Estudio de Operatividad – Central Hidroeléctrica San Gabán III – Etapa I

Entregable:
Resumen Ejecutivo

Fecha:
Jul/2024.

環球水電
PERU

DESSAU

Estudio de Operatividad – Central Hidroeléctrica San Gabán III – Etapa I

Entregable:
Resumen Ejecutivo

Preparado por:

Fredy Saravia

Jefe del Proyecto

Aprobado por:

Luis Landeo Ramos

Gerente del Área Electromecánica

ÍNDICE

1. GENERALIDADES 4
1.1. Antecedentes 4
1.2. Ubicación del Proyecto 4
1.3. Características Generales del Proyecto 6
2. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES 7
2.1. Subestación Paquillusi 220 kV 7
2.2. Línea de Transmisión 220kV Paquillusi – Pumiri (L-2042) 9
2.3. Subestación Pumiri 11
2.4. Sistema de Compensación Reactiva 12
2.5. Sistema de Protección 13
2.5.1. Sistema de Protección en SE Paquillusi 13
2.5.2. Sistema de Protecciones en SE Pumiri 14
2.6. Sistema de Comunicación 15
2.6.1. Sistema de Telecomunicaciones 15
2.6.2. Sistema de Control Digital SCADA 16
2.6.3. Funciones del AGC en SCADA 17
2.7. Sistema de Medición 20
2.7.1. Ubicación de los Puntos de Medición 20
2.7.2. Clase de Precisión de los Equipos 21
2.7.3. Registro y Almacenamiento de Datos 22
2.7.4. Sincronización 22
2.7.5. Comunicación 23
3. CONCLUSIÓN DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS 24
3.1. Estudios de Estado Estacionario 24
3.1.1. Análisis de las Tensiones de Operación 24
3.1.2. Estudios de Energización y Sincronización 26
3.1.3. Estudios en estado estacionario, operación normal: 26
3.1.4. Estudios en estado estacionario, en contingencias 26
3.2. Estudios de Estabilidad 27
3.2.1. Estabilidad Transitoria Ante Fallas 27
3.2.2. Tiempos Críticos de Despeje de Falla 28
3.3. Estudios de Transitorios Electromagnéticos 28
3.3.1. Energización de línea en vacío desde la SE Pumiri 220 kV 28
3.3.2. Estudio de Recierre Monofásico 28
3.3.3. Energización de líneas con falla 29
3.3.4. Verificación de tensiones de restablecimiento (TRV) 29
3.3.5. Desenergización de Reactores 29
3.3.6. Energización de Reactores 30
3.3.7. Respuesta en frecuencia de la Red 30
4. RESULTADOS DEL ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES 31
5. IMPACTOS NEGATIVOS DE LAS NUEVAS INSTALACIONES 33
6. DIAGRAMA UNIFILAR DE LAS NUEVAS INSTALACIONES 34
7. CRONOGRAMA ESTIMADO DE INGRESO DEL PROYECTO Y SUS ETAPAS 35
8. ANEXO 37
8.1. Lista de Protecciones Coordinables de los Relés de Protección 37

REGISTRO DE REVISIONES Y EMISIONES		
N.º de revisión	**Fecha**	**Descripción de la modificación y / o de emisión**
A	03/07/2024	Emisión para entrega al cliente

1. GENERALIDADES

1.1. Antecedentes

La Empresa transnacional HYDRO GLOBAL PERÚ S.A.C. (HGP) está en la fase de construcción de la Central Hidroeléctrica San Gabán III, que contará con una potencia de 209,3 MW y tiene previsto la puesta en servicio en el año 2025.

El 04 de agosto del año 2016, el COES mediante carta COES/D/DP-837-2016 aprueba la actualización del Estudio de Pre-Operatividad para la conexión al SEIN de la C.H. San Gabán III a la barra de 220 kV de la S.E. Onocora.

El 19 de agosto del año 2020 Hydro Global Perú S.A.C. mediante carta HGP-SGIII-TLN-COES-CAR-2020-0001, solicita al COES los alcances técnicos para actualización del Estudio de Pre Operatividad para la interconexión de la C.H. San Gabán III a la barra de 220 kV en la Subestación Nueva Azángaro (S.E. Pumiri).

Finalmente, el 28 de agosto del año 2020, el COES mediante carta COES/D/DP-857-2020 remite a Hydro Global Perú S.A.C. los alcances para la actualización del Estudio de Pre Operatividad para la conexión al SEIN de la C.H. San Gaban III.

De acuerdo con la carta COES-D-DP-051-2024, el proyecto CH San Gabán III, se desarrolla en 2 etapas, siendo la “Etapa I: Instalaciones de transmisión” y la “Etapa II: Central Hidroeléctrica”. En ese sentido el presente Estudio tiene como alcance la Etapa I, abarcando de esta manera la instalación de la línea de transmisión L-2042 entre la SE Pumiri 220kV y la futura SE Paquillusi 220 kV.

En fecha 10.04.2024, se presentó la carta HGP-SGIII-TLN-COES-CAR-2024-0004 para la evaluación del COES al EO de la CH San Gabán III en su primera etapa, del cual el COES con comunicación COES/D/DP-477-2024 el día 21.05.24 presentó sus observaciones.

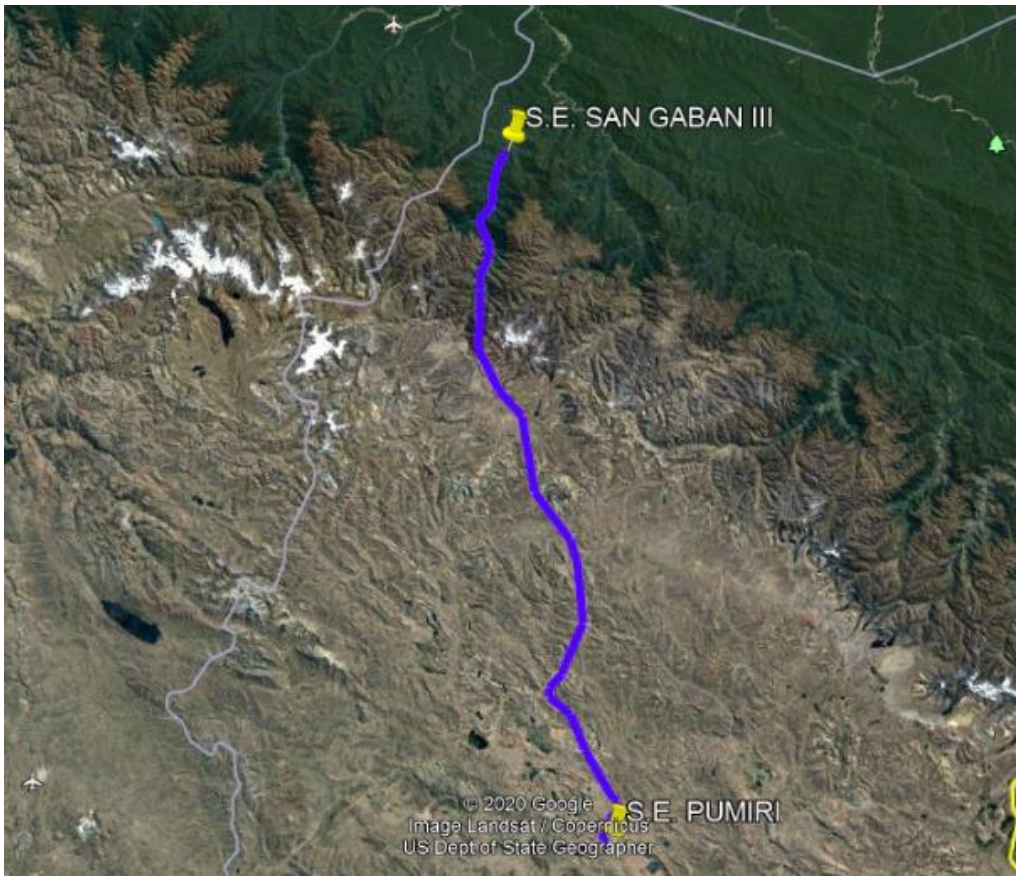
El presente Informe corresponde al Resumen Ejecutivo del Estudio de Operatividad de la CH San Gabán III para su Etapa I, que abarca las instalaciones de barra 220 kV en SE Paquillusi y la ampliación en la SE Pumiri y su línea de transmisión, también en 220 kV. Este Informe atiende las observaciones planteadas completando los puntos necesarios para su aprobación e ingreso en operación de la instalación en el SEIN, además de contener las premisas y resultados de referencia para la siguiente Etapa de la CH San Gabán III.

1.2. Ubicación del Proyecto

Las instalaciones del proyecto C.H. San Gabán III y su interconexión al SEIN en la S.E. Pumiri 220 kV se encuentran ubicadas en la zona sur del país, en el departamento de Puno.

En la siguiente figura se muestra la ubicación geográfica del proyecto, con su línea de transmisión L-2042 en 220 kV Paquillusi – Pumiri y las dos subestaciones de 220 kV.

Figura Nº 1. Ubicación del Proyecto



En lo que corresponde propiamente a las instalaciones de la C.H. San Gabán III, se encuentran ubicadas entre las siguientes coordenadas UTM WGS84:

Tabla 1 Coordenadas UTM – Ubicación de la CH San Gabán III

UTM	WGS84
Latitud	13°42'59,43"S
Longitud	70°27'14,43"O

Es decir, el proyecto de generación se ubica en el distrito de San Gabán, Provincia de Carabaya, Región de Puno, sobre la margen derecha del río San Gabán. La altitud de las instalaciones de la Central varía desde los 1400 m.s.n.m. en la zona de Obras de Toma hasta los 757 m.s.n.m. donde se ubica la instalación de devolución de las aguas turbinadas al rio San Gabán.

El proyecto hidroeléctrico San Gabán III contará con una subestación elevadora, denominada S.E. Paquillusi en el nivel de tensión de 220 kV, para inyectar su producción de energía al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN, a través de la LT Paquillisu- Pumiri..

La S.E. Pumiri, es la instalación de recepción de generación y sirve para el enlace de la central con el SEIN y se ubica en el sur del país, en el distrito de Azángaro, Provincia de Azángaro, Región Puno, a una altitud de 3860 m.s.n.m., en las siguientes coordenadas UTM WGS84:

Tabla 2 Coordenadas UTM – Subestaciones asociadas al Proyecto

UTM WGS 84.	SE PUMIRI	SE PAQUILLUSI
Zona.	19L	19L
Este (m).	369 666,0	345 865,1
Norte (m).	8 347 933,0	8 505 461,0

1.3. Características Generales del Proyecto

Las principales características para el diseño y dimensionamiento del equipamiento eléctrico del proyecto se presentan en el siguiente cuadro:

Tabla 3 Características Generales del Sistema Eléctrico

Descripción	Unidad	CH SG-III	SE Paquillusi	SE Pumiri
		13,8 kV	220 kV	220 kV
Tensión nominal	kV	13,8	220	220
Tensión asignada del equipo	kV	-	245	245
Frecuencia asignada	Hz	60	60	60
Sistema de puesta a tierra		Trasformador de neutro con resistencia secundaria	Efectivamente PAT	Efectivamente PAT
Número de fases		3	3	3
Corriente de corta duración admisible asignada	kA	40	40	40
Duración del cortocircuito asignada	s	1	1	1
Distancia de fuga unitaria	mm/kV	--	20	25

2. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

En este numeral se presenta una breve descripción de las instalaciones asociadas a la Etapa I del proyecto CH San Gabán III.

