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

Entregable:
Resumen Ejecutivo

Fecha:
Abr/2024.

環球水電
PERU

DESSAU

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

Entregable:
Resumen Ejecutivo

Preparado por:

FREDY ALBERTO SARAVIA POICÓN
INGENIERO ELECTRICISTA
Reg. CIP 38550

Fredy Saravia

Jefe del Proyecto

Aprobado por:

LUIS EFRAIN LANDEO RAMOS
INGENIERO ELECTRICISTA
Reg. CIP N° 63352

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 de los Equipos 6
2. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES 7
2.1. Subestación Paquillusi 8
2.2. Línea de Transmisión 220kV Paquillusi – Pumiri (L-2042) 10
2.3. Subestación Pumiri 10
2.4. Sistema de Compensación 14
2.5. Sistema de Protección 14
2.5.1. Sistema de Protecciones Paquillusi 14
2.5.2. Sistema de Protecciones Pumiri 16
2.6. Sistema de Comunicación 16
2.6.1. Sistema de Telecomunicaciones 16
2.6.2. Sistema de Control Digital SCADA 18
3. CONCLUSIÓN DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS 25
3.1. Estudios de Estado Estacionario 25
3.1.1. Estudios de Energización y Sincronización: ..... **¡Error! Marcador no definido.**
3.1.2. Estudios en estado estacionario, operación normal: ..... **¡Error! Marcador no definido.**
3.2. Estudios de Estabilidad 26
3.2.1. Estudios de estado estacionario en contingencias: ..... **¡Error! Marcador no definido.**
3.2.2. Tiempos críticos de Despeje de Falla: ..... **¡Error! Marcador no definido.**
3.2.3. Estabilidad Transitoria antes fallas: ..... **¡Error! Marcador no definido.**
3.3. Estudios de Diseño 30
3.3.1. Energización de líneas con falla ..... **¡Error! Marcador no definido.**
3.3.2. Verificación de tensiones de restablecimiento (TRV) ..... **¡Error! Marcador no definido.**
4. RESULTADOS DEL ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES 33
5. IMPACTOS NEGATIVOS DE LAS NUEVAS INSTALACIONES 35
6. DIAGRAMA UNIFILAR DE LAS NUEVAS INSTALACIONES 36
7. CRONOGRAMA ESTIMADO DE INGRESO DEL PROYECTO Y SUS ETAPAS 38
8. ANEXO 39
8.1. Lista de Protecciones Coordinables de los Relés de Protección 39

REGISTRO DE REVISIONES Y EMISIONES		
N.º de revisión	**Fecha**	**Descripción de la modificación y / o de emisión**
A	02/04/2024	Emisión para entrega al cliente

1. GENERALIDADES

1.1. Antecedentes

La Empresa transnacional HYDRO GLOBAL PERÚ S.A.C. (HGP) está participando en la 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 presente documento corresponde al Resumen Ejecutivo del proyecto, en lo correspondiente al Estudio de Operatividad de la CH San Gabán III para su Etapa II, que abarca las instalaciones de barra 220 kV en SE Paquillusi, la ampliación en la SE Pumiri, su línea de transmisión, también en 220 kV, sus transformadores de potencia y central de generación, como parte del proyecto Estudio de Operatividad de la Central Hidroeléctrica San Gabán III.

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 a la carta COES-D-DP-051-2024, el proyecto CH San Gabán III, tendrá 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 II.

1.2. Ubicación del Proyecto

Las instalaciones del proyecto de la 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 a las instalaciones propias de la C.H. San Gabán III, estas se encuentran ubicadas entre las siguientes coordenadas UTM WGS84:

Tabla 1 Coordenadas UTM – Central San Gabán

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

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 devolución de agua 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.

La S.E. Pumiri es la instalación de recepción de generación y sirve para el enlace con el SEIN y se ubica en la zona sur del país, en el distrito de Azángaro, Provincia de Azángaro, Región Puno, con 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 del sistema eléctrico para el desarrollo 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 II del proyecto.

2.1. Central Hidráulica San Gabán III

2.1.1. Sistema de Protecciones Paquillusi

Para las unidades de la Central, considerando el salto neto y el caudal de diseño, se ha seleccionado el uso de turbinas Pelton, de eje vertical con 6 inyectores y 450 rpm de velocidad. El sistema completo incluye las turbinas, el distribuidor, los inyectores, deflectores, eje, cojinete y el revestimiento del pozo. Las características principales de las turbinas son:

Tabla 4 Características principales de las turbinas

Datos Generales	
Tipo de turbina	Pelton de eje vertical
Dirección rotación visto de arriba	Giro anti-horario
Numero unidades	2
Numero de inyectores por unidad	6
Velocidad nominal (rpm)	450
Frecuencia de la red (Hz)	60
Caudal total del proyecto (m^3/s)	38

Nota: Los datos técnicos corresponden a lo indicado por el fabricante.

2.1.2. Generadores Síncronos

Los generadores de las unidades de la Central serán del tipo trifásico, de eje vertical y acoplado directamente al eje de la turbina. Los generadores serán de 116.3 MVA – 13.8 kV y factor de potencia de 0.9. Las características principales de los generadores son:

Tabla 5 Características Técnicas Principales de los Generadores

Características nominales	
Tipo de Generador	Generador síncrono, trifásico, de eje vertical, acoplado directamente a turbina
Número de unidades	2
Tensión Nominal (kV)	13.8
Frecuencia Nominal (Hz)	60
Velocidad Nominal, η (rpm)	450
Factor de potencia nominal (cos ϕ)	0.9

Potencia Nominal del Generador, Sn (MVA)	116.3

Nota: Los datos técnicos corresponden a lo indicado por el fabricante.

2.1.3. Transformadores de Potencia Elevadores

El transformador elevador tendrá una capacidad de 120 MVA. La salida del transformador elevador es de 120 MVA, (240 MVA en total), refrigeración ODWF.
Las características técnicas generales de los transformadores elevadores serán las siguientes:

Tabla 6 Características Técnicas Generales de los Transformadores

Características nominales		
Tipo de Transformador elevador	Trifásico, con refrigeración forzada	
Altitud de instalación (msnm)	<1000	
Número de unidades	2	
Potencia (MVA)	2x120	
Tensión Nominal lado de AT (kV)	220 +4x2.5%/- 2x2.5%	
Tensión Nominal de BT (kV)	13.8	
Frecuencia Nominal (Hz)	60	
Grupo de Conexión	YNd5	
Refrigeración	ODWF	

Nota: Los datos técnicos corresponden a lo indicado por el fabricante.

2.2. Subestación Paquillusi

Esta subestación corresponde a la 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 “simple barra” conformada por dos (02) bahías para la conexión de 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 y con una bahía AIS del reactor de línea de 20 MVAR.

