Cliente: **VERANO ENERGY**

Consultores: **Inel y MV Ingeniería**

RESUMEN EJECUTIVO

RESUMEN EJECUTIVO – SOL III

DOCUMENTO: CFV-PVS-CT-002 - Resumen Ejecutivo.doc

Revisión No. 1

Versión	Fecha	Cambios	Elabora	Revisa	Aprueba
0	12/04/2022	Primera versión – Presentación a COES	OL	RDI	RDI
1	06/02/2023	Segunda versión – Presentación a COES	OL	RDI	RDI

1. INTRODUCCIÓN 5
2. OBJETIVO 6
3. UBICACIÓN DEL PROYECTO 6
3.1. DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL 7
4. PLANTA FOTOVOLTAICA SOL DE VERANO III 8
4.1. CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL 9
4.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA FV 9
4.3. SISTEMA CC 10
4.3.1. Módulo fotovoltaico 10
4.3.2. Inversor FV 11
4.4. SISTEMA CA BT 11
4.4.1. Subestación Unitaria (SEU) MT 11
4.4.2. Transformador de potencia BT/MT 12
4.4.3. Transformador de servicios auxiliares 13
4.5. SISTEMA CA MT 13
4.5.1. Celdas MT en la subestación BT/MT 13
4.6. CÁLCULO DEL CORTOCIRCUITO 14
4.7. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA 14
4.8. CANALIZACIONES SUBTERRÁNEAS 14
5. INGENIERÍA DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN 15
5.1. CARACTERÍSTICAS CLIMATOLÓGICAS Y AMBIENTALES 15
5.2. CONDICIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO 16
5.3. TRAZO DE RUTA SELECCIONADO 16
5.3.1. Criterios para la selección de la ruta de la línea 16
5.3.2. Descripción del trazo de ruta de la línea de 500 kV 16
5.3.3. Tabla de vértices 17
5.4. SELECCIÓN DEL CONDUCTOR 17
5.4.1. Análisis del tipo de Material. 17
5.4.2. Conductor de Fase 17
5.5. VERIFICACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN 18
5.6. VERIFICACIÓN DE CONDUCTOR POR PÉRDIDAS JOULE 18
5.7. VERIFICACIÓN DE CONDUCTOR POR EFECTO CORONA 19
5.8. VERIFICACIÓN DE CONDUCTOR POR RUIDO AUDIBLE Y RADIO INTERFERENCIA 20
5.9. VERIFICACIÓN DE CONDUCTOR POR RUIDO CAMPO ELÉCTRICO Y MAGNÉTICO 22
5.10. CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR 23
5.10.1. Limitaciones de Tensado 23
5.10.2. Hipótesis para el cálculo mecánico del conductor de fase 23
5.11. AISLAMIENTO 25
5.11.1. Cálculo del número de aisladores 25
5.11.2. BIL (Basic lightning impulse insulation level) 25
5.11.3. Cálculo mecánico de aislador polimérico 25
5.12. DISTANCIAS MÍNIMAS 26
5.12.1. Distancia conductor a estructura lateral 26
5.12.2. Distancia conductor a estructura ventana 26
5.12.3. Distancia conductor a mitad de vano 26
5.12.4. Número de aisladores con recubrimiento de silicona 27
5.13. ESTRUCTURAS 27
5.13.1. Tipos de Estructura 27

5.13.2. Prestación de estructuras *27*
5.14. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA 28
6. INGENIERÍA DE SUBESTACIONES 29
6.1. SUBESTACIÓN SOL DE VERANO III 29
6.1.1. Diagrama Unifilar *29*
6.1.2. Instalaciones proyectadas *31*
6.1.3. Servicios auxiliares *33*
6.1.4. Sistema de medición *33*
6.1.5. Sistema de protección *34*
6.1.6. Protección contra descargas atmosféricas *34*
6.1.7. Sistema de puesta a tierra *35*
6.1.8. Sistema de comunicaciones *35*
6.2. AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN SAN JOSÉ 35
6.2.1. Diagrama Unifilar *36*
6.2.2. Instalaciones existentes *37*
6.2.3. Instalaciones proyectadas *37*
6.2.4. Servicios auxiliares *39*
6.2.5. Sistema de medición *40*
6.2.6. Sistema de protección *40*
6.2.7. Protección contra descargas atmosféricas *40*
6.2.8. Sistema de puesta a tierra *41*
6.2.9. Sistema de comunicaciones *41*
7. ESTUDIOS ELECTRICOS 42
7.1. CONCLUSIONES DE FLUJO DE POTENCIA EN OPERACIÓN NORMAL 42
7.2. CONCLUSIONES DE FLUJO DE POTENCIA EN CONTINGENCIAS 48
7.3. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO 55
7.4. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE CAPACIDAD DE BARRAS 56
7.5. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA 56
7.6. CONCLUSIONES DE VERIFICACIÓN DE INERCIA EN EL SEIN 57
7.7. CONCLUSIONES DEL SIMULACIONES DINÁMICAS - CONTINGENCIAS 58
7.8. CONCLUSIONES DEL SIMULACIONES DINÁMICAS – REDUCCIÓN DE GENERACIÓN ANTE CONTINGENCIAS 58
7.9. CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE ARMÓNICOS 58
8. ESTUDIOS DE DISEÑO 59
8.1. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE DESBALANCE EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN 59
8.2. CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE SOBRETENSIONES, SOLICITACIÓN TÉRMICA DE DESCARGADORES Y REQUERIMIENTOS PARTICULARES DE TRANSFORMADORES 59
8.3. CONCLUSIONES DEL ESTUDIO PARA LA ESPECIFICACIÓN DE INTERRUPTORES 61

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Diagrama Unifilar General 7
Figura 2: Vista de planta de CFV Sol de Verano III 8
Figura 3: Esquema general de CFV 10
Figura 4: Traza de la ruta desde la SE Elevadora a la SE de Conexión 15
Figura 5: Diagrama Unifilar – Subestación Sol de Verano III 30
Figura 6: Diagrama Unifilar – Ampliación Patio Subestación San José 500kV 36

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Ubicación de la zona de estudio. 6
Tabla 2: Coordenadas de inicio y final del proyecto. 6
Tabla 3: Coordenadas de inicio y final del proyecto. 8
Tabla 4: Características generales del proyecto 9
Tabla 5: Especificaciones generales de SEU (MT) 11
Tabla 6: Especificaciones generales de Transformador de potencia 12
Tabla 7: Especificaciones generales de Transformador de servicios auxiliares 13
Tabla 8: Especificaciones generales de celdas de MT 14
Tabla 9: Sistema de Coordenadas UTM WGS-84 17
Tabla 10: Resultados del Balance Térmico del Conductor ACAR 600 MCM 18
Tabla 11: Resultados del efecto corona del set de Conductor ACAR 600 MCM 19
Tabla 12: Hipótesis para el Cálculo Mecánico del Conductor de Fase 24
Tabla 13: Cálculo mecánico para aisladores en suspensión 26
Tabla 14: Cálculo mecánico para aisladores en anclaje 26
Tabla 15: Designación de estructuras 28
Tabla 16: Coordenadas aproximadas del proyecto (Fuente: Elaboración Propia) 29
Tabla 17: Coordenadas aproximadas del proyecto (Fuente: Elaboración Propia) 35
Tabla 18. Zonas definidas para el Sistema de Reducción de Generación alrededor del Proyecto. 42
Tabla 19. Reducción de Generación para el Escenario con Proyecto. 43
Tabla 20. Reducción de Generación para el Escenario con Proyecto – Adicional 1. 45
Tabla 21. Reducción de Generación para el Escenario con Proyecto – Adicional 2. 46
Tabla 22. Reducción de Generación para el Escenario con Proyecto – Adicional 3. 47
Tabla 23. Reducción de Generación para el Escenario con Proyecto – Adicional 4. 48

1. INTRODUCCIÓN

VERANO ENERGY estima la construcción de la central fotovoltaica denominado Sol de Verano III y la línea de transmisión a 500 kV que la interconecte al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en las barras de 500 kV de la S.E. San José, perteneciente a la empresa Sociedad Minera Cerro Verde (SMCV).

El proyecto de la central solar será desarrollado con fines de generación eléctrica y la superficie del proyecto es de 1.343 Hectáreas, conformado por 1.904 inversores, y un total de 923.104 módulos fotovoltaicos.

Como parte del estudio de Pre-Operatividad en este volumen se especifica un resumen de los siguientes:

- Las características generales de la central generadora Sol de Verano III.
- Las características del sistema de transmisión, incluyendo subestaciones.
- Los resultados y conclusiones de los estudios del sistema eléctrico.

En este último se confirma el cumplimiento de los requerimientos de control de potencia activa y reactiva, frecuencia y continuidad de suministro de acuerdo a lo indicado en los requerimientos del PR-20.

Cada uno de los anteriores tiene asociado una serie de documentos específicos que entregan en conjunto para el EPO, del cual tan solo se muestra un resumen a continuación. Para ver el detalle de la ingeniería y estudios, favor ver estos documentos específicos.

OBJETIVO

El estudio de Pre-Operatividad tiene por objetivo verificar que las instalaciones proyectadas en este caso, la central solar Sol de Verano III y el sistema de transmisión a 500 kV, han sido diseñadas para conectarse al SEIN (en la S.E. San José) sin entorpecer la expansión del sistema; preservando los criterios de una adecuada operación y seguridad, y garantizando así la continuidad y calidad del suministro eléctrico.

El proyecto tiene previsto, como año de ingreso de puesta en operación comercial, el año 2025.

2. UBICACIÓN DEL PROYECTO

El ámbito de estudio del proyecto "CFV Sol de Verano III", está ubicado en la siguiente zona:

Tabla 1: Ubicación de la zona de estudio.

Distrito	Mollendo
Provincia	Islay
Departamento	Arequipa

Fuente: Elaboración Propia.

El proyecto está localizado en el Departamento de Arequipa, provincia de Islay y distrito de Mollendo.

El proyecto está localizado entre las siguientes coordenadas UTM – Sistema WGS 84, las cuales se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 2: Coordenadas de inicio y final del proyecto.

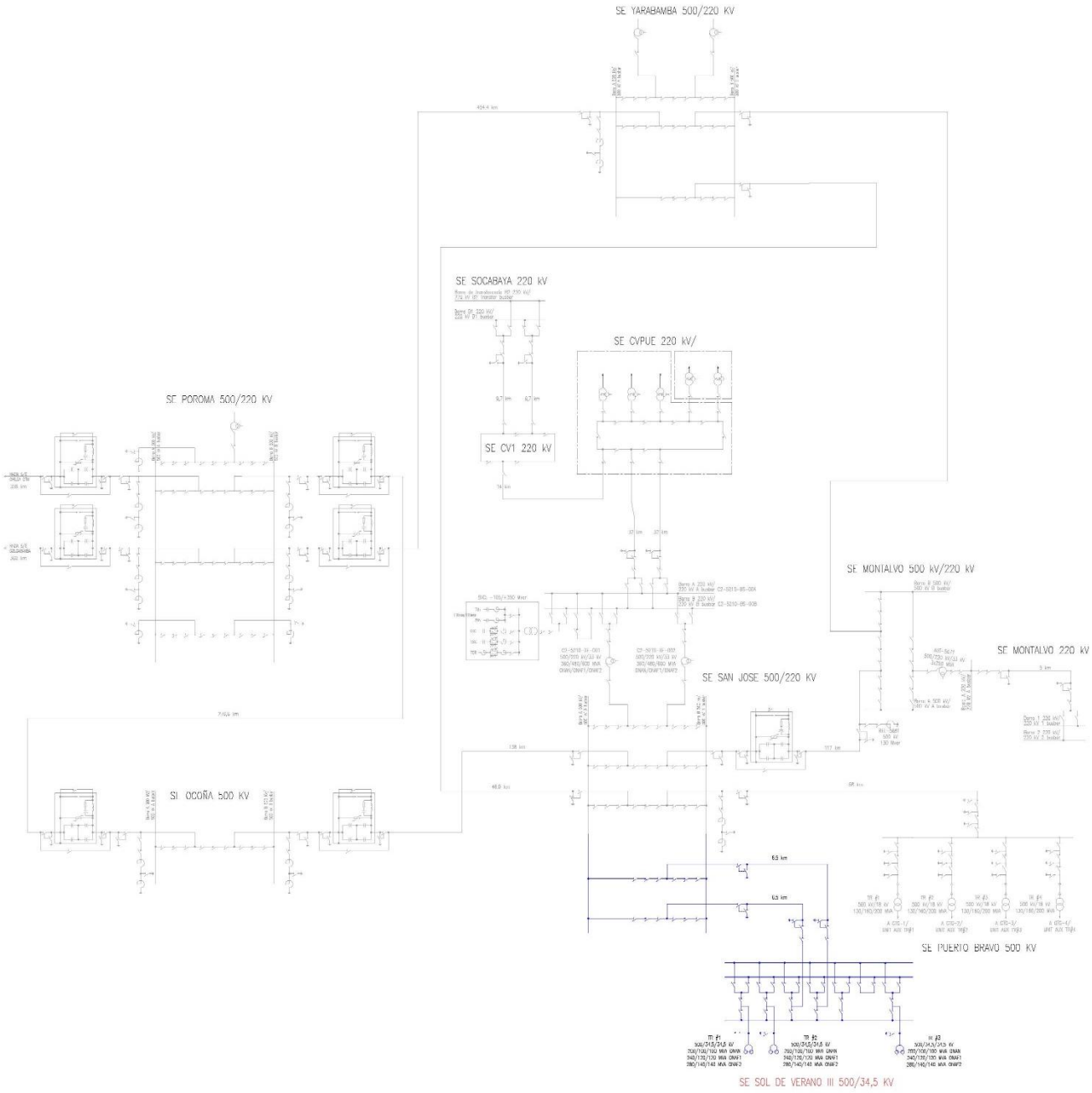
Subestación	Zona	Coordenada Este	Coordenada Norte	Altitud (msnm)
S.E. Sol de Verano III (Inicio de la Línea)	19 S	203.846,92 m E	8.148.874,27 m S	1418
S.E. San José (Fin de la Línea)	19 S	200.403,36 m E	8.153.843,58 m S	1448

Fuente: Elaboración Propia.