2.1. Subestación Paquillusi 220 kV

Esta subestación corresponde a la barra de salida de la Central Hidroeléctrica San Gabán III, denominada S.E. Paquillusi en 220 kV, la cual estará compuesta por equipamiento GIS en una configuración de "simple barra" conformada por dos (02) bahías para la conexión de los transformadores elevadores en 220 kV y una (01) bahía para la conexión de la línea de transmisión en 220 kV con salida hacia la subestación Pumiri.

Este equipamiento estará instalado en el Edificio GIS de la subestación. Además del equipamiento GIS citado, la S.E. Paquillusi contará con equipamiento AIS, que complementa la bahía GIS de línea de transmisión, asignado a la bahía AIS del reactor de línea de 20 MVAR de capacidad, también proyectado para su operación en esta Etapa I.

La subestación Paquillusi contará con los equipos de protección, los cuales se han definido y se instalan conforme a los requerimientos del PR-20 para proteger en forma conjunta a los transformadores de potencia y la línea de transmisión.

En particular las bahías de la SE Paquillusi contarán con el siguiente equipamiento, mostrados en el diagrama unifilar del numeral 6:

Una (01) barra simple GIS 220 kV, que contará con los siguientes compartimientos para:

- 01 seccionador trifásico de puesta a tierra de 245 kV, 1050 kVpico, 2000 A, 40 kA.
- 01 transformador de tensión trifásico de 245 kV, 1050 kVpico equipados con 4 arrollamientos secundarios, 220/ √3 kV - 0.1/ √3 kV (03) – 0.1 kV (01).
- 01 Barra GIS
  - Tensión Nominal : 245 kV
  - Corriente Nominal : 2000 A
  - Frecuencia Nominal : 60 A
  - Corriente Nominal Corto (Isc) : 40 kA

Dos (02) bahías GIS para conexión de transformadores, cada uno con lo siguiente:

- 01 seccionador trifásico con puesta a tierra de 245 kV, 1050 kVpico, 2000 A, 40 kA.
- 01 interruptor con accionamiento monopolar y tripolar de 245 kV, 1050 kVpico, 2,000 A, 40 kA. Con 06 núcleos: 04 de protección 1000/1 A, 5P40, 20 VA y 02 de medida 400/1 A, 0,2S, 15 VA.
- 01 transformador de tensión trifásico de 245 kV, 1050 kVpico equipados con 2 arrollamientos secundarios, 220/ √3 kV - 0.1/ √3 kV.

- 01 seccionador trifásico de puesta a tierra de 245 kV, 1050 kVpico, 2000 A, 40 kA y 01 seccionador trifásico con puesta a tierra de 245 kV, 1050 kVpico, 2000 A, 40 kA.
- 03 terminales de conexión a cable.

Esta instalación forma parte de la SE Paquillsui, y se implementa con la Etapa 2

Una (01) bahía GIS de conexión de la línea de transmisión, que contará con lo siguiente:

- 01 seccionador trifásico con puesta a tierra de 245 kV, 1050 kVpico, 2000 A, 40 kA.
- 01 interruptor con accionamiento monopolar y tripolar de 245 kV, 1050 kVpico, 2,000 A, 40 kA. Con 07 núcleos: 04 de protección 1000/1 A, 5P40, 20 VA y 03 de medida 800/1 A, 0,2S, 15 VA.
- 01 seccionador trifásico de puesta a tierra de 245 kV, 1050 kVpico, 2000 A, 40 kA y 01 seccionador trifásico con puesta a tierra de 245 kV, 1050 kVpico, 2000 A, 40 kA.

Una (01) bahía AIS de 220 kV que complementa la bahía GIS de línea, formada por los siguientes elementos:

- 03 bushings GIS/AIS 245 kV, 1050 kVpico BIL externo, 2000 A, 40 kA.
- 02 trampas de onda de 245 kV, 800 A, 40 kA.
- 07 aisladores tipo poste de instalación vertical C8-1050 de 245 kV, 1050 kVpico BIL externo.
- 03 transformadores de tensión de tipo capacitivo equipados con 4 arrollamientos secundarios, 220/ √3 kV - 0.1/ √3 V, 245 kV, 1050 kVpico BIL externo.
- 03 descargadores de sobretensión de ZnO de 216 kV, 10 kA, clase 3, con contador de descargas.

Una (01) bahía AIS para reactor de 20 MVAr, formada por los siguientes elementos:

- 01 seccionador tripolar de 245 kV, 1050 kVpico BIL externo, 2000 A, 40 kA.
- 01 interruptor con accionamiento tripolar, con aislador en SF6, tipo tanque muerto de 245 kV, 1050 kVpico BIL externo, 2,000 A, 40 KA. Con 03 núcleos: 02 de protección 100/1 A, 5P40, 20 VA y 01 de medida 100/1 A, 0,2S, 15 VA.
- 03 descargadores de sobretensión de ZnO de 216 kV, 10 kA, clase 3, con contador de descargas.
- 01 reactor de línea trifásico 20 MVAr, 245 kV / 1050 kV, con reactor de neutro.
- 02 aisladores tipo poste de instalación vertical C8-325, 72,5 kV, 325 kVpico.
- 03 transformadores de corriente 72,5 kV / 325 kVpico, 40 kA, con un núcleo protección 100/1 A, 5P20, 20 VA.
- 01 seccionador monopolar de puesta a tierra rápida de 72,5 kV / 325 kVpico, 2000 A, 40 kA.
- 01 descargador de sobretensión de ZnO 60 kV, 10 kA, clase 2, con contador de descargas.
- 01 reactor de neutro de 2500 Ohm, 10 kVA, AN.
- 01 transformador de corriente 12 kV / 75 kV / 75 kV, 40 kA, con dos núcleos de protección 5/1 A, 5P30, 20 VA.

Los cables de conexión entre la casa de máquinas hacia la subestación con equipos GIS y la línea de transmisión 220 kV saldrán por la galería de cables, ingresando al Edificio GIS a través de terminales de cable de 220 kV.

Sistema de Puesta a Tierra

En la subestación Paquillusi se implementará un sistema de puesta a tierra para la protección del equipamiento electromecánico. Esta S.E. Paquillusi es totalmente nueva, la cual requiere de la implementación de una red de malla de puesta a tierra para la protección del equipamiento electromecánico.

En ese sentido, el concepto y los criterios para el diseño de la malla de puesta a tierra se toman de la norma IEEE Std 80-2000 “IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding” y las recomendaciones para el cálculo de redes de tierra en plantas y subestaciones eléctricas de la norma IEEE Std 142- 1991 “IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems”.

El conductor de puesta a tierra del túnel de desviación y de la caverna de entrada a la planta es de acero laminado de 50 mm x 5 mm; el conducto de puesta a tierra de la caverna de cable de 220 kV es de acero laminado de 50 mm x 5 mm, mientras que dos cables de cobre de 95 mm^2 se establecen como conducto de puesta a tierra; todas las demás partes utilizan cables de cobre de 95 mm^2 como conducto de puesta a tierra.

2.2. Línea de Transmisión 220kV Paquillusi – Pumiri (L-2042)

La línea 220 kV ha sido proyectada dentro del sistema local de transmisión, asociada a la CH San Gabán III la cual está comprendida desde la SE Paquillusi hacia la ampliación en la SE Pumiri.
Las características generales de la línea son:

- Longitud +-10% : 180 km
- Tensión nominal : 220 kV
- Tensión máxima : 245 kV
- Configuración : Fase duplex (2 conductores por fase, con tipos de conductores:
  - ACAR 800 kcmil < 4000 m.s.n.m.
  - 4000 m.s.n.m. < ACSR Rail < 4500 m.s.n.m.
  - ACSR Curlew > 4500 m.s.n.m.
- Potencia de Diseño : 542 MVA en condición normal con margen de 30% de sobrecarga para contingencia, por un periodo de treinta (30) minutos.
- N° de ternas : 1
- Torres : Acero galvanizado
- Cable de guarda : EHS (3/8”, 7/16” y 1/2” y OPGW (48 fibras))

En las estructuras, para el aislamiento se utilizarán cadenas de aisladores standard conformando ensambles de suspensión y de anclaje, como se muestra en la siguiente tabla:

Altitud (m.s.n.m.)	N° x Tipo de aisladores / cadena	
	Suspensión	Anclaje
< 3000	20 x U 160 BS	18 x U 210 B
3001 - 4000	26 x U 160 BS	23 x U 210 B
4001 - 4500	24 x U 210 B	21 x U 300 B
4501 - 5200	23 x U 400 B	19 x U 530 B

El trazo de ruta de la línea se inicia en la S.E. Paquillusi (780 m.s.n.m.) y llega hasta la SE Pumiri (3560 m.s.n.m.) ubicada cerca de la ciudad de Azángaro.

El trazo de la línea proyectada se ubica en los distritos de Ollachea, Casahuiri, Urohuasi, Chichacori, Acopampa, Jurojuro, Macusani, Carmen, San Antón, Aillo Sillata y Azangaro del Departamento de Puno.

El trazo presenta la siguiente distribución de altitudes:

Altitud, m.s.n.m.	< 1000	1000-3000	3000-4000	4000 - 4500	> 4500	Total
Longitud, km	4,0	30,0	48,0	73,1	26,9	182,0
Incidencia, %	2,2%	16,5%	26,4%	40,2%	14,8%	100,0%

Unos tramos importantes del trazo se ubican en zonas elevadas donde la línea estará más expuesta al efecto corona y descargas atmosféricas. En ese sentido para el diseño se adoptó la siguiente zonificación:

- Zona Alta: > 4500 m.s.n.m.
- Zona Baja: ≤ 4500 m.s.n.m.

Por otra parte, particularmente en el inicio del trazo de la línea de transmisión, se presenta un terreno accidentado con abundantes cruces de quebradas donde se requieren vanos de gran longitud con fuertes exigencias mecánicas.

Es de mencionar que el conductor ACSR es un tipo de conductor, frecuentemente utilizado en las líneas de transmisión que recorren zonas de gran altitud en el país.

Las torres serán de simple circuito, en disposición alternada y con doble cable de guarda.

Los tipos de estructuras previstas para la línea de 220 kV son los siguientes:

A - Suspensión normal.

B – Anclaje angular bajo.

C - Anclaje angular medio.

D - Anclaje angular fuerte y terminal.

Las puestas a tierra a utilizarse serán del tipo contrapeso en anillo cuadrado, horizontal y electrodo vertical (varilla), para ver mayor detalle referirse al Volumen III-Ingeniería de la Línea de Transmisión.

Las fundaciones serán de concreto armado tipo columna, zapata, tipo bloque y pedestal, según el tipo de terreno, se podrá utilizar el del tipo parrilla o cimentaciones especiales.

Por la longitud de la línea de transmisión se ha especificado un ciclo completo de transposición, según lo indicado en el numeral 3.1.3, del Capítulo 1 del Anexo 1 del PR-20.

En la siguiente tabla se muestran las características de los tramos de la línea de transmisión.

