

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**MODERNIZACIÓN DEL TABLERO DE ADQUISICIÓN Y CONTROL
DE LA UNIDAD GENERADORA (50MW) EN UNA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRÓNICO**

**PRESENTADO POR:
MANUEL VEGA GRANDE**

**PROMOCIÓN
2008-I**

**LIMA-PERÚ
2013**

**MODERNIZACIÓN DEL TABLERO DE ADQUISICIÓN Y CONTROL DE LA UNIDAD
GENERADORA EN UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA**

DEDICATORIA: A mis padres, María Grande de la Cruz y Alberto Vega Segura, gracias por su apoyo y motivación incondicional.

SUMARIO

En decreto supremo del Ministerio de Energía y Minas (MEM) N°020-2011 se declara de interés nacional y social promover la inversión y desarrollo de la infraestructura energética, sobre todo aquella considerada limpia, mediante la construcción de centrales hidroeléctricas, las cuales producen energía con fuentes renovables y con impactos mínimos o nulos sobre el medio ambiente.

En concordancia con el lineamiento del decreto que busca garantizar el desarrollo productivo del Perú surge la necesidad de modernizar las centrales hidroeléctricas existentes en nuestro territorio a nivel nacional.

Por este motivo, el presente informe muestra el desarrollo de la ingeniería desde la selección de componentes, montaje y puesta en servicio del sistema de adquisición y control de una central hidroeléctrica otorgando una mejora tecnológica a sus equipos y la implementación de nuevos sistemas de comunicación remota.

Generando en el sistema un mayor grado de escalabilidad, diferentes niveles de redundancia, arquitecturas abiertas que permitan la integración de una amplia variedad de dispositivos con una mayor y mejor administración de los datos que serán enviados al centro de operación y control.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I	
PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA	2
1.1 Descripción del Problema	2
1.2 Objetivos generales	2
1.3 Objetivos específicos	3
1.4 Evaluación del Problema	3
1.5 Alcances del trabajo.....	4
1.6 Síntesis del trabajo	5
CAPÍTULO II	
ASPECTOS TEÓRICOS DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA.....	6
2.1 Turbinas Hidráulicas	6
2.2 Partes de la turbina.....	6
2.2.1 Rodete.....	6
2.2.2 Inyectores	7
2.2.3 Eje	7
2.2.4 Cojinete guía de la turbina	9
2.3 Generador.....	9
2.4 Unidad generador – turbine.....	10
2.4.1 Unidad de control principal.....	10
2.4.1.1 Turbina hidráulica	11
2.4.1.2 Generador.....	11
2.4.1.3 Controlador P-f.....	11
2.4.1.4 Controlador Q-U.....	12
2.4.1.5 Sincronizador.....	12
2.4.1.6 Protección.....	13
CAPÍTULO III	
METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA.....	14
3.1 Requerimientos del cliente.....	14
3.2 Selección de la Arquitectura.....	14
3.2.1 Propuesta de Arquitectura	14
3.2.2 Unidad de adquisición y control	16

3.2.2.1	Unidad de Adquisición y control	16
3.2.2.2	Montaje en Rack	16
3.2.2.3	Fuente de alimentación.....	16
3.2.2.4	Unidad central de procesamiento.....	17
3.2.2.5	Interface de red Ethernet modbus TCP/IP.....	17
3.2.2.6	Coprocador de comunicación.....	17
3.2.2.7	Módulo de entrada digital.....	18
3.2.2.8	Módulo de entrada analógica	18
3.2.2.9	Módulo de entradas de temperatura	19
3.2.2.10	Módulo de salida digital.....	20
3.2.2.11	Módulo de salida analógica	20
3.2.2.12	Módulo ciego	21
3.2.2.13	Medidor de Parámetros Eléctricos	21
3.2.2.14	Sincronización horaria.....	21
3.2.2.15	Sincronización de la unidad	22
3.2.3	Entradas y salidas de la unidad de adquisición y control.....	22
3.3	Diseño	23
3.3.1	Control de arranque y parada	23
3.3.2	Proceso de parada normal.....	24
3.3.3	Proceso de parada rápida	25
3.3.4	Proceso de parada de emergencia	26
3.4	Diseño del hardware	26
3.4.1	Listado de materiales	26
3.4.2	Diseño del tablero	27
CAPÍTULO IV		
ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS		29
4.1	Levantamiento de campo.....	29
4.2	Tendido de cables de fibra óptica, cables de comunicación y de interconexión	30
4.3	Posicionamiento de los tableros próximos a sus ubicaciones definitivas	30
4.4	Alimentación de los tableros y conexiones de comunicación para pruebas preliminares	30
4.5	Pruebas preliminares del sistema	31
4.5.1	Red de comunicación.....	32
4.5.2	Autómata de la unidad	32
4.5.2.1	Punto a punto	32

4.5.2.2	Verificación de la lógica	32
4.6	Montaje y pruebas de puesta en marcha del autómata de la unidad.....	32
4.6.1	Montaje	32
4.6.2	Pruebas de puesta en marcha	34
4.6.2.1	Verificación de los puntos.....	34
4.6.2.2	Lógica del sistema hidráulico de regulación de velocidad.....	34
4.6.2.3	Arranque paso a paso desde unidad parada hasta la entrada del regulador de velocidad	34
4.6.2.4	Parada de emergencia	34
4.6.2.5	Puesta en marcha regulador de velocidad.....	35
4.6.2.6	Orden de excitación.....	35
4.6.2.7	Parada paso a paso MV – PT	35
4.6.2.8	Arranque automático PT – MV	35
4.6.2.9	Parada automática MV – PT	36
4.6.2.10	Sincronismo	36
4.6.2.11	Arranque paso a paso PT – MA	36
4.6.2.12	Control de potencia y tensión desde SCADA	36
4.6.2.13	Parada paso a paso MA – PT	37
4.6.2.14	Arranque automático PT – MA	37
4.6.2.15	Parada automática MA – PT	37
4.7	Operación de las unidades generadoras	38
4.7.1	Unidad de adquisición y control (UAC) de las unidades generadoras.....	38
4.7.1.1	Pantallas de operación	38
4.8	Costos y tiempos de ejecución.....	46
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		47
ANEXO A		
PLANOS CONSTRUCTIVOS TABLERO DE CONTROL.....		49
ANEXO B		
ARQUITECTURA DEL SISTEMA		53
ANEXO C		
ANÁLISIS DE COSTOS		55
ANEXO D		
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....		57
BIBLIOGRAFIA.....		61

INTRODUCCIÓN

Las plantas hidroeléctricas en el Perú fueron construidas en su mayoría en un periodo de 30 años atrás. Debido a que estas plantas cuentan con equipos de control y comunicación obsoletos, existe la necesidad de modernizar dichos sistemas.

El proyecto de modernización de la Central Hidroeléctrica Charcani V en su conjunto prevé el cambio de los equipos de supervisión y control existentes por una plataforma basada en el Sistema de Supervisión SCADA Citect, PLC's Quantum, Reguladores de Tensión y de Velocidad y Registradores digitales de perturbaciones destinado a los grupos y patio de llaves de propiedad de la Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa (EGASA).

El siguiente informe se centra en el trabajo desarrollado en la modernización de los tableros de adquisición y control de las unidades generadoras (generador – turbina) de los tres grupos de 51.29 MW de la Central Hidroeléctrica Charcani V.

Para cumplir con todo lo expuesto, este informe se divide en cuatro capítulos, los cuales son descritos a continuación:

El CAPÍTULO I, plantea aspectos fundamentales del trabajo, como son: Planteamiento del problema, objetivos generales y específicos, evaluación del problema, alcances del trabajo y una síntesis.

El CAPÍTULO II, muestra un conjunto de definiciones que nos permitirán conocer el equipamiento y el proceso de control de la unidad generadora dentro de una central hidroeléctrica.

En el CAPÍTULO III, se expone con mayor detalle el diseño de ingeniería para la construcción del tablero de adquisición y control para la Central Hidroeléctrica Charcani V. Se presenta un análisis del proceso que ejecuta el sistema de control tanto en el arranque y parada de la unidad generadora hasta su acoplamiento para despacho con la red eléctrica.

El CAPÍTULO IV, presenta el servicio de ejecución en las instalaciones del cliente desde el montaje de los tableros de adquisición y control nuevos hasta la puesta en marcha de las tres unidades generadoras de la Central Hidroeléctrica Charcani V.

Finalmente se presentan al final del informe algunas recomendaciones y conclusiones recogidas de la experiencia en la ejecución del proyecto.

CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA

Este capítulo se desarrolla con la finalidad de presentar de una manera clara y concisa el escenario bajo el cual nace la motivación de este informe y a qué necesidad responde. Se definen también cuáles son los alcances y aportes del mismo. Finalmente se dedica un punto a la síntesis de este informe.

1.1 Descripción del Problema

La Central Hidroeléctrica Charcani V fue puesta en servicio en el año de 1989 y consta de tres grupos de turbinas Pelton de eje vertical de 05 (cinco) agujas fabricadas por NEYRPIC, tiene una potencia instalada de 51,29 MW por cada grupo. El caudal de diseño de esta central hidroeléctrica es de 24,9 m³/s y su caída neta es de 706,4 m.

Cuenta con tres generadores marca Alsthom Atlantic, tipo RYV 366.153 y con una potencia de 57,0 MVA cada uno, para una tensión nominal de 13800 V y operan con un factor de potencia de 0.85. La energía es suministrada a la subestación Santuario que está conectada al SINAC.

La necesidad del cliente es modernizar el tablero de control y adquisición de las tres unidades generadoras de la Central Hidroeléctrica Charcani V, que cuentan con equipos eléctricos de control obsoletos tecnológicamente y con repuestos discontinuados.

Presentando comportamientos del generador diferente a lo esperado como consecuencia de reparaciones improvisadas con los años (diferentes generaciones de relés y equipos de control, alteraciones en las lógicas de funcionamiento de una unidad a otra).

La implementación de sistemas de automatización modernos y equipos de control de tecnología de punta facilitarán el control de las unidades de generación, optimizando su operación y mantenimiento, reduciendo costos y aumentando las ventajas operacionales.

Equivocaciones de operación causadas por datos insuficientes en el centro de operación serán superadas con el acceso a una mayor cantidad de información que los nuevos equipos de control posibilitan.

1.2 Objetivos generales

Este documento tiene por objetivo presentar el trabajo desarrollado en la modernización del sistema de supervisión y control de la Central Hidroeléctrica Charcani

V, comprendiendo prácticamente todas las etapas y condiciones de un suministro completo, desde diseño, fabricación, transporte de equipos, implementación, puesta en marcha y capacitación de personal.

1.3 Objetivos específicos

Actualizar y modernizar los sistemas de control de procesos de las unidades generadoras de la Central Hidroeléctrica Charcani V.

Sustituir el tablero de adquisición y control con equipos y tarjetas electrónicas discontinuadas por uno nuevo con equipos de control modernos y de última generación, en la **FIGURA 1.1** se muestra el tablero de control antiguo de la Central Hidroeléctrica Charcani V que se encarga de las lógicas de arranque y parada de la unidad generadora 1.

Implementar nuevos sistemas de comunicación (local y remoto), utilizando protocolos de comunicación abiertos para facilitar los trabajos de integración de equipos de terceros así como mejorar el mantenimiento y soporte experto.

1.4 Evaluación del Problema

La energía hidroeléctrica es la fuente renovable más utilizada en el mundo. Produce aproximadamente el 20% de la energía eléctrica mundial y casi el 90 % de la electricidad generada de fuentes renovables. Una central hidroeléctrica puede generar energía con un amplio rango de capacidades, en este informe hablamos del equipamiento electrónico de control de las centrales hidroeléctricas.

Los sistemas de generación de las instalaciones modernas integran los sistemas eléctricos en un único ambiente de control. El nuevo sistema a implementar soporta los protocolos de interface eléctricos como IEC 61850 o IEC 60870-5-103 y 104.

Además tiene que contar con una arquitectura abierta que permita la integración de una amplia variedad de dispositivos y sistemas de terceros.

Capacidad para migrar hacia sistemas futuros que incluyan gráfica de procesos, aplicaciones de control y datos históricos.

Funcionalidades a nivel de control de planta, incluyendo conectividad OPC, procesado de datos de masa y redundancia auto-sostenida, así como funcionalidades usuales como avisos de alarmas y herramientas de diagnóstico.

Integración de sistemas de protección de equipos para el generador y unidades transformadoras, cuadros de distribución de alta tensión, y sistemas de media y baja tensión.

Con estas necesidades y en concordancia con las especificaciones técnicas del cliente en el CAPÍTULO III se presenta el desarrollo de ingeniería que atiende y busca solucionar las problemática del cliente.



Figura 1.1: Tablero de control antiguo de la unidad generadora 1

Fuente: EGASA (Arequipa - Perú)

Elaboración: Propia

1.5 Alcances del trabajo

El siguiente informe describe el desarrollo de ingeniería desde la selección de componentes y accesorios necesarios para la operación del sistema de control,

fabricación de los tableros de control, configuración y programación de las unidades de adquisición y control de las unidades generadoras de la Central Hidroeléctrica Charcani V.

La unidad de adquisición y control es responsable por realizar funciones tales como:

Ejecución de lógicas de interenclavamiento, arranque y parada de los generadores, compuertas, toma de agua, entre otras;

Supervisión del estado de equipos y detección de alarmas;

Interface de las entradas digitales;

Interface de las entradas análogas especializadas en diversas escalas de voltaje, corriente y temperatura;

Interface de las salidas digitales y;

Concentración de comunicación con otros componentes tales como Medidor de parámetros eléctricos, HMI Local, Regulador de Velocidad, Regulador de Tensión.

No se encuentra contemplado dentro del alcance del informe la parte de control del sistema de regulación de velocidad y potencia de la turbina y generador, la instrumentación de campo, como transductores de presión, flujo y temperatura, transformadores de potencia y corriente, actuadores, como motores de accionamiento de las válvulas y relés auxiliares.

1.6 Síntesis del trabajo

El presente informe muestra el trabajo realizado en la modernización de la central hidroeléctrica Charcani V específicamente en el tablero de control donde se encuentra la unidad de adquisición y control responsable por el automatismo de partida y parada de la unidad generadora (generador y turbina).

Así mismo se exponen los fundamentos teóricos que permitan comprender los procesos involucrados en el sistema de control de la unidad generadora.

Se presenta un análisis y desarrollo de la arquitectura de hardware y software de la solución presentada para el sistema de control tomando en consideración la unidad de adquisición y control actual del cliente y los requerimientos exigidos para un buen funcionamiento durante los próximos 15 años.

Finalmente, exponemos las conclusiones y recomendaciones que muestran una mejora en la operación y mantenimiento de la central hidroeléctrica Charcani V y buscan replicar este tipo de proyectos en las diferentes centrales hidroeléctricas al interior del país.

CAPÍTULO II ASPECTOS TEÓRICOS DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Para comprender lo mencionado en el CAPÍTULO I es necesario conocer ciertos aspectos teóricos relacionados a las centrales hidroeléctricas, algunos de manera básica y otros de forma más detallada.

En este capítulo se desarrollan todos estos conceptos, comenzando por dar una idea general acerca de los componentes más importantes de las centrales hidroeléctricas para luego en el CAPÍTULO III avocarnos netamente al diseño de la arquitectura y desarrollo de la programación del sistema de control y comunicación remota.

2.1 Turbinas Hidráulicas

Una de las partes más importantes de la planta de generación es la turbina hidráulica. Encargada principalmente de transformar la energía cinética en un torque mecánico que es transmitido a un eje de rotación y que es acoplado a su vez al rotor del generador.

La elección de qué tipo de turbina se debe usar dependerá de la altura de carga disponible, la máxima potencia útil, el flujo de agua a través del rodete y la velocidad de rotación.

El siguiente informe se enfocará en la turbina Pelton que es la que se encuentra en la central hidroeléctrica Charcani V. Siendo sus principales características las que se muestran en la **TABLA N° 1.1**:

TABLA N° 1.1: Características turbina Pelton

(Fuente: Elaboración Propia)

Tipo:	Pelton eje Vertical
Potencia por grupo:	51.29MW
Caudal de la central:	24.9m ³ /s
Numero de Inyectores:	5
Deflector:	1
Caída neta:	706.4m

2.2 Partes de la turbina

2.2.1 Rodete

El rodete es un elemento que al girar por acción de un chorro de agua genera potencia al eje. El principio de funcionamiento del rodete está basado en la orientación

del chorro de agua mediante el inyector, tomando así contacto con los álabes al ingresar el rodete, proporcionando un primer impulso de giro para luego atravesar el interior del mismo y tomar contacto nuevamente con los álabes dándole un segundo impulso antes de salir y fluir por la descarga de la turbina. **FIGURA 1.2.**

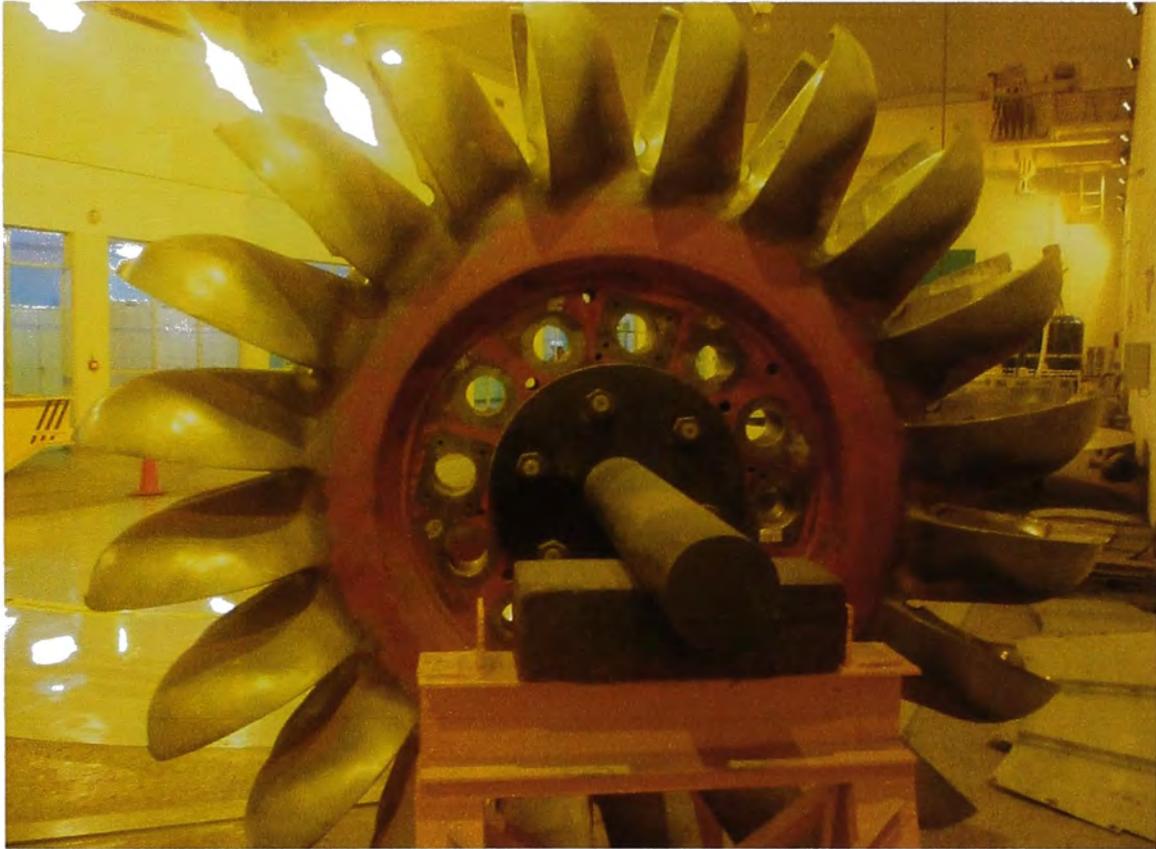


Figura 1.2: Rodete de la central hidroeléctrica Charcani V

Fuente: EGASA (Arequipa - Perú)

Elaboración: Propia

2.2.2 Inyectores

El inyector es la parte encargada de formar el chorro de agua que impactará sobre los álabes del rodete. Presentan un perfil hidrodinámico de tal manera que el chorro a la salida debe ser lo más estable posible. Cualquier deformación de este incidirá en el desgaste de los álabes o cucharas por el efecto de cavitación.

