



# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**

### **DISEÑO y SIMULACIÓN DE UN SISTEMA SCADA PARA EL PROYECTO HIDROELÉCTRICO " RÍO NEGRO"**

#### **TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN INGENIERÍA MECÁNICA**

**NAVARRETE GUASGUA KEVIN GIOVANNY**

[kevin.navarrete@epn.edu.ec](mailto:kevin.navarrete@epn.edu.ec)

**RUIZ ALVAREZ KLEBER STALIN**

[kleber.ruiz@epn.edu.ec](mailto:kleber.ruiz@epn.edu.ec)

**DIRECTOR:**

**AGUINAGA BARRAGÁN ÁLVARO GONZALO XAVIER, Ph.D.**

[alvaro.aguinaga@epn.edu.ec](mailto:alvaro.aguinaga@epn.edu.ec)

**Quito, mayo 2018**

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por **KEVIN GIOVANNY NAVARRETE GUASGUA Y KLEBER STALIN RUIZ ALVAREZ**, bajo mi supervisión.

---

**PhD. ÁLVARO GONZALO XAVIER AGUINAGA**

**DIRECTOR DE PROYECTO**

## DECLARACIÓN

Nosotros, **KEVIN GIOVANNY NAVARRETE GUASGUA y KLEBER STALIN RUIZ ALVAREZ**, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

---

Kevin Giovanni Navarrete Guasgua

---

Kleber Stalin Ruiz Álvarez

# DEDICATORIA

*A mis dos grandes amores María y Mónica,  
por su gran apoyo y paciencia.*

Kevin Navarrete

## **AGRADECIMIENTO**

A mis padres ya que sin ellos nada de esto hubiera sido posible, estuvieron en cada paso que di apoyándome y ayudándome en todo lo que necesitaba.

A mis hermanos que me enseñaron muchas cosas sobre la vida y aprendí de ellos con los ejemplos que me daban.

A Hana quien es una gran amiga que fue la que impulso mi vida.

Kleber Ruiz

## **AGRADECIMIENTO**

A mi madre María Guasgua por impulsarme a seguir adelante y acompañarme en mis triunfos y derrotas.

A la Escuela Politécnica Nacional y al personal docente de la Facultad de Ingeniería Mecánica por los conocimientos compartidos.

Al Doctor Álvaro Gonzalo Javier Aguinaga por brindarme su apoyo en el desarrollo de este proyecto, compartiendo su experiencia y conocimiento.

Al Ingeniero Bolívar Aguayo por su apoyo, comprensión y paciencia durante el desarrollo de este proyecto.

Kevin Navarrete

# ÍNDICE

CERTIFICACIÓN .....	i
DECLARACIÓN .....	ii
DEDICATORIA .....	iii
AGRADECIMIENTO .....	iv
RESUMEN .....	ix
ABSTRACT .....	x
Introducción .....	1
Pregunta de Investigación .....	2
Objetivo general .....	2
Objetivos específicos .....	2
Alcance .....	2
1.. MARCO TEÓRICO .....	4
1.1. Sistema SCADA .....	4
1.1.1. Definición de un sistema SCADA .....	4
1.1.2. Características de un SCADA .....	4
1.1.3. Prestaciones de un sistema SCADA .....	5
1.1.4. Componentes de Hardware del sistema SCADA .....	5
1.2. LabVIEW .....	7
1.2.1. Definición de LabVIEW .....	7
1.2.2. Ventajas del LabVIEW frente a otros lenguajes .....	7
1.2.3. Desventajas del LabVIEW .....	8
1.2.4. Interfaz del LabVIEW .....	8
1.2.5. Componentes de LabVIEW: .....	8
1.2.6. Tipos de datos en LabVIEW .....	9
1.2.7. Funciones básicas de LabVIEW .....	9
1.3. Estudio de pre factibilidad del “Río Negro” .....	10
1.3.1. Ubicación .....	10
1.3.2. Condiciones ambientales .....	11
1.3.3. Sub-sistemas de la central hidroeléctrica “Río Negro” .....	11
2. METODOLOGIA .....	15
2.1. Funcionalidad del sistema SCADA .....	15
2.2. Requerimientos del sistema SCADA .....	16
2.2.1. Configuración del sistema SCADA .....	16
2.3. Componentes del sistema .....	17

2.3.1.	Sensores .....	17
2.3.2.	Actuadores .....	19
2.3.3.	PLC (Controladores Lógicos Programables) .....	19
2.3.4.	Unidad Terminal Remota .....	20
2.3.5.	Unidad Terminal Remota Maestra .....	21
2.3.6.	ECL (Estación de Control Local) .....	22
2.4.	Software SCADA .....	23
2.4.1.	Software de adquisición de datos: .....	24
2.4.2.	Software de base de Datos: .....	24
2.4.3.	Software de Interfaz Hombre- Máquina: .....	24
2.5.	Sistema de comunicaciones .....	25
2.6.	Periféricos .....	25
2.7.	Normas, regulaciones y aprobaciones .....	26
2.7.1.	Normas .....	26
2.7.2.	Regulaciones.....	29
2.7.3.	Pruebas.....	29
2.8.	DISEÑO DEL SISTEMA SCADA .....	30
2.8.1.	Sistema Hidráulico.....	30
2.8.2.	Sistema Electromecánico .....	31
2.8.3.	Sistema Eléctrico .....	32
2.9.	Diseño de los elementos del sistema SCADA.....	33
2.9.1.	Sensores .....	33
2.9.2.	Actuadores .....	42
2.9.3.	PLCs .....	44
2.9.4.	RTU .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
2.9.5.	Interfaz Hombre Máquina.....	52
2.9.6.	Comunicaciones .....	61
2.9.7.	Periféricos.....	70
2.9.8.	Elementos auxiliares .....	71
2.9.9.	Placas de características y de identificación .....	74
3.	DISCUSIÓN, DISEÑO DE LA INTERFAZ GRÁFICA.....	75
3.1.	Introducción.....	75
3.2.	Ventanas del Software.....	76
3.2.1.	Pantalla Principal.....	77
3.2.2.	Captación-Desarenador.....	82
3.2.3.	Tanque de Carga - Tubería de presión. ....	83



3.2.4.	Turbinas.....	84
3.2.5.	Turbina Generador .....	86
3.2.6.	Sistemas Auxiliares .....	89
3.2.7.	Sistemas de Alarmas consta de dos ventanas.....	91
4.	CONCLUSIONES y RECOMENDACIONES .....	93
4.1.	CONCLUSIONES .....	93
4.2.	RECOMENDACIONES .....	94
	Bibliografía .....	94
	Anexo.....	100

## RESUMEN

Se planteó implementar el concepto sistema SCADA frente a otros, debido a que con este se puede tener una transmisión y almacenamiento de datos para poder compararlos e incluso poder controlar estadísticamente las variables en tiempo real, a través de un RTU (Unidad terminal remota) ubicada en el área de trabajo, el cual recibe la información de parámetros físicos y los envía hacia un MTU (Unidad terminal maestra) encargado de procesar los datos, traducirlos hacia una persona mediante una interfaz humano-máquina y devolver la respuesta de manera cíclica hacia el RTU para que realice el control de dichos parámetros. Para el diseño del sistema SCADA que se busca implementar en la central hidroeléctrica Río Negro se consideró los parámetros resultantes de su diseño de pre factibilidad, a partir de los cuales se seleccionó los elementos de control, procesamiento y adquisición de datos. Con la finalidad de verificar la funcionalidad del sistema SCADA se simuló la interfaz humano máquina del mismo, en el programa LabVIEW, donde se pudo evidenciar la correcta relación entre los sensores, actuadores, PLC, RTU y MTU dentro de los diferentes sistemas que conforma la central.

**Palabras clave:** SCADA, energía, centrales hidroeléctricas, LABVIEW. PLC, RTU, MTU.

## **ABSTRACT**

Currently, electric power is essential in every home, for this reason it is necessary to generate a greater amount of energy to satisfy the necessities of all cities and towns in our country. The solution to this problem would be mainly create new sources of electricity generation that are environmentally friendly. One possible solution is the creation of new hydroelectric plants that supply a large amount of electricity to homes. The main objective of this thesis is to design an automatic control system using the SCADA software concept that allows us to control and monitor variables within the plant from a single point (machine's house) in order to have an easy and fast access to the acquired data. It will also develop a software that simulates a human machine interface in order to have a realistic simulation of all the variables that intervene in all the areas that will be controlled, as well as a system for monitoring alarms and generating reports that is necessary for the plant works in the most optimal way. Finally some sensors and actuators were chosen according to the location in which they should be installed such as: level sensors, flow, etc. and using these elements, a user interface was created that simulates the data collection and the manual and automatic orders that the operator can experience during the normal use of Rio Negro hydroelectric plant.

**Keywords:** SCADA, electric power, hydroelectric power plants, powerhouse.

# **DISEÑO y SIMULACIÓN DE UN SISTEMA SCADA PARA EL PROYECTO HIDROELÉCTRICO " RÍO NEGRO"**

## **Introducción**

En la actualidad con la creciente demanda de energía eléctrica en el Ecuador, el desarrollo de centrales hidroeléctricas de carácter privado se ha vuelto más común, dichas centrales necesitan de un sistema que permita controlar, supervisar y monitorear cada parámetro mecánico y eléctrico relacionado con la generación, el sistema SCADA posee todas estas características por lo que se constituye un óptimo candidato a ser implementado en las centrales hidroeléctricas Río Topo y Río Negro, siendo esta última en la que se basa el presente proyecto de titulación.

La central Hidroeléctrica "Río Negro" actualmente se encuentra en fase de pre factibilidad, uno de los requisitos necesarios para su aprobación y posterior desarrollo constituye el diseño del sistema de control, debido a que este es uno de los principales parámetros que la fiscalización tendrá en cuenta antes de aprobar dichos estudios.

En contraste, con el desarrollo de las nuevas tecnologías en el campo de sensores y actuadores aplicables a las diferentes industrias, se busca que el sistema SCADA sea cada vez más modular al aplicar estos elementos en distintas marcas y expansible a futuro si así la central hidroeléctrica lo requiere.

Se seleccionan los sensores y actuadores dependiendo de su desempeño y del rango de datos a manejar dentro de la central hidroeléctrica Río Negro, con el fin de garantizar un óptimo desempeño en cada proceso de la central.

El presente estudio busca implementar un sistema que le permita a la central hidroeléctrica funcionar de manera autónoma con la mínima intervención humana dentro de su funcionamiento normal, además busca evitar o eliminar riesgos por malas maniobras por parte de los operadores.

## **Pregunta de Investigación**

¿Cuál es la función que cumplen los sensores y actuadores dentro de un sistema de control y supervisión SCADA implementado en una central hidroeléctrica de embalse?

## **Objetivo general**

Diseñar y simular un sistema SCADA para el monitoreo, adquisición de datos y control electromecánico del proyecto hidroeléctrico “Río Negro”.

## **Objetivos específicos**

- Diseñar el sistema de control y supervisión SCADA.
- Determinar los procesos a controlar en el proyecto hidroeléctrico “Río Negro”.
- Definir los parámetros y variables a controlar dentro de los procesos.
- Seleccionar los sensores y actuadores de campo en base a los requerimientos del diseño.
- Desarrollar la interfaz gráfica en el software LABVIEW para mejorar la comunicación humano-máquina.

## **Alcance**

El presente proyecto busca detallar un sistema SCADA para la central hidroeléctrica Río Negro, define los procesos que conforman la central, analiza las variables a controlar dentro de cada proceso y selecciona los sensores y actuadores que permiten la medición de estas variables y su control.

Para la definición de los procesos se toma en cuenta el diseño de pre-factibilidad facilitado por la empresa encargada del proyecto Río Negro, dichos procesos corresponden a: captación directa del agua en el río Topo y del agua turbinada proveniente de la central Topo 1, desarenador, confluencia, tanque de carga, tubería de presión, casa de máquinas y retorno al río Topo, excluyendo el sistema transformador elevador, subestación y la línea de transmisión.

Los diferentes parámetros de cada proceso que intervienen en la generación energética, siendo los más relevantes: caudal, nivel, presión y posición en el caso de parámetros mecánicos, y voltaje, corriente y potencia para parámetros eléctricos.

La selección de los diferentes sensores se realiza tomando en cuenta los rangos entre los que se encuentran los parámetros a controlar, así como las condiciones ambientales

y de trabajo del lugar en el que serán instalados dichos elementos y tomando en cuenta los protocolos de comunicación a nivel industrial para señales analógicas y digitales que proveen dichos sensores.

La confluencia de estas actividades permite realizar una simulación de la central hidroeléctrica usando el software LABVIEW, en el que desarrolla la interfaz HMI que permite la comunicación y el control, entre los operadores encargados de la central y los elementos que la conforman.

# 1. MARCO TEÓRICO

## Sistema SCADA

### 1.1.1. Definición de un sistema SCADA

Un sistema SCADA también denominado sistema de control supervisor y de adquisición de datos, es un software o aplicación para computadora que permite gestionar y controlar un conjunto de datos de manera remota obtenidos de un proceso (Rodríguez, 2007).

El software SCADA se diseñó para funcionar en un sistema operativo Windows de cualquier computador, otorgando distintos niveles de acceso a la empresa o planta en la que se haya implementado, todo esto por medio de la comunicación digital y analógica con sensores y actuadores, traduciendo esta información a lenguaje gráfico que pueda ser comprendido, manipulado y configurado con facilidad por el usuario.

Hoy en día los sistemas SCADA se usan principalmente para controlar sistemas de oleoductos, distribución de energía eléctrica y otras formas de producción energética, por medio de buses y hardware diseñados de manera exclusiva para un SCADA.

### 1.1.2. Características de un SCADA

Un sistema SCADA incluye la recopilación de información y su posterior transferencia a una central en la que se analiza, procesa y se muestra en pantalla al usuario lo cual permite la interacción y control del proceso (Bailey y Wrigth, 2003).

Según Gómez, Reyes y Guzmán del Rio (2008) la principal característica de un sistema SCADA, es la supervisión que en contraste con otros sistemas, en este el usuario puede supervisar la planta en lugar de solo monitorizar variables, todo esto de manera sencilla y en tiempo real. Además mencionan otras características de un SCADA como:

- Representación de las variables del proceso de forma visual y grafica además del monitoreo de las mismas usando alarmas.
- Ejecución del control del proceso, en base a los reguladores autónomos básicos o en las salidas conectadas.
- Comunicación y trasmisión de datos con los elementos de campo y ordenadores.
- Reducidos tiempos de acceso a bases de datos.

- Alertas al usuario sobre cualquier cambio en los parámetros de control que no sean considerados normales en la operación diaria, los cuales deben ser almacenados para su análisis posterior.

### **1.1.3. Prestaciones de un sistema SCADA**

Cerrada (2011) establece que las principales prestaciones de un sistema SCADA son:

- Detección, diagnóstico y reconfiguración de fallas como un paso anterior al control.
- Creación de alarmas por determinada variación no común en el proceso y registrar incidencias.
- Posibilidad de crear informes y documentación de alguna irregularidad en el proceso.
- Facilita la programación alfanumérica para realizar cálculos matemáticos de rápida resolución en el ordenador.
- Permite incorporación programas para modificar el control sobre actuadores bajo determinadas condiciones.

### **1.1.4. Componentes de hardware del sistema SCADA**

Para el correcto funcionamiento de un SCADA o aplicación industrial, se requieren: los componentes de hardware que permitan gestionar toda la información recolectada y la programación en arquitectura abierta y flexible que facilite su ampliación a futuro (Gómez et al., 2008).

#### **1.1.4.1. MTU (Master Terminal Unit)**

Gómez et al. (2008) y Shaw. (2006) plantean que un MTU es conocido como el ordenador central o principal del sistema, encargado de recoger y supervisar la información otorgada por las demás subestaciones, las cuales están conformadas por otros ordenadores en el caso de SCADAs más complejas o directamente de instrumentos de campo.

Entre las principales funciones de los MTU están:

- Soportar la interfaz humano maquina o HMI que permite la comunicación con el usuario, presentando información en tiempo real.



- Interrogar a los RTU de manera periódica y transmitirles ordenes, usando la estructura maestro-esclavo.
- Ejecutar el software industrial que realiza las funciones asociadas al proceso que supervisa el SCADA.

## **1. RTU (Remote Terminal Unit)**

Constituyen ordenadores remotos ubicados estratégicamente en los puntos o nodos del sistema a supervisar y su principal función es la adquisición de datos y el control de las subestaciones remotas, las RTUs reciben señales provenientes de los sensores de campo y comandan los actuadores acorde a la filosofía de operación y control programada en el sistema SCADA (Alonzo, 2013).

Un RTU se encuentra en el nivel intermedio en la pirámide de automatización, un nivel arriba se encuentran los MTU y en un nivel inferior los instrumentos ubicados en campo, de los que se obtiene información (sensores) y en los que se realiza el control físico del proceso (actuadores) (Shaw, 2006).

Los RTU no deben ser necesariamente una PC ya que no tienen como requerimiento ejecutar una interfaz humano-maquina, la tendencia actual es implementar controladores lógicos programables (PLC) que tiene la capacidad de realizar las funciones de un RTU, gracias a su CPU de mayor potencia de cálculo (Perez, Acevedo, Silva y Quiroga, 2009).

### **1.1.4.2. Redes de comunicación**

Conocido como el nivel encargado de gestionar la información enviada entre los instrumentos de campo y ordenadores del sistema. Los tipos de BUS usados en la comunicación pueden ser muy variados y deben ser escogidos de acuerdo al sistema a implementar, debido a que no todos los PLCs o software pueden trabajar con diferentes tipos de BUS (Alonzo et al., 2013).

Gracias a la estandarización en comunicaciones, un sistema SCADA puede implementarse sobre buses de datos industriales RS-232, RS-422 y RS-485, también se usan formas de comunicación modernas como el Ethernet, fibra óptica, bluetooth, satélite y cable haciendo uso de redes rutadas TCP/IP (Guerrero, Yuste y Martínez, 2009).

Actualmente los componentes de un sistema SCADA los diseñan diferentes proveedores, por lo que es muy común encontrar RTU que usen elementos como radios, módems, minicomputadores y software de distinta procedencia (Shaw, 2006).

### **1.1.4.3. Instrumentos de Campo**

Estos instrumentos se dividen en: actuadores los cuales ejecutan las acciones de control sobre el sistema y los sensores los que se encargan de la captación de información proveniente del sistema.

## **LabVIEW**

### **1.2.1. Definición de LabVIEW**

#### **1.2.**

El software LabVIEW (Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench) es desarrollado por National Instruments. Este es un lenguaje de programación gráfico especialmente diseñado para sistemas de adquisición de datos, instrumentación y control por medio de diagramas de bloque (Roncancio, 2001).

Una de las ventajas de este software es que nos permite tener una fácil integración con hardware de adquisición y procesamiento de datos. Los principales campos de aplicación de este software están en los sistemas de medición, monitoreo de procesos y aplicaciones de control.

LabVIEW usa el concepto de programación modular, es decir la programación principal se divide en varias tareas y sub-tareas, lo que permite desarrollar varios programas simples y juntarlos en un solo programa complejo. (National\_Instruments, Measurements Manual, 2000)

Los programas creados con LabVIEW se los denomina "VIs" debido a que su apariencia y funcionamiento es similar a los instrumentos reales con cierto parecido al lenguaje de programación convencional (National\_Instruments, LabVIEW Tutorial Manual, 1996).

### **1.2.2. Ventajas del LabVIEW frente a otros lenguajes**

- El código G usado en LabVIEW es más fácilmente interpretable que códigos escritos en secuencia.
- Fácil comunicación con instrumentos externos, sobretodo elementos de la marca National Instruments.

- Es compatible con herramientas de desarrollo similares como Matlab, C++ y Basic.
- Cuenta con paquetes especializados en ramas de automatización y procesamiento de datos.
- Reduce el tiempo de desarrollo debido a que el lenguaje G es intuitivo y fácil de aprender.
- Permite actualizaciones y cambios de hardware y software de manera simple. (Tutorial de Labview, 2010).

### **1.2.3. Desventajas del LabVIEW**

- No es posible una programación orientada a objetos.

### **1.2.4. Interfaz del LabVIEW**

El lenguaje de programación G consta de un panel frontal y un panel de código. En el panel frontal el programa permite diseñar la interfaz de usuario mediante la ubicación de controles (botones, botones de empuje, marcadores y otro componentes de entradas) e indicadores (gráficas, luces y otros dispositivos) en contraste con el panel de código en el que se encuentran las funciones de programación. Cada control de la interfaz tiene su respectiva representación en el panel de código. (HALVORSEN, 2012)

### **1.2.5. Componentes de LabVIEW:**

#### **1.2.5.1. Paletas**

**1.2.5.1.1 La paleta de controles:** Se encuentran los elementos que pueden ser colocados en el panel frontal. (Roncancio, 2001).

**1.2.5.1.2. La paleta de funciones:** En esta paleta se muestra todas las operaciones disponibles y la implementación grafica de algoritmos a través de los bloques funcionales (Roncancio, 2001).

**1.2.5.1.3 Paleta de herramientas:** Permite crear, modificar y depurar Vis utilizando sus diferentes opciones. (Roncancio, 2001).

## **1.2.6. Tipos de datos en LabVIEW**

### **1.2.6.1. Tipo de dato numérico**

Manejan información que puede ser representada por medio de números, tales como longitud, temperatura, edad, etc.

### **1.2.6.2. Tipo de dato booleano**

Tipo de dato que puede presentar dos valores verdadero o falso.

### **1.2.6.3. Tipo de dato string y path**

Contiene caracteres de texto, para ingresar información como nombre y datos personales.

Los datos tipo path son similares a los valores string con la diferencia de que permiten marcar rutas de archivos dentro del disco duro. (Tutorial de Labview, 2010)

### **1.2.6.4. Tipo de dato arreglo**

Un arreglo es una colección de datos del mismo tipo, éste puede ser de una dimensión (vector), de dos dimensiones (matriz) o de más dimensiones (arreglo multidimensional).

### **1.2.6.5. Tipo Grupos de datos**

Almacenamiento de distintos datos en un mismo espacio. Estos datos pueden ser del mismo o de distinto tipo. Para crear estos grupos de datos en LabVIEW se lo puede hacer mediante un clúster. (Aparicio, 2014).

