126000094-001

7/10/2021

V4

中国水利电力对外公司
CHINA INTERNATIONAL WATER & ELECTRIC CORP.

ESTUDIO DE OPERATIVIDAD DE LA LÍNEA DE SERVICIO 22.9 KV – C.H. SAN GABÁN III

PARTE I: Resumen Ejecutivo

Copyright © Pöyry

Este documento ha sido preparado por Pöyry (Perú) S.A.C. (Pöyry) para China International Water & Electric Corp. (CWE) no garantiza la exactitud ni la integridad de la información contenida en este documento y no hay ninguna información en el documento que deba ser considerado en firme o definitivo para las acciones futuras.

Toda la información contenida en este documento es de carácter confidencial y destinado para el uso exclusivo de CWE, quienes podrán transmitir la información contenida en el informe a sus directores, funcionarios, empleados o asesores profesionales, siempre que estén informados por CWE de su carácter confidencial.

Todos los derechos están reservados. Ninguna parte de este documento podrá reproducirse de ninguna forma ni por ningún medio sin la autorización por escrito de Pöyry.

PERSONAS DE CONTACTO

Por favor no dude en contactarnos para mayor información o aclaración que requiera.

Empresa	Pöyry (Perú) S.A.C.
Contacto	Dr. Roland Schmidt
Cargo	Director Regional
Departamento	Hydropower Latin America
Celular	+51 985 285 717
Correo Electrónico	roland.schmidt@poyry.com

Empresa	Pöyry (Perú) S.A.C.
Contacto	Dr. Alexander Roland Arch
Cargo	Section Head Hydropower and Energy Consulting
Departamento	Hydropower Latin America
Teléfono	+51 994 386 560
Correo Electrónico	alexander.arch@poyry.com

Copyright © Pöyry

CONTENIDO

1 RESUMEN EJECUTIVO 6

2 GENERALIDADES 7

2.1 Introducción 7
2.2 Alcance 8
2.3 Objetivos 8

3 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 9

3.1 Área del Proyecto 9
3.1.1 Ubicación 9
3.1.2 Accesos al área del proyecto 9
3.1.3 Condiciones Climatológicas 11
3.2 Descripción de las Características Técnicas del Proyecto 12
3.2.1 Dimensionamiento del tipo de conductor 13
3.2.2 Condiciones de Operación 14
3.2.3 Franja de Servidumbre 14
3.2.4 Niveles de Aislamiento 15
3.2.5 Límite de tensión mecánica en los conductores 16
3.2.6 Distancias de Seguridad 16
3.3 Descripción del Equipamiento 17
3.3.1 Celdas, Cables de Media Tensión y Transformadores 17
3.3.2 Características técnicas del equipamiento. 19
3.3.3 Descripción del sistema de protecciones. 19
3.3.4 Descripción de la compensación reactiva. 21

4 TIEMPO DE LA EJECUCIÓN Y PUESTA EN OPERACIÓN 22

5 ANÁLISIS ELÉCTRICOS DEL SISTEMA 23

Copyright © Pöyry

INDICE DE FIGURAS

Figura 2-1: Esquema de la distribución de la demanda de potencia....7
Figura 3-1: Ubicación del área de Proyecto 9
Figura 3-2: Mapa de Acceso desde los Principales Puertos del Sur....11
Figura 3-3:Diagrama Unifilar Simplificado del Proyecto....13
Figura 4-1: Cronograma de actividades de suministro y montaje 22

INDICE DE TABLAS

Tabla 3-1: Cuadro de Distancias Puerto del Callao – Casahuire....10
Tabla 3-2: Cuadro de Distancias Puerto Matarani – Sangarí....10
Tabla 3-3: Cuadro de Distancias Puerto Matarani – Cuzco....10
Tabla 3-4: Características Ambientales en la Zona del Proyecto 12
Tabla 3-5: Cuadro Distribución de Demanda 12
Tabla 3-6: Condiciones de Operación de la Línea de Transmisión....14
Tabla 3-7: Cálculo de Caída de Tensión por Carga Solicitada 14
Tabla 3-8: Nivel de Tensión de Aislamiento para la Línea....15
Tabla 3-9: Valores Mínimos de Resistencia Eléctrica de Aisladores 15
Tabla 3-10: Cadena de Aisladores de Vidrio Templado o Porcelana....16
Tabla 3-11: Aisladores de Porcelana Tipo PIN 56-3....16
Tabla 3-12: Distancias Mínimas del Conductor a superficies, terrenos rocosos, edificaciones y otras construcciones....17
Tabla 3-13. Caracteristicas principales de la linea de servicio aceptable de acuerdo al nivel de tensión 22.9 kV 18
Tabla 3-14: Datos del relé diferencial de transformador 20
Tabla 3-15: Datos del relé de la salida en 22.9kV 20
Tabla 3-16: Datos de lo fusibles en 22.9kV 20

Copyright © Pöyry

1 RESUMEN EJECUTIVO

La Central Hidroeléctrica San Gabán III, un proyecto de generación de energía eléctrica con fuentes renovables tendrá una potencia instalada de 205.8 MW, fue adjudicada como un proyecto de Iniciativa Privada Autofinanciada (IPA) a Hydro Global Peru para desarrollar los estudios de diseño, construcción, operación y mantenimiento. La C.H. San Gabán III se ubica inmediatamente aguas debajo de la C. H. San Gabán II y aprovecha los recursos del río San Gabán. Políticamente se ubica en el distrito de San Gabán, provincia de Carabaya en el departamento de Puno.

Actualmente se viene desarrollando los estudios y diseños finales para la construcción de la central, entre ellos el objeto del presente estudio es proveer de una fuente de energía para los trabajos durante la construcción, para ello la mejor alternativa es utilizar la energía desde la Sub-estación de San Gabán II, ya que la otra alternativa es mediante generadores con combustible fósil cuyo costo puede ser hasta 8 veces mayor, además de no estar acorde con las políticas de cuidado del medio ambiente. La cercanía y la disponibilidad de la energía hidráulica de la C.H. San Gabán II hacen factible el suministro de la demanda estimada en 5.53 MW para abastecer las principales zonas de demanda, como las obras de cabecera, ventanas de acceso, campamentos, almacenes y zonas de depósito.

Para la potencia demandada por CWE se han realizado los estudios respectivos, definiendo el nivel de tensión adecuado para no incurrir en caídas de tensiones o sobredimensionando las estructuras de la línea de servicio, determinando el nivel de tensión en 22.9 kV con un conductor de 120 mm². Las estructuras se han definido con postes de concreto que responde adecuadamente a las condiciones climáticas, topográficas y a los esfuerzos que se generan por el peso y las tensiones axiales por los cambios de dirección del recorrido de la línea. Para el suministro de esta línea, se construirá una nueva celda de 138 kV en la SE San Gabán II, en esta celda se instalará un nuevo transformador de 9.5/9.5/3.2 MVA, 146 (±8x1.25%) /22.9/13.8 kV. Mediante el bobinado de 22.9 kV será alimentada la línea de distribución llamada Línea de Servicio, la cual a su vez abastecerá de energía a ocho (8) frentes de trabajo mediante transformadores de distribución, ubicados a lo largo de la línea, cuyas potencias son desde 120 kVA a 1200 kVA con relaciones de transformación 22.9/0.4-0.23 kV y 22.9/6.6 kV.