Tabla 4 Características Generales de la línea de transmisión

Zona de Carga	Descripción	Cableado	Longitud (km)	Diámetro Exterior (mm)	Capacidad Nominal (A)	Conductores por fase	Capacidad de transmisión (MVA)	Capacidad de Diseño (MVA)
Área 0	ACAR 800 kcmil	18/19	51.14	26.14	777.1	2	592	542
Área 1	ACAR 800 kcmil	18/19		26.14	777.1	2	592	542
Área 2	ACSR RAIL	45/7	93.18	29.59	921.3	2	702	542
Área 3	ACSR CURLEW	54/7	37.68	31.62	993	2	757	542

2.3. Subestación Pumiri

La S.E. Pumiri 220 kV de titularidad de la compañía Transmisora Eléctrica del Sur 2, es una subestación al exterior, con aislamiento en aire (AIS) y de configuración en doble barra con seccionador de transferencia.

Se considera la ampliación del patio de llaves, añadiendo una bahía de línea para la llegada de la LT 220 kV de este proyecto, codificada como L-2042, desde la C.H. San Gabán III, cuyo desarrollo abarca una zona adyacente a las instalaciones existentes, que incluye el equipamiento de patio de llaves, pórticos, sistemas de control, protección y medición, equipos auxiliares y todo el equipamiento e infraestructura necesarios para integrarse a la subestación según las normas vigentes y los requerimientos técnicos del operador de la subestación.

Equipamiento de la Bahía de 220 kV

Las instalaciones de 220 kV consideran el siguiente equipamiento

- Un (1) interruptor de potencia tipo tanque vivo, operación monopolar y tripolar, 420 kV, 2500 A, 40 kA, 1425 kVp BIL.
- Un (1) seccionador de barra tipo pantógrafo de apertura vertical de operación tripolar, 245 kV, 2500 A, 40 kA, 1425 kVp BIL.
- Dos (2) seccionadores de rotación central, de instalación horizontal y de operación tripolar, 245 kV, 2500 A, 40 kA, 1425 kVp BIL.
- Un (1) seccionador de línea de rotación central, de instalación horizontal, con cuchilla de puesta a tierra, de operación tripolar, 245 kV, 2500 A, 40 kA, 1425 kVp BIL.

- Tres (3) transformadores de corriente, unipolares, con 4 núcleos cada uno (1 de medición y 3 de protección), 1250-2500/1 A, 245 kV, 1425 kVp BIL externo.
- Tres (3) transformadores de tensión tipo capacitivo, equipados con 3 arrollamientos secundarios y dispositivos para onda portadora, 220/√3 – 0,11/√3 kV, 245 kV, 1425 kVp BIL externo.
- Tres (3) pararrayos unipolares para protección de sobretensiones, 198 kV – 20 kA, clase 4.
- Dos (02) bobinas de bloqueo de alta frecuencia con núcleo de aire (trampas de onda) para el sistema de onda portadora.

Servicios Auxiliares de la SE Pumiri

Para las instalaciones de la ampliación de la SE Pumiri, correspondiente a este proyecto, se considera que la alimentación de los servicios auxiliares en corriente alterna (CA) será suministrada desde las instalaciones existentes de la subestación, para lo cual se tiene un acuerdo con el titular de la subestación, considerando opcionalmente el suministro de un nuevo sistema de SS.AA.

Para esto se deberá considerar el suministro de transformadores de tensión cargable.

Para los servicios auxiliares en corriente continua (CC) se contará con un sistema de Cargadores – Rectificadores y banco de baterías redundantes, de uso exclusivo para las instalaciones proyectadas.

Sistema de Puesta a Tierra

Para el diseño del sistema de puesta a tierra se toma en cuenta las recomendaciones de Norma IEEE Std 80-2000 IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding.

Para el caso de la SE Pumiri se realiza la conexión de malla de tierra existente en la zona de ubicación de las nuevas instalaciones.

Sistema de Apantallamiento de la SE Pumiri

Con el proyecto se implementa un sistema de apantallamiento de las instalaciones como medida de protección ante posibles descargas atmosféricas directas sobre las instalaciones. El apantallamiento será mediante un conjunto de cables de guarda dispuestos convenientemente sobre los pórticos de la subestación.

2.4. Sistema de Compensación Reactiva

Para el sistema de compensación de la línea Paquillusi-Pumiri se proyecta un reactor de línea, cuyas características se describieron en el numeral 2.1 en “**Una (1) bahía de reactor”**, teniendo como equipos de compensación: (01) reactor de línea trifásico 20 MVA, 245 kV / 1050 kV, AN y (01) reactor de neutro de 2500 Ohm, 10 kVA, AN.

2.5. Sistema de Protección

2.5.1. Sistema de Protección en SE Paquillusi

Las instalaciones de la Central, Subestación y Línea contarán con los siguientes esquemas de protección, cuyas premisas de diseño cumplen los requerimientos mínimos indicados en el PR-20 del COES, como sigue:

- Sistema de protección de celdas GIS (Barras).
- Sistema de protección principal y secundario de la Línea de Transmisión 220 kV, con tele protección por FO y OP.
- Sistema de protección del Reactor de línea.

Tabla 5 Relés de Protección – Subestación Paquillusi

	Protección de línea de 220kV	
5.1	Modelo de dispositivo de protección (unidad principal, unidad de intervalo)	Siemens/Alemania
5.2	Marca/origen del dispositivo de protección	model 7SL87
	Protección de reactores de 220 kV	
7.1	Modelo de dispositivo de protección (unidad principal, unidad de intervalo)	model 7UT85
7.2	Marca/origen del dispositivo de protección	Siemens/Alemania

Para la Etapa 1, las funciones de cada conjunto de dispositivos de protección de línea de 220 kV son las siguientes:

- Protección diferencial de fibra óptica (87L)
- Protección de distancia/bloqueo (fase a fase) (21)
- Protección de distancia al suelo (21N)
- Relé de verificación de sincronización (25)
- Protección de sobrecorriente de tiempo definido (50/51)
- Protección de sobrecorriente de secuencia cero de tiempo definido (50N/51N)
- Protección de sobreintensidad direccional (67/67N)
- Protección contra fallas del disyuntor (50BF)
- Reenganche (79/25)
- Protección de bloqueo de oscilación (68)
- Protección de bajo/sobre voltaje (27L/59L)
- Protección de inconsistencia trifásica (11QF)
- Protección fuera de sincronización (68)
- Función de medición de fasores (PMU)

- Función de grabación de fallas de esta línea (PFI)
- Determinación de la ubicación de fallas
- Función de controlador de intervalo

2.5.2. Sistema de Protecciones en SE Pumiri

Las instalaciones de la ampliación de esta subestación contarán con los siguientes esquemas de protección, los cuales se han definido siguiendo los requerimientos mínimos del PR-20 del COES:

- Sistema de protección principal 87L y secundario 87L de la Línea de Transmisión 220 kV, con teleprotección por F.O y O.P.
- Integración de la bahía ampliada al sistema de protección diferencial de barras existente en la subestación Pumiri.

Para garantizar la coherencia con el dispositivo de protección de línea SE.Pumiri, se selecciona el modelo 7SL87 de Siemens para la protección de línea de 220 kV.
Las funciones de cada conjunto de dispositivos de protección de línea de 220 kV son las siguientes:

- Protección diferencial de fibra óptica (87L)
- Protección de distancia/bloqueo (fase a fase) (21)
- Protección de distancia al suelo (21N)
- Relé de verificación de sincronización (25)
- Protección de sobrecorriente de tiempo definido (50/51)
- Protección de sobrecorriente de secuencia cero de tiempo definido (50N/51N)
- Protección de sobreintensidad direccional (67/67N)
- Protección contra fallas del disyuntor (50BF)
- Reenganche (79/25)
- Protección de bloqueo de oscilación (68)
- Protección de bajo/sobre voltaje (27L/59L)
- Protección de inconsistencia trifásica (11QF)
- Protección fuera de sincronización (68)
- Función de medición de fasores (PMU)
- Función de grabación de fallas de esta línea (PFI)
- Determinación de la ubicación de fallas
- Función de controlador de intervalo

2.6. Sistema de Comunicación

2.6.1. Sistema de Telecomunicaciones

El Sistema de Telecomunicaciones para el sistema eléctrico del proyecto tendrá por objetivo interconectar la C.H. San Gabán III con la S.E. Pumiri.

Se considera el equipamiento para proveer los siguientes servicios:

- Comunicaciones telefónicas de coordinación operativa para el despacho de energía entre las dos ubicaciones.
- Transmisión de datos de supervisión y control.
- Sistema de red de gestión de relés y medidores.
- Teleprotección del equipamiento de alta tensión (220 kV) del proyecto.

Infraestructura

Para cumplir con este objetivo, el proyecto comprende la implementación de la siguiente infraestructura:

- **Enlace Principal**: Se implementará un Sistema de Comunicaciones soportado en cable tipo OPGW constituido por cuarenta y ocho (48) fibras ópticas monomodo. El cable de fibra óptica OPGW estará instalado en las estructuras de la línea de transmisión de 220 kV entre Paquillusi y SE Pumiri (L-2042). Se utilizarán equipos de comunicaciones por fibra óptica con interfaces de voz, teleprotección, transmisión de datos y gestión de equipos.
- **Enlace Secundario**: Se implementará un enlace de onda portadora a través de la nueva línea de transmisión de 220 kV Paquillusi y Pumiri (L-2042). Dicho enlace permitirá la comunicación de señales de voz, teleprotección, transmisión de datos y gestión de equipos entre las dos ubicaciones.

Enlace al COES

El Sistema de Telecomunicaciones del proyecto tiene por objetivo enlazar datos y mediciones de la C.H. San Gabán III con la S.E. Pumiri para el envío de señales de operación en tiempo real al COES.

Se considera el siguiente equipamiento para proveer estos servicios, entre ambas subestaciones:

- Comunicaciones telefónicas de coordinación operativa para el despacho de energía entre las dos ubicaciones.
- Transmisión de datos de supervisión y control.
- Tele protección del equipamiento de alta tensión (220 kV) del proyecto.

El enlace principal será mediante fibra óptica, realizado con cable OPGW constituido por fibra óptica monomodo de 48 (cuarenta y ocho) hilos y el enlace secundario mediante Onda Portadora entre las subestaciones Paquillusi y Pumiri, desde donde se conectará hacia el centro de control COES del SEIN. Opcionalmente como enlace secundario se prevé el uso de servicio satelital desde la Subestación Paquillusi hacia el COES.

Teleprotección

Se habilitará un esquema de teleprotección principal a través del enlace de fibra óptica, para ello con la configuración final que integra las Etapas i y II, los equipos relés de Protección de Línea (87L) dispondrán de interfaces ópticas para su conexión y operación con las fibras ópticas del cable OPGW, dichos relés incluirán también las funciones complementarias requeridas para la protección de la línea de 220 kV.

El enlace de respaldo por onda portadora dispondrá de los canales para los disparos de teleprotección de los relés de protección de la línea de 220 kV en el tramo considerado.

2.6.2. Sistema de Control Digital SCADA

La filosofía del sistema de control digital a ser implementado con el proyecto comprende los siguientes niveles de control:

- Nivel 0: Control local desde el mismo equipo en la casa de máquinas y patio de llaves para los casos de mantenimiento o en emergencias.
- Nivel 1: Control local desde las Unidades de Control de Grupos y Servicios Comunes para el caso de la Casa de Máquinas, Subestación Paquillusi y, Obras de Toma y Embalse. En la S.E. Pumiri mediante los relés de control y supervisión local.

