LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 kV SE CHILOTA – SAN GABRIEL

ESTUDIO DE PRE OPERATIVIDAD

RESUMEN EJECUTIVO

CONENHUA
UNA EMPRESA DE BUENAVENTURA

Lima - Perú

Setiembre 2023

LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 kV SE CHILOTA - SE SAN GABRIEL

ESTUDIO DE PRE OPERATIVIDAD

RESUMEN EJECUTIVO

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN 4
2. PUNTO DE CONEXIÓN 4
3. DIAGRAMA UNIFILAR DEL PROYECTO 4
4. OBJETO DEL ESTUDIO 5
5. AÑO PREVISTO DE PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL 5
6. CRONOGRAMA DEL PROYECTO 5
7. ALCANCES DEL PROYECTO 5
8. ENFOQUE GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL ÁREA DE INFLUENCIA 6
9. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DEL PROYECTO 7
10. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROYECTO 8
11. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 10
12. DEMANDA PROYECTADA DEL PROYECTO SAN GABRIEL 13
13. CONCLUSIONES DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS 14

LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 kV SE CHILOTA - SE SAN GABRIEL

ESTUDIO DE PRE OPERATIVIDAD

RESUMEN EJECUTIVO

1. INTRODUCCIÓN

Compañía de Minas Buenaventura S.A.A. **(BUENAVENTURA)** viene desarrollando el proyecto minero San Gabriel, el cual está ubicado en el distrito de Ichuña, provincia General Sanchez Cerro, departamento Moquegua, para lo cual requiere de energía y potencia para la etapa de operación de la planta y sus futuras ampliaciones.

Para dicho requerimiento Consorcio Energético de Huancavelica S.A. **(CONENHUA)** ejecutará el Proyecto **"Línea de Transmisión 220 kV SE Chilota - SE San Gabriel"**. Conforme al Procedimiento Técnico COES PR-20 "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN", **CONENHUA** ha desarrollado el Estudio de Pre-Operatividad del proyecto en mención, el cual contempla:

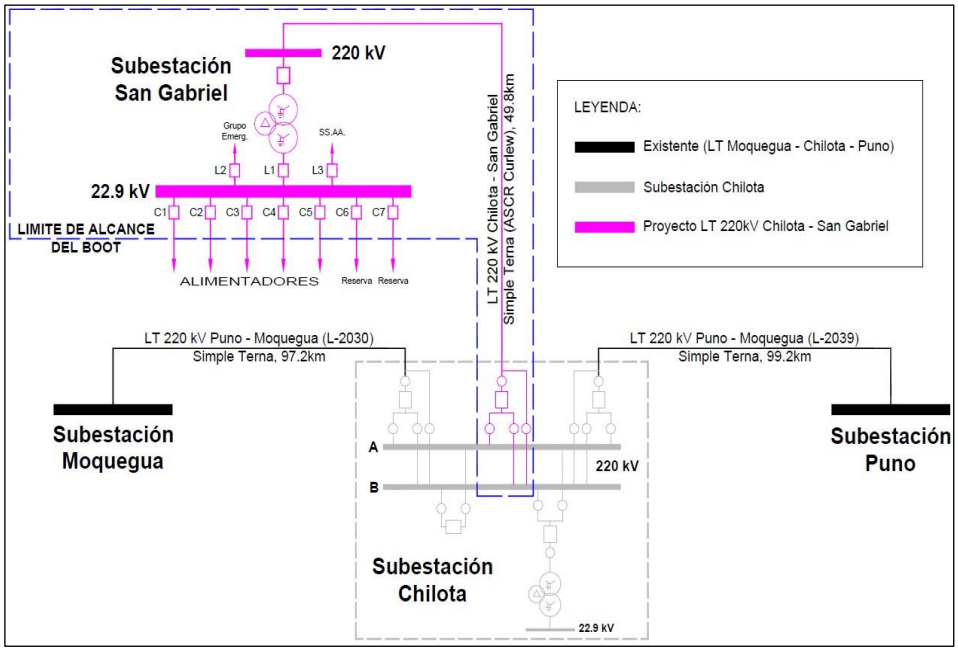
i) Ampliación de la subestación Chilota (01 bahía de línea 220 kV),
ii) Línea LT 220 kV SE Chilota – SE San Gabriel y
iii) Subestación San Gabriel 220/22.9/10 kV.

2. PUNTO DE CONEXIÓN

El punto de conexión del proyecto es la barra 220kV de la subestación Chilota, desde la cual se derivará con una línea de transmisión 220kV hasta la nueva subestación San Gabriel 220/22.9/10 kV.

3. DIAGRAMA UNIFILAR DEL PROYECTO

Los componentes del proyecto se muestran en el siguiente esquema:



