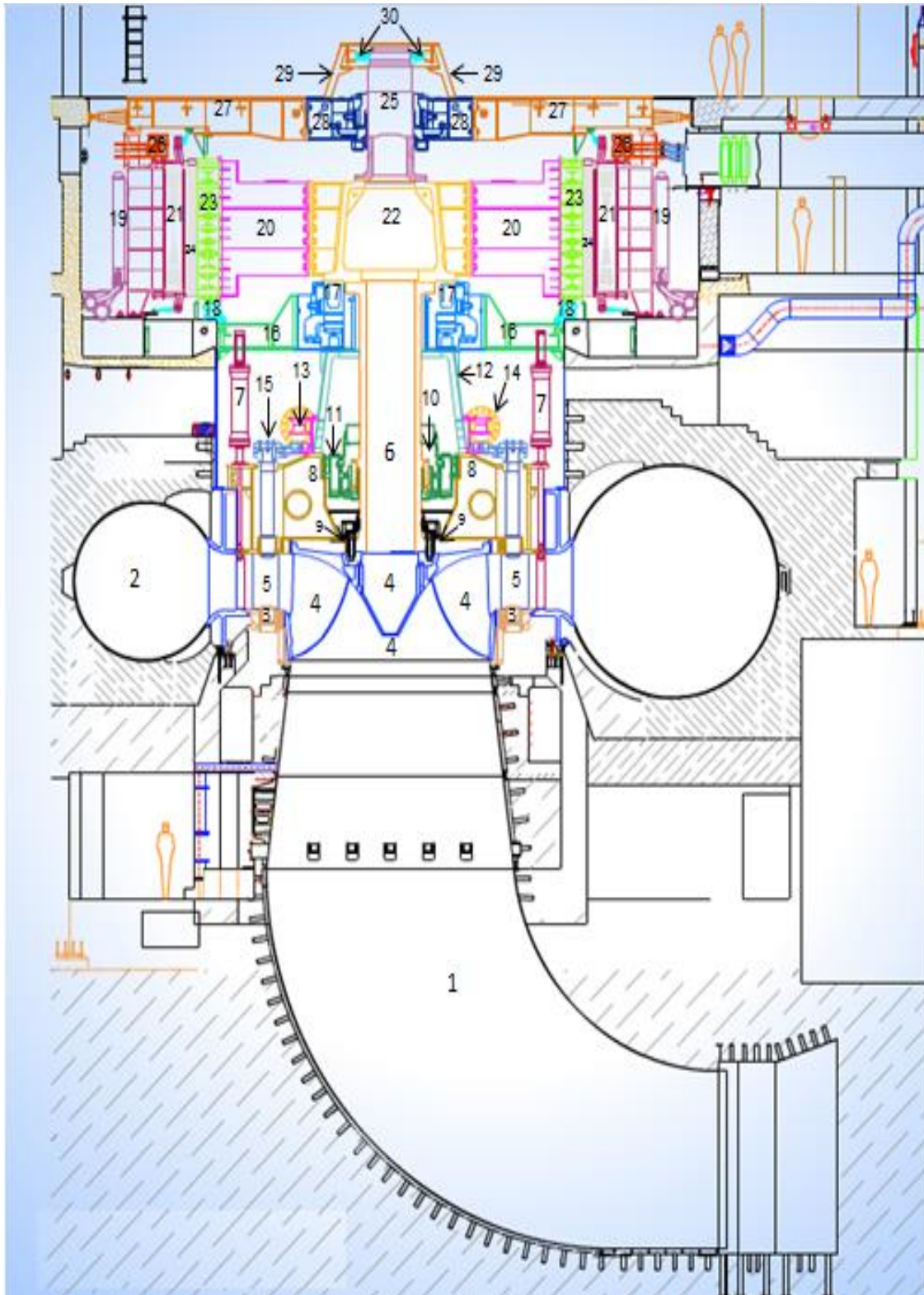
[3] Página Web, URL < <http://www.mit.edu> >. Busqueda clave: "SCADA". Podemos encontrar distintos desarrollos teoricos sobre sistemas SCADA y relaciones de Hardware apropiados para dichos sistemas.

[4] Página Web, URL <http://olmo.pntic.mec.es/~jmarti50/portada/principal_mayo_02.htm>.Web de la revista REEA (Revista de Electricidad, Electrónica y Automática), donde podemos encontrar información técnica sobre sistemas SCADA.

[5] Página Web, URL<<http://www.siemens.com/answers/mx/es/>>Web de la empresa siemens donde podemos encontrar las especificaciones de equipos de dicha empresa.