La subestación existente San José, pertenece a la empresa Sociedad Minera Cerro Vede (SMCV) y se encuentra ubicada en el distrito de La Joya, provincia de Arequipa y departamento de Arequipa, a una altitud de 1.450 m.s.n.m.

2.1. Diagrama Unifilar General

Figura 1: Diagrama Unifilar General



3. PLANTA FOTOVOLTAICA SOL DE VERANO III

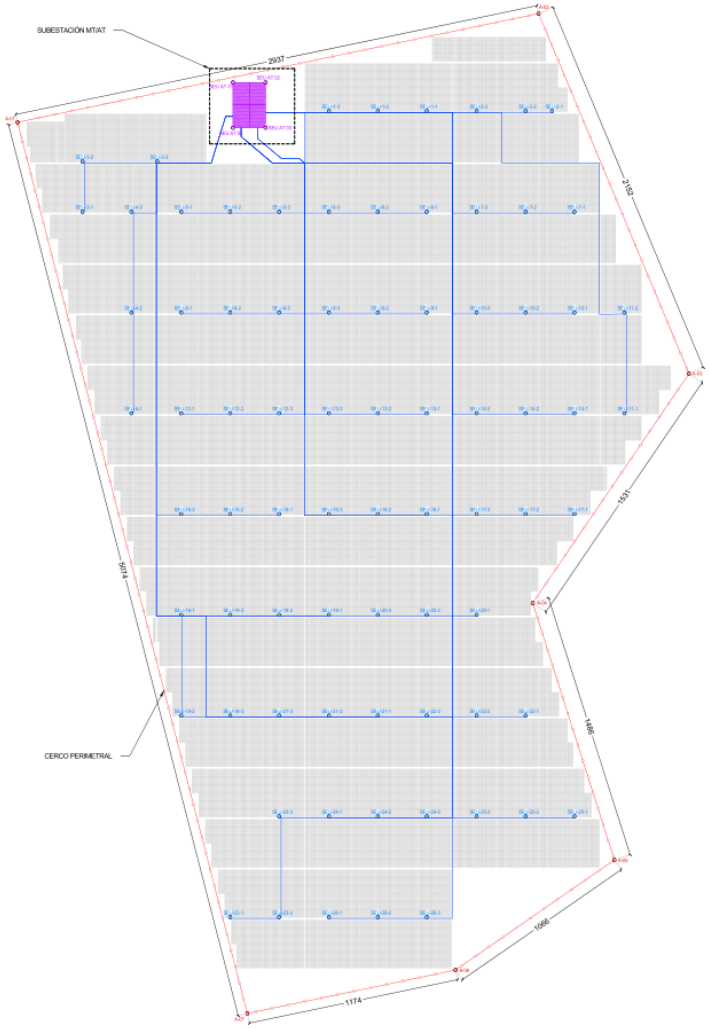
La central fotovoltaica Sol de Verano III está localizado en el Departamento de Arequipa, provincia de Islay y distrito de Mollendo.

El proyecto está localizado entre las siguientes coordenadas UTM – Sistema WGS 84, las cuales se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 3: Coordenadas de inicio y final del proyecto.

Central	Zona	Coordenada Este	Coordenada Norte	Altitud (msnm)
Sol de Verano III	19 S	204.629 m E	8.147.924 m S	1450

Figura 2: Vista de planta de CFV Sol de Verano III



3.1. Características de la Central

En la siguiente tabla se presenta un resumen general del proyecto.

Tabla 4: Características generales del proyecto

Capacidad DC	600 MWdc
Capacidad AC	609,28 MWac
Módulo FV	RISEN SOLAR – TITAN RSM132-8-650BMDG – 650W, Bifacial (Cantidad: 923.104)
Inversor	SUNGROW SG350HX – 352kVA (30°C) (Cantidad: 1904)
Paneles en serie por string / Cantidad de String	32 / 28.847
Transformadores BT/MT	Sungrow MVS8960 – 9.856 kVA (30°C) – 800V/34,5 kV (Cantidad: 68)
Transformadores MT/AT	500/34,5/34,5 kV (Cantidad: 3)
Punto de Interconexión	SE San José 500 kV
Voltaje del punto de interconexión	500 kV
Factor de potencia	1.00
GCR	42 %
Superficie del proyecto (Ha)	1.343

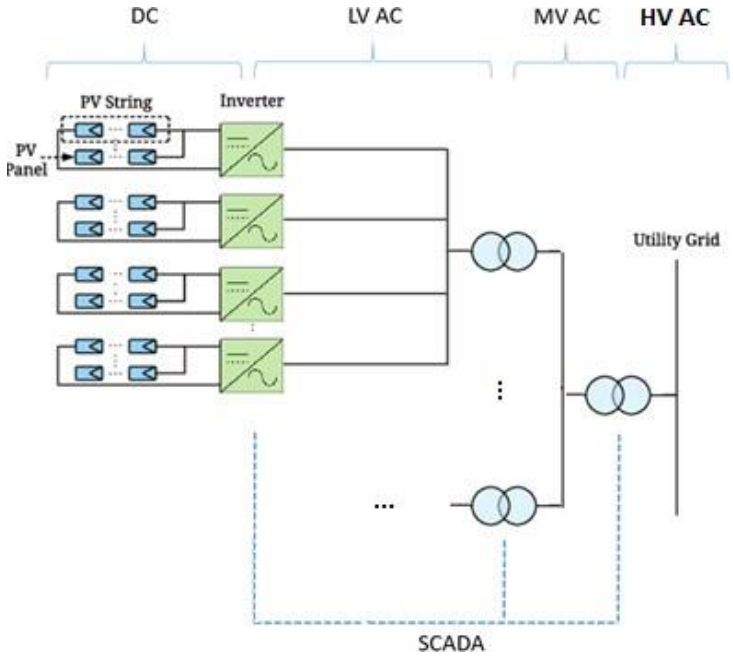
3.2. Descripción general de la planta FV

El Sistema eléctrico de una central fotovoltaica se divide en cuatro subsistemas:

- **Sistema de corriente continua (CC):** Desde los módulos fotovoltaicos los cuales se encargan de la conversión de energía solar en energía eléctrica hasta la entrada DC de los inversores.
- **Sistema de corriente alterna en baja tensión (CA BT):** Desde la salida AC de los inversores hasta la subestación de transformación de baja tensión a media tensión.
- **Sistema de corriente alterna en media tensión (CA MT):** Desde la salida de la subestación de media tensión, incluyendo sus protecciones, hasta la entrada de la subestación de transformación de media a alta tensión.
- **Sistema de corriente alterna en alta tensión (CA AT):** Finalmente el sistema de corriente alterna de alta tensión incluye desde la salida del transformador de potencia, hasta el punto de interconexión con la red, incluyendo la línea de transmisión de alta tensión.

La figura 2, muestra un esquema general de una central fotovoltaica compuesta por inversores de cadena.

Figura 3: Esquema general de CFV



3.3. Sistema CC

3.3.1. Módulo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico es el encargado de transformar la radiación solar en energía eléctrica. Los módulos FV deben estar diseñados, fabricados y probados de acuerdo con las normativas IEC61215, IEC61730, IEC61701, IEC62716 y IEC62548.

Para calcular los parámetros del módulo fotovoltaico en condiciones extremas, hay que tener en cuenta las temperaturas ambientes máximas y mínimas del lugar. Estos valores conducirán a unas temperaturas máximas y mínimas de célula fotovoltaica que desplazarán los parámetros de tensión y corriente del módulo. Estas condiciones extremas de V e I se usarán para diseñar el mínimo y máximo número de módulos fotovoltaicos en una serie (o string).

Para este proyecto se utilizarán 923.104 módulos fotovoltaicos RISEN Solar TITAN RSM132-8-650BMDG – 650W, bifacial.

El string FV se compone de un número de módulos FV conectados en serie. La tensión del string no superará en ningún caso la tensión máxima de aislamiento del módulo, que es de 1500V.

La metodología usada para calcular el tamaño del string FV se describe en el estándar IEC TS 61724-1 “Photovoltaic system performance – Part 3: Energy evaluation”.

Los parámetros V e I del string en condiciones extremas se calculan siguiendo dicha metodología y comparándolos en todo momento con los parámetros de la entrada CC del inversor fotovoltaico escogido para comprobar que son compatibles.

Para el presente proyecto se utilizarán 32 módulos fotovoltaicos conectados en serie por cada string y serán requeridos en total 28.847 strings.

3.3.2. Inversor FV

El inversor fotovoltaico transforma la potencia CC en potencia CA. El proceso utilizado por el inversor para obtener la máxima potencia del string fotovoltaico se denomina "seguimiento del punto de máxima potencia", el cual consiste en ir ajustando la tensión del string midiendo al mismo tiempo la corriente de salida hasta que ésta llega a ser máxima. El subsistema encargado de este proceso de seguimiento se denomina "seguidor del punto de máxima potencia" o MPPT por sus siglas en inglés.

Para plantas fotovoltaicas principalmente son utilizadas dos topologías con respecto a los inversores:

- **Inversores de string:** integran varios MPPTs. Este tipo de inversor está diseñado para aceptar normalmente un string por MPPT, por lo que no se requieren fusibles de CC al no poder darse corrientes inversas peligrosas para el string. Normalmente se incluye un par de conectores (positivo y negativo) por cada entrada del inversor. El inversor de string se ubica normalmente cerca del campo solar y lejos de la subestación BT/MT. Por lo tanto, se suelen requerir líneas de CA BT largas.

Los inversores seleccionados para este proyecto serán de tipo String.

Fabricante	SUNGROW
Modelo	SG320HX / 320kVA
Tipo	Inversor de string
Cantidad	1.904

Es importante resaltar que este inversor no se ve afectado por derrateos de potencia hasta los 3000 m.s.n.m.

3.4. Sistema CA BT

3.4.1. Subestación Unitaria (SEU) MT

Se instalarán subestaciones unitarias BT/MT que integrarán los cuadros de protección BT, las celdas de protección MT y los transformadores de potencia y de servicios auxiliares, todo ello en una envolvente compacta prefabricada. Las protecciones MT se integrarán en celdas estándar dentro de la subestación. Para este proyecto será necesaria la instalación de 68 SEUs.

Tabla 5: Especificaciones generales de SEU (MT)

Fabricante	SUNGROW
Modelo	MVS8960-LV
Tipo	Montado en contenedor de 20 pies
Cumplimiento con estándares	IEC
NÚMERO de transformadores de potencia	1
NÚMERO de transformadores de SSAA	1
Integración de celdas MT	SI
Integración de cuadro de protecciones BT	SI
Grado de protección	IP54

3.4.2. Transformador de potencia BT/MT

El transformador de potencia BT/MT y las celdas MT se fabricarán y comprobarán en cumplimiento con ANSI C57.12 o IEC 60076. Su potencia aparente se determinará considerando la máxima potencia a ser inyectada a la red con los correspondientes factores de corrección (altitud, temperatura, etc) descritos en dichos estándares y en las recomendaciones del fabricante.

Estos transformadores estarán integrados en las SEUs.