Los inyectores además sirven para regular el caudal de ingreso a la turbina al variar la posición de la aguja con respecto al asiento. El deflector es parte integrante del inyector y cumple la misión de desviar el chorro de agua en caso de fallas, evitando que se produzca una sobre velocidad. La **FIGURA 1.3** muestra uno de los cinco inyectores de la Central Hidroeléctrica Charcani V

2.2.3 Eje

El eje es el elemento que transmite al generador la potencia producida por la turbina, está hecho de una sola pieza. La **FIGURA 1.4** muestra el eje entre la turbina y el generador de la Central Hidroeléctrica Charcani V.



Figura 1.3: Inyector de la central hidroeléctrica Charcani V

Fuente: EGASA (Arequipa - Perú)

Elaboración: Propia



Figura 1.4: Eje turbina - generador de la central hidroeléctrica Charcani V

Fuente: EGASA (Arequipa - Perú)

Elaboración: Propia

2.2.4 Cojinete guía de la turbina

El cojinete está montado en la parte superior de la carcasa Pelton y sirve de guía en la rotación de la turbina.

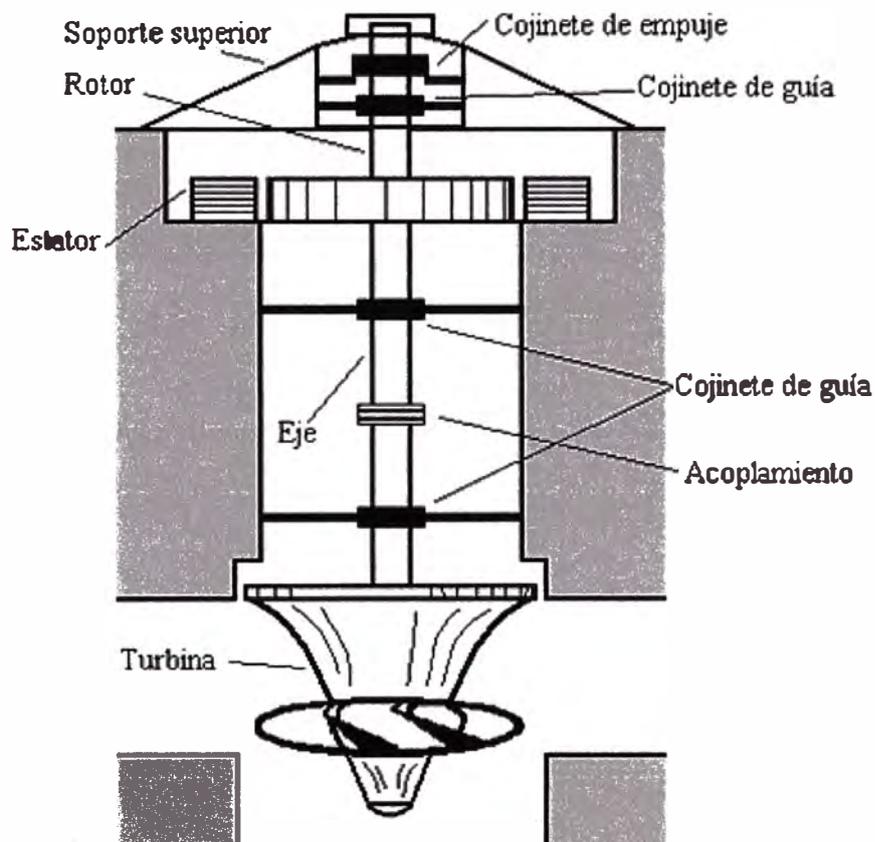


Figura 1.5: Cojinete guía de turbina

Fuente: <http://www.textoscientificos.com/energia/centrales-electricas/hidraulicas>

2.3 Generador

Los generadores son máquinas electro-magnético-mecánicas, las cuales utilizan el campo magnético como medio de acoplamiento para la conversión de la energía mecánica en energía eléctrica.

Los generadores instalados en la central hidroeléctrica Charcani V son de la marca francesa Alstom y sus características son detalladas en la **TABLA N° 1.2:**

TABLA N° 1.2: Características generador y excitatriz

(Fuente: Elaboración Propia)

Generadores:	
Potencia efectiva:	57 MVA
Tensión nominal:	13.8 KV
Factor de potencia:	0.85
Frecuencia:	60 Hz
Excitatriz:	
Tensión:	121 VDC
Amperaje:	1024 A

2.4 Unidad generador – turbina

Diferentes tipos de equipos eléctricos son instalados para la generación de energía. A continuación se detallarán las principales partes en el control de la unidad generadora. Estos son controlados y operados por dispositivos de automatización. Como parte de la unidad de control principal que abarca el control de la máquina o unidad generadora se describirán cada una de las partes que la conforman, como son: la turbina hidráulica, el generador, el controlador P-f, el controlador Q-U, el sincronizador y finalmente las protecciones.

2.4.1 Unidad de control principal

La **FIGURA 1.6** muestra en diagramas esquemáticos el sistema de control de automatización para la generación de energía y como sus dispositivos actúan en el sistema.

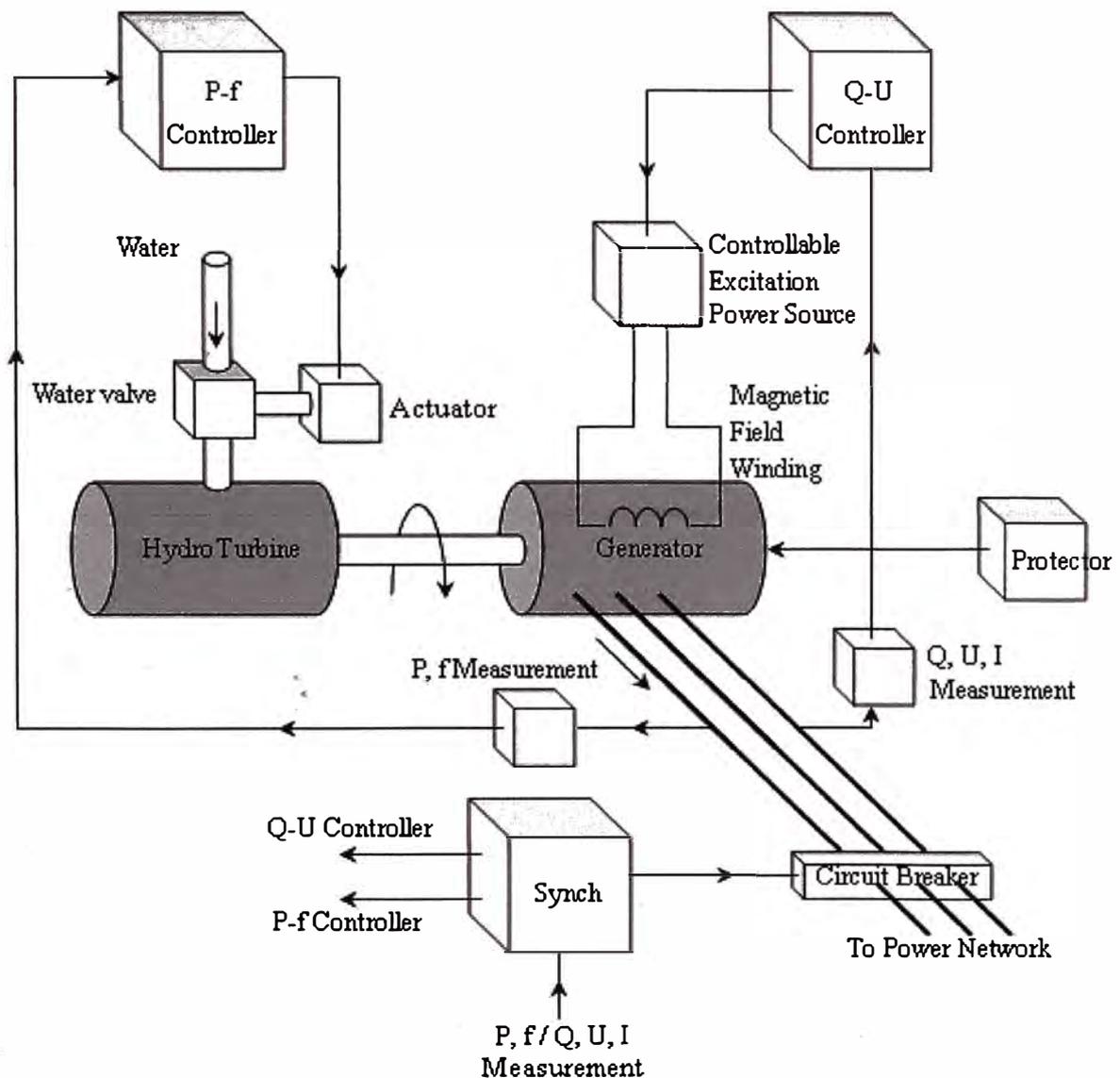


Figura 1.6: Unidad de control principal

Fuente: Schneider Electric

Elaboración: Schneider Electric

2.4.1.1 Turbina hidráulica

Existen tres tipos principales de turbina: Pelton, Francis y Kaplan. La selección de las turbinas para una unidad generadora depende de tres aspectos técnicos principales: caída, flujo y energía. Cada tipo tiene condiciones físicas específicas para cada ubicación donde se vaya a instalar.

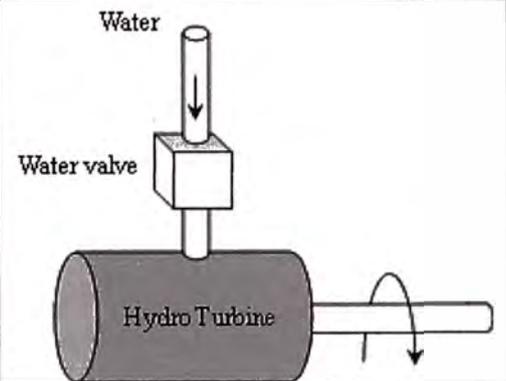


Figura 1.7: Turbina hidráulica

Fuente: Schneider Electric

Elaboración: Propia

2.4.1.2 Generador

Existen dos elementos de entrada para el control del generador, velocidad de la turbina y corriente de excitación. La velocidad es regulada por el controlador P-f y la corriente de excitación es regulada por el controlador Q-U vía el campo magnético del bobinado.

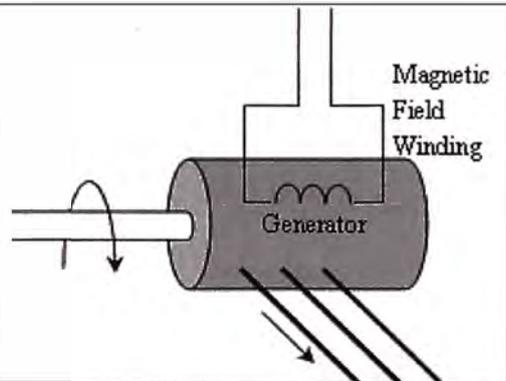


Figura 1.8: Generador

Fuente: Schneider Electric

Elaboración: Propia

2.4.1.3 Controlador P-f

El controlador P-f, también llamado control de turbina, controla la válvula de agua principal la cual regula el paso de agua de la turbina hidráulica a través del actuador. El control de la turbina recibe los datos de realimentación de las medidas del P-f, la cual mide el estado de energía del generador. Antes del acople, el controlador regula el paso de agua en la turbina hasta que la frecuencia del generador sea igual a la frecuencia de la red. Después del acople, el controlador regula el paso del agua en la turbina para satisfacer los requerimientos de energía activa.

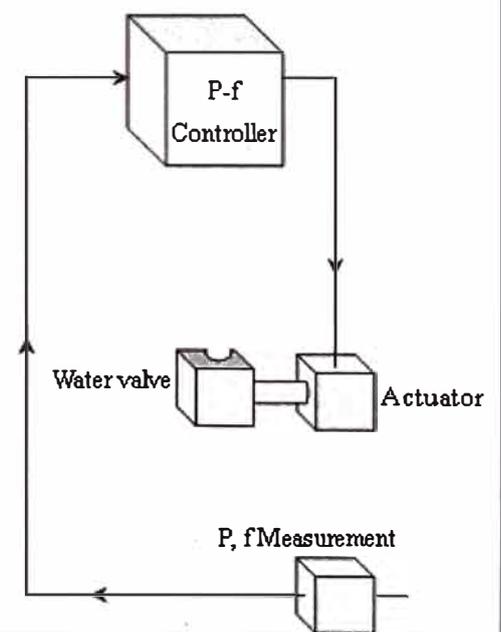


Figura 1.8: Controlador P-f

Fuente: Schneider Electric

Elaboración: Propia

2.4.1.4 Controlador Q-U

El controlador Q-U, también llamado controlador de excitación, genera la corriente de excitación para el generador, para lo cual usa la fuente de energía de excitación y el bobinado de campo magnético. Este recibe la realimentación de datos de las mediciones del Q/U/I la cual registra el estado de energía del generador.

Antes del acople, el controlador regula la corriente para que el voltaje del generador sea igual al voltaje de la red.

Después del acople, el controlador regula la corriente para satisfacer el requerimiento de energía reactiva.

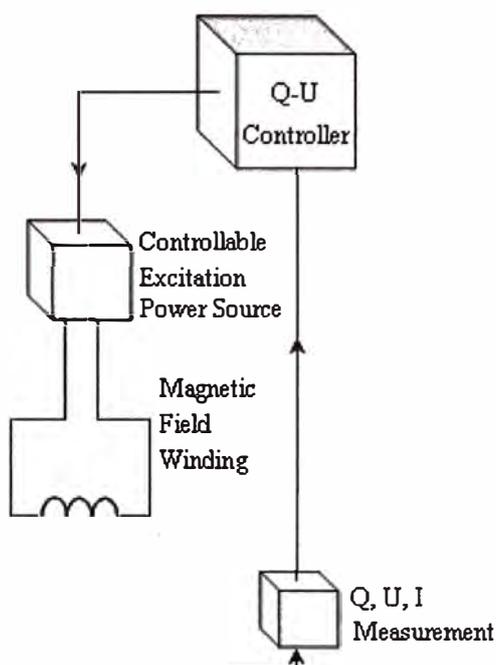


Figura 1.9: Controlador Q-U

Fuente: Schneider Electric

Elaboración: Propia

2.4.1.5 Sincronizador

Antes de acoplar el generador a la red, el voltaje y la frecuencia deben ser idénticos y deben ser sincronizados, así que se encuentran en la misma fase. El sincronizador regula los controladores P-f y Q-U de acuerdo a la medición de datos de energía desde el generador. El sincronizador espera a que la energía del generador y la red se encuentren dentro del límite preestablecido para enviar la señal de cierre del interruptor y acoplar el generador a la red.

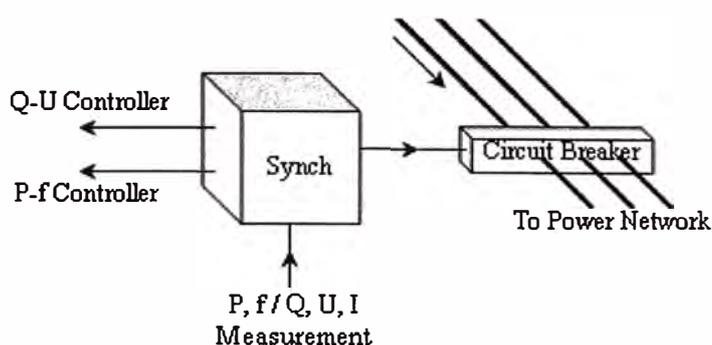


Figura 1.10: Sincronizador

Fuente: Schneider Electric

Elaboración: Propia

2.4.1.6 Protección

La protección es usada para el monitoreo continuo del estado eléctrico del generador y la desenergización cuando un disturbio grave ocurre, tal como un corto circuito, falla de aislamiento entre otros.

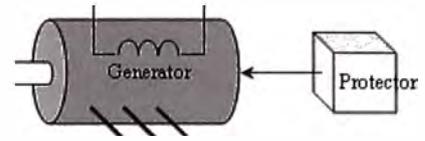


Figura 1.11: Protección

Fuente: Schneider Electric

Elaboración: Propia

CAPÍTULO III METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

La solución para la central hidroeléctrica Charcani V está definida de acuerdo a los requerimientos y necesidades del cliente, estas se encuentran plasmadas en las especificaciones técnicas.

3.1 Requerimientos del cliente

El alcance del suministro deberá comprender como mínimo los componentes, accesorios y servicios mencionados a seguir, pero no limitándose a los mismos, en caso que se considere necesaria la modernización de algún subsistema no mencionado, para el correcto funcionamiento y performance del alcance global.