La subestación Paquillusi contará con los equipos de protección, los cuales se han definido 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 contarán con el siguiente equipamiento:

Una (01) barra simple GIS 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 de conexión de los transformadores GIS, que contará con los siguientes compartimientos para:

- 01 seccionador trifásico con puesta a tierra de 245 kV, 1050 kVpico, 2000 A, 40 kA.
- 01 interruptor con accionamiento 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.

Una (01) bahía de conexión de la línea de transmisión GIS, que contará con los siguientes compartimientos para:

- 01 seccionador trifásico con puesta a tierra de 245 kV, 1050 kVpico, 2000 A, 40 kA.
- 01 interruptor con accionamiento monopolar 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 de línea AIS que complementa la bahía GIS, 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 de reactor formada por los siguientes elementos:

- 01 seccionador tripolar de 245 kV, 1050 kVpico BIL externo, 2000 A, 40 kA.

- 01 interruptor con accionamiento tripolar aislado 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 MVA, 245 kV / 1050 kV, AN.
- 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: Dos (02) núcleo de protección 5/1 A, 5P30, 30 VA.

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

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, la base conceptual para el diseño de la malla de puesta a tierra se toma de la norma IEEE Std 80-2000 “IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding” y las recomendaciones para el cálculo preliminar 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 conductor de puesta a tierra de la caverna de cable de 220kV es de acero laminado de 50 mm x 5 mm, mientras que dos cables de cobre de 95 mm^2 se establecen como conductor de puesta a tierra; todas las demás partes utilizan cables de cobre de 95 mm^2 como conducto de puesta a tierra.

2.3. 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% : 182 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 el país en las líneas de transmisión que recorren zonas de gran altitud.

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 7 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

2.4. Subestación Pumiri

La S.E. Pumiri 220 kV cuyo titular es la compañía Transmisora Eléctrica del Sur 2, es una subestación al exterior, con aislamiento en aire (AIS) y de 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, 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 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, con acuerdo con el titular de la subestación, para el uso de los servicios auxiliares existentes.

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 toman 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

Se prevé implementar 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.

2.5. 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.

2.6. Sistema de Protección

2.6.1. Sistema de Protecciones Paquillusi

Las instalaciones de la Central, Subestación y Línea contarán con los siguientes esquemas de protección, cuyas premisas de diseño superan 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 8 Relés de Protección – Subestación Paquillusi

	Protección del rendimiento del dispositivo de protección del generador (incluido el transformador de excitación)	
1.1	Modelo de dispositivo de protección	model 7UM85
1.2	Marca/origen del dispositivo de protección	Siemens/Alemania
	Garantía de funcionamiento de los dispositivos de protección para transformadores principales (incluidos los transformadores de alta potencia)	
2.1	Modelo de dispositivo de protección	model 7UM85
2.2	Marca/origen del dispositivo de protección	Siemens/Alemania
	Dispositivo de medición y control de protección del sistema de energía de la planta	
3.1	Marca/origen del dispositivo de protección	NANRUI
3.2	Modelo de dispositivo de protección de línea de enlace de 22,9 kV	NSR-3611

3.3	Modelo de dispositivo de protección de transformador de contacto de 22,9 kV	NSR-3697
3.4	Modelo de dispositivo de protección de barra de 22,9 kV	NSR-371
	Protección de barras 220kV	
4.1	Modelo de dispositivo de protección (unidad principal, unidad de intervalo)	7SS85/7MU85
4.2	Marca/origen del dispositivo de protección	SIEMENS/Alemania
	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 cables de alta tensión de 220 kV	
6.1	Modelo de dispositivo de protección (unidad principal, unidad de intervalo)	model 7SD82
6.2	Marca/origen del dispositivo de protección	Siemens/Alemania
	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 II, 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

2.6.2. Sistema de Protecciones 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

2.7. Sistema de Comunicación

2.7.1. 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 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 tendrá por objetivo interconectar la C.H. San Gabán III con la S.E. Pumiri y el envío de señales de operación de todo el proyecto en tiempo real al COES.

Se considera el siguiente equipamiento para proveer los 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. Finalmente, desde la SE Paquillusi se enviarán todas las señales del proyecto hacia el centro de control COES del SEIN a través de fibra óptica. 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 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.

2.7.2. Sistema de Control Digital SCADA

La filosofía del sistema de control digital a ser implementado en 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 al Centro de Control del COES-SINAC.

2.7.3. Funciones del AGC en SCADA

2.7.3.1. 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 electrógenos 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 requieren arranques y paradas frecuentes de la central. unidades debido a fluctuaciones breves en la carga del sistema eléctrico.

El objetivo final de AGC en 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 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.

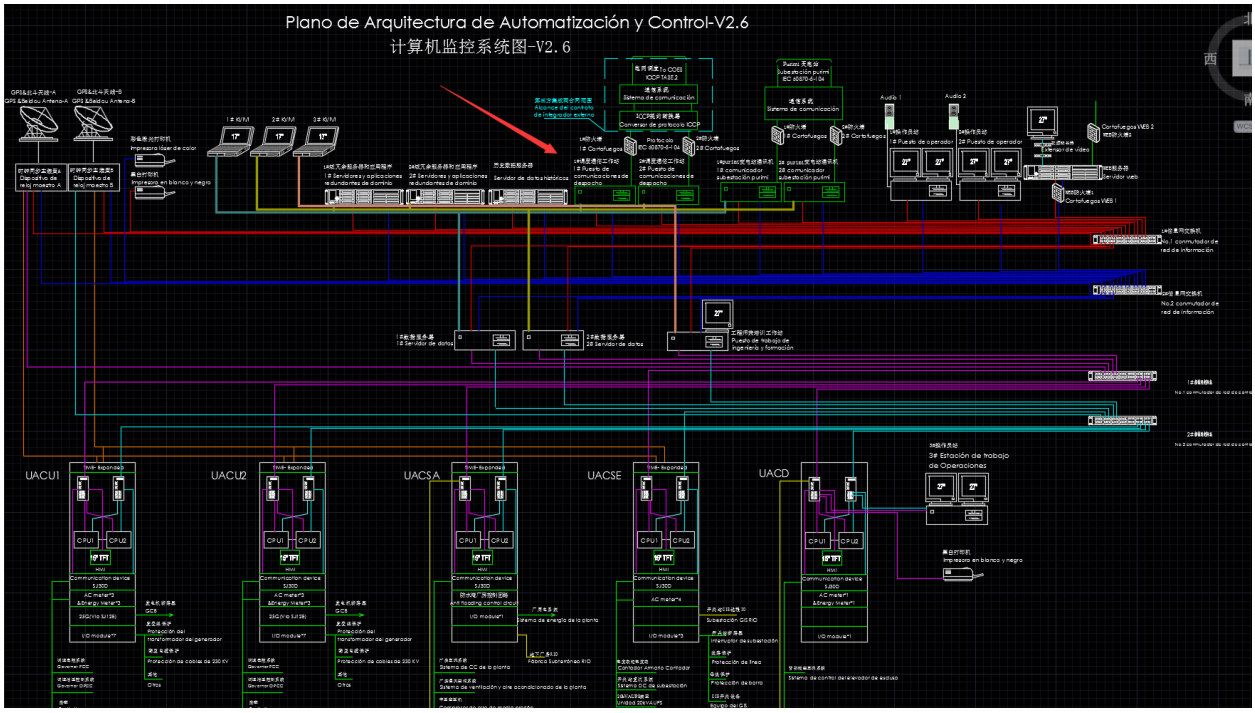
2.7.3.2. Descripción de la Arquitectura del Sistema

La red troncal SCADA de la Central Hidroeléctrica San Gabán III, Perú, 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.



