

**ESPECIFICACIONES TECNICAS
SISTEMA DE SUPERVISIÓN, CONTROL, PROTECCIÓN Y MEDICION (SAS)
PATIO DE 69 KV SUBESTACION COTACACHI**

Contenido

1	ASPECTOS GENERALES	3
2	NORMAS APLICADAS.....	4
3	ALCANCE DE SUMINISTRO	5
3.1	ASPECTOS GENERALES	5
3.2	CARACTERÍSTICAS (RELEVANTES) DE LOS SUMINISTROS REQUERIDOS	5
3.3	ACTUALIZACIÓN TECNOLÓGICA	6
3.4	CAPACIDAD DE AMPLIACIÓN.....	6
3.5	REPUESTOS	7
4	DOCUMENTACIÓN	7
4.1	INFORMACIÓN A SUMINISTRAR DESPUÉS DE LA FIRMA DEL CONTRATO.....	7
4.2	DOCUMENTACIÓN DEL HARDWARE	9
4.3	DOCUMENTACIÓN DE PARÁMETROS	9
4.4	DOCUMENTACIÓN GENERAL	9
5	FUNCIONES Y ESTRUCTURA DEL SAS.....	10
6	SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y CONTROL.....	10
7	PRINCIPIOS DE DISEÑO	11
	11
7.1	CONTROLADORES DE BAHÍA	12
7.2	INTERCAMBIO DE DATOS	12
7.3	TELECOMANDO Y SCADA	12
8	SISTEMA DE PROTECCION.....	12
8.1	ASPECTOS GENERALES	12
8.2	PROTECCIÓN DE LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN.....	15
8.3	PROTECCION DEL TRANSFORMADOR	17
8.4	PROTECCION DEL LADO DE BAJO VOLTAJE DEL TRANSFORMADOR (13.8 kV)...	19
9	PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN	19
10	ADQUISICIÓN DE DATOS DIGITALES	19
10.1	SEÑALIZACIÓN DE ESTADO.....	19
10.2	SEÑALIZACIÓN DE ALARMAS	20
11	ADQUISICIÓN DE DATOS ANALÓGICOS	21
11.1	LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN:	21
11.2	BARRAS:	21
11.3	SERVICIOS AUXILIARES	21
11.4	DATOS AMBIENTALES:	22

12	COMANDOS	22
12.1	COMANDO LOCAL	22
12.1.1	Comando Local Nivel 0 (EQUIPO)	22
12.1.2	Comando Local Nivel 1 (BAHÍA)	22
12.1.3	Comando Local Nivel 2 (SUBESTACIÓN)	23
12.2	COMANDO REMOTO	23
13	IHM DEL SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y CONTROL	23
13.1	BASE DE DATOS	25
13.2	ARQUITECTURA JERÁRQUICA	25
13.3	NIVEL DE SUBESTACIÓN (NIVEL 2)	25
13.4	NIVEL DE BAHÍA (NIVEL 1)	26
13.5	COMUNICACIÓN DENTRO DE LA SUBESTACIÓN	27
13.6	CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA	28
14	REGISTRO SECUENCIAL DE EVENTOS (SOE)	29
15	MEDICION Y CALIDAD DE LA ENERGÍA	29
15.1	MEDIDORES CONTADORES DE ENERGIA	29
15.2	RED DE GESTIÓN DE CALIDAD DE LA ENERGÍA	31
16	INTERCONEXIÓN CON EL CENTRO DE CONTROL DE EMELNORTE	31
17	ENTRENAMIENTO	32
18	PRUEBAS	32
18.1	PLAN Y PROCEDIMIENTOS DE PRUEBAS DE ACEPTACIÓN	32
18.2	PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA	33
18.3	PRUEBAS PRE-FAT	33
18.4	PRUEBAS FAT	33
18.5	PRUEBAS DE DESEMPEÑO DEL SISTEMA.	34
18.6	PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN SITIO (SAT)	35
19	CARACTERISTICAS DE LOS TABLEROS	36
19.1	GENERALES	36
19.2	TABLEROS O PANELES	36
19.3	PUESTA A TIERRA	37
19.4	ILUMINACIÓN, TOMACORRIENTES Y CALEFACTORES	37
19.5	ALAMBRADO Y CONEXIONADO	37
19.6	PLACAS DE IDENTIFICACIÓN	38
20	DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS	39

PATIO 69 KV SUBESTACION COTACACHI

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN (SAS)

1 ASPECTOS GENERALES

El Sistema de Automatización de la Subestación (SAS) correspondiente a la supervisión, protección y medición, será computarizado, basado en filosofía de control distribuido para subestaciones, que permitirá obtener Información actualizada y confiable sobre el estado y condiciones operativas de los equipos de la subestación, que utilizando equipos y programas permitan en forma segura, confiable y de alta disponibilidad ejercer acciones de control sobre cada uno de los elementos disponibles para el efecto en las posiciones del patio de 69 kV de la Subestación COTACACHI (3 de línea y 1 de transformador), permitiendo la toma adecuada y rápida de las decisiones operativas.

La definición de sistema, para protección, medición, supervisión, control local, registro de eventos y perturbaciones o de las telecomunicaciones asociadas, debe entenderse como el conjunto de funciones requeridas o necesarias para el completo funcionamiento de la subestación. Deberá cumplir, al menos, con los siguientes requisitos generales:

- a) Será desarrollado, diseñado y construido como un Sistema de Supervisión y Control Automático de Subestaciones (*Substation Automation System -SAS-*), compuesto de un conjunto completo e integral de programas (software) y equipos (hardware) necesarios y suficientes para la ejecución de las funciones de supervisión, control, protección y monitoreo local en tiempo real.
- b) Incluirá todos los medios y las funciones para su interconexión con el Centro de Control de EMELNORTE y con centros de control nacionales, permitiendo la transferencia de los datos locales y la recepción de comandos de control remotos, en tiempo real, de acuerdo al nivel de autoridad y filtros establecidos para cada modo operativo.
- c) Se desarrollará en base al protocolo de comunicación IEC 61850, DNP y modbus TCP/IP, versión homologada y vigente a la fecha de la entrega contractual de todo el proyecto.
- d) Dispondrá de un sistema de medición de la temperatura ambiente, integrado al SAS.
- e) Incluirá un GPS con reloj de tiempo de red a través del protocolo NTP, para la sincronización de los diferentes equipos, así como el estampado de tiempo.
- f) Los esquemas de protección para líneas, transformador, barras y celdas de alimentadores deben estar conformados con IEDs de tecnología reciente y probada, avalada por la respectiva certificación de homologación internacional.

Debe contemplar, relés de protección para las bahías de 69 kV (IEDs) que tienen incorporada la función de control de bahía (BCU) y relés de protección de respaldo con iguales funciones de protección que los de protección principal con equipamientos y redes de comunicación (hardware), programas internos y de comunicación (software) y los accesorios necesarios.

Con el objetivo de atender los requisitos de confiabilidad, todas las funciones a ser ejecutadas, tanto de forma integrada por los sistemas, como las ejecutadas por los equipamientos individuales y dedicados, deben tener un alto desempeño.

Para el efecto, se han definido los requerimientos del SAS, objeto de esta especificación, estableciendo los requisitos técnicos para su diseño, fabricación, pruebas en fábrica, instalación y pruebas en sitio.

2 NORMAS APLICADAS

Para el diseño y pruebas de los equipos las siguientes normas o sus equivalentes deben ser aplicables:

a) Generales

- IEC 60255: Relés eléctricos.
- IEC 60038: Voltajes estándar.
- IEC 60068: Pruebas ambientales.
- IEC 60664: Coordinación de aislamiento para equipos en sistemas de bajo voltaje.

b) CE-marking

- EN 50081.2 Emisividad (Industria).
- EN 50082-2 Inmunidad (Industria).

c) General para el SAS:

- IEC 61850 (versión vigente y homologada a la fecha de suscripción del contrato)

d) Específicas

- IEC 60255-6: Relés de medición y equipos de protección.
- IEC 60255-7: Procedimientos de prueba y medición para relés electromecánicos.
- IEC 6068-2-3: Prueba Calentamiento anti-humedad.
- IEC 60255-5: Pruebas de aislamiento para relés eléctricos.
- IEC 60255-22 Pruebas de disturbios eléctricos para relés de medición y equipos de protección.
 - ✓ IEC 60255-22-1: Prueba de disturbio a 1 MHz.
 - ✓ IEC 60255-22-2: Prueba de descarga electrostática.
 - ✓ IEC 60255-22-3: Pruebas de disturbio por campo electromagnético irradiado.
 - ✓ IEC 60255-22-4: Prueba de disturbio por transitorio rápido.
- IEC 60255-11: Interrupciones y componente alterna en energización auxiliar DC en relés de medida.
- IEC 60255-21: Pruebas de vibración, *shock*, golpes y movimientos sísmicos sobre relés de medición y equipos de protección:
 - ✓ IEC 60255-21-1: Pruebas de vibración (sinusoidal).
 - ✓ IEC 60255-21-2: Pruebas de shock y golpes.
 - ✓ IEC 60255-21-3: Pruebas de movimientos sísmicos.
- IEC 60255-0-20: Comportamiento de los contactos en relés eléctricos.
- IEC 60870-3/clase 2: Pruebas dieléctricas en entradas-salidas digitales y análogas.
- IEC 60870-3/clase 2: Prueba de radio interferencia.
- IEC TS 61000-6-5 Interferencia electromagnética (EMC) – parte 6: Normas genéricas – sección 6: Inmunidad al ambiente de subestaciones eléctricas incluyendo todas las partes aplicables de la familia de normas IEC 61000.

e) Comunicaciones

- IEC 61850 para comunicaciones en la subestación.
- IEC 60870-5-104 para comunicación con centros de control o redes con interfaces para IEC 61850.
- IEC 60870-6 para comunicación con Centro de Control Nacional.
- IEC 62351-5 protocolo DNP 3.0.
- MODBUS bajo transmisión de paquetes TCP/IP.

3 ALCANCE DE SUMINISTRO

3.1 ASPECTOS GENERALES

El suministro del sistema SAS cubre el diseño completo con conexionado, mapeado de todas las señales de monitoreo y control de acuerdo a especificaciones del Centro Nacional de Distribución, manufactura, inspección, pruebas en fábrica (FAT) y en sitio (SAT), embalaje para la exportación, seguros, transporte y entrega en sitio, instalación, comisionamiento, puesta en servicio y mantenimiento durante el período de garantía incluyendo la sustitución de programas, equipos y materiales defectuosos para un período de 24 meses, a partir de la fecha de puesta en servicio del sistema.

Los diseños incluirán el conexionado completo entre los tableros de control y protección con los equipos del patio de 69 kV, el transformador, así como el de las celdas de 13.8 kV (interruptores, seccionadores, transformadores de corriente -TCs-, transformadores de potencial -TPs-, etc.) y presentados en archivos en formato AutoCAD en la versión más actualizada.

3.2 CARACTERÍSTICAS (RELEVANTES) DE LOS SUMINISTROS REQUERIDOS

El SAS comprenderá todos los equipos y accesorios (hardware y software) de protecciones de bahías y S/E, adquisición de datos, control, monitoreo y funciones de comunicaciones, montados en sus respectivos tableros (un tablero por cada bahía y tablero de comunicaciones).

El panel de comunicación necesario para la integración de la Subestación COTACACHI al Centro de Control de EMELNORTE, debe ser considerado en la provisión, esto es panel con el rack para ODFs, panel para distribución PATCH PANEL, con los patch cords necesarios para su funcionamiento, regletas de tomas corrientes 120 Vac, IHM pantalla touch screen, computador de estación, etc.

Permitirá el control local de la subestación, mediante la interfaz hombre máquina (IHM) con sus respectivos paquetes de software de control, su base de datos y alimentada con 125 Vdc o un inversor. Incluirá el gateway de comunicación para el Centro de Control de EMELNORTE y centros de control nacionales, bus de comunicación entre bahías y celdas, entre IEDs de control y protección, switches, unidades de estación, etc.

El IHM de la subestación estará ubicado a nivel 1 tipo touch screen incorporado en el tablero del transformador (69 kV).

Para la gestión de calidad de energía se proveerán contadores de energía ubicados en los tableros de las bahías de 69 kV. Contador de energía para el lado de baja del transformador (ION existente).

Se deben incluir todos los accesorios y herramientas (hardware y software) necesarios para la configuración, calibración y mantenimiento de los componentes del sistema. En el caso del software se entregarán las licencias de uso y los candados físicos de hardware si fuere del caso.

Todos los equipos y sistemas serán nuevos y de primer uso, en las versiones más actuales de hardware y software, de alta calidad y completamente probados y que estén en servicio en otros países. El sistema será de arquitectura abierta, de manera tal que permita expansiones futuras.

Todas las actualizaciones en las versiones de software deben realizarse fácilmente y sin costo para el EMELNORTE. Además, se debe considerar cursos de capacitación en sitio con la profundidad y el detalle necesarios (teóricos y prácticos) con el fin de que el personal de EMELNORTE pueda operar, mantener, modificar o ampliar el sistema, además de probarlo y ponerlo en servicio. Los cursos deben contemplar el tiempo mínimo de capacitación. El contenido y duración de estos cursos deberá ser presentado por el oferente para la aprobación de EMELNORTE.

Para las pruebas en fábrica (FAT) el oferente debe considerar la asistencia de 2 personas del Contratante durante el tiempo aceptable y aprobado. Los viajes del personal de EMELNORTE a la fábrica, para corrección de diseños, cursos o pruebas FAT estarán incluidos en la oferta.