Copyright © Pöyry

2 GENERALIDADES

2.1 Introducción

China International Water & Electric Corp. (en adelante “CWE”) ha contratado a Pöyry Perú S.A.C (en adelante “Pöyry”) para desarrollar los estudios de Diseño para Licitación de la Línea de Servicio para la etapa de construcción de la Central Hidroeléctrica San Gabán III, además de los estudios previos para la solicitud de la concesión definitiva de la Línea de Servicio en media Tensión, como son: los estudios ambientales, servidumbres y arqueológicos.

Para dar cumplimiento con el servicio encargado, se realizan diversas actividades de forma paralela y otras en forma secuencial, como son: el estudio de rutas, la definición del nivel de tensión, el estudio geológico, topografía y finalmente el diseño eléctrico – mecánico.

Se estima que la línea de servicio, la cual servirá para suministrar de energía la construcción del proyecto de la Central Hidroeléctrica San Gabán III, el cual requiere una potencia de 5.53 MW y de acuerdo a cada punto de trabajo, se cuenta con un recorrido de 18.4 km aproximadamente, de acuerdo siguiente esquema con las cargas estimadas por CWE.

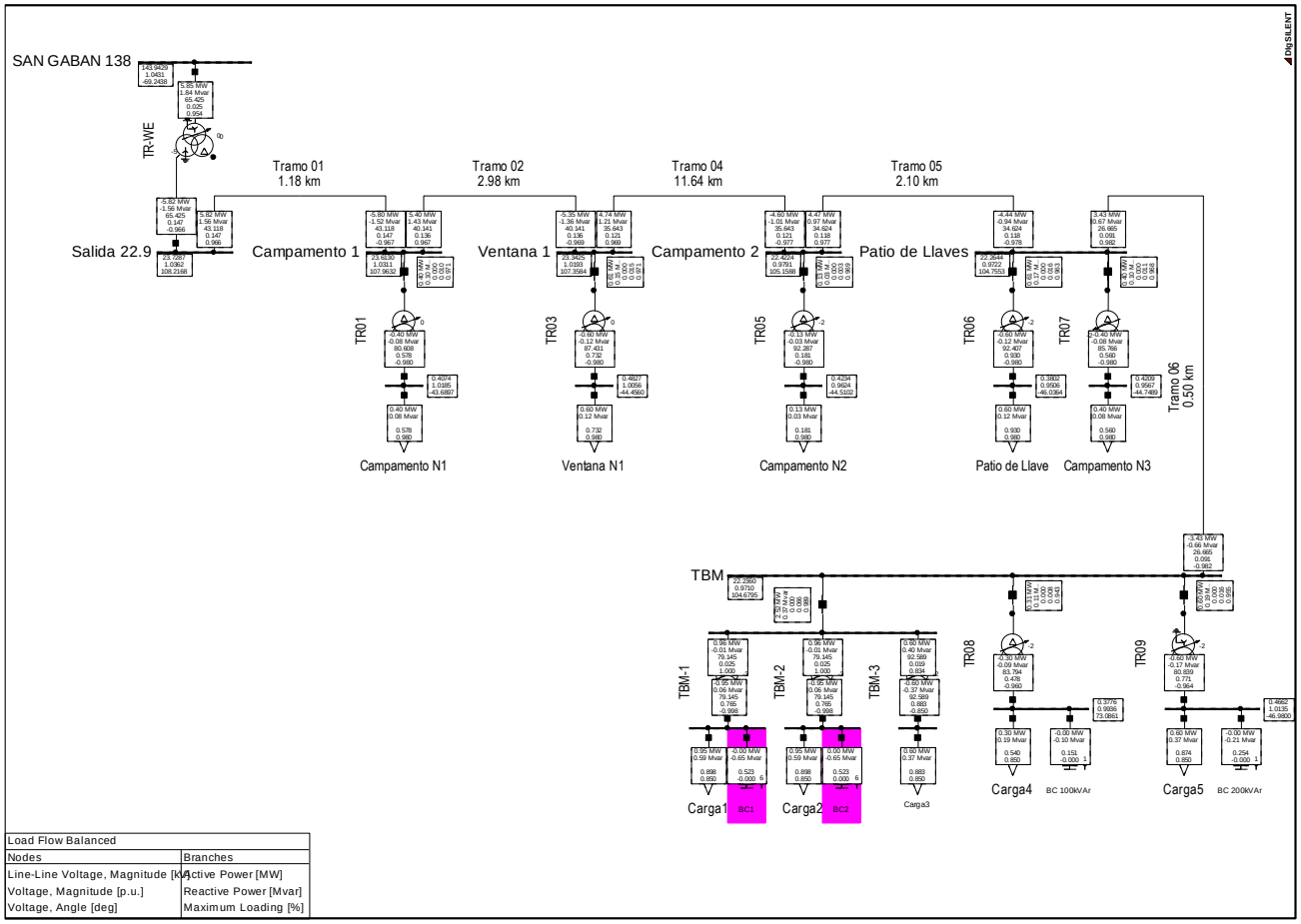


Figura 2-1: Esquema de la distribución de la demanda de potencia

La Línea de Servicio ha sido definida en los estudios previos para la selección del nivel de tensión, siendo el más óptimo de 22.9 kV para suministrar de energía en los principales puntos de la

Copyright © Pöyry

demanda, como son las ventanas de acceso para el túnel de conducción, cuyo uso estará destinado principalmente en los túneles para la iluminación, sistemas de refrigeración y para el funcionamiento de determinados equipos, del mismo modo para el funcionamiento del Campamento principal.

2.2 Alcance

Presentar el desarrollo del estudio de Operatividad que contiene la ingeniería de la línea de servicio y la del nuevo transformador en la subestación de San Gabán II. Este documento estará compuesto por tres volúmenes, los cuales se detallan a continuación:

Parte I – Resumen Ejecutivo

Parte II – Ingeniería del Proyecto

Parte III – Estudio Eléctricos

Los diferentes volúmenes abarcan en detalle la descripción del proyecto, criterios de diseño, planos, resultados de los cálculos justificativos y resultados de cálculos eléctricos, en el marco del desarrollo del Estudio de Operatividad, que tiene como fin verificar que el equipamiento principal de las instalaciones del proyecto, no impacten en la operación del sistema interconectado SEIN, en el punto de conexión para el suministro en Media Tensión.

