



Cliente	ENGIE
----------------	-------

Proyecto	NUEVO REACTOR DE LÍNEA 1X220 kV NUEVA POZO ALMONTE- RONCACHO, EN S/E RONCACHO
-----------------	--

Nº Documento	ENG-OA-RON-SE-IG-ET-002
---------------------	-------------------------

Nº Documento Cliente	ENG-OA-RON-SE-IG-ET-002
---------------------------------	-------------------------

Fase	Ingeniería conceptual
-------------	-----------------------

Título	Especificación Técnica Estándares de Control, Protecciones y Medida
---------------	---

Fecha	Revisión
14/01/2025	B
27/01/2025	0

Número de Hojas
12

IEB	Nombre	Firma	Fecha
Preparó	D.F.R.		14/01/2025
Revisó	E.J.C.		14/01/2025
Aprobó	J.I.D.		14/01/2025
Cliente			
Revisó			
Aprobó			



ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	3
2.	ALCANCE	3
3.	GLOSARIO.....	3
4.	NORMAS TÉCNICAS	4
5.	CONDICIONES AMBIENTALES Y DE SERVICIO	5
6.	REQUERIMIENTOS GENERALES DE HARDWARE	6
7.	REQUERIMIENTOS GENERALES DE SOFTWARE	9
8.	FUNCIONALIDAD GENERAL DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN.....	11
9.	FUNCIONALIDAD GENERAL DEL SISTEMA DE CONTROL	12

1. INTRODUCCIÓN

El proyecto “Nuevo Reactor de Línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte-Roncacho, en S/E Roncacho” consiste en la ingeniería de licitación para la instalación del reactor de línea que se instalará en la línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte – Roncacho, en la S/E de Roncacho, con la finalidad de permitir la energización y conexión de dicha línea al sistema.

Actualmente la subestación Roncacho cuenta con un patio de 220 kV en configuración interruptor y medio con equipos AIS y se conecta al Sistema Eléctrico Nacional mediante las líneas 1x220 kV Nueva Pozo Almonte – Roncacho y 1x220 kV Parinacota – Roncacho.

2. ALCANCE

Esta especificación técnica establece las características técnicas que deben tener los equipos de control, protección y medida en el proyecto de Ampliación S/E Roncacho.

Este proyecto en particular cuenta con intervenciones en el sistema de la subestación con tensiones de 220 kV, las cuales deben quedar adecuadamente protegidas ante la presencia de fallas y maniobras propias de operación.

El presente documento comprende los requerimientos básicos hardware y software del sistema de control, protecciones y medida. Sin embargo, será responsabilidad del contratista asegurar el cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y sus respectivos anexos.

3. GLOSARIO

CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
GOOSE	“Generic Object-Oriented Substation Events” – Eventos genéricos orientados a objetos en subestaciones
GPS	“Global Positioning System” - Sistema de posicionamiento global
IHM	“Human Machine intercafe” - Interfaz humano máquina
IEC	“International Electrotechnical Commission” - Comisión Electrotécnica Internacional
IED	“Intelligent Electronic Device” - Dispositivo electrónico inteligente
IRIG-B	“Inter Range Instrumentation Group Format B”
LAN	“Local Area Network” - Red de área local
ODF	“Optical Distribution Frame” - Distribuidor de fibra óptica
OPGW	“Optical Ground Wire” - Cable óptico a tierra
PRP	“Parallel Redundancy Protocol” - Protocolo de redundancia paralela
PTP	“Presicion Time Protocol” - Protocolo de tiempo de precisión
SAS	Sistema de Automatización de Subestación

SCADA	“Supervisory Control and Data Acquisition” - Supervisión, control y adquisición de datos
SSAA	Servicios Auxiliares
TC	Transformador de Corriente
TP	Transformador de Potencial
Vca	Voltaje de Corriente Alterna
Vcc	Voltaje de Corriente Continua

4. NORMAS TÉCNICAS

Además del presente documento, en general los equipos del sistema de control, protección y medida deberán cumplir con los requerimientos establecidos en las últimas actualizaciones de las normas nacionales e internacionales señaladas que se resumen a continuación:

- NTSyCS: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Enero de 2025.
- Anexo Técnico: Exigencias Mínimas para el Diseño de Instalaciones de Transmisión.
- Anexo Técnico: Requisitos Sísmicos para Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión.
- NSEC National Electric Code.
- Pliegos Técnicos de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).
- Pliegos Técnicos RIC y RPTD (SEC).
- Nch 2369-2023: Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales.
- ETG-A.0.20: Especificaciones de Diseño Sísmico de Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión, Transelec.
- IEC 60834-1: Teleprotection equipment of power systems – Performance and Testing.
- IEC 61850-3: General requirements.
- IEC 61850-7: Basic communication structure for substation and feeder equipment
- IEC 61000: Electromagnetic compatibility (EMC).
- IEC 60255: "Electrical relays".
- IEC 60297: "Mechanical structures for electronic equipment - Dimensions of mechanical structures of the 482,6 mm (19 in) series".
- IEC 60794: "Optical fiber cables".
- IEC 61850: "Communication networks and systems in substations".
- IEC 61131-3: "Programmable controllers - Part 3: Programming languages".

- ANSI/IEEE C37.90 "Relays and relay systems associated with electric power apparatus".
- ANSI/IEEE C37.113 "Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines".
- ANSI/IEEE C37.234 "IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power System Buses".

En caso de discrepancia entre las normas antes mencionadas, prevalecerá la que imponga condiciones más severas al diseño y pruebas de los equipos.

5. CONDICIONES AMBIENTALES Y DE SERVICIO

Tabla 1. Condiciones ambientales subestación Roncacho 220 kV para obra de ampliación

Características	S/E RONCACHO
Altura máxima de la instalación sobre el nivel del mar	900 m.s.n.m
Temperatura máxima del aire ambiente	29 °C
Temperatura media máxima del aire ambiente	17,5 °C
Temperatura mínima del aire ambiente	-5 °C
Velocidad del viento máxima	100 km/h
Nivel de contaminación según IEC 60815	e,53,7 mm/kV
Condiciones sísmicas	(IEEE 693)

Tabla 2. Parámetros eléctricos considerados en el proyecto

Parámetro	Unidad	Valor
Tensión nominal	kV	220
Tensión máxima	kV	245
Frecuencia	Hz	50
Sobretensión de impulso (*)	kVcr	1050
Temperatura máxima del conductor	°C	75
Nivel de corto circuito	kA	50

*Valor a ser verificado con el estudio de coordinación de aislamiento.

Los equipos de protección estarán instalados en salas de control, las cuales permanecerán a una temperatura de 20°C. Se considera, ante una eventual salida de servicio del sistema de climatización, que los equipos sean diseñados para operación permanente entre -20°C y 60°C a un 95% de humedad relativa sin condensación, independiente de las condiciones ambientales.

6. REQUERIMIENTOS GENERALES DE HARDWARE

Todos los equipos y componentes deben ser nuevos, robustos, de fabricantes altamente reconocidos nacional e internacionalmente, adecuados para los propósitos especificados y condiciones ambientales o factores externos presentes en la subestación (ruido eléctrico, interferencias electromagnéticas, entre otros), y ser parte de una familia de equipos compatibles con el fin de minimizar los costos de capacitación y mantenimiento. Se debe garantizar además que éstos son de última generación y permanecerán en el mercado por lo menos durante diez años.

Todo el hardware debe ser fabricado, ensamblado y documentado con mano de obra altamente calificada y debe cumplir con los estándares de calidad del fabricante original y del Suministrador, además de garantizar un alto grado de seguridad, confiabilidad y continuidad de servicio. Para el suministro del sistema de control, protección y medida se debe considerar los equipos homologados. El proveedor debe entregar las fichas técnicas por cada equipo a suministrar.

Los diferentes equipos y sistemas deben tener una reserva equipada de mínimo 20% en todos los aspectos relacionados con el hardware (entradas/salidas digitales y análogas en los IED de control y protección, en puertos de comunicación para los suiches de red y, además, en número de fibras para el cable de fibra óptica).

Deben ser apropiados para montaje en bastidores de 482,6 mm (19") y suministrados con los accesorios para montaje en rack de 19".

Los equipos que requieran rearmado, deben tener rearmado local y además se deben tomar provisiones para que dichos equipos puedan ser rearmados remotamente desde el Sistema de Automatización de la Subestación (SAS).