Para las pruebas en sitio (SAT) el oferente debe considerar la participación de al menos dos especialistas de su empresa: uno para el sistema de control y uno para los IEDs de protección y control, durante un tiempo adecuado para el efecto. Cabe indicar que parte de la puesta en servicio es la comunicación entre el SAS de la subestación y el centro de control de EMELNORTE (si no estuviera en operación, las pruebas se realizarán con un simulador de protocolo IEC 60870-5-104). Para el caso de los centros de control nacionales con protocolo IEC 60870-6 o ICCP.

El oferente debe considerar una visita de sus especialistas a la subestación, luego de la puesta en servicio, para inspección y mantenimiento del sistema. La fecha de esta visita será coordinada con EMELNORTE. El costo debe estar incluido en la oferta.

La arquitectura del SAS de referencia se aprecia en el plano correspondiente.

3.3 ACTUALIZACIÓN TECNOLÓGICA

El proveedor deberá realizar una actualización tecnológica durante el diseño y previo al inicio de la fabricación de los sistemas de control, de forma tal que suministre el equipo de la más avanzada tecnología, actualizado al estado del arte en sistemas de control y con las mejores características técnicas disponibles en el mercado para ese momento.

La actualización está orientada a que el proveedor suministre la versión más actualizada de los equipos ofertados, al momento de iniciar la fabricación de los equipos de control. Los costos de esta actualización tecnológica deberán tenerse en cuenta en la elaboración de la oferta y no implicará ningún incremento de costos respecto a lo presentado en la oferta ni en el valor del contrato. Adicionalmente, la actualización tecnológica no implicará cambios en la arquitectura del sistema de control.

La actualización tecnológica aplica para los IED's de control y protección, las unidades de adquisición y control, la instrumentación, los equipos de red, las IHM y todo el software que se entregue con ellos. Adicionalmente, previo al inicio de la fabricación, el proveedor deberá coordinar y someter para aprobación de EMELNORTE, las especificaciones técnicas del hardware y software a suministrar para los sistemas antes mencionados.

3.4 CAPACIDAD DE AMPLIACIÓN

El sistema debe ser susceptible de ampliación, por lo que se debe contar con suficientes reservas de entradas-salidas en los IEDs de control y protección y capacidad de ampliación en todos los

segmentos del sistema (hardware y software). El mantenimiento, modificación o extensión de componentes del SAS no debe requerir retirar de servicio todo el sistema. Estos trabajos podrán ser realizados con un mínimo esfuerzo, con herramientas de fácil manejo.

3.5 REPUESTOS

Los repuestos que el oferente debe considerar como parte de su oferta son los siguientes:

- Un switch de comunicaciones administrable.
- Un switch de comunicaciones no administrable.
- Una pantalla HMI.
- 10% del total de interruptores automáticos de caja moldeada de cada tipo usados en el SAS.
- Un lote de repuestos para el sistema computarizado de la sala de control (hardware y consumibles).
- Un relé de protección de líneas de 69 kV.
- Un relé de protección de transformador (diferencial).
- Un medidor de energía.

El adjudicatario del proceso, deberá entregar al administrador del Contrato, la lista de los repuestos antes indicados, con precios unitarios y cantidades.

4 DOCUMENTACIÓN

4.1 INFORMACIÓN A SUMINISTRAR DESPUÉS DE LA FIRMA DEL CONTRATO

La documentación a ser suministrada por el oferente para el sistema, deberá permitir al personal de EMELNORTE, operar, mantener e implementar sus expansiones, así como realizar todo tipo de modificaciones futuras. Para toda la documentación del sistema regirá el concepto de documentación abierta, esto es, no existirá ninguna documentación del suministro del sistema que contenga protecciones legales de derechos para su acceso a la información. Los textos deberán ser específicos, concisos y con terminología clara, para que puedan ser fácilmente comprendidos por el personal especialista involucrado en la operación, el mantenimiento y la programación del sistema.

El oferente será responsable del suministro de una documentación orgánica y tomará a su cargo la corrección de cualquier omisión, deficiencia o error en la misma, ya sea por falta de actualización o por errores de confección o diseño.

La enumeración de documentos a suministrar que se requiere en este capítulo no es limitante, pudiendo el Contratante requerir otra documentación adicional si lo juzgare conveniente durante el período de garantía sin costo adicional. Se deberá incluir, como parte de la documentación, una descripción global o visión general de su contenido, que puntualice los aspectos principales, su estructura y la interrelación de las partes dentro del conjunto.

Después de la suscripción del contrato, el oferente remitirá para la aprobación del Contratante los planos, catálogos, reportes y demás información que se señala a continuación, en la forma y dentro de los plazos establecidos en los documentos del concurso o licitación:

- Lista de diseños.
- Datos para aprobación.

Luego de la suscripción del contrato, el oferente enviará al Contratante para su aprobación, la lista de diseños, datos técnicos e instrucciones que se propone enviar para aprobación o

información. La lista se actualizará y complementará regularmente durante el período de ejecución del contrato, debiendo ser enviada para su aprobación en cada ocasión.

- Planos y demás información para aprobación.

Antes de iniciar la fabricación de los respectivos elementos, el oferente enviará al Contratante para aprobación, los diseños, los cálculos y los datos técnicos que demuestren completamente que los elementos a suministrarse cumplen plenamente los requerimientos de estas especificaciones. La información mínima contendrá lo siguiente:

- ✓ Diseños completos de fabricación de cada tablero, mostrando sus dimensiones, pesos, ubicación de puertas y localización de todos los dispositivos.
- ✓ Planos de fundaciones mostrando detalles de los canales para las vigas, localización y dimensiones de las fundaciones, agujeros, entradas de cables y terminales de conductos dentro de los tableros.
- ✓ Diagramas funcionales de corriente continua y alterna, de cada panel, mostrando las interconexiones con los otros paneles y con los equipos de patio de 69 kV y celdas de media tensión (interruptores, seccionadores, TCs, TPs, etc.).
- ✓ Diagramas trifilares de corriente alterna para cada panel, mostrando las interconexiones con las celdas de media tensión, los otros paneles y con los equipos de patio de 69 kV.
- ✓ Diagramas de conexión de cada tablero y celdas, mostrando todas las conexiones desde las regletas terminales hasta todos los dispositivos dentro del tablero y celdas de media tensión y desde las regletas terminales hasta todos los equipos y tableros externos.
- ✓ Diagramas de conexión del tablero de comunicaciones, mostrando todas las interconexiones con los otros paneles y elementos que conforman la arquitectura del SAS.
- ✓ Esquemas de desarrollo de contactos de relés, conmutadores y equipos con la utilización y el plano en que aparecen.
- ✓ Todos los planos deben ser presentados en archivos de AutoCAD en el siguiente formato: en un solo archivo deben constar todos los planos de una bahía, organizados en forma secuencial.
- ✓ Señales a ser programadas en la lista de eventos, con los textos que se mostrarán en el IHM.
- ✓ Señales a ser programadas en la lista de alarmas, con los textos que se mostrarán en el IHM.
- ✓ Diseño de despliegues a ser mostradas en el IHM (típicos: procesos, nivel de jerarquías, unifilares AT y MT, históricos, tiempo real, eventos, alarmas, etc.).
- ✓ Lista de las entradas (digitales y análogas) y salidas de cada IED y su uso (incluidas las que se tienen como reserva).
- ✓ Diagramas lógicos de enclavamientos a implementar en el control de los equipos de las bahías.
- ✓ Características mecánicas y eléctricas de todos los componentes.
- ✓ Lista de materiales y de las placas de identificación de cada tablero.
- ✓ Dimensiones de embalaje.
- ✓ Detalles internos de los equipos y de los componentes a ser instalados.
- ✓ Valores nominales de diseño de los IEDs y equipos auxiliares, con sus características, así como el procedimiento para calcular las calibraciones de los IEDs y su parametrización completa.
- ✓ Cálculo de alimentadores de corriente alterna y continua para los tableros y sus componentes en base a las cargas nominales.
- ✓ Descripción completa de cada tipo de esquema de protección utilizado o diseñado.
- ✓ Requerimientos específicos para las alimentaciones de corriente alterna y corriente continua (incluidas las tolerancias máximas permitidas).
- ✓ Manuales de instalación, operación, mantenimiento de los tableros y sus componentes.

- ✓ Cálculo de la capacidad del inversor para alimentación del sistema en caso de requerirlo.
- ✓ Lista de procedimientos de las pruebas de producción en fábrica, normas a aplicarse y cronograma de ejecución.
- ✓ Lista y procedimientos de las pruebas en fábrica (FAT).
- ✓ Lista y procedimientos de las pruebas en sitio (SAT).
- ✓ Código fuente de la última versión de la aplicación diseñada para el SAS en IHM.
- ✓ Contenido de los cursos a dictarse en fábrica para aprobación de EMELNORTE.

4.2 DOCUMENTACIÓN DEL HARDWARE

La documentación del hardware del sistema de control es una parte integrante de la documentación total, y debe incluir una descripción detallada de sus características.

La identificación de los componentes individuales y de la estructura debe estar de acuerdo con las normas IEC o sus equivalentes.

4.3 DOCUMENTACIÓN DE PARÁMETROS

La siguiente información es necesaria en la documentación de parámetros:

- Lista de las versiones de software del sistema de control.
- Lista de los IEDs de protección y control, y las funciones incluidas en cada uno.
- Información respecto de las herramientas de configuración y mantenimiento.
- Información respecto del sistema operativo y la base de datos utilizada.
- Presentación de las funciones del sistema SAS.

Toda la documentación de parámetros debe ser completa y consistente e incluir toda la información requerida para la configuración, operación y mantenimiento del sistema.

4.4 DOCUMENTACIÓN GENERAL

4.4.1 DOCUMENTACIÓN ESTÁNDAR

La documentación estándar es la de los sistemas, equipos y funciones del equipamiento del oferente, de carácter universal, y que no deberán ser adaptados a un proyecto específico. Debe incluir:

- Copias de las pruebas prototipo realizadas en dispositivos idénticos a los ofrecidos.
- Documentación de los equipos.
- Manuales de configuración de los equipos.
- Descripción del sistema.
- Descripción de funciones.
- Instructivos de operación.
- Instructivos de configuración.
- Programas de mantenimiento.

4.4.2 DOCUMENTACIÓN ESPECÍFICA DEL PROYECTO

La descripción específica del sistema debe contener datos específicos del sistema, como arquitectura, ajustes en los parámetros del sistema de comunicaciones, etc.

Además, detalles de cualquier elemento especial que forme parte del suministro.

5 FUNCIONES Y ESTRUCTURA DEL SAS

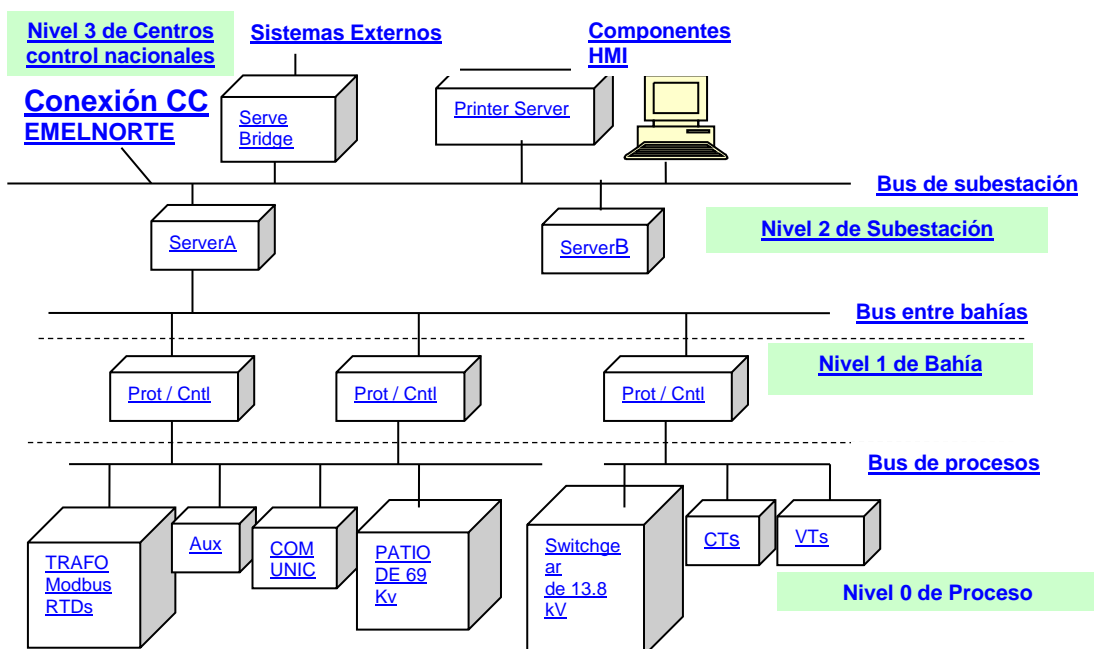
- Señalización de eventos y alarmas propios de la operación de la subestación.
- Registro secuencial de los eventos operativos (SOE) ocurridos en la operación de la subestación con una precisión de 1 ms o menor.
- Transmisión de la información generada localmente (datos digitales, analógicos y secuencia de eventos generados por los IEDs de protección) al centro de control de EMELNORTE, de acuerdo a los filtros definidos y a los formatos establecidos por el ente regulador.
- Comando local, de selección y maniobra, de los equipos de la subestación, a través de un esquema de comando propio del SAS.
- Comando remoto, de selección y maniobra, de los equipos de la subestación, a través del envío de una señal de comando desde el centro de control de EMELNORTE.
- Automatismos locales a nivel de la subestación: monitoreo/control de equipos, adquisición de señales y datos, etc.
- La interfaz hombre-máquina (IHM), debe contar con todos los recursos necesarios y suficientes para la operación local de la subestación y tener la posibilidad de operar remotamente por medio de un servidor web.
- Enclavamientos para la operación de los equipos de la subestación, mediante lógicas programadas en controladores de bahía que evalúan el estado de los equipos de su propia bahía y si fuera necesario, de otras bahías. Esta última información debe ser compartida mediante un sistema de comunicaciones entre los IEDs de acuerdo con la norma IEC 61850, DNP, modbus TCP/IP.
- Gestión de protecciones desde un computador con acceso remoto (comunicado mediante un módem o Ethernet) que permita la gestión de todos los IEDs de protección como son: obtención de la configuración actual (el IED debe permitir la obtención de su parametrización actual), modificar esta configuración y la obtención de los eventos, oscilografías y registros de falla de cualquiera de los IEDs de protección, en formato comtrade, se debe permitir el acceso con un computador portátil en la red LAN a través de los switches de comunicaciones con puerto Ethernet.
- El SAS debe ser del tipo integrado, configurado en una red local tipo LAN redundante (Local Area Network) según los estándares de red PRP o HSR, constituido en un sistema digital tipo SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition). Debe ser configurado en una arquitectura que permita disponer de cuatro niveles:
 - ✓ Nivel 0: Comando local del equipo en el patio de maniobras a nivel de 69 kV.
 - ✓ Nivel 1: Comando local desde el nivel de bahía (tablero de la bahía y celdas).
 - ✓ Nivel 2: Comando local de la subestación (centralizado en el IHM, tanto en la computadora como pantalla touch).
 - ✓ Nivel 3: Comando remoto desde el Centro de Control de EMELNORTE.
- El SAS tendrá capacidad de auto supervisión de sus componentes: (IEDs) y redes de comunicaciones.
- El software del SAS debe ser estructurado al menos como:
 - ✓ Adquisición de datos.
 - ✓ Control vía comandos.
 - ✓ Base de datos relacional, o preferentemente, orientada a objetos.
 - ✓ Dos interfaces hombre-máquina (IHM).
- Sincronización del tiempo en todos los IEDs y los computadores que forman parte del SAS, mediante un equipo sincronizado por un sistema GPS y que maneje protocolos NTP o SNTP.