2.3 Objetivos

El presente documento tiene por objetivo presentar el estudio de Operatividad, con la finalidad de conseguir la autorización para la operación de la Línea de Servicio en Media Tensión. Se ha indicado que la línea alimentará toda la etapa de construcción de la Central Hidroeléctrica San Gabán III, contando con energía eléctrica en cada uno de los accesos a las ventanas para los diversos trabajos de excavación, construcción del túnel de conducción, obras de toma y casa de máquinas y las características mínimas que debe cumplir el nuevo transformador, en la SE San Gabán II, para satisfacer la demanda requerida.

En cada una de las ventanas se colocará una pequeña subestación de transformación para poder suministrar la potencia solicitada por cada campamento o área de trabajo.

Copyright © Pöyry

3 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

3.1 Área del Proyecto

3.1.1 Ubicación

El área del proyecto está ubicado en el departamento de Puno, provincia de Carabaya y distrito de San Gabán, con principales poblaciones se encuentran Casahuiri, San Isidro, Churumayo y otros, todos se encuentran dentro de la influencia de la Comunidad Campesina de Icaco. En la Figura 3-1 se muestra la ubicación regional y local de la zona de estudio.

La línea de servicio tiene planificado alimentarse desde la Subestación San Gabán II, esta subestación se encuentra en las inmediaciones del centro poblado de Casa Huiri en la margen derecha del río San Gabán y tiene proyectado mantenerse sobre la margen derecha ya que los puntos de entrega de la Central Hidroeléctrica San Gabán III se encuentra en la margen derecha del río San Gabán.

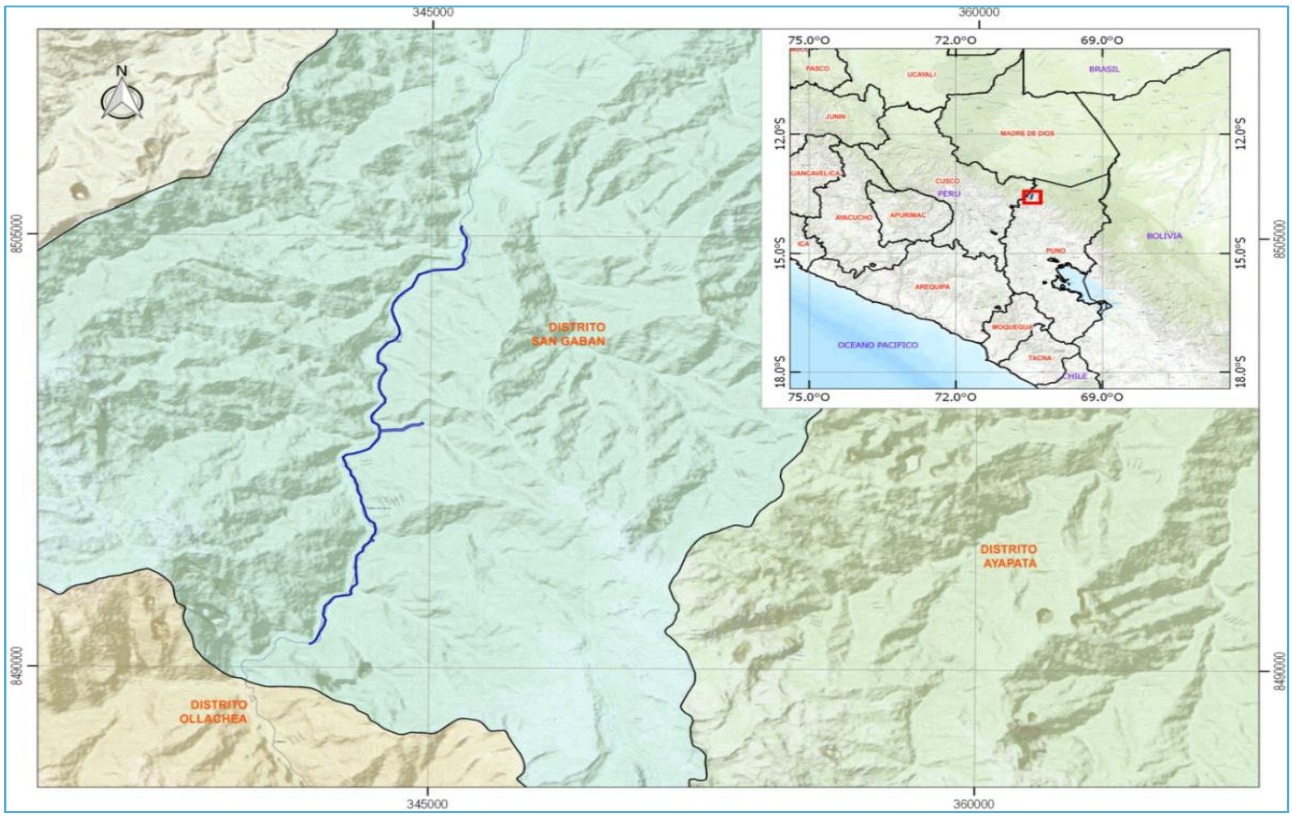


Figura 3-1: Ubicación del área de Proyecto

3.1.2 Accesos al área del proyecto

Existen cuatro puertos que pueden ser utilizados para el desembarque de los suministros y equipos requeridos para la ejecución del proyecto: el puerto de Ilo, el de Matarani, el de Marcona y el del Callao. Todos estos se encuentran conectados con el área del proyecto a través de carreteras asfaltadas, diseñadas para tráfico pesado y corresponden en un alto porcentaje a las Carreteras Interoceánicas Perú-Brasil. Adicionalmente, se cuenta con una red ferroviaria que une el puerto de Matarani con Juliaca y Cusco.

Copyright © Pöyry

Puerto del Callao: De los cuatro puertos factibles, el puerto del Callao es el más lejano. En caso de ser utilizado, el transporte de los suministros y equipos seria realizado por una porción de la carretera panamericana (tramo Lima-Nazca) para luego continuar por la carretera interoceánica Perú- Brasil hasta Casahuire con un recorrido total de 1'456 km como se muestra en la Tabla 3-1.

Puerto de Marcona: el puerto se encuentra al sur del puerto del Callao la distancia entre el puerto de Marcona y Nazca es de solo 65 km, siguiendo desde Nazca el recorrido de la Interoceánica hasta Casahuire con un recorrido total de 1'080 km como se muestra en la Tabla 3-1.