Esquema N°1: Esquema Unifilar del Proyecto

4. OBJETO DEL ESTUDIO

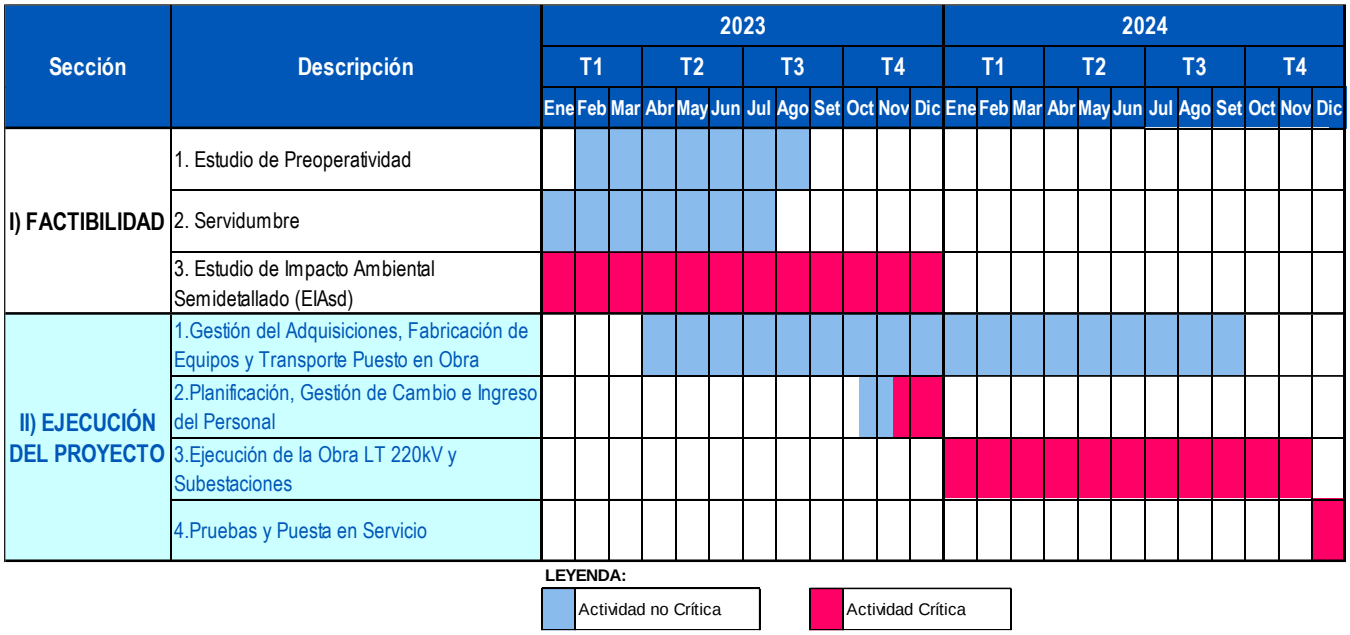
La realización del presente Estudio de Pre-Operatividad tiene como objetivos principales:

- Analizar la operación del SEIN en estado estacionario para asegurar la calidad del servicio en relación con los niveles de tensión en las principales barras del sistema y de los niveles de carga en las líneas de transmisión y transformadores.
- Analizar la operación del SEIN en estado de contingencia, bajo el criterio determinístico "N-1", con cuyo resultado se podría definir el equipamiento adicional en caso sea necesario para lograr un esquema de operación que permita mantener niveles adecuados de seguridad del sistema.
- Analizar los niveles de corriente de falla ante cortocircuitos y asegurar que los equipos de interrupción existentes y previstos en la zona cercana al proyecto tengan la capacidad suficiente para soportar esta exigencia.
- Análisis de verificación de transitorios electromagnéticos por energización del nuevo transformador de potencia de 220/22.9/10 kV a instalarse en la subestación San Gabriel.

5. AÑO PREVISTO DE PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL

Se estima la puesta en servicio (energización del transformador y barra 22.9kV en SE San Gabriel) para finales del 4to trimestre del 2024.

6. CRONOGRAMA DEL PROYECTO



7. ALCANCES DEL PROYECTO

El alcance del proyecto comprende la construcción una nueva línea de transmisión 220 kV desde subestación Chilota (actualmente operada por la empresa Red Eléctrica del Sur S.A. - REDESUR) hasta la nueva subestación San Gabriel, para lo cual se tendrá que ejecutar las siguientes instalaciones:

a) Línea de Transmisión 220 kV Chilota - San Gabriel

Construcción de una nueva línea de transmisión en 220 kV de longitud 49.8 km con estructuras de celosía metálica con disposición triangular de conductores, conductor de Aleación de Aluminio ACSR 591 mm2 (Curlew) por cada fase y aisladores tipo standard con acoplamiento casquillo – bola. Además, la línea contará con 02 cables de guarda: uno del tipo OPGW (48 hilos) y otro del tipo AoGo EHS (75 mm^2).

b) Ampliación SE Chilota 220 kV

Se ejecutará la ampliación de la subestación Chilota, con la instalación de 01 bahía de línea 220 kV en configuración doble barra con seccionador de transferencia.

c) Subestación San Gabriel 220/22.9/10 kV

Se construirá una nueva subestación 220/22.9/10 kV, la cual contará en 220 kV con una bahía línea – transformador, un (01) transformador de potencia 220/22.9/10 kV YNyn0d5 de 50-62.5/50-62.5/15-20.1 MVA (ONAN-ONAF), y en media tensión se instalarán 10 celdas para 22.9 kV, aisladas en gas SF6 y en configuración barra simple.

La subestación contará con una sala de control donde albergará el equipamiento de media tensión, tableros y equipamiento de servicios auxiliares.

8. ENFOQUE GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL ÁREA DE INFLUENCIA

Las instalaciones que forman parte del área de influencia del proyecto se detallan a continuación:

6.1 Líneas de Transmisión 220 kV: L-2030 Chilota - Moquegua y L-2039 Puno - Chilota.

Se encuentra a cargo de la empresa concesionaria Red Eléctrica del Sur S.A. **(REDESUR**). Las líneas nacen de la derivación para el ingreso de SE Chilota. La línea L-2030 Chilota - Moquegua tiene una longitud de 97.2 km y la línea L-2039 Puno - Chilota tiene una longitud de 99.2 km. Ambas con faja de servidumbre de 25 m, simple terna, con conductor ASCR (Pheasant y Curlew), cable de guarda de AoGo y fibra óptica OPGW.

6.2 Subestación Chilota

A cargo de la empresa concesionaria Red Eléctrica del Sur S.A. **(REDESUR)**, dicha subestación se encuentra ubicada en el distrito de Carumas, provincia de Mariscal Nieto, departamento de Moquegua a 4585.80 m.s.n.m.

La subestación Chilota 220kV es una subestación que ingresó al sistema eléctrico peruano a fines de enero del 2020. Para su integración se realizó una derivación a la línea de transmisión 220 kV Puno - Moquegua (ex L2030), la derivación se realizó entre las estructuras T-225 y T-226.

La subestación Chilota fue concebida bajo una configuración doble barra 220 kV con seccionador de transferencia, por lo que las nuevas bahías 220 kV deben mantener la configuración y filosofía de operación.