Cubículo con UAC (Unidad de adquisición y control) para la unidad G1, interfaces de acondicionamiento de señales, fuentes, Interfaz hombre-máquina y auxiliares;

Cubículo con UAC (Unidad de adquisición y control) para la unidad G2, interfaces de acondicionamiento de señales, fuentes, Interfaz hombre-máquina y auxiliares;

Cubículo con UAC (Unidad de adquisición y control) para la unidad G3, interfaces de acondicionamiento de señales, fuentes, Interfaz hombre-máquina y auxiliares y;

Una red Ethernet en anillo para todos los equipos de Sistema Digital de Supervisión y Control (G1, G2, G3, patio de llaves, auxiliares, cámara de válvulas y bocatoma) y también para todas las UACs (regulador de tensión, regulador de velocidad y protección) que tendrá la funcionalidad de acceso.

3.2 Selección de la Arquitectura

3.2.1 Propuesta de Arquitectura

La arquitectura propuesta para la modernización de la supervisión y control de la planta de Charcani V se muestra en la **FIGURA 1.12**.

A la arquitectura de automatización a ser implantada, se incluye el establecimiento de una doble red de comunicación en protocolo IEC104 o MODBUS sobre TCP/IP, que integrará todas las UACs del sistema y los servidores de la Sala de Supervisión y Control. En esta misma red también podrán ser integrados, futuramente, los relés de protección.

Las informaciones de la RTUs Bocatoma y Cámara de Válvulas van a estar disponibles en la red de comunicación a través de enlace de fibra óptica y comunicación por radio, ya existente entre las dos instalaciones.

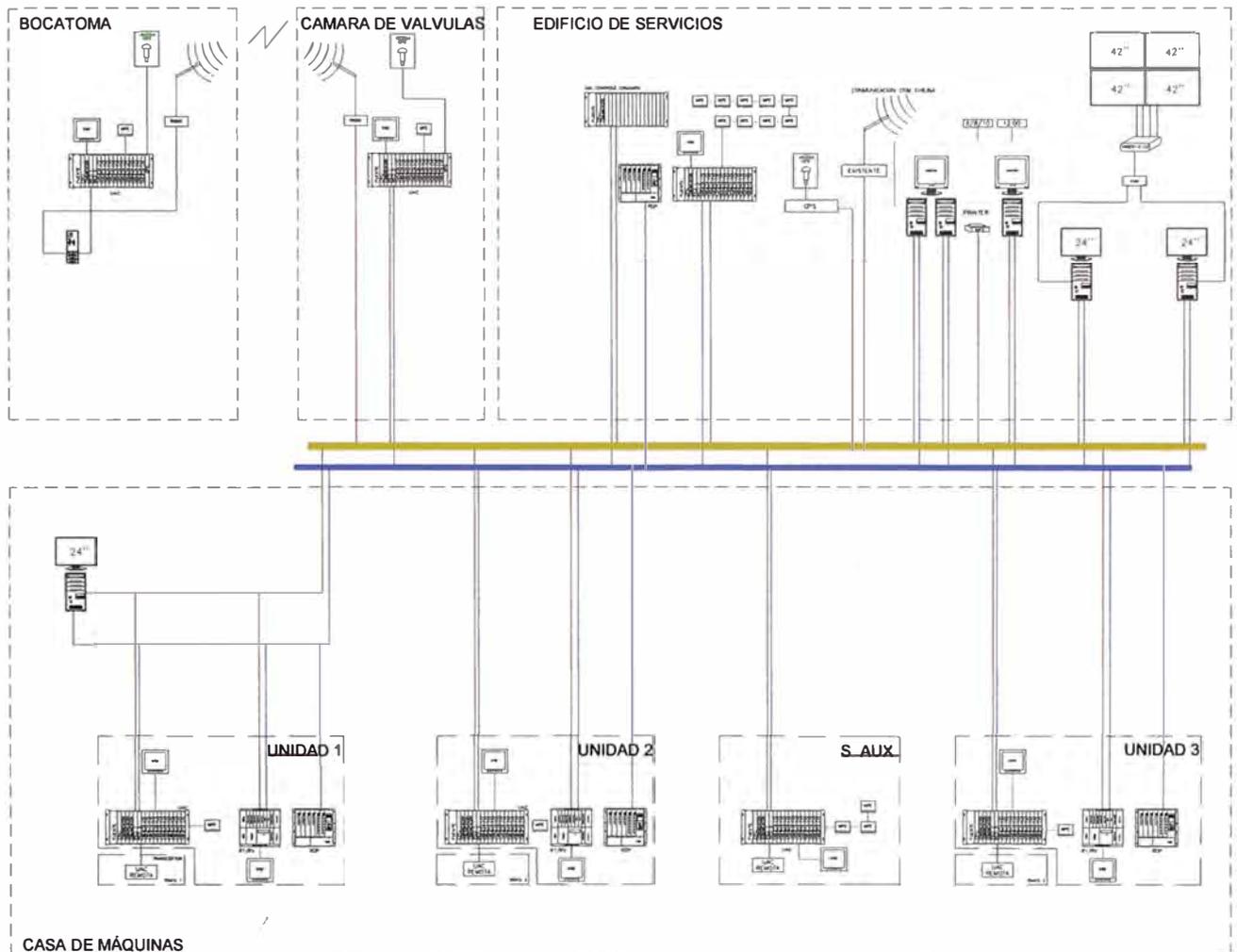


Figura 1.12: Arquitectura simplificada de la automatización

Fuente: Schneider Electric

Elaboración: Propia

Toda la información de la red va a estar disponible para el puesto central EGASA (Arequipa) a través de una RTU concentradora de datos ubicada junto a los servidores en el edificio de servicios.

La comunicación de datos entre Bocatoma y Cámara de Válvulas será implementada a través de los links de radio y carrier existentes. Entre el Edificio de Servicios, Casa de Máquinas y Cámara de Válvulas la comunicación se dará a través de intercomunicación dupla con Distribuidores Ópticos.

El suministro de los enlaces de Fibra Óptica entre las RTUs de Bocatoma y Cámara de Válvulas hacia la Casa de Máquinas no está considerado, y no forma parte del alcance del presente informe, por desconocimiento del ambiente físico para la instalación de las fibras ópticas. Enlaces de radio entre estas RTUs y el Distribuidor General Óptico de la Casa de Máquinas podrán ser considerados como opción a depender de las condiciones de señal entre estas instalaciones.

Con el objetivo de aclarar el alcance del suministro se declara que:

Es parte del alcance todas las licencias, el software y el hardware necesarios para la instalación, mantenimiento y funcionamiento de los tableros y equipamientos y;

Es parte del alcance los servicios de transporte y la supervisión de los trabajos de montaje de los tableros.

Durante la fase de diseño del proyecto se detallará las funcionalidades previstas en la especificación técnica del cliente EGASA, donde se destaca:

Lógicas de control de arranque y parada de las unidades generadoras;

Lógicas de control conjunto de potencia y tensión;

Sincronización de los generadores y las líneas y;

Sincronismo de tiempo para SOE (secuencia de eventos).

3.2.2 Unidad de adquisición y control

3.2.2.1 Unidad de Adquisición y control

La UAC, o Unidad de Adquisición y Control, será responsable por realizar funciones tales como:

Ejecución de lógicas de interenclavamiento, tales como partida y parada de los generadores, compuertas, toma de agua, entre otras;

Supervisión del estado de equipos y detección de alarmas;

Entradas digitales;

Entradas análogas especializadas en diversas escalas de voltaje, corriente y temperatura;

Salidas digitales y;

Módulos de entrada y salida remotos.

La UAC permite concentrar la comunicación con otros componentes tales como Medidor de Parámetros Eléctricos, Registrador de Fallas, HMI Local, Regulador de Velocidad, Regulador de Tensión.

La UAC está constituida por un Rack/Módulo o módulo principal, donde se encuentra su CPU principal, módulos de comunicación y co-procesamiento, módulos de entrada y salida. En las UACs que contengan muchos puntos de entrada y salida, es posible interconectar módulos de expansión de entrada y salida, a través de la red de campo.

3.2.2.2 Montaje en Rack

Montaje en módulos o racks, con borneras, fuentes y otros accesorios para el rack.

3.2.2.3 Fuente de alimentación

La fuente de alimentación tiene salida en 24 VCC y potencia adecuada al número de módulos disponibles y futuras expansiones. Es alimentada por fuente externa compatible al sistema de baterías de la central.

Tiene indicación frontal, a través de LEDs, de energía y estado de sus salidas y;

Las fuentes de alimentación tienen aislamiento galvánico entre las tensiones de entrada y de salida, medios de filtrado y elementos y/o circuitos de protección por sobrecarga, cortocircuito y sobre/sub tensión para prevenir daños en el equipo.

3.2.2.4 Unidad central de procesamiento

La UCP o unidad central de procesamiento principal de la UAC centraliza el procesamiento y la base de datos de tiempo real de la UAC. Módulos de co-procesamiento y comunicación adicionales son utilizados en conjunto con la UCP.

Operación con punto flotante, representación IEEE 754 de precisión simple;

Operación con números operacionales enteros de 32 bits con señal;

Operación con funciones PID con 16 bits y funciones avanzadas de control;

Hasta 2.048 puntos digitales de E/S en el rack/módulo o en módulo adicional a través del uso de interface de comunicación;

Realiza procesamiento paralelo para garantizar alto desempeño;

Reloj de tiempo real y controlador de sincronismo;

Circuito de supervisión (watch-dog);

1 Mb de memoria Flash para programa de aplicación;

Programable por lenguaje ladder y bloques lógicos, estructurada en módulos con funciones y subrutinas;

Cambio en caliente de módulos (Hot Swap);

Entrada de sincronismo en el estándar IRIG-B, con precisión mejor que 1 ms;

LEDs indicativos de estado en el panel frontal;

Función de registro de evento con resolución de 1 ms y;

Tiene medios que evitan la pérdida de información almacenada en las memorias.

3.2.2.5 Interface de red Ethernet modbus TCP/IP

Interface eléctrica 10/100Base-TX con conector RJ45 hembra;

Comunicación con sistemas de supervisión a través de protocolo MODBUS TCP/IP o MODBUS RTU sobre TCP/IP, simultánea en los modos cliente y servidor;

Autodetección de velocidad de red;

Permite configuración a través de su software específico;

Tiene disponible diagnóstico para la aplicación en variables operacionales y;

Estado de operación indicado por LEDs en el panel.

3.2.2.6 Coprocesador de comunicación

Permite puertas de comunicación RS232 y RS485;

Permite comunicación con HMIs, multimedidores, relés de protección y reguladores y;

Este coprocesador también puede ser utilizado, en algunos casos, apenas como coprocesador aritmético, por ejemplo, para conversión de formato de eventos, y para

detección de eventos en módulos de E/S sin capacidad de SOE.

3.2.2.7 Módulo de entrada digital

Estos módulos reciben señales provenientes del proceso, tales como indicaciones, alarmas, estado de equipos, etc. Capacidad de 32 entradas digitales con nivel de tensión compatible con el sistema de auxiliares DC de la central. Las señales se reciben directamente de los equipos, por lo tanto, son aisladas por medio de opto acopladores.

Todas las entradas tienen capacidad de operación, como por ejemplo, registro de evento, con resolución de 1 ms;

Capacidad de autodiagnóstico;

Cada entrada tiene LEDs que permiten indicar, de forma local su estado. Dispone de filtro para supresión de rebotes, para prevenir doble indicaciones o posiciones indefinidas, y posee un rango de tiempo de filtrado programable mínimo entre 1 y 10 ms;

LEDs para indicación de estado de las entradas;

LED de actividad indicando que el módulo está siendo intervenido;

Capacidad de cambio a caliente (Hot Swap);

Cuatro conjuntos de ocho puntos con conexión común para cada conjunto;

La UAC posee lo necesario para garantizar que las señales no serán afectadas por ruido electromagnético, inducción ni ningún tipo de interferencia que afecten la transferencia de señales de campo hacia el controlador;

Tensión de aislamiento mínima de 1.500 V;

Nivel de severidad de descargas electrostáticas (ESD): IEC 801-2, nivel 4;

Aislamiento y reducción del ruido eléctrico tipo onda oscilatoria: IEC 1131, nivel de severidad A y IEEE C37.90.1 (SWC);

Aislamiento y reducción del ruido eléctrico tipo transitorio: de acuerdo a la IEC 1131 nivel B; conforme IEC 801-4, nivel 3;

Aislamiento a campo electromagnético: 10 V/m @ 140 MHz, conforme IEC 801-3;

Protección contra choque eléctrico: conforme norma IEC-536-1976, clase I y;

Dispositivo para evitar ruidos de rebote.

3.2.2.8 Módulo de entrada analógica

Capacidad de 16 entradas analógicas aisladas con resolución de 16 bits.

Acepta señales de corriente (0 a 20 mA) y tensión (-10 a +10V);

Configuración independiente entre entradas, permitiendo el uso de diferentes escalas en el mismo módulo;

Las entradas son aisladas entre si y en relación a la UCP y demás módulos;

Las entradas análogas están equipadas con las protecciones adecuadas para garantizar que los transitorios y oscilaciones inducidas no dañen los módulos de entrada

o los componentes que los integran;

Capacidad de autodiagnóstico. El equipo contiene circuitos y funciones para supervisar el circuito de corriente de cada una de las señales análogas y para reportar sus fallas. En la parte frontal de cada módulo presenta señalizaciones de falla;

LED de actividad indicando que el módulo está siendo intervenido por la UCP;

Señalización de entrada en sobretensión, sobrecorriente, subtensión y subcorriente;

Precisión de +/- 0,1% de escala @ 25 °C;

Filtros de entrada pasa-bajo de segundo orden en 2 Hz;

Aislamiento mínimo de 1.500 V entre entradas y tierra del sistema;

La UAC posee lo necesario para garantizar que las señales no serán afectadas por ruido electromagnético, inducción ni ningún tipo de interferencia que afecten la transferencia de señales de campo hacia el controlador;

Tensión de aislamiento de 1.500 V;

Nivel de severidad de descargas electrostáticas (ESD): IEC 801-2, nivel 4;

Aislamiento y reducción del ruido eléctrico tipo onda oscilatoria: IEC 1131, nivel de severidad A y IEEE C37.90.1 (SWC);

Aislamiento y reducción del ruido eléctrico tipo transitorio: de acuerdo a la IEC 1131 nivel B; conforme IEC 801-4, nivel 3;

Aislamiento a campo electromagnético: 10 V/m @ 140 MHz, conforme IEC 801-3;

Protección contra choque eléctrico: conforme norma IEC-536-1976, clase I y;

Dispositivo para evitar ruidos de rebote.

3.2.2.9 Módulo de entradas de temperatura

Capacidad de 16 entradas análogas para medición de temperatura RTD/Termopar, con resolución de 16 bits.

Configuración independiente entre entradas, permitiendo el uso de diferentes escalas en el mismo módulo;

Las entradas son aisladas entre si y en relación a UCP y demás módulos;

Capacidad de autodiagnóstico;

LED de actividad indicando que el módulo está siendo intervenido por la UCP;

Precisión de +/- 0,1% de escala @ 25 °C;

La UAC posee lo necesario para garantizar que las señales no serán afectadas por ruido electromagnético, inducción ni ningún tipo de interferencia que afecten la transferencia de señales de campo hacia el controlador;

Tensión de aislamiento mínima de 1.500 V;

Nivel de severidad de descargas electrostáticas (ESD): IEC 801-2, nivel 4;

Aislamiento y reducción del ruido eléctrico tipo onda oscilatoria: IEC 1131, nivel de

severidad A y IEEE C37.90.1 (SWC);

Aislamiento y reducción del ruido eléctrico tipo transitorio: de acuerdo a la IEC 1131 nivel B; conforme IEC 801-4, nivel 3;

Aislamiento a campo electromagnético: 10 V/m @ 140 MHz, conforme IEC 801-3 y;

Protección contra choque eléctrico: conforme norma IEC-536-1976, clase I.

3.2.2.10 Módulo de salida digital

Capacidad de 32 salidas digitales. Las salidas digitales son por medio de contactos libres de potencial que a su vez sirven de aislamiento galvánico entre el equipo y el proceso. Los relés de salida son de bajo consumo y sus contactos apropiados para los diferentes circuitos donde son empleados.

Los módulos tienen indicación del estado operativo de las salidas por medio de LEDS y funciones de supervisión del circuito de la salida y enviar reporte de sus fallas;

Los módulos tienen circuitos de protección de las salidas contra cortocircuito, sobrecarga y sobretensiones;

Capacidad de cambio en caliente;

Tiempo de conmutación de 10 ms;

Corriente nominal @ 30 V: 2 A para cargas resistivas y 0,5 A para cargas inductivas ($t \leq 7$ ms o factor de potencia $> 0,4$);

Proceso de desactivar las salidas cuando la UCP esté en estado de error;

Las salidas tienen sistema de check-before-operate;

La UAC posee lo necesario para garantizar que las señales no serán afectadas por ruido electromagnético, inducción ni ningún tipo de interferencia que afecten la transferencia de señales de campo hacia el controlador;

Tensión de aislamiento de mínimo 1.500 V;

Nivel de severidad de descargas electrostáticas (ESD): IEC 801-2, nivel 4;

Aislamiento y reducción del ruido eléctrico tipo onda oscilatoria: IEC 1131, nivel de severidad A y IEEE C37.90.1 (SWC);

Aislamiento y reducción del ruido eléctrico tipo transitorio: de acuerdo a la IEC 1131 nivel B; conforme IEC 801-4, nivel 3;

Aislamiento a campo electromagnético: 10 V/m @ 140 MHz, conforme IEC 801-3 y;

Protección contra choque eléctrico: conforme norma IEC-536-1976, clase I.

3.2.2.11 Módulo de salida analógica

Estos módulos sirven para el envío y adaptación de aquellas variables de medida enviadas hacia:

Transductores e instrumentación de proceso que reciban señales de 4-20 mA;

Sensores o actuadores que reciban señales de 4 – 20 mA;

El equipo posee circuitos y funciones para supervisar el circuito de corriente de cada una de las señales análogas y para enviar reporte de sus fallas. En la parte frontal de cada módulo deberán preverse señalizaciones de falla;

La UAC posee lo necesario para garantizar que las señales no serán afectadas por ruido electromagnético, inducción ni ningún tipo de interferencia que afecten la transferencia de señales de campo hacia el controlador;

Tensión de aislamiento de mínimo 1.500 V;

Nivel de severidad de descargas electrostáticas (ESD): IEC 801-2, nivel 4;

Aislamiento y reducción del ruido eléctrico tipo onda oscilatoria: IEC 1131, nivel de severidad A y IEEE C37.90.1 (SWC);

Aislamiento y reducción del ruido eléctrico tipo transitorio: de acuerdo a la IEC 1131 nivel B; conforme IEC 801-4, nivel 3;

Aislamiento a campo electromagnético: 10 V/m @ 140 MHz, conforme IEC 801-3 y;

Protección contra choque eléctrico: conforme norma IEC-536-1976, clase I.