Anexos

Anexo A. Partes del Turbogenerador



Partes del turbogenerador

- 1.- Tubo de aspiración
- 2.- Carcasa espiral
- 3.- Escudo inferior
- 4.- Rodete, cono
- 5.- Alabes móviles
- 6.- Flecha turbina
- 7.- Compuerta cilíndrica
- 8.- Escudo superior
- 9.- Sello del eje
- 10.- Chumacera guía turbina
- 11.- Enfriadores
- 12.- Cono Soporte
- 13.- Anillos de Regulación
- 14.- Mecanismos de regulación
- 15.- Servomotores de regulación
- 16.- Cruceta inferior
- 17.- Chumacera carga guía
- 18.- Frenos y gatos de izaje
- 19.- Intercambiadores de calor
- 20.- Estator
- 21.- Brazos del rotor
- 22.- Cubo del rotor
- 23.- Llanta del rotor
- 24.- Polos
- 25.- Flecha corta
- 26.- Barras para conexión
- 27.- Cruceta superior
- 28.- Chumacera guía de generador
- 29.- Soporte de anillos colectores
- 30.- Anillos colectores

Tubo de aspiración.- El objetivo del tubo de aspiración es descargar el agua turbinada al río, aguas abajo minimizando las pérdidas de energía y transformar la energía cinética del flujo a la salida del rodete en la de presión.

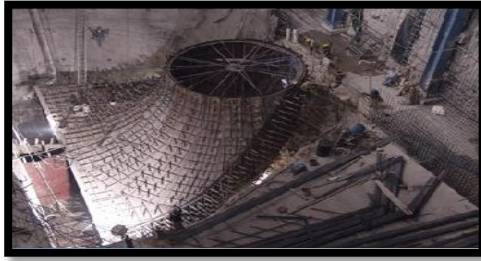


Fig.A1 Tubo de aspiración.

Carcasa espiral.- Se une a la salida de la tubería a presión y su función es asegurar un flujo de agua uniforme al distribuidor.



Fig.A2 Carcasa espiral.

Escudo inferior.- Estructura anular estacionaria la cual contiene los cojinetes inferiores de los alabes móviles directrices es parte del pasaje de agua hacia el rodete.



Fig.A3 Escudo inferior.

Rodete.- elemento rotatorio de la turbina por medio del cual por medio del cual transforma la energía hidráulica en energía mecánica.

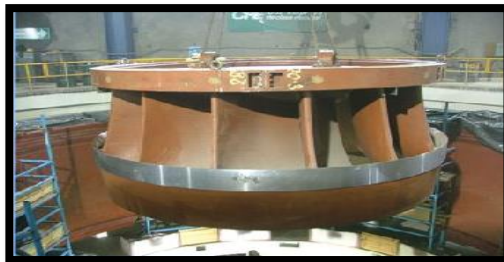


Fig.A4 Rodete.

Alabes.- Son los elementos cuya función es regular el flujo de agua hacia el rodete.



Fig.A5 Alabe.

Flecha de turbina.- Transmite el movimiento de rotación del rodete al rotor del generador.



Fig.A6 Flecha de turbina.

Compuerta cilíndrica.- Su función es la de evitar fugas de agua entre los alabes móviles cuando no se encuentra en funcionamiento la unidad.



Fig.A7 Compuerta Cilíndrica.

Escudo superior.- Anillo que cubre la parte superior del distribuidor, separando la cámara inundada del rodete y la parte seca del foso de la turbina, contiene el sello del eje turbina los cojinetes superiores de los alabes directrices y la chumacera guía de turbina.



Fig.A8 Escudo superior.

Sello del eje.- Evita las fugas de agua entre la flecha y la cámara inundada de la turbina.



Fig.A9 Sello del eje.

Chumacera guía turbina.- Evita movimientos radiales del grupo turbogenerador.



Fig.10 Chumacera guía turbina.

Enfriadores de las chumaceras.- Transfiere el calor del aceite al agua de enfriamiento para mantener rangos óptimos de operación.



Fig.A11 Enfriador de chumacera.

Cono soporte.- Sirve como base para la chumacera de carga anillo de regulación.



Fig.A12 Cono soporte

Anillo de regulación.- Transmite simultáneamente el movimiento y la fuerza de los servomotores para abrir/cerrar los alabes directrices.



Fig.A13 Anillo de regulación

Mecanismos de regulación.- Se encarga de la operación de los alabes directrices para regular el flujo de agua al rodete.



Fig.A14 Mecanismos de regulación.