Para mayor aclaración como ***Anexo A,*** se incluye el "Diagrama Unifilar del sistema del proyecto" en el cual se muestra los alcances del proyecto, entre otras sus características como el tipo de barra, la capacidad y

tensión, longitudes y capacidad de las líneas nuevas. Asimismo, en dicho unifilar se considera a la Central Solar Fotovoltaica Lupi (CSF Lupi)

9. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DEL PROYECTO

7.1 Ubicación

El área del Proyecto se encuentra ubicada en:

- Departamento : Moquegua
- Provincia (distrito) : Mariscal Nieto (Carumas)
  General Sánchez Cerro (Chojata, Lloque e Ichuña)
- Altitud : Máximo: 4,969.28 m.s.n.m. / Mínimo: 4,577.84 m.s.n.m.

Esquema N° 2 – Ubicación del Proyecto

7.2 Condiciones Climatológicas

El proyecto se sitúa entre los 4 500 y 5 000 m de altitud, a lo largo de la posición meridional de la cordillera occidental de los Andes. De los datos recogidos de la estación para la estación Canahuire, durante el periodo abril 2010 – junio 2012, se registró una temperatura promedio mensual que varía desde 0,3 °C (febrero y julio) y 3,1 °C (noviembre), con un promedio anual de 1,4 °C.

- Temperatura promedio mensual : 1.4 °C
- Temperatura mínima mensual : -4.9 °C

- Temperatura máxima mensual : 6.4 °C
- Velocidad del viento promedio : 4.6 m/s
- Velocidad del viento máxima : 10.3 m/s

7.2.1 Condiciones de Diseño

Las condiciones ambientales para el diseño de la línea de transmisión son las siguientes:

- Altitud máxima : 4970 m.s.n.m.
- Temperatura Máxima : 25 °C
- Temperatura Promedio : 10 °C
- Temperatura Mínima : -10 °C
- Máxima velocidad del viento : 120 km/h (33.5 m/s)
- Humedad relativa Promedio : 60 %
- Hielo : 25 mm (densidad 0,913 kg/m3)

7.3 Condiciones Sísmicas

El diseño de la cimentación de los equipos y materiales considerará los siguientes parámetros de aceleración:

- En cualquier dirección horizontal : 0.5 g
- En dirección vertical : 0.3 g
- Frecuencia de Oscilación : 10 Hz

La frecuencia de oscilaciones que se consideró, es igual a la frecuencia de resonancia de los equipos.

10.CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROYECTO

8.1 Características Principales de Suministro Eléctrico

Las principales características del suministro son:

- Punto de conexión : Subestación Chilota
- Tensión Nominal del Sistema : 220 kV
- Frecuencia del Sistema : 60 Hz
- Punto de llegada : Subestación San Gabriel 220/22.9/10 kV
- Máxima demanda : 22.5 MW
- Factor de potencia : 0.97 Inductivo (barra 22.9 kV)
- Tipo de Conexión en 220 kV : Estrella con neutro aterrado
- Tipo de Conexión en 22.9 kV : Estrella con neutro aterrado

8.2 Niveles de Aislamiento

Cuadro N° 1 - Niveles de Aislamiento

Descripción	SE Chilota SE San Gabriel (AIS)	SE San Gabriel 22.9kV (GIS)
Fases	3	

Frecuencia	60 Hz	
Tensión Nominal	220 kV	22.9 kV
Tensión Máxima del Sistema	245 kV	24 kV
Tensión Máxima de Equipos	420 kV	24 kV
Tensión de Soportabilidad de corta duración a Frecuencia Industrial	520 kV	50 kV
Tensión de Soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo	1425 kVp	125 kVp
Capacidad de cortocircuito simétrico	40 kA	25 kA

8.3 Parámetros de las instalaciones principales

Cuadro N° 2 - Características técnicas del nuevo transformador de potencia en la S.E. San Gabriel

Descripción	Unidad	Valor
Relación de transformación	kV	220/22.9/10
Potencia nominal (ONAN)	MVA	50/50/15
Potencia nominal (ONAF)	MVA	62.5/62.5/20.1
Frecuencia Nominal	Hz	60
Impedancia de cortocircuito		
(62.5 MVA) HV-MV	%	14
(20.1 MVA) HV-LV	%	7.415
(20.1 MVA) MV-LV	%	2.415
Grupo de conexión		YNynd5

Cuadro N° 3 - Características técnicas de la nueva línea de transmisión Chilota – San Gabriel de 220 kV

Código	Subestación i	Subestación j	Longitud [km]	Vn [kV]	In [kA]	S [MVA]	Impedancia de secuencia positiva		Impedancia de secuencia Cero		Factor de Compensación	
							R1 [Ω]	X1 [Ω]	R0 [Ω]	X0 [Ω]	k0	K0 [°]
Lne Chilota - San Gabriel	Chilota	San Gabriel	49.8	220	0.525	200	2.832	25.371	22.705	68.976	0.626	-18.133

8.4 Normas

Los criterios empleados en la elaboración del Proyecto se regirán principalmente por las disposiciones del Código Nacional de Electricidad, Normas IEC y Procedimiento PR-20 COES.

Asimismo, donde las normas anteriormente indicadas no apliquen, se usarán como referencia otras normas internacionales y nacionales.

11.DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El alcance del proyecto comprende la construcción una nueva línea de transmisión 220 kV desde la subestación Chilota hasta la subestación San Gabriel, para lo cual se tendría que ejecutar las siguientes instalaciones:

9.1 Línea de Transmisión 220 kV Chilota - San Gabriel

Las características principales de la nueva línea de transmisión 220 kV Chilota - San Gabriel se indican a continuación:

- Tensión Nominal / Máxima : 220 kV / 245 kV
- Circuitos o ternas : Una (01)
- Longitud : 49.8 km
- Conductor : ACSR 591 mm2 (Curlew)
- Cable de guarda : 02 cables de guarda (01 tipo OPGW y 01 AoGo EHS)
- Estructuras : Celosía Metálica
- Disposición de conductores : : Triangular
- Aisladores : Aislador estándar, con carga de rotura de 120kN y 210kN
- Pararrayos de línea : Pararrayos poliméricos para 220 kV de ZnO
- Separadores de fase : Aislador polimérico con núcleo de fibra de vidrio
- Franja de servidumbre : 25 metros (12.5 metros a cada lado del eje de la línea)
- Cruces con Líneas 220 kV : Salida de SE Chilota al V1 con la LT 220 kV Puno – Moquegua
- Cruces con Líneas 22.9 kV : 04 cruces con líneas en MT

9.2 Ampliación SE Chilota

La subestación Chilota 220 kV se encuentra construida y la operación está a cargo de la empresa concesionaria **RED ELECTRICA DEL SUR S.A. (REDESUR),** el proyecto considera la construcción de una bahía de línea en un área disponible como reserva. Para que la subestación disponga de espacio para reserva de bahía en 220 kV, el área de la subestación será ampliada para una bahía de reserva. La nueva bahía mantendrá la configuración y diseño de la actual subestación.