2.7.3.3. 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

2.7.3.4. Soporte de Software de Controladores

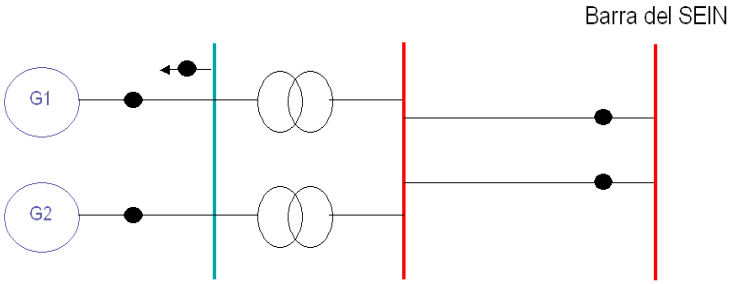
- IEC 61850 Cliente/MMS
- IEC 60870-5-101
- IEC 60870-5-102
- IEC 60870-5-103
- IEC 60870-5-104
- DNP3, DNP/TCP
- Modbus/RTU, Modbus/TCP
- CDT
- UDP

2.8. Sistema de Medición

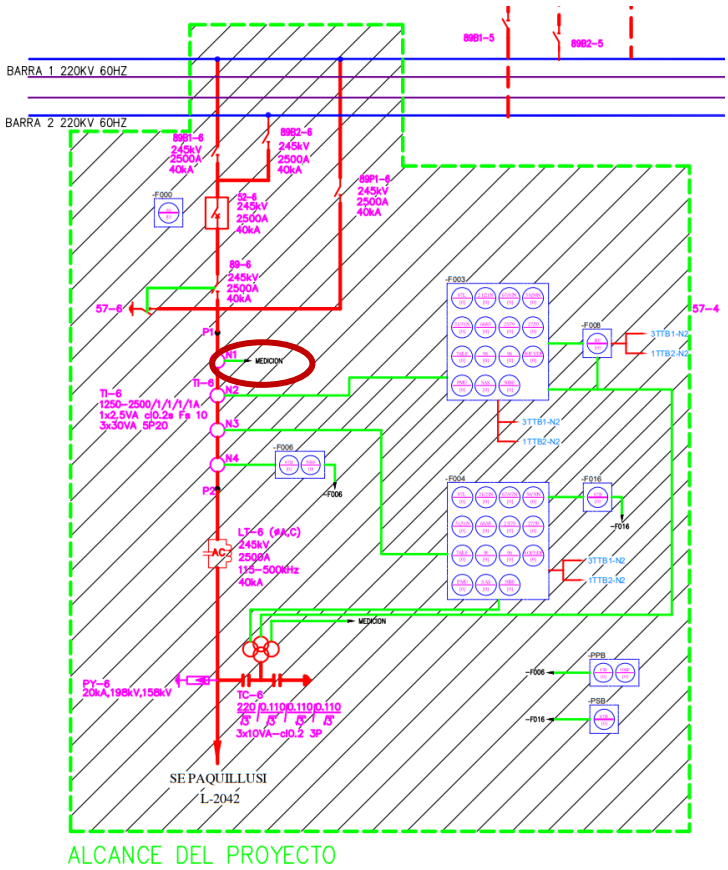
Los sistemas de medición toman en cuenta las disposiciones que se señalan a continuación.

2.8.1. 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)."*



De acuerdo con los requerimientos, en la celda de línea de la SE Pumiri se cuenta con equipos de medición, como se muestra en el siguiente unifilar.



2.8.2. 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 electrónico, con medición de energía activa y reactiva bidireccional, además este equipo de gama industrial posee características para análisis de calidad de energía, diferentes tipos de medición y cuanta con una precisión clase 0.

Para la SE Pumiri, se usará el medidor multifunción ION 8650 cuenta con medida de energía activa y reactiva bidireccional, además este equipo de gama industrial posee características para análisis de calidad de energía, diferentes tipos de medición y cuanta 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 que se está usando es de 0.2.

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

2.8.3. 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 deberá tener 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:

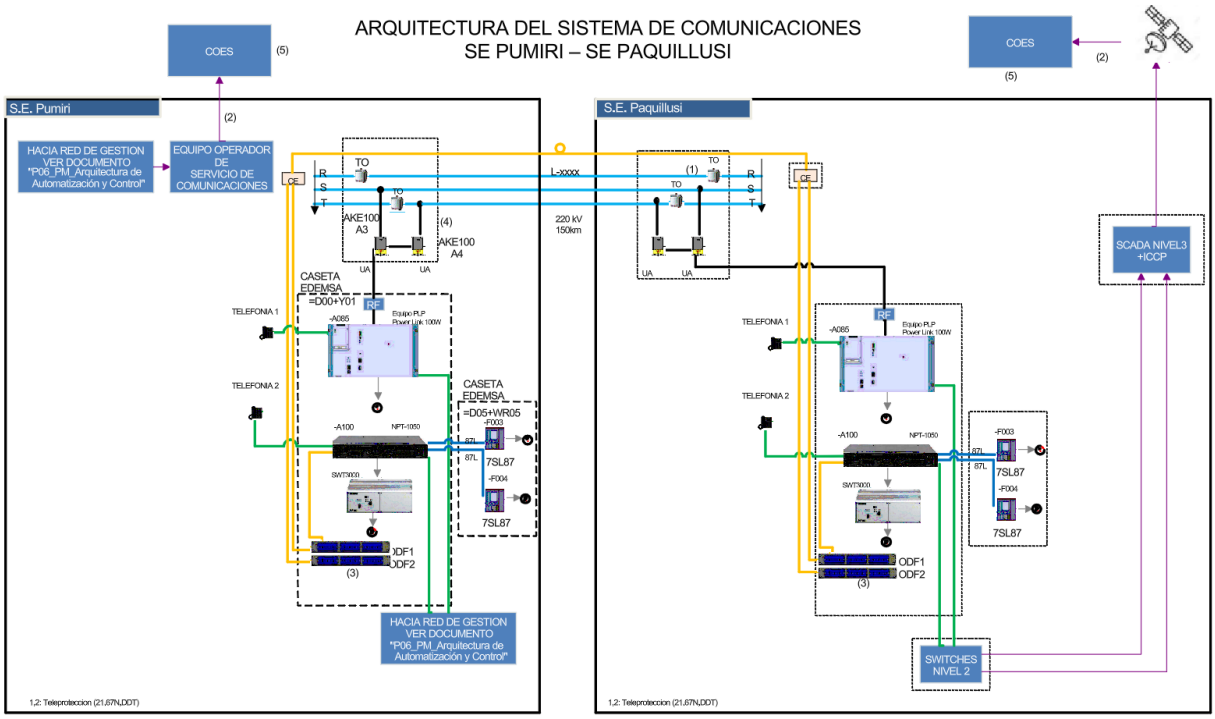
- Energía activa entregada y recibida.
- Energía reactiva en los cuatro cuadrantes.
- Tensión.
- Corriente

2.8.4. 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.