6 SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y CONTROL

Los recursos del sistema SAS deben ser suficientes para garantizar una operación segura y eficiente de la subestación (patio de 69 kV), tanto en forma local como remota y debe incluir equipos, funciones y accesorios necesarios para disponer de:

- Auto-arranque de todos los componentes y redes de comunicación para su integración en el SAS, una vez energizados, o luego de una falla en la alimentación de corriente continua o alterna.
- Comunicación remota con el centro de control de EMELNORTE y Centros de Control Nacionales, utilizando un sistema de comunicación disponible (fibra óptica futuro). Se definirán las señales, información y comandos que tendrá el Centro de control, así como la autoridad correspondiente.
- Una interfaz hombre - máquina (IHM).
- Funciones de automatización a nivel de subestación.
- Evaluación de datos/Archivo.
- Monitoreo de la S/E y del sistema de control.
- Lista de eventos y alarmas.
- Protección a nivel de subestación.
- Supervisión del estado de la subestación (datos digitales y análogos).
- Comunicación entre IEDs de todas las bahías mediante protocolo de comunicaciones.
- Comunicación entre los niveles de bahía con el de la subestación.
- Automatización a nivel de bahía.
- Sincronización de tiempo de los componentes del sistema (mediante protocolo SNTP o NTP).
- Monitoreo de la S/E a nivel de bahía y celdas de media tensión.
- Protecciones de cada bahía y celdas.
- Control de la bahía y celdas.
- Adquisición de datos de cada una de las bahías y celdas.
- Auto supervisión de los elementos del sistema y de sus redes de comunicaciones.

7 PRINCIPIOS DE DISEÑO



En la figura indicada se muestra el concepto de los niveles de subestación, bahía y proceso. Se requiere que todas las funciones a nivel de proceso (nivel 0) se manejen a nivel de bahía (bay level) - (IEDs de control y protección), mientras que todas las funciones que conciernen a más de una bahía, se manejen en el nivel de S/E (station level) a través de la red de comunicaciones (Inter-bay Bus). La arquitectura del sistema SAS debe ser configurada de forma que la falla en

uno de sus componentes (IEDs de protección o control) no afecte la comunicación con el resto de los mismos. Se utiliza redundancia con acopladores en anillo. CONTROLADORES DE BAHÍA

Se dispondrá en los IEDs de protección principal el control de cada bahía (BCU) con IHM incorporado, que permitirá la conexión directa con los equipos de patio y dispondrá de las siguientes funciones de control y monitoreo:

- Entradas para la información del estado de los equipos de patio y celdas (simple y doble polo).
- Salidas de comando doble para el control de equipos de patio.
- Salidas de comando simple para información binaria.
- Entradas análogas de voltaje y corriente para permitir la medición de estos valores y a partir de ellos, el cálculo de todos los parámetros eléctricos necesarios.
- Entradas de 4-20 mA, para indicación de temperatura del transformador o interface con RTDs.

El número de entradas y salidas debe corresponder a los equipos de maniobra que integran las bahías.

El control integrado al IED para una bahía debe contener todas las funciones necesarias para controlar la bahía localmente y desde el centro de control en forma segura. Adicionalmente, debe proveer interfaces para intercambio de información con otros IEDs a nivel de bahía, así como con el nivel de S/E y cumplir con la norma IEC 61850, DNP3.0 y modbus TCP/IP (versión vigente y homologada a la fecha de la suscripción del contrato) para comunicaciones dentro de subestaciones, que será mediante fibra óptica.

IEDs para protección y control de bahía

Estos IEDs deben proporcionar una conexión directa a los equipos de patio, sin la interposición de ningún elemento, para ejecutar las funciones de protección, monitoreo y control.

Se requieren interfases independientes y directas para las funciones de protección y control (transformadores de corriente y voltaje), información y salida de comandos. La interfaz para el intercambio de datos con el nivel de S/E (IHM) debe cumplir con el protocolo Modbus TCP/IP.

7.1 INTERCAMBIO DE DATOS

El intercambio de datos entre los distintos IEDs, a nivel de bahía, así como entre ellos y el nivel de S/E depende de cada aplicación y/o funcionalidad particular requerida. Los IEDs podrán intercambiar información directamente con cualquier otro IED (comunicación *peer-to-peer*) dependiendo de los requerimientos funcionales. Este intercambio de datos debe cumplir la norma IEC 61850.

7.2 TELECOMANDO Y SCADA

El *gateway* de comunicación asegurará el flujo de información con el centro de control remoto de EMELNORTE del que se puede comandar la S/E, de acuerdo a los requerimientos específicos del mismo (puertos y configuraciones). Este gateway tiene la función de pre-procesar la información para los Centros de Control y realizar la conversión del protocolo, de ser necesario.

8 SISTEMA DE PROTECCION

8.1 ASPECTOS GENERALES

- Las protecciones de líneas de subtransmisión, barras, transformadores y alimentadores de media tensión, deben ser concebidas con sus propios elementos de protección independientes (IEDs independientes).
- Los IEDs deben tener habilitadas todas las funciones del modelo ofertado para ser seleccionadas de acuerdo al esquema de protecciones diseñado y todo cambio o actualización de FIRMWARE o SOFTWARE no debe tener costo para EMELNORTE.

Además de los requisitos indicados, donde se considera el comportamiento de los IEDs dentro del sistema SAS, en lo referente a las funciones de protección y control se requiere:

- El número de muestras por ciclo, tanto de señales de voltaje como de corriente debe ser de 20 o más muestras por ciclo.
- Tecnología multiprocesador.
- Para la función de localizador de falla debe ser con una precisión de $\pm 2\%$ con referencia a la longitud de la línea.
- Red de gestión de protecciones local y remota, con acceso a los IEDs mediante sus direcciones IP.
- Sistema de protección para:
 - ✓ Líneas de subtransmisión de 69 kV.
 - ✓ Transformador principal.
- Debe obligatoriamente estar compuesto por un conjunto de equipos y accesorios de protección identificados como:
 - ✓ Protección principal y protección redundante, cuando las funciones fueren idénticas.
 - ✓ Protección principal y protección de respaldo cuando fueren funcionalmente diferentes.
 - ✓ En las celdas de media tensión, solo estará compuesta de la protección principal integrado el control BCU (Protección y control) con la IHM en el IED, así como la protección del transformador.
 - ✓ En los esquemas de protección del transformador se incluirá un relé de disparo y bloqueo (86T virtual), con reposición eléctrica y comandado por las protecciones eléctricas y mecánicas.
- Los sistemas de protección deben estar constituidos obligatoriamente de equipos discretos y dedicados para cada componente de la instalación, líneas de transmisión y transformador de potencia.
- Los sistemas de protección deben poseer, bloques de prueba de tal forma que permitan la intervención en los IEDs o esquemas de protección, mediante equipos de inyección secundaria para mantenimiento, sin que sea necesaria la desconexión del equipo protegido, estos bloques de prueba tendrán señalización en el IHM cuando sean utilizados.
- A través de la interfase del relé, se podrá realizar la función de monitoreo visualizando:
 - ✓ Diagrama mímico o unifilar que represente a los equipos de la bahía y su estado.
 - ✓ Resumen de variables adquiridas. (Medición de valores de voltaje, corriente, frecuencia energía activa y reactiva).
 - ✓ Resumen de alarmas, fallas y eventos con datos de contexto.
 - ✓ Configuración del IED.
 - ✓ Registro histórico de fallas.

Los circuitos de disparo, también pasarán por este dispositivo, a fin de evitar salidas innecesarias o inadvertidas al efectuar las pruebas.

- Funciones de Comunicación:

- ✓ El relé debe contar con puertos de comunicaciones Ethernet 100BASE-TX o superiores que permite al IED acceder a una red a través del conector RJ-45, y fibra óptica 100Base-Fx o superiores con conectores (LC o SC) además que dichos puertos deben soportar la comunicación tanto de los Protocolo DNP 3 sobre TCP/IP y IEC 61850, como mínimo se requiere que por defecto cumplan con los dos protocolos antes mencionados.
- ✓ Los IED deberán tener la capacidad de comunicarse con más de un protocolo de control de manera simultánea, permitiendo realizar al mismo tiempo funciones de monitoreo, control y/o configuración.
- ✓ Los puertos de comunicación principal y redundante permitirán que cada IED se conecte a dos redes de comunicación distintas o a una red con sistema redundante, sin que exista ningún tipo de conflicto entre los sistemas de comunicación de cada puerto.
- ✓ En caso de que se conecte a dos redes independientes: una principal y una redundante, cada puerto de comunicación de los IED se conectará a cada una de las redes, permitiendo obtener los datos de cada uno de ellos por las dos redes.
- ✓ Los IED permitirán cambiar los ajustes de configuración interna de manera local (desde la parte frontal del IED y con un computador a través de un puerto de configuración) y de forma remota a través del sistema de comunicaciones desde un centro de control SCADA.
- ✓ Los IED deberán tener los siguientes puertos y soportar los siguientes protocolos de comunicación, como características mínimas:
 - Un puerto para comunicación y configuración local del equipo, que permita la conexión directa del relé a través de un cable de comunicaciones que se conecte con un puerto USB o RJ45 de una computadora para la carga, ajuste o lectura de parámetros vía software. El software tiene que ser suministrado por el oferente.
 - Dos puertos posteriores de Fibra óptica 100Base-Fx multimodo que cumplan con el protocolo HSR o PRP.
- ✓ Además, deberán tener la capacidad de sincronización a través del protocolo NTP (Network Time Protocol) o el protocolo SNTP (Simple Network Time Protocol).
- Los IED deberán incluir protecciones internas contra daños o mala operación causados por transitorios o sobretensiones en los transformadores de tensión (TP), transformadores de corriente (TC), cables de control o fuentes. La alimentación de este equipo será realizada desde el banco de baterías de la subestación.
- Como mínimo, cada IED deberá tener la capacidad, tanto en hardware como en software y firmware, de controlar directamente equipos de interrupción, seccionamiento y de puesta a tierra, en el caso de los equipos de protección de línea se deberá controlar un (1) equipo de interrupción y dos (2) equipos de seccionamiento, en el caso de los equipos de protección de transformador deberán controlar dos (2) equipos de interrupción y un (1) de seccionamiento como mínimo y para los equipos de protección de alimentadores deberá controlar un (1) equipo de interrupción.
- Manejará un sistema de control que permita priorizar los comandos de control por importancia, criticidad y orden de llegada.
- Permitirán realizar las funciones de control de varias maneras, como mínimo las formas indicadas a continuación:
 - De manera local a través de botones o pulsadores colocados en la interface frontal del relé.
 - De manera local a través de una interface, mediante la conexión local del IED con la interface.
 - De manera remota desde un centro de control mediante un sistema SCADA por medio de un sistema de comunicación.