La subestación Chilota a cargo de **REDESUR** cuenta con las características se detallan a continuación:

- Nivel de tensión : 220 kV
- Tipo : Aislada en Aire
- Norma de diseño : IEC
- Cantidad de barras : 02 barras 220 kV (A y B)
- Configuración de subestación : Doble barra 220 kV con seccionador de transferencia
- Cantidad de bahías existentes : 02 bahías de línea 220 kV, 01 bahía de Transformador y una bahía de acoplamiento de barras
- Lightning insulation withstand level : 1425 kVp LIWL (Nivel de aislamiento de soportabilidad al impulso tipo rayo)

- Servicios auxiliares AC : 380/220 VAC
- Servicios auxiliares DC : 125 VDC

El alcance de la ampliación de la subestación Chilota contempla los siguientes componentes:

- Ampliación de la barra A y B en 220 kV
- Ampliación de 01 bahía en 220 kV, en configuración doble barra con seccionador de transferencia.
- (01) Tablero de Protección, Control, Medida de Línea 220kV a SE San Gabriel.
- (01) Tablero Registrador de fallas
- (01) Tablero de Automatización (SAS) y Video de Subestación
- (01) Tablero de Comunicaciones por Fibra Óptica dirección SE San Gabriel
- (01) Tablero de servicios auxiliares 380-230 Vac
- (01) Tablero de servicios auxiliares 125 Vcc
- (01) Tablero de Cargador de Baterías
- (01) Banco de Baterías 125 VDC, 320 Ah
- (01) Tablero para Detección y Alarma Contraincendios de caseta
- (01) Cargador rectificador de 125VCC, 50 A
- Ampliación de la malla de puesta a tierra de la subestación Chilota.
- Ampliación del apantallamiento de la bahía de subestación Chilota.
- Ampliación del sistema de iluminación exterior.
- Sistema de cierre sincronizado de la línea 220kV en SE San Gabriel

9.3 Subestación San Gabriel 220/22.9/10 kV

En subestación San Gabriel el equipamiento de 220 kV será del tipo aislado en aire (AIS), mientras que las celdas de media tensión serán aisladas en gas SF6 (GIS), cuyas principales características se muestra a continuación:

- Niveles de tensión : 220 kV / 22.9 kV
- Configuración Alta Tensión : Celda de llegada 220 kV (tipo exterior aislador en aire)
- Configuración Media Tensión : Simple barra (interior en GIS)
- Cantidad de bahías 220 kV : 01 bahía en 220kV línea - transformador (interruptor con mando sincronizado)
- Cantidad de celdas 22.9 kV : 10 celdas aisladas en SF6 (GIS)
- Transformador de potencia : 220/22.9/10 kV de 50-62.5/50-62.5/15-20.1 MVA (ONAN- ONAF), YNyn0d5
- Lightning insulation withstand level : 1425 kVp LIWL (220 kV), 250 kVp LIWL (22.9 kV)
- Sistema de comunicaciones : Fibra óptica (enlace entre SE Chilota – SE San Gabriel)
- Servicios auxiliares AC : 380/220 VAC
- Servicios auxiliares AC (respaldo) : Grupo electrógeno diésel de 125 kVA, 380V, 60 Hz
- Servicios auxiliares DC : 125 VDC
- Capacidad de banco de Baterías : 320 Ah

Se incluyen además los siguientes componentes:

- (01) tablero de protección, control y medición - Bahía de L.T. 220 kV San Gabriel - Chilota. Incluye Relé de Mando Sincronizado.

- (01) tablero de protección, control y medición de transformador - Bahía de Transformador de 220/22.9/10kV.
- (01) tablero de regulación automática de Transformador de Potencia.
- (01) tablero de comunicaciones por fibra óptica (dirección SE Chilota).
- (01) tablero de Registrador de Fallas.
- (01) tablero de Automatización (SAS) y Video de Subestación.
- (01) tablero de servicios auxiliares 380-220 Vac.
- (01) tablero de transferencia automática 380-220 Vac.
- (01) tablero de servicios auxiliares 125 Vcc.
- (02) bancos de baterías 125 Vdc, 320 Ah.
- (02) tableros cargadores rectificadores 125 Vdc, 50A.
- (01) celda de llegada 24kV, Llegada de Transformador.
- (01) celda de llegada 24kV, Llegada de Grupos de Emergencia de Mina.
- (07) celdas de salida 24 kV, Alimentadores a Mina.
- (01) celda de salida 24 kV, para servicios auxiliares.
- (01) transformador de servicios auxiliares 160 kVA, 22.9/0.38-0.22 kV.
- (01) grupo electrógeno 125kVA 380 VAC 60Hz.
- (01) Central de detección y alarma contraincendios.

9.4 Sistemas de Automatización y Control de SE San Gabriel y Ampliación SE Chilota

Los sistemas de automatización subestaciones eléctricas (SAS) de San Gabriel y Ampliación SE Chilota consistirá en tener dos (02) servidores SCADAs (principal y respaldo) en cada subestación.

Asimismo, en cada subestación se tendrán IEDS (Dispositivos electrónicos inteligentes), unidades de bahías de protección y control, así como dispositivos de supervisión y control del equipamiento primario, los cuales deben ser conectados a la red de datos de comunicación distribuida y redundante, en topología anillo y distribuido con enlaces de fibra óptica multimodo y SFTP, garantizando inmunidad a interferencias electromagnéticas y una transmisión de datos de alta disponibilidad y velocidad (10/100 Mbps).