3.2.2.12 Módulo ciego

Los slots no utilizados serán cubiertos por módulos ciegos.

3.2.2.13 Medidor de Parámetros Eléctricos

Es un equipo especializado en medición de variables eléctricas fundamentales. Tiene entrada para tres lecturas de tensiones y tres lecturas de corrientes de los secundarios de los TCs y TPs. Es alimentado por la tensión DC del servicio auxiliar de la central.

La comunicación con la UAC puede vía Ethernet o serial, a ser definido por EGASA, utilizando protocolo MODBUS.

3.2.2.14 Sincronización horaria

Será alimentado por la tensión DC del servicio auxiliar de la central. La comunicación con la UAC será vía Ethernet o serial, utilizando protocolo MODBUS. La base del sistema de sincronización horaria es el servidor de tiempo sincronizado por satélite GPS.

El equipo es un servidor de tiempo sincronizado por satélite GPS que brinda señales de referencia temporal en salidas ópticas y eléctricas. Las señales se obtienen a través de un receptor GPS. La información de tiempo será visualizada en un display en la parte frontal del equipo.

Los formatos de salida son:

IRIG-B DC-Shift para los reguladores de velocidad/voltaje y protecciones y;

NTP-Ethernet para las consolas de operaciones y UACs de la casa de máquinas.

El equipo será suministrado completo, con cableado y antena externa.

Todos los equipos conectados a la red de sincronismo tienen previstos dispositivos para que esta conexión, cuando sea de tipo externa a los cubículos, sea realizada a

través de fibra óptica.

Otras características técnicas:

Exactitud de referencia media de 150 ns (nanosegundos);

Capacidad de rastrear, al menos 12 satélites simultáneamente;

El reloj maestro del GPS no permite un deslizamiento, esto es una dispersión, mayor que 1×10^{-9} después de 24 hrs. sin señal de sincronización;

El GPS ofrece una interface de comunicación Ethernet 10/100 RJ45, para ajuste de parámetros y otros datos necesarios para la operación y el mantenimiento del mismo;

El GPS y sus periféricos, poseen programas adecuados que permite ajustes de parámetros, operación y mantenimiento de los mismos;

La antena será instalada del lado externo y soporta un 100% de humedad relativa condensada y soportar temperaturas de -40°C a $+75^{\circ}\text{C}$ y;

El GPS ofrece salida para señalización de alarma, por medio de un contacto seco con capacidad de 125 Vcc/8 mA.

El GPS permite la configuración del horario para la utilización con la hora local.

3.2.2.15 Sincronización de la unidad

La sincronización de la unidad con el sistema eléctrico de potencia se realizará de manera manual o automática. La selección del modo de sincronización se realizará mediante un switch selector ubicada en el panel de control de cada unidad.

La sincronización de la unidad controlará el regulador de velocidad y el regulador de tensión; no obstante lo anterior, ambos reguladores también podrán controlarse localmente por medio de una interfaz.

Características mínimas:

Medición de voltaje de la unidad y de la barra;

Entrada para habilitar la función del sincronismo;

Salida para aumentar/disminuir voltaje;

Salida para aumentar/disminuir frecuencia;

Salida para comando de cierre del interruptor;

Salida para verificación del estado del sincronismo y;

Debe ser alimentado por la tensión DC del servicio auxiliar de la central.

3.2.3 Entradas y salidas de la unidad de adquisición y control

Para cada UAC deben ser mostrados los números de puntos de interfaces necesarios. La cantidad de puntos fueron definidos después de la visita a las instalaciones de la central y en función de la arquitectura de solución, puesto que el uso de interfaces de comunicación podrá reducir el número de entradas y salidas discretas.

En la lista de entradas y salidas están siendo contemplados una reserva del 20% para

expansión futura.

TABLA N° 1.3: Entradas y salidas de la unidad de adquisición y control

(Fuente: Elaboración Propia)

Tipo	Cantidad
Entradas digitales	480
Salidas digitales	120
Entradas analógicas de medición	64
Entradas analógicas de temperatura	64

3.3 Diseño

3.3.1 Control de arranque y parada

Durante el proceso de arranque, antes de colocar en paralelo la unidad generador-turbina con la red de energía eléctrica varios pasos deben ser llevados a cabo para garantizar que todas las condiciones para el arranque cumplen con los requerimientos de la máquina.

1. Existen dos estado de arranque de la unidad: marcha vacio y marcha acoplado. Con uno de estos comandos y las condiciones previas satisfechas se utiliza el sistema auxiliar para apagar el sistema de calefacción del generador, enfriar el transformador y encender los sistemas de aire comprimido y lubricación de aceite para la turbina y el generador. Si estas acciones no se completan en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente, el proceso de arranque es detenido y el proceso de parada inicializado.
2. Apertura de la válvula principal en un 100%. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente, el proceso de arranque es detenido y el proceso de parada inicializado.
3. Arrancar el regulador de velocidad de la turbina. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente, el proceso de arranque es detenido y el proceso de parada inicializado.
4. Cuando la velocidad de la turbina alcanza el 30% del valor nominal, el sistema de lubricación de aceite del generador es apagado. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente, el proceso de arranque es detenido y el proceso de parada inicializado.
5. Cuando la velocidad de la turbina sobrepasa el 95% de la velocidad nominal, la excitatriz es encendida. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente, el proceso de arranque es detenido y el proceso de parada inicializado.

6. Cuando el voltaje del generador sobrepasa el 95% del valor nominal, el sincronizador es encendido. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente, el proceso de arranque es detenido y el proceso de parada inicializado.

7. Cuando el punto de sincronización es alcanzado, el sincronizador envía una señal de sierre al interruptor. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente, el proceso de arranque es detenido y el proceso de parada inicializado.

8. Se lleva a cabo la regulación por factor de potencia y flujo de agua. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente, el proceso de arranque es detenido y el proceso de parada inicializado.

A este punto la unidad se encuentra en marcha acoplada con la red eléctrica.

3.3.2 Proceso de parada normal

Durante el proceso de parada normal los siguientes pasos deben ser llevados uno a la vez.

1. Existen dos estado para la parada de la unidad: marcha vacio y parada total. Con uno de estos comandos y la condición de parada lista, la carga es reducida o retirada a través de la regulación del factor de potencia y el flujo del agua. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente, el proceso de parada es detenido y el proceso de parada por falla es inicializado.

2. Abrimos el interruptor de acople. Con el comando de marcha vacio, la unidad gira en modo sin carga. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente, el proceso es detenido y el proceso de parada por falla es inicializado.

3. Se apaga la excitatriz y disminuye el nivel de voltaje del generador. Apagamos el regulador de velocidad de la turbina y cerramos los deflectores. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente, el proceso es detenido y el proceso de parada por falla es inicializado.

4. Cuando los deflectores se encuentran cerrados, cerramos la válvula mariposa que alimenta a la turbina. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente, el proceso es detenido y el proceso de parada por falla es inicializado.

5. Cuando la velocidad de la turbina desciende por debajo del 30% del valor nominal, encendemos el sistema de lubricación de aceite del generador. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente,

el proceso es detenido y el proceso de parada por falla es inicializado.

6. Cuando la velocidad de la turbina desciende por debajo del 20% del valor nominal, accionamos los frenos mecánicos. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente, el proceso es detenido y el proceso de parada por falla es inicializado.

7. Cuando la velocidad de la turbina es cero, desaplicamos los frenos mecánicos. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente, el proceso es detenido y el proceso de parada por falla es inicializado.

8. Apagamos los sistemas auxiliares de lubricación de aceite, aire comprimido y ventilación del transformador, y encendemos la calefacción del generador. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente.

3.3.3 Proceso de parada rápida

La alarma de parada rápida es disparada por un defecto mecánico. En este caso, el proceso es similar al de la parada normal, excepto que la máquina es parada mediante el accionamiento de los deflectores y la excitación de la válvula solenoide de seguridad de la turbina.

1. Cuando la alarma de parada rápida es enviada, cerramos la válvula mariposa de alimentación principal. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente.

2. Rechazo de carga del generador a través de la regulación del factor de potencia y el flujo del agua. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente.

3. Abrimos el interruptor principal de acoplamiento. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente.

4. Cortamos la excitatriz para disminuir el voltaje de línea. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente.

5. Apagamos el regulador de la turbina para disminuir su velocidad. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente.

6. Cuando la velocidad de la turbina es menor al 30% del valor nominal, encendemos el sistema de lubricación de aceite del generador. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente.

7. Cuando la velocidad de la turbina es menor al 20% del valor nominal, aplicamos los frenos mecánicos. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente.

8. Cuando la turbina es parada, desaplicamos los frenos mecánicos. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente.

9. Apagamos los sistemas auxiliares de lubricación de aceite, aire comprimido y ventilación del transformador, y encendemos la calefacción del generador. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente.

3.3.4 Proceso de parada de emergencia

Ante un evento de falla eléctrica interna la parada de emergencia del grupo es ejecutado. La unidad se desacopla inmediatamente, seguido por el corte de la excitatriz.

1. Ante una alarma de parada de emergencia, abrimos el interruptor de acoplamiento principal. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente.

2. Paramos el regulador de velocidad de la turbina. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente.

3. Cuando la velocidad de la turbina es menor al 30% de la velocidad nominal, encendemos el sistema de lubricación de aceite del generador. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente.

4. Cuando la velocidad de la turbina es menor al 20% de la velocidad nominal aplicamos los frenos mecánicos. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente.

5. Cuando la turbina para desaplicamos los frenos mecánicos. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente.

6. Apagamos los sistemas auxiliares de lubricación de aceite, aire comprimido y ventilación del transformador, y encendemos la calefacción del generador. Si esta acción no se completa en un periodo de tiempo un mensaje de alarma es generado automáticamente.

3.4 Diseño del hardware

3.4.1 Listado de materiales

Los materiales seleccionados responden a los requerimientos del cliente y son detallados en resumen en la **TABLA N° 1.4**.

TABLA N° 1.4: Listado de materiales tablero de control Unidad Generadora

(Fuente: Elaboración Propia)

Cantidad	Referencia	Descripción	Fabricante
3	140XBP01600	BACKPLANE QUANTUM 16 SLOTS	SCHNEIDER ELECTRIC
1	140XBP01000	BACKPLANE QUANTUM 10 SLOTS	SCHNEIDER ELECTRIC
1	140CPU65150	CPU UNITY QUANTUM	SCHNEIDER ELECTRIC

4	140CPS52400	FUENTE QUANTUM 125VCC 8A	SCHNEIDER ELECTRIC
2	PTQ-104S	MÓDULO COMUNICACIÓN IEC60870-5-104	SCHNEIDER ELECTRIC
1	140NOE77101	MÓDULO COMUNICACIÓN ETHERNET TCP/IP	SCHNEIDER ELECTRIC
1	QUCM-O	MÓDULO COMUNICACIÓN MODBUS	SCHNEIDER ELECTRIC
1	140CRP93100	MÓDULO QUANTUM DE EXPANSIÓN REMOTA RIO	SCHNEIDER ELECTRIC
3	140CRA93100	MÓDULO QUANTUM DE EXPANSIÓN REMOTA DROP RIO	SCHNEIDER ELECTRIC
3	140AVI03000	MÓDULO QUANTUM 8 ENTRADAS ANALÓGICAS	SCHNEIDER ELECTRIC
6	140ARI03010	MÓDULO QUANTUM 8 ENTRADAS DE TEMPERATURA	SCHNEIDER ELECTRIC
11	140SER65300	MÓDULO 32 ENTRADAS DIGITALES 125VCC CON REGISTRO DE EVENTOS	SCHNEIDER ELECTRIC
3	140DVO85300	MÓDULO QUANTUM 32 SALIDAS DIGITALES	SCHNEIDER ELECTRIC
1	90.05.1228	TABLERO 2300X100X800MM	KMAK
2	TCSESM083F2CU0	SWITCH ADMINISTRABLE 6TX/2FX-MM	SCHNEIDER ELECTRIC
1	XBTGT7340	HMI TOUCH COLOR 65K 15"	SCHNEIDER ELECTRIC
1	ABL8REM24030	FUENTE DE ALIMENTACIÓN 24VCC 72W	SCHNEIDER ELECTRIC
1	ABL8REM24050	FUENTE DE ALIMENTACIÓN 24VCC 120W	SCHNEIDER ELECTRIC
1	K32F2C16	DISYUNTOR K32F 2 POLOS CURVA C 16A	SCHNEIDER ELECTRIC
1	K32F1C10	DISYUNTOR K32F 1 POLO CURVA C 10A	SCHNEIDER ELECTRIC
1	MGN61535	DISYUNTOR C60HDC 2 POLOS CURVA C 32A	SCHNEIDER ELECTRIC
3	MGN61528	DISYUNTOR C60HDC 2 POLOS CURVA C 10A	SCHNEIDER ELECTRIC
1	MGN61526	DISYUNTOR C60HDC 2 POLOS CURVA C 6A	SCHNEIDER ELECTRIC
1	MGN61524	DISYUNTOR C60HDC 2 POLOS CURVA C 5A	SCHNEIDER ELECTRIC
1	PM820	MEDIDOR ANALIZADOR DE REDES	SCHNEIDER ELECTRIC
1	129A514G01	LLAVE DE PRUEBAS	ELSTER
3	XB5-AT844	BOTÓN DE EMERGENCIA 2NC	SCHNEIDER ELECTRIC
1	CA10-A362-600	CONMUTADOR 3 POSICIONES	KRAUS & NAIMER
84	RUMC3AB2BD	RELÉ AUXILIAR 24VCC CON LED 3NANC 10A	SCHNEIDER ELECTRIC
84	RUZC3M	BASE PARA RELÉ AUXILIAR RUM 3 CONTACTOS	SCHNEIDER ELECTRIC
880	AB1VV435U	BORNE DE CONEXIÓN 4MM	SCHNEIDER ELECTRIC
2	AB1FU10135U	BORNE FUSIBLE	SCHNEIDER ELECTRIC
7	AB1TP435U	BORNE TIERRA 4MM	SCHNEIDER ELECTRIC
42	C029246-0000	IDENTIFICADOR DE REGLA	CONEXEL
26	AB1AB8M35	TOPE DE EXTREMIDAD METÁLICO	SCHNEIDER ELECTRIC
1	20109901287	RESISTENCIA DE CALEFACCIÓN 150W 220V	HOMAGE
2	XCKP2110G11	FINAL DE CARRERA	SCHNEIDER ELECTRIC
1	20109900749	TERMOSTATO 0-90 °C	THERMOPRESS
2	20109901429	LÁMPARA FLUORESCENTE COMPACTA 15W 220V	PHILLIPS
4	PT54323	TOMA DE CORRIENTE	SCHNEIDER ELECTRIC
7	20109900551	RIEL DIN ACERO 35	CONEXEL
13	20109900939	CANALETA PLÁSTICA RECORTE CERRADO 80X80MM	DUTOPLAST

3.4.2 Diseño del tablero

El diseño del tablero se realizó atendiendo los requisitos especificados por el cliente y contemplando la disposición de los materiales resumidos en la **TABLA N°1.4**. Previamente se realizaron visitas de coordinación a las instalaciones del cliente donde se verificó el acceso para el transporte y ubicación final del tablero de control de la unidad generadora. Esta información fue valiosa a la hora del diseño y construcción del tablero.

Tablero autosoportado doble puerta con placa de montaje back to back de dimensiones 800x800x2300mm (largo, ancho, alto). Con estructura modular constituida por secciones verticales y yuxtapuestas, con el objetivo de formar un conjunto rígido capaz de soportar las maniobras de transporte con todos los componentes montados;

Sistema anticondensación controlado por termostato;

Aperturas necesarias a la ventilación protegidas con filtros fácilmente extraíbles;

Grado de protección para sistemas que utilizan ventilación forzada IP42;

Tipo de pintura electrostática a polvo;

Estructura en chapa de acero dobladas y rebatidas 4.0mm;

Placas de montaje internas en chapa de acero de 2.7mm;

Barra de aterramiento con sección mínima de 50mm²;

Cables de control con mínimo de 1mm² y;

Cables de potencia con mínimo de 2.5mm².

En el **ANEXO A** se adjuntan los planos constructivos del tablero de control de la Unidad Generadora.

CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

Este capítulo presenta el desarrollo de los trabajos en campo con la finalidad de validar las definiciones mostradas en el CAPÍTULO II y el análisis expuesto en el CAPÍTULO III.



Figura 1.13: Tablero de señalización (izquierda) – Tablero de control (derecha)

Fuente: EGASA (Arequipa - Perú)

Elaboración: Propia

4.1 Levantamiento de campo

En esta etapa se definirá la ubicación de los equipos, se tomará medida de las distancias de los cables de fibra-óptica y de comunicación, se realizará una verificación de los cables de interconexión que serán necesarios cambiar y cables nuevos que tendrán que ser instalados.

Las fuentes de energía necesarias para la alimentación de los equipos serán examinadas en esta etapa.

Duración prevista de esta etapa: 44h.

Requisitos necesarios: Disponibilidad de acceso a todas las áreas por donde pasarán los cables y serán ubicados los equipos.

4.2 Tendido de cables de fibra óptica, cables de comunicación y de interconexión

En esta etapa se realiza el tendido de todos los cables de fibra óptica, comunicación y cables de interconexión necesarios para este proyecto, ver **FIGURA 1.14**.

Serán pasados los cables de fibra-óptica para las interconexiones entre equipos y entre edificios de servicios de acuerdo con el diseño de la arquitectura de comunicación **FIGURA 1.12**. Serán utilizadas en todas las interconexiones fibra óptica del tipo multimodo.

Serán pasados los cables coaxiales para interconexiones entre los tableros principales de los PLCs y las UACs remotas, según el diseño de la arquitectura de comunicación.

Los cables Ethernet necesarios para la interconexión de los equipos conforme el diseño de la arquitectura de comunicación serán hechos en esta etapa.

Los cables para alimentaciones y cables de interconexiones nuevos o que necesiten cambio, detectados en la etapa anterior, serán pasados en esta etapa.

Duración prevista de esta etapa: 44h.

Requisitos necesarios: Disponibilidad de acceso para trabajo en todas las áreas por donde pasarán los cables.

4.3 Posicionamiento de los tableros próximos a sus ubicaciones definitivas

En esta etapa los tableros serán posicionados próximos a sus locales definitivos para permitir que sean realizadas pruebas preliminares antes del montaje y puesta en marcha.

Duración prevista de esta etapa: 44h.

Requisitos necesarios: Disponibilidad de acceso para trabajo en las áreas donde serán ubicados los tableros.

4.4 Alimentación de los tableros y conexiones de comunicación para pruebas preliminares

En esta etapa serán hechas las conexiones de las alimentaciones de los tableros y las conexiones de red para las pruebas preliminares.