2.8.5. Comunicación

El sistema de medición cuenta con los 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.



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 Tensiones de Operación:

- Con la finalidad de determinar el impacto en los perfiles de tensión debido al ingreso del proyecto CH San Gabán en la etapa II, se realizaron los análisis en estado estacionario sin modificar las tensiones de operación actuales. De los resultados se observa un mejor perfil de tensiones en la zona sur, por lo que el COES podría replantear el uso de las tensiones nominales en la zona.
- Con los taps de los transformadores elevadores de la SE Paquillusi 220/13.8 kV, en la posición neutra se obtienen tensiones que se aproximan a las tensiones nominales. Y la operación en los escenarios de avenida y estiaje en máxima, media y mínima demanda se encontrarían dentro de los límites de ±2.5%. En todos los casos analizados se observan mejores condiciones con respecto a la situación sin el proyecto CH San Gabán III.
- La tensión de operación en la barra de 220 kV Paquillusi, será la tensión nominal de 220 kV, está podría variar en conjunto con los taps de los transformadores, según el ingreso de los reactores de barra en las subestaciones Pumiri y Puno (proyectos aprobados en los Planes de Transmisión).
- Se observa que el COES utiliza tensiones de operación diferentes en los estudios de Operatividad, Pre-Operatividad y Planificación Operativa de Corto Plazo. En los estudios de Pre-Operatividad y Planificación Operativa de Corto Plazo se observa cierta similitud en definir tensiones de operación en función de la cercanía o proximidad a las barras que si cuentan con tensiones de operación definidas.

3.1.2. Estudios en estado estacionario, operación normal:

- Utilizando las tensiones de operación actuales se observa que en operación normal las tensiones se encuentran dentro de los límites de operación aceptable ±2.5%.
- No se presentan sobrecargas. Los niveles de carga, en % respecto a la Potencia nominal.

3.1.3. Estudios de estado estacionario en contingencias:

- De los resultados en condiciones de contingencia de la línea de 500 kV Poroma-Yarabamba se observa lo siguiente:
    - Se reducen las sobrecargas en las líneas de 220 kV Campo Armiño – Cotaruse, líneas del enlace Centro-Sur.

- Se reducen las sobrecargas en la línea de 500 kV Poroma-Ocoña (841 MVA), línea del enlace Centro-Sur. Cabe señalar que la línea tiene una capacidad en emergencia de 1300 MVA, por lo que las sobrecargas se presentarían para valores mayores a 154%.

- De los resultados en condiciones de contingencia de la línea de 220 kV Tintaya Nueva-Pumiri se observa lo siguiente:
  - Se presentan sobrecargas (cargas mayores a 120% de su capacidad nominal) de las líneas de 138 kV Ayaviri-Azángaro y Ayaviri-Tintaya. Para evitar estas sobrecargas, en avenida 2026 se requiere reducir 30 MW en la CH San Gabán III.
- En las otras contingencias de líneas y equipos de 220 kV y 138 kV:
  - Las tensiones en las barras se encuentran dentro de los límites de operación aceptable en contingencia.
  - No se presentan sobrecargas. Los niveles de carga, en % respecto a la Potencia nominal o emergencia.

3.1.4. Esquema Automático de Reducción de Generación:

- De los resultados de estudios en estado estacionario, en condiciones de contingencia de la línea de 220 kV Pumiri-Tintaya Nueva, se observan sobrecargas (cargas mayores a 120% de su capacidad nominal) y por tanto se requiere monitorear las siguientes líneas de 138 kV:
  - Tintaya-Ayaviri (L-1006)
  - Ayiviri-Azángaro (L-1042)

3.2. Estudios de Estabilidad

3.2.1. Estabilidad Transitoria antes 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 realizadas al 1% y 99% son estables. Ante estos eventos los generadores no pierden sincronismo y las tensiones se restablecen en un tiempo de simulación de 10 segundos.
- Ante fallas trifásicas con desconexión de línea de 220 kV Tintaya Nueva – Pumiri (L-2043) se producen pérdida de sincronismo de las unidades de las centrales hidroeléctricas El Ángel I, El

Ángel II, El Ángel III, San Gabán III y San Gabán II (existente). Como solución se propone y se realizó la siguiente sensibilidad:

- Estas fallas estarán cubiertas por el esquema automático de reducción de generación, evitando se produzcan pérdida de sincronismo de las unidades de generación de la zona.
- Para evitar esta condición inestable, se realizó una sensibilidad reduciendo el despacho de generación de la CH San Gabán III. De los resultados, se encontró que la condición de la falla trifásica con desconexión de la línea de 220 kV Tintaya Nueva – Pumiri, es estable cuando se reduce la generación a 85% de la potencia nominal en los escenarios de avenida máxima y media demanda, y de 80% de la potencia nominal en avenida mínima.

- De las simulaciones de estabilidad transitoria ante fallas trifásicas con desconexión de equipos, SIN Y CON PROYECTO todos los eventos simulados son estables. Ante estos eventos los generadores no pierden sincronismo y las tensiones se restablecen en un tiempo de simulación de 10 segundos.
  - Ante fallas trifásicas con apertura definitiva de la línea Pumiri-Paquillusi L-2042, las fallas realizadas al 1% y 99% son estables. Ante estos eventos los generadores no pierden sincronismo y las tensiones se restablecen en un tiempo de simulación de 10 segundos. Cabe resaltar que, para el caso de fallas monofásicas con un tiempo muerto menor a 500 ms las fallas resultan inestables, el ajuste final del tiempo muerto para el recierre monofásica de esta línea se indica en el estudio de transitorios electromagnéticos, en el apartado de verificación de la extinción del arco secundario.
  - De las simulaciones de estabilidad transitoria ante fallas trifásicas con desconexión del Reactor de Paquillusi 220 kV, todos los eventos simulados son estables. Ante estos eventos los generadores no pierden sincronismo y las tensiones se restablecen en un tiempo de simulación de 10 segundos. La desconexión del reactor únicamente corresponde a la desconexión del reactor dejando operativa la línea Pumiri-Paquillusi.
  - De las simulaciones de estabilidad transitoria ante fallas trifásicas con desconexión del SVC Tintaya 138 kV, SIN Y CON PROYECTO todos los eventos simulados son estables. Ante estos eventos los generadores no pierden sincronismo y las tensiones se restablecen en un tiempo de simulación de 10 segundos.