Para la transferencia de información (supervisión y control) entre subestaciones a un centro de control superior se mantendrá la comunicación vía norma IEC 60870-5-104, según se indica:

- Servidores Concentradores de datos de Ampliación Subestación Chilota (una bahía 220 kV) intercambiará señales como supervisión con SCADA de **REDESUR** en SE Chilota, solo como supervisión.

- Servidores Concentradores de datos de Ampliación Subestación Chilota (una bahía 220 kV) reportará a nuevo sistema SCADA de subestación San Gabriel, para supervisión y control remoto.

- Servidores SCADA de subestación San Gabriel intercambiaran señales como supervisión con el sistema SCADA de Unidad Minera San Gabriel

- Servidores SCADA de subestación San Gabriel reportaran a centro de control del **TRANSMISOR** para operación remota de SE San Gabriel y ampliación SE Chilota.

- Centro de Control del **TRANSMISOR** remitirán las señales a los centros de control del COES.

Para mayor detalle ver la arquitectura en el Volumen IV Planos del Proyecto.

9.5 Sistema de Comunicaciones por Fibra Óptica SE San Gabriel – SE Chilota

Para disponer de información confiable y oportuna de subestación San Gabriel y efectuar la operación y gestión de la nueva LT 220kV SE San Gabriel – SE Chilota, se consideran los siguientes servicios básicos a través de la fibra óptica SE San Gabriel – SE Chilota:

a) Red de teleprotección, con lo cual se podrá disponer del siguiente servicio:

- Servicio de teleprotección para la protección diferencial (87L) y distancia (21) de la Línea de Transmisión 220kV Chilota - San Gabriel.

- En las subestaciones de San Gabriel y Chilota se dispondrás de IEDs (Dispositivo Electrónico Inteligente) con puertos de fibra óptica, los cuales nos permitirá utilizar 02 hilos dedicados de fibra óptica, por equipo, para el servicio de teleprotección diferencial de línea (87L) y distancia (21).

b) Red de datos corporativo:

Para coordinaciones administrativas y de operación del sistema eléctrico, así como para el mantenimiento de la respectiva línea de Transmisión y subestaciones asociadas.

El servicio corporativo deberá soportar lo siguiente:

- Enlazar centros de datos y/o centros de supervisión y monitoreo entre las subestaciones de San Gabriel y Chilota.

- Además, se contará con los servicios de acceso corporativo para contar con los servicios de Internet, voz, aplicativos corporativos, gestión de equipos mediante una red Industrial aislada para el Sistema SCADA, video y envío de señales a los centros de control del **TRANSMISOR** en protocolo IEC-60870-5104.

c) Red de Sistema SCADA:

Para el control remoto de Ampliación SE Chilota desde sistema SCADA de SE San Gabriel, se dispondrá de hilos de fibra óptica dedicados correspondiente al enlace de fibra óptica.

d) Red Video para Operaciones y Mantenimiento:

Para la supervisión del sistema de video de Ampliación SE Chilota desde la sala de control de SE San Gabriel, se dispondrá de hilos de fibra óptica dedicado correspondiente al enlace de fibra óptica.

e) Transmisión de Datos ICCP para el CC COES-SEIN:

Para el envío de señales ICCP solicitadas por el COES correspondiente a SE San Gabriel y Ampliación SE Chilota, será bajo la infraestructura del Centro de Control del **TRANSMISOR**.

- Para mayor detalle ver planos de arquitectura en el Volumen IV Planos del Proyecto.

- Asimismo, en SE San Gabriel se dispondrá de un enlace satelital dedicado para mantener la comunicación entre el sistema SCADA de SE San Gabriel hacia centro de control del **TRANSMISOR**.

12.DEMANDA PROYECTADA DEL PROYECTO SAN GABRIEL

La estimación de la máxima demanda del proyecto Gabriel se muestra en el siguiente cuadro resumen:

Cuadro N° 4 - Demanda Proyectada del Proyecto San Gabriel

CARGA ELÉCTRICA	MÁXIMA DEMANDA					
	Potencia Instalada	Factor de Demanda	KW	KVAR	KVA	CosØ
Área Mina	4,120	65%	2,678	781	2,790	0.96
Área Infraestructura Planta de Procesos	480	83%	398	116	415	0.96
Área Campamentos	1,200	84%	1,008	205	1,029	0.98
Área Sistemas de Bombeo de Agua	360	48%	173	50	180	0.96
Área Chancado Primario Mina	480	82%	394	115	410	0.96
Planta de Rellenos en Pasta	1,200	85%	1,020	298	1,063	0.96
Planta de Procesos	19,200	83%	15,936	3,994	16,429	0.97
Área Pozas de Agua Fresca / Barren & Agua de Procesos	850	85%	723	181	745	0.97
TOTAL	**27,890**	**77%**	**22,329**	**5,740**	**23,059**	**0,97**

Según cuadro N° 4 se indica que la máxima demanda será de 22.329 MW. Para el desarrollo de los estudios eléctricos se está considerando una potencia de **22.5 MW** con un factor de potencia (CosØ) de **0.97** en **barra 22.9 kV**.

13.CONCLUSIONES DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS

10.1 Análisis de Flujo de Carga

El análisis de flujo de Carga en operación normal y contingencia realizado en el presente Estudio tiene por finalidad evaluar el impacto que genera el "Proyecto San Gabriel" así como validar las características de los equipos que se instalará con el Proyecto. Como resultado se tiene las siguientes conclusiones:

OPERACIÓN NORMAL:

Perfil de tensión

- Sin Proyecto se registran valores dentro de los límites permitidos (**0.90 – 1.075 p.u.**) con un máximo de **1.025 p.u.** en la barra de 220 kV de la S.E. Pumiri en el escenario de 2025_AveMed y un valor mínimo de **0.981 p.u.** en la barra de 500 kV de la S.E. Yarabamba en el escenario de 2025_AveMax.
- Con el ingreso del Proyecto, la tensión se mantiene dentro de los límites permitidos (±0.025 p.u.) en las barras del sistema de transmisión. El máximo nivel de tensión es **1.023 p.u.** en la barra de 220 kV de la S.E. Pumiri en el escenario de 2025_AveMed, y un valor mínimo de **0.977 p.u.** y se registra en la barra de 227 kV de la S.E. Azángaro en el escenario de 2025_AveMax.