El control al nivel de cada bahía de las subestaciones se efectuará por medio de Unidades de Control de Bahía digitales, multifuncionales, de última generación, que permitan funciones de control, mando, medición, señalización, registro y de comunicaciones.

- Nivel 2: Control desde la IHM de la S.E. Pumiri y Control remoto desde el Centro de Control de la C.H. San Gabán III.
- La topología de la red de las subestaciones será tipo anillo redundante basada en fibra óptica multimodo.
- El protocolo de transferencia de datos será el correspondiente a la norma IEC 61850.

El sistema de control digital permitirá la adquisición, procesamiento, presentación, reporte y registro de los siguientes parámetros:

- Medición remota (Telemedidas) de los principales parámetros eléctricos de cada Grupo de generación y bahías de las subestaciones.
- Operación remota (Telemandos) de los equipos de las subestaciones, tales como interruptores, seccionadores, tomas de transformadores, del estado local/remoto del control y del estado automático/manual del cambiador de tomas.
- Indicación remota (Teleseñalizaciones) de la posición de los equipos, tales como interruptores, seccionadores, tomas de transformadores, estado de control local/remoto y estado de control manual/automático de las tomas de transformadores.
- Indicación remota (Telealarmas) de las principales alarmas de cada Celda de las subestaciones y de los Grupos de Generación.

Asimismo, el Centro de Control de San Gabán III reportará las señales solicitadas por la normativa vigente de la NTOTRSI al Centro de Control del COES-SINAC.

2.6.3. Funciones del AGC en SCADA

2.6.3.1. Descripción funcional del AGC

AGC se refiere a la tecnología de controlar automáticamente la potencia activa de una central hidroeléctrica para satisfacer las necesidades del sistema de una manera rápida y económica de acuerdo con las condiciones y requisitos predeterminados, que es una forma de realizar la automatización de toda la central eléctrica en el base del control automático de los grupos hidráulicos según la cantidad de agua proveniente de la parte superior del embalse y los requerimientos del sistema eléctrico, teniendo en cuenta las limitaciones operativas de la central y de las unidades, el número de unidades operativas de la central eléctrica, la combinación de las unidades operativas y la distribución de carga entre las unidades se determinan bajo la premisa de garantizar el funcionamiento seguro de la central eléctrica y sobre el principio de operación económica.

En el cumplimiento de estas funciones se requerirán arranques y paradas frecuentes de la central. unidades debido a fluctuaciones breves en la carga del sistema eléctrico.

El objetivo final del AGC para la central hidroeléctrica es maximizar la cantidad de energía generada con la menor cantidad de consumo de agua garantizando al mismo tiempo la operación segura y confiable de las unidades en una central eléctrica, debido a la capacidad y características operativas de cada unidad, la cantidad de agua consumida al generar energía con la misma cantidad de energía en las mismas condiciones del agua, por lo tanto, condiciones del agua, capacidad de la unidad, área de características inoperables de la unidad (zona de corrosión por vapor, zona de vibración), consumo de la unidad, Se deben considerar las condiciones de operación y otros factores para llevar a cabo el control automático de la generación de energía de las centrales hidroeléctricas con el fin de lograr el propósito de operación económica.

2.6.3.2. Descripción de la Arquitectura del Sistema

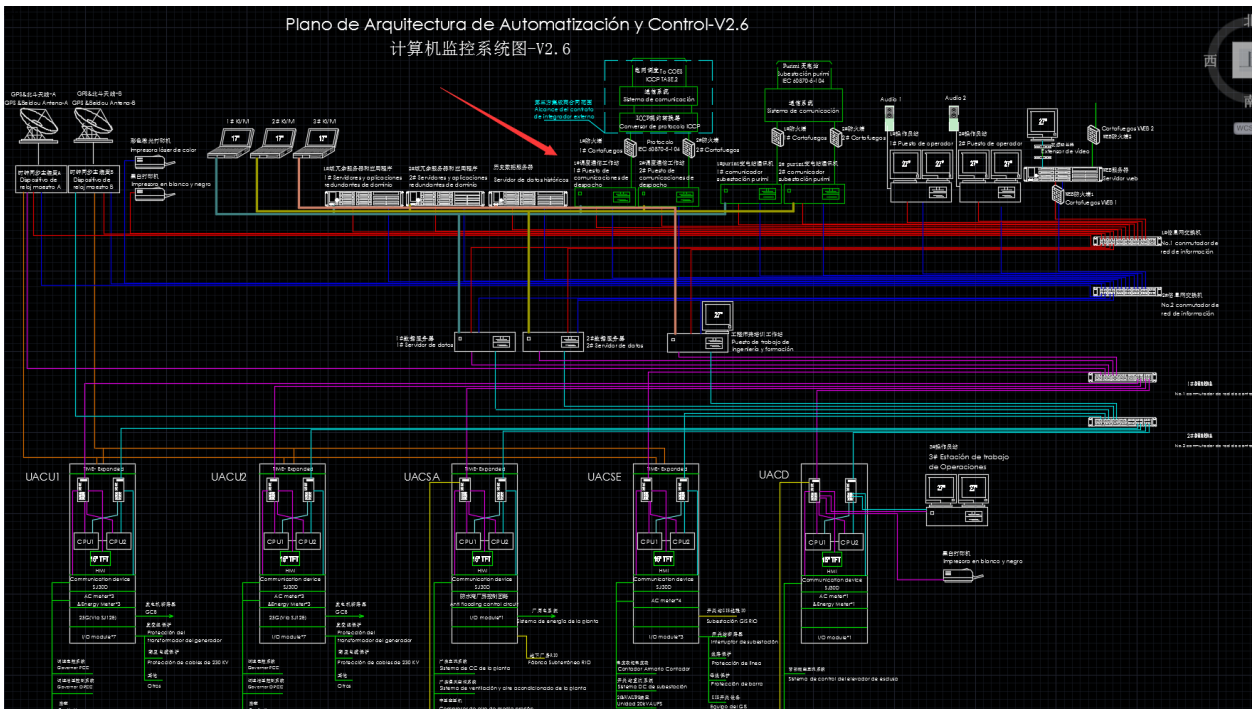
La red troncal SCADA de la CH San Gabán III, se divide en una red de control y una red de información. La red de control se encarga de la adquisición de datos y del enlace descendente de control a las unidades de control locales, mientras que la red de información se encarga del reenvío de datos en la capa de control central, la comunicación externa y las funciones del AGC (Control Automático de Generación).

Datos ascendentes: En el sistema informático superior, dos servidores de datos redundantes ejecutan el programa AGC, reenviando datos en tiempo real y resultados de cálculo a cada nodo del sistema superior a través de la red de información del sistema de monitoreo. Al mismo tiempo, transmiten el estado de las unidades, la potencia real y la frecuencia recopiladas a través de la red de control a las dos máquinas de

programación y comunicación que funcionan en paralelo mediante el modo de transmisión de datos por multidifusión.

Datos descendentes: En el sistema informático superior, las dos estaciones de trabajo de comunicaciones de despacho que funcionan en paralelo están conectadas al equipo de conversión del protocolo ICCP a través de cortafuegos y otros equipos de red. El protocolo de comunicación entre la estación de trabajo de comunicaciones de despacho SCADA y el equipo de conversión del protocolo ICCP adopta el estándar IEC-60870-5-104. El ICCP se conecta externamente al sistema de comunicación y finalmente se comunica con el centro de control COES a través del protocolo ICCP TASE.2 para completar la comunicación. El centro de control COES podrá comunicarse con el servidor de comunicación SCADA a través del cortafuegos. El ICCP se conecta externamente al sistema de comunicación y finalmente se comunica con el centro de control COES a través del protocolo ICCP TASE.2 para recibir el valor activo objetivo de toda la planta emitido por el COES y realizar la función de programación del AGC.

Figura Nº 2. Plano de Arquitectura de Automatización y Control



2.6.3.3. Especificaciones de Hardware

Estación de trabajo de comunicaciones de despacho (Ejecuta el programa de comunicación IEC-60870-5-104)

- CPU : 2×Silver 4210R (2.4GHz/10 núcleos/13.75M de caché)
- RAM : 2×32GB

- Disco duro : 2×2TB SATA 7.2K
- Tarjeta de video : NVIDIA GT710 (1GB)
- Puertos de red : 4 puertos Ethernet Gigabit
- Unidad de CD o DVD : Unidad de DVD
- Fuente de alimentación : Módulos de alimentación redundantes

Gateway de comunicaciones de despacho (Ejecuta el programa de comunicación IEC104)

- CPU : Intel Celeron 4305UE
- RAM : 16GB DDR4
- Disco duro : 1TB
- Tarjeta de video : Tarjeta gráfica integrada
- Puertos de red : 6 puertos Ethernet Gigabit
- Puertos seriales : 2×puertos seriales RS232/RS485/RS422 (con aislamiento), 10×puertos seriales RS485 (con aislamiento)
- Fuente de alimentación : Módulos de alimentación redundantes

2.6.3.4. Soporte de Software de Controladores

- IEC 61850 Cliente/MMS
- IEC 60870-5-101
- IEC 60870-5-102
- IEC 60870-5-103
- IEC 60870-5-104
- DNP3, DNP/TCP
- Modbus/RTU, Modbus/TCP
- CDT
- UDP

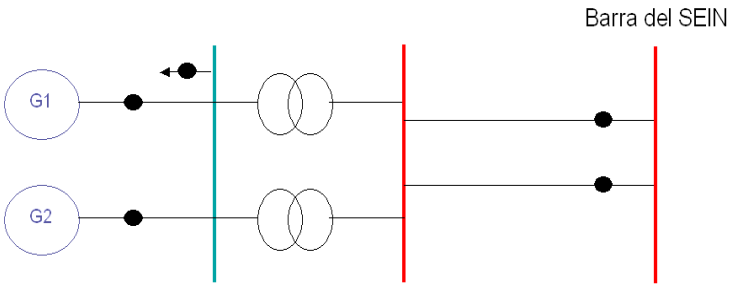
2.7. Sistema de Medición

Los sistemas de medición cumplirán las disposiciones que se señalan a continuación.