3.2.2. Tolerancias a las corrientes de secuencia inversa:

Para la falla en 220 kV, la máxima corriente de secuencia negativa resulta 1.170 p.u. Según ello, el tiempo máximo o tolerancia que el generador puede soportar esta corriente es 29.2 segundos.

Para la falla en 13.8 kV, la máxima corriente de secuencia negativa resulta 2.457 p.u. Según ello, el tiempo máximo o tolerancia que el generador puede soportar es 6.6 segundos.

Los tiempos de tolerancia calculados superan ampliamente cualquier tiempo razonable que pudiera ser asignado para un esquema de protección de respaldo.

3.2.3. Evaluación de esquemas especiales de protección:

Esquema de San Gabán y El Ángel

- Para el caso de red completa (N), ante la falla trifásica en la L-1010, para el caso sin esquema se observa que el problema de pérdida de sincronismo es local y se debe a la influencia de las centrales San Gabán II y El Ángel. Asimismo, con el esquema se observa que la desconexión de la CH El Ángel permite que el sistema sea estable dejando operativas las centrales San Gabán 2 y no afecta la operación del proyecto CH San Gabán III. Por lo tanto, con el ingreso de la CH San Gabán III no se requiere de modificaciones al esquema de San Gabán II y El Ángel.

Esquema MACO

- Para el caso de red completa (N), ante las fallas trifásicas dobles con desconexión definitiva de las líneas de 220 kV Cotaruse - Abancay Nueva y Cotaruse – Suriray, sin actuación del esquema MACO se observa que la pérdida de sincronismo de los generadores de la CH Machupicchu, mientras que en la zona de San Gabán y El Ángel no se presenta pérdida de sincronismo de generadores. Por lo tanto, con el ingreso de la CH San Gabán III no se requiere de modificaciones al esquema MACO.

3.2.4. Tiempos críticos de Despeje de Falla:

Para este estudio se simuló la ocurrencia de un 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 217 ms obtenido en el bloque de media demanda. Se observa que, para un mayor tiempo crítico de despeje de falla, las máquinas que pierden sincronismo corresponden a la CH San Gabán III.

- En el periodo de avenida, se obtuvieron respuestas similares a la condición Sin Proyecto, el menor tiempo crítico de despeje de falla en la barra de 220 kV Pumiri es de 115 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. Asimismo, es preciso señalar que según información del COES, sobre el esquema especial de protecciones de las centrales San Gabán II y El Ángel, el tiempo de operación de las protecciones se encuentra aproximadamente en 70 ms.

Los tiempos críticos de despeje de falla (Tcr) para la barra de 220 kV Paquillusi se realizó para el escenario de avenida mínima demanda, donde se obtuvo el menor tiempo crítico des despeje de falla de 115 ms en la barra de 220 kV Pumiri. El tiempo crítico obtenido en la barra de 220 kV Paquillusi es de 126 ms.

3.2.5. Estabilidad de Pequeña Señal:

- En condiciones de red completa (condición N), para los casos SIN y CON el proyecto, existen dos modos de oscilación locales con amortiguamiento menor a 5%, estos modos involucran a las unidades G1 y G2 de la CH Platanal y al grupo G4 de la CH Cerro del Águila. Todos los demás modos presentan amortiguamiento mayor a 5%.
- Con el ingreso del proyecto CH San Gabán III, en condiciones de red incompleta (N-1), para los escenarios de avenida máxima y media demanda, y ante contingencia de la línea de 220 kV Tintaya Nueva-Pumiri, se presentan modos de oscilación globales con frecuencias comprendidas entre 0.68 y 0.70 Hz y amortiguamiento menor a 2%, este modo involucra los generadores de las centrales San Gabán II y del proyecto San Gabán III. Este modo de oscilación resulta inestable para el escenario de avenida mínima demanda.
- Para superar el modo de oscilación de la CH San Gabán III con la CH San Gabán II, se realizó el cambio de la ganancia del AVR de 350 p.u. a 270 p.u., llevando este modo a la zona estable con un amortiguamiento mayor a 2%.
- Se concluye que finalmente en el estudió de estabilidad de pequeña señal para los estados de máxima, media y mínima demanda en los periodos de estiaje 2025 y avenida 2026, se obtuvieron autovalores que se encuentran en el segundo y tercer cuadrante (estables). Asimismo, se observa que el amortiguamiento es mayor a 5% para todos los modos de oscilación en condición de red completa (N) y mayor a 2% en condición de red incompleta (N-1). Por tanto, el sistema en estudio presenta puntos de operación estables en todos los casos de análisis.

3.3. Estudios de Diseño

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

- Considerando un tiempo muerto de 500 ms, se han evaluado fallas monofásicas en el instante del cruce por cero de la onda de tensión (condición más pesimista) 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 límite de corriente, tensión pico y RRRV y se encuentra dentro de los límites establecidos por el COES en el PR-20 que garantizan la extinción del arco secundario.

- Adicionalmente, se realizó una verificación con un tiempo muerto de 300 ms, donde se concluye que un menor es factible tiempo muerto para el recierre de la línea de 220 kV Pumiri-Paquillusi, de esta forma se garantiza que la central no pierda sincronismo durante fallas monófasicas.

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 fuera 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 que superen la capacidad dieléctrica de los interruptores 460 kV, estas sobretensiones ascienden a 490 kV entre los contactos del interruptor del reactor de línea.

- Las tensiones por fase en la S.E. Pumiri 220 kV y en la S.E. San Gabán III (Paquillusi) son menores a 1.05 p.u. Las sobretensiones obtenidas son menores a los niveles de aislamiento de cada subestación, por lo que la Desenergización del reactor sin mando sincronizado, únicamente afecta al reactor de línea y no produce efectos negativos en las instalaciones existentes del SEIN. Solo se realiza las maniobras tripolares ya que el equipo no cuenta con mando sincronizado.

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 apertura sincronizada.

- De las simulaciones se observa que, debido al cierre del interruptor del reactor de línea, las tensiones de fase en las barras de Pumiri 220 kV y Paquillusi 220 kV, presentan una caída de 0.02 p.u. y 0.033 p.u. Cabe resaltar que, en la barra de Pumiri 220 kV se considera una tensión próxima a la nominal 1.004 p.u. Asimismo, la tensión final en la barra de Paquillusi 220 kV serán reguladas por acción del AVR de la central en un tiempo mayor a 1.5 segundos.