Cargabilidad por las líneas de transmisión

- Para el caso Sin Proyecto y Con Proyecto, la cargabilidad de las líneas no sobre pasan el límite de su capacidad (100%).

Cargabilidad por los transformadores

- Para el caso Sin Proyecto y Con Proyecto, la cargabilidad de las Transformadores no sobre pasan el límite de su capacidad (100%).

OPERACIÓN ANTE CONTINGENCIAS:

En la tabla se muestra las contingencias analizadas:

Contingencias Analizadas				
Descripción		Código	Sin Proyecto	Con Proyecto
C01	Montalvo - Moquegua (220 kV)	L-2057	✓	✓
C02	LT Chilota - Moquegua (220 kV)	L-2030	✓	✓
C03	LT Puno - Chilota (220 kV)	L-2039	✓	✓
C04	LT Puno – San Román (220 kV)	L-2040	✓	✓
C05	LT Socabaya – Moquegua (220 kV)	L-2025	✓	✓
C06	LT Yarabamba – Montalvo (500 kV)	L-5035	✓	✓
C07	Falla doble Socabaya – Moquegua (220 kV)	L-2025/L-2026	✓	✓
C08	Autotransformador de S.E. Yarabamba (500/220 kV)	AT-104-523	✓	✓
C09	Autotransformador de S.E. Montalvo (500/220kV)	AUT-5671	✓	✓
C10	Autotransformador de S.E. Puno (220/138 kV)	AT-1	✓	✓
C11	SVC Socabaya	---	✓	✓
C12	Línea San José - Montalvo (500 kV)	L-5037	✓	✓
C13	Salida del SVC San José	---	✓	✓
C14	Salida de servicio del transformador Chilota 220/22.9 kV.	--	✓	✓

Del análisis de flujo de carga en estado estacionario en condición (N-1) se concluye que:

- Ante la **contingencia 01**: El perfil de tensión se encuentra dentro del margen establecidos [0.90-1.075 pu.]. La cargabilidad por las líneas se encuentran dentro de su capacidad (120%). Excepto las líneas Paralelas L-2025/L-2026 que registra una ligera sobre carga, con la máxima cargabilidad para el caso **Sin Proyecto** de **121.62%** (2025_EstMin) y **Con Proyecto** de **123.73%**(2025_AveMax) registrado en la línea L-2026 (Moquegua - Socabaya) de 220 kV. ***Se implementará un Esquema de Rechazo Automática de Carga (ver Anexo F).***

  La máxima cargabilidad por los transformadores, para el caso **Sin Proyecto** es de **100.97 %** (2025_AveMed) registrado en el tr2 SVCSocabaya (220/19.5 kV) de la S.E. Socabaya y **Con Proyecto** es de **100.99 %** (2025_EstMed) registrado en AT104-523 (500/220/33 kV) de la S.E. Yarabamba. Tal como se observa los niveles de sobrecarga, el comportamiento no depende del Proyecto.
- Ante la **contingencia 06**: El perfil de tensión se encuentra dentro del margen establecidos [0.90-1.075 pu.]. La cargabilidad por las líneas se encuentran dentro de su capacidad (120%) y la cargabilidad por los transformadores se encuentra igual al 100% de su capacidad.
- Ante la **contingencia 08**: El perfil de tensión se encuentra dentro del margen establecidos [0.90-1.075 pu.]. La cargabilidad por las líneas se encuentran dentro de su capacidad (120%).

La máxima cargabilidad por los transformadores, para el caso **Sin Proyecto** es de **110.22 %** (2025_EstMax) y Con Proyecto es de **113.09** % (2025_EstMax) registrado en el transformador AUT-5671 (500/220/33 kV) de la S.E. Montalvo. Con el ingreso del Proyecto el nivel de sobrecarga se incrementa solo en 3.04% de su capacidad, con la conexión del segundo transformador de 500/220 kV en la S.E. Montalvo, incluida en la "***Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2021-2030***", se mitigará estas sobrecargas.

- Ante la **contingencia 09**: El perfil de tensión se encuentra dentro del margen establecidos [0.90-1.075 pu.]. La cargabilidad por las líneas se encuentran dentro de su capacidad (120%). Excepto las líneas Paralelas L-2025/L-2026 que registra una sobre carga:

Línea	Tensión [kV]	Sin Proyecto - 2025						Con Proyecto - 2025					
		AveMax (*)	AveMed	AveMin	EstMax (*)	EstMed	EstMin (*)	AveMax (*)	AveMed	AveMin (*)	EstMax (*)	EstMed	EstMin (*)
L-2025	220	145.8	70.34	164.90	153.7	80.49	146.2	149.7	75.18	144.1	157.7	85.25	150.3
L-2026	220	145.8	70.34	164.90	153.7	80.49	146.2	149.7	75.18	144.1	157.7	85.25	150.3

(*) simulación RMS

Por lo tanto, ante este incremento de sobrecarga se implementará un Esquema de Reducción Automática de Carga (ERAC) ver Anexo F.

La cargabilidad del autotransformador AT104-523, para el caso **Sin Proyecto** es **110.8%** (2025_EstMax) y **102.2%** (2025_EstMin); para el caso **Con Proyecto** es **112.5%** (2025_EstMax) y **103.9%** (2025_EstMin). ***Cabe mencionar que el Proyecto implementará un ERAC ante la sobrecarga de las líneas L-2025/L-2026 y por consecuencia se disminuirá esta sobrecarga.***

Por otro lado, con el ingreso del "Segundo transformador en subestación Montalvo 500/220 kV y enlace 220 kV Montalvo – Moquegua", incluida en la "***Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2021-2030***", se mitigará estas sobrecargas.

- Ante las contingencias 01, 02, 03, 04, 05, 07, 09, 10 y 11, el perfil de tensión se encuentra dentro del margen establecidos [0.90-1.075 pu.] y la cargabilidad por las líneas y transformadores se encuentran menor al 120% y 100 % de su capacidad, respectivamente.