Los tableros y los equipos del sistema serán energizados, de modo que todo el sistema esté listo para las pruebas preliminares.

Las conexiones de comunicación serán hechas conforme el diseño de la arquitectura de comunicación. Los Distribuidores Internos Ópticos (DIO) serán instalados en esta etapa, se realizarán los empalmes y fusiones de la fibra óptica, de modo que tengamos todo el sistema interconectado.



Figura 1.14: Galería de cables

Fuente: EGASA (Arequipa - Perú)

Elaboración: Propia

4.5 Pruebas preliminares del sistema

Las pruebas preliminares del sistema de supervisión y control serán hechas antes de la etapa de montaje y están detalladas a continuación.

4.5.1 Red de comunicación

En esta etapa será verificada toda la interconexión de comunicación. Se probará el acceso de los equipos del sistema desde las consolas de estaciones remotas. Las direcciones de red serán configuradas conforme definido en las pruebas de aceptación con el cliente. Los eventuales problemas encontrados serán solucionados de inmediato.

Duración prevista de esta etapa: 4h.

Requisitos necesarios: Tener todo el sistema energizado y las conexiones de red terminadas.

Resultado esperado: Tener todos los equipos accesibles y comunicando con el sistema control.

4.5.2 Autómata de la unidad

4.5.2.1 Punto a punto

En esta etapa serán probados todos los puntos de entradas y salidas del autómata en los bornes del tablero y verificados en el software SCADA. Las salidas serán probadas desde software de programación de los controladores (Software Unity). Serán probados también los puntos de entradas y salidas de la UAC remota. Los eventuales problemas encontrados serán solucionados de inmediato.

Duración prevista de esta etapa: 4h.

Requisitos necesarios: Generador de 4-20mA, multímetro.

Resultado esperado: Todas las entradas verificadas correctamente en sistema SCADA y las salidas verificadas correctamente con el multímetro.

4.5.2.2 Verificación de la lógica

En esta etapa será probada la lógica del autómata simulando las condiciones a través del software Unity. Serán probados los mandos desde el HMI local y desde el software SCADA. Los eventuales problemas encontrados serán solucionados de inmediato.

Duración prevista de esta etapa: 8h.

Resultado esperado: El desarrollo de la secuencia lógica debe ser coherente con el proyecto lógico.

4.6 Montaje y pruebas de puesta en marcha del autómata de la unidad

Los trabajos descritos abajo serán ejecutados durante el período de parada de la unidad.

4.6.1 Montaje

En esta etapa serán desconectados los cables del autómata H20 y se retirará el tablero de control existente. El tablero de autómata Quantum será ubicado en la misma ubicación donde se encontraba el H20 y serán realizadas las reconexiones de los cables

de proceso, alimentación y comunicación. Se realizará la instalación de la UAC Remota del Transformador en local predeterminado, la conexión de sus cables de proceso y la reconexión de alimentación y comunicación. Todas las conexiones serán hechas en conformidad con los diagramas funcionales eléctricos.

Duración prevista de esta etapa: 44h.

Requisitos necesarios: Unidad parada y disponibilidad para ejecución del trabajo.

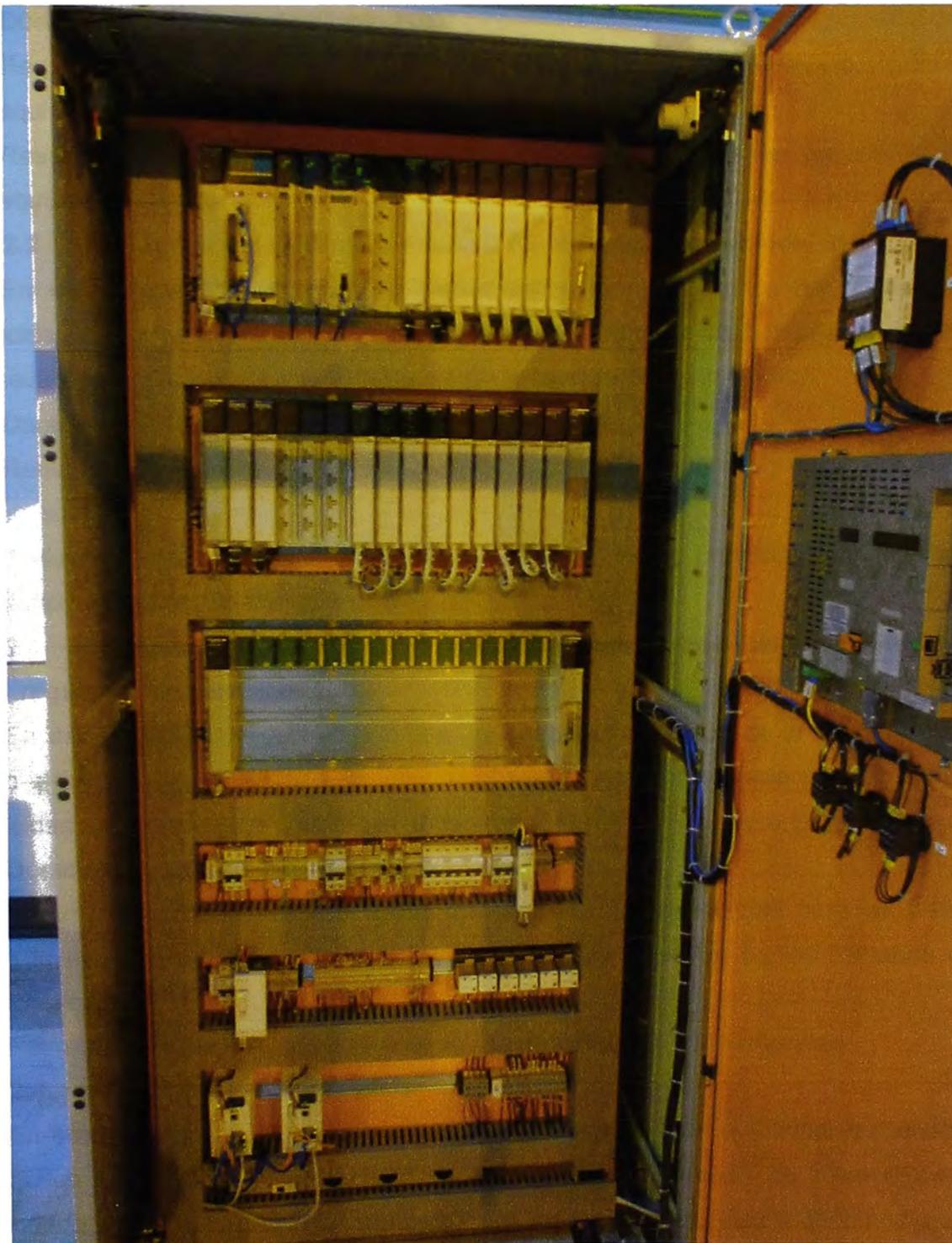


Figura 1.15: Tablero de control de la unidad generadora 1

Fuente: EGASA (Arequipa - Perú)

Elaboración: Propia

4.6.2 Pruebas de puesta en marcha

4.6.2.1 Verificación de los puntos

En esta etapa serán probados todos los puntos de entradas del autómata actuando sobre los sensores de campo y verificando su correcta visualización en el autómata. Serán actuadas las salidas digitales y verificadas su ejecución en los equipos de campo. Los eventuales problemas encontrados serán solucionados de inmediato.

Duración prevista de esta etapa: 44h.

Requisitos necesarios: Disponibilidad para actuar sobre los sensores y actuadores de los equipos de campo.

Resultado esperado: Todas las entradas y las salidas verificadas correctamente en los equipos de campo.

4.6.2.2 Lógica del sistema hidráulico de regulación de velocidad

En esta etapa será probado la lógica del sistema hidráulico de regulación de velocidad conforme el proyecto lógico y su correcto control de las bombas y del sistema. Los eventuales problemas encontrados serán solucionados de inmediato.

Duración prevista de esta etapa: 16h.

Requisitos necesarios: Tener todo el sistema hidráulico montado y disponible para las pruebas.

Resultado esperado: El correcto funcionamiento de la presurización del sistema hidráulico de regulación de velocidad.

4.6.2.3 Arranque paso a paso desde unidad parada hasta la entrada del regulador de velocidad

En esta etapa serán probados todos los pasos de arranque de la unidad en modo paso-a-paso desde el estado de Unidad Parada hasta la entrada del regulador de velocidad. Los eventuales problemas encontrados serán solucionados de inmediato.

Duración prevista de esta etapa: 16h.

Requisitos necesarios: Tener todos los subsistemas disponibles para las pruebas. Para la apertura de la válvula esférica es necesario tener las agujas trabadas en la posición cerrada.

Resultado esperado: Cada paso del arranque se ejecuta correctamente.

4.6.2.4 Parada de emergencia

En esta etapa será probada la parada de emergencia de la unidad, de modo que todos los subsistemas salgan de operación cuando la parada de emergencia sea accionada. Los eventuales problemas encontrados serán solucionados de inmediato.

Duración prevista de esta etapa: 2h.

Requisitos necesarios: Tener la unidad en estado de transición en el paso de entrada

del regulador de velocidad.

Resultado esperado: Todos los subsistemas salen de operación con el accionamiento de la parada de emergencia.

4.6.2.5 Puesta en marcha regulador de velocidad

En esta etapa se realiza el paso de puesta en marcha del regulador de velocidad y la ejecución de su salida respectiva, iniciando con las pruebas de regulación de velocidad. Después de concluidas las pruebas de regulación de velocidad, será actuada la parada de emergencia para verificar la parada desde este paso. Los eventuales problemas encontrados serán solucionados de inmediato.

Duración prevista de esta etapa: 2h;

Requisitos necesarios: Tener la unidad en estado de transición en el paso de arranque del regulador de velocidad. En esta prueba las agujas no estarán cerradas.

Resultado esperado: El automatismo permite la correcta entrada del regulador de velocidad.

4.6.2.6 Orden de excitación

En esta etapa se realiza el paso de excitación de la unidad y la ejecución de su salida respectiva, iniciando las pruebas de regulación de tensión. Después de concluidas las pruebas de regulación de tensión, será actuada la parada de emergencia para verificar la parada desde este paso. Los eventuales problemas encontrados serán solucionados de inmediato.

Duración prevista de esta etapa: 2h.

Requisitos necesarios: Tener la unidad en estado de transición en el paso de excitación.

Resultado esperado: El automatismo permite la correcta entrada del regulador de tensión. Concluidas las pruebas del regulador de tensión, la unidad tendrá que quedarse en el estado estable de Marcha Vacío.

4.6.2.7 Parada paso a paso MV – PT

En esta etapa se prueban todos los pasos de parada de la unidad en modo paso-a-paso desde el estado de Marcha-Vacío (MV) hasta el estado de Unidad Parada (PT). Los eventuales problemas encontrados serán solucionados de inmediato.

Duración prevista de esta etapa: 4h.

Requisitos necesarios: Tener la unidad en la transición de estado estable de Marcha Vacío.

Resultado esperado: Cada paso de la parada ejecutado correctamente.

4.6.2.8 Arranque automático PT – MV

En esta etapa se prueba el arranque automático de la unidad desde el estado de

Unidad Parada (PT) hasta el estado estable de Marcha Vacío (MV). Los eventuales problemas encontrados serán solucionados de inmediato.

Duración prevista de esta etapa: 2h.

Requisitos necesarios: Tener la unidad en estado parado y disponible para arranque.

Resultado esperado: Los pasos de arranque se ejecutan correctamente en modo automático.

4.6.2.9 Parada automática MV – PT

En esta etapa se prueba la parada automática de la unidad desde el estado estable de Marcha Vacío (MV) hasta el estado estable de Unidad Parada (PT). Los eventuales problemas encontrados serán solucionados de inmediato.

Duración prevista de esta etapa: 2h.

Requisitos necesarios: Tener la unidad en estado estable de Marcha Vacío.

Resultado esperado: Los pasos de parada se ejecutan correctamente en modo automático.

4.6.2.10 Sincronismo

En esta etapa se prueba el paso de transición de Marcha Vacío para Marcha Acoplada con la consecuente activación del sincro-acoplador, habilitando el inicio de las pruebas de sincronización y ajustes de la regulación en carga. Concluidas las pruebas de regulación en carga será accionada la parada de emergencia para verificar la parada desde este paso. Los eventuales problemas encontrados serán solucionados de inmediato.

Duración prevista de esta etapa: 2h.

Requisitos necesarios: Tener la unidad en estado estable de Marcha Vacío. Disponibilidad para conexión de la unidad al sistema.

Resultado esperado: La correcta activación del sincro-acoplador y cierre del disyuntor, la unidad se queda en estado estable Marcha Acoplada.

4.6.2.11 Arranque paso a paso PT – MA

En esta etapa se prueba todos los pasos de arranque de la unidad en modo paso-a-paso desde el estado de Unidad Parada (PT) hasta el estado de Marcha Acoplada (MA). Los eventuales problemas encontrados serán solucionados de inmediato.

Duración prevista de esta etapa: 2h.

Requisitos necesarios: Disponibilidad para conexión de la unidad al sistema.

Resultado esperado: Cada paso del arranque ejecutado correctamente.

4.6.2.12 Control de potencia y tensión desde SCADA

En esta etapa se realizan las pruebas de control de potencia y tensión de la unidad desde el sistema SCADA. Se envían los set-points de potencia y tensión para el

regulador desde el SCADA y se verifica la respuesta de la unidad. Se envían también pulsos de aumentar y disminuir potencia y tensión para el regulador y verifican su respuesta en la unidad. Los eventuales problemas encontrados serán solucionados de inmediato.

Duración prevista de esta etapa: 2h.

Requisitos necesarios: Tener la unidad en estado estable de Marcha Acoplada.

Resultado esperado: La correcta respuesta de la unidad para los set-point y pulsos enviados.

4.6.2.13 Parada paso a paso MA – PT

En esta etapa se ejecutan todos los pasos de parada de la unidad en modo paso-a-paso desde el estado de Marcha-Acoplada (MA) hasta el estado de Unidad Parada (PT). Los eventuales problemas encontrados serán solucionados de inmediato.

Duración prevista de esta etapa: 2h.

Requisitos necesarios: Tener la unidad en la transición de estado estable de Marcha Acoplada.

Resultado esperado: Cada paso de la parada ejecutado correctamente.

4.6.2.14 Arranque automático PT – MA

En esta etapa se prueba el arranque automático de la unidad desde el estado de Unidad Parada (PT) hasta el estado estable de Marcha Acoplada (MA). Los eventuales problemas encontrados serán solucionados de inmediato.

Duración prevista de esta etapa: 2h.

Requisitos necesarios: Tener la unidad en estado parado, disponible para arranque y disponible para conexión con el sistema.

Resultado esperado: Los pasos de arranque ejecutados correctamente de modo automático.

4.6.2.15 Parada automática MA – PT

En esta etapa se prueba la parada automática de la unidad desde el estado estable de Marcha Acoplada (MA) hasta el estado estable de Unidad Parada (PT). Los eventuales problemas encontrados serán solucionados de inmediato.

Duración prevista de esta etapa: 2h.

Requisitos necesarios: Tener la unidad en estado estable de Marcha Vacío.

Resultado esperado: Los pasos de parada se ejecutan correctamente de modo automático.



Figura 1.16: Tableros control (izquierda) y regulación (derecha) unidad generadora 1

Fuente: EGASA (Arequipa - Perú)

Elaboración: Propia

4.7 Operación de las unidades generadoras

La siguiente sección describe la operación local de las UACs de las unidades generadoras a través del HMI local.

4.7.1 Unidad de adquisición y control (UAC) de las unidades generadoras

4.7.1.1 Pantallas de operación

El terminal de operación local presenta las siguientes pantallas de operación:

INICIAL

Esta pantalla contiene los enlaces para las demás pantallas, ver **FIGURA 1.17**.

GENERADOR Y TURBINA

Esta pantalla contiene las informaciones y mandos del generador y turbina, ver **FIGURA 1.18**. Las siguientes funciones se presentan en esta pantalla:

Estado y mando para selección de mando en Local, SCADA o Chilina;

Estado y mando de modo de inhibición de bombas;

Estado de la posición de la válvula esférica;

Estado estable en que se encuentra el grupo;

Estado y mando del contrachorro;

Estado de las bombas de circulación y mando de cambio de prioridad;
 Estado de la bomba de inyección;
 Estado del interruptor de grupo y estado y mando del seccionador de grupo;
 Estado del regulador hidráulico y mando de cambio de prioridad de bomba de regulación;
 Estado de alarmas agrupadas con ventanas desplegadas y;
 Mando de rearme de fallas.

ARRANQUE

Esta pantalla contiene las informaciones y mandos de la secuencia de arranque de la unidad, ver **FIGURA 1.19**. Las siguientes funciones se presentan en esta pantalla:

Estado y mando del modo de arranque en automático o paso a paso;
 Estado y mando de cada paso del proceso de arranque;
 Estado de mando en Local, SCADA o Chilina;
 Estado de bloqueos y;
 Mando de rearme de fallas.