El medio físico para la comunicación entre los equipos deberá cumplir con los siguientes requerimientos:

- La comunicación entre equipos en edificios o salas de control diferentes se debe considerar fibra óptica.
- La comunicación entre equipos dentro del mismo edificio o salas de control se debe considerar fibra óptica multimodo (Patch Core) y conexiones con cableado SFTP categoría 6 o superior.

Las protecciones con funciones de control y unidades Merging Units deben tener por lo menos las siguientes características:

- a) Tecnología digital o numérica y tener incorporada, al equipo, capacidad de registro de fallas y eventos, que permita registrar magnitudes análogas (V, I) y señales digitales de todas las funciones de protección (tanto contactos propios como contactos de operación externos), y tener capacidad de memoria suficiente para registrar, por lo menos, todas las informaciones previas y durante la falla de los tres (3) últimos eventos.

- b) Multifuncional de tecnología numérica, bajo consumo y diseño modular.
- c) Estarán constituidos por módulos que estarán interconectados a través de buses, cuyas funciones serán transferir las señales entre los diferentes elementos y el controlador. La falla de alguno de estos módulos no se deberá traducir en un comando no deseado y no deberá tener ningún efecto en el equipo primario que está siendo monitoreado y controlado.
- d) La Unidad Central de Procesos responsable del manejo de todos los procesos internos del equipo, las funciones lógicas de enclavamientos y otras lógicas de control estará basada en tecnología de microprocesadores y sistema operativo en tiempo real. Las lógicas de control y datos almacenados deberán residir en memorias no volátiles.
- e) Contar con entradas analógicas de propósito general en el rango de 4 a 20 mA. Esto para incorporar variables de temperatura y otras.
- f) Los contactos de salida deben ser rápidos y con capacidad suficiente para abrir interruptores, energizar bobinas de disparo, relés auxiliares, relés de disparo y bloqueo, lámparas de señalización, etc. Cada salida se debe activar/desactivar simultáneamente con el enganche/desenganche de la variable asignada a dicha salida con una diferencia máxima de 5 ms.
- g) La interfaz deberá contar con protocolos de comunicación normalizados de tipo abiertos. La Interfaz con el sistema de control centralizado deberá contar con un número adecuado de protocolos de comunicación, entre los cuales deberán estar los protocolos de redundancia PRP/HSR, IEC-61850-8-1, IEC- 60870-5-101, IEC-104 y DNP-3.
- h) Disponer de 2 puertos tipo LC, para conexión de fibra óptica, dedicados al monitoreo remoto para ser integrado a un Sistema de Automatización de Subestaciones.
- i) Puerto RJ45 en su cara frontal para la conexión directa de un computador para funciones de parametrización, configuración, extracción de registros, mantenimiento y monitoreo en línea de las magnitudes analógicas y estados de señales digitales.
- j) Un puerto de sincronización horaria con conector tipo BNC, independiente destinado a recibir la señal de sincronización horaria en formato IRIG-B. Los controladores también podrán tener sincronización PTP (Precision Time Protocol IEEE-1588) a través de la red de comunicación del nivel 2.

- k) Los sistemas de protección asegurarán el despeje de la falla con el mínimo de perturbación en el sistema y/o las instalaciones no falladas. Los esquemas de protecciones redundantes deberán ser en lo posible de proveedores diferentes y con algoritmos diferentes.
- l) Disponer de autosupervisión y supervisión de los circuitos de disparo, para verificar en forma permanente su correcto funcionamiento.
- m) En todos estos módulos deberán existir elementos que proporcionen una aislación galvánica, además proporcionarán un adecuado filtraje de corrientes parásitas. La función de estos módulos será la de supervisar los cambios de estado que ocurren en contactos secos de alarmas y señalizaciones (estados).
- n) Poseer terminales de prueba y medición, los cuales deberán tener fácil acceso y permitir la realización de pruebas con inyección de magnitudes alternas y bloqueos de salidas de disparo. Dichos terminales estarán debidamente identificados.
- o) Disponer de un registrador histórico de datos (Data Logger) que almacene los datos de las señales analógicas con un muestreo ajustable por el usuario desde 1 segundo hasta 1 hora.
- p) Tener la capacidad para almacenar en memoria no volátil los últimos 1000 eventos secuenciales. Estos eventos secuenciales deberán quedar registrados con la estampa de la fecha y la hora con exactitud de 1 milisegundo. El registrador de eventos secuenciales deberá registrar los cambios de estado de todas las variables internas del equipo, salidas y entradas digitales, cambios de parámetros, encendido, apagado del equipo, evento de superación de umbral analógico, etc.
- q) Todos los circuitos externos de control, tensión y corriente, correspondientes a los equipos de protección y registro de fallas, deberán tener blindaje apropiado para impedir inducciones electromagnéticas que puedan perturbar su operación.
- r) Interfaz Humano-Máquina (IHM) local con display iluminado que permita visualizar los valores de las variables del sistema, los eventos y los ajustes del relé y un teclado que permita además cambiar parámetros y/o ajustes del IED.