## **1.2.7. Funciones básicas de LabVIEW**

### **1.2.7.1. Funciones Numéricas:**

Permiten realizar todo tipo de operaciones aritméticas y definir constantes. Con la condición de que las unidades sean consistentes (Aparicio, 2014).

### **1.2.7.2. Funciones booleanas:**

Realizan operaciones lógicas como and, or, xor, not, etc. Incluso es posible realizar conversiones entre números y valores booleanos. (Aparicio, 2014)

### **1.2.7.3. Funciones de cadenas de caracteres:**

Realizan operaciones como reemplazar palabras, poner unidades, convertir a mayúsculas, etc. (Aparicio, 2014)

### **1.2.7.4. Gráficas:**

Mediante el menú “graph” permite el desarrollo de graficas de tipo Waveform chart, gráficas de barrido y gráficas xy.

### **1.2.7.5. Sub Vis:**

Permite transformar un VI creado en un subVI que constituye un programa simple en el que es fácil de compilar errores de programación, con el fin de que el diagrama de bloques no tenga muchos iconos (Aparicio, 2014).

## **1.3. Estudio de pre factibilidad del “Río Negro”**

### **1.3.1. Ubicación**

La central hidroeléctrica “Río Negro” ubicada en la provincia de Tungurahua, y permite el aprovechamiento del recurso hídrico perteneciente al río Topo antes de su afluencia con el río Pastaza y las aguas turbinadas provenientes de la casa de máquinas de la central hidroeléctrica Topo 1, dichas derivaciones se unen en la cota 1363.7 msnm (cota de la superficie libre de agua) y transportan el líquido aguas abajo mediante un canal a cielo abierto y un túnel de pendiente relativamente baja, para posteriormente descargarlo en un tanque de carga en la cota 1356 msnm. Desde aquí se transporta el líquido mediante una tubería de presión hasta la casa de máquinas, ubicada en la cota aproximada de 1247 msnm en donde se encuentra el eje de la turbina (la turbina está sumergida 1 m bajo en nivel de la descarga).

### **1.3.2. Condiciones ambientales**

Las condiciones ambientales del sitio en el cual se pretende instalar la central hidroeléctrica son:

<b>Temperatura:</b>	6°C - 20°C
<b>Humedad relativa:</b>	Superior al 80%
<b>Presión atmosférica:</b>	1.0046 atm

### **1.3.3. Sub-sistemas de la central hidroeléctrica “Río Negro”**

#### **1.3.3.1. Captación en el Río Topo:**

Es la segunda captación de carga del sistema, la cual toma el agua directamente desde el río topo. El estudio realizado determinó que éste caudal corresponde a 34.63 m<sup>3</sup>/s. (Dolores, 1992)

#### **1.3.3.2. Captación de aguas turbinadas:**

Consiste en la toma de carga que fue usada previamente aguas arriba en la central río Topo y que será llevada hasta la central río Negro por medio de tubería y canal, para de esta manera aprovechar la energía cinética y potencial que ganara el líquido durante su recorrido, el estudio hidrológico determinó el valor de este caudal en 19.64 m<sup>3</sup>/s. (Dolores, 1992)

#### **1.3.3.3. Desarenador:**

Una vez tomada la carga en la bocatoma, esta pasa directamente por medio de un canal hacia el desarenador, este es una estructura fabricada en hormigón a manera de cono que permite reducir la velocidad del agua y las turbulencias, con lo cual cualquier material sólido suspendido se sedimenta en el fondo. El caudal estabilizado a la salida del desarenador es de 34.63 m<sup>3</sup>/s. (Dolores, 1992)

#### **1.3.3.4. Confluencia:**

Consiste en un canal en forma de “Y” encargado de recoger el caudal proveniente de la captación de aguas turbinadas y el caudal proveniente del Río Topo, cuyo valor resultante es de 54 m<sup>3</sup>/s aproximadamente. (Dolores, 1992)

### **1.3.3.5. Tanque de carga:**

Después de la confluencia, el agua es llevada por medio de tubería hasta un tanque de carga el cual se encarga de unir un sistema de baja presión con uno de alta, cabe destacar que por el principio de conservación de caudal, a la salida se obtiene el mismo caudal que a la entrada, con un valor de 54 m<sup>3</sup>/s. (Dolores, 1992)

### **1.3.3.6. Tubería de presión:**

Constituye la línea de tubería que conecta al tanque de carga con la casa de máquinas en la cual se transmiten los 54 m<sup>3</sup>/s de caudal, posee una presión conjunta que considera tanto la presión máxima del sistema y la producida por el golpe de ariete que es de 11.4 kg/cm<sup>2</sup>. (Dolores, 1992)

### **1.3.3.7. Casa de máquinas:**

Constituye el punto central de la central hidroeléctrica, aquí se encuentran ubicados los generadores, la excitatriz y dos turbinas Francis de eje vertical las cuales son alimentadas por el caudal proveniente del tubería de presión dividido en partes iguales. A continuación se muestra dos tablas resumen de los parámetros de diseño tanto de las turbinas y del generador: (Dolores, 1992)

Tabla 1.1. Resumen de parámetros de diseño de las turbinas del "Río Negro".

## CENTRAL HIDROELÉCTRICA "RIO NEGRO"

### Resumen de Diseño de Turbinas Hidráulicas

PARÁMETRO TÉCNICO	CARACTERÍSTICA	
Tipo de turbina	TURBINA TIPO FRANCIS EJE VERTICAL	
Tipo de admisión	Carcasa espiral	
Capacidad de la unidad de regulación	Álabes directores ajustables	
Tipo de tubo de descarga	Acodado	
PARÁMETROS GENERALES	Unidades SI	US units
Altura neta	103,71 m	340,3 ft
Caudal de diseño para la central hidroeléctrica	54 m <sup>3</sup> /s	1624,2 cfs
Potencia Hidráulica	57197,79 kW	
Número de Turbinas	2	
Caudal por turbina	27 m <sup>3</sup> /s	953,4 cfs
Potencia por turbina (mecánica eje turbina)	25510 kW	
Velocidad de rotación de Turbina	300 RPM	
Eficiencia de la Turbina	92,8%	
Eficiencia del generador	98,0%	
Potencia generada por unidad	25000 kW	
Potencia total generada en Central Rio Negro	50000 kW	
Velocidad Especifica ns (Sistema Europeo)	144,80	
Velocidad Especifica nq (Sistema Americano)	48,00	
Velocidad de embalamiento	509 RPM	
Caudal a la velocidad de embalamiento	14,4 m <sup>3</sup> /s	508 cfs
Caudal de turbina sin carga	2,4 m <sup>3</sup> /s	84 cfs
Máxima altura de carga	104 m	341,2 ft
Mínima altura de carga	103 m	337,9 ft
Presión de vapor en el sitio	0,16 m	0,48 ft
Número de Thoma	0,072	
Coefficiente de cavitación disponible	0,094	
Caudal de cavitación (máximo)	29,4 m <sup>3</sup> /s	1039,8 cfs
Caudal de baja eficiencia (mínimo)	13,5 m <sup>3</sup> /s	476,7 cfs
PARÁMETROS DEL RUNNER	Unidades SI	US units
Diámetro externo del runner	1957 mm	77 inch
Máximo empuje hidráulico	50933 kg	112053 lb
Peso Aproximado del runner	10824 kg	23812 lb
PARÁMETROS DE ENTRADA Y SALIDA	Unidades SI	US units
Diámetro de entrada	2134 mm	84 inch
Altura de salida	3523 mm	138,7 inch
Ancho de salida	5871 mm	231,1 inch
PARÁMETROS DE ENTRADA ANULAR DE ÁLABES DIRECTORES	Unidades SI	US units
Altura de álabes directores	431 mm	17 inch
Diámetro primitivo anular de álabes directores	2610 mm	102,8 inch

Fuente: (Proyecto Hidroeléctrico Rio Negro)

Tabla 1.2. Resumen de parámetros de diseño de los generadores del "Río Negro".

PARÁMETROS DEL GENERADOR	Unidades SI	US units
Tipo	Sincrónico	
Montaje	Eje vertical	
Potencia aparente	30000 kVA	
Frecuencia	60 Hz	
Voltaje de salida	13,8 kV	
Factor de Potencia	0,90	
Eficiencia	98,00%	
Velocidad	300 RPM	
Enfriamiento	Autoventilado	
Excitación	Sin escobillas	
Tipo de protección	IP41	
Aislamiento	Clase F	
Regulador de voltaje	Digital	

Fuente: (Proyecto Hidroeléctrico Rio Negro)

### 1.3.3.8. Descarga de caudal en el Río topo:

Una vez se produce la generación de energía eléctrica el agua que desemboca de las turbinas será devuelto al río Topo.



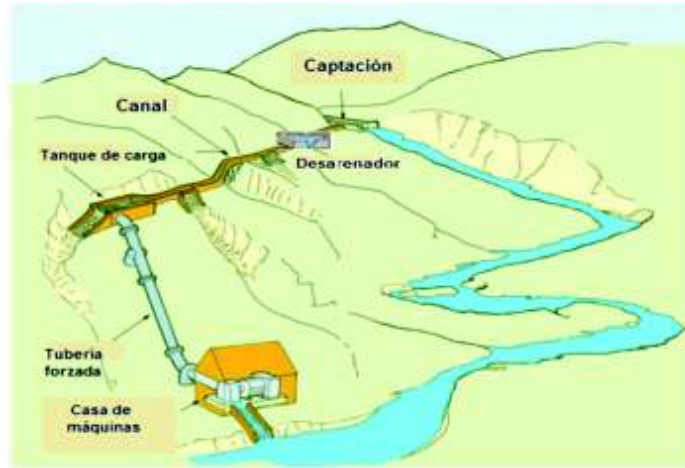


Figura 1.2. Ubicación de los sub-sistemas dentro de una central hidroeléctrica

Fuente: (Proaño, 2013)

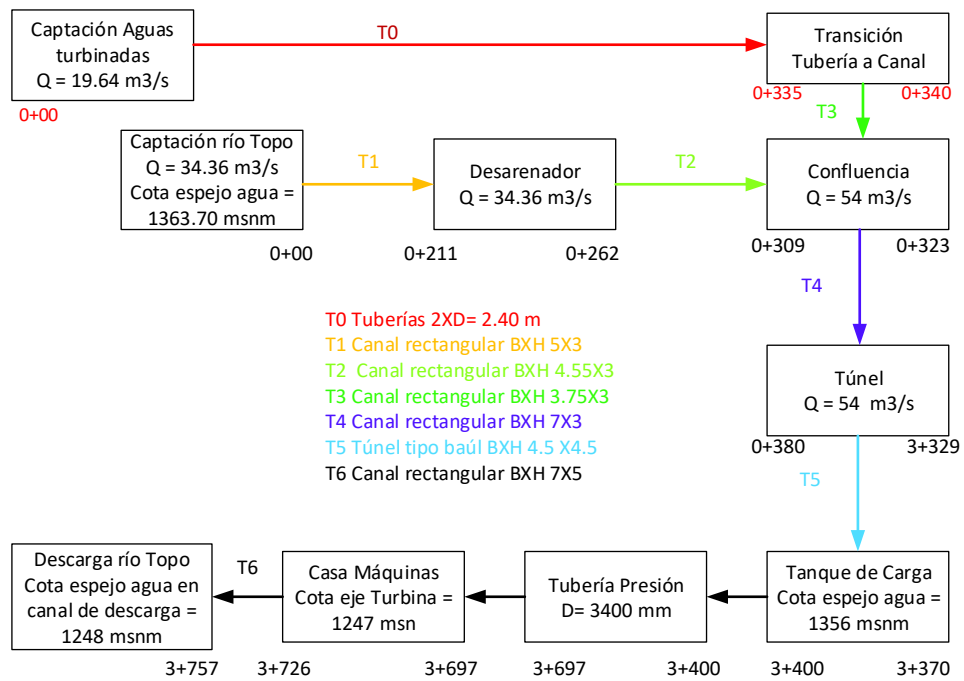


Figura 1.3 Diagrama de flujo de los diferentes subsistemas de las central hidroeléctrica "Río Negro"

Fuente: Propia

## 2. METODOLOGÍA

### Funcionalidad del sistema SCADA

Chavarría (2007) comenta que las principales funcionalidades del sistema SCADA son:

- 2.1.
- Monitorear, supervisar y controlar cada uno de los principales sistemas y subsistemas que constituyen la central de generación los cuales son:
    - Sistema hidráulico.
    - Unidades de generación de la central.
    - Servicios auxiliares en corriente continua y alterna.
    - Equipos de medición, protección y maniobra de cada subsistema.
    - Equipos de comunicación.
  - Adquirir la información de carácter analógico y digital captada por los sensores, transductores y otros elementos encargados de la detección de estado de la central, los cuales están conectados a los distintos PLCs. Dicha información se almacena tanto en los PLCs como en los RTUs y como un respaldo adicional en la memoria de los ordenadores (PC) destinados a este propósito, cabe destacar que estos equipos están conectados unos con otros de manera redundante, previendo de esta manera alguna falla. Este método de conexión se denomina Host/ Stand-By y permite realizar la transferencia del control de forma manual o automática.
  - Supervisar y ejecutar las secuencias de operación correspondientes a los procesos de la central de operación, siendo las más relevantes las secuencia de arranque y parada.
  - Supervisar y ejecutar los diferentes lazos de control en la administración de caudales y niveles de agua en la captación y el tanque de carga; actuar sobre cada elemento correspondiente de la línea turbina- generador, tomando en cuenta las condiciones normales de funcionamiento así como la lógica de prioridades.
  - Supervisar y ejecutar los lazos secundarios de control, los cuales se encargan de la regulación automática de velocidad y de tensión, tomando en cuenta las condiciones normales de funcionamiento.
  - Supervisar los elementos, instrumentos y equipos relacionados con las distintas protecciones mecánicas y eléctricas dispuestos en la central.
  - Generar bases de datos en tiempo real, mediante información pre-procesada, que manifieste el estado actual (instantáneo) de la central. A esta base de datos se podrá acceder desde un procesador maestro, mediante una red LAN.

- Proveer una base de datos histórica, de manera cronológica en la que consten tanto datos, eventos y cambios en el estado de la central.
- Mantener la funcionalidad de los RTU encargados del tele-control y la tele-medición, permitiendo compartir la información de manera instantánea entre los distintos niveles de control tomando en cuenta la jerarquía de acceso.
- Soportar la interfaz humana máquina que contiene las herramientas necesarias en la gestión, empleando sinópticos con campos dinámicos y gráficos de tendencia.
- Supervisar los sistemas de comunicación inter-central.
- Pronosticar la carga de la central además de programar y contabilizar la energía.

## **Requerimientos del sistema SCADA**

**2.2.** El sistema SCADA como mínimo debe cumplir con los siguientes requerimientos de diseño para su correcto funcionamiento:

- La instrumentación para medición de variables mecánicas y eléctricas debe ser suficiente para que permita la protección y operación automática segura de la unidad.
- El sistema SCADA debe considerar en su diseño, la completa independencia entre el control manual y el control automático de la unidad generadora.
- Todos los sistemas eléctricos deben ser diseñados con la(s) redundancia(s) que sea(n) necesaria(s), a fin de tener un proyecto total de SCADA con la filosofía operativa de la planta 100 % desatendida y confiabilidad igual o mayor al 99 %.
- El diseño del sistema SCADA supone que la central operará completamente desatendida, pero cuando sea necesario poder operarla de modo local.
- Las RTUs y PLCs deben realizar el control automático total de las unidades generadoras haciendo uso de las siguientes secuencias programables:
  - Arranque (secuencia automática, secuencia paso a paso)
  - Paro normal.
  - Paro rápido.
  - Paro de emergencia.

### **2.2.1. Configuración del sistema SCADA**

El diseño del sistema SCADA se basa en arquitectura destinada a sistemas abierto, la cual permite adquirir información en tiempo real, sin sacrificar los requerimientos de ser:

portable, inter-operable, modular, inter-conectable y expandible. Dicha arquitectura es implementada tanto el software como hardware, todo esto con la finalidad de que el sistema pueda ser desarrollado y complementado a futuro, integrando equipos de medición, control y protección de distintas marcas (Cornejo, 2011, p. 15).

El sistema SCADA debe realizar su gestión sobre los siguientes sub-sistemas:

- Captación y Desarenador
- Confluencia y túnel de conducción
- Tanque de carga y tubería de presión
- Turbina y generador
- Transformador y servicios auxiliares

## **Componentes del sistema**

### **2.3.2.3.1. Sensores**

Cada sensor debe poseer características técnicas entre las que destacan:

#### **2.3.1.1. Rango de medida:**

Campo establecido entre un límite superior e inferior en que funciona un sensor.

#### **2.3.1.2. Precisión:**

Máximo error de medida esperado.

#### **2.3.1.3. Desviación de cero:**

Valor que puede tomar la salida de un sensor si su entrada es nula.

#### **2.3.1.4. Linealidad:**

Constante que expresa la relación incremental que existe entre la señal de entrada y la de salida.

#### **2.3.1.5. Sensibilidad de un sensor:**

Es la relación de variación que existe entre la magnitud de salida y la de entrada.

### **2.3.1.6. Resolución:**

Mínima variación de una magnitud de entrada que puede determinarse en su salida.

### **2.3.1.7. Rapidez de respuesta:**

Capacidad que tiene un sistema para determinar variaciones en la magnitud de entrada.

### **2.3.1.8. Repetitividad:**

Error que se puede esperar cuando se toma varias veces una medida.

Todos los sensores distribuidos a través de la central están basados en tecnología de microprocesadores, encargados de tomar datos correspondientes al nivel de agua, caudal y presión, en las zonas de: captación, desarenador, tanque de carga, tubería de presión y canal de descarga.

Los tipos de sensores usados en la generación de energía eléctrica constituyen los siguientes:

### **2.3.1.9. Sensores de flujo:**

Estos permiten obtener datos de caudal en ( $m^3/s$ ) y se encuentran ubicados en las zonas de captación, entrada de la tubería de presión, canal de descarga y sistema de agua de enfriamiento.

### **2.3.1.10. Sensores de nivel:**

Están ubicados en las zonas de captación, tanque de carga y canal de descarga, deben presentar valores de nivel de agua en metros (m).

### **2.3.1.11. Sensor de presión:**

Permite monitorear las presiones en la tubería antes de la válvula de guarda, presentan valores en unidades de presión (MPa).

### **2.3.1.12. Sensores de posición:**

Están ubicados en las compuertas de las zonas de captación, desarenador y tanque de

carga. Los valores que entrega el sensor de posición corresponden al porcentaje de apertura de las compuertas (%) y la altura de apertura de la compuerta (mm).

#### **2.3.1.13. Sensores de temperatura:**

Ubicados en la casa de máquinas en el subsistema turbina generador. Este permite obtener valores de temperatura en los cojinetes, aceite y elementos eléctricos en °C.

#### **2.3.1.14. Sensores de vibración:**

Ubicados en el sistema turbina-generador, permiten determinar el desplazamiento y el cambio de aceleración causado por las vibraciones de los cojinetes de carga radial y de empuje, que se encuentran en el eje que acopla la turbina y el generador (mm y g).

#### **2.3.1.15. Sensores de parámetros eléctricos:**

Están ubicados en el tablero de control en la casa de máquinas. Estos sensor permite determinar los valores de voltaje, corriente y potencia en los generadores y excitatrices (kV, A y kW).

### **2.3.2. Actuadores**

#### **2.3.2.1. Motores:**

El control del caudal de agua entre las zonas de captación, desarenador, confluencia y tanque de carga, se realiza mediante motores de corriente alterna en conjunto con variadores de frecuencia, los cuales accionan compuertas a determinado nivel de apertura.

#### **2.3.2.2. Válvula de guardia:**

Conjuntamente con los motores, en la tubería de presión se usan válvulas de guardia, las cuales controlan el caudal de la tubería de presión que entrará a las turbinas en la casa de máquinas.

### **2.3.3. PLC (Controladores Lógicos Programables)**

Los PLCs empleados en la supervisión, monitoreo y control en la zona de captación, desarenador y tanque de carga se encargan de:

- Gestionar la comunicación con la RTU ubicada en sala de control a través de un enlace de fibra óptica, mediante su respectivo protocolo.
- Controlar la apertura y cierre de las compuertas.
- Gestionar las alarmas, evitando falsas maniobras.
- Adquirir y gestionar los datos provenientes de los sensores y transductores instalados en la captación y tanque de carga.
- Cálculo de caudal remanente en la cuenca.
- Cálculos de caudal y volumen de ingreso y salida.
- Gestionar las entradas y salidas, mediante el registro de eventos en forma horaria.
- Contener los programas de control lógico en el software del PLC para la ejecución de la secuencia de operación de los sistemas o subsistemas a los que están controlando.
- Supervisar su propio funcionamiento.

Para gestionar los datos de ejecución de acciones entre la RTU y PLCs se debe utilizar una red de control confiable y de alto desempeño dedicada para estas funciones, mediante un protocolo abierto y no propietario (fibra óptica con protocolo TCP/IP).

#### **2.3.4. Unidad Terminal Remota**

Esta debe presentar una arquitectura que tradicionalmente se usa en procesos de automatización, siendo un conjunto de equipos electrónicos con hardware y software en los que se concentra la información de la central. A partir de la información recopilada se realiza la supervisión y control en tiempo real, así como la ejecución de comandos a petición del centro de control.

La RTU envía y recibe señales codificadas mediante un canal de comunicaciones hasta la Estación de Control Local del sistema, en el cual la información es procesada ejecutando los comandos de acuerdo a los requerimientos operativos del sistema.

Los principales atributos que los datos deben tener son:

- **Rango de dato:** Intervalo entre un valor máximo y mínimo de medición del sensor, es decir la banda de valores dentro de la cual se supone que el valor no ha variado.

- **Periodo de adquisición:** Tiempo máximo de actualización de un dato, en algunos casos se envía el dato solo cuando este varía.

Según Meza (2017) una RTU explora sus entradas de información, normalmente con una frecuencia alta y realiza procesamientos como: cambios de estado de las variables que maneja, “time stamping” de dichos cambios, y almacenaje de datos que aguardan el “polling” de la unidad maestra, así como el procesamiento de alarmas, una vez que es interrogada la RTU esta debe responder a la petición (p. 19). Los principales procesos que debe ejecutar una RTU son:

- Controlar, supervisar y monitorear cada uno de los diferentes procesos y sub-procesos en la central.
- Adquirir y pre-procesar la información del proceso.
- Capturar y registrar secuencialmente los eventos.
- Proteger de una sobrecarga.
- Supervisar la banda muerta.
- Supervisar su propio funcionamiento.
- Ejecutar comandos a pedido del operador.
- Gestionar las comunicaciones con los PLCs.