Tabla 3-1: Cuadro de Distancias Puerto del Callao – Casahuire

Tramo	Distancia (km)	Descripción de la Vía
Lima-Nazca	441	Asfaltada en buen estado
Marcona-Nazca	65	Asfaltada en buen estado
Nazca-Puquio	157	Asfaltada en buen estado
Puquio-Chalhuanca	186	Asfaltada en buen estado
Chalhuanca-Abancay	123	Asfaltada en buen estado
Abancay-Urcos	158	Asfaltada en buen estado
Urcos–San Gabán	365	Asfaltada en buen estado
San Gabán-Sangari	10	Asfaltada en buen estado
Sangari-Casahuire	16	Asfaltada en buen estado

Puerto Matarani: El acceso carretero desde el puerto de Matarani hasta el área del proyecto, se encuentra asfaltado desde el 2010 y corresponde a la ruta que sigue la Carretera Interoceánica en el tramo Matarani-Arequipa-Juliaca-Azángaro-Macusani- Ollaechea-Casahuire-Sangarí, donde se ubica la Casa de Máquinas, con un recorrido total de 711 km como se muestra en la Tabla 3-2.

Tabla 3-2: Cuadro de Distancias Puerto Matarani – Sangarí

Tramo	Distancia (km)	Descripción de la Vía
Matarani-Arequipa	120	Asfaltada en buen estado
Arequipa-Juliaca	276	Asfaltada en buen estado
Juliaca-Azángaro	81	Asfaltada en buen estado
Azángaro-Macusani	135	Asfaltada en buen estado
Macusani-Ollachea	54	Asfaltada en buen estado
Ollachea–Casahuire	29	Asfaltada en buen estado
Casahuire–Sangarí	16	Asfaltada en buen estado

El acceso ferroviario corresponde a otra modalidad de transporte que puede ser utilizada, desde el puerto de Matarani hacia Arequipa, Juliaca y Cusco. Esta vía denominada Ferrocarril del Sur está concesionada al Consorcio Ferrocarril Trasandino S.A., conformado por Containers y Peruval Corp que se encargan de administrar la infraestructura ferroviaria y Perú Rail S.A. empresa encargada de la operación, con un recorrido total de 809 km como se muestra en la Tabla 3-3.

Tabla 3-3: Cuadro de Distancias Puerto Matarani – Cuzco

Tramo	Distancia (km)	Descripción de la Vía
Matarani-Arequipa	120	En buen estado, operado por PERU RAIL
Arequipa-Juliaca	304	En buen estado, operado por PERU RAIL
Juliaca-Puno	47	En buen estado, operado por PERU RAIL
Juliaca-Cusco	338	En buen estado, operado por PERU RAIL

Tiene como mercados relevantes el transporte de pasajeros en el tramo Cusco–Juliaca- Puno de 385 km y el transporte de carga desde el puerto de Matarani a la ciudad de Arequipa y a las ciudades andinas de Juliaca, Puno y Cusco.

Copyright © Pöyry

En la ruta Matarani-Cusco se cuenta con vagones plataforma con baranda rebatible cuyas dimensiones son: 10,50 m de largo por 2,60 m de ancho, su capacidad de carga útil es de 40 toneladas. En esta ruta la línea férrea es de trocha estándar de 1,44 m, la misma que termina en la estación de Guanca. El galibo mínimo de los túneles y capacidad de la vía férrea varía, para el ferrocarril tramo sur es de 3,50 m de ancho y 4 m de alto.

Puerto de Ilo: las carreteras presentan condiciones similares a las demás Carreteras Interoceánicas. La longitud de desarrollo de la carretera desde Ilo hasta Juliaca es de 370 km y desde Juliaca a Sangari de 315 km, dando un total de 685 km.

Figura 3-2: Mapa de Acceso desde los Principales Puertos del Sur

3.1.3 Condiciones Climatológicas

Las características climatológicas de la zona del proyecto, se refieren básicamente a los principales parámetros, tales como: temperaturas, humedad relativa, presión de viento, altitud, etc. que caracterizan la zona del proyecto.

Las características climatológicas de la zona del estudio son las siguientes:

Copyright © Pöyry

Tabla 3-4: Características Ambientales en la Zona del Proyecto

Parámetros	Características
Elevación sobre el nivel del mar	< 1500 msnm
Temperatura ambiente media	24 ^{o}C
Temperatura ambiente mínima absoluta	16 ^{o}C
Temperatura ambiente máxima absoluta	30 ^{o}C
Velocidad del viento	26 m/s 94 km/h (base de diseño según CNE Suministro 2011, tabla 250-1.B)
Humedad relativa	80%-90%
Polución ambiental	ligera

3.2 Descripción de las Características Técnicas del Proyecto

Siguiendo la normativa indicada en el CNE Suministro 2011, en el diseño de la línea de servicio se ha considerado la menor cantidad de vértices y se ha respetado principalmente el área de concesión del proyecto.

El Diseño y Expediente Técnico para la Línea de Servicio en Media Tensión está elaborado de tal forma que el servicio de las redes a lo largo de los recorridos aéreos, no se vean interrumpidos, excepto en los casos que necesariamente sean previsibles.

La distribución de cargas de la Línea de Servicio, se ha definido de la siguiente manera:

Tabla 3-5: Cuadro Distribución de Demanda

Carga	Potencia Activa [kW]	Factor de potencia
Campamento N1	400	0.98
Ventana N1	600	0.98
Campamento N2	130	0.98
Campamento N3	400	0.98
Patio de Llave	600	0.98
TBM	3400	0.85