10.2 Estudio de Cortocircuito

El análisis de cortocircuito realizado en el presente Estudio tiene por finalidad evaluar el impacto que generara el proyecto **"Línea de Transmisión 220 kV SE Chilota – SE San Gabriel"**, así como validar las características de los nuevos equipos que se instalarán en el Proyecto.

Como resultado de la evaluación hasta el año 2027 se tiene las siguientes conclusiones:

- La máxima corriente de cortocircuito para la barra de 220 kV de la S.E. San Gabriel es 2.06 kA por fase y 1.98 kA por tierra.
- La máxima corriente de cortocircuito para la barra de 22.9 kV de la S.E. San Gabriel es 7.71 kA por fase y 0.44 kA por tierra.

Los equipos de la subestación San Gabriel serán seleccionados con una capacidad de cortocircuito superior a las corrientes calculadas, previendo el crecimiento del sistema. **Por tal razón, la corriente de diseño de los equipos será de 40 kA para los equipos de 220 kV y 25 kA para los equipos de 22.9 kV.**

10.3 Estudio de Estabilidad Transitoria

1. Con la finalidad de evaluar el impacto del proyecto San Gabriel sobre la estabilidad del SEIN se realizó lo siguiente:
   - Fallas trifásicas al 1% y 99% en las siguientes líneas:

Fallas al 1 y 99%				
Descripción		Código	Sin Proyecto	Con Proyecto
C01	Montalvo - Moquegua (220 kV)	L-2057	si	si
C02	LT Chilota - Moquegua (220 kV)	L-2030	si	si
C03	LT Puno - Chilota (220 kV)	L-2039	si	si
C04	LT Puno – San Román (220 kV)	L-2040	si	si
C05	LT Socabaya – Moquegua (220 kV)	L-2025	si	si
C06	LT Yarabamba – Montalvo (500 kV)	L-5035	si	si
C07	Falla doble Socabaya – Moquegua (220 kV)	L-2025/L-2026	si	si
C12	LT San José – Montalvo (500 kV)	L-5037	si	si

   - Desconexión de los siguientes transformadores/autotransformadores:

Contingencias Analizadas				
Descripción		Código	Sin Proyecto	Con Proyecto
C08	Autotransformador de S.E. Yarabamba (500/220 kV)	AT-104	si	si
C09	Autotransformador de S.E. Montalvo (500/220kV)	AUT-5671	si	si
C10	Autotransformador de S.E. Puno (220/138 kV)	AT-1	si	si
C11	SVC Socabaya	---	si	si
C13	SVC San José	--	si	si
C14	Transformador de S.E. Chilota (220/22.9 kV)	--	si	si

   - Falla monofásica al 1 y 99% con recierre exitoso en las líneas:

Contingencias Analizadas				
Descripción		Código	Sin Proyecto	Con Proyecto
C01	Montalvo - Moquegua (220 kV)	L-2057	si	si
C02	LT Chilota - Moquegua (220 kV)	L-2030	si	si
C03	LT Puno - Chilota (220 kV)	L-2039	si	si
C04	LT Puno – San Román (220 kV)	L-2040	si	si
C05	LT Socabaya – Moquegua (220 kV)	L-2025	si	si
C06	LT Yarabamba – Montalvo (500 kV)	L-5035	si	si
C07	Falla doble Socabaya – Moquegua (220 kV)	L-2025/L-2026	si	si
C12	LT San José – Montalvo (500 kV)	L-5037	si	si

2. Ante las Fallas Trifásicas en el sistema de transmisión no se evidencia inestabilidad en el perfil de tensión. Además, la cargabilidad por las líneas es menor al 120% de su capacidad y las cargabilidades por los equipos de transformación del área de influencia son menores al 100% de su capacidad.
3. Ante la desconexión del autotransformador AUT-5671 de la S.E. Montalvo 500/220 kV (contingencia 09) se registra una cargabilidad superior al 120% de su capacidad por las líneas L-2025/L-2026 (Moquegua - Socabaya) de 220 kV. Esta sobrecarga se presenta también sin considerar el proyecto. Cabe indicar que la sobrecarga se presenta Con Proyecto y Sin Proyecto, y considerando la magnitud de la carga del proyecto se espera que esta sobrecarga se mitigue con la activación del esquema de rechazo de carga de Proyecto (ver Anexo F).
4. Ante la desconexión del Autotransformador AT-104 de la S.E. Yarabamba de 500/220 kV (**Contingencia 08**) origina una cargabilidad por el AUT-5671 (500/220/33 kV) de la S.E. Montalvo mayor a 100% de su capacidad. Para el caso **Sin Proyecto** la máxima cargabilidad por el autotransformador para los años 2025 y 2027 es **110.22 %** (2025_EstMax). Por otro lado, para el caso **Con Proyecto** la máxima cargabilidad para los años 2025 y 2027 es **113.09 %** (2025_EstMax). **El efecto del Proyecto sobre la sobrecarga es menor al 3% de sobrecarga. Las sobrecargas de este transformador se mitigarán con la implementación del segundo autotransformador en la S.E. Montalvo** incluida en la "***Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2021-2030***"**.**
5. Ante las fallas monofásicas y recierre exitoso al 1% y 99% en el sistema de transmisión no se evidencia inestabilidad en el SEIN. Además, la cargabilidad por las líneas es menor al 120% y la cargabilidad por los transformadores es menor al 100% de su capacidad.
6. En la siguiente tabla se resumen los Tiempos Críticos de Despeje de Falla (TCDF) ante una falla trifásica en la barra de 220 kV de la S.E. Chilota calculado en los diferentes escenarios:

Año	Escenario	Tiempo crítico de despeje de falla (s)
2025	2025_AvMax	0.2477
	2025_AvMed	0.2468
	2025_AvMin	0.2318
	2025_EsMax	0.5017
	2025_EsMed	1.0000
	2025_EsMin	1.0000
2027	2027_AvMax	0.2318
	2027_AvMed	0.2283
	2027_AvMin	0.2134
	2027_EsMax	0.4138
	2027_EsMed	1.0000

Año	Escenario	Tiempo crítico de despeje de falla (s)
	2027_EsMin	0.4480

El tiempo crítico de despeje de falla es de 213.4 ms y se presenta en el escenario de avenida mínima demanda del año 2027. Con el sistema de protección que incluye el proyecto se garantiza despejar fallas en la salida de línea Chilota – San Gabriel de 220 kV en tiempos menores al Tiempo Crítico de Despeje de Falla (TCDF).