8.2 PROTECCIÓN DE LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN

Comprende el conjunto de equipamiento y accesorios necesarios y suficientes para el despeje de todos los tipos de cortocircuitos (monofásicos, bifásicos, bifásicos a tierra y trifásicos) fallas de alta impedancia en líneas aéreas de corriente alterna, fallas envolventes y evolutivas. Se deberá cumplir con la siguiente filosofía:

- Toda posición de línea debe disponer de dos conjuntos independientes de protección:
 - A. Protección principal con funciones de protección y control (IHM incorporado).
 - B. Protección de respaldo con funciones de protección solamente.
- Cada IED principal y de respaldo debe tener funciones de protección del tipo principal y funciones de protección de respaldo, también debe tener funciones auxiliares como son verificación de sincronismo, supervisión de fusibles, supervisión de bobinas de disparo entre otras.
- El tiempo de operación del IED no debe exceder 20 milisegundos, de respuesta a una falla en 69 kV.
- Tener como mínimo dos grupos de ajustes de las funcionalidades de protección. La activación de cada grupo de ajuste podrá realizarse de manera manual o automáticamente.
- El tiempo entre la detección del evento de disparo y la ejecución de un comando deberá ser menor o igual a 50 ms.
- La protección principal debe tener como mínimo las siguientes funciones y características:
 - ✓ Protección de sobrecorriente direccional instantánea y temporizada para las tres fases (67P).
 - ✓ Protección de sobrecorriente no direccional instantánea y temporizada. Para fases.
 - ✓ Protección de sobrecorriente no direccional instantánea y temporizada. Para fase-tierra.
 - ✓ Protección de sobrecorriente direccional para detectar fallas a tierra de alta impedancia (67N).
 - ✓ Función de protección para energización sobre falla (SOTF).
 - ✓ Función de bloqueo por falla fusible.
 - ✓ Función de chequeo de sincronismo.
 - ✓ Función de recierre con mando tripolar.
- Junto a las funciones de protección principal, se proveerán las siguientes funciones de protección:
 - ✓ Protección para sobretensiones (59) con elemento instantáneo y temporizado para detección de sobretensiones con banda de ajuste de 1.01 a 1.5 V nominal.
 - ✓ Protección para subtensiones (27) con elemento instantáneo y temporizado para detección de subtensiones con banda de ajuste de 0.99 a 0.2 V nominal.
 - ✓ Protección de sobre y baja frecuencia.
 - ✓ Protección de secuencia negativa.
 - ✓ Protección para falla de interruptor.
- Los conjuntos de protección y control deben atender los siguientes requisitos adicionales:
 - ✓ Funciones de oscilografía y localizador de falla, autodiagnóstico continuo de todos los circuitos, interfaz hombre-máquina mediante display, teclado y LEDs de indicación, puertos de comunicación: un puerto frontal seleccionable entre RJ45 o USB para gestión de protecciones, dos puertos posteriores de fibra óptica (multimodo) que cumplan con el protocolo HSR o PRP. Los puertos posteriores serán utilizados para integración con el

sistema, disponibilidad para parametrización y remota (Ethernet), sincronización de tiempo mediante la red del sistema a través del protocolo SNTP o NTP.

- ✓ Conexión a distintos secundarios de transformadores de corriente (TC) y transformadores de potencial (TP) y poseer circuitos de disparo independientes y redundantes.
 - ✓ Supervisión de los circuitos de corriente continua de los IEDs de protección y control, recierre automático y sincronismo, de forma tal que indiquen cualquier anomalía que pueda implicar una pérdida de confiabilidad operacional del sistema de protección.
 - ✓ La protección de sobre intensidad puede ser usada para medir no solamente la magnitud de la intensidad sino también su sentido; es decir, el sentido del flujo de la potencia entregada, para lo cual se toma como referencia la tensión del sistema, conformando una protección de sobre intensidad direccional.
- La protección para línea de subtransmisión debe tener incorporado el controlador de bahía BCU, incorpora un IHM local, desde donde se realiza el comando de nivel 1. Se puede tener el controlador de bahía (BCU) como un IED independiente.

8.2.1 ESQUEMA DE RECIERRE

Para las líneas de subtransmisión de 69 kV se debe prever un esquema de recierre tripolar que seguirá la siguiente filosofía:

- En la línea de subtransmisión se tendrá un esquema de recierre automático tripolar para uno o varios recierres, para actuación exclusiva después del despeje de fallas en la línea identificadas por lógicas de protección definidas por el usuario y programadas en los IEDs.
- El esquema de recierre automático no deberá ser arrancado cuando la apertura del interruptor sea manual, operado por funciones de protección temporizada, fallas en barras, actuación de protección de falla de interruptor, actuación de protección de sobretensión o cuando opera como respaldo de la protección del transformador.
- La protección a ser suministrada deberá tener por lo menos selección para realizar opcionalmente el recierre para cortocircuitos monofásicos a tierra o dos fases a tierra, la habilitación del recierre deberá ser realizada a través de la interfaz frontal del IED, del sistema de gestión de protecciones remota y mediante el IHM del SAS.
- El recierre podrá configurarse para línea viva - barra muerta, línea muerta - barra viva o verificando sincronismo.

Este esquema deberá estar listo para ser activado cuando EMELNORTE lo requiera.

8.2.2 FUNCION DE SINCRONISMO

- La función de verificación de sincronismo incorporada en los IEDs de protección, es utilizada en esquemas de cierre y recierre tripolar, deberá tener un tiempo de operación instantáneo en el caso de cierre y con un tiempo total de recierre ajustado entre 0.15 y 15.0 segundos considerando el tiempo de apertura propio del interruptor y los tiempos muertos típicos para el nivel de voltaje.

Además, deben cumplir las siguientes características:

- ✓ Rango de ajuste de diferencia de tensión: 1% a 50% de V nominal.
 - ✓ Rango de ajuste de la diferencia angular: 0 a 180°.
 - ✓ Rango de ajuste de diferencia de frecuencia: 0.05 a 2 Hz.
- Selección de las siguientes alternativas (condiciones):

- ✓ Barra viva-línea muerta.
- ✓ Barra muerta-línea viva.
- ✓ Barra viva-línea viva.
- ✓ Barra muerta-línea muerta.

Esta última condición solo se utiliza para pruebas o mantenimiento.

Esta función deberá estar lista para ser activada cuando EMELNORTE lo requiera.

8.2.3 SUPERVISIÓN DEL CIRCUITO DE DISPARO

Las bobinas de disparo del interruptor deben ser supervisadas mediante una función 74 incorporada en los IEDs o con relés auxiliares específicos.

8.3 PROTECCION DEL TRANSFORMADOR

Comprende el conjunto de equipamiento y accesorios necesarios y suficientes para la eliminación de los siguientes tipos de fallas (internas hacia tierra o entre fases, entre espiras, limitar la duración de corriente de corto circuito presente para fallas externas) y la presencia de temperaturas elevadas en el aceite y/o en los bobinados, nivel de aceite, sobrepresión, buchholz, etc.

El transformador debe disponer de las siguientes protecciones:

- Protección principal (diferencial larga) con funciones de control (IHM incorporado), asociada a los transformadores de corriente en los interruptores de alta y baja.
- Protección de respaldo (diferencial corta).
- Tener como mínimo dos grupos de ajustes de las funcionalidades de protección. La activación de cada grupo de ajuste podrá realizarse de manera manual o automáticamente.
- El tiempo entre la detección del evento de disparo y la ejecución de un comando deberá ser menor o igual a 50 ms.
- La protección tiene incorporado el controlador de bahía BCU, con IHM y comanda las bahías de 69 kV y la celda de baja. La protección principal y de respaldo deben tener las siguientes funciones y características:
 - ✓ Diferencial porcentual trifásica (87T) o tres unidades monofásicas, para dos bobinados, con bloqueo para restricción de 2da y 5ta armónicas, unidad diferencial instantánea calibrable (87H).
 - ✓ Operar con señales de corriente de 5 Amperios y con voltaje de alimentación de 125 Vdc.
 - ✓ Compensar mediante programación el efecto de la diferencia de conexión entre los bobinados primario y secundario del transformador de potencia. Así mismo, el relé deberá incluir características de restricción para:
 - La corriente de magnetización del transformador.
 - Sobreexcitación del transformador.
 - Saturación de los transformadores de corriente.
 - Arranque de carga fría.
- ✓ Relé auxiliar de disparo y bloqueo virtual de reposición eléctrica (86T).
- ✓ Funciones de oscilografía y localizador de falla, autodiagnóstico continuo de todos los circuitos, interfaz hombre-máquina mediante display, teclado y LEDs de indicación, puertos de comunicación: un puerto frontal seleccionable entre RJ45 o USB para gestión de protecciones, dos puertos posteriores de fibra óptica (multimodo) que cumplan con el protocolo HSR o PRP. Los puertos posteriores serán utilizados para integración con el

- sistema, disponibilidad para parametrización y remota (Ethernet), sincronización de tiempo mediante la red del sistema a través del protocolo SNTP o NTP.
- ✓ La función diferencial debe ser inmune a componentes de corriente continua y a saturación de TCs, con alta estabilidad para fallas externas, compensación de desfase angular del transformador y de secuencia cero.
 - ✓ El tiempo total para la eliminación de fallas internas por las protecciones diferenciales, no debe exceder a 100 milisegundos, incluido el tiempo de operación de los relés de protección, de los relés auxiliares y el tiempo de apertura de los interruptores.
 - ✓ Debe disponer de las funciones de protección de sobrecorriente instantánea y temporizada de fase, neutro y tierra (50/51, 50/51N, 50/51G) para protección de respaldo para fallas internas y externas, compuestas por elementos de protección vinculados a cada uno de los bobinados del transformador. La protección 51N utilizará la corriente residual de los TCs de fase, mientras que la protección 51G utilizará un TC dedicado en el neutro del transformador.
 - ✓ Tener como mínimo 2 grupos de ajustes, los cuales pueden ser seleccionados en forma local (desde la parte frontal del relé) o en forma remota desde el SCADA o alternativamente vía entrada binaria externa del relé.
 - ✓ La referencia de voltaje en la protección diferencial se deberá poder seleccionar en el bobinado de baja tensión.
 - ✓ Tener la posibilidad de controlar 3 objetos (como por ejemplo interruptores y seccionadores) y el conexionado deberá permitir el cierre y apertura del interruptor desde el teclado del propio relé.
 - ✓ Función de protección de secuencia negativa.
 - ✓ Funciones de protección de sobre y bajo voltaje 59/27.
 - ✓ Funciones de sobre y baja frecuencia.
 - ✓ Función de sincronismo 25.
 - ✓ Protección de sobrecarga (V/Hz).
 - ✓ Protección de sobrecarga (50/51) con o sin medición de temperatura.
 - ✓ Interface para medición de temperaturas de las termo resistencias PT100.

8.3.1 SISTEMA DE MEDICION DE TEMPERATURA EN TRANSFORMADORES

Se requiere monitorear la temperatura de los devanados primario y secundario; y del aceite del transformador. Para efectuar la medición de temperatura se requiere elementos de interface para entradas PT100, para cada devanado y otro para el aceite.

En el caso de los devanados, se requiere que el sistema de medición de temperatura considere la corriente que circula por ellos (imagen térmica), en caso de no tener PT100.

La temperatura de los devanados y el aceite deben mostrarse en un display local (tablero del transformador o en forma analógica en los medidores locales).

Estas mediciones además deberán ser integradas, preferentemente en protocolo Modbus RTU, modbus TCP/IP, DNP 3.0, ASCCI, o en valores de 4-20 mA, al sistema de control SAS, el cual mostrará en un despliegue del IHM los valores de cada una de las temperaturas registradas en tiempo real.

8.3.2 FUNCIÓN FALLA DE BREAKER

Esta función estará incluida en todos los esquemas de protección, en los que estará activa y ordenará disparo de los dos interruptores de 69 kV vía comunicación y señales digitales, hasta que en el futuro se integre un esquema de protección de barras, con las ampliaciones que se den.

En las celdas, por ser esquema de barra principal única y conexión al sistema, igualmente debe ordenar la salida de todos los alimentadores indicados, vía comunicación y señales digitales.

8.4 PROTECCION DEL LADO DE BAJO VOLTAJE DEL TRANSFORMADOR (13.8 kV)

La protección para el alimentador (cable subterráneo) desde el transformador hasta las celdas, debe tener un IED con las funciones de protección y control incorporadas. Las funciones de protección son como mínimo las siguientes:

- Debe disponer de las funciones de protección de sobrecorriente instantánea y temporizada de fase, neutro y tierra (50/51, 50/51N, 50/51G) para protección de respaldo para fallas externas en el lado de 13.8 kV, compuestas por elementos de protección. La protección 51N utilizará la corriente residual de los TCs de fase.
- Función de protección de secuencia negativa.
- Funciones de protección de sobre y bajo voltaje 59/27.
- Funciones de sobre y baja frecuencia.
- Protección de sobreexcitación (V/Hz).
- Protección de sobrecarga (50/51) con o sin medición de temperatura.

9 PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN

Para los diferentes segmentos del sistema de control se deben considerar los siguientes protocolos:

- Comunicación dentro de la subestación (IEDs y SAS) IEC 61850, DNP 3.0 y modbus TCP/IP (si es estrictamente necesario).
- Comunicación con los centros de control de EMELNORTE: IEC 60870-5-104.
- Comunicación con el Centro de Control Nacional: IEC 60870-6.
- Comunicación con equipos de terceros: Protocolos estándar como Modbus RTU, Modbus TCP/IP o DNP 3.0, para este efecto se debe prever el hardware (puertos) y software (licencias) necesarios.

10 ADQUISICIÓN DE DATOS DIGITALES

Los datos digitales integrados en el SAS deben incluir al menos:

- Estado de los dispositivos y equipos de maniobra:
 - ✓ Abierto/cerrado.
 - ✓ Bloqueado/desbloqueado.
 - ✓ Local/remoto, etc.
- Alarmas de fallas mecánicas o eléctricas en equipos de maniobra (seccionadores e interruptores).
- Estado de los dispositivos de servicios auxiliares: cargador de 125 Vdc, tableros P1 y CC, breakers de alterna y continua, etc.
- Eventos generados en tiempo real en los IEDs de protección.
- Alarmas y fallas mecánicas del transformador.