2.7.1. Ubicación de los Puntos de Medición

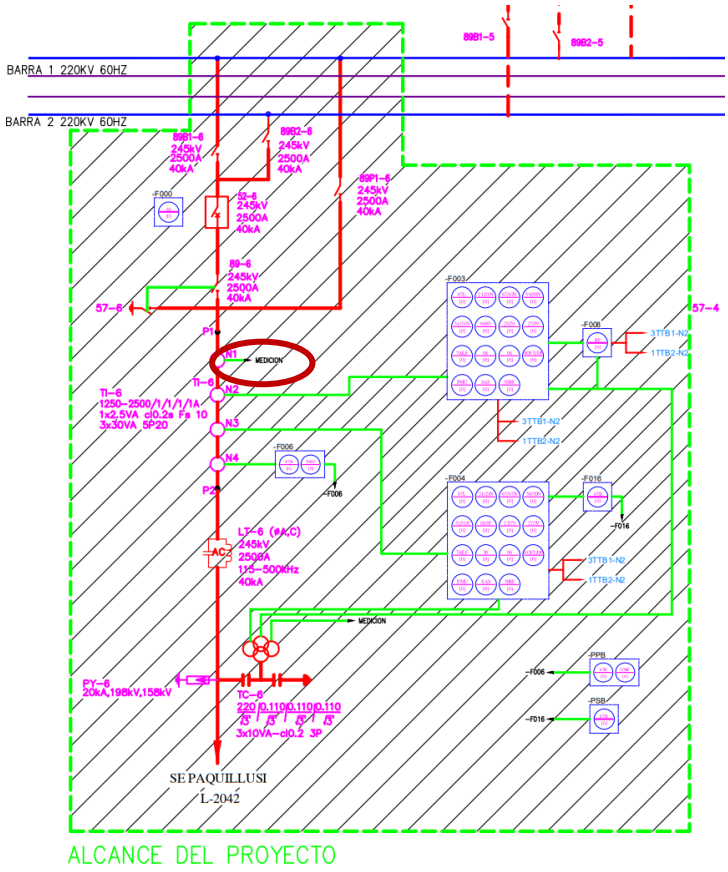
Conforme a los Requisitos Mínimos para Medidores de Energía para generación: *"Para la conexión de grupos de generación, los puntos de medición se deben ubicar en los bornes de generación, en los servicios auxiliares (SSAA) y en los puntos de conexión al SEIN (lado de alta tensión de los transformadores elevadores o en el extremo de las líneas)."*

Figura Nº 3. Ubicación de los Puntos de Medición – COES



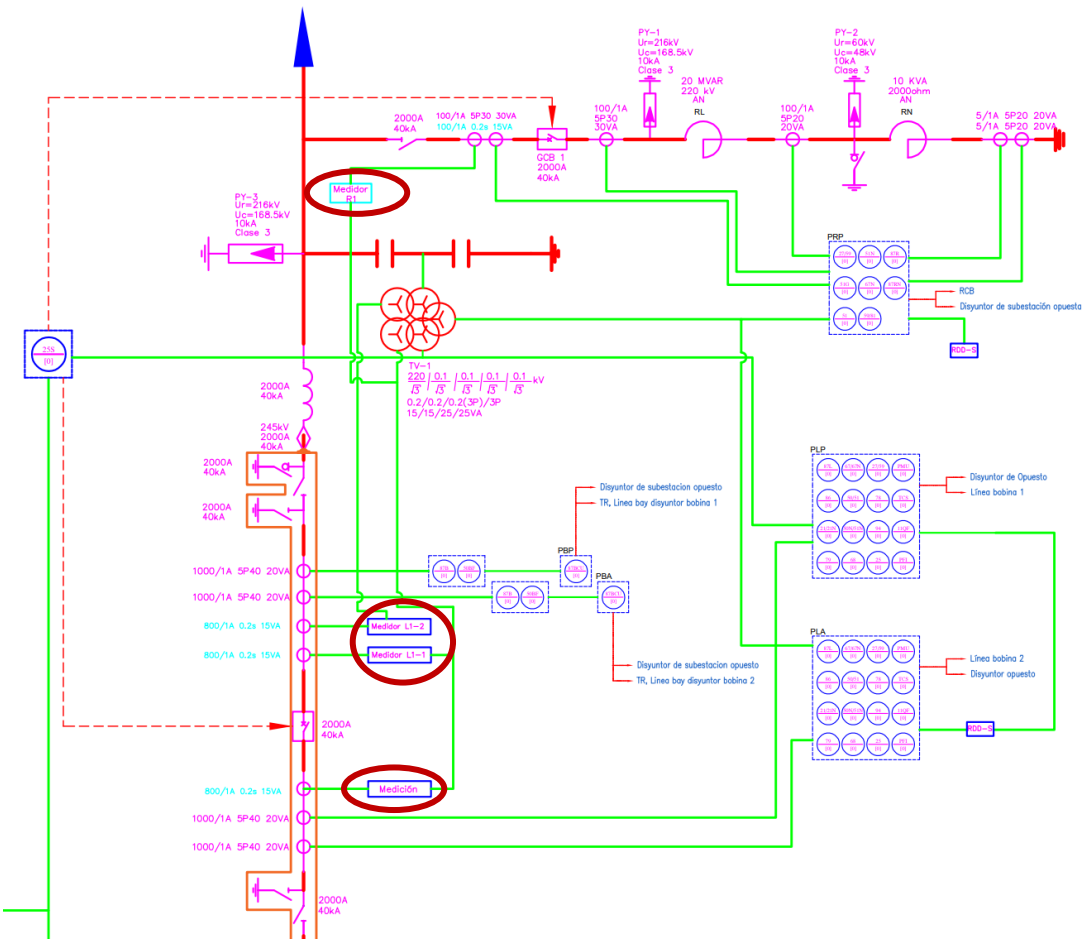
De acuerdo con los requerimientos, en la celda de línea de la SE Pumiri se cuenta con equipos de medición.

Figura Nº 4. Ubicación de los Puntos de Medición – SE Pumiri



De acuerdo con los requerimientos, en la celda de línea de la SE Paquillusi se cuenta con equipos de medición.

Figura Nº 5. Ubicación de los Puntos de Medición – SE Paquillusi



2.7.2. Clase de Precisión de los Equipos

Conforme a los Requisitos Mínimos para Medidores de Energía para generación, se requiere como clase de precisión de los equipos:

"De los transformadores de medición : 0,2

De los medidores electrónicos : 0,2"

Para la SE Paquillusi, se usará un medidor, con mediciones de energía activa y reactiva bidireccional, además este equipo de gama industrial posee la característica de medición de calidad de energía, diferentes tipos de medición y cuanta con una precisión clase 0.2

Para la SE Pumiri, se usará el medidor multifunción ION 8650 que cuenta con función de medida de energía activa y reactiva bidireccional, además este equipo de gama industrial posee característica de análisis de calidad de energía, diferentes tipos de medición y cuenta con una precisión clase 0,2. Además

está diseñado para ser un equipo robusto para soportar entornos hostiles acorde a IEC 61000-4-2, IEC 61000-4-3, IEC 61000-4-4, IEC 61000-4-2-5.

De acuerdo con ello, se muestra la ficha técnica de los equipos de medición de la SE Pumiri y SE Paquillusi, donde se muestra que la clase de precisión usada es de 0.2.

Se adjunta en el anexo, las características técnicas, catálogos de los transformadores y medidores electrónicos.

2.7.3. Registro y Almacenamiento de Datos

Para el registro y almacenamiento de datos, los equipos cuentan con las siguientes magnitudes las cuales son registradas.

Magnitudes por Registrar

Las magnitudes que registra los medidores son al menos:

- Energía activa entregada y recibida.
- Energía reactiva en los cuatro cuadrantes.
- Tensión.
- Corriente.

El medidor multifunción ION 8650 cuenta con medida de energía activa y reactiva bidireccional.

Registro de Datos

El medidor tiene una capacidad de almacenar los parámetros eléctricos con intervalos de programación configurables (1, 5, 10, 15, 60 minutos, etc.), e independientes por cada parámetro a registrar, durante un periodo mínimo de 35 días, para intervalos de integración de 15 minutos:

- Energía activa entregada y recibida.
- Energía reactiva en los cuatro cuadrantes.
- Tensión.
- Corriente

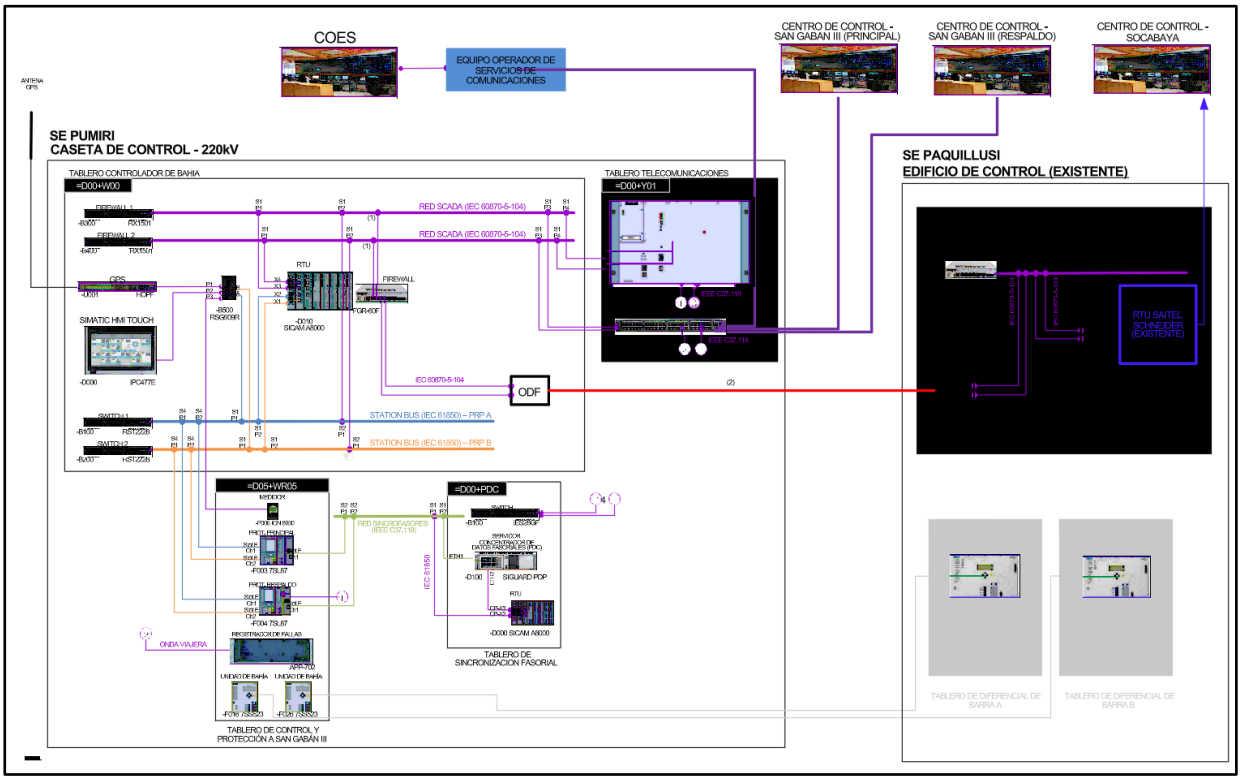
2.7.4. Sincronización

La sincronización del reloj del medidor o medidores es en forma directa, de acuerdo con el patrón de hora generado por el dispositivo de alta precisión, por un GPS (según protocolos en la norma IEC 61850), de acuerdo con la arquitectura de comunicaciones de la instalación.

2.7.5. Comunicación

El sistema de medición cuenta con medios de comunicación que le permiten al titular de la nueva instalación el acceso remoto a sus medidores, para brindar la información oportuna a las entidades que correspondan, como el COES o terceros involucrados.

Figura Nº 6. Arquitectura de Comunicación



La arquitectura de comunicación corresponde a la Etapa 1, los tableros de color plomo de la SE Paquillusi, serán implementados en la Etapa 2 del proyecto de la CH San Gabán.

3. CONCLUSIÓN DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS

3.1. Estudios de Estado Estacionario

Los análisis eléctricos en general han sido evaluados para dos escenarios Con y Sin proyecto.