GENERADOR Y TURBINA 1	TRAFOS DE UNIDAD 1	ALARMAS
ARRANQUE	MEDICIONES	EVENTOS
PARADA	ENTRADAS DIGITALES	 



Figura 1.17: Pantalla de inicio de la unidad generadora 1

Fuente: EGASA (Arequipa - Perú)

Elaboración: Propia

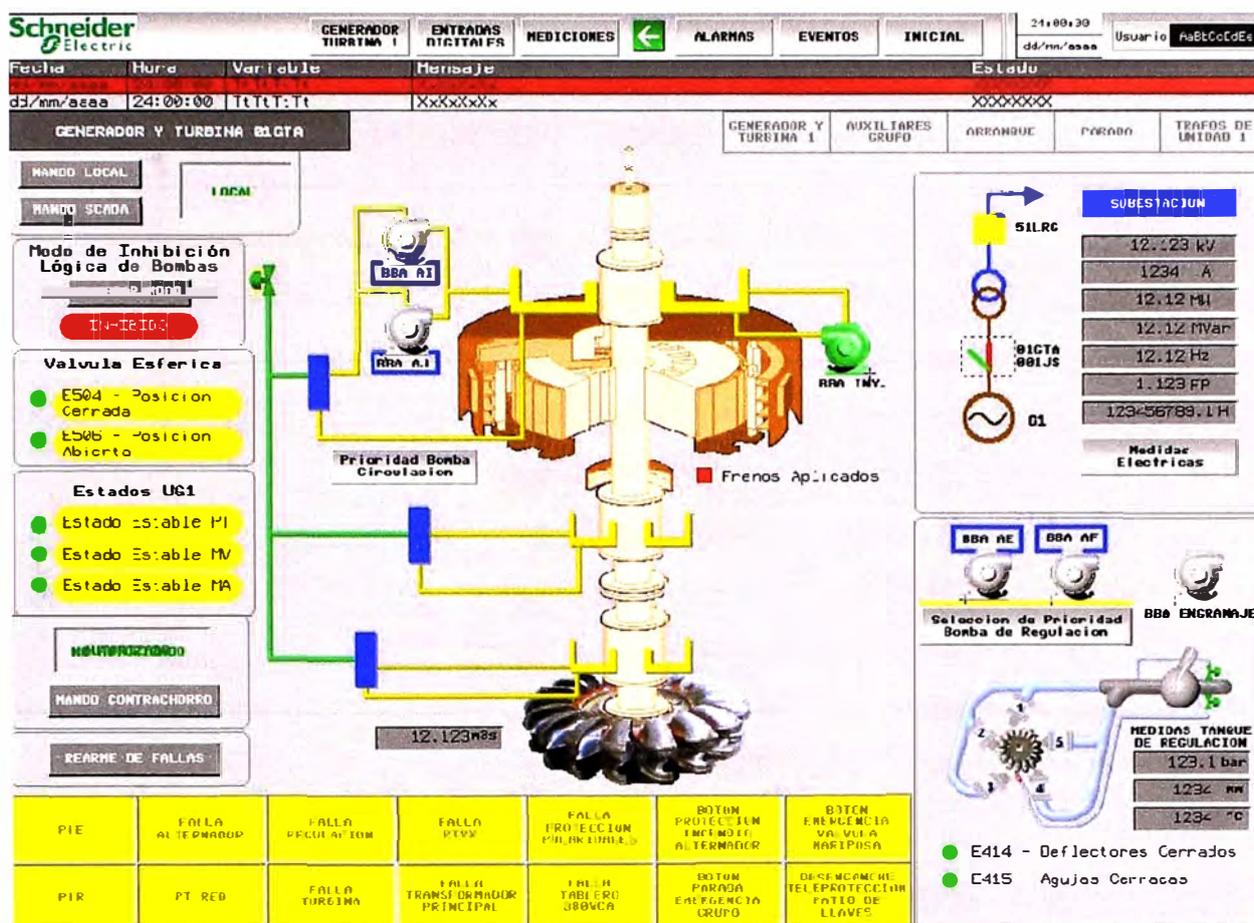


Figura 1.18: Pantalla generador y turbina de la unidad generadora 1

Fuente: EGASA (Arequipa - Perú)

Elaboración: Propia

PARADA

Esta pantalla contiene las informaciones y mandos de la secuencia de arranque de la unidad, ver **FIGURA 1.20**. Las siguientes funciones se presentan en esta pantalla:

Estado y mando del modo de parada en automático o paso a paso;

Estado y mando de cada paso del proceso de parada;

Estado de mando en Local, SCADA o Chilina;

Estado de bloqueos y;

Mando de rearme de fallas.

TRANSFORMADOR

Esta pantalla contiene las informaciones del transformador de Grupo, ver **FIGURA 1.21**. Las siguientes funciones se presentan en esta pantalla:

Estado de fallas del transformador.

MEDIDAS ELÉCTRICAS

Esta pantalla contiene las informaciones de las medidas eléctricas del generador adquiridas del medidor PM820, ver **FIGURA 1.22**.

Esta pantalla integra por comunicación los parámetros eléctricos del medidor.

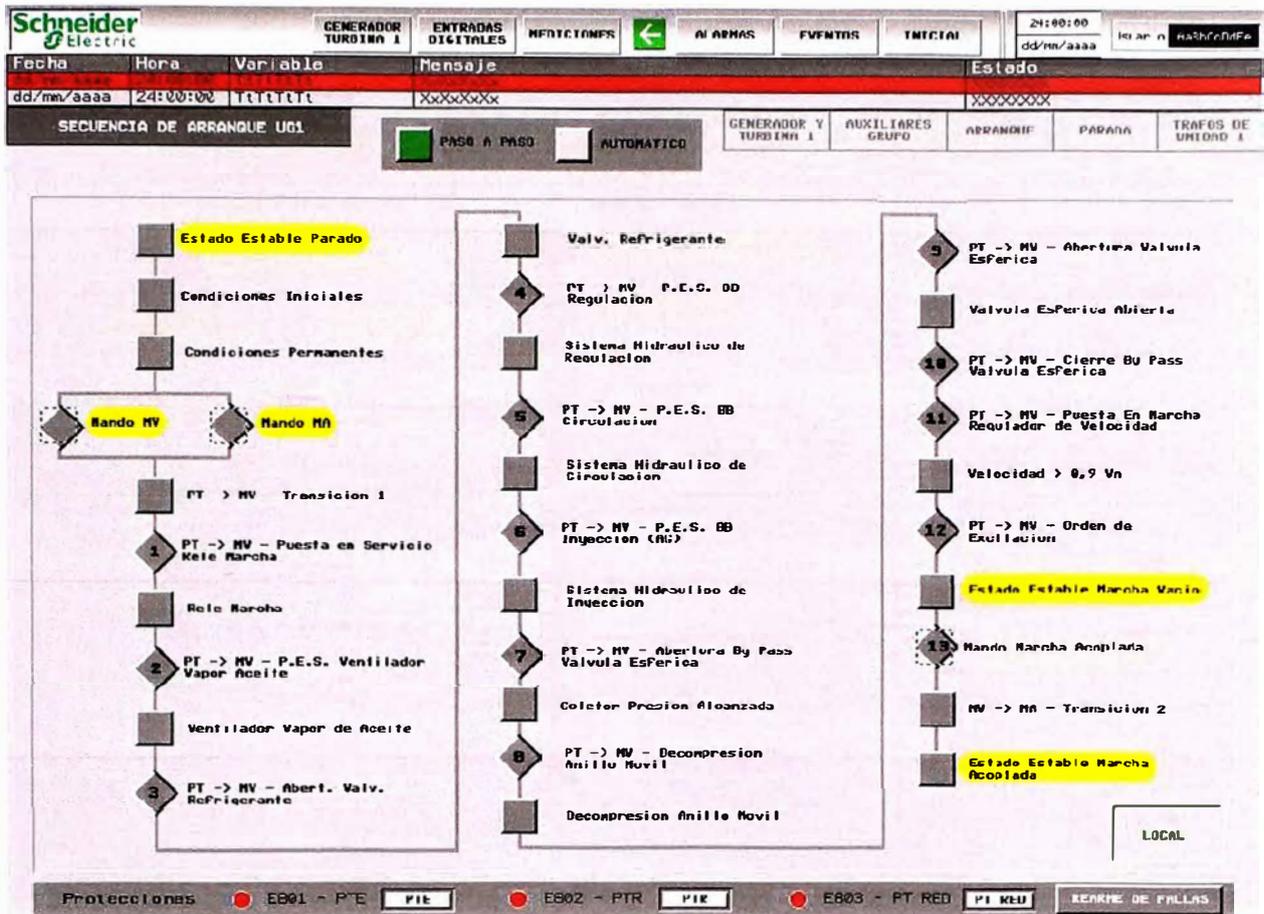


Figura 1.19: Pantalla de arranque de la unidad generadora 1

Fuente: EGASA (Arequipa - Perú)

Elaboración: Propia

MEDICIONES GENERALES

Esta pantalla contiene las medidas generales del grupo, ver FIGURA 1.23. Las siguientes funciones se presentan en esta pantalla, las cuales están representadas como gráficos barras:

Estado de las medidas generales del grupo y;

Estado de la posición de la medida en sus umbrales:

Verde – dentro del umbral.

Amarillo – fuera del umbral alarma.

Rojo – fuera del umbral disparo.

TEMPERATURAS

Esta pantalla contiene las temperaturas monitoreadas en el grupo, ver FIGURA 1.24.

Las siguientes funciones se presentan en esta pantalla:

Estado de las temperaturas del grupo y;

Estado del umbral de alarma de cada temperatura: El display se queda amarillo cuando sobrepasa el umbral de alarma y rojo cuando sobrepasa el umbral de disparo.

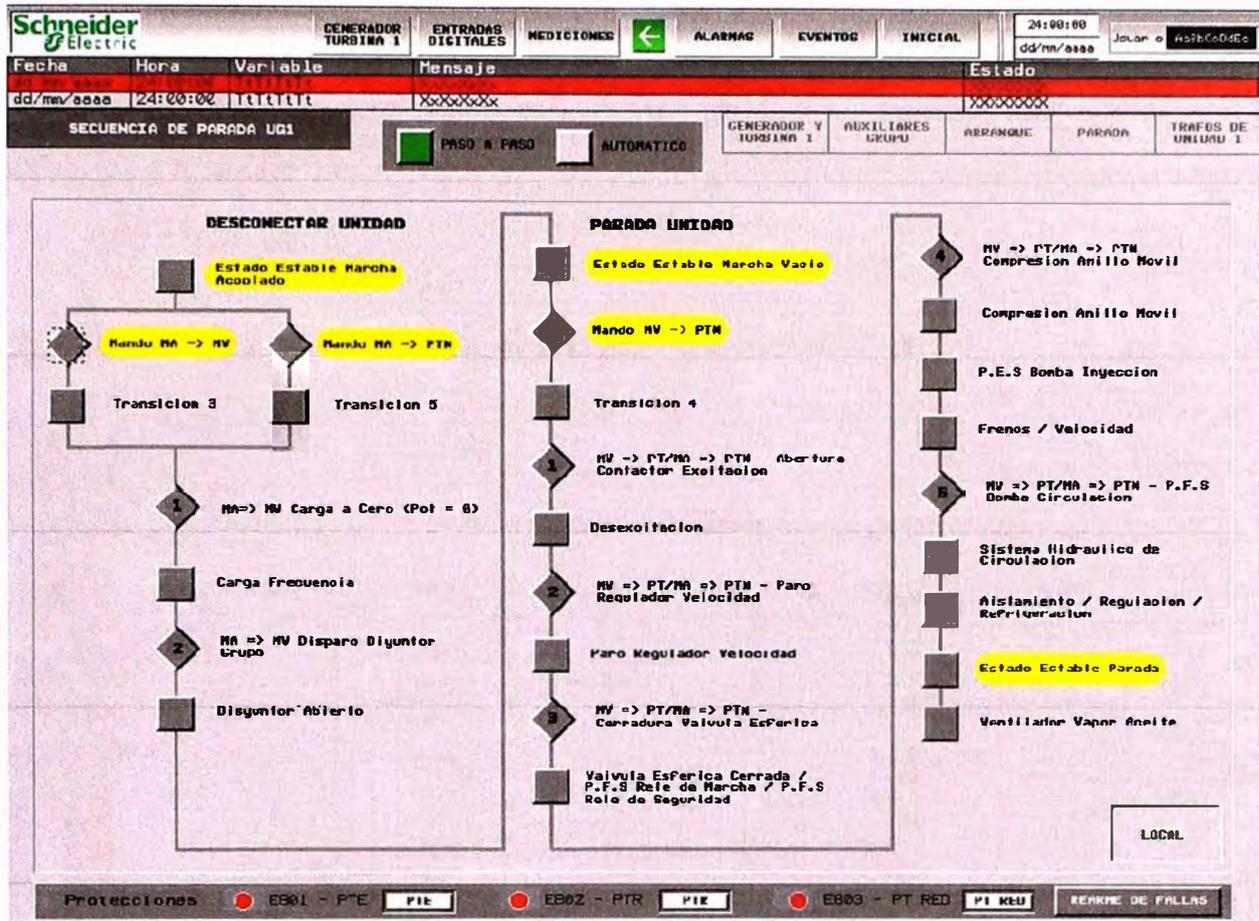


Figura 1.20: Pantalla de parada de la unidad generadora 1

Fuente: EGASA (Arequipa - Perú)

Elaboración: Propia

ENTRADAS DIGITALES

Esta pantalla contiene las entradas digitales de la UAC, ver FIGURA 1.25. Las siguientes funciones se presentan en esta pantalla:

Estado de las entradas digitales del grupo.

ALARMAS

Esta pantalla contiene las alarmas activas del grupo, ver FIGURA 1.26. Las indicaciones con un fondo en color amarillo se refieren a alarmas normales y las indicaciones con fondo en color rojo se refieren a alarmas urgentes. Las siguientes funciones se presentan en esta pantalla:

Estado de las alarmas activas. Estampa de tiempo con fecha y hora de la ocurrencia de la alarma;

Mando de reconocimiento de las alarmas activas;

Mando de subir página;

Mando de bajar página;

Mando de subir línea seleccionada y;

Mando de bajar línea seleccionada.

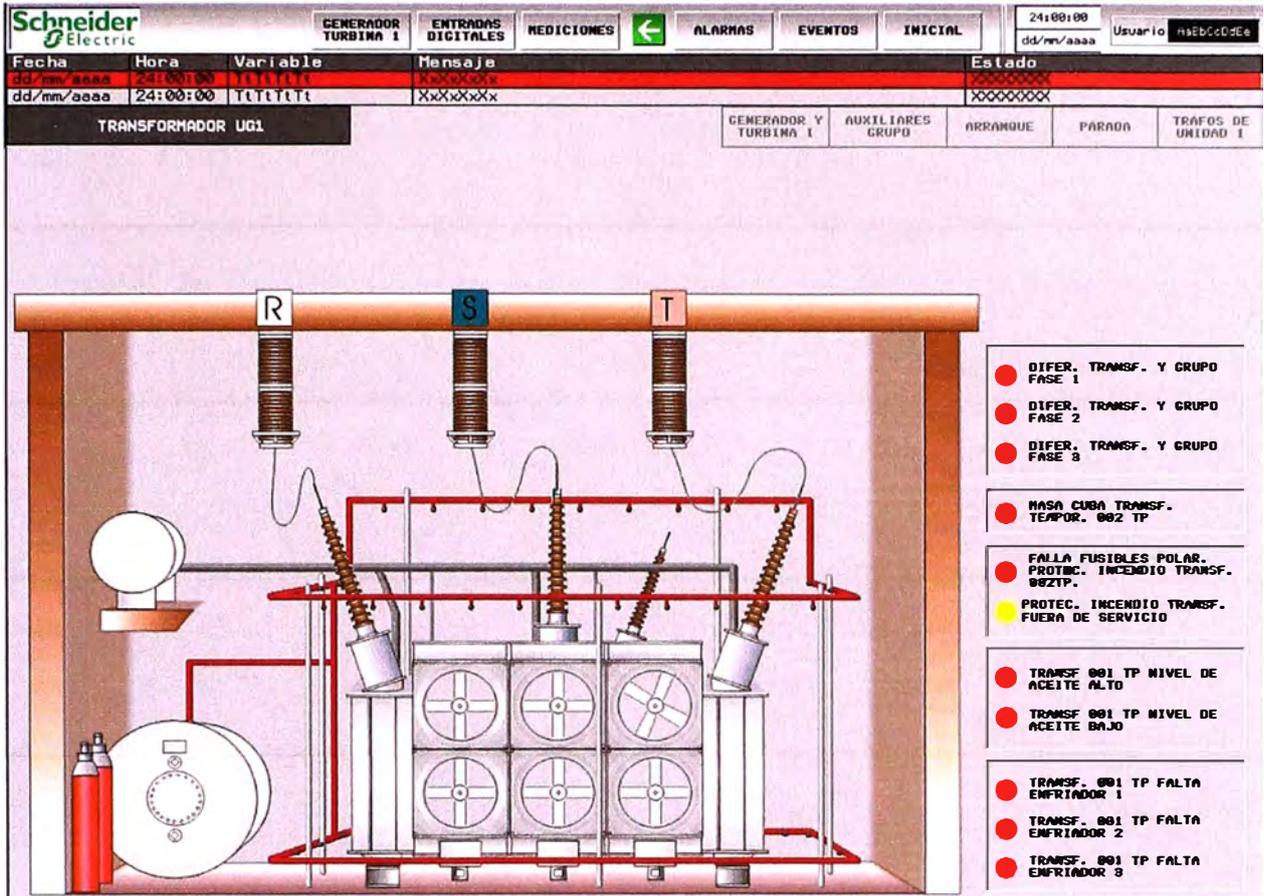


Figura 1.21: Pantalla del transformador de la unidad generadora 1

Fuente: EGASA (Arequipa - Perú)

Elaboración: Propia

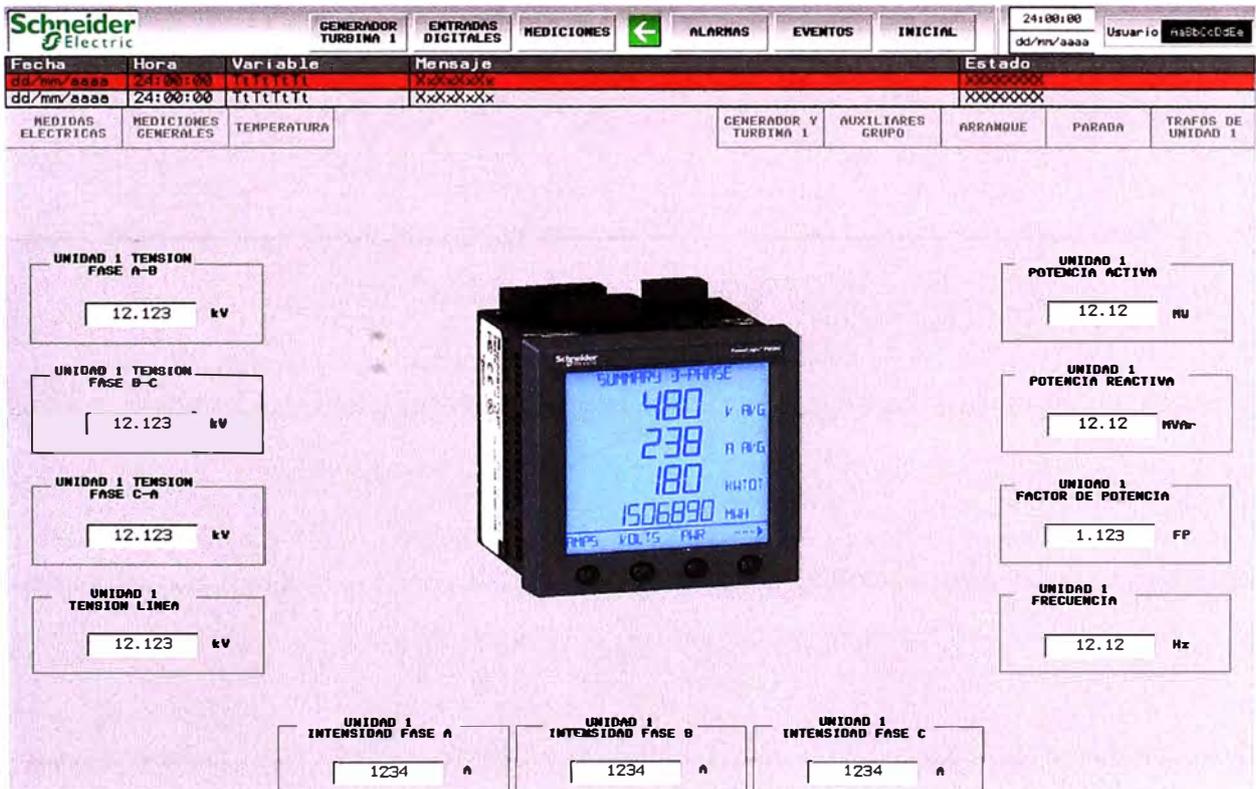


Figura 1.22: Pantalla de medidas eléctricas de la unidad generadora 1

Fuente: EGASA (Arequipa - Perú)