10.1 SEÑALIZACIÓN DE ESTADO

La señalización de estado debe proporcionar las indicaciones de:

- Estado de disyuntores y seccionadores
- Posición de los dispositivos de selección:
 - ✓ Local – remoto.
 - ✓ Condiciones de Sincronismo Ok – No Ok.
 - ✓ Recierre habilitado – deshabilitado.
 - ✓ Permisivo de interbloqueo Ok – No Ok.
 - ✓ Modo operación – prueba/normal.
 - ✓ Automático – manual.
 - ✓ Otros, propios de la instalación.
- Estado de los equipos de servicios auxiliares.

Todas las indicaciones de estado deben tener sello de tiempo, para obtención de la secuencia de eventos.

10.2 SEÑALIZACIÓN DE ALARMAS

Las alarmas que indican problemas en la subestación, deben ser presentadas en por lo menos tres niveles de prioridad (clase de alarma), basadas en los formatos utilizados por el Centro de Control y configurables por el administrador del sistema.

Una alarma está caracterizada por una de las siguientes situaciones:

- Cambio de estado de cualquier dato digital o señalización de estado que requiera la atención del operador para tomar medidas correctivas.
- Violación de límites, superior o inferior, de datos análogos: voltaje (V), corriente (I), potencia activa (P), potencia reactiva (Q), etc.
- Operación de las funciones de los IEDs de protección.

Acceso a configurar en la base de datos los eventos que generan alarma y su clase.

La señalización de alarma debe estar presente a nivel de S/E, (IHM) y de bahía (mediante LEDs en los IEDs de control y protección).

En el nivel de subestación debe estar disponible un banco de datos que indique secuencialmente, todas las alarmas registradas. En este nivel, los IHM tendrán, como mínimo las siguientes funcionalidades:

- Presentación de todos los mensajes de alarma, sin importar que despliegue estuvo presente antes de activar la página de alarmas.
- Presentar las alarmas en dos listas: las que se mantienen activas y las que se han repuesto (alarmas transitorias).
- Resolución igual o menor a 1 ms.
- Emisión de alarma sonora temporizada (en el computador IHM) para habilitar y deshabilitar.
- Presentación de alarmas con filtros específicos (fecha, hora, bahía, función, evento, estado, etc.)
- Registro de las alarmas en un banco de datos.
- Impresión de las alarmas, de ser requerido por el operador.
- Modificación de cualquier límite de medida analógica: voltaje (V), corriente (I,) potencia activa (P), potencia reactiva (Q), etc.
- Activación/desactivación de alarmas.
- Reconocimiento de alarmas. Se debe visualizar las alarmas reconocidas o no.

- Periódicamente, para fines de registro histórico, las alarmas almacenadas en la base de datos deben ser grabadas en un disco duro, en formato de texto, de forma que:
 - ✓ Exista una herramienta de visualización que permita una fácil inspección de la información almacenada.
 - ✓ Sea fácilmente configurable el número de alarmas que permanecerán en la base de datos y el número de alarmas almacenadas en el archivo histórico (disco duro).
- Exportación de alarmas a un archivo de Excel.

11 ADQUISICIÓN DE DATOS ANALÓGICOS

La medición de los valores analógicos debe estar en un rango de medición continua de valores entre 0 y al menos el 120 % del valor nominal y debe permitir una presentación local (en los IHM del SAS) y remota (los requerimientos están asociados a la regulación de calidad de potencia del ARCONEL) de las siguientes mediciones:

11.1 LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN:

- Tensión en las tres fases.
- Corriente en las tres fases.
- Potencia activa y reactiva trifásica.
- Frecuencia.
- Diferencia de voltaje (magnitud, frecuencia y ángulo) entre línea y barra, para fines de sincronización.
- Energía activa y reactiva trifásica (para fines operativos, no de facturación).
- Factor de potencia.
- Energía activa y reactiva trifásica para facturación comercial (en el lado de baja del transformador) debe integrarse a la red de gestión de calidad de energía.

La oferta debe contemplar en el diseño los medios de comunicación remota.

11.2 BARRAS:

- Tensión en las tres fases de la barra principal de cada nivel de voltaje: 69 kV y 13.8 kV.
- Frecuencia de la barra principal de cada nivel de voltaje.

11.3 SERVICIOS AUXILIARES

Se requiere que en el SAS se disponga de:

- Tensión, corrientes, P, Q, f en las tres fases de las fuentes de alimentación de la red de SSAA, con fines de monitoreo en operación.
- Integración de la UTR y PLC de Servicios auxiliares.
- El PLC será capaz de recibir todas las señales de entradas - salidas analógicas y/o digitales necesarias para el control y monitoreo de los equipos, tanto de campo como los que se ubicarán dentro del cuarto de control. El protocolo de comunicación del PLC deberá ser MODBUS TCP/IP (Ethernet o fibra óptica).
- Información del cargador de baterías y su tablero de control y protecciones (125 Vdc).

11.4 DATOS AMBIENTALES:

- Temperatura ambiente exterior, es decir temperatura fuera de casa de control. La oferta debe contemplar un equipo que proporcione esta medición y la integre en el SAS.

12 COMANDOS

12.1 COMANDO LOCAL

La función de comando local de la subestación, debe incluir los siguientes tipos de comando:

Comando local nivel 0	Equipo en patio de maniobras
Comando local nivel 1	Bahía
Comando local nivel 2	Subestación

12.1.1 Comando Local Nivel 0 (EQUIPO)

El comando local en el nivel 0 debe permitir el cierre/apertura por comando directo en los equipos de patio, solamente con fines de mantenimiento o emergencia. Se debe considerar en el diseño enclavamientos mínimos para este objeto.

12.1.2 Comando Local Nivel 1 (BAHÍA)

Todas las funciones de selección y comando en nivel 1 serán ejecutadas por los IEDs de protección y control (cuando los equipos de nivel 0 estén en remoto) localizados en el tablero de control y protección de la bahía.

La operación desde este nivel se efectuará en modo "local" en el IED, por lo que deben tener un selector virtual LOC/REM.

La selección y comando local en nivel 1 debe obligatoriamente tener:

Comando

- Comando de los equipos principales de maniobra, tales como disyuntores y seccionadores.
- Reposición de relés de bloqueo y protección.

Selección

- Bloquear o habilitar la función de recierre automático.
- Habilitar el control automático/manual de equipos.

La prioridad de comando debe ser del tipo jerarquizado, esto es, la función de selección más próxima al equipo debe tener preferencia sobre las otras. Esta filosofía busca preservar la seguridad física del operador y personal de mantenimiento, ya que mientras más cerca al equipo, mayor es el campo de visión sobre el comportamiento del equipo que está siendo maniobrado.

El comando de nivel 1 debe tener un sistema de enclavamiento eficaz, programado en el IED de control de bahía, capaz de supervisar los comandos recibidos, asegurando que los comandos conflictivos o indebidos no sean realizados. De ser necesaria información de los IEDs de otras bahías, esta se transmitirá por protocolo de acuerdo a la norma IEC 61850, DNP y modbus TCP/IP.

Debe ser también completamente independiente del nivel 2 (S/E), de forma de garantizar su operatividad cuando se pierda la comunicación con el nivel superior. También se debe incluir en el nivel 1, otras funciones como automatismos, sincronismo y control, donde la selección o comando puedan ser realizados en nivel 1, sirviendo como respaldo para el nivel de S/E (cuando el IHM no esté disponible).

Se debe prever un display dedicado por bahía (display en cada IED de protección y control principal), dos IHM en “*nivel 1*” que agrupe todas las bahías de la subestación. La ampliación de la base de datos para ampliaciones de la subestación se la podrá realizar en el IHM. Además, es necesario definir que todos los comandos en nivel 1 deben seguir la lógica de operación select-before-execute.

12.1.3 Comando Local Nivel 2 (SUBESTACIÓN)

El comando local en nivel 2 debe realizarse mediante la interface IHM local, que debe permitir la operación de la subestación en todas sus funcionalidades. Para esto, se deben utilizar los enclavamientos programados en los IEDs de cada bahía, que son los que finalmente evalúan si el comando se puede ejecutar o no. Todas las funciones de comando de nivel 2 deben ser controladas por la unidad central de adquisición y control.

12.2 COMANDO REMOTO

El SAS debe tener conexión con el centro de control de EMELNORTE, de forma que permita la operación de la subestación, en todas sus funcionalidades, mediante señales de comando enviadas por el mismo.

El comando remoto debe, como mínimo, disponer medios para:

- Comandar todos los disyuntores.
- Comandar los seccionadores motorizados.
- Habilitar / deshabilitar la función de recierre de líneas.
- Operación manual de la transferencia de Servicios Auxiliares.

13 IHM DEL SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y CONTROL

Debe tener las siguientes funcionalidades:

- Presentar al operador, en el panel de comunicaciones que se encuentra en la sala de control, despliegues que muestren el diagrama de red y el unifilar de la subestación, con indicación de los valores instantáneos (en tiempo real) de todas las medidas análogas adquiridas (flujos de carga, medición de corrientes, tensiones y demás medidas de interés en líneas de subtransmisión, barras, transformador, alimentadores, etc.) así como el estado de los equipos de maniobra de la S/E (incluidos seccionadores de puesta a tierra) a través de datos digitales y señalizaciones de estado, de forma clara y cómoda.
- Coloreo dinámico de barras, líneas etc. de acuerdo a si están energizados (tienen voltaje) o no.
- Indicar el disparo de un disyuntor (por la operación de una función del sistema de protecciones, o en general, por una razón diferente a la ejecución de un comando desde el propio IHM mediante un símbolo en color rojo titilante).
- Mostrar la diferencia de voltajes de barra y de bahía, en magnitud, frecuencia y ángulo, más una indicación de las condiciones de sincronización o no, para bahías de líneas, generación futura, etc.

- Permitir la supervisión y operación de todos los equipos de la subestación (incluidos servicios auxiliares: breakers principales de acometidas, cargador de baterías, Mini Circuit Breakers, etc.).
- Proporcionar medios de comando claramente identificados, de forma que se facilite la ejecución de maniobras sobre disyuntores y seccionadores motorizados y al mismo tiempo, minimizar la posibilidad de error por parte del operador.
- Utilizar las lógicas de enclavamiento programadas en nivel 1, para supervisar los comandos del operador, asegurando que los comandos que no están autorizados en la lógica de operación o indebidos no sean ejecutados.
- En caso de falla o problemas en el equipo primario en la subestación, presentar al operador una indicación visual y clara de la naturaleza de la falla, facilitando la toma de decisiones.
- Mostrar el estado del sistema de control (auto supervisión):
 - ✓ Estado de los IEDs de protección y control y sus puertos de comunicación.
 - ✓ Estado de las interfaces de adquisición de datos de protección local del transformador.
 - ✓ Estado de los enlaces de comunicación en los diferentes niveles del sistema SAS.
 - ✓ Estado del computador de adquisición: Normal/Falla.
 - ✓ Estado del GPS.
 - ✓ Enlaces de comunicación con el centro de control.
- Permitir la transferencia de la operación de la subestación al Centro de Control de EMELNORTE.
- Proporcionar la indicación secuencial de los eventos ocurridos en la subestación, generados por los IEDs de protección, y acciones realizadas por el operador local o por el centro de control remoto (cambio de estado y comandos) con una resolución de 1 ms.
- El estampado de tiempo de los eventos debe ser realizado por los IEDs de protección y control y no por el computador de adquisición.
- Tendencias históricas de variables análogas (V, I, P, Q, f) en formato gráfico y tabulado en tablas, con posibilidad de cálculos matemáticos y escalonamiento de valores.
- Tendencias de “tiempo real” donde se muestren las variables análogas con una mayor frecuencia de muestreo que las tendencias históricas. Estas tendencias deben mostrar los datos de las últimas 6 horas (antes del momento de la consulta) como mínimo.
- Facilidades de consulta de la lista de eventos mediante filtros y exportación de estos eventos a un archivo en formato Excel.
- Registro en una base de datos de los valores analógicos medidos, almacenados en períodos de tiempo ajustable y exportación de estos eventos a archivos que puedan ser abiertos mediante el software Microsoft Excel.
- Ejecutar los comandos siguiendo la secuencia *Select-Before-Execute*.
- Permitir:
 - ✓ Reconocer alarmas.
 - ✓ Bloquear/desbloquear alarmas.
 - ✓ Bloquear/desbloquear comandos.
 - ✓ Cambiar límites utilizados para señalización de alarmas en medidas analógicas.
 - ✓ Resetear relé de disparo y bloqueo de protección del transformador.
- Los símbolos para los equipos de maniobra, colores de acuerdo al nivel de voltaje y al nivel de alarma, serán los utilizados en el Sistema de Transmisión del Ecuador o por el área responsable de EMELNORTE.
- Se podrá imprimir reportes o despliegues que el operador requiera en impresoras láser y de color.

Dispositivos especiales:

Como parte del suministro el oferente entregará lo siguiente:

- Biométrico: Se utilizará como control de acceso al sistema de monitoreo y control local de la subestación. Permitirá el acceso mediante huella dactilar.
- Impresora: Tendrá las siguientes especificaciones:
 - ✓ Tipo Laser a colores.
 - ✓ Velocidad de impresión: color hasta 20 ppm y negro hasta 30 ppm.
 - ✓ Resolución: 600 x 600 x 4 bits ppp.
- Scanner: Tendrá las siguientes especificaciones:
 - ✓ ADF (alimentador automático de documentos) / alimentación manual, dúplex. De capacidad 50 hojas.
 - ✓ Resolución óptica: 600 ppp.
 - ✓ Velocidad de digitalización (A4 vertical): 30 ppm.
 - ✓ Interfaz: Wi-Fi y USB.
 - ✓ Con pantalla táctil LCD

13.1 BASE DE DATOS

El sistema operativo del computador de adquisición y control debe ser del tipo adecuado para funcionar en tiempo real, que soporte las características estándar del sistema, por ejemplo, multitarea, niveles de seguridad, intercambio de datos (DDE, OLE), comunicación abierta de bases de datos (ODBC) y presentar un aspecto amigable.