### **2.3.5. Unidad Terminal Remota Maestra**

Corresponde a una RTU que actúa como maestra o principal del sistema y que recopila a través del sistema de comunicaciones, los datos que a su vez recopila las RTUs esclavas instaladas en la central de generación (Meza, 2007, p. 7).

La información recopilada se procesa y almacena en una base de datos de tiempo real, la que estará disponible a través de la red LAN/ETHERNET. La información de la base de datos deberá reflejar la situación “instantánea” de la central.

La RTU Maestra debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Controlar, supervisar y monitorear cada uno de los diferentes procesos y sub-procesos que conforman la central.
- Sincronizar el sistema, mediante el empleo de un GPS.
- Supervisar su propio funcionamiento.



- Supervisar, controlar y monitorear la comunicación entre sí misma y las RTUs esclavas.

### **2.3.6. ECL (Estación de Control Local)**

Consiste en una consola de control, monitoreo y operación, en la cual se recopila la información en tiempo real de las instalaciones que conforman la central. A la consola de control se conecta la RTU, la cual esta comunicada mediante cables de señales de entrada y salida, tanto analógicas y digitales, que corresponden a los parámetros eléctricos y mecánicos de los sistemas de la hidroeléctrica.

Se usa redes de transferencia de datos LAN tipo Ethernet con protocolo TCP/IP para la comunicación entre los diferentes elementos de control y monitorización de la central con la estación de control (National Communications System, 2004, p. 7). En la consola principal se podrán configurar parámetros de tiempo y frecuencias, para la consulta de los equipos instalados en los diferentes lugares de la central.

Las principales funciones de la estación de control local son:

- Monitorear y controlar los parámetros eléctricos (voltaje, corriente y potencia) en: la unidad de generación (Turbina y Generador) incluido los subsistemas asociados de regulación de velocidad así como del sistema eléctrico encargado de la protección, medición y control.
- Monitorear y controlar los parámetros hidráulicos de los diferentes sub-sistemas en la central.
- Monitorear los servicios auxiliares generales de la central en AC y DC.
- Ejecutar secuencias de arranque y parada automáticas de las unidades de generación, incluyendo la vigilancia del funcionamiento de los mismos.
- Ejecutar los lazos de control P-F y Q-V de la unidad turbina - generador.
- Desarrollar los bucles de regulación de carga mediante el control de los parámetros correspondientes a: nivel de reservorio, de potencia, y control conjunto de la central, supervisando y controlando las unidades de generación, compuertas/válvulas de los embalses, bajo una lógica de prioridades y de cumplimiento de condiciones de generación, a partir de la planificación operativa.
- Soportar la interfaz hombre máquina (HMI) que contenga las herramientas de ayuda de gestión de información como son: los sinópticos con campos

dinámicos, almacenamiento de registros históricos y cronológicos de eventos en base de datos y control de usuarios.

- Registrar cronológicamente cada evento de toda la instalación, con una resolución de hasta 1 ms que indique cualquier cambio de estado en los interruptores, alarmas, umbrales de mediciones analógicas y actuación de protecciones.
- Gestionar las alarmas, permitiendo su visualización y procesamiento.
- Generar una base de datos de archivos históricos y estadísticos, en formato Excel.
- Gestionar la interrelación de la información de las bases de datos.
- Dotar de medios al sistema para la detección de fallas además de generar procesos de recuperación para los distintos tipos de fallas posibles

## **Software SCADA**

2.4. Para el ECL el programa a usarse debe estar formado por un conjunto de sub-programas, los cuales se ejecutaran de acuerdo al sistema operativo, en un procesador multitarea o en diferentes procesadores. Las características mínimas que el software SCADA tiene son:

- Arquitectura jerárquica (por niveles).
- Alta disponibilidad (mayor o igual a 99.95%).
- Tanto el hardware (RTU, Servidores, estaciones, infraestructura de comunicación) y software (SCADA, Sistema operativo en estaciones, HMI) deberá ser dimensionado para soportar el número de señales y el tiempo de repuesta de un sistema en tiempo real.
- El control de algún elemento debe realizarse con un tiempo de respuesta menor a 1seg.
- La actualización de la recopilación de datos en tiempo real debe ser menor a 1seg.
- Elaboración de “trendings” de las variables.
- Contar con alarmas, eventos y despliegues.
- Debe ser diseñado para utilizar protocolos abiertos en la mayor parte de los casos.
- Contar con un servidor independiente encargado de soportar el software SCADA.

Entre los programas de aplicación del software comúnmente se encuentran:

#### **2.4.1. Software de adquisición de datos**

Este software está dedicado a monitorear las secuencias de eventos, comunicarse con las RTUs y realizar un análisis estadístico de los datos recibidos que permita determinar la calidad de los mismos, con lo que se puede tomar acciones correctivas para mejorarlos.

El software de adquisición se encarga de identificar y analizar cada uno de los datos para determinar si se encuentran dentro de los límites establecidos, lo que permite comprobar el estado actual de cada punto actual del sistema y compararlo con su estado anterior, de esta manera se determina posibles cambios que puedan alterar el funcionamiento correcto del sistema de generación.

#### **2.4.2. Software de base de Datos**

Como su nombre lo indica se encarga de almacenar la información generada en una base de datos y su característica principal es la velocidad de acceso. Cada vez que se realiza un exploración de las RTUs la base de datos se actualiza, por tanto no se almacena exclusivamente el valor, sino que de acuerdo al funcionamiento del software se asocia a cada parámetro un conjunto de atributos que permita a la HMI un funcionamiento a mayor velocidad.

Los atributos manejados por el desarrollo de la base de datos son: el color que permite representar la tabla de datos y un distintivo para reconocer si el dispositivo está activado y desactivado (0/1). Esta base de datos es guardada en un formato .xlsx de Microsoft Excel.

#### **2.4.3. Software de Interfaz Hombre- Máquina**

El software HMI es el encargado de permitir al operador visualizar el estado del sistema y la red, además de permitir que se ejecuten acciones de control. Dicha interfaz hombre-máquina es montada sobre una plataforma Windows que muestre una interfaz gráfica y amigable con el usuario (Meza, 2007, p. 6).

La HMI usada debe ser lo más completa posible de acuerdo a la tecnología actual, con un alto grado de versatilidad y facilidad de mantenimiento, abarcando todo el potencial que el hardware lo permita.

En la interfaz debe ser posible visualizar de manera simultánea varias ventanas en la misma pantalla, las cuales pueden estar superpuestas o de manera adyacente, permitiendo al operador enfocar su atención a diversas áreas al mismo tiempo, dicha configuración puede ser guardada y llamada posteriormente con un solo comando o al momento de efectuarse una conexión (login). El operador de turno puede ejecutar las siguientes acciones sobre el software HMI:

- Controlar el manejo, ejecución y cambios en todos los demás programas de aplicación.
- Gestionar las alarmas.
- Señalar algunos puntos del sistema para poder actuar sobre ellos.

## **Sistema de comunicaciones**

**2.5.** El sistema de comunicación en tiempo real desde la ECL con cada uno los elementos que conforman el sistema de control de la central, está conformado por equipos que permite la transmisión y recepción de información a través de fibra óptica, mediante protocolo TCP/IP.

Se debe usar fibra óptica para el sistema de comunicación debido su confiabilidad, gran ancho de banda para transmitir información con atenuación de la señal independiente de la velocidad de transmisión y su inmunidad al ruido e interferencias magnéticas.

Además se cuenta con un sistema de comunicación de respaldo que utiliza la configuración Máquina a Máquina, que permite asociar la tecnología de información y de comunicación (TIC) con los objetos inteligentes para que actúen de manera

**2.6.** automática.

## **Periféricos**

Los dispositivos considerados periféricos son impresora láser para generar los respectivos reportes desde la ECL y un GPS para la sincronización horaria.

## Normas, regulaciones y aprobaciones

### 2.7.1. Normas

2.7. Todo el sistema de supervisión, control y adquisición de datos SCADA es diseñado bajo los criterios de falla segura, en lo que respecta a software y hardware. Para la selección de los PLCs, RTUs y del software supervisor se aplican las siguientes normas, estándares y recomendaciones prácticas:

ANSI/ISA-61804-3, 2007	Function Blocks for Process Control, Part 3, Electronic Device Description Language (EDDL).
ANSI/ISA-61804-4, 2007	Function Blocks for Process Control, Part 4, Interoperability Guideline.
IEC-61131-1, Apr 2001	Programmable Controllers, Part 1, General Information.
IEC-61131-3, Jan 2003	Programmable Controllers, Part 3, Programming Languages.
IEC-61131-5, Jan 2003	Programmable Controllers, Part 3, Communications.
IEC-61131-4, Sep 2004	Programmable Controllers, Part 4, User Guidelines.
IEC 61499-1, Sep 2000	Function Blocks for Industrial Process Measurement and Control Systems - Part 1: Architecture.
IEC 61499-2, May 2001	Function Blocks for Industrial Process Measurement and Control Systems - Part 2: Software Tools Requirements.
IEC 61346-1, 1996	Industrial systems, installations and equipment and industrial products
IEC 870-5-101	Companion standard for basic telecontrol tasks.

IEEE -1100, May 1999	IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment.
IEC PAS 62381, Jan 2004	Activities during the factory acceptance test (FAT), site acceptance test (SAT), and site integration test (SIT) for automation systems in the process industry.
IEC PAS 62382, Jan 2004	Electrical and instrumentation loop check
ISA-50.00.01, R2002	Compatibility of Analog Signals for Electronic Industrial Systems Process Instruments.
NEMA ICS 6, Jan 2001	National Electrical Manufacturers Association, Industrial Control and Systems: Enclosures.
NFPA 70 2008 Edition	National Fire Protection Association, National Electrical Code.
NFPA 75, Apr 2003	National Fire Protection Association. Standard for the protection of electronic computer/data processing equipment, 2003 edition.
NEMA ICS 2	Industrial Control Devices, Controllers and Assemblies. Interruptores de Límite, de Presión, de Nivel y de Temperatura, y otros Dispositivos de Control.
NEMA ICS 3	Industrial Systems.
NEMA ICS 4	Terminal Blocks for Industrial Control Equipment and Systems.
IEC 1131	Programmable Controllers.
NEMA ICS 6.	Enclosures for Industrial Control and Systems.
NEMA 250	Enclosures for Electrical Equipment.

ANSI C39.1	Requirements for Electrical Analog Indicating Instruments.
IEEE Standard C37.90.1	Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Protective Relays and Relay Systems.
IEEE Standard 488.1	Digital Interface for Programmable Instrumentation.
IEEE 802.3	Standard for Information Technology. Telecommunications and Information Exchange Between Systems. Local and Metropolitan Area Networks Specific Requirements. Part 3: Carrier Sense Multiple Access with Collision Detection (CSMA/CD) Access Method and Physical Layer Specifications.
EIA Standard RS232-C	Interface Between Data Terminal Equipment and Data Communication Equipment Employing Serial Binary Data Interchange.
EIA Standard RS422	Electrical Characteristics of Balance Voltage Digital Interface Circuits.
IEC 1000-4-1, 2, 3, 4, 5, 6	Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 4: Testing and Measurements Techniques - Section 1 Overview of Immunity Tests. Section 2 Electrostatic Discharge Immunity Tests. Section 3 Radiated Electrostatic Discharge Immunity Tests. Section 4 Electrical Fast Transient Immunity Tests. Section 5 Surge Immunity Tests. Section 6 Immunity to conducted disturbances, induced by radio-frequency fields.
IEEE Std C37.90.2 (IEC 1000-4-3)	Standard for Withstand Capability of Relay Systems to Radiated Electromagnetic Interference from Transceivers.

IEC 68-2-6	Environmental Testing – Part 2: Test Fc: Vibration (sinusoidal).
IEC 1000-4-11	Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 4: Testing and Measurements Techniques - Section 11 Voltage Dips, Short Interruptions and Voltage Variations Immunity Tests.
ISA Standard RP55.1	Hardware Testing of Digital Process Computers.
ISA Standard RP60.3	Human Engineering for Control Centers.
ISA Standard RP60.6	Nameplate, Labels and Tags for Control Centers.
ISA Standard S5.1	Instrument Symbols for Process Displays.
ISA Standard S5.3	Graphic Symbols for Distributed Control-Shared Display Instrumentation, Logic and Computer Systems.
ISA S5.5	Graphic Symbols for Process Displays.
ISA SP50	Field Bus.

### **2.7.2. Regulaciones**

La entidad encargada de las respectivas regulaciones es el CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad). Esta entidad es la encargada de la regulación, control y supervisión del sector eléctrico ecuatoriano, además verifica el cumplimiento por todos los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista. El sistema SCADA a ser implementado en la hidroeléctrica Rio Negro cumple con los requerimientos establecidos por el CONELEC 005/08, *“Requerimiento para la supervisión y control en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado por parte del CENACE”* (Merizalde, 2001).

### **2.7.3. Pruebas**

Todos o la gran mayoría de los componentes o dispositivos que se usen en los equipos son ensayados, salvo que en las respectivas normas se exponga lo contrario, un



representante de la fiscalización debe estar presente en las respectivas pruebas (Merizalde, 2001).

Tan pronto como las pruebas hayan finalizado se deben presentar 6 copias de los certificados a la fiscalización de obra. En estos documentos debe constar: identificación del dispositivo o componente, para el cual se usa el material ensayado además de la información necesaria para determinar que el material cumple con las especificaciones establecidas (Merizalde, 2001).

## **DISEÑO DEL SISTEMA SCADA**

2.8. A continuación se describe los elementos principales de cada uno de los sistemas que deben ser supervisados, controlados y monitoreados.

### **2.8.1. Sistema Hidráulico**

#### **2.8.1.1. Captación- desarenador**

- Caudal del río.
- Caudal ecológico.
- Caudal de ingreso al canal de conducción.
- Nivel de agua en el desarenador.
- Control de apertura y cierre de compuertas.
- Porcentaje de apertura de compuerta principal.
- Porcentaje de apertura de compuerta de mantenimiento.

#### **2.8.1.2. Confluencia**

- Caudal en la confluencia

#### **2.8.1.3. Tanque de carga**

- Nivel de agua en el tanque de carga.
- Caudal de ingreso a la tubería de presión.
- Control de apertura y cierre de compuertas.

- Porcentaje de apertura de compuerta principal.

#### **2.8.1.4. Tubería de presión**

- Presión en casa de máquinas.

### **2.8.2. Sistema Electromecánico**

#### **2.8.2.1. Turbina**

- Límite y posición de los alabes móviles.
- Límite de la velocidad.
- Sistema de frenado de la unidad.
- Sistema óleo-hidráulico.
- Sistema de regulación de bombas de lubricación.
- Sistema de aceite para enfriamiento.
- Sistema de agua de enfriamiento.
- Temperatura de aceite y de metal de los cojinetes.

#### **2.8.2.2. Turbina – Generador**

- Arranque y parada de la unidad.
- Sincronización de la unidad.
- Protecciones mecánicas.
- Temperatura del cojinete superior.
- Temperatura del cojinete de empuje.
- Temperatura del cojinete inferior.
- Temperatura del bobinado.
- Temperatura del núcleo del estator.
- Temperatura del rotor.
- Velocidad de la unidad.

- Vibraciones.

### **2.8.3. Sistema Eléctrico**

#### **2.8.3.1. Generador**

- Voltaje.
- Corriente.
- Frecuencia.
- Potencia Activa.
- Potencia Reactiva.
- Energía Activa.
- Energía Reactiva (Cedida o Absorbida).
- Factor de potencia.
- Estado del interruptor de campo.
- Sincronización.
- Voltaje de la excitatriz.
- Corriente de la excitatriz.
- Monitores de protecciones eléctricas del generador.

#### **2.8.3.2. Servicios Auxiliares**

- Medición de parámetros eléctricos de servicios auxiliares en C.A.
- Medición de parámetros eléctricos de servicios auxiliares en C.C.
- Estado del banco de baterías.
- Estado del cargador de baterías.

## **Diseño de los elementos del sistema SCADA**

### **2.9.1. Sensores**

Tanto los sensores de caudal, nivel y presión en los diferentes sub-sistemas de la central **2.9.** están basados en tecnologías de microprocesadores. En común todos son sensores activos alimentados por 24 Vcc por medio de dos hilos que presentan salidas analógicas de 4 a 20 mA (HART) con rango de tolerancia de  $\pm 0,02$  mA, además de tener una temperatura, humedad relativa y presión de operación de  $13 \pm 7^{\circ}\text{C}$ ,  $>80\%$ , 1.0046 atm respectivamente.

Cada sensor puede ser programado mediante un computador usando las interfaces de comunicación provistas por su fabricante (calibración externas para cero) o mediante un teclado que permita su calibración en una interfaz visualizada en su pantalla de cristal líquido con retroiluminación de tipo alfanumérico, la cual también permite la visualización de los valores de campo.

La comunicación entre los sensores con sus correspondientes PLCs se realiza mediante el protocolo serial Modbus RS232 o RS485. Para el caso del control, alarmas, tendencias y protección contra sobre voltajes, dichos sensores poseerán relés de protección.

Las características específicas de cada sensor serán enumeradas en los diferentes apartados según corresponda.

#### **2.9.1.1. Sensores de caudal**

La medición de los caudales se realiza de manera indirecta, mediante medidores de flujo ultrasónico, según Lature (1999) los medidores de caudal ultrasónico presentan la ventaja de no taponarse a diferencia de los medidores de sonda, además de ser inmunes a la presencia de corrientes vagabundas como los medidores electromagnéticos.

A continuación se listaran los parámetros de caudal a ser medidos en la central:

Tabla 2.1. Sensores de caudal en los diferentes subsistemas de la central hidroeléctrica "Río Negro".

<b>Denominación</b>	<b>Ubicación</b>	<b>Función</b>	<b>Valor de caudal medio aproximado (m<sup>3</sup>/s)</b>	<b>Rango de medición (m<sup>3</sup>/s)</b>
C1	Captación	Medición de caudal de río	-	-
C2	Captación	Medición del caudal ecológico	-	-
C3	Captación/ Bocatoma 1	Medición del caudal de ingreso al canal de conducción.	34,36	0-50
C4	Captación/ Bocatoma 2	Medición del caudal en la captación de aguas turbinadas.	19,64	0-40
C5	Confluencia	Medición del caudal en la confluencia del caudal a la salida del desarenador con el caudal de aguas turbinadas	54	0-80
C6	Tanque de carga	Medición del caudal a la entrada del tanque de carga	54	0-80
C7	Tubería de presión	Medición del caudal en la tubería de presión	54	0-80
C8, C8*	Casa de máquinas	Medición del caudal a la entrada de la Turbina 1 Y 2	27	0-50
C9	Descarga	Medición del caudal a la descarga	54	0-80

(Fuente: Propia)

Para el caso de los sensores encargados de la medición del caudal en las turbinas se usan sensores de tipo no invasivo como los ultrasónicos clamp-on o un sensor electromagnético alimentado con 24 Vcc o 125 Vac, además de poseer un microprocesador con capacidad de almacenamiento de 1Mb.

Como características adicionales los sensores de caudal tienen un grado de protección IP68 (resistencia total al polvo y protección contra largo periodos de inmersión bajo presión) para montaje en estructuras hidráulicas (tanques y canales) y una exactitud de 0.5%.



Figura 2.1. Sensor de caudal ultrasónico para canales.

Fuente: (<http://www.directindustry.es/prod/greyline-instruments/product-13582-528563.html>)



Figura 2.2. Sensor ultrasónico de tipo clamp-on para las turbinas.

Fuente: (<http://www.directindustry.es/prod/greyline-instruments/product-13582-528563.html>)

### 2.9.1.2. Sensores de nivel

La medición de nivel en los diferentes sub-sistemas se realiza por medio de sensores de tipo ultrasónicos, los cuales son generalmente usados para líquidos conductivos y no conductivos, la principal ventaja de estos sensores consiste en el hecho de que no están

en contacto directo con el fluido, por lo que no presentan problemas de contaminación o corrosión, además su medición no será afectada debido a que en las zonas de instalación la velocidad del fluido es muy baja (tanque de carga y desarenador).

Estos sensores son montados en perfiles metálicos de tipo L y presentan un grado de protección 68.

Tabla 2.2. Sensores de nivel en los diferentes subsistemas de la central hidroeléctrica “Río Negro”.

Denominación	Ubicación	Función	Rango de medición (m)
N1	Captación/ Desarenador	Medición del nivel agua en el desarenador	De acuerdo al dimensionamiento de del tanque desarenador
N2	Tanque de carga	Medición del nivel de agua en el tanque de carga	De acuerdo al dimensionamiento del tanque de carga
N3	Canal de descarga	Medición del nivel de agua en la descarga	De acuerdo al dimensionamiento del reservorio en la descarga

(Fuente: Propia)



Figura 2.3. Sensor de nivel ultrasónico para líquidos y sólidos

Fuente: ([https://files.pepperl-fuchs.com/webcat/navi/productInfo/doct/tdoct0787\\_\\_eng.pdf?v=26-APR-18](https://files.pepperl-fuchs.com/webcat/navi/productInfo/doct/tdoct0787__eng.pdf?v=26-APR-18))

### 2.9.1.3. Sensor de presión

Para el caso de la medición de presión en la tubería se usa un transmisor de presión o piezómetro, antes de la válvula de guardia. Este está fabricado en acero inoxidable de clase 316, con un grado de protección IP68 (completamente sumergible), alimentado con  $24 V_{cc}$  y con salida analógica en protocolo HART.

Tabla 2.3. Sensores de presión en los diferentes subsistemas de la central hidroeléctrica “Río Negro”.

Denominación	Ubicación	Función	Valor de presión medio aproximado (kg/cm <sup>2</sup> )	Rango de medición (kg/cm <sup>2</sup> )
P1	Tubería de presión	Determinar la presión en la tubería de alimentación hacia la casa de máquinas	11.4	0-15

(Fuente: Propia)

### 2.9.1.4. Sensores de temperatura

Los sensores usados para la medición de temperatura en líquidos y/o sólidos en las zonas turbina-generator serán RTD (sensores pasivos) de tipo Pt100 con vaina de protección y conexión de tres hilos y una exactitud de 1/3 DIN según la norma EN 60751. Estos sensores además necesitan un convertidor para señales, alimentado con  $24 V_{cc}$  o  $120 V_{ac}$  y salida de 4 a 20mA.