3.1.1. Análisis de las Tensiones de Operación

Se han completado los análisis eléctricos correspondientes al Estado Estacionario para la Etapa I del proyecto de la CH San Gabán III, de cuyos resultados se presentan las siguientes conclusiones.

- Se han identificado restricciones operativas en el Área Sur, en particular en la zona donde se ubica el proyecto de CH San Gabán III, evaluando bajo distintos escenarios las variaciones de tensión de operación, obteniendo resultados similares a los estudios de Pre-operatividad y de Planificación Operativa de Largo Plazo realizados por el COES.
- Se han evaluado alternativas de solución, también ya planteadas y aprobadas para su implementación, planteándose cambios en las tensiones de operación para las barras de influencia del proyecto de la CH San Gabán III. Dichos cambios estarán vigentes para las Etapas I y II del proyecto CH San Gabán, hasta que los otros proyectos de compensación reactiva del Área Sur del SEIN entren en servicio.
- En los estudios de Pre-Operatividad y Planificación Operativa de Largo Plazo, el COES obtuvo tensiones de operación para las barras aledañas al proyecto, con perfiles similares a lo evaluado en este EO. Es decir, las restricciones de tensión en la zona del proyecto ya han sido identificadas, con soluciones por ser implementadas. En ese sentido, será necesario modificar las tensiones de operación de las barras aledañas al proyecto.
- De los resultados de flujo de potencia en operación normal, considerando las tensiones de operación actuales, se observa que las tensiones en las barras de 220 kV Chilota, Pumiri y San Román; y en las barras de 138 kV EL Ángel, Pumiri y San Román, superan los límites de operación normal +2.5% de las tensiones de operación.
- En el caso de la barra de 220 kV de la S.E. Puno (con tensión de operación de 230 kV) se observa que, en los casos Sin Proyecto, para el periodo de estiaje máxima demanda de 2024 y avenida máxima de demanda de 2025, las tensiones se encuentran por debajo del 2.5%. En el caso de la barra de 220 kV de la S.E. Paquillusi (San Gabán III) se observa que las tensiones se encuentran dentro de los límites de ±5%.
- Con el ingreso de la Etapa 1 del proyecto C.H. San Gabán, se plantea la propuesta de tensiones de operación en barras aledañas al proyecto, las cuales han sido agrupadas en zonas y en base a valores de tensión publicados por el COES en sus estudios de Pre-Operatividad y Planificación Operativa de Largo Plazo.

Zona	Tensión Nominal	Nombre DIgSILENT	Tensión de Operación Actuales Estudio de Operatividad (kV)	Tensión de Operación Propuestos (kV)
Zona Azángaro-Pumiri	138	AYAVIRI 138	141	141
Zona Azángaro-Pumiri	138	AZANGARO 138A	141	141
Zona Azángaro-Pumiri	138	PUMIRI 138A	138	**141**
Zona Azángaro-Pumiri	220	PUMIRI 220A	220	**227**
Zona Juliaca-Puno-Chilota	138	JULIACA 138	141	141
Zona Juliaca-Puno-Chilota	138	PUNO 138	141	141
Zona Juliaca-Puno-Chilota	138	SAN ROMAN138	138	**141**
Zona Juliaca-Puno-Chilota	220	CHILOTA 220A	220	**227**
Zona Juliaca-Puno-Chilota	220	PUNO 220A	230	**230**
Zona Juliaca-Puno-Chilota	220	SAN ROMAN 220A	220	**227**
Zona San Gabán II-El Ángel	138	ANGEL138	138	**143**
Zona San Gabán II-El Ángel	138	SAN GABAN 138	145	145
Zona Tintaya-Combapata	138	COMBAPATA 138	138	**138**
Zona Tintaya-Combapata	138	TINTAYA 138A	137	137
Zona Tintaya-Combapata	220	TINTAYA NUEVA 220A	220	220

De esta propuesta de cambio en las tensiones de operación, las barras de Pumiri, San Román, Chilota y El Angel, son las más próxima al proyecto.

- De la evaluación realizada, las tensiones de las barras en las Etapas 1 y 2 del Proyecto, mantienen un perfil de forma similar al Estudio de Pre-Operatividad, al igual que los resultados del estudio de Planificación Operativa de Largo Plazo, debido principalmente al retraso en el ingreso de reactores de 20 MVAR para las S.E. Puno y Pumiri. Esta situación requiere un cambio en las tensiones de operación en las barras mencionadas.
- Las tensiones de operación propuestas serán aplicadas en las Etapas 1 y 2 del proyecto San Gabán III. Posteriormente se requerirá re-evaluar las tensiones de operación con el ingreso de los reactores de barra de 20 MVAR en 220 kV en las S.E. Puno y San Pumiri, tal como se indica en el estudio de Planificación Operativa elaborado por el COES. En el caso de la barra de 220 kV de la S.E. Paquillusi (San Gabán III) se observa que las tensiones se encuentran dentro de los límites de ±5%. En caso se requiera definir una tensión de operación, el valor recomendado será igual al de la barra de 220 kV Pumiri, es decir 227 kV.
- Se ha complementado la evaluación revisando las tensiones aguas abajo del sistema de transmisión principal, es decir, en las barras de subtransmisión de 138kV correspondiente a las subestaciones Mazuko y Puerto Maldonado de donde se alimentan sistemas de distribución. Dicha evaluación sigue los mismos criterios de escenarios con y sin proyecto.
- En el escenario sin proyecto para la SE Mazuko las tensiones en avenida y estiaje que corresponden a 4 escenarios, están en valores aceptables, en tanto que, en dos adicionales, se observan restricciones de sobretensión en 1.04 p.u., para la condición con proyecto en esta barra los resultados de tensión se mantienen en las mismas condiciones.
- En el escenario sin proyecto para la SE Puerto Maldonado las tensiones en avenida y estiaje que corresponden a 3 escenarios, están en valores aceptables, en tanto que, se observa un escenario con sobretensión, mientras que en los otros dos adicionales, se observan subtensiones. Igualmente se analizó la condición con proyecto en esta barra cuyos resultados de tensión se mantienen en condiciones similares hacia una mejora.

- Los resultados indicados muestran que el proyecto CH San Gabán III, en relación a su impacto sobre las barras de subtransmisión concluyen que no hay una afectación a la operación técnica, en particular a las tensiones actuales en las subestaciones evaluadas.

3.1.2. Estudios de Energización y Sincronización

De los estudios realizados en este EO, las conclusiones principales de la energización son las siguientes:

- Considerando la tensión nominal en la barra de 220 kV Paquillusi (San Gabán III), para el caso de energización de la línea Sin Reactor se observa que las tensiones en el extremo de la S.E. Paquillusi, alcanza una variación máxima de +9.4%. Asimismo, para el caso de energización de la línea Con Reactor alcanza una variación máxima de +4.2%, es decir se encuentra dentro de las tolerancias. En ese sentido, en todos los escenarios operativos siempre será necesario la operación del reactor en serie con la línea.
- Considerando la tensión de operación de 227 kV en la barra de 220 kV Paquillusi (San Gabán III), para el caso de energización de la línea Sin Reactor se observa que las tensiones en el extremo de la S.E. Paquillusi, alcanza una variación máxima de +6.1%. Asimismo, para el caso de energización de la línea Con Reactor alcanza una variación de +1.0%, es decir se encuentra dentro de las tolerancias.
- Debido a las características de la línea de transmisión, esta no podrá operar sola, siendo necesaria la operación conjunta con el reactor de la S.E. Paquillusi en configuración serie. Esta condición operativa evitará riesgo de sobretensiones en la zona del proyecto.

3.1.3. Estudios en estado estacionario, operación normal:

De los estudios realizados con este EO, correspondiente al Estado estacionario, las conclusiones principales son las siguientes:

- Utilizando las tensiones de operación propuestas en el EO de esta Etapa I del proyecto de la CH San Gabán III, se observa que para las condiciones de operación normal las tensiones se encuentran dentro de los límites de variación de operación aceptable de ±2.5%.
- En los casos evaluados para este EO, no se presentan sobrecargas, con niveles de carga porcentuales ajustados a los valores aceptables por el PR-20, respecto a la Potencia nominal.

3.1.4. Estudios en estado estacionario, en contingencias

De los estudios realizados con este EO, correspondiente al Estado estacionario en contingencias, las conclusiones principales son las siguientes:

- Las tensiones en las barras se encuentran dentro de los límites de operación aceptable en contingencia.

- No se presentan sobrecargas, resultando de los análisis que los niveles de carga están por debajo de los porcentajes de tolerancia de sobrecarga, respecto a la Potencia nominal o emergencia de las líneas.

3.2. Estudios de Estabilidad

De los estudios realizados con este EO, correspondiente al análisis de Estabilidad de Sistemas de Potencia, las conclusiones principales son las siguientes:

3.2.1. Estabilidad Transitoria Ante Fallas

- Los modelos dinámicos de las CCHH San Gabán II, El Ángel I, El Ángel II y El Ángel III, han sido actualizados utilizando el archivo de simulación DIgSILENT para estudios de Pre-Operatividad, base de datos publicada en la página web del COES en abril de 2024. Los modelos coinciden con los modelos homologados publicados en la web del COES.
- De las simulaciones de estabilidad transitoria ante fallas trifásicas con desconexión de línea y fallas monofásicas con recierre exitoso, SIN Y CON PROYECTO, todas las fallas simuladas al 1% y 99% dan como resultado que el sistema se mantiene estable. Ante estos eventos los generadores no pierden sincronismo y las tensiones se restablecen en un tiempo de simulación de 10 segundos.
- De las simulaciones de estabilidad transitoria ante fallas trifásicas con desconexión de equipos, SIN Y CON PROYECTO, todos los eventos simulados dan como resultado que el sistema se mantiene estable. Ante estos eventos los generadores no pierden sincronismo y las tensiones se restablecen en un tiempo de simulación de 10 segundos.
- Simulaciones adicionales (carta COES/D/DP-477-2024)
    - Conforme a la comunicación recibida del COES se planteó que se simulen casos de análisis adicionales, desarrollados con el presente EO.
    - De las simulaciones de estabilidad transitoria ante fallas trifásicas con desconexión de la línea Pumiri-Paquillusi L-2042 y fallas monofásicas con recierre exitoso de la línea, las fallas realizadas al 1% y 99% dan como resultado que el sistema se mantiene estable. Ante estos eventos los generadores no pierden sincronismo y las tensiones se restablecen en un tiempo de simulación de 10 segundos.
    - De las simulaciones de estabilidad transitoria ante fallas trifásicas con desconexión del Reactor de Paquillusi 220 kV, todos los eventos simulados dan como resultado que el sistema se mantiene estable. Ante estos eventos los generadores no pierden sincronismo y las tensiones se restablecen en un tiempo de simulación de 10 segundos.
    - De las simulaciones de estabilidad transitoria ante fallas trifásicas con desconexión del SVC Tintaya 138 kV, SIN Y CON PROYECTO, todos los eventos simulados dan como resultado que el sistema se mantiene estable. Ante estos eventos los generadores no

pierden sincronismo y las tensiones se restablecen en un tiempo de simulación de 10 segundos.