Copyright © Pöyry

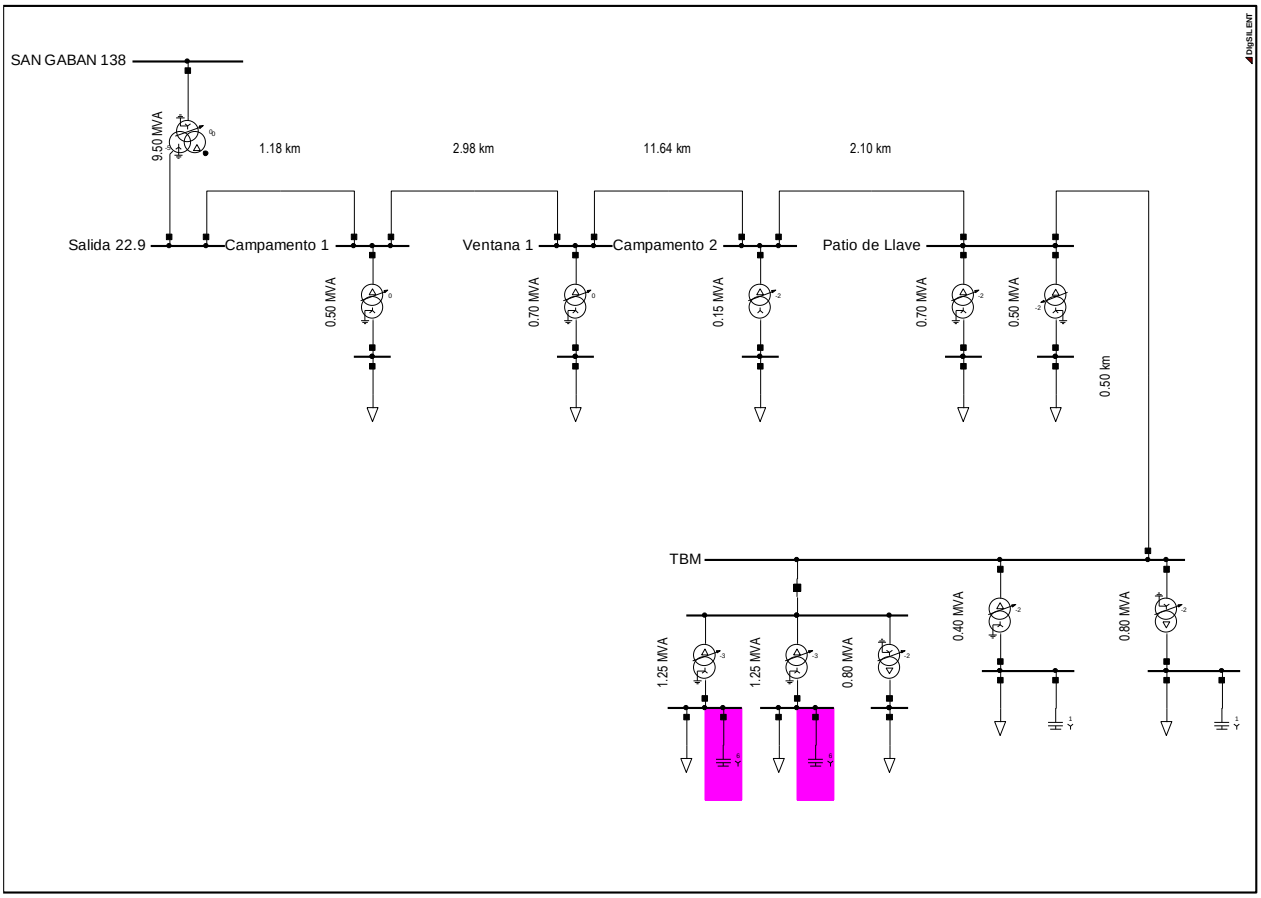


Figura 3-3:Diagrama Unifilar Simplificado del Proyecto

3.2.1 Dimensionamiento del tipo de conductor

De acuerdo al expediente Fase I: selección económica del nivel tensión para la línea de servicio del proyecto, se recomendó el conductor de 240 mm2 en 22.9 kV que era la mejor alternativa como resultado de la evaluación económica y los parámetros de diseño que responden a las buenas prácticas de diseño, sin embargo, sabiendo que la Línea de Servicio que se está diseñando trabajará a máxima carga durante la etapa de construcción de la central hidroeléctrica y después de la construcción operará a mínima carga, ya que será la reserva para ambas Subestaciones (San Gabán II y San Gabán III) y se activarán solo en caso de emergencias y con una carga mínima. Por lo anterior, se ha considerado emplear un conductor de 120 mm² para el diseño de la Línea de Servicio.

Para el caso de la potencia solicitada en cada ventana en la fase inicial y las nuevas cargas añadidas a solicitud del cliente CWE, las distribuciones de carga serán de acuerdo al área de trabajo y el consumo requerido, estipuladas en el CNE-2011 Tabla 14 Regla 050-210.

Copyright © Pöyry

3.2.2 Condiciones de Operación

Las condiciones de operación en la cual trabajará la línea se describen a continuación:

Tabla 3-6: Condiciones de Operación de la Línea de Transmisión

Nivel de tensión	Unidad	Valor
Nivel de Tensión nominal	kV	22.9
Nivel de Tensión máxima	kV	24.0
Frecuencia	hz	60.0
Potencia de Operación Normal	MVA	5.0
Potencia Máxima de diseño	MVA	9.5
Caída de tensión máxima	%	5.0

Además, se realizó un cálculo de caída de tensión para verificar el porcentaje de pérdida que se podría presentar en la línea en un escenario crítico, observando que aún se encuentra en un rango aceptable como se puede apreciar en la Tabla 3-7.

Tabla 3-7: Cálculo de Caída de Tensión por Carga Solicitada

Nodo	Descripción (localidades)	Potencia Activa (kW)	Factor de Potencia	Long. Acum (km)	Sección Nominal (mm²)	N° de Fases	Caída Tensión (%)
1	Subestación						0.00%
2	Campamento No 1	400	0.98	1.18	AAAC 120 mm²	3Φ	0.49%
3	Ventana No 1	600	0.98	4.16	AAAC 120 mm²	3Φ	1.15%
4	Campamento No 2	130	0.98	15.8	AAAC 120 mm²	3Φ	3.94%
6	Patio de Llaves	600	0.98	17.9	AAAC 120 mm²	3Φ	0.70%
	Campamento No 3	400	0.98				
7	(TBM)	3400	0.85	18.4	AAAC 120 mm²	3Φ	0.13%

3.2.3 Franja de Servidumbre

De acuerdo con el Código Nacional de Electricidad Suministro 2011, el ancho mínimo de franja de servidumbre para la línea de 22.9 kV es de 11 m. El trazo de ruta respeta la franja de servidumbre requerida.

Copyright © Pöyry

3.2.4 Niveles de Aislamiento

Los valores estandarizados de aislamiento, se muestran según la Tabla 3-1.

Tabla 3-8: Nivel de Tensión de Aislamiento para la Línea

Nivel de tensión	Unidad	Valor
Tensión nominal entre fases	kV	22.9/13.2
Tensión máxima entre fases	kV	24
Tensión de sostenimiento a la onda 1,2/50 entre fases y fase a tierra	kVp	125
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fases y fase a tierra	kV	50

El valor de las sobretensiones es de vital importancia para el diseño de la línea de servicio debido a que este cálculo servirá para escoger el nivel de aislamiento y las protecciones de los equipos.

El diseño del aislamiento de la Línea Aérea de 22.9 kV, se efectúa considerando los siguientes criterios:

Diseño mecánico

- Cálculo de aisladores tipo PIN para las estructuras en cantiléver.
- Cálculo de la cadena de aisladores cerámicos para las estructuras de anclaje y suspensión.

Diseño Eléctrico

- Sobretensión a frecuencia industrial
- Sobretensión de impulso atmosférico
- Distancia de fuga

El aislamiento de la línea de transmisión determinado por los criterios definidos en los puntos anteriores estará conformado por cadenas de aisladores con las características mínimas descritas en la Tabla 3-9.

Tabla 3-9: Valores Mínimos de Resistencia Eléctrica de Aisladores

Tipo	Tensión [kV]	Sobretensión a frecuencia industrial [kV rms]	Sobretensión atmosférica [kV pico]	Distancia de Fuga [mm]	Longitud a masa [mm]
Suspensión	22.9	70	167	407	270
Anclaje	22.9	70	167	407	270

El aislamiento de la línea de servicio en media tensión determinado por los criterios definidos en los puntos anteriores estará conformado por una cadena compuesta por dos aisladores de suspensión, clase ANSI 52-3 y un aislador tipo pin clase ANSI 56-3 con las características mínimas mostradas en Tabla 3-10 y Tabla 3-11 respectivamente.