Tabla 2.4. Sensores de temperatura en los diferentes subsistemas de la central hidroeléctrica “Río Negro”.

Denominación	Ubicación	Función	Rango de medición (°C)
--------------	-----------	---------	------------------------



T1, T1*	Casa de máquinas/ Turbina	Medición de temperatura del aceite para refrigeración.	4-38
T2, T2*	Casa de máquinas/ Turbina	Medición de la temperatura del aceite de los cojinetes de la turbina.	4-48
T3, T3*	Casa de máquinas/ Turbina	Medición de la temperatura del metal de los cojinetes en la turbina.	4-58
T4, T4*	Casa de máquinas/ Turbina- generador	Medición de la temperatura del cojinete superior en el acople turbina generador	10-75
T5, T5*	Casa de máquinas/ Turbina- generador	Medición de la temperatura del cojinete inferior en el acople turbina generador	10-50
T6, T6*	Casa de máquinas/ Turbina- generador	Medición de la temperatura del cojinete de empuje en el acople turbina generador	20-90
T7, T7*	Casa de máquinas/ Turbina- generador	Medición de la temperatura del bobinado en el generador	10-35
T8, T8*	Casa de máquinas/ Turbina- generador	Medición de la temperatura del estator en el generador	10-50

T9,T9*	Casa de máquinas/ Turbina- generador	Medición de la temperatura del rotor en el generador	10-55
--------	--	---	-------

(Fuente: Propia)

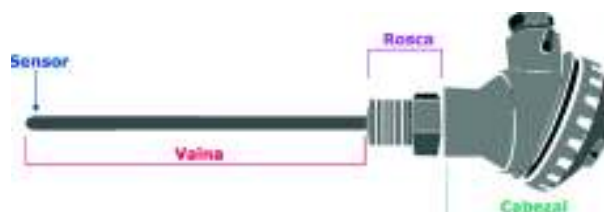


Figura 2.4. Sensor de temperatura PT100 con vaina de protección.

Fuente: (<https://www.comind.cl/sensor-cabezal/>)



Figura 2.5. Convertidor de señales para PT100

Fuente: ([http://www.disai.net/wp-content/uploads/catalogos\\_pdf/FEMA\\_DATASHEET\\_ISC-PT100.pdf](http://www.disai.net/wp-content/uploads/catalogos_pdf/FEMA_DATASHEET_ISC-PT100.pdf))

### 2.9.1.5. Sensores de posición de las compuertas

Para la medición de posición (proximidad) las compuertas de la central se usan sensores de tipo ultrasónicos que tendrán una alimentación de 24 Vcc y una salida analógica de 4 a 20 mA, además cuenta con un grado de protección IP68 (alto grado de protección para salidas y completamente sumergibles).

Tabla 2.5. Sensores de posición en los diferentes subsistemas de la central hidroeléctrica “Río Negro”.

Denominación	Ubicación	Función	Rango de medición (%)	Rango de medición (mm)
--------------	-----------	---------	-----------------------	------------------------

PR1	Captación	Medición de la posición y nivel de apertura de la compuerta de captación	0-100	0-5000
PR2	Captación	Medición de la posición y nivel de apertura de la compuerta del canal de limpieza y mantenimiento	0-100	0-5000
PR3	Captación/ desarenador	Medición de la posición y nivel de apertura de la compuerta de entrada	0-100	0-5000
PR4	Captación/ desarenador	Medición de la posición y nivel de apertura de la compuerta de salida	0-100	0-5000
PR5	Captación/ desarenador	Medición de la posición y nivel de apertura de la compuerta del canal de mantenimiento (lavado) A	0-100	0-5000
PR6	Captación/ desarenador	Medición de la posición y nivel de apertura de la compuerta del canal de mantenimiento (lavado) B	0-100	0-5000
PR7	Tanque de carga	Medición de la posición y nivel de apertura de la compuerta de operación en el tanque carga.	0-100	0-5000

(Fuente: Propia)

### 2.9.1.6. Medición de parámetros eléctricos

La medición de amperaje, voltaje y potencia en los generadores, así como la corriente y voltaje de las excitatrices se realizan mediante multímetros digitales trifásicos ubicados en el tablero de control principal. Estos funcionan en una frecuencia de 60Hz  $\pm$  5 Hz, con una clase de exactitud IEC 0.5 y una alimentación de 125Vcc, demás cuentan con un grado de protección IP 40 (resistente a chorros de agua) y cabe destacar que estos sensores miden los parámetros indicados en términos valores RMS (Verdadero valor eficaz).

Tabla 2.6. Multímetros ubicados en la casa de máquinas

Denominación	Ubicación	Función	Valor de voltaje aproximado (kV)	Valor de potencia aparente aproximada (kVA)	Rango de medición de voltaje (kV)	Rango de medición de potencia (kVA)
M1,M1*	Tablero de la casa de maquinas	Medición de parámetros eléctricos en las excitatrices	400	400000	0-1000	0-500000
M2,M2*	Tablero de la casa de maquinas	Medición de parámetros eléctricos en los generadores	13.8	30000	0.015-30	0-40000

(Fuente: Propia)

### 2.9.1.7. Sensores de vibración

#### 2.9.1.7.1. Sensores de vibración relativa

Los sensores de vibración relativa usados para determinar las vibraciones en los ejes de la turbina son del tipo proximidad sin contacto y se encargan supervisar dinámicamente el movimiento del eje del generador y la turbina en relación a los cojinetes.

Los sensores son del tipo capacitivo e inmunes a los campos electromagnéticos de hasta 1.5 Tesla y a las imperfecciones de la superficie del eje. Se suministran dos sensores por turbina para supervisar la vibración radial de cada cojinete guía y un sensor

extra para supervisar las vibración axiales al eje en el cojinete de empuje. Los sensores cumplen con las siguientes características:

- Señal de salida de 4 – 20 mA,
- Rango de medición 0.5 a 2.5 mm.
- Repetibilidad mejor de  $\pm 0.5\%$  al medio rango.
- Respuesta de frecuencia 0 a 1000 Hz.
- Rango de temperatura 0° - 90 °C.

#### **2.9.1.7.2 Sensores de vibración absoluta**

Los sensores de vibración absoluta usados para determinar la vibración en las tapas superiores de la turbina son acelerómetros. Se suministran tres acelerómetros, dos de los cuales son instalados en la tapa superior de la turbina para supervisar vibración absoluta (en el eje X y Y) de cada cojinete y el tercer acelerómetro es el encargado de supervisar las vibraciones verticales (eje Z) del cojinete de empuje. Los acelerómetros cumplen con las siguientes características:

- Señal de salida de 4 – 20 mA.
- Rango de aceleración 10 g pico.
- Amplitud máxima no lineal de 1%.
- Respuesta de Frecuencia 0.2 a 3,700 Hz (a -3 dB).
- Rango de temperatura 0° - 90 °C.

### **2.9.2. Actuadores**

#### **2.9.2.1. Motores**

Para el manejo de las compuertas se usan motores trifásicos alimentados con 220 Vac con lógica de detección de fin de carrera que pueden ser accionados de modo local mediante pulsadores arranque-parada, con bloque de conexión y luces de indicación de estado o mediante un relé de interfaz para la operación por el sistema SCADA. Para la selección del tipo de control del motor (local o automático por SCADA) se coloca en el tablero adyacente un selector con las posiciones local, off y remoto.

Los accionamientos motorizados permiten además la inversión de giro y la variación de velocidad, parámetros que son controlados mediante variadores de frecuencia programable para cada motor.

Tabla 2.7. Compuertas con accionamiento motorizado en los sub-sistemas de la central “Río Negro”

Denominación	Ubicación	Función
MO1	Captación	Control de la compuerta de captación
MO2	Captación	Control de la compuerta del canal de limpieza y mantenimiento
MO3	Captación/ desarenador	Control de la compuerta de entrada
MO4	Captación/ desarenador	Control de la compuerta de salida
MO5	Captación/ desarenador	Control de la compuerta del canal de mantenimiento (lavado) A
MO6	Captación/ desarenador	Control de la compuerta del canal de mantenimiento (lavado) B
MO7	Tanque de carga	Control de compuerta de operación en el tanque de carga.

Fuente: (Propia)

### 2.9.2.2. Válvulas de guardia

Las válvulas de guardia ubicadas en la tubería de presión (2 en la entrada de cada turbina) son del tipo mariposa en fundición de acero, de cierre y apertura (0-1), elegidas de acuerdo a las presiones nominales en la tubería y su diámetro. Debido al diseño abierto de flujo rectilíneo se evita la acumulación de sólidos y la caída de presión por este accesorio, el cual tiene un indicador de posición de sello metálico con triple excentricidad y herméticas para evitar goteos.

Además cada válvula tiene un accionamiento hidráulico y automático conectado al sistema SCADA mediante el cual se realiza el control de la velocidad de accionamiento en la apertura o cierre.

## 2.9.3. PLCs

### 2.9.3.1. Hardware del PLC

Estos dispositivos deben estar compuestos de: case (chasis), CPU, fuente de poder, batería de respaldo del procesador, módulo de memoria EEPROM y dispositivos de manejo de señales de campo (E/S) analógicas, digitales y de temperatura (RTDs). Adicionalmente tanto PLCs como RTUs deben contar con elementos de comunicación que permitan la interconexión con: una red de supervisión con Ethernet y protocolo TCP/IP, una red Device Net dedicada al control de los variadores de frecuencia, una red DNP3 y una red Modbus serial (Bolton, 2006, p. 5).

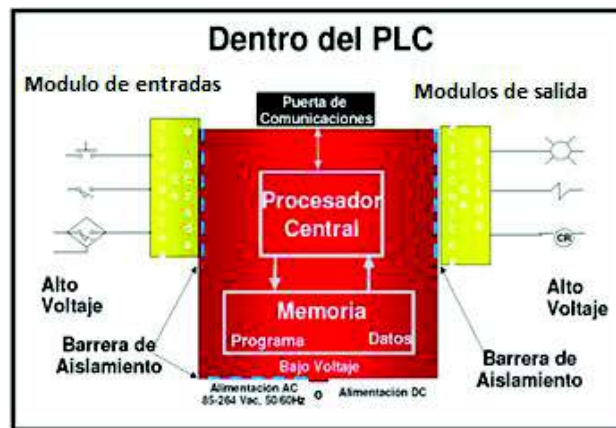


Figura 2.6. Esquema general de un PLC.

Fuente: (<https://www.mindmeister.com/es/385863860/plc>)

Dichos PLCs son seleccionados para manejar todas las señales, además de un 20% de capacidad adicional para señales futuras y un 15% de reserva en chasis. La memoria de los controladores debe ocupar como máximo un 50% de la capacidad instalada, de acuerdo al uso actual, el futuro y reservas.

La fuente de alimentación para el PLC debe ser de un voltaje de 120 Vca. En el caso en el que los circuitos necesiten un voltaje de 24 Vcc (alimentación del módulo de entradas analógicas), el fabricante debe suministrar una fuente de tensión conmutada que permita la conversión requerida, todo esto es complementado con un voltaje de aislamiento de 500 V.

La CPU tiene una memoria central de 32 kB o superior con una batería de respaldo con una duración de al menos 5 años, módulos de memoria de carga integrada de 64 kB RAM protegidas con batería y 64 kB EPROM, también posee módulos de entradas/salidas analógicas y digitales conectables, módulos de voltaje de alimentación 24 Vcc, contadores y temporizadores, todo esto con un grado protección IP21 (protección contra cuerpos solidos medianos y contra goteo de agua verticalmente).

Cada PLC es seleccionado de acuerdo a su alta disponibilidad operativa, su integridad y su tolerancia a fallas, de tal manera que cualquier falla de uno de sus componentes no ocasione la pérdida de operatividad, teniendo la capacidad de configurar cualquier falla como “fail-safe” esto incluye la remoción de módulos y cables (ISO 13849-1, 2015).

Los PLCs deben ser modulares, es decir tienen la capacidad de desacoplar sus componentes básicos (módulos de E/Ss, tarjetas de comunicación, fuentes de poder y controladores) sin que esto afecte el funcionamiento del equipo. Cada PLC debe ser escalable (tener la capacidad para crecer sin interferir en la configuración básica) permitiendo la inclusión y/o remoción de dispositivos y unidades de control y ser capaz de combinar libremente módulos estableciendo las configuraciones adaptadas a diferentes escenarios, todo estos usando los mismos tipos de elementos de base (Bolton, 2006, p. 12) .

A continuación se listan los PLC que se usan en los diferentes sub-sistemas de la hidroeléctrica Río Negro:

Tabla 2.8. PLCs usados en los diferentes subsistemas de la central hidroeléctrica “Río Negro”.

<b>Denominación</b>	<b>Función</b>
PLC1	Medición y control de las zonas de captaciones, desarenador y confluencia
PLC2	Medición y control en la zona del tanque de carga.
PLC3	Medición y control en las zonas de tubería de presión y casa de máquinas.

(Fuente: Propia)



**Módulos de E/S:** Son módulos en los que los cables correspondientes a las señales de entrada-salida tanto analógicas como digitales serán almacenados, además como función adicional brindan protecciones contra sobrecargas para la circuitería de entrada y salida.

Los requerimientos de los módulos son:

- Removibles en caliente con bloques terminales de fácil remoción que faciliten la extracción de cables.
- El cableado desde los respectivos módulos de E/S hacia las borneras del tablero se realiza directamente entre terminales, no se utilizan accesorios pre-cableados.
- Tienen indicadores luminosos en cada una de las entradas o salidas de los módulos que permitan la visualización del estado de cada entrada o salida.
- Configuración de los módulos por software y no por switches o jumpers.

Cada PLC debe soportar como mínimo con los siguientes tipos de entradas y salidas.

- **Entradas analógicas:** 4-20 mA<sub>cc</sub> y/o 0-10 V<sub>cc</sub> (HART) con una resolución de 11/12 bits o superior.
- **Entradas digitales:** 24 V<sub>cc</sub> tipo sink.
- **Salidas digitales:** De tipo On/Off con transistor tipo source o sink de contactos secos.

### 2.9.3.2. Software del PLC

**Software de programación para los PLCs:** El software destinado a la configuración y programación del PLC consiste en un paquete de aplicaciones que descargará en el procesador del PLC la configuración del sistema de control, es decir es el encargado de configurar y programar el PLC, la posición y el tipo de los módulos de comunicación, de entradas y salidas y de interfaces para aplicaciones especiales; por lo que cada PLC cuenta con su configuración independiente de acuerdo a su uso. Contrastando, el software instalado en el PLC permitirá el manejo de lazos de control con frecuencias de 1s, 1/2s y 1/4s.

La norma IEC 61131-3 (1993) comenta que los lenguajes de programación con los que deben ser compatibles los diferentes PLCs corresponden a: diagramas de bloques

funcionales (FDB), diagrama de contactos (LD), mapas de secuencias (FS) y lista de instrucciones (IL) además de texto estructurado.

Cada software de programación respectivo a cada PLC seleccionado es un elemento estándar entregado por el proveedor, en el que se incluyen las revisiones al software y firmware más recientes para el hardware comprado. Cada PLC debe permitir actualizaciones del software en línea y no deberá ser afectado por actualizaciones del sistema operativo.

Las principales funciones del software destinado a la programación y configuración son:

- Realizar programación en línea con el PLC (“online”) y fuera de línea (“offline”).
- Poseer un administrador de archivos el cual permite realizar las funciones de guardado, cargar, copiar, mover y borrar programas y/o configuración en el disco duro del PC.
- Realizar la descarga (“downloading”) desde la PC de programación, además de poder comparar el programa grabado en el PLC con el programa que se posee en la memoria del PC.
- Cargar el programa que se encuentre en el PLC a la memoria del PC.
- Ajuste del tiempo real (hora) y fecha del PLC.
- Configurar el PLC para que ejecute la lógica del programa, o que detenga la ejecución del programa a través del enlace entre PLC e Interfaz de Programación.

La norma IEC 1131-1 (1992) comenta que el software de configuración y programación para el PLC deberá tener la capacidad de soportar el sistema operativo de Microsoft Windows 7 SP1 o Linux. Este software debe reconocer de manera automática el tipo de módulo E/S (comunicación, analógico, digital o serial) al ser conectado, además tiene la capacidad de ser protegido por contraseña, restringiendo el control en el cambio de programación, según diferentes niveles de acceso.

Las funciones que debe incluir el software de programación son simple instrucciones algebraicas como:

- Extracción de raíz cuadrada.
- Linealización de RTDs
- Filtros basados en tiempo.

- Totalización de señales digitales de entrada.
- Conversión de pulso a frecuencia.
- Banda muerta por cada lazo.
- Adición / Substracción.
- Generador de Rampa.
- Lead-lag.
- Integrador / Acumulador.
- Tiempo Muerto.
- Selector Alto/Bajo.
- Multiplicación / División.
- Promedio de tiempo.
- Interruptor de selección de señal.
- Conversión entre diferentes formatos de datos (Hex, binario, ASCII, flotante, doble flotante, bit, etc.)

Adicionalmente se incluyen las funciones de control discreto como un estándar configurable siendo las más relevantes las siguientes:

- Funciones Lógicas (AND, OR, NOT, NAND, NOR, XOR).
- Detección de cambio de estado de 0L a 1L y de 1L a 0L.
- Set/reset flip-flops.
- Temporizadores (on delay, off delay) y contadores (count up, count down).
- Elementos comparativos (mayor que, menor que, igual a, no igual a, menor o igual a, mayor o igual a).
- Multiplexores.
- Re-establecimiento manual o por tiempo.
- Regresar a estado previo.
- Saltar uno o varios pasos.
- Proportional Integral Derivative (PID)
- Proportional Integral
- Proportional Derivative
- Proportional only
- External feedback
- Auto/manual with bios control
- Ratio control
- Integral solo

- PID con ganancia no-linear
- Anulación (Override) del control
- PID con feed-forward
- Adaptive tuning
- Fuzzy logic control
- Signal Splitter

**Editor de programación:** El proveedor además debe suministrar un software destinado a la edición de la programación (rutinas) ingresado en el PLC que sea compatible con los lenguajes gráficos para diagramas de escaleras, FBD, ST e IL.

Para esto contara con las siguientes herramientas:

**2.9.3.2.1. Simulador Gráfico de Ejecución de Programa:** Consiste en una herramienta que permite realizar pruebas de ejecución estructural y funcional de cada módulo. Además cuenta con la función de observar y forzar el estado de las variables internas durante la ejecución del programa.

**2.9.3.2.2. Prueba Integral:** Permite la realización de las pruebas de ejecución estructural y funcional de toda la aplicación, con lo cual se puede observar y forzar el estado de las variables internas al realizar la ejecución del programa completo trabajando en línea, con cualquiera de los PLCs que pertenecen a esta especificación.

**2.9.3.2.3. Generación de Documentación:** Permite la generación de la documentación principal con leyendas, listas de instrucciones, listas de referencias, texto estructurado, rutinas en ANSI C, diagramas de escalera, bloques y diagramas de funciones secuenciales.

**Sistemas de Auto-diagnostico:** Los sistemas de autodiagnóstico en línea con los que cuenta cada PLCs son: diagnóstico de arranque, verificación de memoria, verificación de comunicación y del programa instalado.

Incluye alarmas de falla de autodiagnóstico que permite supervisar estas acciones de forma local y/o remota. Cada PLC provee medios para la detección de fallas de comunicación interna de los módulos del sistema, colocando las salidas en el estado pre-configurado para falla segura cuando ocurra.

Las principales fallas permanentes o temporales más comunes que el autodiagnóstico como parte integral del sistema pretende detectar y reportar son las siguientes:

- Fallas a nivel de tarjetas electrónicas y pérdidas de control.
- Fallas del CPU.
- Fallas de memoria tanto EPROM así como RAM.
- Fallas de los puertos de comunicaciones (Módulos de E/S, módulo para la medición de temperatura, módulo para comunicación con el supervisor, TCP/IP, etc.).
- Falla en el direccionamiento y comunicación de los módulos de E/S.
- Inconsistencias entre la disposición del "hardware" del PLC y los programas de aplicaciones.
- Discrepancias en los valores calculados en los programas de aplicación.
- Fallas de la fuente de alimentación incluyendo batería de respaldo y verificación del voltaje de salida.
- Condiciones de sobre temperatura.
- Función que permita detectar si se ha excedido el ciclo de barrido del programa ("Watch-dog timer").

### **2.9.3.3. Estado de valores inválidos**

En ciertos casos se debe generar un estado de valor inválido para las entradas y variables calculadas, un valor será declarado inválido si el valor esta fuera de rango, no puede ser medio o calculado, es declarado inválido por el programa de aplicación o debido a fallas en el instrumento de origen.

El estado de valor inválido se programa a través de los esquemas de control y puede ser usado como entrada lógica para iniciar cambios en el algoritmo de control.

Si una entrada a un algoritmo de control se declara inválida se podrá configurar su salida para: mantener el último valor bueno, dar un valor de salida de cero o una salida a escala completa.

#### 2.9.4. RTU

La RTU a emplearse en la ECL del sistema SCADA debe tener las siguientes características:

- Líneas o enlaces de comunicaciones redundantes; la primera se realiza mediante 2 líneas en modo paralelo (multiprocesador central con todos los protocolos) y la segunda en modo de conmutación activo / en espera (línea / red redundante de acuerdo a IEC 60870-5-101/104).
- El número mínimo global de tags por RTU es de 200, incluyendo las E/S cableadas y la información de los IEDs y RTUs. Todo esto considerando un 25% de tags extra para expansiones futuras.
- La fuente de alimentación del RTUs será para un voltaje de 120 Vca, o alternativamente, si los circuitos son para un voltaje de 125 Vcc o 24 Vcc, el fabricante deberá suministrar una fuente de tensión conmutada para su alimentación.
- Las entradas digitales deben ser aisladas óptimamente y las salidas digitales deben ser de relé polo simple con un sistema de supervisión.
- Las entradas analógicas diferenciales deben tener una precisión menor a 0,1% y las salidas analógicas deben estar galvánicamente aisladas.
- Cada una de las entradas o salidas de los módulos están provistas de indicadores luminosos permitiendo la visualización del estado de cada entrada o salida.
- Ejecución de funciones de control secuencial o aplicaciones de lazo cerrado que se procesan en paralelo a las actividades de telecontrol.
- Soporte de protocolos estándares para transmisión/comunicación DNP3 e IEC61850.
- Detección de eventos con una resolución de 1 ms.
- Unidades de procesamiento central de alto rendimiento, con procesadores de 32 bits.
- Sincronización con el reloj de tiempo real que recibe la fecha y hora del sistema GPS.
- El software para programación y configuración debe estar basado en la norma IEC 61346-1 e IEC 870-5-101 1/2/3/4/5.
- El software de configuración y programación debe tener la capacidad de soportar el sistema operativo de Microsoft Windows 7 SP1 o Linux siguiendo todas las especificaciones de la norma IEC 61131-3, además es capaz de reconocer

automáticamente el tipo de módulo E/S (comunicación, analógico, digital o serial) una vez conectado.