3.2.2. Tiempos Críticos de Despeje de Falla

Para este estudio se simuló la ocurrencia de corto circuito trifásico en la barra 220 kV de la SE Pumiri. El tiempo de despeje de la falla, por apertura de la línea, se incrementó en simulaciones sucesivas a partir de 100 ms, hasta que algún generador pierda sincronismo.
Los menores tiempos críticos obtenidos fueron:

- En el periodo de estiaje, el menor tiempo crítico de despeje de falla en la barra de 220 kV Pumiri es de 365 ms obtenido en el bloque de máxima demanda. Se observa que, para un mayor tiempo crítico de despeje de falla, las máquinas que pierden sincronismo corresponden a las CCHH El Ángel 1, 2 y 3 y CH San Gabán II.
- En el periodo de avenida, se obtuvieron respuestas similares a la condición Sin Proyecto, es decir el menor tiempo crítico de despeje de falla en la barra de 220 kV Pumiri es de 165 ms. Se observa que, para un mayor tiempo crítico de despeje de falla, las máquinas que pierden sincronismo corresponden a las CCHH El Ángel 1, 2 y 3 y CH San Gabán II.
- Los tiempos determinados son mayores al tiempo normal de operación de las protecciones, que es de 100 ms.

3.3. Estudios de Transitorios Electromagnéticos

3.3.1. Energización de línea en vacío desde la SE Pumiri 220 kV

- Para todas las maniobras se efectuaron 200 energizaciones estadísticas, con 100 ms de tiempo mínimo de simulación. Se adoptó una dispersión máxima entre polos de los interruptores de 5 ms, con distribución normal. De los resultados se verificó que las sobretensiones en la SE Paquillusi 220 kV y Pumiri 220 kV se encuentran cubiertas por el nivel de aislamiento seleccionado a impulso de maniobra.

3.3.2. Estudio de Recierre Monofásico

- Se han evaluado fallas en el cruce por cero de la onda de tensión (condición más rigurosa para los equipos y el sistema) y de los resultados obtenidos de la corriente de arco secundario y primer pico de tensión, se observa que con el reactor de barra de 20 MVAr y reactor de neutro de impedancia igual a 2500 Ω, se cumple con las especificaciones de límite de corriente, tensión pico y RRRV y se encuentran dentro de los límites establecidos por el COES en el PR-20, en consecuencia se espera garantizar la extinción del arco secundario.

3.3.3. Energización de líneas con falla

Energización de línea en vacío

- Se simularon las siguientes maniobras de energización de línea San Gabán III-Pumiri
  - Desde la SE San Gabán III con falla monofásica en SE Pumiri 220 kV
  - Desde la SE Pumiri con falla monofásica en SE San Gabán III
- Se efectuaron 200 maniobras de energización considerando una dispersión de polos en los interruptores de 5 ms. La secuencia de eventos fue:
  - 0 ms: Cortocircuito monofásico
  - 50 ms: Energización de la línea desde el otro extremo, con falla monofásica presente
  - 350 ms: Protección BF en la que se despeja la línea.
- La energía disipada de los descargadores se encuentra por debajo de la capacidad de disipación de energía de los descargadores.

3.3.4. Verificación de tensiones de restablecimiento (TRV)

- Los resultados muestran que las TRV, sin considerar mando sincronizado en el interruptor del reactor de línea en el lado de Paquillusi, se encuentran dentro de los límites o zona permitida de las curvas estándar de la norma IEC 62271-100 establecidas para los interruptores a 220 kV para fallas terminales.
- Los resultados muestran que las TRV, con mando sincronizado en el interruptor del reactor de línea en el lado de Paquillusi, se encuentran dentro de los límites o zona permitida de las curvas estándar de la norma IEC 62271-100 establecidas para los interruptores a 220 kV para fallas terminales.

3.3.5. Desenergización de Reactores

- En las simulaciones realizadas para el caso sin mando sincronizado, se evidencia que el corte de las corrientes inductivas origina sobretensiones con algunos puntos que superen la envolvente de capacidad dieléctrica de los interruptores 460 kV, ascendentes a 502.66 kV entre los contactos del interruptor del reactor de línea. Sin embargo, este valor no ocasionaría ningún problema debido a que la capacidad máxima entre contactos del interruptor es de 605 kV.
- Las tensiones por fase en la S.E. Pumiri 220 kV son menores a 1.06 p.u. (233.2 kVpico) y en la S.E. San Gabán III (Paquillusi) son menores a 1.1 p.u. (242 kVpico). Las sobretensiones obtenidas son menores a los niveles de aislamiento de cada subestación, por lo que la Desenergización del reactor sin mando sincronizado, no afecta al reactor de línea y no produce efectos negativos en el resto de las instalaciones existentes del SEIN.
- En las simulaciones realizadas para el caso con mando sincronizado, se evidencia que el corte de las corrientes inductivas origina sobretensiones que ascienden a 457.198 kV entre los contactos del interruptor del reactor de línea. Sin embargo, no se superen la capacidad dieléctrica de los interruptores 460 kV.

- Debido a la instalación del equipamiento en la subestación Paquillusi, donde solamente se cuenta con interruptor unipolar en la bahía de línea 220 kV e interruptor tripolar en el reactor de línea, las maniobras del reactor serán limitadas debido a que no se cuenta con mando sincronizado en la subestación Paquillusi. Por lo tanto, no se recomienda realizar maniobras de desconexión del reactor mientras la línea Pumiri – Paquillusi de 220kV se encuentra energizada, con la finalidad de evitar posibles daños en el interruptor del reactor.
- Por lo anterior, no se habilita la realización de maniobras de desenergización en el reactor. Es decir, las condiciones de operación del reactor estarán "embebida" con la línea de transmisión, no previéndose maniobras en reactor, es decir la salida o desconexión del reactor debe implicar las mismas condiciones de operación para la línea de transmisión.

3.3.6. Energización de Reactores

- En la maniobra de energización de reactores no se genera corriente transitoria de energización debido a que el núcleo de los reactores se diseña para que no se sature. Por lo tanto, el efecto al cierre del interruptor del reactor no requiere de mecanismos sincronizados.
- De las simulaciones, debido a la energización del reactor de línea sin y con mando sincronizado no se observan sobretensiones en las barras de 220 kV Pumiri y Paquillusi.

3.3.7. Respuesta en frecuencia de la Red

- Se realizaron los análisis de impedancia en función de la frecuencia en los nodos donde se harán las energizaciones de la línea, SE Pumiri y Paquillusi 220 kV, con el fin de explorar la ocurrencia de polos a los armónicos característicos de orden 3, 5, 7 y 11 y posteriormente en tales casos evaluar la interacción de la red con las corrientes de inrush de los transformadores durante la energización y la posibilidad de aparición de sobretensiones.
- No se presentan polos de magnitud elevada a los armónicos característicos 3º, 5º, 7º y 11º en las SE Pumiri y San Paquillusi vistos desde 220 kV. A estos armónicos, los valores de impedancia no crecen como múltiplos de la frecuencia fundamental.

4. RESULTADOS DEL ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Conforme al estudio de Coordinación de Protecciones, los resultados obtenidos referente a la Etapa I - sin la central de San Gaban III – se concluye en lo siguiente:

- Se usa la protección de distancia, de línea desde Pumiri a Paquillusi con tele protección POTT en sobre alcance con sistema suplementario ECO.
- La protección de distancia no tendrá recierre.
- La protección 87L se habilitada para esta Etapa I, considerando que no hay inyección de corriente en Paquillusi, por no estar presente los generadores en la CH San Gabán III.
- Los alcances de la protección de distancia en Pumiri son los siguientes:
    - X1 = 110% de la X de la línea – 77 Ohm primarios
    - X2 = 120% de la X de la línea – 84 Ohm primarios
    - X3 = 157% de la X de la línea – 110 Ohm primarios
    - X4(atrás) = 20% de la X de la línea – 14 Ohm primarios
- Las funciones habilitadas para la protección de línea son las siguientes:
    - 67 Direccional de fases
    - 67N Direccional de tierra
    - 50/51 Sobre corriente de fases
    - 50N/51N Sobre corriente tierra
    - 50BF Falla Interruptor
    - SOTF Cierre sobre Falla – Protección contra alta intensidad
    - 21 protección de distancia
    - Tele protección
    - 87L Diferencial de línea.
- No se modifican las protecciones de las líneas adyacentes al proyecto, porque ya están operando y por ser la carga de la nueva línea relativamente pequeña de 20 MVAR. En el ANEXO de protecciones existentes se tiene la memoria para estas protecciones.
- La protección de distancia desde PUMIRI alcanza hasta una falla trifásica de 20 Ohm en la barra de PAQUILLUSI. Para fallas de 50 Ohm requiere protección 67 direccional.
- Las protecciones de sobre corriente son de respaldo y actúan para tiempo definido entre 0.35 y 0.5 segundos.
- Las protecciones de sobre corriente no deben actual al Inrush.
- Las protecciones habilitadas para el reactor son:
    - 87 Diferencial de fases
    - 87N Diferencial de tierra
    - 50/51 Sobre corriente de fases

- 50N/51N Sobre corriente tierra
- 50G/51G Sobre corriente tierra del reactor de tierra
- 67N Direccional de tierra Reactor y reactor de tierra
- 59 Protección de sobretensión
- 27 Protección de mínima tensión
- 59N Desplazamiento homopolar
- 50BF Falla de Interruptor

- Se presenta en el informe principal las calibraciones resumidas de línea y del reactor de línea.
- Se instalarán todos los relés de protección de línea, aunque estén deshabilitados para que en la segunda etapa solo se habiliten y ajusten.

5. IMPACTOS NEGATIVOS DE LAS NUEVAS INSTALACIONES

Con base en los estudios eléctricos y la coordinación de protecciones llevados a cabo, se llega a las siguientes conclusiones:

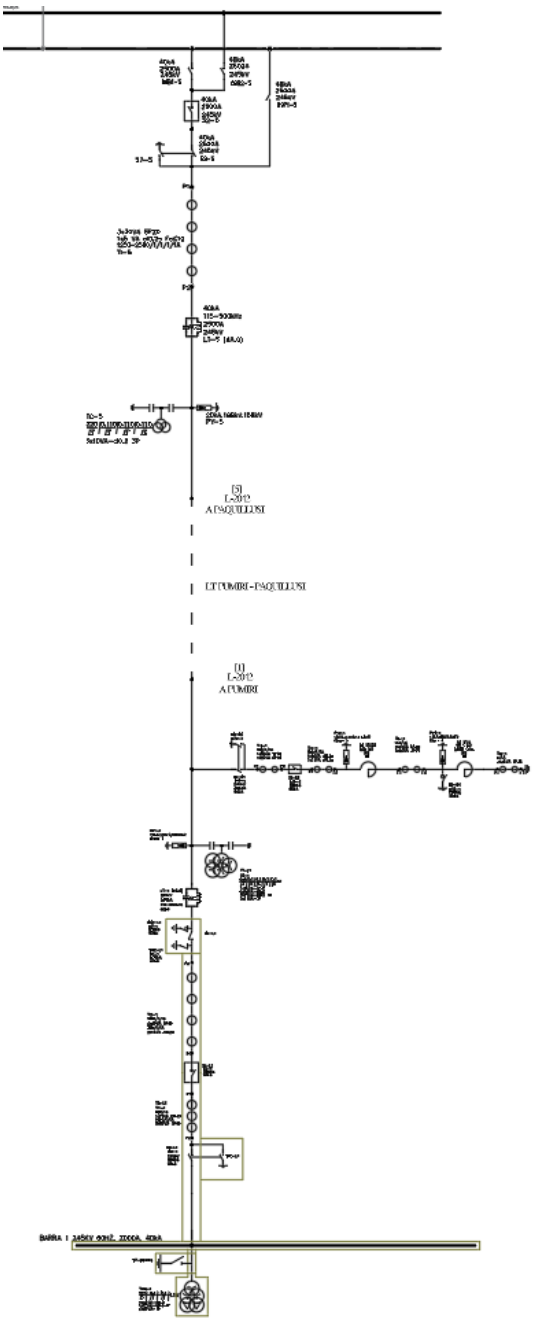
- Con base en los resultados del estudio eléctrico de estado estacionario, se observan sobretensiones y subtensiones como resultado del impacto del proyecto en el sistema, debido principalmente al retraso en la implementación de refuerzos en el sistema. No obstante, estas variaciones pueden corregirse ajustando la tensión de operación en las barras, tal como se detalla en el numeral 3.1 del presente informe.
- Según los resultados de los estudios de estabilidad, se concluye que las nuevas instalaciones no se verán afectadas por la implementación de la Etapa I del proyecto.
- En relación a los estudios de transitorios electromagnéticos, se determina que la Etapa I del proyecto no generará impactos negativos significativos a las instalaciones aledañas al proyecto ni al SEIN.
- De acuerdo con los resultados del estudio de protecciones, se constata que los ajustes de los relés adyacentes a la zona no se verán afectados, lo que implica la ausencia de impactos negativos derivados de la Etapa I del proyecto.