Tal como se mostró los resultados, el TCDF es mayor a 100 ms; por lo tanto, como parte del Proyecto no es necesario de presentar medidas correctivas.

10.4 Estudio de transitorios Electromagnéticos

1. La impedancia armónica de la barra de 220 kV de la S.E. San Gabriel no arroja puntos de resonancias, para armónicos de 120 Hz, que se vean afectadas con la energización del transformador 220±10x1%/22.9/10 de 62.5/62.5/20.1 MVA (ONAF) de la S.E. San Gabriel.
2. Las impedancias armónicas de la barra de 220 kV de las S.E. San Gabriel no arroja puntos de resonancias que se vean afectadas con la energización de los autotransformadores 220±10x1%/22.9/10 kV.
3. De las 200 energizaciones estadística en **red completa** de la línea San Gabriel - Chilota de 220 kV se registró las siguientes sobretensiones:
   - Las sobretensiones representativas para la barra de 220 kV de la S.E. Chilota
     - Fase – Fase 0.9705 pu (Up2)
     - Fase – Tierra 1.1910 pu (Ue2)
4. De las 200 energizaciones estadística en Línea L-2039 (Puno - Chilota) Fuera de servicio de la línea San Gabriel - Chilota de 220 kV se registró las siguientes sobretensiones:
   - Las sobretensiones representativas para la barra de 220 kV de la S.E. Chilota
     - Fase – Fase 1.7431 pu (Up2)
     - Fase – Tierra 2.1051 pu (Ue2)
5. De las 200 energizaciones estadística en Línea L-2030 (Chilota - Moquegua) Fuera de servicio de la línea San Gabriel - Chilota de 220 kV se registró las siguientes sobretensiones:
   - Las sobretensiones representativas para la barra de 220 kV de la S.E. Chilota
     - Fase – Fase 1.3745 pu (Up2)
     - Fase – Tierra 1.6153 pu (Ue2)
6. La energía absorbida de los descargadores de sobretensión, durante la maniobra de energización de las líneas de transmisión es menor a al 5% de su capacidad de absorción de energía.
7. De las 200 simulaciones estadísticas del transformador 220±10x1%/22.9/10 de 62.5/62.5/20.1 MVA (ONAF) desde la barra de 220 kV de la S.E. San Gabriel, los máximo niveles de corriente se muestra en la

tabla y las caídas de tensión se encuentran por encima de 0.90 pu. En cumplimiento del PR-20, el interruptor de 220 kV de la S.E. San Gabriel dispondrá equipo de mando sincronizado con el cual minimizará las corrientes de inserción durante la energización del transformador en diferentes condiciones de operación, contingencia o mantenimientos.

Energización del Transformador						
Fase	Red Completa		L-2039 (Puno - Chilota) Fuera de servicio		L-2040 (Chilota-Moquegua) Fuera de servicio	
	I [A]	I [pu]	I [A]	I [pu]	I [A]	I [pu]
R	645.48	2.783	615.59	2.654	382.40	1.649
S	623.40	2.688	588.30	2.536	383.96	1.655
T	622.20	2.682	583.64	2.516	396.75	1.710

Asimismo, en la barra de 220 kV de la S.E. Chilota, solo se registra caída de tensión, por debajo de 0.90 pu, en la configuración radial conectada desde la S.E. Puno, tal como se muestra la tabla resumen. Con el equipo de mando sincronizado se mitigará esta caída.

Configuración	Mínimo barra de Chilota 220 kV (pu)	Tiempo con tensión menor a 0.85 pu (ms)	Tiempo con tensión menor a 090 pu (ms)
Red Completa	--	--	--
L-2039 (Puno - Chilota) Fuera de servicio	--	--	--
L-2030 (Chilota - Moquegua) Fuera de servicio	32.91	42.3	103.3

8. La máxima solicitaciones dieléctricas entre terminales del interruptor a que estará sometidos los interruptores de 220 kV fueron evaluados utilizando los cuatro parámetros descritos en el ***Anexo E de la Norma IEC 62271-100*** (ver Tabla). De acuerdo con las recomendaciones de la Norma IEC 62271-100, se sugiere evaluar la TTR en los siguientes casos: apertura del interruptor con falla en terminales, apertura del interruptor con falla kilométrica y apertura en oposición de fase. Por ser sistema radial no se evalúa apertura en oposición de fases. En la Tabla se muestra los valores estándares para corriente de 10, 30, 60 y 100% de su corriente nominal que fueron utilizados para la evaluación.

Valores normalizados de TTR – interruptor de 245 y 550 kV (Norma IEC 62271 – 100:2017) para falla en terminal											
Rated voltage: Ur [kV]	Test duty	First pole to clear factor: kpp [p.u.]	Amplitude factor: kaf [p.u.]	First reference voltage: u_1 [kV]	Time: t_1 [µs]	TRV peak value: u_C [kV]	Time: t_2 o t_3 [µs]	Time Delay: td [µs]	Voltage: u' [kV]	Time : t' [µs]	Rate of rise: $\frac{u_1}{t_1}, \frac{u_C}{t_3}$ TCTTR: $\frac{u_1}{t_1}$ [kV/µs]
245	T100	1,3	1,40	195	98	364	392	2 (27)	98	51 (76)	2
	T60	1,3	1,50	195	65	390	390	2-20	98	35-52	3
	T30	1,3	1,54	-	-	400	80	12	133	39	5
	T10	1,3	1,76	-	-	459	66	10	153	32	7
	OP1-OP2	2	1,25	300	196	500	392-784	2-20	150	99-117	1.54

9. Ante algunos despejes de falla se ha determinado que la TTR inherente del sistema es mayor a la capacidad del interruptor para 100% de la corriente nominal (T100); sin embargo, tal como lo establece la norma IEEE, considerando que la corriente de apertura es menor que la corriente nominal, la evaluación se realiza con la curva correspondiente (T100, T60, T45, T30, T10) con el cual la capacidad del interruptor es superior al TRV registrado del sistema.