Las especificaciones generales de los transformadores de potencia a utilizar son las siguientes:

Tabla 6: Especificaciones generales de Transformador de potencia

Proveedor	SUNGROW
Tipo	Sellado herméticamente
Tipo de aislante	Aceite mineral
Método de refrigeración	ONAN
Grupo de conexión	Dy11y11
Impedancia	9.5%
Cambiador de tomas del primario	0, ±2.5%, ±5%
Tensión nominal del primario	34,5 kV
Tensión nominal del secundario	800 VCA
Potencia aparente nominal	8.960 kVA @ 40°C 9.856 kVA (30°C)

Es importante resaltar que, este transformador será adecuado para trabajar a la altura (m.s.n.m.) de instalación de la central solar.

3.4.3. Transformador de servicios auxiliares

Para alimentar las cargas auxiliares, se instalará un transformador de servicios auxiliares en cada SEU.

Tabla 7: Especificaciones generales de Transformador de servicios auxiliares

Proveedor	Sungrow
Tipo	Seco
Grupo de conexión	Dyn11
Tensión del primario	800 VCA
Tensión del secundario	220-380 VCA
Potencia aparente nominal	5 kVA

3.5. Sistema CA MT

Los circuitos CA MT comprenden los circuitos comprendidos entre el bobinado MT del transformador de potencia BT/MT hasta el bobinado MT del transformador de potencia MT/AT. Los circuitos están compuestos por dos tipos de conductores: cables aislados para canalización enterrada y cables desnudos para canalización aérea.

El cable enterrado será de Cobre, trenzado, triple extrusión de alta rigidez dieléctrica y 35kV de aislamiento. Tendrán una operación máxima de 90º (XLPE)

Sección Nominal	127 mm2	253 mm2	500 mm2
Sección Real	13,2 mm	18,6 mm	27 mm
Diámetro Conductor	8,76 mm	8,76 mm	8,76 mm
Espesor de Aislamiento	38,5 mm	45,8 mm	54,5 mm
Diámetro Total	2,464 kg/km	4,053 kg/km	6,794 kg/km
Peso Total	0,141 Ω/km	0,0708 Ω/km	0,0354 Ω/km
Resistencia máx. 20 °C - CC	0,16 uF	0,20 uF	0,26 uF
Capacidad	127 mm2	253 mm2	500 mm2

El sistema MT se calculará en base a los códigos IEC 60502, el Código Nacional de Electricidad Peruano, y cualquier otra normativa nacional e internacional vigente. La máxima caída de tensión en las líneas MT se especifica en el contrato con el cliente.

3.5.1. Celdas MT en la subestación BT/MT

Las celdas de protección MT se fabricarán según IEC 62271. El dimensionado del sistema de barras se determinará considerando la máxima potencia del transformador y los factores técnicos descritos en el estándar IEC 62271.

Las celdas MT usadas en este proyecto son las siguientes:

Tabla 8: Especificaciones generales de celdas de MT

Proveedor	ABB
Tipo	RMU (Ring Main Unit)
Gas aislante en las protecciones	SF6
Tensión nominal Ur	36 kV
Tensión de aislamiento Ud	80 kV
Corriente nominal Ir	630 A
Corriente de breve duración Ik	20 kA
Corriente de pico de breve duración Ip	52 kA
Tiempo de Resistencia al cortocircuito tk	3s

3.6. Cálculo del cortocircuito

El método de cálculo del cortocircuito será basado en el standard IEC 60909: 2016. Todos los interruptores, equipos de protección y demás elementos que conforman el sistema eléctrico del proyecto deberán dimensionarse de manera tal que soporten los máximos valores de corto circuito calculados, previendo las variaciones futuras que podrán presentarse por cambios en las topologías del sistema interconectado.

3.7. Sistema de puesta a tierra

El diseño del Sistema de puesta a tierra será implementado considerando el estándar IEEE 80 “Safety in AC Substation Grounding’’. El cálculo de la resistencia de puesta a tierra, tensiones de Paso y de Contacto se determinarán con ayuda de herramientas computarizadas basadas en la normativa anterior, de manera tal que los modelos de cálculos sean lo más precisos posibles.

La tierra de protección para los equipos eléctricos se realizará con cable de cobre calibre # 2AWG como mínimo; siempre asegurando que los valores de toque y paso se encuentren por debajo de los valores de tensión de toque y paso permitidos.

3.8. Canalizaciones subterráneas

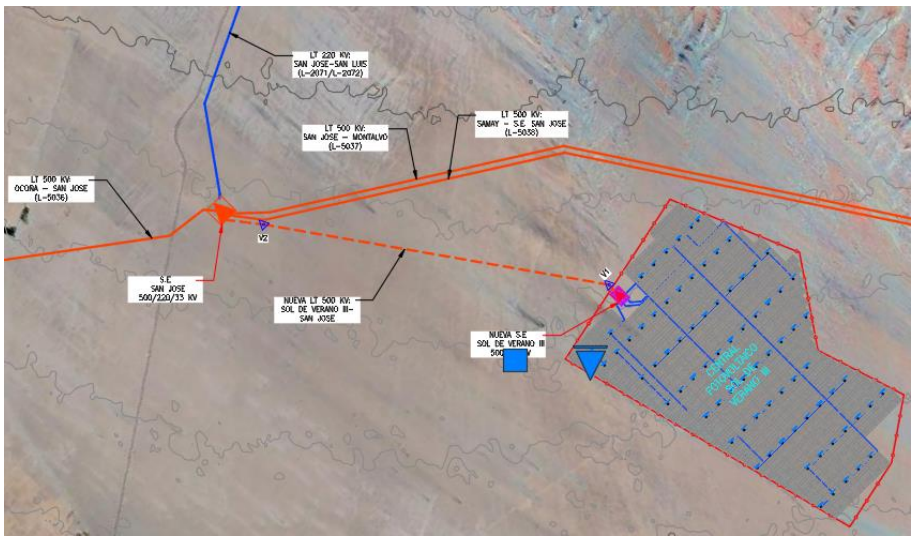
La máxima capacidad de los tubos se calculará siguiendo las normas nacionales e internacionales que apliquen. Los tubos para canalizaciones subterráneas se fabricarán SEGÚN ASTM 1785.

4. INGENIERÍA DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN

La línea de transmisión 500 kV Sol de Verano III – SE San José recorre 6 km ubicado en el departamento de Arequipa, provincia de Arequipa en el distrito La Joya.

En su recorrido abarca altitudes desde 1400 msnm hasta los 1500 msnm, con lo cual se ubica en la zona de carga del Área 0, establecida por el código nacional de electricidad Suministro 2011.

Figura 4: Traza de la ruta desde la SE Elevadora a la SE de Conexión



4.1. Características climatológicas y ambientales

La zona del proyecto Líneas de Transmisión 500kV Sol de Verano III – SE San José, de acuerdo a su ubicación, adoptan las siguientes condiciones climáticas para el diseño de la línea de transmisión:

- Temperatura mínima : 0 °C
- Temperatura media : 20 °C
- Temperatura máxima ambiente : 30 °C
- Velocidad máxima del viento : 26 m/s
- Altitud : < 1500 m.s.n.m.
- Humedad relativa promedio : 75 %
- Nivel Isoceraunico : 15 días de tormenta al año

4.2. Condiciones del Sistema eléctrico

de acuerdo con la norma IEC 60071-1, se tienen los siguientes parámetros entregados en los criterios de diseño del proyecto:

- Sobretensión a frecuencia industrial : 550 kV
- Sobretensión de maniobra (fase-tierra) : 1175 kVp
- Sobretensión de impulso atmosférico : 1550 kVp

4.3. Trazo de ruta seleccionado

4.3.1. Criterios para la selección de la ruta de la línea

Se ha tomado los siguientes criterios para definir la traza de la nueva Línea a construir:

- La traza de la ruta buscará alejarse de cualquier área urbana presente en la zona de estudio.
- Evitar el trazo por zonas que cuentan con registros arqueológicos.
- Evitar el paso por terrenos inundables, suelos hidromórficos, cauces naturales provocados por lluvias, terrenos con pendiente pronunciada en los que sean frecuentes las caídas de piedras y/o árboles y evitar suelos geológicamente inestables.
- Minimizar la afectación de terrenos por terrenos de propiedad privada (en lo posible).
- Minimizar ángulos fuertes de desvío topográfico en el trazo de ruta, de tal forma de que se minimice el uso de estructuras angulares y se evite encarecer los costos de la línea.

4.3.2. Descripción del trazo de ruta de la línea de 500 kV

La longitud aproximada del trazo de ruta es de 6 km.

La ruta está conformada por 02 vértices más los puntos de inicio (pórtico S.E. Sol de Verano III) y llegada (pórtico S.E. San José)

El recorrido se iniciará a partir de la ubicación del pórtico de la S.E. Sol de Verano III y se dirigirá hacia el vértice V1, la ruta se orienta en el sentido Norte. Desde el V1 al V2 la ruta se orienta en el sentido Nor-Oeste. Desde el V2 hasta el pórtico de llegada de la subestación San José, la ruta sigue un sentido similar, de forma paralela a las dos líneas de 500kV que actualmente comunican la SE San José con otros puntos del SEIN.

4.3.3. Tabla de vértices

Línea de Transmisión 500 kV SE Sol de Verano III – SE San José

Tabla 9: Sistema de Coordenadas UTM WGS-84

VÉRTICE	ZONA	COORDENADAS		DISTANCIA (m)	
		ESTE	NORTE	PARCIAL	ACUMULADO
Pórtico (S.E. Sol de Verano III)	19 S	203.846,92	8.148.874,27	-	0
V01	19 S	203.852,05	8.148.988,01	123	123
V02	19 S	200.752,68	8.153.397,86	5841	5964
Pórtico (S.E. San José)	19 S	200.403,36	8.153.843,58	63	6027

4.4. Selección del Conductor

4.4.1. Análisis del tipo de Material

En la industria de conductores de aluminio para líneas de transmisión, es posible encontrar cuatro grandes grupos, que son los más utilizados comercialmente:

- All Aluminum Conductor (AAC)
- Aluminum Conductor Steel Reinforced (ACSR)
- All Aluminum Conductor Alloy Reinforced (ACAR)
- All Aluminum Alloy Conductor (AAAC)

Las relaciones más altas de flecha/tracción que presentan los conductores de aleación de aluminio (AAAC) comparados con los conductores de aluminio (AAC) y ACAR, hacen que sean estas clases de conductores las que se recomienda utilizar.

Debido a que la línea de transmisión se encuentra en zonas donde presentan alta polución y además las líneas de transmisión existentes instaladas en esa zona han tenido un buen comportamiento durante su operación el material seleccionado será del tipo ACAR.

4.4.2. Conductor de Fase

- Tipo de conductor : ACAR
- Sección Total : 600MCM
- Diámetro exterior : 22,63 mm.
- Peso lineal : 0,838 kg/m
- Carga de Rotura : 7.131 kg
- Módulo de Elasticidad Final : 6.350 kg/mm2

- Resistencia (DC a 20ºC) : 0,1022 Ohm/km

4.5. Verificación de la Capacidad de Transmisión

Se realiza el cálculo de ampacidad para conductores de clase ACAR para verificar la potencia máxima que son capaces de soportar estos conductores sin sobrepasar la temperatura máxima de 75ºC. Las condiciones ambientales son las que se mencionaron en el punto 4 “Consideraciones Generales”. Este cálculo se ha realizado mediante el módulo Thermal Calculations (IEEE 738 CIGRE brochure 207) Steady State Thermal Rating, donde el cálculo se basa en la Norma IEEE Standard 738-2012, "IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors.".

Tabla 10: Resultados del Balance Térmico del Conductor ACAR 600 MCM

Cálculo de Capacidad en Línea de Transmisión 500 kV (Tº conductor = 75ºC)										
Clase de Conductor (AWG/MCM)		Diámetro [mm]	Hebras Aluminio EC/ Acero	Calibre [mm2]	Intensidad por conductor [A]	P. Máx. Total en 500 KV [MVA]	P. NOMINAL [MVA]	Potencia Contigencia [MW]	Nº c/fase	Cumple
ACAR	500	20.66	4/3	253	578	1903	1400	1820.0	1	SI
	550	21.67	4/3	279	605	1990	1400	1820.0	1	SI
	600	22.64	18/19	304	627	2064	1400	1820.0	1	SI
	650	23.56	18/19	329	661	2176	1400	1820.0	1	SI
	700	24.45	18/19	354	690	2271	1400	1820.0	1	SI
	750	25.32	18/19	380	720	2370	1400	1820.0	1	SI
	800	26.14	18/19	405	749	2464	1400	1820.0	1	SI
	900	27.74	18/19	456	805	2650	1400	1820.0	1	SI
	1000	29.26	18/19	507	860	2831	1400	1820.0	1	SI

4.6. Verificación de conductor por pérdidas Joule

El objetivo de este análisis es verificar el valor máximo de pérdidas por efecto Joule, calculado para un valor de potencia de salida igual a la capacidad de transmisión en operación normal, con un factor de potencia igual a 0,95 solo para efectos de cálculo.