3.3.7. Energización del Transformador de Potencia

- En la energización del transformador desde el lado de 13.8 kV, de las 200 maniobras se obtuvo la máxima sobretensión de 1.553 p.u. en la fase A, se obtuvo la máxima corriente Inrush de 2.7607 p.u. en la fase C, siendo el porcentaje de segundo armónico es de 28.7%.

- En la energización del transformador desde el lado de 220 kV, de las 200 maniobras se obtuvo la máxima sobretensión de 1.128 p.u. en la fase A, se obtuvo la máxima corriente Inrush de 3.505 p.u. en la fase A, siendo el porcentaje de segundo armónico es de 22.5%.

- Como se observa, el porcentaje de segundo armónico es de 22.5%, en el informe de protecciones se detalla el ajuste de la función de bloqueo de segundo armónico en la protección diferencial del transformador 87T, esto permitiría la energización del transformador garantizado un bloqueo adecuado de esta protección.

3.3.8. Respuesta en frecuencia de la Red

- Se hicieron 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 II - con la central de San Gaban III – concluye lo siguiente:

- Se usa la protección de distancia, de línea desde PUMIRI a PAQUILLUSI y viceversa con tele protección con esquema PUTT en subalcance en la Zona 1 con transferencia de disparo.
- La protección de distancia contará con recierre.
- La protección 87L estará habilitada para esta etapa II, con generación en Paquillusi.
- Cuando actúa la protección 87L queda inhibida momentáneamente la protección de distancia 21L.
- Los alcances de la protección de distancia son los siguientes:
    - X1 = 85% de la X de la línea
    - X2 = 120% de la X de la línea
    - X3 = 130% de la X de la línea (LT220 Paquillisi-Pumiri)
    - X3 = 159% de la X de la línea (LT220 Pumiri-Paquillisi)
    - X4(atrás) = 12% de la X de la línea – 6.36 Ohm secundarios
- 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 se demuestra en los gráficos X-R.
- 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 0.7 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

- Las protecciones habilitadas para el generador y transformador son:
    - 87G Diferencial del Generador
    - 87T Diferencial del Transformador
    - 21 Distancia del Generador
    - 64S 90% Falla Estator al 90%
    - 64S 100% Falla Estator al 100%
    - 50N/51N Sobre corriente tierra
    - 67N Direccional de tierra
    - 59 Sobrevoltaje
    - 27 Sub voltaje
    - 81O_Sobrefrecuencia
    - 81U_subfrecuencia
    - 24 Sobreexcitacion
    - 64R Falla tierra del Rotor
    - 78 Fuera de Paso
    - 32 Potencai inversa

5. IMPACTOS NEGATIVOS DE LAS NUEVAS INSTALACIONES

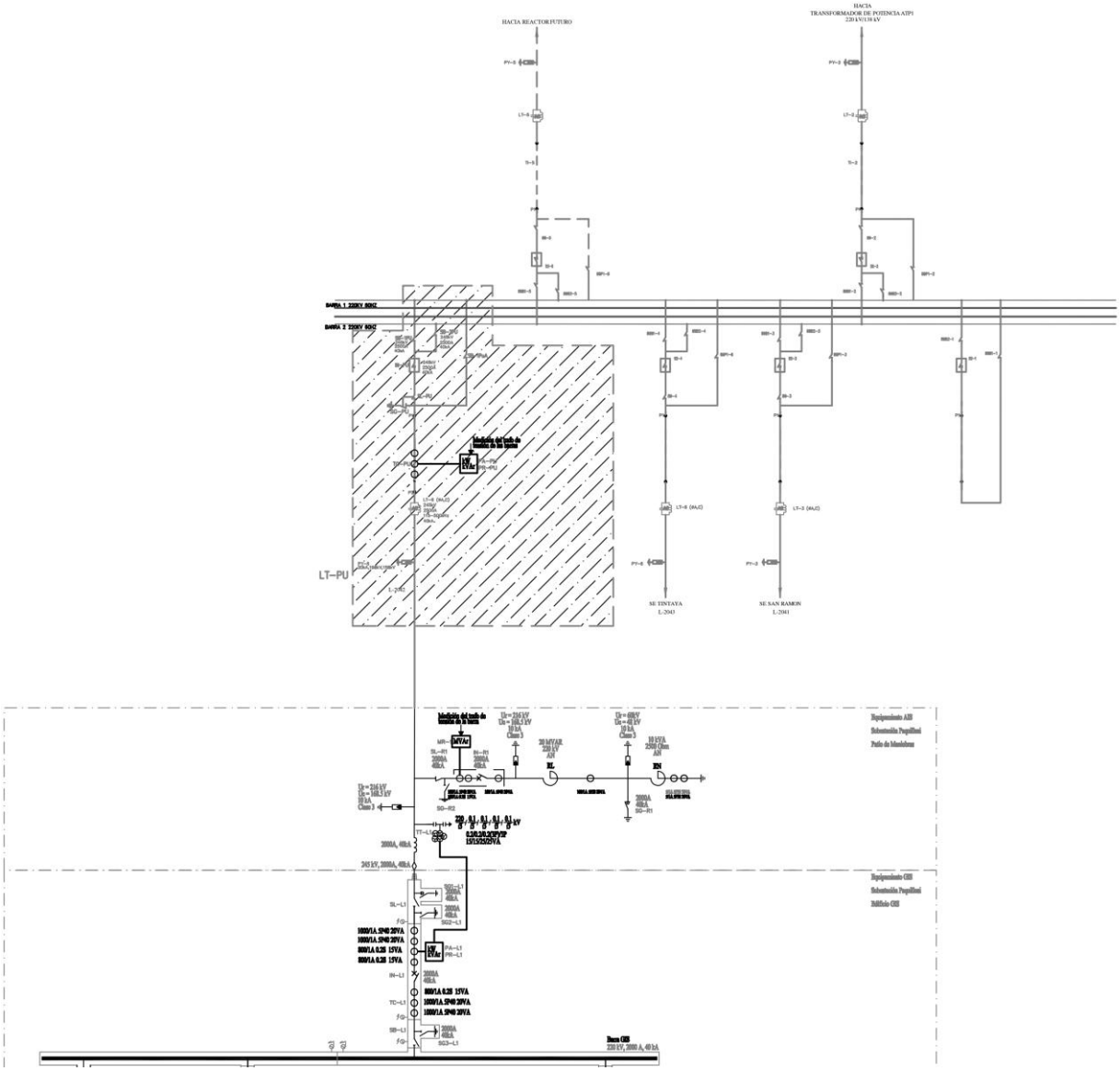
Con base en los estudios eléctricos y la coordinación de protecciones llevados a cabo, se llega a las siguientes conclusiones:

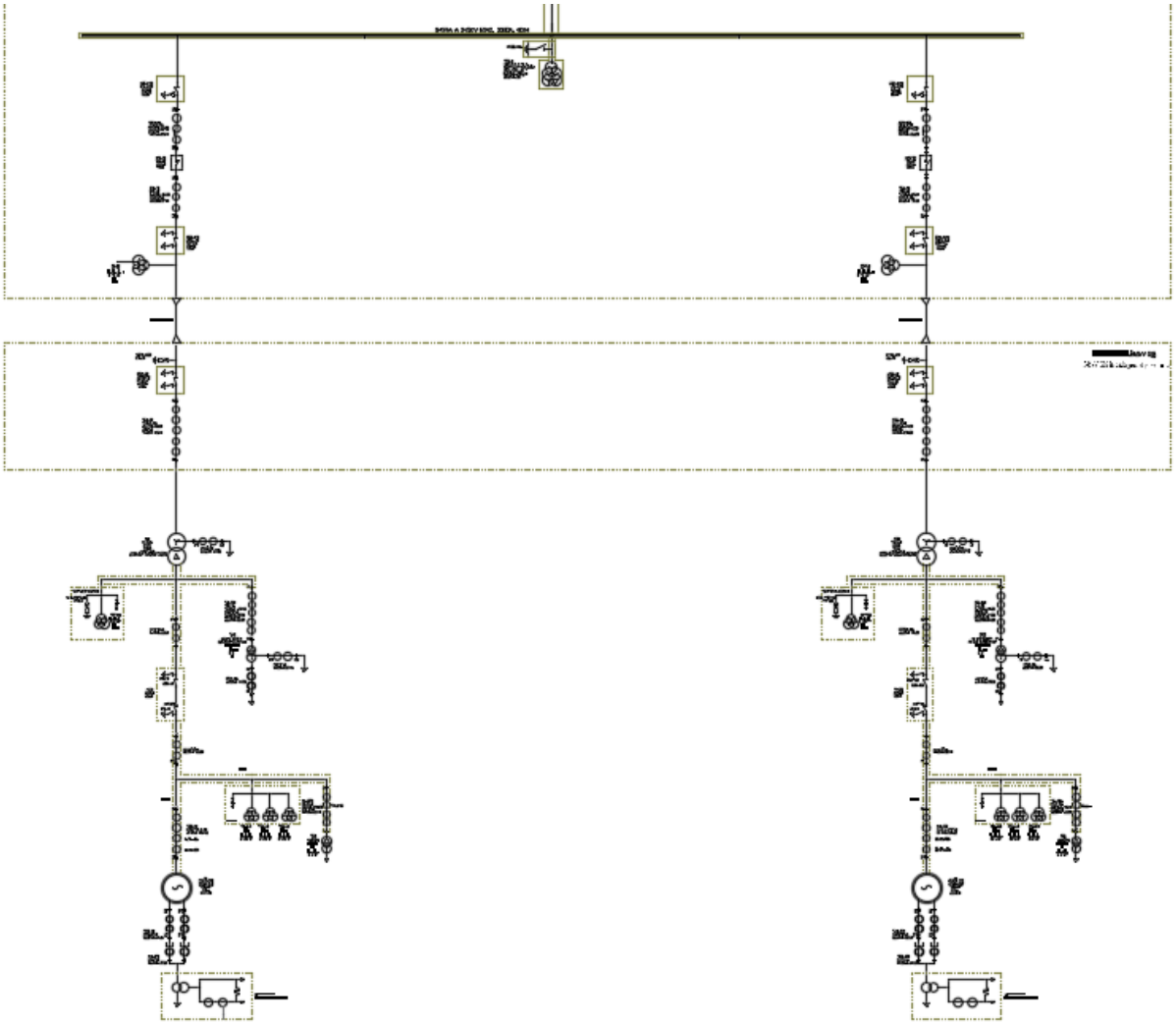
- Con base en los resultados del estudio eléctrico de estado estacionario, las simulaciones realizadas muestran valores de tensión y cargabilidades normales en el área sur, alcance del proyecto. Sin embargo, ante contingencias, las líneas Tintaya – Ayaviri (L-1006) y Ayaviri – Azángaro (L-1042) se monitorearán para el esquema de reducción de generación.
- Según los resultados de los estudios de estabilidad, se concluye que las nuevas instalaciones no se verán afectadas por la implementación de la Etapa II del proyecto.
- 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 II del proyecto.

Estas conclusiones reflejan una evaluación integral de los estudios eléctricos y de protecciones realizados, proporcionando una visión clara sobre el impacto y la viabilidad de la Etapa II del proyecto.

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, y la C.H. San Gabán III, 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.