- Supervisar la ejecución del programa Online.
- Realizar programación fuera de línea (“offline”) y en línea con la RTUs (“online”).
- El autodiagnóstico debe ser efectuado en forma automática en línea, sin perturbar el control del proceso o reducir la eficiencia de la RTUs.

## **2.9.5. Interfaz Hombre Máquina**

### **2.9.5.1. Estaciones de Trabajo**

Una estación o puesto de trabajo ubicado en la ECL debe estar equipado con dos monitores de pantalla plana LCD, CPU y teclado alfanumérico.

Las funciones principales de las estaciones de trabajo son:

- Identificar al operador usando un código personal a su ingreso.
- Establecer diferentes niveles de acceso a las funciones mediante la identificación de códigos.
- Ser poli-funcionales, incluyendo: las operaciones en las instalaciones de la central, actividades de mantenimiento y de ingeniería.
- Generar reportes por medio impreso y visual definidos en el sistema.

Para la central del Río Negro, existen los siguientes tipos de estaciones de trabajo:

**2.9.5.1.1. Estación de operación principal:** Ubicado el Centro de Control y está encargado de la supervisión y control de la central, además se encarga de la administración de energía (EMS), para lo cual cuenta con los siguientes componentes:

- Sistema de Control de Energía (ECS), a través del cual la Empresa fijará las consignas de operación de las unidades de generación.
- Sistema de Desarrollo de Programas (POS).
- Simulador de Entrenamiento del Operador (OTS).

**2.9.5.2.2. Estación de ingeniería:** Ubicado en el Centro de Control, se encarga de la administración, ingeniería y mantenimiento del sistema SCADA. Este puesto realiza el mantenimiento y la generación de Bases de Datos, esquemas,

edición, compilación y prueba de programas o funciones en un computador portátil.

**2.9.5.2.3. Estaciones adicionales de visualización SCADA:** La ubicación de estos puestos serán determinados por el propietario de la central y tiene como objetivo principal la visualización de los sistemas y subsistemas mediante la monitorización en línea. En estos puestos se puede acceder a la información que nos presente el SCADA pero no se puede realizar ni ejecutar ninguna función.

Cada puesto de operación está equipado con varios niveles de señales acústicas seleccionables de acuerdo a la clase de evento a informar al Operador (alarmas y señalizaciones).

El ordenador en las estaciones de trabajo debe tener las siguientes características o unas superiores a:

- Procesador Intel I3 6100 de 3,7 GHz o superior.
- Disco duro de la capacidad más alta disponible comercialmente para el momento del suministro.
- Memoria RAM de 8 GB (DDR4-1866) o superior, homologada de fábrica.
- DVD writer tipo 52X o superior.
- Puertos: 4 USB 2.0, 2 USB 3.0, un serial, un paralelo, un RJ-45, un VGA Y UN HDMI.
- Teclado multimedia, con caracteres en idioma español, mouse óptico y parlantes (2).
- Tarjeta de red 600 Megabits Ethernet compatible con la Red de Proceso
- Dos monitores pantalla plana LCD de 21", a colores, VGA o HDMI, anti-reflejo y anti-estática.
- Regulador de voltaje de 1000 W, 120 V

### **2.9.5.2. Manejo de pantallas**

El sistema incluye pantallas que muestren la información en línea, el estado operacional del sistema, subsistemas y de los componentes, ayudando de esta manera al personal de operación en el diagnóstico de posible fallas.



Además cada ventana debe contener el área de vista principal así como componentes para la ayuda al usuario en su manejo (título, barra de menú, botones de comando, barras de desplazamiento y cuadros de diálogo) cuyos textos están completamente en español.

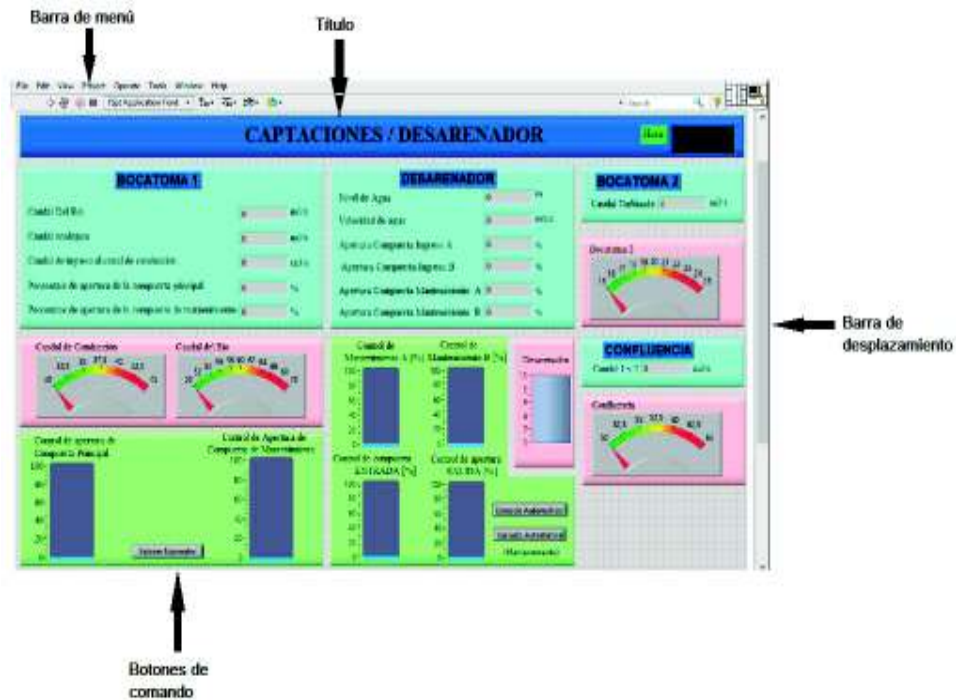


Figura 2.7. Elementos que conforman las pantallas del HMI

(Fuente: Propias)

Se debe mostrar en cada monitor la hora del sistema SCADA que será la hora oficial sincronizada mediante GPS.

La cantidad de ventanas implementadas deben ser definidas para la etapa de ingeniería de detalle. Como una primera aproximación se habilita las siguientes pantallas que permiten visualizar todos los datos de cada sub-sistema además de servicios auxiliares:

- Menú principal de los gráficos y acceso.
- Despliegue general del sistema.
- Despliegue del desarenador, cuenco disipador y tanque de carga.
- Despliegue de la turbina-generator.
- Despliegue del regulador automático de velocidad.
- Despliegue del regulador automático de tensión.

- Despliegue de los sistemas auxiliares mecánicos.
- Despliegue de los sistemas auxiliares eléctricos.
- Despliegue de lazos de regulación y control.
- Despliegue de alarmas.
- Despliegue de reportes y eventos.

A continuación se muestran los despliegues que pueden ser seleccionados en cada una de las ventanas del monitor de la HMI mediante el mouse.

- Campo de menú fijo.
- Menús ("pop-up", "pull-down", "fixed").
- Acercamiento (zooming) con tres (3) niveles de descongestionamiento (decluttering) como mínimo.
- Movimiento lateral de las imágenes (panning).
- Desplazamiento del texto en la pantalla (scrolling).
- Subir página, bajar página.
- Llamar páginas de despliegues anteriormente usadas (Recall) (2 niveles como mínimo).
- Texto dinámico suspendido (hovering).

Los menús son diseñados de manera que el llamado de un despliegue específico pueda ser realizado en uno o máximo dos pasos. Además si una llamada se realiza con frecuencia puede programarse para ser efectuada con solo accionamiento del mouse sobre el campo de la ventana.

### **2.9.5.3. Representación dinámica de los datos**

Cada equipo, elemento y dispositivo de la central, supervisados a través del sistema SCADA, son representados e identificados mediante símbolos gráficos y caracteres alfanuméricos los cuales variarán dinámicamente de acuerdo a su condición en el sistema SCADA y en el campo, además las diferentes condiciones que presente el equipo será representado mediante colores; cada una de estas condiciones serán previamente aprobadas por la fiscalización.

Aquellos valores analógicos fuera de los límites permitidos son desplegados usando los colores de acuerdo a la normas preestablecidas por la fiscalización, además si la alarma

de violación de límites para los valores analógicos no se ha reconocido, el valor se deberá desplegar en forma intermitente.

Todos los puntos de la base de datos, los elementos, sistemas, equipos y unidades deben estar provistos de etiquetas que señalen las condiciones especiales de operación. Deberán ser representados apropiadamente en los despliegues gráficos, en las listas y los diagramas tabulares.

#### **2.9.5.4. Manejo de alarmas**

Las alarmas se disponen con el fin de alertar de eventos no deseables, eventos que por su naturaleza no deseable podrían causar problemas de: funcionamiento, reducción en el rendimiento, o incluso dañar partes de la Central Hidroeléctrica como turbinas o tuberías (Internationale, 2000).

La HMI tiene la capacidad para administrar, gestionar y procesar todos los eventos y cambios en el proceso, configurados como alarmas, para lo cual se dispone de un archivo histórico donde se registren tales eventos, indicando el componente, equipo, fecha y hora en el cual se produjo.

Dichas alarmas son anunciadas al operador, tanto en modo visible, en la parte inferior de la consola del puesto de operación, y en modo audible, con diferentes tonos, configurados de acuerdo a la prioridad de la alarma, a la cual se accede desde cualquier despliegue del sistema. El procesamiento de la alarma por parte de la HMI debe ocurrir en un tiempo no mayor a 3 segundos desde que el estado de la alarma fue detectado y además el sistema incluye un despliegue resumen de alarmas al detectarse una nueva.

Las alarmas notifican al operador sobre la ocurrencia de ciertos eventos considerados de importancia como por ejemplo:

- Cambio espontáneo del estado de algún punto.
- Violación de límite de un punto.
- Retorno a normal de un punto de alarma.
- Falla en la operación de un equipo sobre el que se envió un comando.
- Falla en el hardware del sistema.
- Falla o problemas en los vínculos de comunicaciones.
- Alarmas generadas desde programas de usuario.

- Lo que se considere necesario para la operación.

Dado que no todas las condiciones deberán requerir de una atención inmediata, las alarmas se clasifican por categorías y a su vez por prioridades dentro de cada categoría. Las prioridades determinan el modo y/o tratamiento que se le dará a la alarma. Las categorías que se desarrollarán en el HMI serán las siguientes:

- **Alarmas de las unidades de generación:** Se deberá crear una categoría de alarma de unidad y como su nombre lo indica es esta se incluye las alarmas pertenecientes a las unidades de generación
- **Alarmas para servicios comunes:** Se deberá crear una categoría de alarmas para servicios comunes eléctricos y mecánicos. En ella se incluye las alarmas pertenecientes a los servicios comunes eléctricos y mecánicos de la central.
- **Alarmas del sistema Hidráulico.** Se debe crear una categoría de alarmas, en la cual se debe incluir las alarmas que pertenecen al manejo del agua de captación, desarenador y tanque de carga.
- **Alarmas de comunicación:** Se debe crear una categoría de alarma en las cuales se deberán incluir las alarmas que pertenecen a la infraestructura de comunicaciones del sistema SCADA y equipos terminales de fibra óptica.
- **Alarmas del sistema SCADA:** Se debe crear una categoría de alarma, la cual engloba la configuración de la Estación Central de Control y a los dispositivos dentro de la configuración.
- **Alarmas de los programas de aplicación:** Se debe crear una categoría de alarma por cada programa de aplicación existente en la Estación Central de Control.

Tabla 2.8. Lista de alarmas manejadas por la HMI.

Categoría	Alarma
Alarmas sistema hidráulico	Bajo caudal.
	Nivel bajo de agua en tanque de carga.
	Mínimo nivel en captación.
	Falla en compuerta de captación.
	Falla en compuerta de tanque de carga.
	Falla de alimentación C.A. en captación.
	Falla de alimentación C.A. en tanque de carga.
	Falla de motores de actuadores en captación.

	Falla de alimentación C.A. en tanque de carga.
Alarmas de la unidad de generación	Sobre-velocidad.
	Pérdida de excitación.
	Falla a tierra del estator.
	Sobre/baja frecuencia.
	Baja tensión.
	Sobre-temperatura de cojinetes.
	Vibración excesiva.
	Sobre-temperatura de devanados.
	Sobre-corriente de generador.
	Sobretensión.
	Falla a tierra del rotor.
	Falla de voltaje de control.
	Protección diferencial de generador.
Alarmas de servicios comunes	Falla de voltaje de control.
	Falla de cargador de batería.
	Falla de banco de baterías.
	Bajo voltaje barras 125 VC.C.
	Falla sistema de 24 VC.C.
	Bajo voltaje de barras 220 VC.A.
Alarmas de comunicación	Falla de comunicación del sistema de captación, conducción y/o tanque de carga

(Fuente: Propia)

### 2.9.5.5. Base de datos en tiempo real

Para la gestión de la información de la base de datos se requieren herramientas de administración que permitan aplicar cambios en forma simultánea a grupos de objetos previamente definidos. A raíz de esto la generación de la base de datos usará una estructura estándar en Excel.

La organización de la base de datos deberá tener la capacidad de almacenamiento suficiente y los sistemas de selección y extracción adecuados como para poder acceder a los datos en línea, sin afectar el desempeño del sistema SCADA.

### 2.9.5.6. Base de datos histórica

La generación de la base de datos histórica también se realizará en Excel, la cual facilitará el manejo de la información. Esta tiene la capacidad de almacenamiento suficiente y los sistemas de selección y extracción adecuados como para acceder a los datos históricos en línea, sin tener que recurrir a medios removibles. Además sin que esto afecte el normal desempeño del sistema en tiempo real.

Todos los tipos de información del sistema pueden ser seleccionados para integrar la base de datos histórica, para lo cual se cuenta con las referencias horarias.

- **Consulta de la información histórica:** En conjunto con las herramientas propias del sistema para acceso a la información histórica, existe una serie de facilidades destinadas a los usuarios finales de la red corporativa para que pueden acceder de manera interactivamente a esa información. Dichos usuarios finales no deben tener conocimientos especiales de programación ni del sistema SCADA, y para su acceso utilizan programas tipo EXCEL o ACCESS.
- **Generación de Reportes:** El sistema está en capacidad de configurar y generar reportes, sin ser limitado a la utilización de algún tipo de variable o histórico, para la creación de los mismos.

Los reportes son generados acorde a la selección y necesidad del propietario de la central ya sea de manera horaria, global o actual, estos son presentados de forma visual o impresa y podrán ser guardados en medios externos.

El generador de informes tiene acceso a cualquier dato del sistema SCADA, incluyendo los datos de funcionamiento del sistema SCADA y los datos generados por los demás programas, permitiendo ordenar los datos provenientes de cualquier archivo o combinación de archivos, por tipo, fecha y hora.

Un usuario que haya construido un informe puede especificar la hora en que será impreso, y puede designar la impresora que será utilizada.

**2.9.5.7.1. Requerimientos de periodicidad para la generación de reportes:** Se cumplirán los siguientes requisitos de periodicidad bajo condiciones de carga normal y carga de alta actividad:

Tabla 2.9. Funciones y periodicidad para los reportes.

<b>Función</b>	<b>Periodicidad</b>
Reportar a la ECL un cambio de estado (despliegue y base de datos).	Un (1) segundo
Reportar a la ECL la variación de MW de un generador (despliegue y base de datos)	Un (1) segundo
Reportar a la ECL todos los valores analógicos (despliegue y base de datos).	Tres (3) segundos
Registro histórico de datos	Quince (15) minutos
Actualización de datos en la HMI	A la velocidad de barrido pero no más rápido que un segundo
Actualización de la señal de tiempo estándar	Un (1) segundo
Intercambio de datos entre la central y el centro de control del propietario de la central	De acuerdo a lo especificado en la implementación del protocolo

Fuente: (Propia)

### 2.9.5.7. Seguridad y áreas de responsabilidad

El sistema controla mediante identificación y claves, el ingreso de cualquier usuario limitando su acceso a la información y a las funciones de control de acuerdo a su jerarquía funcional u operativa siendo configurable por el administrador del sistema.

Además se puede tener acceso al sistema SCADA por parte de Ecuagesa a través de una red LAN, por lo que requiere la implementación de la seguridad para el acceso a las distintas funciones e información.

### 2.9.6. Comunicaciones

#### 2.9.6.1. Fibra óptica

El enlace principal de comunicación irá desde el centro de control local hasta la subestación de la Central Hidroeléctrica Río Negro con una longitud de 1,56 km En este sitio se realizará el tipo de empalme por fusión con el fin de efectuar un nodo radial para establecer un sistema de comunicaciones a la Sala de control.



Figura 2.8. Distancias aproximadas entre las instalaciones de las centrales de generación Río Negro.

(Fuente: Google Maps, 2018)

Para establecer una buena comunicación desde los PLCs y elementos de control en la bocatoma, desarenador y tanque de carga con la central y la respectiva RTU ubicada en la sala de control local, se empleará fibra óptica, la cual estará tendida sobre postes



de hormigón de media tensión, 13,8 kV, que a su vez permite el suministro de energía eléctrica a la estación (Agrawal, 2002).

Las distancias entre cada punto son las siguientes:

Tabla 2.10. Distancias entre las instalaciones que conforman la central de generación "Río Negro".

<b>Tramo</b>	<b>Distancia (km)</b>
Bocatoma-desarenador	0.211
Desarenador-tanque de carga	3.108
Tanque de carga-sala de control	0.326

(Fuente: Google Maps, 2018)

Con el fin de garantizar la comunicación entre la central y el centro de control se va a instalar un sistema de respaldo. Este sistema alternativo usa la tecnología GSM/GPRS/CDMA/3G debido a que es una solución fiable y relativamente de fácil instalación además de ser posible la implementación de una interfaz con el fin de tener cobertura a nivel nacional a través de dispositivos móviles.

#### **2.9.6.1.1. Cable de fibra óptica**

El cable de fibra óptica es totalmente dieléctrico auto-soportado tipo ADSS (ALL DIELECTRIC SELF SUPPORTING) y debe cumplir con las especificaciones técnicas garantizadas dadas por la norma IEEE P1222 como se indica a continuación:

- Auto-soportado, Referencia ITTU-T G.652D.
- Cantidad de fibras: 24.
- Número máximo de fibras por tubo holgado: 12.,
- Número de tubos: 2

- Vano máximo: 500 m.
- Longitud del carrete: 4000 o 6000 m.
- El cable deberá ser fabricado bajo el proceso de control de calidad ISO 9001.

La fibra no se debe deformar una vez se aplique la máxima carga de operación MAT (Maximum Allowed Tension) lo que garantiza que la elongación de la fibra es nula bajo estas condiciones, asegurando esta condición según la metodología de pruebas EIA/TIA 455 o la IEC 60794.

Los tubos que contengan a las fibras deben proporcionar protección holgada a las fibras y son fabricados por extrusión alrededor de estas, garantizando que bajo ninguna circunstancia en condiciones normales, la fibra trabaje bajo tensión debido a la longitud extra de fibra con respecto a la longitud del cable, a su vez esta protección está recubierta con un refuerzo mecánico que permite colaborar con la disipación térmica.

#### **2.9.6.1.2. Herrajes y accesorios para fibra óptica**

Los herrajes y accesorios para fijación del cable dieléctrico ADSS utilizados, permiten el anclaje del cable sea a una torre o un poste, por lo que son diseñados, fabricados y ensayados según los requerimientos aplicables de las normas internacionales, en particular la norma IEC 1284.

El acero galvanizado del que estarán compuestos los elementos de herrajes y accesorios para el sistema se ajusta a las normas ASTM A 123 y ASTM A 153, con un espesor mínimo de 610 g/m<sup>2</sup> (86micras), además tuercas, tornillos y accesorios son de acero galvanizado en caliente.

La presión sobre el cuerpo de la grapa de aluminio se obtiene con la colocación de arandelas de presión. Las tuercas y las cabezas de los tornillos son hexagonales y presentan la facilidad para el montaje y desmontaje con herramientas usuales; para evitar el posible aflojamiento de pernos y tornillos debido a la vibración se emplean arandelas de presión y tuercas o contratuercas.

#### **2.9.6.1.3. Herrajes de suspensión**

Los herrajes de suspensión para el cable dieléctrico auto-soportado, son del tipo preformado AGS (“Armour Grip Suspensión”), de material de aluminio resistentes a la

corrosión, con una resistencia mínima a la tracción igual a 60% de la tensión de rotura del cable dieléctrico auto-soportado especificado.

Tanto las propiedades elásticas del cojín del elastómero como la flexibilidad de la armadura preformada ofrecen protección completa al cable dieléctrico contra flexión y fatiga.

Ángulos de salida del cable son de por lo menos 18° hacia arriba y hacia abajo con respecto al plano horizontal de la grapa, en los vanos de 500 metros.

#### **2.9.6.1.4. Herrajes de retención pasantes y bajantes**

Los herrajes de retención para la fibra óptica auto-soportado son del tipo pasante preformadas, constituidas de acero y resistentes a la corrosión y cumplen con las características mecánicas garantizadas (50% de la resistencia a la rotura del cable dieléctrico) para montar el cable en vanos de hasta 500 m. Deben suministrarse en forma completas, es decir para los dos extremos, con todos sus pernos, arandelas de presión, tuercas hexagonales de bordes redondeados, piezas fijadoras y guardacabos.

Los herrajes tiene una longitud de apriete suficiente para no provocar tensiones excesivas en la capa externa del cable.

#### **2.9.6.1.5. Amortiguadores**

Los amortiguadores son de tipo espiral, apropiados para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango de frecuencias que puedan producir daños al cable, y son suministrados con todos sus elementos para su montaje.