La base de datos del SAS debe ser relacional, o preferiblemente orientada a objetos y debe permitir:

- Adicionar nuevas señales de adquisición o de control.
- Definir la lógica para el cálculo de valores analógicos en base de los datos adquiridos por el sistema.
- Configurar las alarmas, definir los valores límite de las medidas analógicas, qué cambios de estado generan alarma, etc.
- Configurar el registro secuencial de eventos.
- Configurar la información que se enviará al centro de control:
 - ✓ Datos digitales y analógicos a ser transmitidos al centro de control.
 - ✓ Los equipos que pueden ser comandados por el centro de control bajo selección.

13.2 ARQUITECTURA JERÁRQUICA

La arquitectura del SAS debe tener los siguientes niveles jerárquicos en términos de hardware, software y funcionalidades.

13.3 NIVEL DE SUBESTACIÓN (NIVEL 2)

Este nivel jerárquico incluye todos los componentes responsables de funciones de supervisión/control local ejecutados en este nivel que corresponden a acciones que necesitan información de una o más bahías y que están integradas en un sistema central. En este nivel se

incluyen también los componentes responsables de la integración del SAS con el Centro de Control.

En el nivel de la subestación deben existir los siguientes elementos:

- Dos unidades centrales de adquisición y control local (computador clase industrial).
- Una Interfaz hombre-máquina (IHM), integrado al tablero de control del transformador 69 kV, tipo touch screen, el cual forma parte del suministro.
- Inversor para la alimentación de la unidad de adquisición, los equipos de comunicaciones y de la estación IHM además de la unidad de almacenamiento 125 Vdc /120 Vac, en el caso de no estar diseñadas para trabajo con voltaje de corriente continua 125 Vdc.
- Red local LAN para conexión entre servidores, terminal IHM, etc.
- Gateway de comunicación con el Centro de Control de EMELNORTE.
- Conexiones para los IEDs de protección y control (protección de bahías de 69 kV) con la unidad central de adquisición y control local. Esta conexión debe ser en fibra óptica.
- Equipo GPS para sincronización de tiempo en todos los componentes del SAS (IEDs, computador de adquisición y control, IHM).
- Red de gestión de IEDs de protección y computador laptop para su manejo, cargado con todos los softwares necesarios con sus licencias respectivas.
- Accesorios.
- Además de los puertos que se utilicen para comunicarse con equipos de terceros y los usados para comunicación con el Centro de Control, el sistema debe disponer de dos puertos de comunicación para su configuración futura basada en el protocolo de comunicaciones IEC 60870-5-104, IEC 60870-6, Modbus RTU, DNP 3.0 (u otro a ser definido cuando se requiera) en modo master o slave y con la opción de que el sistema funcione como maestro o esclavo.

13.4 NIVEL DE BAHÍA (NIVEL 1)

Este nivel jerárquico incluye todos los componentes responsables por las funciones de supervisión, control y protección local ejecutadas en este nivel, ya se trate de una bahía de línea de subtransmisión, de transformador, de alimentadores, de auxiliares y PTs, etc.

Los elementos principales en este nivel son los **IEDs (*Intelligent Electronic Device*) de protección y control** con las siguientes características:

- Comunicación con todos los IEDs de protección y control mediante protocolo IEC 61850 y DNP usando puertos y fibra óptica de vidrio y como respaldo puerto ethernet de cobre.
- Dos por cada posición: protección principal (control y protección) y protección de respaldo.
- Susceptibles de integrarse en una red de gestión de protecciones que permita obtener la configuración actual del IED, modificar su configuración y ajustes, obtener los eventos y oscilografías generadas en un caso de falla (en formato comtrade), realizar pruebas etc., mediante un computador local y/o portátil o uno remoto comunicado mediante un módem.
- Capaz de compartir información a ser utilizada en la evaluación de enclavamientos, con otros IEDs mediante protocolo de comunicaciones IEC 61850, DNP 3.0 y modbus TCP/IP.
- La pérdida de comunicación entre el IED y un PC portátil mientras se realiza la configuración del IED, no debe llevar a una operación errónea del mismo.
- Debe permitir la obtención de su configuración actual mediante un PC y el software respectivo.
- Disponer de tarjetas de entrada/salida digital y entradas análogas.
- La configuración que tiene un IED debe permanecer vigente hasta que se haya descargado completamente una nueva configuración, desde el computador o red que se esté utilizando.
- Mientras se descarga un oscilograma o se conecta con el IED, las funciones de protección deben seguir operativas.

- Disponer en su panel frontal de LEDs de señalización de alarmas o indicaciones, que serán particularmente útiles en caso de que se pierda comunicación con el nivel de la subestación.
- Red para comunicación entre los IEDs de protección y las unidades de adquisición y control (nivel 2) protocolo de acuerdo a la norma IEC-61850, DNP 3.0 y modbus TCP/IP.
- Disponibilidad de protocolos redundantes PRP o HSR.

El medio de comunicación entre equipos del SAS debe ser fibra óptica para garantizar la inmunidad a la interferencia electromagnética, en los tableros, se debe disponer de canaleta independiente para el recorrido de la fibra óptica.

13.5 COMUNICACIÓN DENTRO DE LA SUBESTACIÓN

De acuerdo a lo establecido en la parte 5 de la norma IEC 61850, los requerimientos para las funciones de comunicación, se clasifican en tres criterios:

a) Tiempo máximo de adquisición: Es el tiempo máximo de adquisición de información para ser usado por las funciones que reciben esta información.

Esto corresponde a la respuesta de tiempo que puede ser tolerado. Esto significa que esta respuesta de tiempo debe ser garantizada en operación normal, y que ésta debe ser detectada y manejada apropiadamente por la función que recibe los datos.

b) Integridad de los datos: Para el grado de seguridad en la comunicación, se identifican tres niveles:

- **Alta integridad** es necesaria si los datos influyen directamente en el proceso (ejemplo un comando)
- **Integridad media** es necesaria si los datos influyen indirectamente (mediante la acción de un operador) en el proceso (por ejemplo, una alarma que provoca una acción del operador)
- **Baja integridad** puede ser usada si los datos no tienen influencia en el proceso, como datos de monitoreo para ser usados en un análisis posterior.

c) Método de intercambio: Espontáneo, los datos son comunicados tan pronto como un cambio ocurre.

A pedido, los datos son adquiridos solamente si son requeridos por alguna función o por una persona (operador o ingeniero de mantenimiento).

La siguiente tabla indica los tiempos necesarios en el intercambio de datos en el SAS.

TIPO DE DATO	TIEMPO MÁXIMO DE ADQUISICIÓN	INTEGRIDAD DE LOS DATOS	MÉTODO DE INTERCAMBIO	OBSERVACIONES
Alarma	1 s	Media	Espontáneo	Alarmas son cambios que requieren la atención urgente del operador para que realice acciones correctivas.
Comandos	1 s	Alta	Espontáneo	Los comandos actúan directamente sobre el proceso
Datos de estado del proceso	2 s (digital) 2-3s(medida)	Media	Espontánea	Proporciona al operador una perspectiva del estado del proceso

Consulta de Eventos con estampa de tiempo	10 s	Baja	A pedido	Secuencia de eventos que es usada para un análisis posterior del problema
Datos de interbloqueo	5ms (bloqueo rápido)	Alta (influye directamente en el proceso vía comandos)	Espontáneo	Usado para evitar comandos peligrosos
Datos de interbloqueo (información de estado), otros automatismos	100 ms	Alta (influye directamente en el proceso vía comandos)	A pedido (en un comando)	Usado para prevenir comandos peligrosos, o para automatismos como alivio de carga por baja frecuencia.
Disparo por protección	3 ms	Alta (influye directamente en el proceso vía disparos)	Espontáneo por falla en el sistema de potencia o en el equipo primario	Usado para aislar situaciones peligrosas

13.6 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA

Debido a las necesidades de confiabilidad en los sistemas basados en tecnología digital, se requiere:

- El sistema de adquisición y control local debe estar compuesto por un computador de adquisición y control, que garantice la operación confiable y segura.
- Tener conexión para la sincronización de tiempo interno vía recepción de señal satelital (GPS), de forma que todos los equipos digitales trabajen sincronizados en el tiempo por esta señal adquirida a través de la red. Además, los IEDs y el computador del SAS tendrán un reloj interno para ser usado en caso de falla en el GPS.
- Los IEDs, redes de comunicaciones y accesorios, tendrán características y una configuración (arquitectura) de forma que se garantice una disponibilidad caracterizada por los siguientes valores:
 - ✓ Disponibilidad total: 30 minutos por año.
 - ✓ Disponibilidad parcial: 120 minutos por año.
- La alimentación de los tableros de control y protección será desde la barra de 125 V_{dc} de la S/E (con un rango de variación de 90V_{dc} a 140V_{dc}) a través de MCBs dedicados, con lo que se garantiza la continuidad de la alimentación.
- La alimentación de los equipos de comunicación, del computador de adquisición y control y la estación IHM debe realizarse como primera opción a través de la red de 125 V_{DC} del banco de baterías o mediante un equipo inversor que permita ser alimentado por voltaje alterno y continuo, y conmute la selección de una de estas fuentes de forma automática, dependiendo de cuál está disponible. Además, debe tener un sistema de baterías que permitan una autonomía de al menos 10 horas.

REDUNDANCIA

El sistema debe permitir una configuración redundante, de tal manera que se puedan integrar otro computador de adquisición y otro IHM, cuando se lo requiera y trabajar en forma simultánea o modo HOT-STANBY. La arquitectura en general es redundante, de forma tal que, si sale un switch, no se pierda comunicaciones.

Debido a las necesidades de confiabilidad en los sistemas basados en tecnología digital, se requiere:

- ✓ Conexión para la sincronización de tiempo interno vía recepción de señal satelital (GPS), de forma que todos los equipos digitales trabajen sincronizados en el tiempo por esta señal adquirida a través de la red. Además, los IEDs y los computadores del SAS tendrán un reloj interno para ser usado en caso de falla en el GPS.
- ✓ Los IEDs, redes de comunicaciones y accesorios, tendrán características y una configuración (arquitectura) de forma que se garantice una disponibilidad caracterizada por los siguientes valores:
 - Disponibilidad total: 30 minutos por año.
 - Disponibilidad parcial: 120 minutos por año.

Se presentará el sustento técnico del análisis de la selección de la arquitectura presentada para el cumplimiento de esta disponibilidad.

La alimentación de los tableros de control y protección será desde la barra de 125 VDC (con un rango de variación de 90 a 140 Vdc) de la subestación con lo que se garantiza la continuidad de la alimentación.

La alimentación de los computadores de adquisición y control y la estación IHM debe realizarse mediante un equipo inversor y su redundancia (otro inversor) que permitan ser alimentados por voltaje alterno y continuo, y conmute la selección de una de estas fuentes de forma automática, dependiendo de cuál está disponible. El sistema debe permitir una configuración redundante, de tal manera que se puedan integrar otro computador de adquisición y otro IHM, cuando se lo requiera y trabajar en forma simultánea o modo HOT-STANBY.

Las redes de comunicación deben proporcionar alta confiabilidad, por lo que se utilizará redundancia de switches y redundancia de acceso de red para cumplir con este objetivo.

14 REGISTRO SECUENCIAL DE EVENTOS (SOE)

El registro secuencial de eventos debe incluir todos los hechos registrados en la subestación de forma de permitir un pleno análisis de lo ocurrido. Estos eventos deben ser fácilmente configurables en la base de datos.

En el nivel de la subestación, debe estar disponible un banco de datos que incluya el registro secuencial de los eventos, asociando el estado y el horario de los eventos, con una resolución menor o igual a 1 ms. Este banco de datos tendrá capacidad de almacenamiento suficiente para registrar todas las señales, estados, alarmas y comandos, permitiendo su visualización e impresión local y su transmisión remota.

Esta lista será susceptible de ser filtrada de acuerdo a criterios específicos (fecha, hora, bahía, función, evento, etc.) y permitirá su exportación total o parcial a un archivo en formato Excel.

El número de eventos que permanecerán en la base de datos y el número de eventos almacenados en el disco duro debe ser fácilmente configurable.

15 MEDICION Y CALIDAD DE LA ENERGÍA

15.1 MEDIDORES CONTADORES DE ENERGIA

Contadores de energía se requieren en las líneas de 69 kV y en el lado de alto voltaje del transformador. Los contadores de energía existentes están ubicados en el tablero de control Mitsubishi, para alimentadores de 13.8 kV y el lado de bajo voltaje del transformador.

Los contadores de energía tendrán las siguientes características y funciones:

- Medidores trifásicos tipo socket o switch board cuya función principal es la de medición de energía para la facturación de la energía enviada y recibida y la medición de los parámetros eléctricos necesarios (Calidad de Energía).
- Software para configuración, descarga de datos y monitoreo de calidad de energía.
- Relación de transformación programable para la corriente (TCs) y para el voltaje (TPs), bidireccional, cuatro (4) cuadrantes.
- Clase (amperios) 20, según normas ANSI o su equivalente en IEC, Frecuencia de operación 60 Hz.
- Contará con al menos 12 canales de almacenamiento de información.
- La precisión para energía activa y reactiva (entregada y recibida) debe ser de clase menor o igual a IEC 0.2.
- Permitirá almacenar la información en períodos de tiempo de 5, 15, 30, 60 minutos controlados (subintervalos) de 5 minutos.
- Protección contra sobre voltaje.
- Entradas digitales para supervisión del estado del GPS y Equipos asociados, con 8 Entradas Digitales mínimas.
- Interfaces de comunicaciones necesarias para sincronización del tiempo (mediante GPS o ethernet) e interrogación local y remota:
 - ✓ Un puerto RS-485 (para red local de medidores).
 - ✓ Un puerto RS-485 para GPS.
 - ✓ Un puerto ethernet para acceso local directo a la red de medidores y conexión a Internet.