A continuación, se muestra un cuadro resumen con los resultados de las pérdidas obtenidas para la longitud de línea y conductores analizados donde se verifica si las pérdidas por efecto Joule superan el 5%. Las perdidas demás de estar en función de los parámetros del conductor, también son sensibles a la longitud de la línea, de acuerdo a lo evaluado todos los conductores ACAR mayores a 500 MCM cumple por pérdidas por Efecto Joule, ya que por ser línea de corta longitud sus pérdidas son muy bajas.

Tabla 12: Resultados de Perdidas Joule del Conductor ACAR 600 MCM

Cálculo de Pérdidas por Efecto Joule en Línea de Transmisión 500 kV (Tº conductor = 75ºC)										
Clase de Conductor (AWG/MCM)		Diámetro [mm]	Hebras	Calibre [mm2]	Longitud línea [km]	Resistencia a 75ºC [Ω/km]	Configuración Conductor (N°Cond./fase)	Pérdida máxima %	Potencia Requerida [MW]	Cumple
ACAR	500	20.66	18/19	253	6	0.1487	4	0.13	332.5	SI
	550	21.67	18/19	279	6	0.1352	4	0.12	332.5	SI
	600	22.64	18/19	304	6	0.1241	4	0.11	332.5	SI
	650	23.56	18/19	329	6	0.1148	4	0.10	332.5	SI
	700	24.45	18/19	354	6	0.1067	4	0.09	332.5	SI
	750	25.32	18/19	380	6	0.0997	4	0.09	332.5	SI
	800	26.14	18/19	405	6	0.0937	4	0.08	332.5	SI
	900	27.74	18/19	456	6	0.0834	4	0.07	332.5	SI
	1000	29.26	18/19	507	6	0.0755	4	0.07	332.5	SI

4.7. Verificación de conductor por efecto Corona

En una primera etapa, el efecto corona es imperceptible al ojo humano, sin embargo, se puede estar produciendo. El efecto corona provoca ruido acústico, calor, gas ozono, emisión de luz y vibraciones mecánicas. El efecto corona se produce cuando el campo eléctrico (o gradiente de potencial) supera un cierto umbral. Si localmente el gradiente de potencial supera un umbral, entonces se produce efecto corona. Para los cálculos se ha utilizado la metodología del Electric Power Research Institute (EPRI) AC Transmission Line Reference Book – 200 KV and Above – Third Edition.

Tabla 11: Resultados del efecto corona del set de Conductor ACAR 600 MCM

Presencia de efecto corona en Línea de Transmisión 500 kV								
Clase de Conductor (AWG/MCM)		Diámetro [mm]	Calibre [mm2]	Gradiente Promedio (kVrms/cm)	Gradiente Máximo superficial (kVrms/cm)	Nº c/fase	Gradiente Crítico (kV-rms/cm)	Presencia de Efecto Corona
ACAR	500	20.66	253	17.53	19.25	4	18.5	NO
	550	21.67	279	16.77	18.49	4	18.5	SI
	600	22.64	304	16.10	17.83	4	18.5	SI
	650	23.56	329	15.51	17.25	4	18.5	SI
	700	24.45	354	14.98	16.72	4	18.5	SI
	750	25.32	380	14.51	16.26	4	18.5	SI
	800	26.14	405	14.07	15.83	4	18.5	SI
	900	27.74	456	13.31	15.08	4	18.5	SI
	1000	29.26	507	13.07	14.90	4	18.5	SI

El detalle del cálculo se adjunta en el Anexo 02. De los resultados se observa que las secciones mayores a 550 MCM cumplen con el límite de gradiente crítico de corona para

Línea de Transmisión de 500kV Sol de Verano III – San José. Por lo tanto, el conductor seleccionado según los criterios y resultado obtenidos es el conductor ACAR-600MCM.

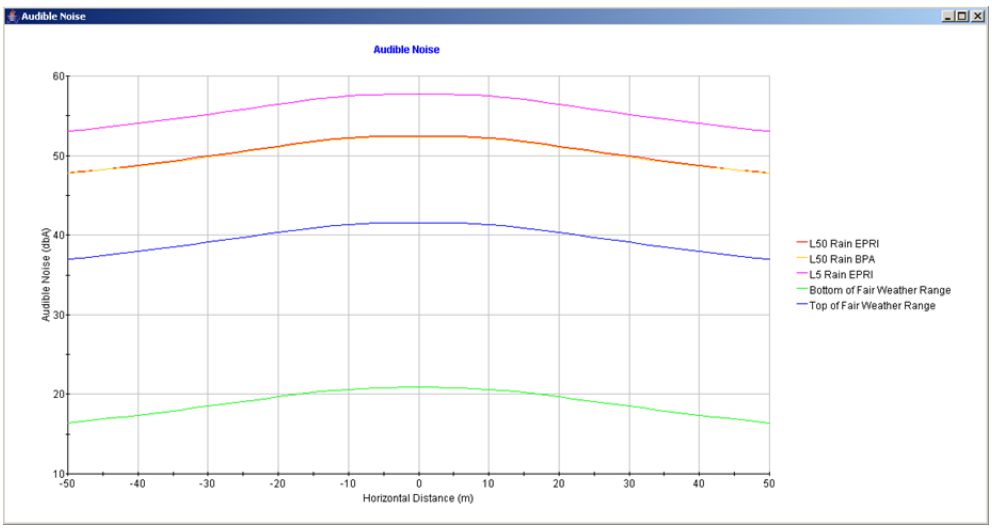
4.8. Verificación de conductor por ruido audible y radio interferencia

El ruido audible provocado por el Efecto Corona se asocia a un zumbido de baja frecuencia ocasionado por el movimiento de los iones, básicamente alrededor de los 100 Hz, y un chisporroteo producido por las descargas eléctricas. Son ruidos de pequeña intensidad que en muchos casos apenas son perceptibles. Únicamente cuando el Efecto Corona sea elevado se percibirán sus efectos en la proximidad inmediata de las líneas, disminuyendo el nivel al aumentar la distancia.

El método de cálculo del Ruido Audible (RA), con mal tiempo, propuesto por la FGH de Alemania, puede aplicarse a cualquier línea de transmisión que tenga menos de 6 conductores por fase y un diámetro entre 1,3 y 7 cm.

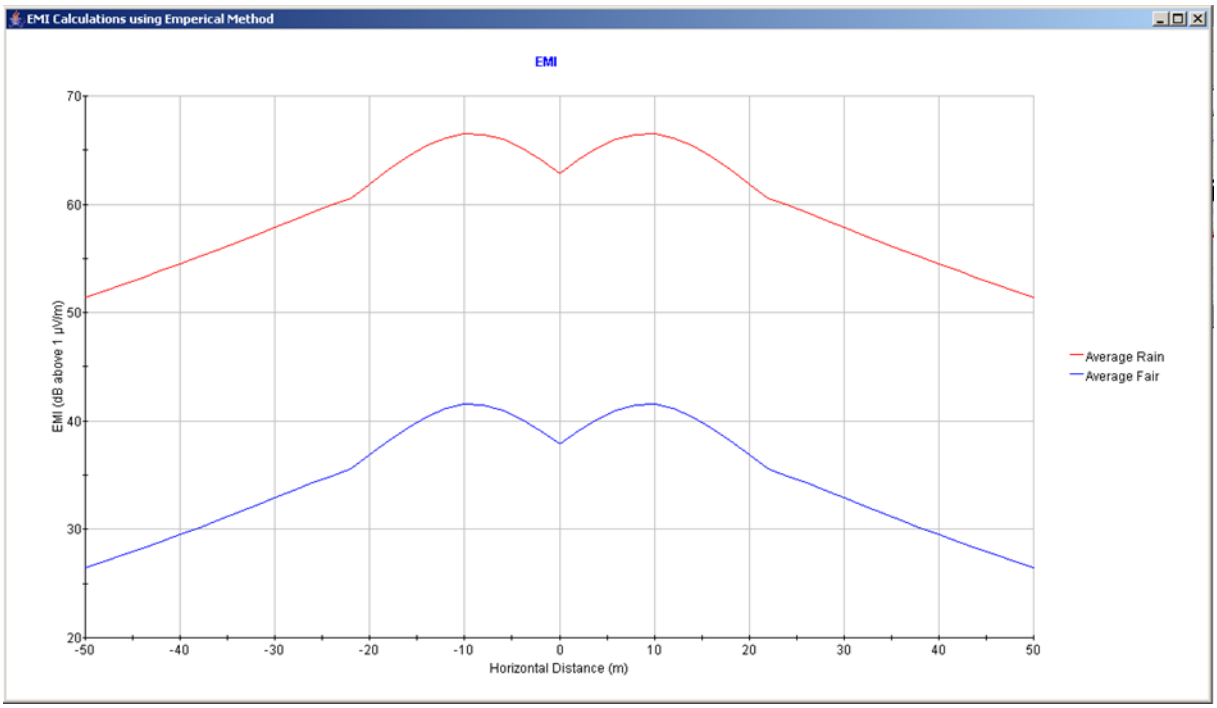
Para evaluar los niveles de ruido lo indicado el CNE-Utilización el cual establece los niveles máximos permisibles de presión sonora en función de la zona donde se sitúe el receptor. La línea objeto del presente estudio estará ubicada en Zona IV (industrial), por lo que el nivel máximo permisible es de 70 dB (A). Para el cálculo se ha considerado el caso más desfavorable en el cual el receptor estará situado bajo la línea con los conductores en su condición de flecha máxima a 75ºC.

Los resultados obtenidos para el conductor ACAR 600 MCM y la torre de suspensión tipo S2_500 determinado por el método aplicado en el Electric Power Research Institute (EPRI) AC Transmission Line Reference Book – 200 KV and Above – Third Edition, son los siguientes:



De los resultados, se deduce que el conductor seleccionado, presentará un ruido audible menor a 55, 00 dBA en el límite de la franja de servidumbre (32m a cada lado), cumpliendo con el límite establecido en la tabla C1 del Código Nacional de Electricidad (CNE) - Utilización-2006, para la zona Industrial con valores de hasta 70 dBA.

Por otro lado, la radio interferencia es causada por la propagación a lo largo de los conductores de los pulsos de corriente causados por las descargas. Es un tipo de ruido que se produce en la recepción de radio AM, incluida la banda de transmisión estándar de 0.5 a 1.6 MHZ. No tiene lugar en la banda FM. Para determinar el radio de interferencia provocado el conductor ACAR 600 MCM y la torre de suspensión tipo S2_500 determinado por el método aplicado en el Electric Power Research Institute (EPRI) AC Transmission Line Reference Book – 200 KV and Above – Third Edition es el siguientes:



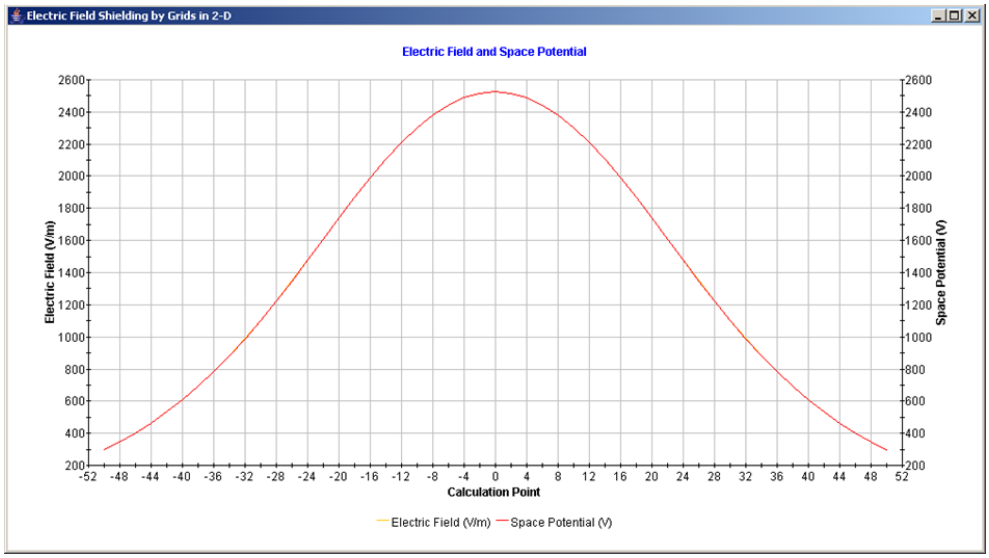
Del gráfico observamos, la radio interferencia generada por la línea de transmisión en el límite de la franja de servidumbre (32m a cada lado) tiene un valor de 57,2 dB/1µV/m, considerando que el valor de radio interferencia es menor que 60dB/1µV/m, por lo tanto, cumple con el límite establecido en la tabla 9.3-3 del EPRI AC "Transmission Line Reference Book – 200kV and Above, Thrid Edition".