Copyright © Pöyry

Tabla 3-10: Cadena de Aisladores de Vidrio Templado o Porcelana

Característica	Parámetro
Tipo	Anclaje
Clase ANSI	52-3
Diámetro del disco	273 mm
Altura	146 mm
Distancia de Fuga	292 mm
Carga de falla electromecánica	80 kN
Tensión Resistente a frecuencia industrial	
Seco	80kV
Humedad	50kV
Impulso	130kV
Tensión de Perforación	110kV
Conexión	Ball & Socket
Pesp Neto Aproximado	4,5kg

Tabla 3-11: Aisladores de Porcelana Tipo PIN 56-3

Característica	Parámetro
Tipo	Alineamiento
Clase ANSI	56-3
Diámetro del disco	256 mm
Altura	190 mm
Distancia de Fuga	533 mm
Resistencia de Flexión (Cantilever)	13 kN
Tensión resistente a frecuencia industrial	
Seco	125kV
Humedad	80kV
Impulso	265kV
Tensión de Perforación	165kV
Peso Neto Aproximado	

3.2.5 Límite de tensión mecánica en los conductores

Acorde con lo establecido en el CNE, los esfuerzos de tensión a 25°C sin carga externa, no deberán exceder:

- El 18 % de su resistencia nominal en rotura (estado inicial)
- El 16 % de su resistencia nominal en rotura (estado final)

Así mismo los esfuerzos en cualquier otro caso, no superarán el 60% de su resistencia nominal a la rotura.

3.2.6 Distancias de Seguridad

El cumplimiento de las distancias mínimas del conductor a la superficie del terreno, terrenos

Copyright © Pöyry

rocosos o arboles aislados, edificaciones y otras construcciones de acuerdo a la Norma DGE se muestra en la Tabla 3-12.

Tabla 3-12: Distancias Mínimas del Conductor a superficies, terrenos rocosos, edificaciones y otras construcciones

Distancia Mínima del conductor a la superficie del terreno para líneas de 22.9/13.2kV	Distancia vertical (m)
En lugares accesibles sólo a peatones	5,0
En laderas no accesibles a vehículos o personas	3,0
En lugares con circulación de maquinaria agrícola	6,0
A lo largo de calles y caminos en zonas urbanas	6,0
En cruce de calles, avenidas y vías férreas	7,0
Distancias mínimas a terrenos rocosos o árboles aislados	
Distancia vertical entre el conductor y los arboles	2,5
Distancia radial entre el conductor y los arboles laterales	0,5
Distancias mínimas a edificaciones y otras construcciones	
Distancia radial entre el conductor y paredes y otras estructuras no accesibles	2,5
Distancia horizontal entre el conductor y parte de una edificación normalmente accesible a personas incluyendo ventanas, balcones y lugares similares	2,5
Distancia radial entre el conductor y antenas o distintos tipos de pararrayos	3,0

3.3 Descripción del Equipamiento

3.3.1 Celdas, Cables de Media Tensión y Transformadores

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, mostraremos las características principales de todo el equipamiento que requiere la línea de servicio:

a) La línea principal o ramal principal cuyas características se encuentran resumidas en la Tabla 3-13. Para fines de cálculo de las características para la línea de servicio se asumió una disposición triangular en simple terna con separación entre los conductores de fase de 2.10/1.75/1.75 m en promedio, la cual corresponde a un armado de Estructura de Retención en configuración triangular y ángulo de 0° a 30° como el predominante durante la mayor parte del recorrido de la línea.

b) Una (1) celda de 138 kV completa incluyendo interruptor, seccionador, transformador de corriente, transformador de tensión, equipo de control y cableado interno para la maniobra del transformador reductor trifásico.

c) Un (1) transformador reductor trifásico para instalación exterior, bobinas inmersas en aceite, sistema de enfriamiento ONAN/ONAF, de 9.5/9.5/3.2 MVA, 146 (±8x1.25%) /22.9/13.8 kV, grupo de conexión YN0yn6d11, 60 Hz, con cambiador de derivaciones sin carga, con todos los accesorios incluidos, aisladores pasa tapas (“bushings”) para la conexión a los cables de alta y media tensión, transformadores de corriente (CT’s), pararrayos, equipo de control y protección y cableado interno;

d) Una celda de interruptor de 22.9 kV, una para maniobra de la línea de servicio, incluyendo el interruptor extraíble, transformadores de corriente (CT’s), transformadores de potencial (PT’s), equipo de control y cableado interno.

e) Diez (10) transformadores, con bobinas inmersas en aceite, para distribución e instalación exterior a lo largo de la línea de servicio de 22.9 kV; estos transformadores reducirán la tensión de 22.9kV a 0.4kV.

Copyright © Pöyry

f) Cuatro (4) bancos de compensación shunt en baja tensión en la carga TBM.

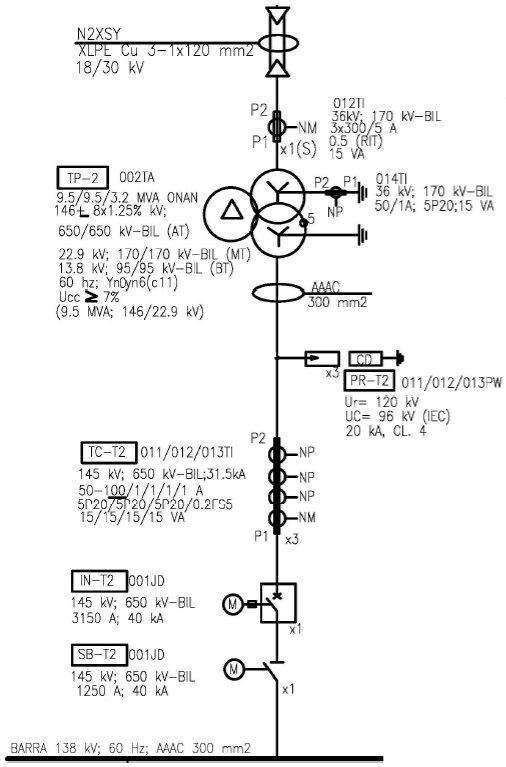
g) Un (1) lote de cables monopolares de polietileno reticulado (XLPE) de 25.0 kV para conectar la celda de salida y los seccionadores de la línea de servico, además para conectar los diferentes transformadores de distribución con sus respectivos equipos de maniobra. La provisión incluirá bandejas portacables o canalización según corresponda.