Estas interfaces permitirán enlace a la red de medidores, al centro de recolección de datos de EMELNORTE, para formar una red local, interrogar la red de medición localmente e integrarse la red remota para monitoreo de calidad de energía y descarga de datos.

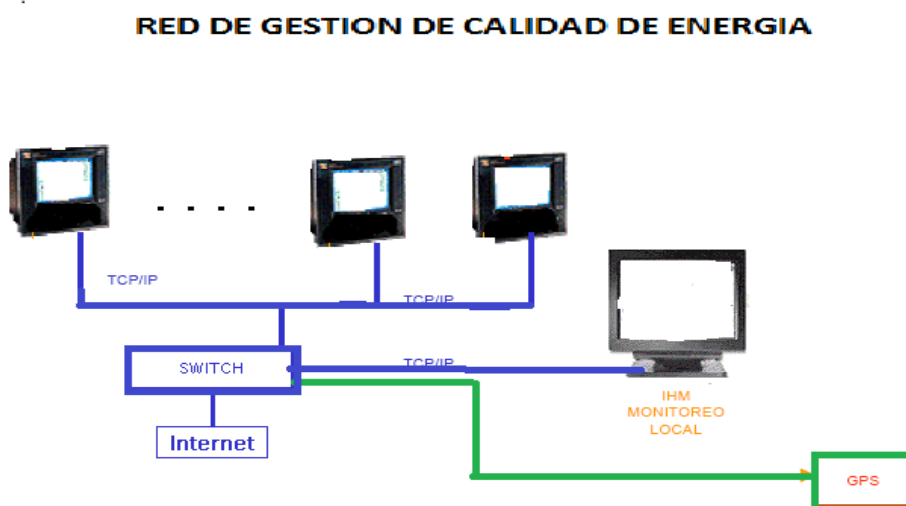
- Indicadores visuales LCD de potencia instantánea, corriente, voltaje, factor de potencia y otros parámetros eléctricos relevantes.
- Sistema de archivo en memoria no volátil.
- Fuente auxiliar de energía para datos de respaldo (con batería) y supervisión del estado de batería.
- Fuente de Alimentación para el medidor de 125 Vdc nominal.
- Referencia de tiempo con reloj de cuarzo (no dependiente de la frecuencia de la red) y sincronizable con el tiempo del reloj patrón GPS.
- Cuatro relés KYZ programables salidas digitales programables, ocho salidas digitales mínimas para supervisión de estado y alarmas remotas del sistema, 4 salidas análogas (4-20 mA).
- Se dispondrá de dos copias con la respectiva licencia, del software actualizado requerido para la programación, adquisición de datos y monitoreo de calidad de energía de los equipos de medición.
- El Software debe permitir reportes en unidades de ingeniería (las unidades de medida serán las del Sistema Internacional de Unidades).
- Compensación de pérdidas en transformadores y líneas de subtransmisión.

- Medición de Calidad de Energía: Control de cumplimiento, Registros de las formas de Onda, Detección de Interrupción de Servicio Eléctrico, Detección Fuera de Limite, Indicadores de Rendimiento, Medición de Distorsión Armónica, Medición de Componentes Simétricas, Detección de Disturbios, Registro de Datos y Eventos, Perfil de Carga, Flicker, etc.
- Los medidores deberán disponer de un sistema de registros de formas de onda y detección de transitorios para el análisis de eventos y disturbios que han ocurrido. Los eventos serán automáticamente computados y almacenados mientras que los registros serán almacenados dependiendo de la configuración realizada (mínimo 1.5 MB)
- Los equipos a suministrar serán diseñados en forma tal que pueda resistir las condiciones ambientales propias de la S/E San Agustín.
- El equipo deberá estar diseñado para facilitar su transporte, montaje, desmontaje, inspección, pruebas, funcionamiento, mantenimiento y eventuales reparaciones.

15.2 RED DE GESTIÓN DE CALIDAD DE LA ENERGÍA

Se requieren todos los equipos y accesorios para disponer de una red de gestión de medición, con el fin de acceder a la configuración, obtención de datos registrados y monitoreo de los medidores.

Esta red se debe configurar como se muestra en la siguiente figura:



16 INTERCONEXIÓN CON EL CENTRO DE CONTROL DE EMELNORTE

El Centro de Control de EMELNORTE podrá supervisar y controlar la subestación.

Los datos analógicos de la subestación deben transferirse al Centro de Control con los siguientes criterios:

- Los datos análogos a ser transferidos se constituyen en un subconjunto de los adquiridos por el SAS o calculados a partir de tales adquisiciones, cálculos que deben ser realizados por el SAS localmente.
- Mediciones realizadas en forma individualizada:
 - ✓ Módulo de tensión fase-fase en kV en las barras.
 - ✓ Módulo de tensión fase-fase en kV en las bahías que se conecten a las barras.

- ✓ Potencia trifásica activa en MW y reactiva en MVAR en los terminales de todas las bahías de línea, de generación etc.
- ✓ Frecuencia en las barras de cada nivel de voltaje.

Toda la información de eventos digitales registrada en equipo primario, IEDs de protección, servicios auxiliares, etc., debe ser susceptible de ser transferida hacia el Centro de Control, en tiempo real y con estampa de tiempo de forma que permita tener su secuencia.

La interconexión entre el SAS de la subestación y el Centro de Control de EMELNORTE debe ser establecida mediante el protocolo IEC 60870-5-104.

Los datos analógicos adquiridos por el SAS y transferidos hacia el Centro de Control no deben ser filtrados por banda muerta.

Además, todas las señales, diagramas y nomenclatura que sean subidas al sistema del Centro de Control deberán estar de acuerdo al formato establecido por el Centro Nacional de Distribución.

17 ENTRENAMIENTO

El Oferente organizará y dictará con la mayor eficiencia, cursos de entrenamiento y capacitación en sitio los cuales deberán cubrir en forma teórica y práctica aspectos relativos al software y al hardware con la profundidad necesaria, a efectos de permitir que el Contratante pueda montar, operar, mantener, modificar o ampliar el sistema adquirido.

El oferente remitirá el contenido del curso para su aprobación. A continuación, se indica el número de asistentes y el tiempo de capacitación mínimo (puede ser mayor si el fabricante lo recomienda).

Curso	No. de asistentes	Tiempo mínimo
Sistema SAS	10	1 semana
IEDs de protección	10	1 semana

18 PRUEBAS

Todos los equipos, materiales y software suministrados con el SAS se sujetarán a pruebas de aceptación. EMELNORTE testificará todos los trabajos y procedimientos asociados con la ejecución de las pruebas.

Las pruebas de aceptación incluirán tanto pruebas estructuradas (incluidas en los protocolos de pruebas) como no estructuradas (que se consideren necesarias pero que no consten en los protocolos de pruebas). El objetivo de las pruebas de aceptación es determinar el cumplimiento de cada aspecto del sistema que ha sido contratado.

18.1 PLAN Y PROCEDIMIENTOS DE PRUEBAS DE ACEPTACIÓN

El plan de pruebas de aceptación deberá incluir todas las pruebas que demuestren el cumplimiento de las funciones, disponibilidad, desempeño, software, hardware, comunicaciones, interfaces de usuario y demás aspectos del SAS descritos en estas especificaciones.

El proveedor deberá desarrollar y documentar apropiadamente el plan de pruebas de aceptación del sistema de control de la S/E e incluir los procedimientos de pruebas preliminares internas (pre-FAT), pruebas de aceptación en fábrica (FAT) y pruebas de aceptación en sitio (SAT). Cada procedimiento de prueba deberá ser diseñado de tal forma que el comprador pueda avalar el

cumplimiento de los requisitos de la regulación vigente, de las normas técnicas y de estas especificaciones y de enclavamientos y secuencias de operación, acciones de protecciones y demás, tanto de los equipos de alta tensión como de los sistemas de protección y control.

El plan y procedimientos de pruebas y toda otra documentación relacionada deberán someterse a aprobación del comprador, antes de su realización.

18.2 PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA

El SAS no deberá ser despachado desde la fábrica hasta que EMELNORTE apruebe el embarque una vez que el sistema haya pasado satisfactoriamente las Pruebas de Aceptación en Fábrica.

El objetivo de estas pruebas será verificar que el hardware y software cumplan los requisitos especificados. Las pruebas permitirán verificar el desempeño y la integridad funcional del sistema, incluidas las interfaces entre los subsistemas y demostrar la operación adecuada de esos subsistemas dentro de un sistema completamente integrado.

El programa de pruebas deberá considerar el tiempo suficiente para que EMELNORTE pueda verificar o ejecutar pruebas adicionales no descritas, EMELNORTE, podrá programar estas pruebas en cualquier momento, previo acuerdo con el proveedor. Durante las pruebas en fábrica se deberá tener disponible en el sitio de pruebas toda la documentación del sistema de control, incluyendo documentos de diseño, manuales de operación y mantenimiento, procedimientos de prueba y plan de pruebas.

Para las pruebas en fábrica (FAT) el oferente debe considerar la asistencia de 2 personas del Contratante durante el tiempo aceptable y aprobado. Los viajes del personal de EMELNORTE a la fábrica, para corrección de diseños y/o ejecución de pruebas FAT estarán incluidos en la oferta.

18.3 PRUEBAS PRE-FAT

Las pruebas PRE FAT deberán realizar la integración de todos los equipos del suministro, la verificación de todas las conexiones de redes y resistencia a las condiciones ambientales, y todas las pruebas necesarias para implementar el sistema suministrado.

Estas pruebas son de completa responsabilidad del fabricante o proveedor y se deberán probar completamente las interfaces con el usuario, la base de datos y funciones. Se deberá demostrar el desempeño del sistema a través de pruebas de tiempo de respuesta de las IHM, de programas de aplicación, capacidad de reservas, utilización de entradas/salidas y manejo y procesamiento de alarmas.

Estas pruebas le permitirán al proveedor verificar que se encuentren incluidas y funcionando correctamente todas las herramientas de desarrollo, configuración y parametrización del software, software de diagnóstico y herramientas de depuración del sistema, incluyendo las interfaces de usuario (IU local e IHM) y la base de datos, etc. La conclusión de estas pruebas con aprobación interna de los responsables de proyecto, permite la notificación a la EMELNORTE la fecha del inicio de las pruebas de fábrica (FAT).

18.4 PRUEBAS FAT

El proveedor deberá notificar oficialmente a EMELNORTE la fecha de inicio de las pruebas, las cuales deberán ser supervisadas por la persona que el proveedor o fabricante designe como responsable.

EMELNORTE participará activamente en la ejecución y evaluación de los resultados de las pruebas, a través de un equipo de inspectores. Cada protocolo de prueba deberá ser suscrito por estos inspectores y por el responsable designado por el proveedor.

En las pruebas FAT, se deberá probar la funcionalidad del sistema suministrado en conjunto, a través de las interfaces requeridas por el SAS y por sistemas suministrados por otros, como protocolos de recepción y operación.

El proveedor deberá incluir como mínimo las siguientes pruebas FAT:

- Verificación de toda la funcionalidad requerida del SAS.
- Verificación de que todo el software haya sido dimensionado correctamente.
- Verificación de la correcta adquisición, procesamiento y almacenamiento de los datos de entrada y verificación del protocolo e intercambio de datos con todos los subsistemas externos que tienen interfaz con el SAS. El proveedor proporcionará simulaciones apropiadas de los sistemas externos.
- Verificación de todas las funciones de las interfaces de usuario (IU local e IHM).
- Verificación de la operación correcta de los componentes de la red de control como un sistema integrado mediante procedimientos de diagnóstico.
- Verificación de las capacidades de desarrollo del sistema y de las aplicaciones, incluyendo manejo de la configuración del software, desarrollo del interfaz de usuario (IU local e IHM), definición de eventos y alarmas.
- Verificación de las capacidades de mantenimiento del software.
- Verificación de las capacidades de diagnóstico y mantenimiento de los enlaces de comunicación.
- Verificación de las capacidades de diagnóstico y mantenimiento del hardware.
- Pruebas de robustez: verificación de la respuesta correcta del sistema a por lo menos las situaciones anormales de cada parte del sistema.
- Verificación de los esquemas de redundancia y recuperación ante fallas del SAS para por lo menos las siguientes situaciones:
 - ✓ Intercambio de información entre procesadores.
 - ✓ Modos de recuperación ante fallas.
 - ✓ Re arranques del sistema.
- Verificación de la operación segura y el acceso al sistema incluyendo:
 - ✓ Capacidades de detección de errores de comunicación.
 - ✓ Operación correcta de los procedimientos de comandos "Seleccionar antes de operar".
 - ✓ Protección contra accesos no autorizados al SAS y a las funciones de control.
- Verificación de que los cambios de la hora del sistema, en el momento de cambios horarios, no impedirán la operación correcta del SAS y que este pueda manejar correctamente el inicio de un nuevo día, mes y año, así como las fechas en los años bisiestos.
- Verificación de la capacidad de respaldo automático del sistema.