Servomotores de regulación.- Generan la fuerza necesaria para controlar la apertura o cierre de los alabes móviles.



Fig.A15 Servomotor de regulación.

Cruceta inferior.- Forma el cuerpo de la chumacera de carga-guía y aísla al generador de la turbina.



Fig.A16 Chumacera inferior.

Chumacera carga-guía.- Soporta toda la masa rotatoria de la turbina y del generador incluyendo el empuje hidráulico; además debe de impedir los desplazamientos radiales de la flecha.



Fig.A17 Chumacera carga-guía.

Frenos y gatos de izaje.- Su función es el frenado del rotor al 10% de su velocidad nominal y levantar el rotor para mantenimiento de la chumacera de carga.



Fig.A18 Frenos y gatos de izaje.

Intercambiadores de calor.- Su función es enfriar el aire del interior del foso del generador para mantener una temperatura óptima de funcionamiento.



Fig.A19 Intercambiador de calor.

Estator.- Reciben la inducción eléctrica del rotor, produciendo una fuerza electromotriz.

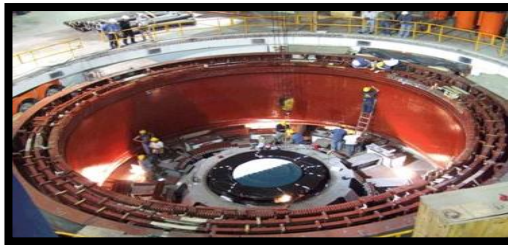


Fig.A20 Estator montado

Brazos del rotor.- Elementos de acoplamiento entre el cubo y la llanta del rotor.



Fig.A21 Brazo de Rotor.

Cubo de rotor.- Parte central del rotor que transmite la fuerza torsión proporcionado por la turbina. Esta acoplado al rodete por medio de la flecha de turbina.



Fig.A22 Cubo de rotor.

Llanta del rotor.- Secciones laminadas de acero al silicio formando el núcleo del rotor para disminuir las corrientes de Eddy.



Fig.A23 Llanta del rotor.

Polos.- Van ubicados en el rotor su función es la de producir un campo magnético que al girar en conjunto induce a las bobinas del estator a generar energía eléctrica.



Fig.A24 Polos

Flecha corta.- Acopla con la parte superior del rotor y sirve de soporte a los anillos rozantes del sistema de excitación y ala chumacera guía superior.



Fig.A25 Flecha corta.

Barras de conexión.- Entre el generador y el bus de fase aislada que a su vez, conduce la energía eléctrica generada a los transformadores de potencia.



Fig.A26 Barras de conexión

Cruceta superior.- Forma el piso superior y el cuerpo de la chumacera guía superior de generador.



Fig.A27 Cruceta superior.

Chumacera guía superior.-Evita movimientos radiales del grupo turbogenerador.

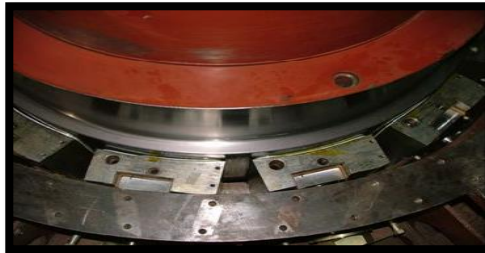


Fig.A28 Chumacera guía superior

Soporte anillos colectores.- Soporta y protege los anilloscolectores y escobillas del sistema de excitación.

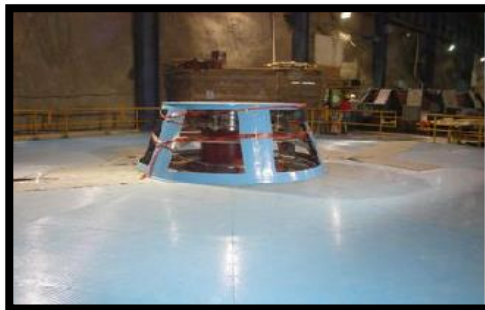


Fig.A29 Soporte anillos colectores.

Anillos colectores.- Transmite la corriente de excitación a los polos del rotor.

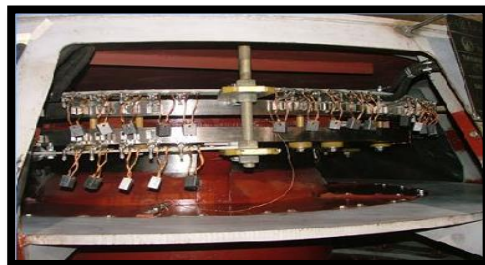


Fig.A30 Anillos Colectores.