Tabla 3-13. Caracteristicas principales de la linea de servicio aceptable de acuerdo al nivel de tensión 22.9 kV

Característica	Parámetro
Voltaje de operación	22.9 kV
Frecuencia	60 Hz
Longitud de la linea	18.4 km
Conductor	AAAC 120 mm^2
Diámetro exterior del conductor	20.0 mm
Disposición de fases	Triangular
Separación entre fases	2.10/1.75/1.75 m en promedio
Resistencia C.A. a 75 ^oC	0.3179 Ω/km
Inductancia reactiva	0.4396 Ω/km

Copyright © Pöyry

3.3.2 Características técnicas del equipamiento.



SIMBOLO	CODIGO	DESCRIPCION	CANTIDAD
	TP-1 TP-2	TRANSFORMADOR DE SS.AA MVA Y 9.5 MVA	2
	IN-T1 IN-G1 IN-G2	INTERRUPTOR DE POTENCIA DE OPERACION MONOPOLAR 145 kV; 650 kV-BIL; 40 kA; 2000 A; 25 mm/kV DE LONGITUD DE FUGA; SF6; 110 Vdc DE TENSION AUXILIAR.	3
	IN-T2	INTERRUPTOR DE POTENCIA DE OPERACION MONOPOLAR 145 kV; 650 kV-BIL; 40 kA; 1250 A; 25 mm/kV DE LONGITUD DE FUGA SF6; 110 Vdc DE TENSION AUXILIAR.	1
	IN1D10 IN-1013	INTERRUPTOR DE POTENCIA DE OPERACION MONOPOLAR 145 kV; 650 kV-BIL; 40 kA; 2000 A; 25 mm/kV DE LONGITUD DE FUGA SF6; 110 Vdc DE TENSION AUXILIAR.	2
	IN-1014	INTERRUPTOR DE POTENCIA DE OPERACION MONOPOLAR 145 kV; 650 kV-BIL; 40 kA; 2000 A; 25 mm/kV DE LONGITUD DE FUGA SF6; 110 Vdc DE TENSION AUXILIAR.	1
	SL-G1 ST-G1 SL-G2 ST-G2 SL-1010 ST-1010 SL-1013 ST-1013	SECCIONADOR DE LINEA TRIPOLAR CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA CON MANDO ELECTRICA LOCAL Y MANUAL DE 145 kV; 650 kV-BIL; 31.5 kV; 1250 A; 25mm/kV DE LONGITUD DE FUGA; APERTURA CENTRAL;110 Vdc DE TENSION AUXILIAR.	4
	SL-1014 ST-1014	SECCIONADOR DE LINEA TRIPOLAR CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA CON MANDO ELECTRICA LOCAL Y MANUAL DE 145 kV; 650 kV-BIL; 40 kV; 800 A; 25mm/kV DE LONGITUD DE FUGA; APERTURA CENTRAL; 110 Vdc DE TENSION AUXILIAR.	1
	SB-T1 SB-T2 SB-G1 SB-G2 SB-1010 SB-1013	SECCIONADOR DE BARRA TRIPOLAR CON MANO ELECTRICO LOCAL Y MANUAL DE 145 kV; 650 kV-BIL;31.5 kA; 1250 A; 25 mm/kV DE LONGITUD DE FUGA; APERTURA CENTRAL; 110 Vdc DE TENSION AUXILIAR.	6
	SB-1014	SECCIONADOR DE BARRA TRIPOLAR CON MANO ELECTRICO LOCAL Y MANUAL DE 145 kV; 650 kV-BIL;40 kV; 800 A; 25 mm/kV DE LONGITUD DE FUGA; APERTURA CENTRAL; 110 Vdc DE TENSION AUXILIAR.	1
	TC-G1 TC-G2 TC-1010 TC-1013	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE 145 kV; 650 kV-BIL; 25 kA; 300-600/1/1/1/1 A; 4x30 VA; 3x5P20; 1xCL 0.2; INCLUYE CAJA DE AGRUPAMIENTO.	12
	TC-T1	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE 145 kV; 650 kV-BIL; 25 kA; 50-100/1/1/1/1 A; 4x30 VA; 3x5P20; 1xCL 0.2; INCLUYE CAJA DE AGRUPAMIENTO.	3
	TC-T2	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE 145 kV; 650 kV-BIL; 25 kA; 50-100/1/1/1/1 A; 4x15 VA; 3x5P20; 1xCL 0.2FS5; INCLUYE CAJA DE AGRUPAMIENTO.	3
	TC-1014	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE 145 kV; 650 kV-BIL; 100-200/1/1/1 A; 3x30 VA; 2x5P20; 1xCL 0.2; INCLUYE CAJA DE AGRUPAMIENTO.	3
	TT-G1 TT-G2 TT-B1 TT-1010 TT-1013 TT-1014	TRANSFORMADOR DE TENSION MONOFASICO CAPACITIVO DE 138:√3/0.10:√3/0.10:√3/ kV; 2x20 VA; 3P; CL. 02; 650 KV-BIL.	18
	PR-G1 PR-G2 PR-B1 PR-T1 PR-T2 PR-1010 PR-1013 PR-1014	PARARRAYOS Ur=120 kV DE OZn; 20 kA; CL4, CON CONTADOR DE DESCARGA	24
	TO-1010 TO-1013 TO-1014	TRAMPA DE ONDA	5

3.3.3 Descripción del sistema de protecciones.

El sistema de protección incluido en el proyecto se detalla a continuación:

PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El transformador del proyecto tiene como protección eléctrica principal un relé diferencial marca Siemens modelo 7UT85 con funciones de sobrecorriente incluidas; los disparos de las protecciones mecánicas a los interruptores del transformador se realizan a través de un

Copyright © Pöyry

relé 86 de disparo y bloqueo. Las funciones habilitadas se muestran en el siguiente cuadro.

Tabla 3-14: Datos del relé diferencial de transformador

Equipo	Relés	Tensión (kV)	Funciones Habilitadas	RTC
TP-2	7UT85 (PR)	138	51,50,51N,50N 87T	100/1
		22.9	51,50,51N,50N 87T	300/5

PROTECCIÓN DE LA SALIDA DE LA LÍNEA EN 22.9KV

La salida de la línea de 22.9kV; tiene como protección eléctrica principal un relé de sobrecorriente marca Siemens modelo 7UJ82. Las funciones habilitadas se muestran en el siguiente cuadro.