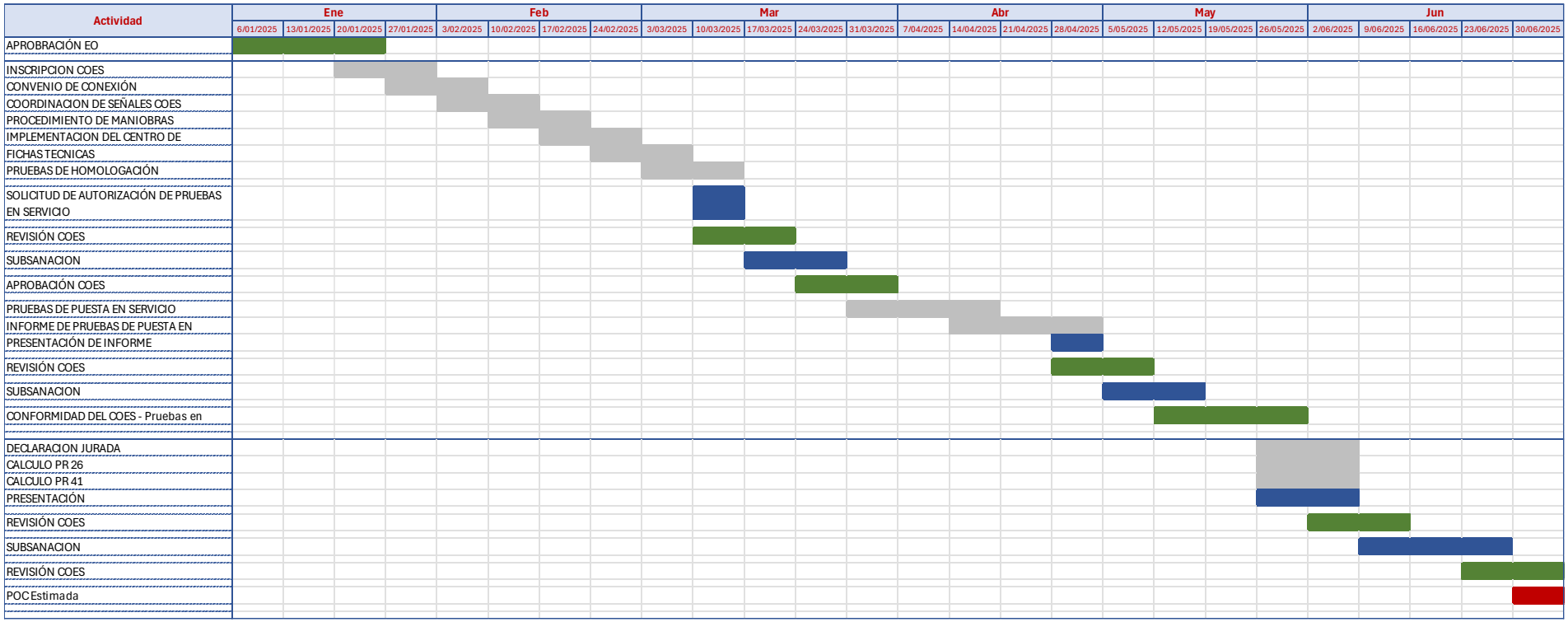




7. CRONOGRAMA ESTIMADO DE INGRESO DEL PROYECTO Y SUS ETAPAS

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 y la C.H. San Gabán III. 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.

Tabla 7.1 Cronograma Etapa II



8. ANEXO

8.1. Lista de Protecciones Coordinables de los Relés de Protección

Instalacion	Celda	Tension	Sistema	Marca del rele	Modelo del rele	RTC	RTT	RELE	Tipo	Protecciones
		kV				A	kV	NOMENCLATURA		
Subestacion Paquillusi	Linea Paquillusi - Pumiri	220	Principal	SIEMENS	7SL87	1000/1	220/0.1	R5	Existente	67N,87L,21,21N
Subestacion Paquillusi	Linea Paquillusi - Pumiri	220	Secundaria	SIEMENS	7SL87	1000/1	220/0.1	R5	Existente	67N,87L,21,21N
Subestacion Paquillusi	Cable de alimentación Grupo 1	220	Principal	SIEMENS	7SD82	1000/1	220/0.1		Proyectado	87L
Subestacion Paquillusi	Cable de alimentación Grupo 1	220	Secundaria	SIEMENS	7SD82	1000/1	220/0.1		Proyectado	87L
Subestacion Paquillusi	Cable de alimentación Grupo 2	220	Principal	SIEMENS	7SD82	1000/1	220/0.1		Proyectado	87L
Subestacion Paquillusi	Cable de alimentación Grupo 2	220	Secundaria	SIEMENS	7SD82	1000/1	220/0.1		Proyectado	87L
Subestacion Paquillusi	Reactor Linea Paquillusi - Pumiri	220	Principal	SIEMENS	7UT87	100/1 - 10/1	220/0.1	R6	Existente	50,50N
Subestacion Paquillusi	Reactor Linea Paquillusi - Pumiri	220	Secundaria	SIEMENS	7UT87	100/1 - 10/1	220/0.1	R6	Existente	50,50N
Subestacion Paquillusi	Transformador Grupo 1	220/13.8	Principal	SIEMENS	7UM85	1000/1-200/1-6000/1	220/0.1	R3,R4	Proyectado	50,51,50N,51N
Subestacion Paquillusi	Transformador Grupo 1	220/13.8	Secundaria	SIEMENS	7UM85	1000/1-200/1-6000/1	220/0.1	R3,R4	Proyectado	50,51,50N,51N
Subestacion Paquillusi	Transformador Grupo 2	220/13.8	Principal	SIEMENS	7UM85	1000/1-200/1-6000/1	220/0.1	R3,R4	Proyectado	50,51,50N,51N
Subestacion Paquillusi	Transformador Grupo 2	220/13.8	Secundaria	SIEMENS	7UM85	1000/1-200/1-6000/1	220/0.1	R3,R4	Proyectado	50,51,50N,51N
Subestacion Paquillusi	Transformador SA Grupo 1	13.8/22.9	Principal	SIEMENS	7UM85	6000/1 - 200/1	13.8/0.1	R2	Proyectado	50,51,50N,51N
Subestacion Paquillusi	Transformador SA Grupo 1	13.8/22.9	Secundaria	SIEMENS	7UM85	6000/1 - 200/1	13.8/0.1	R2	Proyectado	50,51,50N,51N
Subestacion Paquillusi	Transformador SA Grupo 2	13.8/22.9	Principal	SIEMENS	7UM85	6000/1 - 200/1	13.8/0.1	R2	Proyectado	50,51,50N,51N
Subestacion Paquillusi	Transformador SA Grupo 2	13.8/22.9	Secundaria	SIEMENS	7UM85	6000/1 - 200/1	13.8/0.1	R2	Proyectado	50,51,50N,51N
Subestacion Paquillusi	Grupo 1	13,8	Principal	SIEMENS	7UM85	6000/1-3000/1-3000/1	13.8/0.1	R1	Proyectado	50,50N,50N,51N,51V,87G,49S,64R,46,21,27,59,78,50BF,40,81O/U,24,32,50/27SOFT,60,59THD,59GN
Subestacion Paquillusi	Grupo 1	13,8	Secundaria	SIEMENS	7UM85	6000/1-3000/1-3000/1	13.8/0.1	R1	Proyectado	50,50N,50N,51N,51V,87G,49S,64R,46,21,27,59,78,50BF,40,81O/U,24,32,50/27SOFT,60,59THD,59GN
Subestacion Paquillusi	Grupo 2	13,8	Principal	SIEMENS	7UM85	6000/1-3000/1-3000/1	13.8/0.1	R1	Proyectado	50,50N,50N,51N,51V,87G,49S,64R,46,21,27,59,78,50BF,40,81O/U,24,32,50/27SOFT,60,59THD,59GN
Subestacion Paquillusi	Grupo 2	13,8	Secundaria	SIEMENS	7UM85	6000/1-3000/1-3000/1	13.8/0.1	R1	Proyectado	50,50N,50N,51N,51V,87G,49S,64R,46,21,27,59,78,50BF,40,81O/U,24,32,50/27SOFT,60,59THD,59GN
Subestacion Pumiri	Linea Pumiri-Paquillusi	220	Principal	SIEMENS	7SL87	1250/1	220/0.11	R7	Existente	67N,87L,21,21N
Subestacion Pumiri	Linea Pumiri-Paquillusi	220	Secundaria	SIEMENS	7SL87	1250/1	220/0.11	R7	Existente	67N,87L,21,21N
Subestacion San Roman	Linea San Roman - Pumiri (L-2041)	220	Principal	SIEMENS	7SL87	1250/1	230/0.11	R12	Existente	21,21N
Subestacion San Roman	Linea San Roman - Pumiri (L-2041)	220	Respaldo	ALSTOM	MICOMP545	1250/1	230/0.11	R12	Existente	21,21N