Elaboración: Propia

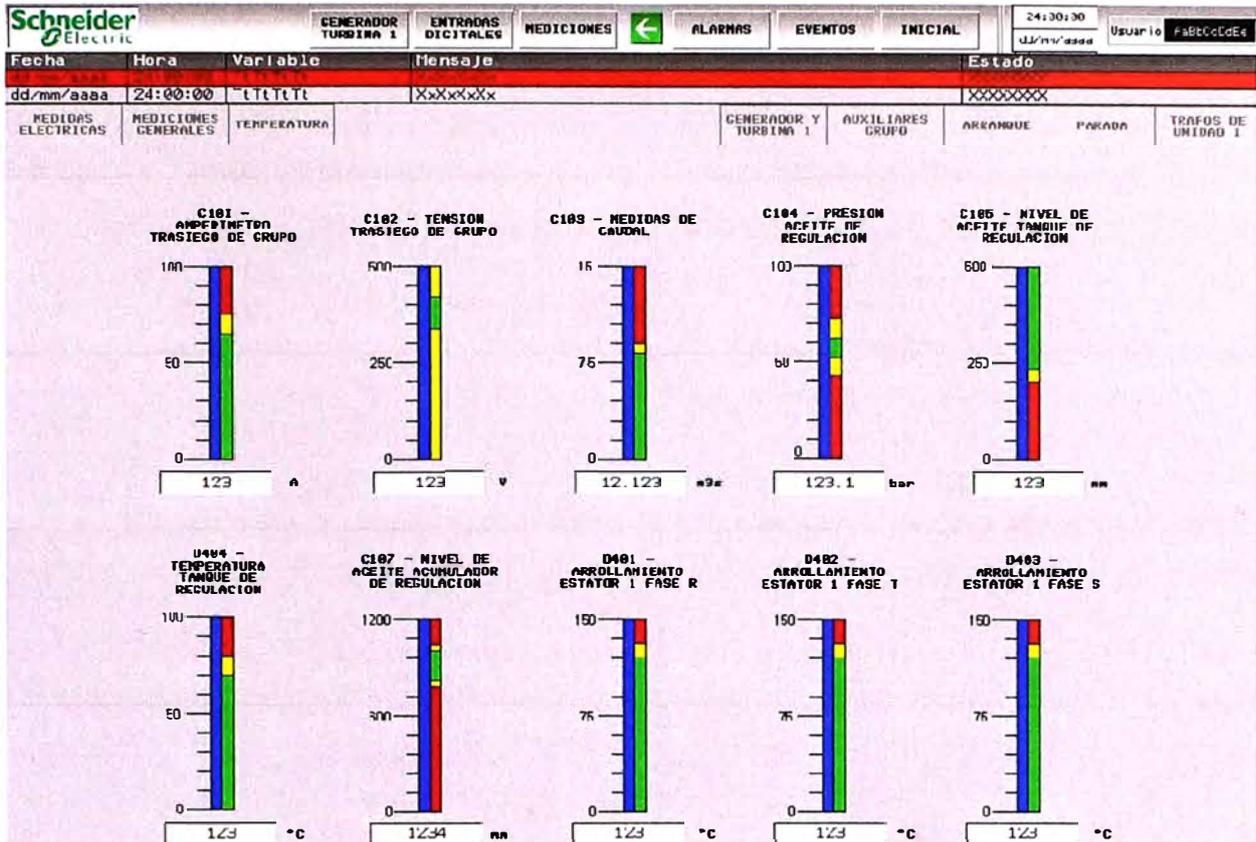


Figura 1.23: Pantalla de medidas generales de la unidad generadora 1

Fuente: EGASA (Arequipa - Perú)

Elaboración: Propia

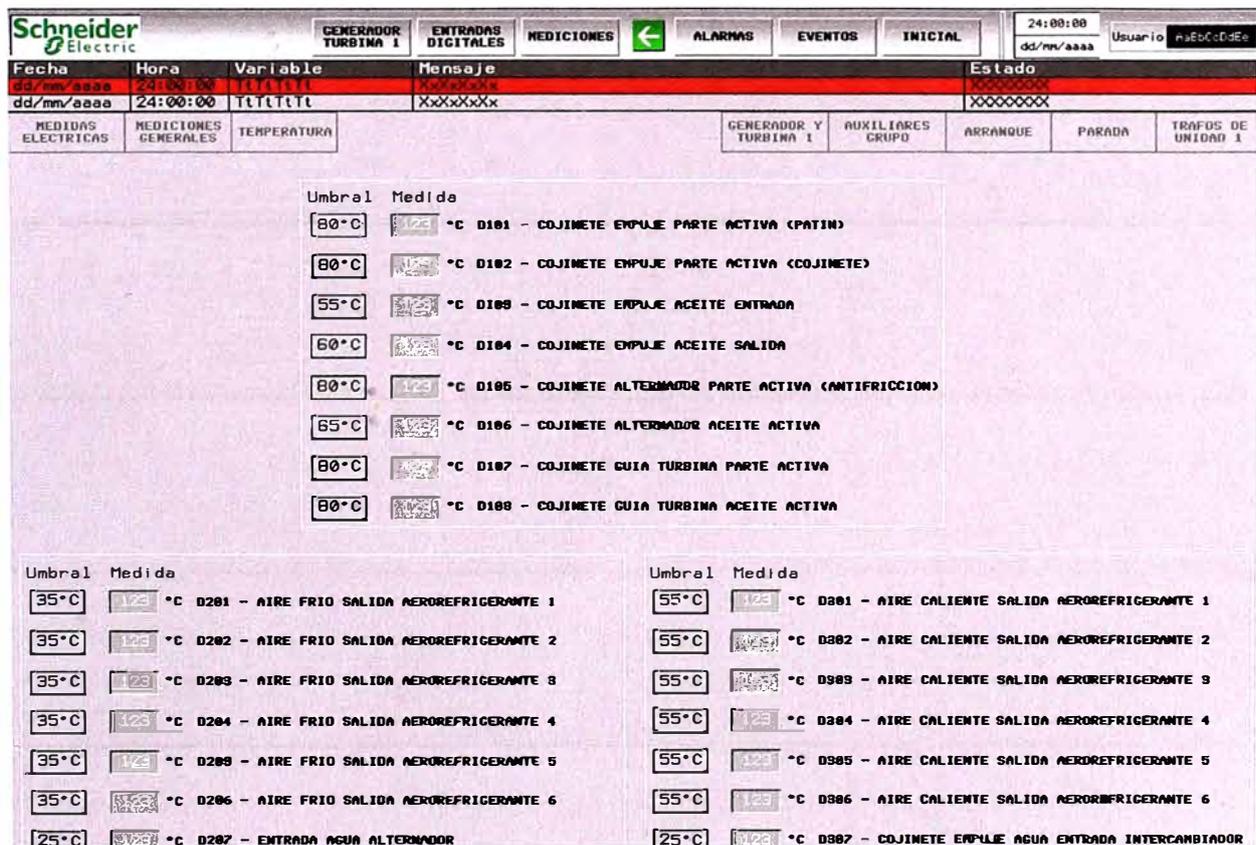


Figura 1.24: Pantalla de temperaturas de la unidad generadora 1

Fuente: EGASA (Arequipa - Perú)

Elaboración: Propia

Fecha	Hora	Variable	Mensaje	Estado						
dd/mm/aaaa	24:00:00	ttttttt	Xxxxxxx	XXXXXXXX						
E1-E4	E5-E8	F1-F4	F5-F8	G1-G4	E5-G6	GENERADOR Y TURBINA 1	AUXILIARES GRUPO	ARRANQUE	PARADA	TRAFCS DE UNIDAD 1

- E101 - PRESENCIA TENSION C+
- F102 - RESERVA
- E103 - RESERVA
- E104 - BISTABLE AMPLIA SEGURILLALES
- E105 - POS. DISYUNTOR ORO D LLEGADA AUXIL. ABIERTA
- F106 - POS. DISYUNTOR ORO D LLEGADA AUXIL. CERRADA
- E107 - POS. INTERR. 1 LLEGADA OROORO AUXIL. ABIERTA
- E108 - POS. INTERR. 2 LLEGADA OROORO AUXIL. ABIERTA
- E109 - RESERVA
- F110 - BOTON PULSADOR PROTEG. TRANSITO AL TORNADOR
- E111 - BOTON PULSADOR PARADA EMERG. VALV. MARIPOGA
- E112 - BOTON PULSADOR PARADA LE EMERGENCIA GRUPO
- E113 - RESERVA
- F114 - RESERVA
- E115 - RESERVA
- E116 - RESERVA

- E201 - DESENCANQUE POR TELEPROTECCION PATIO DE LLAVES
- E202 - RELE DE MARCHA AP
- E203 - RELES DE FALLAS
- E204 - PERMUTACION AUXILIARES GRUPOS
- E205 - RELE DE FALLA PEI
- E206 - RESERVA
- E207 - RESERVA
- E208 - RESERVA
- E209 - DISPARO POLARIZACIONES CONTROL
- E210 - DEFECTO REPETITIVOS DISYUNTOR
- E211 - RDP FALLA EN EL EQUIPAMIENTO
- E212 - RDP FALLA DE LA ALIMENTACION
- E213 - RDP TEMPERATURA ALTA
- E214 - RDP FALLA DEL VENTILADOR
- E215 - RDP PERDIDA DE SINCRONISMO
- E216 - RDP REGISTRO DE CORTA CON Poca MEMORIA

- E301 - RDP REGISTRO DE LARGA CON Poca MEMORIA
- E302 - RDP FALLA INTERNA
- E303 - FALLA ALIMENTACION GENERAL RDP
- E304 - FALLA ALIMENTACION ENTRADAS DIGITALES RUP
- E305 - RESERVA
- E306 - RESERVA
- E307 - RESERVA
- E308 - RESERVA
- E309 - RESERVA
- F310 - RESERVA
- E311 - RESERVA
- E312 - RESERVA
- E313 - RESERVA
- F314 - VAL TO. COMITO. TINTO. EN CASO ENI ACES SER. FALLA
- E315 - RELE DE FALLA SOCORRO RELE PTO
- E316 - ORUEN PARAUA GRUPO DESUE AUTOM. AUXIL. GENERALES

- E401 - COJINETE EMPUJE (PATIN) TEMP. ANORMAL - GR1 80°C
- E402 - COJINETE EMPUJE (PATIN) TEMP ANORMAL - GR2 85°C
- E403 - DEPOS. COJINETE EMPUJE NIVEL ACEITE MUY ALTO
- E404 - DEPOS. COJINETE EMPUJE NIVEL ACEITE BAJO
- E405 - COJINETE GUIA COMBINADO DE TEMP. ANORMAL - 80°C
- E406 - COJINETE GUIA COMBINADO DE TEMP. ANORMAL - 85°C
- E408 - DEPOS. COJINETE EMPUJE NIVEL ACEITE NORMAL
- E408 - SOBREVOLOCIDAD EXCESIVA DEL GRUPO
- E409 - COJINETE GUIA TURBINA TEMP. ANORMAL GR1 80°C
- E410 - COJINETE GUIA TURBINA TEMP. ANORMAL GR2 85°C
- E411 - DEPOS. ACEITE COJINETE GUIA TURB. NIVEL MUY ALTO
- E412 - DEPOS. ACEITE COJINETE GUIA TURB. NIVEL BAJO
- E413 - REFRIG. COJINETE GUIA TURB. FALTA CIRCUL. AGUA
- E414 - DEFLECTORES CERRADOS
- E415 - AGUJAS CERRADAS
- E416 - RESERVA

Figura 1.25: Pantalla de entradas digitales de la unidad generadora 1

Fuente: EGASA (Arequipa - Perú)

Elaboración: Propia

Fecha	Hora	Variable	Mensaje	Estado
dd/mm/aaaa	24:00:00	ttttttt	Xxxxxxx	XXXXXXXX
dd/mm/aaaa	24:00:00	ttttttt	Xxxxxxx	XXXXXXXX
dd/mm/aaaa	24:00:00	ttttttt	Xxxxxxx	XXXXXXXX

Figura 1.26: Pantalla de alarmas de la unidad generadora 1

Fuente: EGASA (Arequipa - Perú)

Elaboración: Propia

EVENTOS

Esta pantalla contiene los eventos del sistema. Todos los cambios de estados de entradas digitales y memorias se quedaran registrados en esta pantalla. La capacidad de registro es 1000 eventos. Las siguientes funciones se presentan en esta pantalla:

Estado de las transiciones de estados de las entradas y memorias de la UAC;

Mando de reconocimiento das alarmas activas;

Mando de subir página;

Mando de bajar página;

Mando de subir línea seleccionada y;

Mando de bajar línea seleccionada.

Fecha	Hora	Variable	Nombre	Estado
dd/mm/aaaa	24:00:00	TtTtTtTt	XxxXxx	XXXXXXXX
dd/mm/aaaa	24:00:00	TtTtTtTt	XxxXxx	XXXXXXXX
dd/mm/aaaa	24:00:00	TtTtTtTt	XxxXxx	XXXXXXXX

Figura 1.27: Pantalla de eventos de la unidad generadora 1

Fuente: EGASA (Arequipa - Perú)

Elaboración: Propia

4.8 Costos y tiempos de ejecución

En el **ANEXO C** se muestran los costos que forman parte del proyecto revisado en el presente informe, en base al cumplimiento de las especificaciones técnicas del cliente.

Es importante mencionar que los montos indicados no consideran el impuesto a la renta I.G.V.

En el **ANEXO D** se muestra el detalle de las actividades desarrolladas para cumplir con los puntos mencionados en el presente informe.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. El cambio en el sistema de control tiene como resultado un sistema que asegura el funcionamiento de la central por más de 15 años de explotación. Permite una mayor eficiencia en la operación y mantenimiento de la planta.
2. Se implementa una arquitectura abierta a nuevos sistemas y una fácil integración de equipos de terceros.
3. El nuevo sistema posibilita un mejor análisis de los eventos ocurridos en la planta al registrar eventos con una precisión de un milisegundo lo cual ayuda en gran medida al diagnóstico de las fallas en la central, reduciendo tiempos de parada.
4. La versatilidad del nuevo sistema tanto en el control local como remoto permite un acceso rápido y eficiente al control del proceso.
5. Se cuenta con una configuración prevista para futuras extensiones, con reservas de entradas y salidas en el controlador ya configuradas y preparadas para una rápida integración.
6. La modernización de los sistemas de control en una instalación son necesarios para todo proceso. El objetivo es renovar y mejorar constantemente aquellos equipos que han quedado descontinuados con el tiempo por nuevas tecnologías que ofrecen mayor simplicidad en su uso y mejor administración de la información.
7. Para el proceso de desarrollo de la ingeniería visitas a las instalaciones del cliente así como reuniones con personal técnico de la planta tienen que ser previstas y organizadas desde el inicio del proyecto. Es de vital importancia para el éxito del proyecto este nexo entre los equipos de trabajo.
8. El uso de las herramientas de simulación tanto del software de programación de los autómatas y HMIs, y su interacción con el SCADA en la etapa de desarrollo ayudarán a reducir periodos de trabajo en campo. Realizar unas pruebas en fábrica con estas herramientas acortará los tiempos de parada de máquina en las instalaciones del cliente.
9. En la evaluación del cronograma de trabajo se debe tener en cuenta un mayor tiempo para la puesta en marcha de la primera unidad generadora. Tiempo que se compensará en los trabajos realizados de puesta en marcha de la segunda y tercera unidad

generadora.

10. El trabajo conjunto de todas las personas involucradas en el proyecto es finalmente lo que lleva al éxito. Coordinación y relacionamiento entre todas las partes es fundamental para alcanzar el objetivo en la ejecución de todo proyecto.