La determinación de la cantidad de amortiguadores se realizará a futuro, mediante la elaboración de un estudio de vibración para vanos que van desde cincuenta (50) metros, hasta quinientos (500) metros, en pasos de 50 metros.

#### **2.9.6.1.6. Varillas preformadas para protección de suspensión:**

Las varillas preformadas para protección son de aluminio o de una aleación de aluminio apropiada, con los extremos redondeados y ligeramente aplanados de tal manera que se tenga una transición suave sobre el cable.

### 2.9.6.1.7. Varillas preformadas para amarre o retención

Los juegos de varillas preformadas para amarre son de acero recubierto con aluminio (alumoweld), con los extremos redondeados y completamente recubiertos con aluminio y ligeramente aplanados de tal manera que se tenga una transición suave.

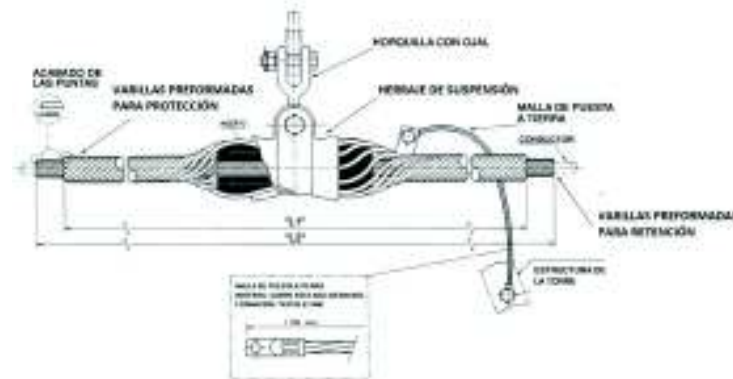


Figura 2.9. Elementos de montaje de fibra óptica ADSS.

Fuente:( <http://i-opticcables.com/2-1-suspension-set/226929/>)

### 2.9.6.1.8. Caja de Empalmes

Las cajas son totalmente herméticas, aptas para instalación a la intemperie (torres, pórticos y/o postes) y con capacidad para recibir al menos tres cables de fibra óptica. Estas cajas están equipadas con los elementos necesarios para alojar los empalmes requeridos conforme al cable suministrado, teniendo en cuenta que por bandeja se instalarán 12 empalmes como máximo lo cual evita que se generen pérdidas debidas a macro-curvaturas en las fibras.

Los empalmes se realizan mediante el método de fusión térmica y la porción de cable con fibra óptica empalmada es protegida mediante un tubo aislante termo contráctil suministrado con las cajas empalme.

En conjunto estas cajas cumplen con los siguientes requisitos:

- Disponer de un espacio suficiente para alojar un bucle de fibra óptica, no cableada y de reserva, de por lo menos 2 m.
- Resistentes a impactos de bala.

- Reutilizables.



Figura 2.10. Cajas de empalmes con espacio para reservas.

Fuente:( <https://www.fibraoptica hoy.com/category/envolventes/page/8/>)

#### **2.9.6.1.9. Terminales de distribución para el cable de fibra óptica (ODFs)**

Estos terminales de distribución presentan las características adecuadas al tipo de cable de fibra óptica ADSS con que se termina en ellas, esto quiere decir al número de salidas, calibre de la fibra a utilizar y tipo de conectores. Así mismo tienen la holgura suficiente y disponen de compartimientos para albergar la reserva suficiente del cable de fibra óptica y el espacio para que esté cómodo el cable fusionado con los pig-tails. También tienen las protecciones necesarias y suficientes para que con la manipulación de la bandeja con las fibras ópticas, estas no sufran ningún tipo de estrés.

Tanto las cajas de empalme como las cajas de interconexión y los terminales ópticos son suministradas con un 25% de los accesorios de fusión adicionales, es decir, protecciones de empalme, bandejas, pig tails y patch cords.



Figura 2.11. Caja con terminales de distribución para fibra óptica y accesorios.

Fuente:( <http://i-opticcables.com/2-1-suspension-set/226929/>)

### **2.9.6.1.10. Conectores**

Todos los conectores para fibra óptica solicitados, han de tener pérdidas de inserción con valores de pérdidas menores a 0,25 dB, además son de alta resistente mecánica, inmunes a la contaminación y a las condiciones ambientales.

### **2.9.6.1.11. Bastidores o Racks**

Los bastidores o “racks” cumplen con las normas estándares ETSI, son bastidores de piso con una puerta y llave de seguridad, completamente ergonómicos para poder trabajar en su interior contando con accesos laterales y posteriores a la puesta en servicio.

### **2.9.6.2. Red LAN/ETHERNET y accesorios**

Se usa una red LAN/ETHERNET redundante para asegurar la red y que pueda tener filtrado de direcciones de origen y de destino, además de garantizar que no ocurran accesos indebidos o no autorizados entre los segmentos de red.

Según el estándar IEEE 802.3 (1999) la red LAN/ETHERNET cumple con una velocidad de transmisión de datos no menor de 600 Mbps.

Para el montaje de la red LAN/ETHERNET se usa el cable UTP categoría 5 o ITP, tarjeta ETHERNET. El cable va en un ducto rígido de ½”, con sus respectivos accesorios como: uniones, conectores, codos y grapas de sujeción.

El ducto rígido está separado menos 15 cm de ductos de fuerza a fin de evitar manera cualquier tipo de interferencia. Cada 50 m se instalan cajas de conexión que faciliten el tendido del cable. Cada ducto está asegurado a las paredes cada 2 m.

Los ductos están conectados a tierra en ambos extremos, en tanto que la pantalla del cable solo se conectará a tierra en un extremo.

El servidor instalado para la configuración de la red LAN, tiene las siguientes características:

- Procesador Quad-Core Intel Xeon Processor E5440 (2.53 GHz, 1066 MHz FSB, 80W) o superior.

- Disco internos, 2 discos internos de 2 TB de 10k rpm o de la capacidad más alta disponible comercialmente para el momento del suministro
- Memoria RAM 8 GB DDR-4 1866 o superior, homologada por el fabricante del CPU.
- Puertos: 4 USB 2.0, 2 USB 3.0, un serial, un paralelo, un RJ-45 y un puerto VGA.
- Teclado multimedia, con caracteres en idioma español y mouse óptico.
- Monitor pantalla plana LCD, 21", a colores, VGA, TFT matriz activa, anti-reflejo y anti-estática.
- Controlador de disco: Integrado con soporte para RAID 0/1.
- El sistema operativo del servidor deberá ser UNIX, WINDOWS SERVER 2003, de acuerdo a la especificación POSIX de la IEEE, sobre el cual irá montado la interfaz del operador. El sistema operativo no deberá tener modificaciones ni adiciones para tiempo real.
- El sistema deberá disponer de un servidor de respaldo, el cual deberá estar en capacidad de ser reasignado como respaldo en caso de fallas o mantenimiento, delegando sobre este las funciones que desempeñaba el sistema antes de la reasignación.
- Todos los programas para los servidores y para las estaciones de trabajo de alta resolución gráfica están desarrollados en lenguajes de alto nivel

### **2.9.6.3. Cables**

Todos los cables de instrumentación, control y comunicaciones a emplearse tienen una cubierta de material no-higroscópico, de manera que el cable sea apropiado para su instalación en lugares secos o húmedos, una cubierta exterior de PVC y un núcleo de cobre blando formando un haz concéntrico para mantener su flexibilidad.

Las etiquetas de cables y alambres son adhesivas, del tipo auto-laminado, impresas con la designación del cable o con la designación del conductor (para cables entrantes a los paneles la designación es el de la bornera a la cual llega; para cableado interno de los paneles, la designación es acorde al número de terminal y equipo al cual va dirigido). La lámina tiene superpuesta la leyenda y será resistente al aceite, abrasión y altas temperaturas.

### **2.9.6.3.1. Cables de Control**

Las características principales de cables de control son:

- Deben ser multi-conductores, de cobre, apantallado y con de aislamiento 300V.
- Deben tener una sección mínima No.16 AWG,
- Deben tener un aislamiento en material termo-fijo tipo termoplástico, apto para temperaturas de 90 °C (194 °F) de un espesor mínimo de 15 mils (0,4 mm).
- Deben ser retardantes a la flama.
- Deben tener una flexibilidad clase 5.
- Deben tener una chaqueta exterior termoplástica de PVC de color negro, apto para temperaturas de 105 °C (221 °F) con 45 mils (1,14 mm) de espesor nominal mínimo (elandcables, 2014).
- Deben ser identificados por un sistema de alto o bajo relieve cada medio metro.

Para los transformadores se usan cables de control multi-conductor con blindaje y sección mínima No.16 AWG.

Las normas en las cuales se rigen los cables son: UL 1685 / IEEE 383, UL 1581 sección 1200, IEC 60332-1, IEC 60332-3 e ICEA S-82-552 / NEMA WC55.

### **2.9.6.3.2. Cables de Instrumentación y comunicación**

Las características principales de cables de instrumentación son:

- Deben ser multi-conductores, de cobre electrolítico recocido, con aislamiento 300V y constituidos por pares o triadas
- Deben tener una sección mínima No.16 AWG,
- Deben tener un aislamiento en material termo-fijo tipo termoplástico, apto para temperaturas de 90 °C (194 °F) de un espesor mínimo de 15 mils (0,4 mm).
- Deben ser retardantes a la flama.
- Deben tener una flexibilidad clase 5.
- Deben tener una chaqueta exterior termoplástica de PVC de color negro, apto para temperaturas de 105 °C (221 °F) con 35 mils (0,85 mm) de espesor nominal mínimo (elandcables, 2014).
- Deben ser identificados por un sistema de alto o bajo relieve cada medio metro (National-System-Communications, 2004).



Los cables deben disponer para su identificación de un código de colores y/o numeración.

Las normas en las cuales se registrarán los cables son: UL 2250 / EN 50288-7, UL 1581 sección 1200, IEC 60332-1, IEC 60332-3 e ICEA S-82-552 / NEMA WC55, en sus partes correspondientes.

## **2.9.7. Periféricos**

### **2.9.7.1. Impresoras**

La impresora encargada para generar los informes y reporte del sistema SCADA, debe tener como mínimo las siguientes características:

- La impresora será del tipo láser, a colores y de alta resolución.
- Velocidad de impresión, modo normal, negro y carta hasta 35 ppm o superior.
- Conectividad: Fast Ethernet 10/100/1000 y USB 2.0 de alta velocidad.

### **2.9.7.2. GPS**

Las principales características del sistema GPS son:

- El estándar de frecuencia y tiempo está constituido por dos relojes GPS, uno instalado en la Centro de Control de la central.
- La señal del estándar de tiempo deberá transmitirse periódicamente a través de la Red de LAN/ETHERNET a los demás computadores del sistema de control y RTUs.
- La Estación Central de Control garantiza una referencia única de tiempo estándar hacia los computadores del sistema de SCADA, en caso de una falla en el receptor de la señal de tiempo.

### **2.9.7.3. Unidades de potencia ininterrumpidas**

Se cuenta con unidades de potencia no-interrumpibles (UPSs) de tipo “true on line” con el fin de garantizar el suministro de energía en los sitios vinculados al sistema SCADA evitando cualquier corte de la energía eléctrica y falle el registro de datos. La señal de salida será de tipo sinusoidal monofásica a 115 o 125 Vca, con un tiempo de respaldo de 3 horas a plena carga (LEGRAND, 2013).

UPS de 1 y 2 KVA: Del tipo on-line, con una autonomía mínima de 3 horas, entrada 120 V<sub>CA</sub> con una tolerancia del 5 %, de 3 hilos a 60 Hz, salida regulada de 120 V<sub>CA</sub> con una tolerancia del 1,5 %, de 3 hilos y una distorsión armónica máxima del 5 %, junto con la UPS se proveen baterías de 12 V y 60 A-H junto con su respectivo cargador que cuenta indicadores luminosos de voltaje de red, estado de inversor, de cargador y de baterías, protección de alto y bajo voltaje, fusibles limitadores para AC y CC, voltímetros CA para salida y CC para las baterías, todo esto con un grado de protección IP21 (LEGRAND, 2013).

Tabla 2.11. Ejemplo de cálculo de potencia para la UPSs usadas en las estaciones de trabajo

Calculo de potencia de UPS				
Cantidad	Equipos Protegidos	Voltaje (Voltios)	Corriente (Amperios)	kVA (VoltiosxAmperios/1000)
2	Ordenador (Intel I3 6300+2 discos duros 1tb+Dvd writer)	120	2,35	0,564
1	Modem	120	0,5	0,06
1	Monitor	120	1,5	0,18
<b>Subtotal</b>				0,804
<b>Factor de crecimiento (25% del subtotal)</b>				0,201
<b>kVA requeridos (Subtotal+FC)</b>				1,005

(Fuente: Propia)

Los UPSs son utilizados para el suministro de energía en las estaciones de trabajo en cada central, y en estación de supervisión y control del centro de control.

## 2.9.8. Elementos auxiliares

### 2.9.8.1. Tableros metálicos captación y tanque de carga

Los elementos de control y protección para la operación de los sensores y actuadores en las compuertas son ubicados en un tablero metálico, el mismo que está instalado dentro de las casetas adyacentes a las compuertas de la captación y tanque de carga.

Estos tableros son metálicos pintados al horno construidos según Norma IEC 298 o 439 según sea aplicable, con chapa de acero galvanizado de 2 mm de espesor, tiene dos puertas con llave junto con una entrada de cables por la parte inferior.

La norma de los interruptores es la IEC 34-1 con un grado de protección IP20 y cuenta con cuatro posiciones: conectado, prueba, desconectado y extraído. Los contactores son en todos los casos de categoría AC-3, 220 V y BIL 6 kV, con dos contactos normalmente cerrados y dos normalmente abiertos.

Para cada motor existe un selector de posición local-off remoto, dos pulsadores para arranque-parada con bloque de conexión según la Norma IEC 60 947 con grado de protección IP20, además cuenta con tres luces piloto de color verde, rojo y anaranjado, todo complementado con un relé de interfaz para operación a distancia con el sistema SCADA (Indian-Standards, 2003).

Los tableros que son instalados a la intemperie tienen sobre la parte superior un techo, con inclinación no menor a 15° de acero tropicalizado con grado de protección IP65, mientras que los que vayan en interiores tienen un grado de protección IP54 (Indian-Standards, 2003).

Los tableros de control y mando tienen acceso solamente por la parte frontal por medio de puertas con manija y llave. Todas las cerraduras tienen llaves del mismo tipo.

El diseño de los tableros permite retirar cualquiera de los equipos sin necesidad de afectar a los demás ni de remover conectores u otros elementos facilitando el acceso para las operaciones de conexión y mantenimiento.

Los circuitos de corriente para medición y protección no tienen interruptores ni fusibles, por lo que se suministran borneras del tipo corto-circuitables para efectuar con facilidad los puentes en los cables que conecten la parte secundaria de los transformadores de corriente por lo que dejan libre la parte interna del tablero.

Los elementos comunes de los tableros son:

#### **2.9.8.2. Elementos de puesta a tierra**

Para la conexión a tierra se usan barras de cobre de 25 x 6,5 mm, estas barras se colocan en la parte interior de cada tablero y a su vez se conectan mediante pernos al armazón de cada panel con el fin de garantizar un buen contacto eléctrico (ICS-4-2000, 2003).

Las juntas entre las barras y estructuras deben ser tratadas con el fin de que se reduzca la corrosión en esta zona.

En cada tablero existe una conexión de la barra de puesta a tierra con la malla de tierra. La barra de cobre tiene perforaciones a cada extremo y se suministra los conectores adecuados usados para conectar los conductores de cobre cableado, de calibre entre N° 2 a 4/0 AWG (ICS-4-2000, 2003).

### **2.9.8.3. Elementos de cableado**

Para una mejor interpretación de los cables estos van a ser divididos en varios circuitos independientes, por ejemplo en circuitos de tensión, mando, señalización y alarma (ICS-4-2000, 2003).

Los cables son marcados con el fin de identificar claramente el circuito a cual pertenecen, a su vez estos se encontrarán dentro de canaletas de plástico de fácil acceso.

Se proveen borneras o regletas de 600v y 30 A, para las conexiones de todos los cables de control, cada punto terminal y regleta se marcará con tinta indeleble. Las regletas o borneras son agrupadas en secciones con el fin de separarlos por funciones por ejemplo: circuitos de corriente, circuitos de tensión, mandos del interruptor, tele-medida, telecontrol, etc.

Los bloques terminales para el cableado son del tipo modular, con barreras y cubiertas para 600 V y tendrán el tamaño adecuado para conectar por lo menos tres terminales para conductores de 5.26 mm<sup>2</sup> (10 AWG) en cada punto de conexión, aquellos cables que atraviesen uniones abisagradas son de tipo flexible y requieren regletas terminales a ambos lados de la bisagra.

En lo posible, todo el cableado se instala en ductos o bandejas y el cableado expuesto se usa al mínimo formando grupos planos compactos, unidos entre sí y adecuadamente soportados. Los grupos de cables expuestos corren en forma rectilínea tanto horizontal como verticalmente con curvas en ángulo recto de radio pequeño. Cada cable es protegido cuando deje un canal o un ducto y los respectivos soportes para los alambrados son de un material a prueba de moho.

#### **2.9.8.4. Iluminación, tomacorrientes y calefactores**

El interior de cada panel tiene una lámpara compacta fluorescente de 120 V<sub>C.A.</sub> de 11 W controlada por un interruptor. El zócalo de las lámparas será del tipo roscado Edison E-27.

En cada tablero existe un tomacorriente de 15 A y 120 V<sub>C.A.</sub>, tipo NEMA 5-15p para tres alambres y dos polos, de cuya conexión se alimentan calefactores (a base de resistencias) y sus termostatos de control en la cantidad y capacidad para minimizar la condensación en todos los compartimentos.

#### **2.9.8.5. Ductos y bandejas**

Las bandejas son construidas en aluminio tipo escalera de acuerdo con la Norma NEMA VE 1-1998, INEN 144-2009 y NTE INEN 2 486:2009, con una capacidad de carga 75lb/pie, una longitud de 2,5 m, altura de 15 cm, anchos de 15, 30 y 60 cm de acuerdo a la necesidad y la distancia entre soportes de 2,44 m, todos con un factor de servicio 1,5.

Las tuberías para el respectivo cableado eléctrico en los equipos son rígidas, con pared gruesa, de acero galvanizado en caliente por inmersión según dicta la norma ANSI C80.1 y NEMA FB1, para propósitos de instalación.

#### **2.9.9. Placas de características y de identificación**

##### **2.9.9.1. Placas de características del fabricante**

Cada uno de los componentes (principales y auxiliares) del sistema SCADA debe tener una placa característica fijada de forma permanente. Esta placa debe ser legible y duradera. Algunos de los aspectos que deben indicarse en dicha placa son: la descripción, el número de serie, el nombre y la dirección del fabricante, la capacidad nominal, características y cualquier otra información importante que sea aplicable. El idioma de cada una de las placas será el español y la información deberá ser revisada antes de ser grabada (Carrero, 2008).

### **2.9.9.2. Placas de identificación grabadas**

Se suministran placas de identificación grabadas para todos los cubículos, gabinetes, instrumentos, relés, conmutadores de control, botoneras, luces indicadoras para el estado de posición de interruptores y para aquellos dispositivos cuya función o circuito no sea evidente. Los conmutadores de control se proveen con indicadores claramente marcados para mostrar cada posición. Cada una de las secciones tendrá una placa en el borde superior que indique el nombre de la respectiva sección. Para elementos tales como conmutadores de instrumentos y de control no será necesario una placa de identificación debido a que estos elementos consta con dicha información en el respectivo dial o indicador, solo se debe colocar placas en el caso de la existencia de dos o más indicadores similares que también ejecuten funciones similares en cuyo caso se debe instalar placas de identificación en lugares visibles. Los elementos que puedan ser desplazados deberán contar con las placas de identificación en el lugar removible del dispositivo (Carrero, 2008).

El tamaños de las respectivas placas es de aproximadamente 25 mm por 75 mm o 75 mm por 130 ms. El color de fondo de las placas es de color negro y las letras grabadas expondrán el color natural del interior de la placa (blanco). El texto de la leyenda, tamaño y ubicación de las placas de identificación están sujetos a la aprobación de la fiscalización. Los cuadrantes, los instrumentos y las placas de identificación deberán estar marcados en el sistema métrico de unidades con el texto en español (Carrero, 2008).

## **3.1.3. DISCUSIÓN, DISEÑO DE LA INTERFAZ GRÁFICA**

### **Introducción**

El desarrollo de la interfaz gráfica se realizó usando un lenguaje de programación gráfico por medio del software LabVIEW de National Instruments. La interfaz se divide en varias ventanas para facilitar la comunicación y la interpretación de los valores adquiridos.

Algunos de los parámetros más importantes que serán controlados dentro de la Sala de control son:

- a) Posición del selector manual, es decir si esta configuración se encuentra Local/ Automático o Local / Automático Remoto.
- b) Verificar que el nivel de agua en el tanque de carga de la captación sea mayor que el nivel mínimo normal.

- c) Verificar la disponibilidad del voltaje de control, las protecciones y alarmas reseteadas.
- d) Enviar una señal para abrir la válvula del by-pass de agua con el fin de equilibrar las presiones en la válvula que da pasó hacia el distribuidor de la turbina. Entonces se podrá ordenar la apertura de la válvula principal.
- e) Deberá estar activado el sistema de lubricación, si esta desactivado deberá activarse la alarma respectiva y se impedirá el arranque de la respectiva unidad.
- f) Deberá estar operable el sistema de control de la válvula de guarda.
- g) Verificar que esté operable el sistema de acumulación de aceite del regulador de velocidad.
- h) Verificar que el regulador automático de velocidad de la turbina esté operable.
- i) Verificar que esté operable el voltaje de alimentación de servicios auxiliares.
- j) Verificar que esté operable el sistema de excitación de la unidad.
- k) Verificar que esté operable el sistema de regulación de tensión.

### 3.2. Ventanas de la interfaz gráfica

A continuación se detallara cada una de las ventanas con el fin de explicar la correcta interpretación y uso adecuado de actuadores de cada dependencia de la central Rio Negro. Para una mejor interpretación de las ventanas se ideó un código de colores para representar si es indicador, controlador o indicador gráfico de acuerdo al siguiente gráfico.