4.9. Verificación de conductor por ruido campo eléctrico y magnético

La intensidad del campo eléctrico producido depende de los siguientes factores:

- La distancia entre los conductores y tierra.
- La geometría de los conductores.
- El voltaje de operación

Para el proyecto, se verificará bajo el método del software del EPRI AC "Transmission Line Reference Book – 200kV and Above, Thrid Edition", que los valores están por debajo de lo permitido por el CNE - Suministro 2011.

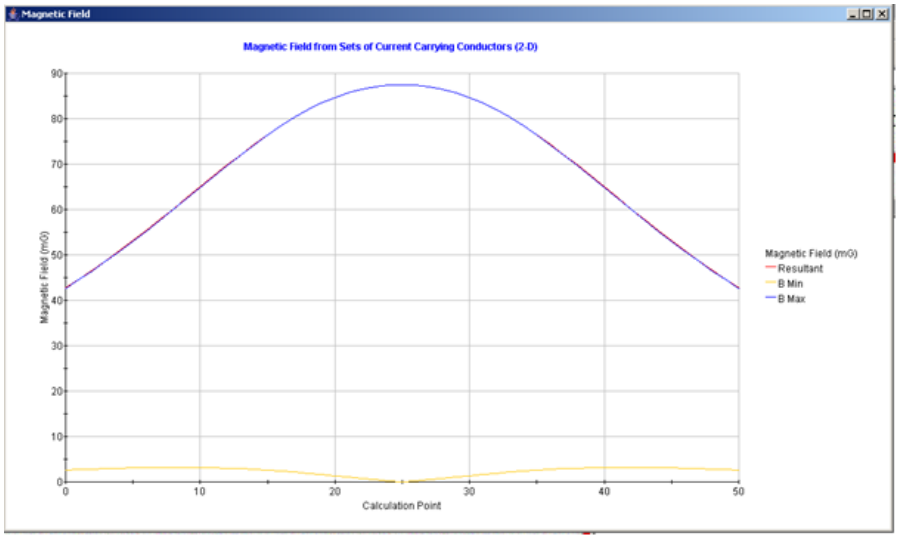


Del gráfico observamos, el campo eléctrico generada por la línea de transmisión tiene un valor máximo de 5,23 kV/m, considerando que el valor de campo magnético es menor que 8,3 kV/m, de acuerdo a lo indicado por el CNE – Utilización 2006 para el tipo de exposición Ocupacional, por lo tanto, cumple con el límite establecido.

Por otro lado, la intensidad del campo magnético producido depende de los siguientes factores:

- La distancia entre los conductores y tierra.
- La geometría de los conductores.
- La corriente que a traviesa los conductores.

Para el proyecto, se verificará bajo el método del software del EPRI AC "Transmission Line Reference Book – 200kV and Above, Thrid Edition", que los valores están por debajo de lo permitido por el CNE - Suministro 2011.



Del gráfico observamos, el campo magnético generada por la línea de transmisión tiene un valor máximo de 87,44 mG (8,74 µT), considerando que el valor de campo magnético es menor que 83,3 µT, de acuerdo a lo indicado por el CNE – Utilización 2006 para el tipo de exposición Poblacional y Ocupacional, por lo tanto, cumple con el límite establecido.

4.10. Cálculo mecánico del conductor

4.10.1. Limitaciones de Tensado

La metodología adoptada para el estudio mecánico de cargas fue la correspondiente a la norma peruana Código Nacional de Electricidad (CNE), en su versión Suministro 2011, Parte 2.

Para los valores de diseño de las velocidades de viento, temperaturas y espesor de hielo fue adoptada la zonificación del CNE: área 0 – hasta 3000 msnm.

4.10.2. Hipótesis para el cálculo mecánico del conductor de fase

Para definir las hipótesis de cálculo mecánico de conductores y cable de guarda se han tomado las recomendaciones del Código Eléctrico Nacional 2011 para las cargas del área 0; obteniéndose los siguientes valores para las condiciones de carga mecánica de la línea:

Tabla 12: Hipótesis para el Cálculo Mecánico del Conductor de Fase

HIPÓTESIS	ACAR 600MCM	OPGW	Alumoweld
HIPÓTESIS 1	**CONDICION EDS**		
Temp. media EDS (°C)	20	20	20
Velocidad (m/s)	0	0	0
Esfuerzo (% Tiro de rotura) EDS final (con creep)	20	Se debe cumplir: fcg/fc = 0,90	Se debe cumplir: fcg/fc = 0,90
HIPÓTESIS 2	**CONDICIÓN VIENTO MÁXIMO**		
Temperatura (°C)	10	10	10
Velocidad (m/s)	26	26	26
Esfuerzo (% Tiro de rotura)	≤ 60	≤ 60	≤ 60
Presión del viento (kg/m2)	42,26	42,26	42,26
HIPÓTESIS 3	**CONDICIÓN VIENTO MEDIO**		
Temperatura (°C)	5	5	5
Velocidad (m/s)	14	14	14
Esfuerzo (% Tiro de rotura)	≤ 60	≤ 60	≤ 60
Presión del viento (kg/m2)	12,25	12,25	12,25
HIPÓTESIS 4	**CONDICIÓN MÁXIMA TEMPERATURA**		
Temperatura máxima (°C)	75	40	40
Velocidad (m/s)	0	0	0
Esfuerzo (% Tiro de rotura)	≤ 60	≤60	≤ 60
Presión del viento (kg/m2)	0	0	0
HIPÓTESIS 5	**CONDICIÓN MÍNIMA TEMPERATURA**		
Temperatura máxima (°C)	0	0	0
Velocidad (m/s)	0	0	0
Esfuerzo (% Tiro de rotura)	≤ 60	≤ 40	≤ 60
Presión del viento (kg/m2)	0	0	0
HIPÓTESIS 6	**CONDICIÓN OSCILACIÓN DEL AISLADOR**	**-**	
Presión del Viento	290 Pa	-	-
Temperatura	25 ºC	-	-
Esfuerzo Máximo	60 %	-	-

4.11. Aislamiento

4.11.1. Cálculo del número de aisladores

La distancia de fuga específica de la cadena de aisladores con recubrimiento de silicona debe atender a las prescripciones de la norma IEC-60815 para el nivel de contaminación de la región de la línea. Se consideró un nivel alto de contaminación ambiental, al que le corresponde un valor de 31 mm por kV.

De acuerdo con la norma IEC 60305, considerando un aislador con larga Línea de fuga para zonas contaminadas con un valor de 525 mm. Tomando como referencia la máxima tensión de operación, se tiene que se necesitan 33 aisladores.

4.11.2. BIL (Basic lightning impulse insulation level)

El nivel básico de aislación a impulso tipo rayo (BIL), determina el número mínimo de aisladores necesarios para soportar sobretensiones de distintos orígenes por la cadena. De acuerdo con la norma IEC 60071-1 para un nivel de tensión de 500 kV, el nivel recomendado para sobretensiones de impulso tipo rayo es de 1550 kV. Para la verificación del CFO para el BIL indicado, y corregido por altura para 1500m, la cadena de aisladores debe soportar una tensión máxima de 1916kVp.

De acuerdo con tablas del fabricante, el número de aisladores de la cadena para los distintos valores de tensión soportada para impulso tipo rayo es de 22 aisladores con recubrimiento de silicona.

4.11.3. Cálculo mecánico de aislador polimérico

El diseño mecánico de la cadena de aisladores se efectuará para las estructuras de suspensión y de ángulo mediano.

Los aisladores de suspensión se calcularán teniendo en cuenta la regla 277.A del CNE-suministro 2011; donde se indica que los aisladores deberán soportar todas las cargas aplicables especificadas en la Sección 25, sin exceder los siguientes porcentajes de resistencia a la rotura nominal, para la aplicación específica de: compresión 50%, y tensión 50%.

La resistencia mecánica nominal de las cadenas, para los distintos tipos de aplicación deberá tener suficiente resistencia para soportar la resultante de las máximas cargas de servicio multiplicado por un factor de sobrecarga 1,65; tal como se indica en el CNE-Suministro 2011 (ref. 261.H.2.C). Los accesorios no deberán ser exigidos a más del 80% de su carga de rotura nominal (ref. 261.H.2.C)

Para la verificación mecánica de los aisladores en suspensión se aplicarán las mismas cargas de diseño de las estructuras de suspensión, ya que el efecto en sus herrajes es el mismo que en la ménsula de la estructura.

Tabla 13: Cálculo mecánico para aisladores en suspensión

Estructura	Vano viento/peso (m)	Angulo (°)	Hipótesis	T (kg)	L (kg)	V (kg)	Carga resultante aislador (kg)	fs	Cargas de diseño (kg)	Carga Máxima (kN)	Aislador seleccionado (kN)
Suspensión	500	2	Viento máximo	2277	0	2025	3047	2	6093	60	160
			Viento medio	792	0	2025	2174	2	4348		

Para la selección de la cadena de aisladores con recubrimiento de silicona y los herrajes, se aplica la regla 261.H2.C donde se menciona aplicar un factor de sobrecarga = 1.65 y un factor de resistencia a los herrajes = 0.80.

Tabla 14: Cálculo mecánico para aisladores en anclaje

Estructura	Vano (m)	Tiro en viento máximo (kg)	4xTc (kg)	fsc	fr	Cargas de diseño (kN)	Aislador seleccionado (kN)
Anclaje	500	2125	8501	1.65	0.8	172	2x160
	550	2131	8525	1.65	0.8	172	
	600	2136	8543	1.65	0.8	173	

4.12. Distancias mínimas

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo de la memoria de aislamiento de la línea eléctrica, las distancias de seguridad para la línea a 500kV de interés, serían las siguientes.

4.12.1. Distancia conductor a estructura lateral

- Sobretensión por maniobra: 4,75 m con desviación de cadena de 25,55°
- Tensión operativa máxima: 1,10 m con desviación de cadena de 44,42°
- Mantenimiento en línea viva: 3,60 m en reposo con desviación de cadena de 10°

4.12.2. Distancia conductor a estructura ventana

- Sobretensión por maniobra: 6,10 m.

4.12.3. Distancia conductor a mitad de vano

- La distancia vertical a mitad de vano, no debe ser menor de 6,3 m.
- La distancia vertical a mitad de vano, no debe ser menor de 7,0 m.

4.12.4. Número de aisladores con recubrimiento de silicona

El criterio que definió el número de aisladores fue el criterio por contaminación; el criterio por sobretensión no fue determinante. La cantidad de aisladores mostrada en la siguiente tabla no contempla el uso de descargadores:

Tabla 5: Cantidad de aisladores.

Descripción	Tipo	Capacidad	cantidad
Suspensión	Antiniebla	160kN	33
Anclaje	Antiniebla	2x160kN	2x33

Para el caso de los aisladores de suspensión se usarán cadenas simples y cadenas dobles para los aisladores de anclaje.

4.13. Estructuras

4.13.1. Tipos de Estructura

Las estructuras de la Línea están conformadas por torres metálicas reticuladas en doble terna, y tienen la configuración de acuerdo con la función que van a cumplir.

Tabla 16: Designación de estructuras

TIPO DE ESTRUCTURA	MATERIAL DE ESTRUCTURA	ALTURA BASE DE ESTRUCTURA (m)	ÁNGULO	FUNCIÓN	DISPOSICION DE CONDUCTORES
S2_500	Metálico	69,78	0-2°	Suspensión	Vertical
A2_500	Metálico	68,71	0-10°	Anclaje / Ángulo Menor	Vertical
T2_500	Metálico	68,71	0-90°	Terminal / Ángulo mayor	Vertical

4.13.2. Prestación de estructuras

A continuación, se presentan la Tabla 17 con las prestaciones previstas para cada tipo de estructura de la línea de transmisión.