Estas conclusiones reflejan una evaluación integral que ha abarcado los estudios eléctricos y de protecciones realizados, proporcionando una visión clara sobre el impacto y la viabilidad de la Etapa I del proyecto, que complementado con la Etapa II compensará las restricciones operativas del sistema y el balance de energía en la zona.

6. DIAGRAMA UNIFILAR DE LAS NUEVAS INSTALACIONES

El presente numeral, tiene como objetivo presentar el diagrama unifilar de las nuevas instalaciones de la Línea de Transmisión (LT) entre la Subestación Eléctrica (SE) Paquillusi y Pumiri, operando a un nivel de tensión de 220 kV. Este diagrama unifilar es una representación simplificada que muestra los principales componentes eléctricos y su interconexión, proporcionando una visión clara y concisa del diseño y configuración del sistema.

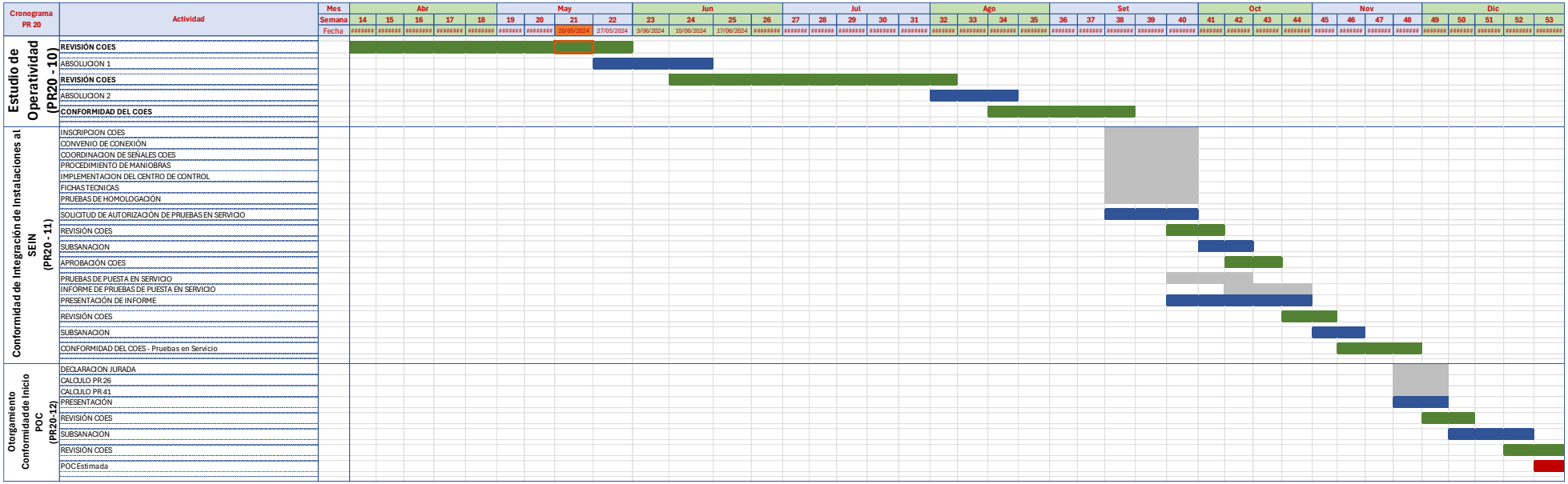
Figura Nº 7. Diagrama Unifilar General



7. CRONOGRAMA ESTIMADO DE INGRESO DEL PROYECTO Y SUS ETAPAS

El presente numeral, tiene como objetivo presentar el cronograma estimado de ingreso del proyecto y sus etapas para la construcción de la Línea de Transmisión (LT) entre la Subestación Eléctrica (SE) Paquillusi y Pumiri, operando a un nivel de tensión de 220 kV. Este cronograma es una herramienta esencial para la gestión del proyecto, proporcionando una visión detallada de las fases de desarrollo, desde la planificación inicial hasta la puesta en servicio Diciembre 2024.

Tabla 7.1 Cronograma Etapa I



8. ANEXO

8.1. Lista de Protecciones Coordinables de los Relés de Protección

LISTA DE LAS PROTECCIONES Y RELES DE PROTECCION - ETAPA I											
Zona	Instalacion	Celda	Tension	Sistema	Marca del rele	Modelo del rele	RTC	RTT	RELE	Tipo	Proteccion Coordinable
			kV				A	kV	NOMENCLATURA		
Sur	Subestacion Paquillusi	Linea Paquillusi - Pumiri	220	Principal	SIEMENS	7SL87	1000/1 - 1000/1	220/0.1	R4, R5	Proyectado	50,51,67,67N,50N,52N,21,21N,87L,59,27
Sur	Subestacion Paquillusi	Linea Paquillusi - Pumiri	220	Secundaria	SIEMENS	7SL87	1000/1 - 1000/1	220/0.1	R4, R5	Proyectado	50,51,67,67N,50N,52N,21,21N,87L,59,27
Sur	Subestacion Paquillusi	Reactor Linea Paquillusi - Pumiri	220	Principal	SIEMENS	7UT87	100/1 - 10/1	220/0.1	R1	Proyectado	50,51,67,50N,52N,87,87N
Sur	Subestacion Paquillusi	Reactor Linea Paquillusi - Pumiri	220	Secundaria	SIEMENS	7UT87	100/1 - 10/1	220/0.1	R1	Proyectado	50,51,67,50N,52N,87,87N
Sur	Subestacion Pumiri	Linea Pumiri-Paquillusi	220	Principal	SIEMENS	7SL87	1250/1 - 1250/1	220/0.11	R4, R5	Existente	50,51,67,67N,50N,52N,21,21N,87L,59,27
Sur	Subestacion Pumiri	Linea Pumiri-Paquillusi	220	Secundaria	SIEMENS	7SL87	1250/1 - 1250/1	220/0.11	R4, R5	Existente	50,51,67,67N,50N,52N,21,21N,87L,59,27
Sur	Subestacion Pumiri	Linea Pumiri-San Roman (L-2041)	220	Principal	SIEMENS	7SL87	1250/1 - 1250/1	220/0.11	R9, R10	Existente	50,51,67,67N,50N,52N,21,21N
Sur	Subestacion Pumiri	Linea Pumiri-San Roman (L-2041)	220	Secundaria	ALSTON	MICOMP143	1250/1 - 1250/1	220/0.11	R9, R10	Existente	50,51,67,67N,50N,52N,21,21N
Sur	Subestacion Pumiri	Linea Pumiri-Tintaya Nueva (L-2043)	220	Principal	SIEMENS	7SL87	1250/1 - 1250/1	220/0.11	R7, R8	Existente	50,51,67,67N,50N,52N,21,21N
Sur	Subestacion Pumiri	Linea Pumiri-Tintaya Nueva (L-2043)	220	Secundaria	ALSTON	MICOMP143	1250/1 - 1250/1	220/0.11	R9, R10	Existente	50,51,67,67N,50N,52N,21,21N
Sur	Subestacion Pumiri	Transformacion (AT-4)	220/138/10.5	Principal	SIEMENS	7UT85	1250/1	220/0.11	R6	Existente	50,51,50N,51N
Sur	Subestacion Pumiri	Acoplamiento Barras	220	Principal	SCHWEITZER	SEL421	1250/1	220/0.11	-	Existente	50,51,50N,51N
Sur	Subestacion Tintaya Nueva	Linea Tintaya Nueva - Pumiri (L-2043)	220	Principal	SIEMENS	7SL87	1250/1 - 1250/1	220/0.11	R7, R8	Existente	50,51,67,67N,50N,52N,21,21N
Sur	Subestacion Tintaya Nueva	Linea Tintaya Nueva - Pumiri (L-2043)	220	Secundaria	ALSTOM	MICOM P143	1250/1 - 1250/1	220/0.11	R7, R8	Existente	50,51,67,67N,50N,52N,21,21N
Sur	Subestacion Tintaya Nueva	Linea Tintaya Nueva - Pumiri (L-2043)	220	Respaldo	SCHWEITZER	SEL411L	1250/1 - 1250/1	220/0.11	R7, R8	Existente	50,51,67,67N,50N,52N,21,21N
Sur	Subestacion Tintaya Nueva	Transformacion	220/138/10.5	Principal	GE/T60	R51/R52	1250/1	220/0.11	R6	Existente	50,51,50N,51N
Sur	Subestacion Tintaya Nueva	Transformacion	220/138/10.5	Respaldo	ALSTON	MICOM P143	1250/1	220/0.11	R6	Existente	50,51,50N,51N
Sur	Subestacion Tintaya Nueva	Acoplamiento Barras	220	Principal	SEL	SEL 421 (R41)	1250/1	220/0.11	R6	Existente	50,51,50N,51N
Sur	Subestacion San Roman	Linea San Roman - Pumiri (L-2041)	220	Principal	SIEMENS	7SL87	1250/1 - 1250/1	230/0.11	R9, R10	Existente	50,51,67,67N,50N,52N,21,21N
Sur	Subestacion San Roman	Linea San Roman - Pumiri (L-2041)	220	Respaldo	ALSTOM	MICOMP545	1250/1 - 1250/1	230/0.11	R9, R10	Existente	50,51,67,67N,50N,52N,21,21N
Sur	Subestacion San Roman	Transformacion AT85-523	220/138	Principal	SIEMENS	7UT85	1250/1	220/0.11	R11	Existente	50,51,50N,51N
Sur	Subestacion San Roman	Transformacion AT85-523	220/138	Respaldo	SIEMENS	7UT85	1250/1	220/0.11	R11	Existente	50,51,50N,51N
Sur	Subestacion Tintaya Nueva	Acoplamiento Barras	220	Principal	SCHWEITZER	SEL 421	1250/1	220/0.11	-	Existente	50,51,50N,51N