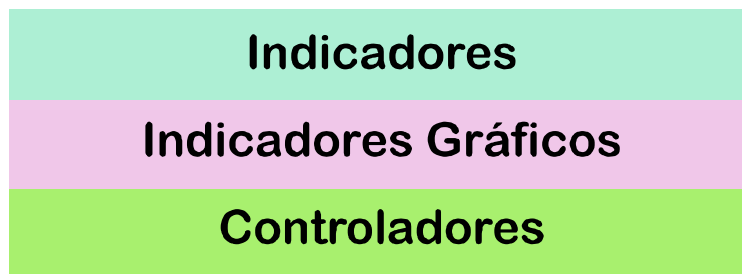


Figura 3.1. Colores de la interfaz.

Fuente: (Propia)

### 3.2.1. Pantalla Principal

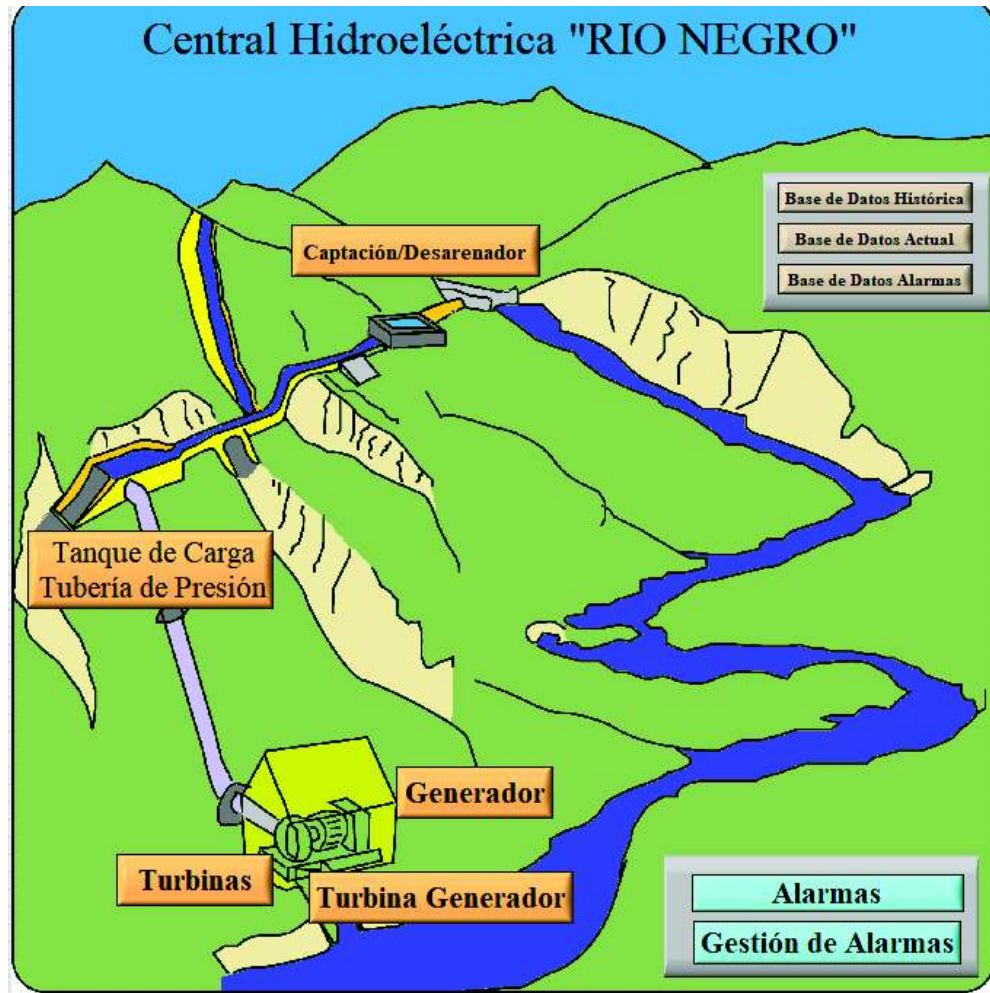


Figura 3.2. Pantalla Principal.

Fuente: (Propia)

La pantalla principal es la encargada de redirigir automáticamente a las pantallas secundarias de la central. En la pantalla principal podemos encontrar las siguientes ventanas:

- Captación – desarenador
- Tanque de carga – tubería de presión
- Turbinas
- Turbina generador
- Generador
- Sistemas auxiliares
- Tableros de alarmas



En esta pantalla además tenemos botones para generar los 3 tipos de reportes y bases de datos disponibles. En cada uno de los reportes al lado izquierdo consta de la hora y la fecha en la cual se adquirió el dato.

- Reporte histórico
- Reporte actual
- Reporte de alarmas

### 3.2.1.1. Reporte Histórico

Se refiere al reporte y base de datos con los datos adquiridos a través de todo el tiempo de funcionamiento de la central. Se divide en las distintas secciones de la central en cada hoja de Excel. Las secciones son:

- Captación – desarenador
- Tanque de carga – tubería de presión
- Turbinas
- Turbina generador
- Generador

Los valores mostrados en cada una de las hojas son:

Tabla 3.1. Valores del conjunto captación y desarenador almacenados en la base de datos.

CAPTACION Y DESARENADOR								
HORA	FECHA	Caudal del Rio (m3/s)	Caudal Ecológico Bocatoma (m3/s)	Ingreso Conducción Bocatoma (m3/s)	Nivel Agua Desarenador (m)	Velocidad Agua Desarenador (m/s)	Caudal Turbinado (m3/s)	Confluencia (m3/s)

(Fuente: Propia)

Tabla 3.2. Valores del tanque de carga almacenados en la base de datos.

TANQUE DE CARGA									
HORA	FECHA	Nivel de agua (m3/s)	Velocidad de Flujo 2 Tubería de Presión (m/s)	Caudal Ingreso Tanque Carga (m3/s)	Caudal Ingreso Tubería (m3/s)	Presión (kPa) Tubería de Presión	Caudal 1 (m3/s) Tubería de Presión	Velocidad Flujo 1 Tubería de Presión (m/s)	Caudal 2 Tubería de Presión (m/s)

		Tanque Carga			de presión				
--	--	-----------------	--	--	---------------	--	--	--	--

(Fuente: Propia)

Tabla 3.3. Valores de las turbinas almacenados en la base de datos.

TURBINA							
Hora	Fecha	Velocidad de Rotac. Turbinas 1 (RPM)	Velocidad de Rotac. Turbinas 2 (RPM)	Nivel Sistema Oleo- hidráulico (mm)	Temperatura aceite Oleo-hidráulico (°C)	Temperatura Cojinetes	Temperatura aceite refrigeración

(Fuente: Propia)

Tabla 3.4. Valores del conjunto turbina-generador almacenados en la base de datos.

TURBINA-GENERADOR						
Hora	Fecha	Frecuencia 1 (Hz)	Tensión de Línea 1 (Kv)	Tensión de Fase 1 (Kv)	Temperatura Cojinetes Turbinas 1 (°C)	Temperatura Cojinetes Generador 1 (°C)
Temperatura Cojinetes Empuje 1 (°C)	Frecuencia 2 (Hz)	Tensión de Línea 2 (Kv)	Tensión de Fase 2 (Kv)	Temperatura Cojinetes Turbinas 2 (°C)	Temperatura Cojinetes Generador 2	Temperatura Cojinetes Empuje 2 (°C)

(Fuente: Propia)

Tabla 3.5. Valores del generador almacenados en la base de datos.

GENERADOR						
Hora	Fecha	Potencia Activa 1 (MW)	Potencia Reactiva 1 (MVAR)	Energía Activa 1 (MWh/día)	Energía Reactiva 1 (MWh/día)	Factor de Potencia 1
Voltaje Generatriz 1 (V)	Potencia Activa 2 (MW)	Potencia Reactiva 2 (MVAR)	Energía Activa 2(MWh/día)	Energía Reactiva 2 (MWh/día)	Factor de Potencia 2	Voltaje Generatriz 2 (V)

(Fuente: Propia)

### 3.2.1.2. Reporte Actual

Se registran los últimos valores que se han registrado en el documento con el fin de tener un fácil y rápido acceso en caso de algún inconveniente de los dispositivos. Los valores almacenados son los mismos que en el reporte histórico (Tabla 3.1).

### 3.2.1.3. Reporte De Alarmas

Están todas las alarmas con su respectivo valor 0 o 1 para representar sí estuvo apagada o activa respectivamente.

Cada hoja de Excel representa una distinta sección de alarmas las cuales son:

- Alarmas de la captación, conducción y tanque de carga
- Alarmas de la unidad
- Alarmas de línea y transformadores
- Alarmas de servicios auxiliares

En cada una de las hojas se muestran los datos de la siguiente tabla:

Tabla 3.6. Valores del conjunto captación, conducción y tanque de carga almacenados en la base de datos alarmas.

<b>CAPTACIÓN, CONDUCCIÓN Y TANQUE DE CARGA</b>					
HORA	FECHA	Falla sistema de comunicaciones.	Falla de alimentación C.A. en captación.	Nivel bajo de agua en tanque de carga	Mínimo nivel en captación.
Falla de alimentación C.A. en tanque de carga.	Bajo caudal	Falla de alimentación C.A. en tanque de carga.	Falla de motores de actuadores en captación.	Falla en compuerta de tanque de carga.	Falla en compuerta de captación

(Fuente: Propia)

Tabla 3.7. Valores de los generadores almacenados en la base de datos alarmas.

<b>ALARMAS DE LOS GENERADORES (UNIDAD)</b>						
Hora	Fecha	Sobre corriente a tierra de Generadores.	Alta temperatura de aceite.	Operación de relé Bucholz.	Protección de sobrecorr. de fase de generadores	Operación de válvula de seguridad.

Operación de re cierre.	Bajo nivel de aceite.	Alta temperatura de devanados (rotor).	Protección diferencial de transformadores.	Protección de línea.	Baja presión de aceite en interruptor.	Falla de Voltaje de control
-------------------------	-----------------------	--	--	----------------------	--	-----------------------------

(Fuente: Propia)

Tabla 3.8. Valores del conjunto línea y transformadores almacenados en la base de datos alarmas.

<b>LÍNEA Y TRANSFORMADORES</b>				
Hora	Fecha	Operación de fusibles de generador.	Falla de cargador de batería.	Bajo voltaje de barras 220 VC.A.
Falla sistema de 24 VC.C.	Falla de voltaje de control.	Falla de banco de baterías.	Bajo voltaje barras 125 VC.C.	

(Fuente: Propia)

Tabla 3.9. Valores del conjunto servicios auxiliares almacenados en la base de datos alarmas.

<b>ALARMAS DE SERVICIOS AUXILIARES</b>							
Hora	Fecha	Sobre-velocidad	Falla a tierra del estator.	Baja tensión.	Vibración excesiva.	Sobre corriente de generador.	Falla a tierra del rotor.
Falla de voltaje de control.	Protección diferencial de generador.	Pérdida de excitación.	Sobre/baja frecuencia.	Sobre-temperatura de cojinetes.	Sobre-temperatura de devanados.(estator )	Sobretensión.	

(Fuente: Propia)

Los reportes se van a guardar en la carpeta base del programa como un archivo de Microsoft Excel con formato .xlsx para que los datos puedan ser visualizados y manipulados fácilmente.

### **3.2.2. Captación-desarenador**

En la ventana Captación- desarenador está dividida en cuatro zonas:

#### **3.2.2.1. Bocatoma 1**

Se refiere a la captación que toma agua directamente desde el río. En esta zona podemos visualizar parámetros como caudal de río, caudal ecológico, caudal de ingreso, etc.

En la zona de controladores tenemos dos compuertas:

- Caudal de apertura de la compuerta principal.
- Control de apertura de compuerta de mantenimiento.

El nivel de apertura de la compuerta principal se encarga de controlar el paso de agua del río hacia la central, el control de apertura de compuerta de mantenimiento se abrirá cada cierto tiempo para realizar el mantenimiento de la bocatoma. A demás se tiene un botón llamado “valores normales” que reestablecerá a los valores y control automático de las compuertas.

#### **3.2.2.2. Desarenador**

Se refiere a los valores medidos dentro del desarenador. Algunos de los parámetros son: nivel de agua, velocidad de agua, aperturas de las compuertas, etc. Aquí podemos hallar cuatro compuertas.

- Control de mantenimiento A [%]
- Control de mantenimiento B [%]
- Control de compuerta ENTRADA [%]
- Control de apertura SALIDA [%]

El desarenador consta de dos compuertas de mantenimiento (A y B) para un rápido vaciado y limpieza del desarenador. A demás se tiene la compuerta de entrada y salida al desarenador.

El botón de “vaciado automático” se lo pulsará cuando se requiera hacer un mantenimiento rápido al desarenador abriendo las compuertas de mantenimiento a su máxima capacidad y cerrando la compuerta de entrada.

El botón “llenado automático” se encargará del llenado y control automático del nivel del agua hasta el nivel especificado previamente.

### 3.2.2.3. Bocatoma 2

En esta zona solo se mostrará el caudal de salida de la central hidroeléctrica topo.

### 3.2.2.4. Confluencia

Mide el caudal adjunto entre las dos captaciones de agua que van directamente al tanque de carga.



Figura 3.3. Ventana Captación- Desarenador.

Fuente: (Propia)

### 3.2.3. Tanque de Carga - Tubería de presión.

Esta ventana consta de dos secciones principales:

#### 3.2.3.1. Tanque de Carga

En el tanque de carga se muestran valores como nivel de agua o caudal de ingreso al tanque de carga, etc. Como control del tanque de carga se tienen dos compuertas.

Compuerta del aliviador y compuerta de operación. La compuerta del aliviador se encarga de regular el nivel de agua para evitar aumentos excesivos de nivel, mientras

que la compuerta de operación regula el paso de agua hacia las tuberías de presión y por lo tanto hacia las turbinas.

Como control se puede operar la apertura de las compuertas de forma independiente o presionando el switch hacia el lado automático el control se encargara de abrir o cerrar la compuerta para mantener el caudal de ingreso constante a la tubería de presión y el nivel de acuerdo al nivel de diseño.

### 3.2.3.2. Tubería de presión

En la sección de tubería de presión tenemos valores de caudales y presiones medias. Desde aquí podemos también controlar las válvulas de guarda que será necesario cerrarlas en caso de una emergencia dentro de la casa de máquinas. El estado actual de las válvulas será el mostrado en la interfaz.



Figura 3.4. Ventana Tanque de carga.

Fuente: (Propia)

### 3.2.4. Turbinas

Se encarga de controlar parámetros que regulan el correcto funcionamiento de las dos turbinas. Consta de tres secciones importantes:

### 3.2.4.1. Sensores

Muestra los datos tomados por los respectivos sensores, en esta sección existen varias sub secciones para diferenciar entre distintos sistemas como son: Turbina 1 y 2, sistema oleo hidráulico, sistema de lubricación, sistema de refrigeración con sus respectivos valores.

### 3.2.4.2. Actuadores

Podemos manipular los álabes ya sea de forma manual o automática presionando el switch hacia el lado automático, se recomienda esta última opción para evitar malas manipulaciones de los álabes. Además el botón “valores normales” restituirá los valores hacia un nivel normal de operación para obtener la máxima eficiencia energética.

### 3.2.4.3. Paro de emergencia

El paro de emergencia controla las dos turbinas que en caso de emergencia se cerrará completamente la apertura de los alabes evitando el paso hacia los alabes de la turbina para evitar daños.



Figura 3.5. Ventana Turbinas.

Fuente: (Propia)



### **3.2.5. Turbina Generador**

En esta ventana existen 4 zonas para el control de la turbina y el generador como conjunto.

#### **3.2.5.1. Turbina 1**

Se miden parámetros necesarios para sincronizar con la turbina 2 como la frecuencia, Voltaje de línea y voltaje de fase.

A demás se muestran los leds del regulador de voltaje AVR que es el usado para evitar sobre voltajes. El regulador de voltaje consta de 3 leds (2 verdes y uno rojo).

- LED Verde de frecuencia mínima superada
- LED Verde presencia de tensión de medición
- LED Rojo de condición de bloqueo (Shutdown)

También se miden las respectivas temperaturas importantes como de los cojinetes.

#### **3.2.5.2. Turbina 2**

Se miden los mismos parámetros que en la turbina uno.

#### **3.2.5.3. Sincronización**

Se encarga de comparar automáticamente los valores de frecuencia y voltajes de los dos generadores entre ellos y la diferencia compararlos con los valores de tolerancia máximos de voltajes de las condiciones de sincronización según las normas IEC, estos son:

- Frecuencia 0.005 Hz
- Voltaje línea 0.05kv
- Voltaje fase 0.0288kv

En la sección podemos apreciar la tolerancia de los generadores, si todas las tolerancias están por debajo del máximo permitido, se encenderá el led amarillo de generadores sincronizados para garantizar la sincronización total.

### 3.2.5.4. Vibraciones

Al lado derecho están los gráficos adquiridos por los sensores de vibraciones. El switch de la parte superior puede controlar las gráficas de que turbina generador se está midiendo. De acuerdo a la tabla de la norma ISO 10816-5 podemos considerar los valores máximos permisibles que se considerarán dentro del rango normal, al exceder este valor (si el valor pico a pico es demasiado alto) se apagará el led verde en la parte inferior de cada gráfico indicando que necesita atención esta sección para corregir el exceso de vibraciones.

Tabla 3.10. Valores Recomendado para vibraciones

**Table A.4 — Recommended evaluation zone boundaries for machines of Group 4: Vertical machine sets with lower bearing housings braced against the foundation and upper bearing housings braced against the generator stator only, usually with operational speeds of between 60 r/min and 1 000 r/min**

Zone boundary	At measurement location 1		At all other main bearings	
	Peak-to-peak displacement	R.m.s. velocity	Peak-to-peak displacement	R.m.s. velocity
	µm	mm/s	µm	mm/s
A/B	65	2,5	30	1,6
B/C	100	4,0	50	2,5
C/D	160	6,4	80	4,0

NOTE 1 If a machine has a lower generator bearing without bracing against the foundation, the vibration should be evaluated according to measurement location 1.

NOTE 2 Umbrella-type machines belong to this group, evaluation zone boundaries are those for the main bearings.

Fuente (Norma ISO 10816-5)

### 3.2.5.5. Controles

Existen dos interruptores (uno para cada sistema turbina-generador) que nos permite apagar y desconectar el sistema en caso de fallos para evitar posibles daños. Cuando uno de los interruptores se encuentra apagado, al considerarse cero los valores de frecuencias y voltajes los generadores no van a estar sincronizados.



Figura 3.6. Ventana Turbina Generador.

Fuente: (Propia)

### 3.2.5.6. Generador

En esta ventana solo podemos apreciar valores adquiridos por los sensores. Esta ventana se divide en varias sub ventanas para poder apreciar la información de manera más sencilla. Las sub ventanas son:

#### 3.2.5.7. Generador 1

Podemos hallar algunos parámetros eléctricos además de un led rectangular que indica si el generador esta sincronizado con la red. Los pequeños leds circulares nos indica la sincronización de cada uno de los parámetros (frecuencia y voltajes). Otro de los parámetros apreciables son potencia activa y reactiva energía activa y reactiva por día, factor de potencia, etc. En la parte inferior hallamos los valores de voltaje y corriente de la excitatriz.

También podemos apreciar el estado del interruptor de campo (no es controlador) para verificar su estado.

#### 3.2.5.8. Generador 2

Los parámetros medidos son los mismos que en el generador 1.



Figura 3.7. Ventana Generador.

Fuente: (Propia)

### 3.2.6. Sistemas Auxiliares

Se encarga del control de la mayor parte de los sistemas auxiliares. Consta de 4 secciones.

#### 3.2.6.1. Sistemas y sensores de temperatura

Se refiere a sistemas complementarios de la central hidroeléctrica, tales como sistemas de agua potable, sistemas de tratamiento de agua, etc. estos sensores son de 0, 1 que muestran si el sistema está funcionando de manera correcta.

También se miden parámetros numéricos como temperaturas de los mismos sistemas auxiliares.

#### 3.2.6.2. Sistemas de emergencia

Aquí están todas las dependencias iluminadas además de la señalización, este sistema se encenderá automáticamente en caso de emergencia o si hay un fallo de la corriente eléctrica.

### 3.2.6.3. Alumbrado y señalización

Se encuentra los mismos sistemas que en los sistemas de emergencia ara ser controlados ya sea de manera manual o automática. El switch tiene dos posiciones automático y encendido, en encendido las luces se encenderán sin importar la hora del día, mientras que en modo automático las luces se encenderán y apagarán de forma automática dependiendo de la hora del dia (se mantiene encendido de 6pm a 6 am). La señalización funciona de la misma manera que el sistema de alumbrado.

### 3.2.6.4. Banco de Baterías.

El banco de baterías entra en funcionamiento cuando el voltaje de alimentación de la central sea cero.

Las baterías se cargarán automáticamente cuando la corriente regrese a su valor normal. Las baterías tienen autonomía de hasta 10 horas. En esta sección podemos ver un rótulo que varía dependiendo del estado de la batería (cargado, cargando, descargando).

También una barra horizontal y un porcentaje que muestra el nivel de carga actual.

Esta sección se mantendrá inactiva durante el funcionamiento normal de la central y se activará cuando la batería este en uso.



Figura 3.8. Ventana Sistemas Auxiliares.

Fuente: (Propia)

### **3.2.7. Sistemas de Alarmas** consta de dos ventanas

- Botones de prueba
- Panel de alarmas

#### **3.2.7.1. Botones de prueba**

Están las mismas alarmas de la central pero con forma de botones. Estas indicaran el estado de la alarma (on off). Si una alarma esta activa desde este panel podremos desactivarla o si se desea hacer pruebas para verificar el funcionamiento correcto de una determinada alarma será posible hacerlo desde este panel.

#### **3.2.7.2. Panel de Alarmas**

Nos indica las alarmas activas en ese instante. Las alarmas tienen 3 niveles dependiendo de la razón por la cual salto la alarma.

- **Nivel 1.-** Es el nivel más bajo, requiere una acción leve o incluso el software podría corregirlo automáticamente.
- **Nivel 2.-** se refiere a alarmas por un fallo que si no se repara en los próximos minutos podría incurrir en daños o bajas de rendimiento de la central.
- **Nivel 3.-** Puede generar daños graves si no se toma medidas inmediatas.