Tabla 15: Designación de estructuras

TIPO DE ESTRUCTURA	S2_500	A2_500	T2_500
Función de la Estructura	Suspensión	Ángulo Menor	Ángulo Mayor
Tipo de Aisladores	Una cadena de (33) aisladores Poliméricos	Dos cadenas de (33) aisladores Poliméricos	Dos cadenas de (33) aisladores Poliméricos
Vano Medio (m)	550	550	550
Vano Gravante (m)	550	550	550
Vano Máximo (m)	500	500	500
Ángulo de Desvío (º)	[0º - 2º]	[0º - 10º]	[0º - 90º]

4.14. Sistema de Puesta a Tierra

La resistencia de puesta a tierra se reducirá en lo posible a valores que cumplan un objetivo funcional, es decir garantizar la seguridad de las personas y la confiabilidad de la operación del sistema, según la regla 0.36.A. del CNE Suministro 2011.

La puesta a tierra también cumple la función de facilitar el paso o la dispersión de las corrientes de falla hacia el terreno para que el sistema eléctrico se mantenga en un estado óptimo para su funcionamiento.

Para dimensionar las configuraciones del sistema de puesta a tierra adecuado, se toma en cuenta que la Tasa de fallas anuales de la Línea de Transmisión en 500 kV SE SOL DE VERANO III – SE SAN JOSE, la cual debe ser menor o igual a los valores de performance de la línea de transmisión estipulados en la tabla 6 del ítem 3.1.5.3 del PR20- COES.

La disposición de los electrodos será determinada en función de los valores de la resistividad del terreno medidos y del valor de resistencia de puesta a tierra requerida. En aquellos casos donde la resistividad del terreno sea muy alta, se utilizará otros medios (por ejemplo, tierra artificial o cemento conductivo) para lograr un valor aceptable de resistencia de puesta a tierra.

5. INGENIERÍA DE SUBESTACIONES

5.1. Subestación Sol de Verano III

La nueva subestación Sol de Verano III se encuentra en el departamento de Arequipa, provincia de Islay, en el distrito de Mollendo, a unos 6 km de distancia aproximadamente de la SE San José (punto de conexión).

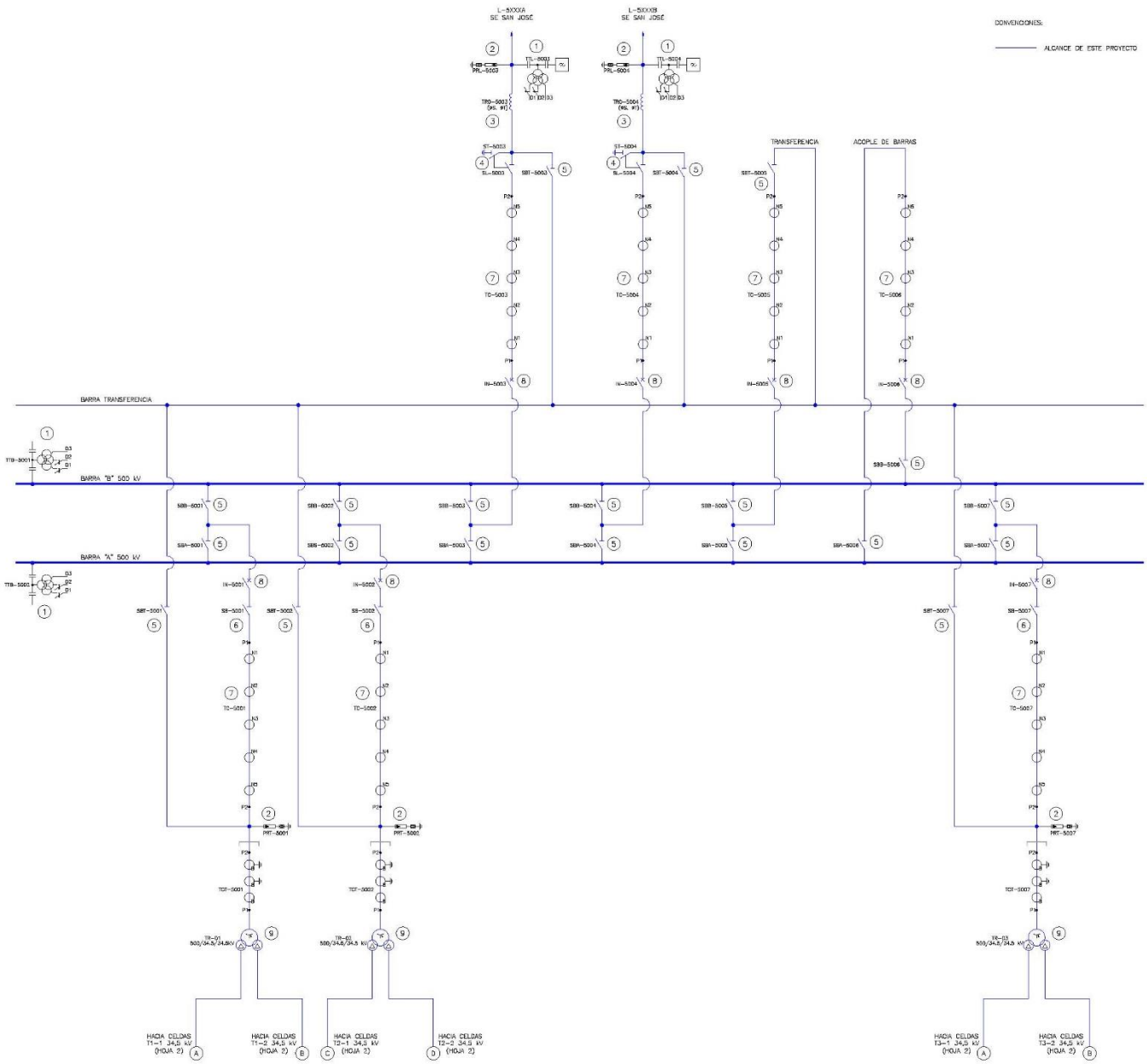
El proyecto está localizado entre las siguientes coordenadas UTM – Sistema WGS 84, las cuales se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 16: Coordenadas aproximadas del proyecto (Fuente: Elaboración Propia)

Subestación	Zona	Este (m)	Norte (m)	Altitud (msnm)
S.E. Sol de Verano III	19 S	203.846,92 m E	8.148.874,27 m S	1418

5.1.1. Diagrama Unifilar

Figura 5: Diagrama Unifilar – Subestación Sol de Verano III



5.1.2. Instalaciones proyectadas

Los equipos seleccionados para la implementación del proyecto (en esta etapa) cumplen con los requerimientos estipulados en el PR-20 del COES y demás normatividad específica de acuerdo con cada equipo, las cuales se indican en sus respectivas hojas de datos técnicos.

Para las instalaciones proyectadas se implementará un sistema de control, protección y medición acorde con las exigencias de las normas nacionales, internacionales y de los organismos como el COES y OSINERGMIN.

La implementación de la subestación Sol de Verano III se realizará dentro del área destinada a dicha Central, para ello se considerará una configuración tipo “Doble barra más barra de transferencia” en 500 kV y un sistema de celdas aisladas en SF6 en 34,5 kV (de configuración “barra simple”).

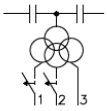
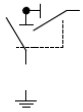
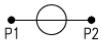
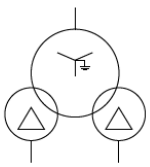
En las instalaciones 500 kV (bahía de línea transformación hacia la ampliación de la SE San José) se emplearán equipos convencionales con características similares a los existentes en la SE San José.

Se considerará la instalación de un (03) transformadores de potencia trifásicos de tres devanados de 500/34,5/34,5 kV 200-240-280 / 100-120-140 / 100-120-140 MVA ONAN-ONAF1-ONAF2, con regulación de carga automático en el primario.

Como parte de la construcción de la subestación, se implementará una sala eléctrica (en el patio de llaves) que albergará en su interior los tableros de servicios auxiliares, control y protección de las instalaciones proyectadas, celdas de media tensión clase 36kV aisladas en gas (estas se energizarán desde los circuitos de generación del parque Solar) y el tablero de regulación automática del transformador de potencia (entre otros paneles).

Los equipos de patio que se emplearán para la subestación serán del tipo convencional para intemperie (AIS). El equipamiento principal proyectado para esta subestación se lista a continuación:

TABLA 1. EQUIPOS PATIO 500 kV

ITEM	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	NOMENCLATURA DEL EQUIPO (VER NOTA 3)	CANT.
1		TRANSFORMADOR MONOFÁSICO DE TENSIÓN CAPACITIVO 500000÷√3 /110÷√3–110÷√3–110÷3 V, 3 DEVANADOS SECUNDARIOS, 0,2–3P–3P 20–30–50 VA.	TTB–5001 TTB–5002 TTL–5003 TTL–5004	12
2		PARARRAYOS DE ZnO Ur=444 kV, Uc= 355 kV, 20 kA, CLASE 5, DISTANCIA DE FUGA UNITARIA 31 mm/kV, CON CONTADOR DE DESCARGAS.	PRT–5001 PRT–5002 PRL–5003 PRL–5004 PRT–5007	15
3		TRAMPA DE ONDA 500 kV, 2500A, 40 kA.	TRO–5003 TRO–5004	4
4		SECCIONADOR DE LINEA DE DOBLE APERTURA CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA 550 kV / 1175 kV / 1550 kV, 2500A, 40 kA 1s, 60 Hz, 31 mm/kV.	SL–5003/ST–5003 SL–5004/ST–5004	2
5		SECCIONADOR TIPO PANTÓGRAFO 550 kV / 1175 kV / 1550 kV, 2500A, 60 Hz, 31 mm/kV, 40 kA 1s.	SBA–5001 SBB–5001 SBA–5002 SBB–5002 SBA–5003 SBB–5003 SBA–5004 SBB–5004 SBA–5005 SBB–5005 SBA–5006 SBB–5006 SBA–5007 SBB–5007 SBT–5001 SBT–5002 SBT–5003 SBT–5004 SBT–5005 SBT–5007	20
6		SECCIONADOR DOBLE APERTURA 550 kV / 1175 kV / 1550 kV, 2500A, 60 Hz, 31 mm/kV, 40 kA 1s.	SB–5001 SB–5002 SB–5007	3
7		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 550 kV / 1175 kV / 1550 kV, RELACIÓN 600–1200/1–1–1–1–1–1 A, 2 NÚCLEOS DE MEDIDA CI 0,2, 30 VA Y 3 NÚCLEOS DE PROTECCIÓN 5P20, 30 VA PARA SALIDAS DE LINEA.	TC–5003 TC–5004 TC–5005 TC–5006	12
		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 550 kV / 1175 kV / 1550 kV, RELACIÓN 300–600/1–1–1–1–1 A, 2 NÚCLEOS DE MEDIDA CI 0,2, 30 VA Y 3 NÚCLEOS DE PROTECCIÓN 5P20, 30 VA. PARA TRANSFORMADORES.	TC–5001 TC–5002 TC–5007	9
8		INTERRUPTOR UNITRIPOLAR DE POTENCIA TIPO TANQUE VIVO DE DOBLE CÁMARA 550 kV / 1175 kV / 1550 kV, 2500A, 60 Hz, 31 mm/kV, 40 kA / 1s CON MANDO SINCRONIZADO.	INT–5001 INT–5002 INT–5003 INT–5004 INT–5005 INT–5006 INT–5007	7
9		TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFÁSICO DE 3 DEVANADOS 500/34.5/34.5 kV 200–240/100–120/100–120 MVA (ONAN–ONAF) CON REGULACIÓN BAJO CARGA AUTOMÁTICO EN EL LADO PRIMARIO, CON NUCLEOS DE CORRIENTE EN BUSHINGS CON LAS SIGUIENTES CARACTERISTICAS: AT: 600–300/1–1–1 A, 3P20–3P20–3P20, 10–10–10 VA MT: 2000–1000/1–1–1 A, 3P20–3P20–3P20, 10–10–10 A	TR–01 TR–02 TR–03	3

Lo expuesto anteriormente se muestra en los planos del proyecto.

5.1.3. Servicios auxiliares

El sistema de servicios auxiliares se implementará considerando las exigencias de confiabilidad por tratarse de instalaciones de generación y transmisión.

Se plantea que los servicios auxiliares tengan las siguientes características:

Sistema de Corriente alterna (VAC)

- Tensión nominal: 400-230 Vac, 3Ø, 4 hilos
- Margen de tensión: 85-110 %
- Frecuencia nominal: 60 Hz

Sistema de corriente continua (VDC)

- Tensión nominal: 125 Vdc, 2 hilos
- Margen de tensión: 85-110 %

En la subestación Sol de Verano III, el sistema de servicios auxiliares se alimentará desde la barra colectora de generación a través de una celda de media tensión aislada en SF6 y a través de un transformador; cuya capacidad deberá ser verificado en la siguiente etapa del desarrollo de la ingeniería.