Los switches de la red de control y protecciones deben cumplir al menos las siguientes características:

- a) Alimentación en CC 110 Vcc.
- b) Dispositivos de capa 3 para red ethernet.

- c) Poseer puertos de fibra óptica y ethernet.
- d) Soporte de PTP (Precision Time Protocol IEEE-1588).
- e) Contactos para supervisión de estado en sistema de control.
- f) En la topología de la red de comunicación se formarían dos redes PRP con estos switches.

El GPS de la red de control y protecciones debe cumplir al menos las siguientes características:

- a) Alimentación en CC.
- b) Ser programables.
- c) Ser dispositivos con puertos de salida IRIG-B y ethernet (NTP y PTP).
- d) Ser suministrado con su antena, base de antena, cable de conexión y protección contra descargas.
- e) Ser suministrado con su software y manuales de instalación y operación.
- f) Contactos para supervisión de estado en sistema de control.

7. REQUERIMIENTOS GENERALES DE SOFTWARE

Los IED deben funcionar correctamente con respecto a la lógica implementada de disparo al interruptor, ser selectivos, sin ocasionar malas operaciones del esquema de protecciones asociadas al circuito. Esto aplica también para fallas de alta impedancia.

Los IED deben tener procesamiento separado para las funciones principales (procesamiento digital, algoritmos de protección, lógica, etc.) y para las funciones suplementarias (comunicaciones, diagnósticos, etc.).

Los IED deben tener funciones de osciloperturbografía y un sistema de reporte de eventos. Este reporte de eventos debe mostrar cada una de las señales digitales con su nombre de identificación claro y con su secuencia de ocurrencia en el tiempo, registrando dicho tiempo en forma secuencial.

Si para la parametrización, ajustes, registro oscilográficos y programación del relé se utiliza un software específico, este se debe suministrar con el relé, incluyendo las actualizaciones más recientes, sin costo adicional.

El software de aplicación de los IED debe cumplir con la norma IEC 61131-3. Los relés deben disponer de funciones lógicas programables que permitan generar esquemas de protección personalizados. Los controladores deben disponer de funciones programables que permitan

programar las lógicas de control de acuerdo a los diagramas de principio aprobados por el cliente.

El software de configuración debe incluir todas las herramientas necesarias para realizar las siguientes acciones sobre los IED:

- a) Modificación de ajustes.
- b) Configuración de comunicaciones.
- c) Configuraciones de IHM
- d) Configuración de entradas, salidas y variables internas
- e) Programación de lógicas, entre otros.

Todas las actualizaciones de software o firmware aplicables a los IED, que haga el fabricante, deben ser suministradas sin costo adicional.

El controlador de subestación debe cumplir con los siguientes requerimientos:

- a) Realizar la conversión de protocolos de comunicación dentro de la subestación.
- b) Tener la capacidad de enviar y recibir variables binarias y análogas hacia los IED de la subestación en protocolo IEC 61850 y IEC 104.
- c) Garantizar el control, supervisión y monitoreo local/remoto de alarmas y señales de la S/E desde los centros de control.
- d) Funciones para programación de lógicas de control.
- e) Monitoreo en línea de comunicaciones.
- f) Capacidad para procesar, evaluar y combinar de manera lógica toda la señalización proveniente de los distintos IED de la Subestación.
- g) Implementar herramientas de seguridad, diagnóstico y administración.
- h) Reporte completo de todas las actividades y eventos.
- i) Sistema operativo para trabajo en tiempo real.