Se puede reconocer el nivel del que se trata mediante la alerta sonora.

En la parte final del panel de alarmas se encuentra el tiempo de envío de Email, éste se enviara automáticamente a los correos escritos previamente cada sesenta segundos mientras la alarma siga activa.

La estructura de los Email es la siguiente:

**Asunto:** ALARMA \_\_ (MOTIVO DE LA ALARMA)

**Mensaje:**



# CENTRAL HIDROELECTRICA

Rio Negro

Informa sobre alarma activa

Zona: (zona de la irregularidad)

Motivo: (razón por la que saltó la alarma)

Categoría: (Tipo de alarma)

Nivel de riesgo: (1 2 o 3)



Figura 3.9. Ventana Paneles de Alarmas.

Fuente: (Propia)

## 4. CONCLUSIONES y RECOMENDACIONES

### CONCLUSIONES

- El desarrollo del presente proyecto se enfoca en el aprovechamiento controlado del recurso hídrico Río Negro, para la generación de energía eléctrica, partiendo de un estudio de pre factibilidad en el que se encuentran establecidos los principales parámetros de los elementos de generación.
- Se logró determinar las características técnicas de los principales sensores y actuadores utilizados en cada uno de los diferentes subsistemas de la central hidroeléctrica Río Negro, teniendo en cuenta condiciones físicas y ambientales inherentes al sistema, con proyección a un posible crecimiento y expansibilidad de la central.
- Mediante la utilización del software Labview se obtuvo el diseño de un HMI orientada al control y adquisición de datos en tiempo real, todo esto con el fin de garantizar el máximo control de cada uno de los parámetros presentes en la generación eléctrica.
- Se determinó los procesos que forman parte de una central hidroeléctrica, se los agrupó en diferentes subsistemas desde la captación del agua en el Río Negro pasando por el desarenador, confluencia, tanque de carga, tubería de presión y casa de máquinas, hasta su retorno agua abajo del Río Negro.
- Se determinó que la red de comunicación de fibra óptica es la idónea para la transferencia de información entre la RTU, los PLCs y la estación de control local debido a las características superiores que presenta frente a otros métodos de comunicación.
- La comunicación entre sensores y actuadores con los PLCs, se realizará mediante protocolo Modbus RS232 o RS485, la cual permite transmitir tanto señales analógicas en protocolo HART y señales digitales.
- La interfaz de usuario para la central Hidroeléctrica Río Negro se diseñó con el fin de que los operadores puedan interpretar los datos fácilmente mediante el uso de herramientas interactivas como colores o esquemas de los diferentes dispositivos de la central.
- Se logró establecer lineamientos de diseño un Sistema SCADA para una central hidroeléctrica mediante la determinación de los procesos de la misma, identificando las variables a medir y controlar y estableciendo los parámetros de los elementos de campo y control que realizarán estas acciones.



## RECOMENDACIONES

- Seleccionar dispositivos de alta calidad y que garanticen un óptimo desempeño con la menor tasa de fallos, con alta precisión y que alcance un nivel de tolerancia aceptable.
- 4.2.
- El sistema SCADA debe funcionar con un nivel de mantenimiento mínimo para evitar posibles fallos y paros de las unidades de generación que causarían pérdidas económicas directa e indirectamente.
  - Las casas comerciales que provean los sensores y actuadores deberán garantizar su máximo desempeño y que cumplan con las normas y pruebas de cada uno de los elementos.
  - El hardware y el software deberán diseñarse bajo los criterios de falla segura, siguiendo un criterio funcional, con el fin de obtener un sistema confiable y de bajo costo.
  - Si no es posible la adquisición de sensores ultrasónicos tipo clamp-on para determinar el caudal a la entrada de las turbinas se recomienda utilizar un caudalímetro electromagnético debido a que ninguno de estos dos son invasivos.
  - En un trabajo futuro se podría ampliar el diseño a los procesos de la subestación (transformador-elevador) y líneas de transmisión extendiendo de esta manera la supervisión y control a todo el proceso de generación eléctrica.

## Bibliografía

1. ABB. (2010). Utility Communications Wireless Solutions for Distribution. *Power and productivity for a better world*.
2. *Accuweather*. (2017). Obtenido de <https://www.accuweather.com/es/ec/banos/131197/weather-forecast/131197>
3. Agencia-de-Regulación-y-Control-de-Electricidad. (2015). *EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD*.
4. A. Aguinaga, Fase 2: Estudio de prefactibilidad de la alternativa seleccionada "Río Negro", Ecuador, 2017.
5. Agrawal, G. (2002). *Fiber\_Optic Communication Systems*. Washington: Wiley Interscience.
6. Ambrosio, J. (2005). *Diseño Conceptual de un Sistema SCADA Distribuido Basado en Middleware*. Sartenejas: Universidad Simon Bolívar.

7. Angel, F. (2012). *Schneider-electric*. Obtenido de <https://www.schneider-electric.com.co/documents/eventos/memorias-jornadas-conecta/Confiabilidad/Disponibilidad-sistemas-de-automatizacion.pdf>
8. Aparicio, F. Á. (2014). *Control por PC Introduccion al LabVIEW*. Mexico DF: DGETI.
9. Bailey D. & Wright E. (2003). *Practical SCADA for Industry*. (1ra. ed.). USA: IDC Technologies.
10. Carrero, D. (2008). *DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO Y ADQUISICION DE DATOS (SCADA) PARA EL MONITOREO*. Valencia: Universidad de Carabobo.
11. Cerrada, M. (2011). Diagnóstico de fallas basado en modelos: Una solución factible para el desarrollo de aplicaciones SCADA en tiempo real. *Revista Ciencia e Ingeniería*, 32(3), 163-172.
12. Chavarría, L. (2007). *SCADA system's and telemetry*. Obtenido de AIU. <https://www.aiu.edu/applications/DocumentLibraryManager/upload/SCADA%20System%C2%B4s%20&%20Telemetry.pdf>
13. Corporation, H. W. (2014). *GENERAL REQUIREMENTS FOR SCADA AND*. Obtenido de hunterwater: [https://www.hunterwater.com.au/Resources/Documents/Drawings\\_Plans\\_Specs/Standard-Technical-Specifications/Guideline---STS550-General-Requirements-for-SCADA-and-Automation-Systems-1.0-Dec14.pdf](https://www.hunterwater.com.au/Resources/Documents/Drawings_Plans_Specs/Standard-Technical-Specifications/Guideline---STS550-General-Requirements-for-SCADA-and-Automation-Systems-1.0-Dec14.pdf)
14. Cornejo, P. W. (2011). Diseño e implementación de plataforma SCADA para sistema de electrificación sustentable en la localidad de Huatacondo, 77.
15. CS-4-2000, N.-E.-M.-A. (2003). *Industrial Automation Control Products and System Seccion*. Rosslyn: National Electrical Manufacturers Association.
16. elandcables. (2014). *Cables & Accessories*
17. Engineering\_Services\_Department. (2008). *STANDARD SPECIFICATIONS DESIGN STANDARDS and STANDARD PLANS*. California: DEVELOPMENT & ENGINEERING SERVICES.

18. *Etitudela*. (2010). Obtenido de CONTROL DE PROCESOS "SCADA":  
<http://www.etitudela.com/celula/downloads/controldeprocesos.pdf>
19. Gómez, J. Reyes, R. Guzmán del Río, D. (2008). *Temas especiales de instrumentación y control*. (1ra. ed.). Cuba: Editorial Félix Varela.
20. HALVORSEN, H.-P. (2012). *Introduction to LabVIEW*. Porsgrunn\_Noruega: Telemark University College.
21. Holguin, G. (2002). *Curso Basico de LabVIEW*. Pereira.
22. Indian-Standards, B. o. (2003). *IEC 60947-2 Low-Voltage Switchgear and Controlgear*. publicsafetycode.
23. Internationale, C. E. (2000). *Programmable controllers Communications*. IEC Programming.
24. Jhon, K. H. (2010). *Programming Industrial Automation Systems*. Berlin: Springer- Heidelberg.
25. LEGRAND. (2013). *SISTEMA DE ALIMENTACIÓN ININTERRUMPIDA*. Madrid: Legrand.
26. Lexis. (2014). *LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO*. Quito: Lexis.
27. Martinez, L. Guerrero, V. Yuste, R. (2009) *Comunicaciones industriales*. (1ra. ed.). Barcelona: Editorial Alfaomega.
28. McCrady, S. (2013). *Designing SCADA Application Software*. Amsterdam: Elsevier insights.
29. Merizalde, C. C. (2001). *PRECIOS DE LA ENERGÍA PRODUCIDA CON RECURSOS*. Quito.
30. Merizalde, C. C. (2008). *Directorio del consejo nacional de electricidad CONELEC*. Quito.
31. Meza, L. E. C. (2007). *Scada System ´ S & Telemetry*. *Universidad De Mexico*, 5. <https://doi.org/MM2086SOI9069>
32. National Communications System. (2004). *Supervisory Control and Data*

- Acquisition (SCADA) Systems. *Technical Information Bulletin 04-1*, (October), 76. Retrieved from [https://scadahacker.com/library/Documents/ICS\\_Basics/SCADA Basics - NCS TIB 04-1.pdf](https://scadahacker.com/library/Documents/ICS_Basics/SCADA%20Basics%20-%20NCS%20TIB%2004-1.pdf)
33. National Instruments. (2017). Obtenido de <http://www.ni.com/es-cr.html>
34. National\_Instruments. (1996). *LabVIEW Tutorial Manual*.
35. National\_Instruments. (2000). *Measurements Manual*. Texas: North Mopac Expressway.
36. National\_Instruments. (2003). *Introducción a LabVIEW*. Texas: North Mopac Expressway Austin.
37. Nema-ICS\_1. (2000). *Industrial Control and Systems General Requirements*. Rosslyn: National Electrical Manufacturers Association.
38. Nema-VE-1, C.-S.-A. (2009). *Metal Cable Tray Systems*. Virginia: National Electrical Manufacturers Association.
39. Oliva, N. Castro, M. Orueta, M. (2013). *Redes de comunicación industriales*. (1ra. ed.). Madrid: UNED publicaciones.
40. Pauna, A. (2013). *Good Practices for an EU ICS Testing Coordination Capability*. Heraklion: enisa .
41. Pérez, E. Acevedo, J. Silva, C. Quiroga, J. (2009). *Autómatas programables y sistemas de automatización*. Barcelona: Editorial Marcombo.
42. PlantPAx. (2011). *rockwellautomation*. Obtenido de [https://www.rockwellautomation.com/resources/downloads/rockwellautomation/pdf/events/automation-fair/2011/psug/afpsug11\\_ed16.pdf](https://www.rockwellautomation.com/resources/downloads/rockwellautomation/pdf/events/automation-fair/2011/psug/afpsug11_ed16.pdf)
43. Power, C. (2016). A Parametric Experimental Investigation of the Operating. *Journal of Clean Energy Technologies*, 112,113,114.
44. Professional-Software-Associates. (2015). *Train Control / SCADA System Testing*. Michigan: PSA.

45. Rodríguez, A. (2008). *Sistemas SCADA*. (2da. ed.). Barcelona: Editorial Marcombo.
46. Roncancio, H. A. (2001). *Tutorial de LabVIEW*. Caldas.
47. RW, M. (24 de Diciembre de 1996). *ncbi*. Obtenido de <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/8971317>
48. SCADA-International. (2014). *Installation and Commissioning*. Hamburger.
49. Sharp, I. (2011). *Wireless Technologies for Hydroelectric Facilities*. California.
50. Shaw, W. (2006). *Cybersecurity for SCADA Systems*. (1ra. ed.). Oklahoma: PennWell Corporation.
51. Teribe, H. d. (2016). *Términos de referencia para el contrato de*. Teribe.
52. Topliceanu, L. (2016). *Functional Problems and Maintenance Operations of Hydraulic Turbines*. Moldavia.
53. *Tutorial de Labview*. (2010). Mexico DF.
54. Veintimilla, F, "Diseño de excavación del túnel de conducción del proyecto hidroeléctrico Topo" (Trabajo presentado para optar el título de Ingeniero en Minas). Recuperada de: <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/2210/1/T-UCE-0011-74.pdf>
55. Yang, W. (2015). A Mathematical Model and Its Application for Hydro Power Units under Different Operating Conditions. *Energies*, 24.
56. YutakaKokaia. (1998). *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. Elsevier.

### **Páginas web**

<http://www.directindustry.es/prod/greyline-instruments/product-13582528563.html>

<http://www.directindustry.es/prod/greyline-instruments/product-13582528563.html>

[https://files.pepperfuchs.com/webcat/navi/productInfo/doct/tdoct0787\\_\\_eng.pdf?v=26-APR-18](https://files.pepperfuchs.com/webcat/navi/productInfo/doct/tdoct0787__eng.pdf?v=26-APR-18)

<https://www.comind.cl/sensor-cabezal/>

[http://www.disai.net/wpcontent/uploads/catalogos\\_pdf/FEMA\\_DATASHEET\\_ISC-PT100.pdf](http://www.disai.net/wpcontent/uploads/catalogos_pdf/FEMA_DATASHEET_ISC-PT100.pdf)

<https://www.mindmeister.com/es/385863860/plc>

<http://i-opticcables.com/2-1-suspension-set/226929/>

[https://www.fibraoptica hoy.com/category/envolventes/page/8/\)](https://www.fibraoptica hoy.com/category/envolventes/page/8/)

<http://i-opticcables.com/2-1-suspension-set/226929/>

## ANEXO I.

### LISTADO DE SEÑALES DE MEDICIÓN Y CONTROL DE LA CENTRAL “RÍO NEGRO”

Tabla I.1. Listado de señales analógicas de la zonas de captación y desarenador.

<b>Señales Analógicas</b>		
<b>Señal</b>	<b>Cant.</b>	<b>Características</b>
Caudal del río antes de la captación	1	Medición
Caudal del río después de la captación	1	Medición
Nivel de agua antes de la captación	1	Medición
Nivel de agua después de la captación (opcional)	1	Medición
Porcentaje de posición de compuertas	6	Medición
<b>Total de Señales</b>	<b>11</b>	

(Fuente: Propia)

Tabla I.2. Listado de señales digitales de la zonas de captación y desarenador.

<b>Señales Digitales</b>		
<b>Señal</b>	<b>Cant.</b>	<b>Características</b>
Señal del sensor de flujo	2	Indicación
Señal del sensor de nivel	3	Indicación
<b>Total de Señales</b>	<b>5</b>	

(Fuente: Propia)

Tabla I.3. Listado de señales de control de la zonas de captación y desarenador.

<b>Comandos</b>		
<b>Señal</b>	<b>Cant.</b>	<b>Características</b>
Apertura de compuertas	1	Comando
Cierre de compuertas	2	Comando
Señal audible y luminosa de niveles peligrosos de operación	3	Alarma
<b>Total de Señales</b>	<b>6</b>	

(Fuente: Propia)

Tabla I.4. Listado de señales analógicas de la zona tanque de carga.

<b>Señales Analógicas</b>		
<b>Señal</b>	<b>Cant.</b>	<b>Características</b>
Nivel de agua en el tanque de carga	1	Medición
Caudal de agua a la salida del tanque de carga	1	Medición
Porcentaje en posición de compuertas	1	Medición
<b>Total de Señales</b>	<b>3</b>	

(Fuente: Propia)

Tabla I.5. Listado de señales digitales de la zona tanque de carga.

<b>Señales Digitales</b>		
<b>Señal</b>	<b>Cant.</b>	<b>Características</b>
Señal del sensor de flujo	1	Indicación
Señal del sensor de nivel	1	Indicación
Control Manual/Local/Remoto	3	Indicación
Compuerta abierta en el tanque de carga	1	Indicación
Compuerta cerrada en el tanque de carga	1	Indicación
Compuertas (fallo en motores para apertura y cierre)	1	Alarma
Agua sobre el nivel normal	1	Alarma
<b>Total de Señales</b>	<b>9</b>	

(Fuente: Propia)

Tabla I.6. Listado de señales de control de la zona tanque de carga.

<b>Comandos</b>		
<b>Señal</b>	<b>Cant.</b>	<b>Características</b>
Apertura de compuertas	1	Comando
Cierre de compuertas	1	Comando
<b>Total de Señales</b>	<b>2</b>	

(Fuente: Propia)



Tabla I.7. Listado de señales analógicas de la zona tubería de presión.

<b>Señales Analógicas</b>		
<b>Señal</b>	<b>Cant.</b>	<b>Características</b>
Caudal de agua en la tubería de presión para la unidad	1	Medición
Presión en la tubería de presión para la unidad	1	Medición
<b>Total de Señales</b>	<b>2</b>	

(Fuente: Propia)

Tabla I.8. Listado de señales digitales de la zona tubería de presión.

<b>Señales Digitales</b>		
<b>Señal</b>	<b>Cant.</b>	<b>Características</b>
Señal del sensor de flujo para la tubería de la unidad	1	Indicación
Señal del sensor de presión para tubería de la unidad	1	Indicación
Posición de la válvula de guardia de la unidad	1	Indicación
Fallo en válvula de guardia	1	Alarma
Caudal bajo en tubería de la unidad	1	Alarma
<b>Total de Señales</b>	<b>5</b>	

(Fuente: Propia)

Tabla I.9. Listado de señales de control de la zona tubería de presión.

<b>Comandos</b>		
<b>Señal</b>	<b>Cant.</b>	<b>Características</b>
Apertura de válvula de guardia de la unidad	1	Comando
Cierre de válvula de guardia de la unidad	1	Comando
<b>Total de Señales</b>	<b>2</b>	

(Fuente: Propia)

Tabla I.10. Listado de señales analógicas de la zona turbina.

<b>Señales Analógicas</b>		
<b>Señal</b>	<b>Cant.</b>	<b>Características</b>
Presión en tubería de entrada en la turbina	1	Medición
Velocidad de rotación de la turbina	1	Medición
Porcentaje de posición del distribuidor	1	Medición
Caudal turbinado	1	Medición
Temperatura del Cojinete Turbina	2	Medición
<b>Total de Señales</b>	<b>6</b>	

(Fuente: Propia)

Tabla I.11. Listado de señales digitales de la zona turbina.

<b>Señales Digitales</b>		
<b>Señal</b>	<b>Cant.</b>	<b>Características</b>
Válvula de guardia	1	Indicación
Baja presión en tubería de presión	1	Alarma
Alta presión en tanque de aceite de gobernador	1	Alarma
Presión mínima en tanque de aceite gobernador	1	Alarma
Nivel mínimo de aceite en tanque de aceite gobernador	1	Alarma
Falla bomba del aceite de tanque de aceite del gobernador	1	Alarma
Falla de alimentación de circuito de realimentación gobernador	1	Alarma
Falla de regulador automático	1	Alarma
Cierre by-pass válvula de guardia no efectuado	1	Alarma
Señal de regulación de velocidad	1	Alarma
Temperatura de aceite de cojinete guía de turbina	2	Alarma
Nivel de aceite de cojinete guía de turbina	1	Alarma
Vibraciones excesivas	1	Alarma
<b>Total de Señales</b>	<b>14</b>	

(Fuente: Propia)

Tabla I.12. Listado de señales de control de la zona turbina.

<b>Comandos</b>		
<b>Señal</b>	<b>Cant.</b>	<b>Características</b>
Habilitación del control hidráulico de la turbina	1	Comando
Bomba del sistema de lubricación (Óleo dinámico)	1	Comando
<b>Total de Señales</b>	<b>2</b>	

(Fuente: Propia)

Tabla I.13. Listado de señales analógicas de la zona generador.

<b>Señales Analógicas</b>		
<b>Señal</b>	<b>Cant.</b>	<b>Características</b>
Potencia activa	1	Medición
Potencia reactiva	1	Medición
Factor de potencia	1	Medición
Corriente por la fase R	1	Medición
Corriente por la fase S	1	Medición
Voltaje de la excitatriz	1	Medición
Corriente de la excitatriz	1	Medición
Temperatura del Generador/Cojinetes/Estator/Rotor	10	Medición
<b>Total de Señales</b>	<b>17</b>	

(Fuente: Propia)

Tabla I.14. Listado de señales digitales de la zona generador.

<b>Señales Digitales</b>		
<b>Señal</b>	<b>Cant.</b>	<b>Características</b>
Interruptor de generador abierto/cerrado	2	Indicación
Límite alto de potencia activa	1	Indicación
Límite bajo de potencia activa	1	Indicación
Límite alto de potencia reactiva	1	Indicación
Límite bajo de potencia reactiva	1	Indicación
Servicios auxiliares desde la unidad	1	Indicación

<b>Señales Digitales</b>		
Grupo en funcionamiento	1	Indicación
Estado de la unidad hidráulica correcto	1	Indicación
Apertura de válvula bypass	1	Indicación
Apertura de válvula de guardia verificado	1	Indicación
Cierre de válvula bypass	1	Indicación
Regulación de velocidad de la turbina verificado	1	Indicación
Excitación del grupo verificada	1	Indicación
Arranque manual	1	Indicación
Parada manual	1	Indicación
Parada automática	1	Indicación
Condiciones para sincronismo verificadas	1	Indicación
Señal de regulación de velocidad	1	Alarma
Sobre temperatura estator	1	Alarma
Sobrevoltaje generador	1	Alarma
Sobrecarga	1	Alarma
Sobrevelocidad (detección mecánica)	1	Alarma
Pérdida de campo	1	Alarma
Alta temperatura en los cojinetes	1	Alarma
Bajo nivel de aceite del interruptor de la unidad	1	Alarma
Alta frecuencia	1	Alarma
Baja frecuencia	1	Alarma
Voltaje DC del interruptor	1	Alarma
Temperatura del Generador	20	Alarma
<b>Total de Señales</b>	<b>49</b>	

(Fuente: Propia)

Tabla I.15. Listado de señales de control de la zona generador.

<b>Comandos</b>		
<b>Señal</b>	<b>Cant.</b>	<b>Características</b>
Arranque de la unidad	1	Comando

Subir potencia activa (MW)	1	Comando
Bajar potencia activa (MW)	1	Comando
Subir potencia reactiva (MVAR)	1	Comando
Bajar potencia reactiva (MVAR)	1	Comando
Modo de operación local/remoto	3	Comando
Habilitación para sincronización de unidad	1	Comando
Alarma audible	1	Comando
<b>Total de Señales</b>	<b>10</b>	

(Fuente: Propia)