Dada la alta confiabilidad de dicha barra colectora (estará energizada desde distintos circuitos de generación desde el parque solar), se considerará como único suministro al tablero SSAA VAC de las instalaciones de esta subestación y no se considerará una alimentación adicional en paralelo desde otra fuente.

Se implementará un tablero de SSAA VDC para las cargas del PROYECTO, este se energizará a través de dos cargadores rectificadores independientes y redundantes (los cuales se energizarán desde el tablero de SSAA VAC proyectado). Se considerará, además, un banco de baterías con una autonomía de 12 horas para las instalaciones de la subestación.

Lo expuesto anteriormente se muestra en los planos del proyecto.

5.1.4. Sistema de medición

El sistema de medición del proyecto se realizará mediante medidores digitales multifunción, con puertos de comunicación Ethernet IEC 61850, en los cuales se podrá visualizar los diferentes parámetros de red.

Estos medidores multifunción deberán poderse integrar a cualquier sistema de monitoreo y ser compatibles con los de otros fabricantes en cuanto a comunicación.

Lo expuesto anteriormente se muestra en los planos del proyecto.

5.1.5. Sistema de protección

Se implementará un sistema de protección completo y redundante para los transformadores de potencia, para la línea de transmisión 500kV, y para el esquema de cambio de barras en la subestación. Cada uno de estos sistemas constará de relés numéricos multifunción de tecnología digital y de alta confiabilidad. Dichos relés numéricos multifunción tendrán funciones de medición y control; así como poder realizar funciones lógicas programables con respecto a la aplicación de esquemas de automatización de subestaciones.

Los relés serán del tipo para empotrar, extraíbles, a prueba de polvo, con cubiertas removibles, equipados con pantalla, alarmas (LED's) y botones de control. Además, contarán con al menos dos (02) puertos de comunicación Ethernet y protocolos de comunicación IEC 61850 y DNP3, un sistema de auto supervisión integrado monitoreará continuamente el estado de hardware de los relés y la operación del software; cuyas funciones de protección se agruparán de acuerdo con su funcionalidad y confiabilidad.

Se implementará un registrador de fallas (del tipo distribuido y redundante) para las instalaciones en 500kV de la subestación Sol de Verano II.

Además, se considerará un sistema de mando sincronizado para los interruptores que forman el esquema de conexión y desconexión de cambio de barra, así como los de los transformadores de potencia, en la SE Sol del Verano III.

Lo expuesto anteriormente se muestra en los planos del proyecto.

5.1.6. Protección contra descargas atmosféricas

Se evaluará la necesidad de proteger la subestación contra descargas atmosféricas considerando el nivel isoceraúnico de la zona del proyecto, de ser necesaria esta se efectuará mediante un sistema de apantallamiento que cubra todas las instalaciones, este sistema de apantallamiento será efectuado mediante cables de guarda, los cuales irán conectados a la malla de tierra profunda de la subestación del proyecto.

Para las salas eléctricas del proyecto se desarrollará un sistema de apantallamiento mediante puntas tipo Franklin o mediante cables de guarda.

Para el cálculo de la protección contra descargas atmosféricas y la selección de los conductores se deberá utilizar la metodología descrita en la Norma IEEE Std 998 (2012) "Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations".

Lo expuesto anteriormente se muestra en los planos del proyecto.

5.1.7. Sistema de puesta a tierra

Para el diseño de la malla de puesta a tierra de la SE Sol de Verano III 500/34,5 kV, se verificará los potenciales de toque y paso originados cuando ocurre una falla en el sistema, estos potenciales deben ser inferiores a los máximos permitidos, también debe ser seleccionado el conductor de forma que pueda soportar esfuerzos mecánicos y térmicos.

Para el cálculo, se aplica la metodología según la base conceptual de la norma IEEE Std. 80 – 2013 “IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding” y las recomendaciones para el cálculo de las mallas de puesta a tierra en plantas y subestaciones eléctricas de la norma IEEE Std. 142 – 2007 “IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems”.

Se emplearán conductores de cobre desnudo del tipo temple blando para la malla de tierra profunda y para las conexiones superficiales a los equipos de la subestación del proyecto, además de varillas de cobre. Las conexiones de la malla de tierra deberán ser mediante soldadura exotérmica y mediante barras y grapas de aterramiento de cobre.

La sección para los conductores de la malla de puesta a tierra es de 4/0 AWG. Para la conexión de los equipos de patios de 500 y 34.5 kV, se usarán mechas de conductor de cobre desnudo de la misma sección con acabado de pintura color amarilla u otro que indique el propietario de la SE Sol de Verano III como estándar. Similarmente, para conectar los equipos, estructuras metálicas y gabinetes a la malla de puesta a tierra, se utilizará un cable de 4/0 AWG y conector empernado adecuado.

Lo expuesto anteriormente se muestra en los planos del proyecto.

5.1.8. Sistema de comunicaciones

El sistema de comunicación para la subestación del proyecto se realizará a través de fibra óptica OPGW y Onda Portadora lo que permitirá la integración de los diferentes equipos de protección, control y medición (IDE’s) de la subestación.

Lo expuesto anteriormente se muestra en los planos del proyecto.

5.2. Ampliación Subestación San José

La subestación existente San José, pertenece a la empresa Sociedad Minera Cerro Vede (SMCV) y se encuentra ubicada en el distrito de La Joya, provincia de Arequipa y departamento de Arequipa, a una altitud de 1.450 m.s.n.m.

El proyecto está localizado entre las siguientes coordenadas UTM – Sistema WGS 84, las cuales se muestran en la siguiente tabla:

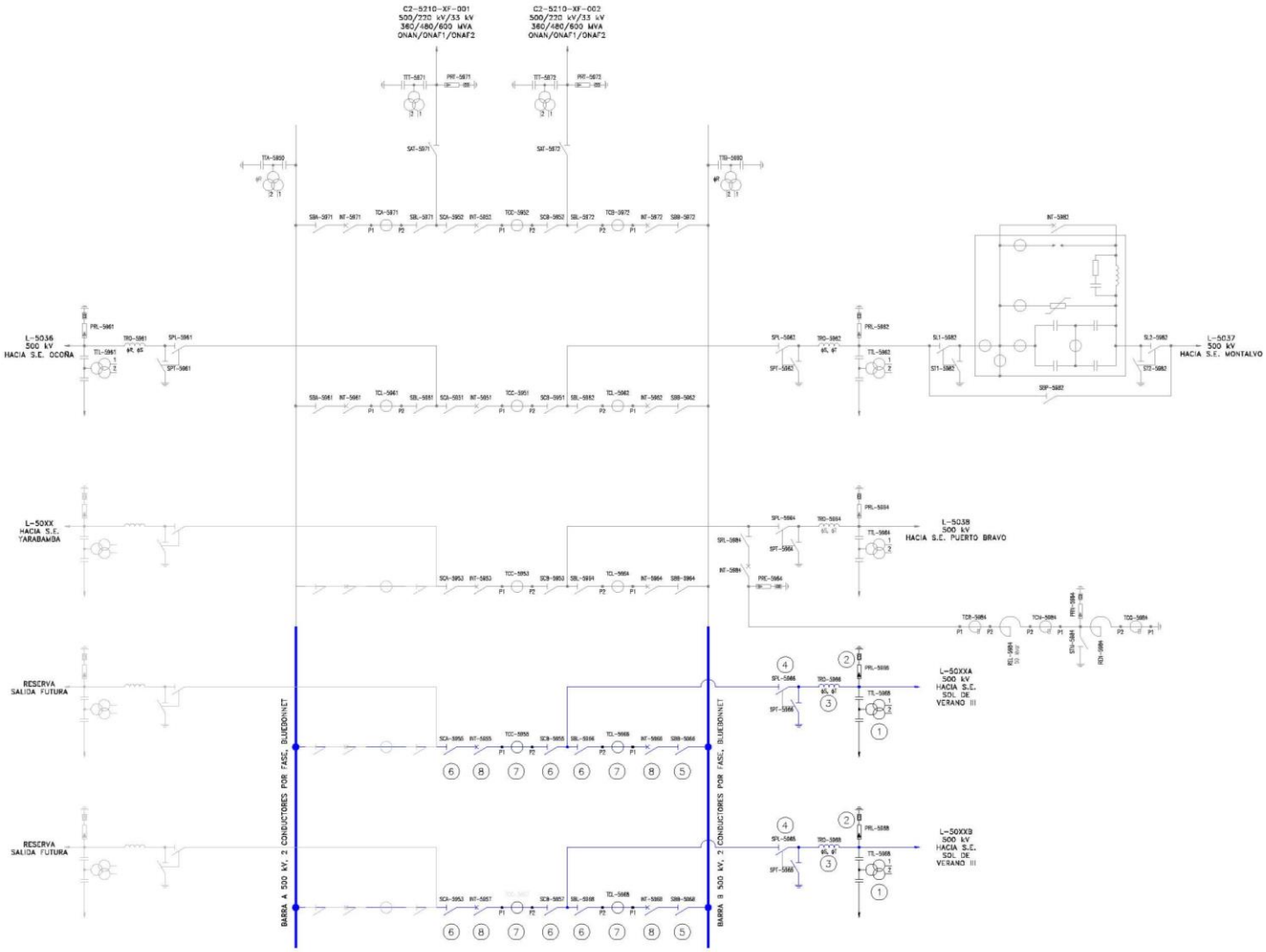
Tabla 17: Coordenadas aproximadas del proyecto (Fuente: Elaboración Propia)

Subestación	Zona	Este (m)	Norte (m)	Altitud (msnm)

S.E. San José	19 S	200.403,36	8.153.843,58	1445

5.2.1. Diagrama Unifilar

Figura 6: Diagrama Unifilar – Ampliación Patio Subestación San José 500kV



5.2.2. Instalaciones existentes

La subestación San José 500kV (existente), está conformada en su totalidad con equipos convencionales del tipo AIS y tiene una configuración de barras tipo “doble barra con transferencia” en el patio de 500kV.

Esta subestación cuenta actualmente con las siguientes bahías:

- Bahía de línea 500kV hacia la SE Puerto Bravo (L-5038)
- Bahía de línea 500kV hacia la SE Montalvo (L-5037)
- Bahía de línea 500kV hacia la SE Ocaña (L-5036)
- Bahía de línea 500kV hacia la SE Yarabamba (L-50XX)
- Bahía de línea 500kV - Reserva
- Bahía de línea 500kV – Reserva
- Bahía de Transformación 500/220kV

Actualmente la subestación cuenta con espacio físico disponible hacia el lado oeste del patio existente, el cual será empleado para la construcción de las dos bahías de línea que conectará el patio de 500kV de la SE Sol del Verano III, con el patio de 500kV de la SE San José; que será finalmente la ampliación de la subestación existente.

5.2.3. Instalaciones proyectadas

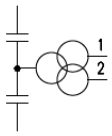
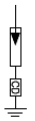
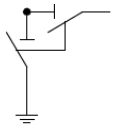
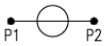
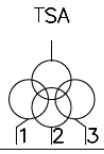
Los equipos seleccionados para la implementación del proyecto (en esta etapa) cumplen con los requerimientos estipulados en el PR-20 del COES y demás normatividad específica de acuerdo con cada equipo, las cuales se indican en sus respectivas hojas de datos técnicos.

Para las instalaciones proyectadas se implementará un sistema de control, protección y medición acorde con las exigencias de las normas nacionales, internacionales y de los organismos como el COES y OSINERGMIN.

La ampliación de la subestación Puno se realizará ampliando físicamente el perímetro existente, por lo que se realizará la ampliación de la barra 500kV empleando el mismo tipo de conductores y bajo la misma configuración de barras. Dicha ampliación se realizará mediante equipos convencionales con características idénticas a los existentes.

Como parte de la ampliación de la subestación, se deberá acondicionar el edificio de control existente, el cual albergará en su interior los tableros de servicios auxiliares, control y protección de las instalaciones proyectadas.

Los equipos de patio que se emplearán para la ampliación de la subestación serán del tipo convencional para intemperie (AIS). El equipamiento principal proyectado para la ampliación de la subestación se lista a continuación.