8. FUNCIONALIDAD GENERAL DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

Cada protección deberá presentar características que permitan proteger el sistema eléctrico, asegurando a lo menos lo siguiente:

- **Selectividad:** Cada protección debe ser capaz de definir exactamente qué tipo de falla es la que se está enfrentando para poder discriminar si debe o no actuar y poder aislar solo los elementos fallados.
- **Confiabilidad:** Esta característica explica la capacidad de la protección para comportarse adecuadamente en función de su capacidad para “saber” ante qué condiciones no debe actuar (seguridad) y ante las que si debe actuar (obediencia).
- **Rapidez:** Es el tiempo que transcurre desde sucedida la falla hasta el despeje de la misma, considerando la suma de todos los tiempos de los equipos involucrados en la labor de despeje. Mientras menor es este tiempo, mejores posibilidades tiene el sistema de potencia de mantener una condición estable de funcionamiento.
- **Sensibilidad:** Este es un término que posee dos acepciones. Frecuentemente usado cuando nos referimos a la corriente mínima de operación de la protección y también se usa en protecciones de alcance definido para medir la capacidad de detección de la falla.
- **Discriminación de fase:** Es la capacidad del elemento de protección para definir en qué fase o fases se provoca la falla.
- **Flexibilidad:** Esta característica es la que posee una protección para adecuarse y operar ante los distintos cambios que sufre la red.
- **Facilidad de mantenimiento:** Esta característica considera tanto los medios necesarios para realizar mantenimiento y los tiempos de indisponibilidad de la protección por mantenimiento. Para esto se deben considerar elementos capaces de aislar cada protección de manera individual, con el objeto de intervenirla sin afectar al resto de los dispositivos de protecciones.
- **Redundancia de protecciones:** Se utilizará redundancia de protecciones en los niveles establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y de Calidad de Servicio vigente y en aquellos en donde el cliente final lo indique.
- **Zona Muerta:** La protección diferencial deberá permitir el despeje secuencial de las fallas que se produzcan en las Zonas Muertas y la emisión de una orden de desenganche directo, vía enlace de comunicaciones al interruptor remoto de la línea afectada. En el caso de la operación secuencial, se permitirá superar el tiempo

establecido en el artículo 5-40 de NT para instalaciones sobre 200 [kV] y menores a 300 [kV], a un máximo de 200 [ms], siempre que ello no comprometa la seguridad del SEN.

9. FUNCIONALIDAD GENERAL DEL SISTEMA DE CONTROL

El sistema de control permitirá flexibilizar el mantenimiento y monitorear en todo momento la disponibilidad global del suministro de energía eléctrica. Para esto, se recopilarán la información de alarmas, estados, además de realizar las funciones de apertura y cierre sobre el interruptor y los desconectores asociados a cada paño.

Se podrán realizar funciones de control remoto - local, ya sea cerrar y abrir de los desconectores y los interruptores asociados a las instalaciones proyectadas, adquisición de toda la información de alarmas y eventos generados en la subestación. Estos se deberán sincronizar a través de una señal GPS en protocolo IRIG-B.

En caso de contingencias del centro de control remoto respectivo (fallas de comunicación, mantención, actualización de software, etc.), se contempla la implementación e integración de un control local desde el sistema de control local existente en la subestación para monitoreo de los estados, alarmas y comandos desde/hacia los equipos de maniobra del paño del reactor de línea proyectado.

Los equipos (IEDs) dedicados al control de cada interruptor incorporarán las funciones de medida, tanto para visualización local en el mímico, así como el reporte al control superior (SCADA). Las funciones incorporadas en los controladores son las siguientes:

- Medidor de corriente y tensión.
- Medidor de potencia activa y reactiva en los cuatro cuadrantes.
- Medidor de frecuencia.
- Medidor de factor de potencia.

El sistema de control debe integrar en una misma plataforma informática los datos suministrados por los diferentes IED's tales como quipos de control, medida y protecciones.

El sistema debe integrar a los diferentes IED's en una misma red de datos de fibra óptica que deberá integrarse a la red de datos de fibra óptica de la subestación existente.

*** FIN DEL DOCUMENTO ***