Tabla 3-15: Datos del relé de la salida en 22.9kV

Equipo	Relés	Tensión (kV)	Funciones habilitadas	RTC
TP-2	7SJ82	22.9	51,50,51N,50N	300/5

PROTECCIÓN DE LOS PUNTOS DE CARGA EN LA LÍNEA DE 22.9KV

Los puntos de carga del proyecto son cinco estaciones con trasformadores que serán protegidos mediante fusibles cuyas características técnicas se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 3-16: Datos de lo fusibles en 22.9kV

Estación	Transformador	Tensión Nominal	Corriente nominal del fusible
Campamento No 1	TR01	22.9	15
Ventana No 1	TR03	22.9	20
Campamento No 2	TR05	22.9	5
Patio de llaves	TR06	22.9	20
	TR07	22.9	15
TBM	TR08	22.9	13
	TR09	22.9	25
	TBM-1	22.9	85
	TBM-2	22.9	
	TBM-3	22.9	

Copyright © Pöyry

3.3.4 Descripción de la compensación reactiva.

Los bancos de compensación reactiva del proyecto se muestran a continuación:

Estación	Banco	kV	kVA
TBM	BC 100kVAr	0.38	100
	BC 200kVAr	0.46	200
	BC1	0.69	600
	BC2	0.69	600

Copyright © Pöyry

4 TIEMPO DE LA EJECUCIÓN Y PUESTA EN OPERACIÓN

La Línea de Servicio tiene previsto ingresar en operación para **30 de octubre de 2021.**

El cronograma de ejecución de obra, que incluye la instalación y montaje de las estructuras consideradas para la Línea de Servicio, incluyendo además de las pruebas y puesta en servicio se estima que se realizará en un aproximado de 4 meses, como se muestra en la Figura 4-1

Id	Modo de tarea	Nombre de tarea	Duración	Comienzo
1		**PROYECTO LÍNEA DE SERVICIO SG3 - 22.9 kV**	**777 días**	**mar 1/10/19**
2		**INICIO DEL PROYECTO**	**0 días**	**mar 1/10/19**
3		**SUMINISTRO Y TRANSPORTE**	**91 días**	**mar 1/10/19**
4		POSTES Y CRUCETAS DE MADERA	90 días	mar 1/10/19
5		AISLADORES TIPO PIN Y ACCESORIOS	15 días	lun 2/12/19
6		CADENA DE AISLADORES	15 días	lun 2/12/19
7		CONDUCTOR DE ALEACION ALUMINIO	20 días	lun 9/12/19
8		ACCESORIOS PARA CONDUCTOR DE ALEACION ALUMINIO	15 días	lun 16/12/19
9		CONDUCTOR DE COBRE	15 días	lun 16/12/19
10		MATERIAL DE FERRETERIA PARA POSTES Y CRUCETAS	15 días	lun 16/12/19
11		RETENIDAS Y ANCLAJES	20 días	lun 9/12/19
12		MATERIAL PARA PUESTA A TIERRA	15 días	lun 16/12/19
13		**MONTAJE ELECTROMECÁNICO**	**412 días**	**mié 30/09/20**
14		OBRAS PRELIMINARES	105 días	mié 30/09/20
15		INSTALACION DE POSTES DE MADERA	80 días	mié 13/01/21
16		INSTALACION DE RETENIDAS	29 días	sáb 3/04/21
17		MONTAJE DE ARMADOS	8 días	sáb 24/04/21
18		MONTAJE DE CONDUCTORES DE Al. Y AMORTIGUADORES	37 días	dom 25/04/21
19		INSTALACION DE PUESTA A TIERRA	22 días	mié 12/05/21
20		REFORZAMIENTO ESTRUCTURAL	40 días	mar 21/09/21
21		PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	6 días	mié 10/11/21

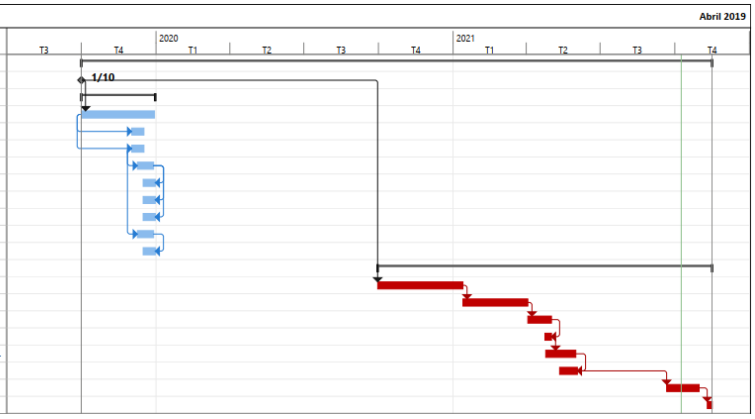


Figura 4-1: Cronograma de actividades de suministro y montaje

Copyright © Pöyry

5 ANÁLISIS ELÉCTRICOS DEL SISTEMA

Los resultados obtenidos en los estudios de estado Estacionario del nuevo transformador para el suministro a la línea de servicio muestran claramente que no se altera la confiabilidad ni la operación del SEIN, por lo que el ingreso de las instalaciones de este proyecto que servirá para la construcción de la futura Central hidroeléctrica San Gabán III, se considera viable.

Los niveles de tensión en barras, la cargabilidad de los transformadores y líneas proyectadas pertenecientes al área de influencia del proyecto (red radial desde Azángaro 138 kV hasta Puerto Maldonado) se mantienen dentro de los límites permitidos.

Del análisis de contingencias, no se observa sobrecargas originadas por el ingreso del proyecto de la línea de 22.9kV; no obstante, ante la desconexión de las líneas L-1009 (Azangaro - San Rafael), L-1010 (Azangaro - San Gabán) y L-1051 (San Rafael - El Ángel) se originan sobrecargas sobre otras líneas contiguas, debido a la topología de la red eléctrica actual, dado que el único enlace de evacuación de la generación de las centrales hidroeléctricas C.H. San Gabán y C.H. El Ángel es la línea de transmisión en configuración doble terna entre San Gabán y Azángaro, es decir, la desconexión de una de estas ternas provoca la sobrecarga en la otra.

Los resultados obtenidos en el Estudio de Cortocircuito muestran que no se supera la capacidad de ruptura de los interruptores existentes, esto debido a la naturaleza del proyecto el cual a ser una instalación pasiva (desde el punto de vista eléctrico), no origina incremento del nivel de cortocircuito y para los nuevos interruptores a instalarse se verificó que tienen la capacidad de ruptura suficiente para los niveles de cortocircuito esperados.

Respecto a el estudio de coordinación de protecciones; en el estudio se ha incluido los ajustes para el proyecto acorde con los criterios de COES; estos ajustes fueron calculados mediante simulación en los diferentes escenarios del año 2021 y también se verificaron en el escenario solicitado por COES avenida mínima 2022.

Acorde con los diferentes análisis y simulaciones realizadas para las protecciones asociadas al transformador TP-2 del proyecto y a los fusibles de los transformadores de alimentación, se observa un adecuado desempeño de los ajustes recomendados, por lo que se recomienda la implementación de estos valores en cada uno de los relés del transformador del proyecto.

Se verifico que con la inclusión del transformador del proyecto TP-2 no se requiere modificación de los ajustes de la protección diferencial de barras de 138kV. También se verifico mediante simulaciones que los relés de las instalaciones vecinas y el EEP existente de las CC.HH. Ángel I, II y III no requieren modificación.

Copyright © Pöyry