18.5 PRUEBAS DE DESEMPEÑO DEL SISTEMA.

Estas pruebas sirven verificar que se cumplan los requisitos de desempeño especificados. El proveedor deberá proporcionar la simulación, cuando sea necesario, para crear las condiciones operativas requeridas. La memoria de reserva especificada deberá ser eliminada o colocada como no disponible antes de la ejecución de la prueba de desempeño del sistema. Estas pruebas incluirán la verificación de los tiempos de repuesta especificados.

Para esta prueba, el proveedor deberá suministrar e implementar en el sistema los elementos requeridos que permitan verificar el cumplimiento de estos tiempos.

Las siguientes condiciones generales se deberán aplicar a la prueba de desempeño:

- Se deberá incluir todo el software de soporte necesario para ejecutar las pruebas de desempeño para diferentes niveles de actividad de los sistemas. Esto significa que los requisitos de desempeño no deberán limitarse debido a la ejecución de dicho software de soporte o por cualquier otra razón.
- La ejecución de las pruebas de desempeño, deberán ser automatizadas tanto como sea posible de forma tal que las mismas puedan ser reproducidas. Será responsabilidad del proveedor ejecutar, monitorear y medir los resultados de las pruebas y proporcionar reportes de pruebas para dar prueba de que los requisitos de desempeño fueron cumplidos.
- El proveedor no deberá ejecutar ninguna actividad de desarrollo o modificación al software aparte de las requeridas por los procedimientos de las pruebas en fábrica.

18.6 PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN SITIO (SAT)

Después de terminado el montaje y antes de proceder a las pruebas, el proveedor y los inspectores designados por EMELNORTE efectuarán una inspección final detallada de todo el equipo para determinar, como mínimo, los que se señalan:

- La inspección final deberá verificar:
 - ✓ La condición general de todas las partes suministradas.
 - ✓ La adecuada reparación de cualquier daño durante el transporte, realizada por el proveedor, si fuere atribuible a éste, o por el comprador o sus contratistas, en caso contrario.
 - ✓ La adecuada instalación de todas las partes del sistema.
 - ✓ El cumplimiento de todas las tolerancias y ajustes especificados por las instrucciones o planos aprobados de instalación.
- Después de estas revisiones finales, y del registro claro en el reporte de inspección del estado y condición, posición, alineamiento, valores de ajuste y aspectos importantes de las partes, EMELNORTE permitirán la realización de las pruebas.
- Para las pruebas en sitio, el proveedor, deberá considerar la participación de al menos dos especialistas de su empresa: uno para el sistema de control y uno para los IEDs de protección, durante todo el tiempo desde la notificación de que la S/E está lista, hasta la puesta en servicio.
- Cabe indicar que parte de la puesta en servicio es la comunicación entre el SAS de la subestación y los Centros de Control de EMELNORTE y Nacional.
- El proveedor será responsable por el arranque de cada uno de sus sistemas y de todos los equipos suministrados.

Otras responsabilidades del contratista:

- Inspeccionar la instalación correcta del SAS.
- Energizar el SAS y ejecutar diagnósticos para verificación de la correcta operación del hardware.
- Cargar y configurar el software, configurar el software de aplicación y configurar la base de datos.
- Activar las comunicaciones con los subsistemas externos de interfaz con el SAS.
- Dejar el SAS listo para las pruebas SAT.

Las funciones y características incluidas en estas pruebas serán las mismas de las pruebas de aceptación en fábrica, considerando que el sistema estará conectado al proceso supervisado y controlado.

Cualquier dificultad encontrada durante el desarrollo de las pruebas, atribuible a los bienes provistos, deberá ser justificada y corregida por el proveedor, sin ningún costo adicional para EMELNORTE.

El proveedor será responsable de todos los posibles daños que puedan ocurrir a los equipos, durante la realización de las pruebas en sitio, a causa de fallas que sean imputables a su personal.

Para las pruebas en sitio (SAT) el oferente debe considerar la participación de al menos dos especialistas de su empresa: uno para el sistema de control y uno para los IEDs de protección y control, durante un tiempo adecuado para el efecto. Cabe indicar que parte de la puesta en servicio es la comunicación entre el SAS de la subestación y el Centro de Control de EMELNORTE (si no estuviera en operación, las pruebas se realizarán con un simulador de protocolo IEC 60870-5-104). Para el caso de los centros de control nacionales con protocolo IEC 60870-6 o ICCP.

19 CARACTERISTICAS DE LOS TABLEROS

19.1 GENERALES

- Estas especificaciones establecen requerimientos de carácter general. Los diseños, detalles de ingeniería y selección de los componentes más adecuados para cumplir con los requerimientos establecidos, son de responsabilidad del oferente.
- Los tableros se diseñarán para instalación al interior de la sala de control cuyas dimensiones deberá estar acordes a las dimensiones de esta instalación.
- Todo el equipo será completamente ensamblado en fábrica y será alambrado completamente por el fabricante, todo de acuerdo con los requerimientos de estas especificaciones y diseños aprobados.
- El tablero o panel con los racks de comunicaciones (ODFs, PATCHs) será para ubicación interior con regletas de alimentación 120 Vac, 125 Vdc. IHM, computador de estación, inversor u UPS.

19.2 TABLEROS O PANELES

- Cada tablero será completamente encerrado, con excepción de la base. Los paneles serán conectados con pernos en su parte inferior a canales de acero que, con los demás elementos y riostras necesarios, sujetan la estructura haciéndola auto soportante. No se harán perforaciones o soldaduras para fijar alambres, resistencias u otros dispositivos, cuando tales agujeros o ataduras vayan a quedar visibles desde el frente de los tableros.
- Las paredes y cubiertas serán de chapa de acero laminada en frío de un espesor mínimo de 2 mm.
- Las aristas verticales no tendrán una desviación mayor de 0.8 mm después de instalados. Las superficies planas de las caras de cualquier panel no se desviarán más de 1.6 mm de plano.
- Los tableros estarán adecuadamente ventilados con ventanas o persianas. Todos los orificios para ventilación tendrán mallas resistentes a la corrosión que eviten la entrada de insectos y roedores.
- El acceso al interior de los tableros se lo hará por medio de puertas en el frente.

- Las bisagras de todas las puertas permitirán que estas giren por lo menos 105 grados desde la posición cerrada. Se suministrarán topes cuando se requiera limitar la oscilación y prevenir daños a los goznes o a equipos adyacentes.
- Cada puerta se suministrará con un botón de ajuste, una manilla de cromo plateado tipo "T" y con su cerradura. Todas las cerraduras tendrán llaves del mismo tipo. Se suministrarán 3 llaves para cada una de las cerraduras suministradas dentro de este contrato.
- Los tableros se suministrarán con los dispositivos y pernos de anclaje que sean requeridos.
- Para prevenir deflexiones, todos los dispositivos se soportarán por medio de ménsulas de soporte montadas interiormente o por medio de abrazaderas.
- Los tableros, deben presentar una apariencia nítida y uniforme.
- La disposición normalizada de la fase mirando desde el frente de los paneles de los tableros será ABC de izquierda a derecha, de arriba a abajo y desde el frente hacia atrás. Las distancias eléctricas se ajustarán a las aplicables.
- Los cables de fibra óptica serán en canaletas independientes de las usadas para los cables eléctricos.
- Los cables de fibra óptica se concentrarán, para la distribución a los equipos de cada tablero, en una caja de un tamaño adecuado para disponer del espacio suficiente para acomodar los cables usados y los que se tienen como reserva.
- Todos los hilos de fibra óptica de los cables tendidos entre los tableros deben contar con terminales en sus extremos y un punto de conexión en la caja donde se concentrarán. Además, se debe disponer de un número suficiente de reservas.
- El color de pintura para el acabado exterior de los tableros, será definido por EMELNORTE posteriormente. El oferente debe suministrar una cantidad suficiente de cada color de pintura, para retoques en el sitio de instalación de los tableros.

19.3 PUESTA A TIERRA

- En la parte interior y a lo largo de cada tablero se colocará una barra de cobre para puesta a tierra que deberá quedar conectada por pernos al armazón de cada panel de tal manera que se obtenga un buen contacto eléctrico. Las barras deben tener una sección no menor a 25 mm x 6.5 mm.
- Los puntos de conexión de barras y estructuras deben ser tratados para evitar corrosión.
- Las barras deben conectarse entre sí al extremo de cada tablero.
- Se preverá en los extremos de cada conjunto de tableros, conexiones de la barra de puesta a tierra con la malla de tierra. La barra de puesta a tierra tendrá perforaciones en cada extremo y se suministrará con conectores adecuados para conectar conductores de cobre cableado, de calibre entre No. 2 a 1/0 AWG.

19.4 ILUMINACIÓN, TOMACORRIENTES Y CALEFACTORES

- El interior de cada panel tendrá una lámpara de 120 Vca, controlada por un interruptor, y adicionalmente una lámpara para iluminación de emergencia a 125 Vcc. El zócalo de las lámparas será del tipo roscado Edison E-27.
- Cada tablero contendrá por lo menos un tomacorriente polarizado de 15 A 120 Vca, para tres alambres, dos polos.
- Los tableros se suministrarán con calefactores (a base de resistencias) en la cantidad y capacidad necesaria para minimizar la condensación en todos los compartimentos.

19.5 ALAMBRADO Y CONEXIONADO

- Todos los cables de control y de instrumentos serán de 19 hilos, mono polar de conductor de cobre, de sección no menor a 2.5 mm² (14 AWG), para conexionado interno de las entradas

digitales 1.5 mm² (16 AWG). Los cables para circuitos de corriente deben tener una sección no menor a 4 mm² (12 AWG).

- El aislamiento de los cables será para 600 V, propio para paneles de control, especialmente tratado y probado contra moho. El tipo de aislamiento estará sujeto a la aprobación de EMELNORTE, siendo requisito ser anti flama.
- Los cables que atraviesen uniones abisagradas serán de tipo flexible.
- No se permitirá empalmes en los alambrados y todas las conexiones se efectuarán en regletas o bloques terminales.
- Las borneras deben ser Phoenix de procedencia alemana o de similar calidad.
- Los bloques terminales para los alambrados serán del tipo modular, con barreras y cubiertas para 600 V y tendrán el tamaño adecuado para conectar los cables con sus respectivos terminales. Todos los terminales para secundarios de transformadores de corriente serán del tipo cortocircuitable y seccionable. Todos los terminales para secundarios de voltaje serán del tipo seccionable. Se incluirá por lo menos un 10% de terminales de reserva y como mínimo un bloque extra de 12 terminales para cada tablero. Tendrán los accesorios necesarios para el uso de terminales tipo banana, para monitoreo o inyecciones.
- Cada cable se identificará por medio de tarjetas individuales de origen y destino. El sistema de identificación será proporcionado por EMELNORTE oportunamente.
- Se usarán terminales de ojo para los cables de los circuitos de corriente.
- Todo el equipo será completamente ensamblado en fábrica y será alambrado completamente por el fabricante. Las regletas terminales entre paneles se usarán para interconectar los alambrados entre paneles adyacentes, en caso de paneles adyacentes que por transporte deban separarse estas interconexiones deben ser adecuadamente identificadas para la interconexión en sitio y deben suministrarse con todos sus accesorios.
- Cuando se requiera cable del tipo flexible para las conexiones entre paneles estacionarios y paneles abisagrados o puertas abisagradas, se preverán regletas terminales a ambos lados de la bisagra.
- Deben disponerse los medios necesarios y adecuados para sujetar los cables desde la entrada, a las regletas terminales.
- Las regletas terminales serán adecuadas para la conexión de los cables indicados y se suministrarán con marcas permanentes con inscripciones numéricas, correspondientes a las que aparecen en los diagramas de alambrado. Se preverá espacio para inscripciones hechas por EMELNORTE.
- Los contactos de reserva de relés y demás dispositivos se conectarán a regletas terminales.
- Se instalará un sistema adecuado de ductos para los cables para todos los alambrados entre tableros y debiendo disponerse de un acceso fácil para inspección y reemplazo de cables.
- En lo posible, todos los alambrados se instalarán en ductos o bandejas.

Los alambrados expuestos se usarán al mínimo y cuando se usen, se formarán grupos planos compactos, unidos entre sí y adecuadamente soportados.

Los grupos de cables expuestos correrán en forma rectilínea tanto horizontal como verticalmente con curvas en ángulo recto de radio pequeño. Cada cable será protegido cuando deje un canal o un ducto. Los soportes para los alambrados serán de un material a prueba de moho.

19.6 PLACAS DE IDENTIFICACIÓN

- Las placas de identificación serán hechas de láminas plásticas de aproximadamente 2.0 mm. de espesor, con letras blancas y fondo negro.
- El equipo del tipo extraíble tendrá placas de identificación, montadas en el equipo removible, en una posición visible cuando el equipo esté puesto en su lugar y además en el tablero mismo.
- Las placas de identificación se sujetarán a los paneles mediante tornillos.

- Se usarán placas de identificación pequeñas para identificación de los dispositivos y placas más grandes para identificación de los paneles.
- Todas las placas de identificación estarán grabadas en idioma español, para lo cual el oferente enviará el listado de las mismas para revisión y aprobación del Contratante.
- El oferente suministrará el 10 % de placas de identificación en blanco, para grabado en el sitio, incluyendo los tornillos para montaje.

20 DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS

El Oferente presentará con su oferta las Tablas de Datos Técnicos Garantizados (DTG) debidamente llenadas, firmadas y selladas, las mismas que servirán de base para la evaluación técnico-económica de la oferta presentada y el posterior control de los suministros (Ver FORMULARIO DTG – SAS, FORMULARIO DTG – IEDs Y FORMULARIO DTG - MEDIDORES MULTIFUNCIÓN).