ANEXO A
PLANOS CONSTRUCTIVOS TABLERO DE CONTROL

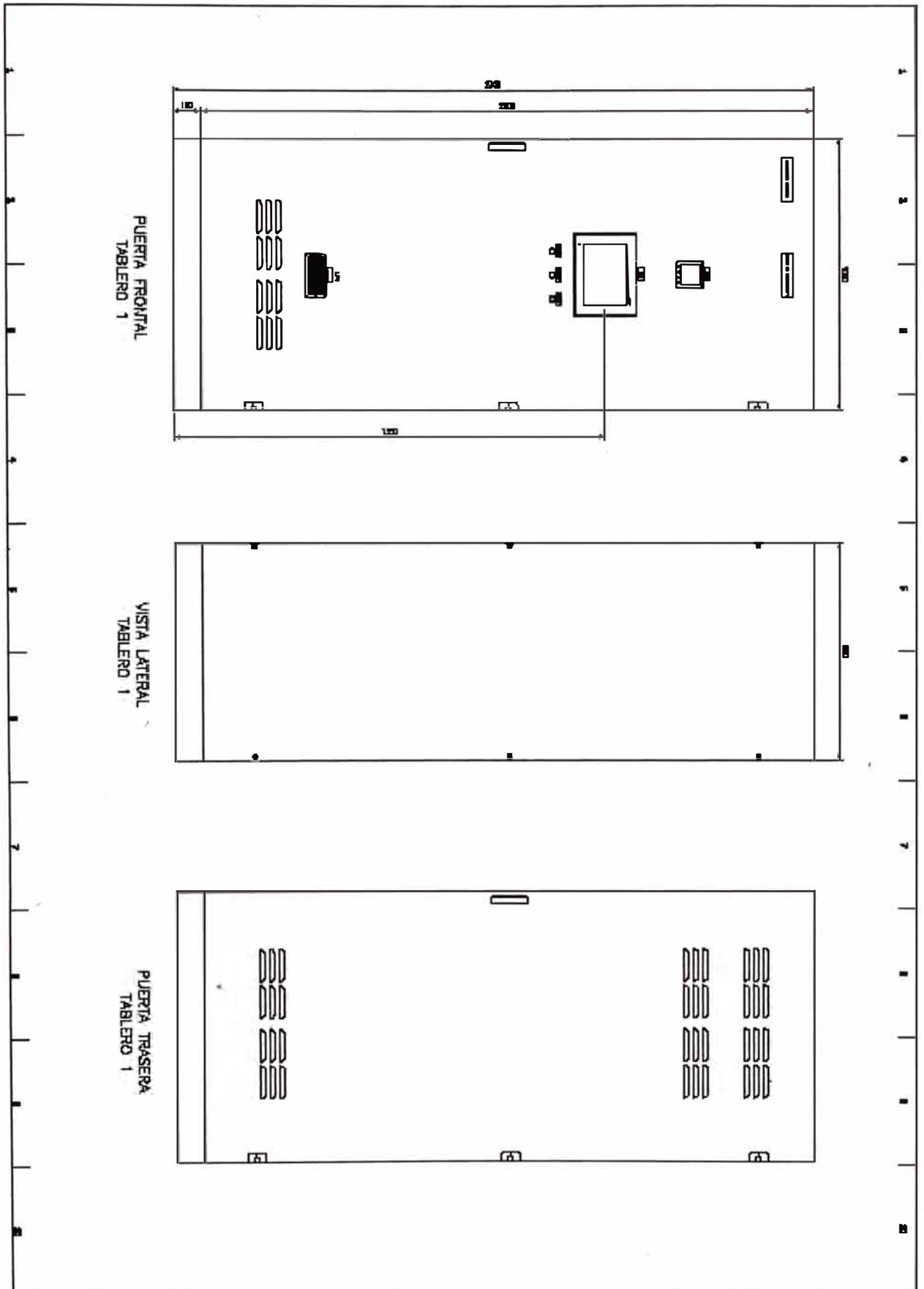


Figura A.1 Vista frontal, lateral y posterior del tablero de control

Fuente: EGASA (Arequipa – Perú)

Elaboración: Propia

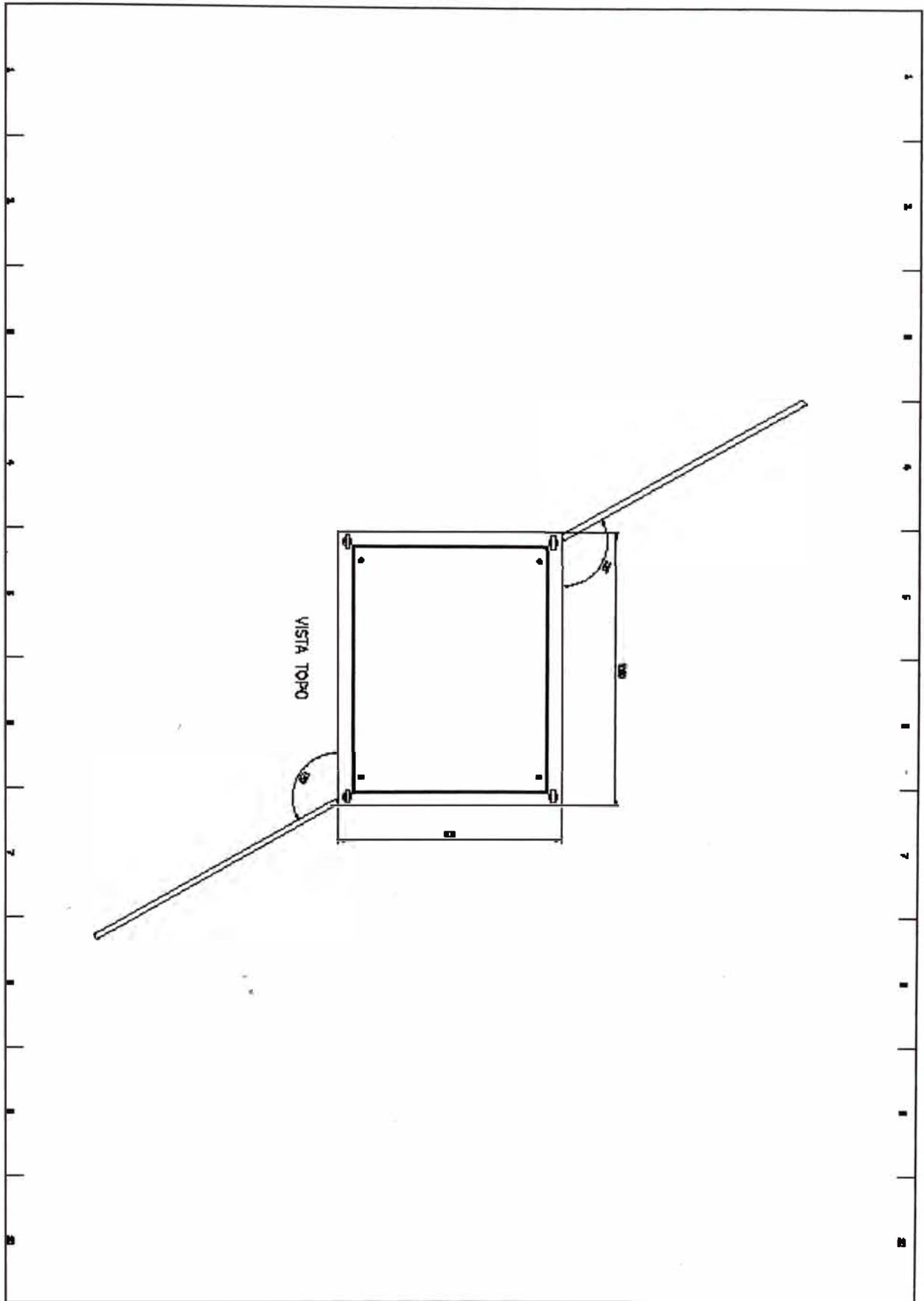


Figura A.2 Vista superior del tablero de control

Fuente: EGASA (Arequipa – Perú)

Elaboración: Propia

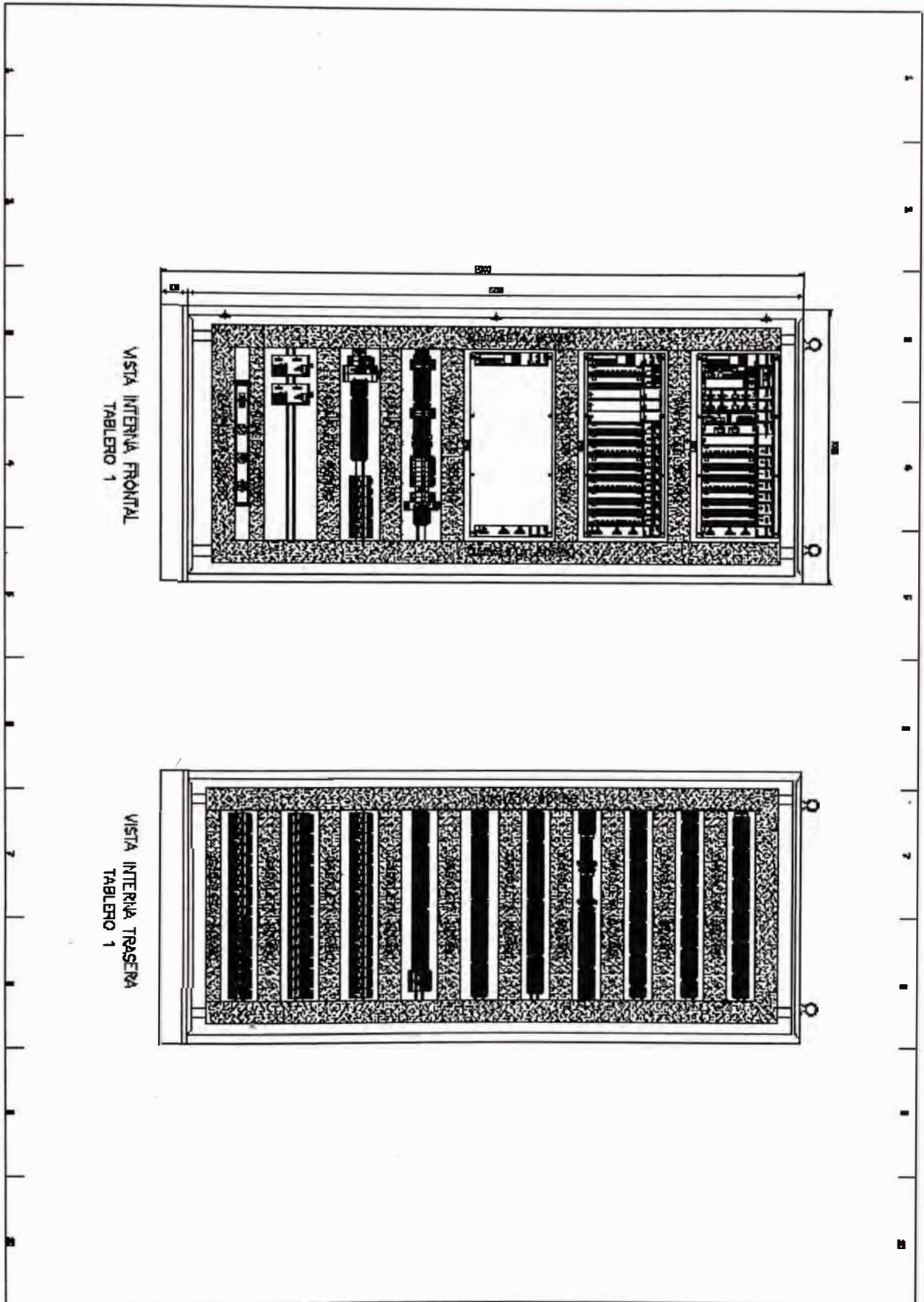


Figura A.3 Vista frontal interna y posterior interna del tablero de control

Fuente: EGASA (Arequipa – Perú)

Elaboración: Propia

ANEXO B
ARQUITECTURA DEL SISTEMA

ANEXO C
ANÁLISIS DE COSTOS

PROPUESTA:
 PROVEEDOR:
 CLIENTE:
 REFERENCIA DE CLIENTE:

PLANILLA RESUMEN DE PRECIOS

ITEM	DESCRIPCIÓN DEL SUMINISTRO	CDE.	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL NETO (USD)	IMPUESTOS (USD)			PRECIO TOTAL SIN IMPUESTOS (USD)
Materiales								
1	Cuadro de Adquisición y Control para Unidades Generadoras (Grupo G1)	1	43,500.00	43,500.00	-	-	-	43,500.00
2	Cuadro de Adquisición y Control para Unidades Generadoras (Grupo G2)	1	43,500.00	43,500.00	-	-	-	43,500.00
3	Cuadro de Adquisición y Control para Unidades Generadoras (Grupo G3)	1	43,500.00	43,500.00	-	-	-	43,500.00
Servicios								
4	Fabricación e Instalación de los Tableros de control	1	405,000.00	405,000.00	-	-	-	405,000.00
5	Pruebas FAT	1	24,000.00	24,000.00	-	-	-	24,000.00
6	Instalación y Configuración Sistema de control	1	44,000.00	44,000.00	-	-	-	44,000.00
7	Entrenamiento	1	11,000.00	11,000.00	-	-	-	11,000.00
9	Materiales extras	1	65,000.00	65,000.00	-	-	-	65,000.00
				679,500.00	-	-	-	679,500.00

ANEXO D
GLOSARIO DE TÉRMINOS

UAC (Unidad de adquisición y control): Es un conjunto de equipos interconectados responsables por concentrar la mayoría de las informaciones disponibles de las unidades generadoras. A través de lógicas realiza el control de los procesos. Los principales procesos de este sistema son el arranque y el paro de la turbina. Los equipos están dispuestos en 1 tablero principal para cada unidad generadora. Sus principales equipos son: PLC – Quantum, HMI - Magelis, Medidor de parámetros eléctricos – PM820.

PLC (Programmable Logic Controller): Controlador lógico programable, en esencia, un PLC mira sensores digitales y analógicos y switches (entradas), lee su programa de control, hace cálculos matemáticos y como resultado controla diferentes tipos de hardware (salidas) tales como válvulas, luces, relés, servomotores, etc. En un marco de tiempo de milisegundos.

HMI (Human Machine Interface): Interfaz de usuario con la máquina o proceso. El HMI ejecuta la función de terminal de operación local de la UAC, adquiriendo los datos del PLC por una conexión serial RS232 en protocolo Modbus y mostrándolos en un entorno gráfico para la operación.

RS232 (Recommended Standard 232): Es una interfaz que designa una norma para el intercambio de una serie de datos binarios entre un equipo terminal de datos y un equipo de comunicación de datos.

Modbus: Es un protocolo de comunicaciones situado en el nivel 2 del modelo OSI, basado en la arquitectura maestro/esclavo o cliente/servidor, diseñado en 1979 por Modicon para su gama de controladores lógicos programables (PLCs). Convertido en un protocolo de comunicaciones estándar de facto en la industria es el que goza de mayor disponibilidad para la conexión de dispositivos electrónicos industriales.

IEC 60870-5-104 (IEC 104): Es una extensión del protocolo IEC 101 con cambios en los servicios de la capa de transporte, de la capa de red, de la capa de enlace y de la capa física para satisfacer la totalidad de accesos a la red. El estándar utiliza la interfaz de red TCP/IP para disponer de conectividad a la red LAN (Red de Área Local) con diferentes routers instalación (RDSI, X.25, Frame relay, etc.) también se puede usar para conectarse a la WAN (Wide Area Network). La capa de aplicación IEC 104 se conserva igual a la de IEC 101 con algunos de los tipos de datos y los servicios no utilizados. Existen dos capas de enlace definidas en la norma, que son adecuadas para la transferencia de datos a través de Ethernet o una línea serie (PPP - Point-to-Point Protocol). Generalmente para los sistemas de energía se utiliza el protocolo IEC 104 para el centro telecontrol y el protocolo IEC 101 para la interacción con las remotas de campo.

IEC 60870-5-101 (IEC 101): Es una norma internacional preparada por TC57 para la monitorización de los sistemas de energía, sistemas de control y sus comunicaciones

asociadas. Es totalmente compatible con las normas IEC 60870-5-1 y IEC 60870-5-5 y su uso estándar es en serie y asíncrono para el telecontrol de canales entre DTE y DCE. El estándar es adecuado para múltiples configuraciones como la de punto a punto, estrella, multidropped, etc.

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition): Supervisión, control y adquisición de datos, es un software para ordenadores que permite controlar y supervisar procesos industriales a distancia. Facilita retroalimentación en tiempo real con los dispositivos de campo (sensores y actuadores) y controlando el proceso automáticamente. Provee de toda la información que se genera en el proceso productivo (supervisión, control calidad, control de producción, almacenamiento de datos, etc.) y permite su gestión e intervención.

Cavitación: La cavitación o aspiraciones en vacío es un efecto hidrodinámico que se produce cuando el agua o cualquier otro fluido en estado líquido pasa a gran velocidad por una arista afilada, produciendo una descompresión del fluido debido a la conservación de la constante de Bernoulli. Puede ocurrir que se alcance la presión de vapor del líquido de tal forma que las moléculas que lo componen cambian inmediatamente a estado de vapor, formándose burbujas o, más correctamente, *cavidades*. Las burbujas formadas viajan a zonas de mayor presión e implosionan (el vapor regresa al estado líquido de manera súbita, «aplastándose» bruscamente las burbujas) produciendo una estela de gas y un arranque de metal de la superficie en la que origina este fenómeno.

Golpe de ariete: El golpe de ariete o pulso de Zhukowski, llamado así por el ingeniero ruso Nikolái Zhukovski, es junto a la cavitación, el principal causante de averías en tuberías e instalaciones hidráulicas. El golpe de ariete se origina debido a que el fluido es ligeramente elástico (aunque en diversas situaciones se puede considerar como un fluido no compresible). En consecuencia, cuando se cierra bruscamente una válvula o un grifo instalado en el extremo de una tubería de cierta longitud, las partículas de fluido que se han detenido son empujadas por las que vienen inmediatamente detrás y que siguen aún en movimiento. Esto origina una sobrepresión que se desplaza por la tubería a una velocidad que puede superar la velocidad del sonido en el fluido. Esta sobrepresión tiene dos efectos: comprime ligeramente el fluido, reduciendo su volumen, y dilata ligeramente la tubería. Cuando todo el fluido que circulaba en la tubería se ha detenido, cesa el impulso que la comprimía y, por tanto, ésta tiende a expandirse. Por otro lado, la tubería que se había ensanchado ligeramente tiende a retomar su dimensión normal. Conjuntamente, estos efectos provocan otra onda de presión en el sentido contrario. El fluido se desplaza en dirección contraria pero, al estar la válvula cerrada, se produce una

depresión con respecto a la presión normal de la tubería. Al reducirse la presión, el fluido puede pasar a estado gaseoso formando una burbuja mientras que la tubería se contrae. Al alcanzar el otro extremo de la tubería, si la onda no se ve disipada, por ejemplo, en un depósito a presión atmosférica, se reflejará siendo mitigada progresivamente por la propia resistencia a la compresión del fluido y la dilatación de la tubería.

BIBLIOGRAFÍA

- [1]. Federico Vargas-Machuca Saldarriaga, "Máquinas eléctricas rotativas". Lima, Megaprint Ediciones, 1990.
- [2]. José Antonio Jardini, "Sistemas eléctricos de potencia: automação". Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas
- [3]. TECSUP, "Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia".
- [4]. Daniel Muguera, "Microcentrales Hidroeléctricas", Capítulo 4.
- [5]. European Small Hydropower Association - ESHA, "Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica".
- [6]. WEG Equipamientos Eléctricos S.A, "Turbo e Hidrogeneradores".
<http://www.weg.net/pe/Productos-y-Servicios/Generacion-Transmision-y-Distribucion-de-Energia/Generadores/Turbo-e-Hidrogeneradores> (fecha de acceso: 19/03/2013).
- [7]. Agencia Peruana de Noticias, "Veinte centrales hidroeléctricas en el Perú promoverán inversión de hasta US\$15.000M"
<http://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/veinte-centrales-hidroelectricas-en-el-peru-promoveran-inversion-de-hasta-us-150> (fecha de acceso 19/03/2013).
- [8]. Andritz Hydros, "Hydro News".
<http://www.andritz.com/hydro/hy-customer-magazine.htm> (fecha de acceso: 18/03/2013).
- [9]. Consorcio HALCROW GROUP – OIST S.A, "Atlas del potencial Hidroeléctrico del Perú".
- [10]. Inmaculada Fernández – Diego Arsenio – Ramón Robles Días, "Centrales de Generación de Energía Eléctrica".