TABLA 1. EQUIPOS PATIO 500 kV				
ITEM	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	NOMENCLATURA DEL EQUIPO (VER NOTA 3)	CANT.
1		TRANSFORMADOR MONOFÁSICO DE TENSIÓN CAPACITIVO 500000÷√3/110÷√3–110÷3 V 2 DEVANADOS SECUNDARIOS, CL0,2–3P 20–30 VA.	TTL–5966 TTL–5968	6
2		PARARRAYOS DE ZnO Ur=444 kV, Uc= 355 kV, 20 kA, CLASE 5, DISTANCIA DE FUGA UNITARIA 31 mm/kV, CON CONTADOR DE DESCARGAS.	PRL–5966 PRL–5968	6
3		TRAMPA DE ONDA 500 kV, 2500 A, 40 kA, 1mH, 106 kHz – 480 kHz.	TRO–5966 TRO–5968	4
4		SECCIONADOR DE LINEA DE DOBLE APERTURA CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA 550 kV / 1175 kV / 1550 kV, 2500A, 40 kA 1s, 60 Hz, 31 mm/kV.	SPL–5966/SPT–5966 SPL–5968/SPT–5968	2
5		SECCIONADOR TIPO PANTÓGRAFO 550 kV / 1175 kV / 1550 kV, 2500A, 60 Hz, 31 mm/kV, 40 kA 1s.	SBB–5966 SBB–5968	2
6		SECCIONADOR DOBLE APERTURA 550 kV / 1175 kV / 1550 kV, 2500A, 60 Hz, 31 mm/kV, 40 kA 1s.	SBL–5966 SCA–5955 SCB–5955 SBL–5968 SCA–5957 SCB–5957	6
7		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 550 kV / 1175 kV / 1550 kV, RELACIÓN 600–1200/1–1–1–1–1–1 A, 2 NÚCLEOS DE MEDIDA CI 0,2s 30 VA Y 4 NÚCLEOS DE PROTECCIÓN 5P20, 30 VA	TCL–5966 TCC–5955 TCL–5968 TCC–5957	12
8		INTERRUPTOR UNITRIPOLAR DE POTENCIA TIPO TANQUE VIVO DE DOBLE CÁMARA 550 kV / 1175 kV / 1550 kV, 2500A, 60 Hz, 31 mm/kV, 40 kA / 1s CON MANDO SINCRONIZADO.	INT–5955 INT–5966 INT–5957 INT–5968	4
9		BANCO DE TRANSFORMADORES DE TENSIÓN MONOFÁSICOS PARA SERVICIOS AUXILIARES CON AISLAMIENTO EN SF6, 500/0.24 kV 375kVA, 60 Hz,	TSA–BA TSA–BB	6

5.2.4. Servicios auxiliares

El sistema de servicios auxiliares se implementará considerando las exigencias de confiabilidad por tratarse de instalaciones de generación y transmisión.

Se plantea que los servicios auxiliares tengan las siguientes características:

Sistema de Corriente alterna (VAC)

- Tensión nominal: 380-220 Vac, 3Ø, 4 hilos
- Margen de tensión: 85-110 %
- Frecuencia nominal: 60 Hz

Sistema de corriente continua (VDC)

- Tensión nominal: 125 Vdc, 48 Vdc, 2 hilos
- Margen de tensión: 85-110 %

Para la ampliación de la subestación San José se implementará un tablero de SSAA VAC en la caseta de campo proyectada, el cual energizará a todas las cargas auxiliares en VAC de las instalaciones del PROYECTO (bahía de línea hacia la SE Sol de Verano III), este tablero se alimentará desde el panel general de SSAA VAC de la subestación San José (existente).

Dada la alta confiabilidad de dicho panel general (este sistema está proyectado para contar con alimentación normal y de emergencia a través de un grupo electrógeno), se considerará como suministros al tablero SSAA VAC de las instalaciones del PROYECTO en esta subestación; y se considerará una alimentación adicional en paralelo desde otra fuente (Grupo Electrógeno).

Además, se implementará un tablero de SSAA VDC para las cargas auxiliares del PROYECTO en esta subestación, este se alimentará a través de dos cargadores rectificadores independientes y redundantes (los cuales se energizarán desde el tablero de SSAA VAC proyectado) para cada nivel de tensión. Se considerará adicionalmente, un banco de baterías con una autonomía de 12 horas exclusivo para las instalaciones proyectadas en la subestación para cada nivel de tensión.

La configuración y filosofía de los SSAA de dicha ampliación deberá ser idéntica a la proyectada en la subestación San José Existente, a fin de establecer una integración adecuada y mantener el alto grado de confiabilidad de estas instalaciones.

Lo expuesto anteriormente se muestra en los planos del proyecto.

5.2.5. Sistema de medición

El sistema de medición del proyecto se realizará mediante medidores digitales multifunción, con puertos de comunicación Ethernet IEC 61850, en los cuales se podrá visualizar los diferentes parámetros de red.

Estos medidores multifunción deberán poderse integrar a cualquier sistema de monitoreo y ser compatibles con los de otros fabricantes en cuanto a comunicación.

Lo expuesto anteriormente se muestra en los planos del proyecto.

5.2.6. Sistema de protección

Se implementará un sistema de protección completo y redundante para los transformadores de potencia, para la línea de transmisión 500kV, y para las barras en la subestación. Cada uno de estos sistemas constará de relés numéricos multifunción de tecnología digital y de alta confiabilidad. Dichos relés numéricos multifunción tendrán funciones de medición y control; así como poder realizar funciones lógicas programables con respecto a la aplicación de esquemas de automatización de subestaciones.

Los relés serán del tipo para empotrar, extraíbles, a prueba de polvo, con cubiertas removibles, equipados con pantalla, alarmas (LED's) y botones de control. Además, contarán con al menos dos (02) puertos de comunicación Ethernet y protocolos de comunicación IEC 61850 y DNP3, un sistema de auto supervisión integrado monitoreará continuamente el estado de hardware de los relés y la operación del software; cuyas funciones de protección se agruparán de acuerdo con su funcionalidad y confiabilidad.

Lo expuesto anteriormente se muestra en los planos del proyecto.

5.2.7. Protección contra descargas atmosféricas

Se evaluará la necesidad de proteger la subestación contra descargas atmosféricas considerando el nivel isoceraúnico de la zona del proyecto, de ser necesaria esta se efectuará mediante un sistema de apantallamiento que cubra todas las instalaciones, este sistema de apantallamiento será efectuado mediante cables de guarda, los cuales irán conectados a la malla de tierra profunda de la subestación del proyecto.

Para las salas eléctricas del proyecto se desarrollará un sistema de apantallamiento mediante puntas tipo Franklin o mediante cables de guarda.

Para el cálculo de la protección contra descargas atmosféricas y la selección de los conductores se deberá utilizar la metodología descrita en la Norma IEEE Std 998 (2012) "Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations".

Lo expuesto anteriormente se muestra en los planos del proyecto.

5.2.8. Sistema de puesta a tierra

Para la ampliación de la malla de puesta a tierra del patio de 500 kV de la SE San José, se evaluará una extensión de la malla actual para verificar los potenciales de toque y paso originados cuando ocurre una falla en el sistema. Estos potenciales deben ser inferiores a los máximos permitidos, utilizando el mismo tipo de conductor (calibre y material) de la malla existente, pero validando los esfuerzos mecánicos y térmicos producto de las fallas a tierra.

Para el cálculo, se aplica la metodología según la base conceptual de la norma IEEE Std. 80 – 2013 “IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding” y las recomendaciones para el cálculo de las mallas de puesta a tierra en plantas y subestaciones eléctricas de la norma IEEE Std. 142 – 2007 “IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems”.

La sección para los conductores de la malla de puesta a tierra es de 4/0 AWG. Para la conexión de los equipos de patio, se usarán mechas de conductor de cobre desnudo de la misma sección con acabado de pintura color amarilla u otro que indique el propietario de la SE San José como estándar. Similarmente, para conectar los equipos, estructuras metálicas y gabinetes a la malla de puesta a tierra, se utilizará un cable de 4/0 AWG y conector empernado adecuado.

Lo expuesto anteriormente se muestra en los planos del proyecto.

5.2.9. Sistema de comunicaciones

El sistema de comunicación para la subestación del proyecto se realizará a través de fibra óptica OPGW y Onda Portadora lo que permitirá la integración de los diferentes equipos de protección, control y medición (IED’s) de la subestación.

Lo expuesto anteriormente se muestra en los planos del proyecto.

6. ESTUDIOS ELECTRICOS

6.1. Conclusiones de Flujo de potencia en operación normal

Debido a la alta Generación Solar considerada para los Casos Base y Adicionales se ha previsto establecer la siguiente metodología para identificar los porcentajes de reducción de generación y los circuitos eléctricos involucrados, para lo cual se establece lo siguiente:

- En los escenarios sin Proyecto, si hubiera sobrecargas, se identifica el circuito sobrecargado en cada escenario.
- En los escenarios sin Proyecto con sobrecargas (si los hubiera), se reducirá la generación de los demás proyectos de la zona que influyen en dichas sobrecargas, solo lo necesario, hasta que ningún equipo quede sobrecargado; es decir, hasta que uno de los equipos inicialmente sobrecargados quede con un nivel de carga de 100% y el resto, por debajo de 100%. En cada escenario se identificará el factor limitante (el equipo con 100% de carga) y el porcentaje de reducción de generación en las unidades afectadas.
- En la reducción de generación, que tiene carácter referencial, se reducirá proporcionalmente a los proyectos en general debido a su incidencia en el punto de conexión.

Zonas	Barra de Conexión	Sistemas de Generación Involucrados
Zona 1	SE San José 220	CSF ILLARI
		CSF PICHU PICHU
		CSF CHACHANI
		CSF MISTI
		CSF ILLA
		CSF SAN JOSE
		CSF SAN MARTIN SOLAR
Zona 2	SE Montalvo 220	CSF CLEMESI
		CSF ALTO ALIANZA I
		CSF ALTO ALIANZA II
Zona 3	SE Yarabamba 220	CSF YURAMAYO
Zona 4	SE Ocoña 500	CSF SOLIMANA

Tabla 18. Zonas definidas para el Sistema de Reducción de Generación alrededor del Proyecto.

Escenario Con Proyecto	Nomenclatura	Resultado	Reducción de Generación por bloque [%]
	Línea / Transformador	Operación Normal	
Av25Med	L-5034	100.800%	Zona 1 al 52%
	L-5032	100.500%	
	L-2029	96.500%	
Es25Med	L-5034	101.200%	Zona 1 al 58%
	L-5032	91.600%	
	L-2029	98.900%	
Av28Med	L-5034	97.700%	Zona 1 al 54%
	L-2029	99.800%	
Es28Med	L-5034	99.300%	Zona 1 al 68%
	TR1 SAN JOSE	99.100%	
	TR2 SAN JOSE	99.900%	

Tabla 19. Reducción de Generación para el Escenario con Proyecto.

Caso Base:

El nivel de tensión en el punto de conexión (SE. San José 500 kV) se encuentra en 0.965 p.u. y 0.971 p.u. para los escenarios ES25MED y AV28MED respectivamente, valor dentro de los márgenes de operación. En cuanto a los niveles de cargabilidad de los elementos de transmisión, se observa que en 500 kV la línea de transmisión con mayor cargabilidad es la L-5034 y L-5032 con una cargabilidad máxima de 92.300% y 93.500% para el escenario de AV25MED, los demás elementos se encuentran por debajo de sus respectivas capacidades de transmisión.

Los transformadores de la SE San José TR1 y TR2 Operan con una cargabilidad de 100.50% y 101.30% respectivamente para el escenario ES25MED y para el escenario ES28MED con una cargabilidad de 100.00% y 100.90% respectivamente.

En líneas generales, para el presente escenario antes del ingreso del Proyecto CSF Sol de Verano III, no se presentan sobrecargas importantes, subtensiones ni sobretensiones en la zona de influencia del Proyecto, el análisis en caso Base considera el ingreso de los proyectos de generación con EPO Aprobado ver Tabla N° 4 del presente informe considerando la Reducción de Generación.

Caso Proyectado:

De los resultados mostrados en los cuadros observamos que para el ingreso del proyecto con 600MW el nivel de tensión en el punto de conexión SE. San José 500 kV y en las barras Poroma, Colcabamba y Chilca CTM se encuentren en 0.971 p.u., 0.898 p.u., 0.918 p.u. y 0.910 p.u. para el escenario AV25MED respectivamente, valores fuera de los márgenes de operación. Y para el escenario AV28MED el nivel de tensión en el punto de conexión SE.

San José 500 kV y en las barras Poroma, Colcabamba y Chilca CTM se encuentren en 0.970 p.u., 0.919 p.u., 0.923 p.u. y 0.926 p.u. respectivamente, valores fuera de los márgenes de operación.

En cuanto a los niveles de cargabilidad de los elementos de transmisión, se observa que en 500 kV las líneas de transmisión con un mayor incremento de cargabilidad es la L-5034, L-5036 y L-5032 con una cargabilidad máxima de 123.313%, 102.286% y 109.008% para el escenario de AV25MED, los demás elementos se encuentran por debajo de sus respectivas capacidades de transmisión.

Los transformadores de la SE San José TR1 y TR2 operan con una cargabilidad de 101.774% y 102.623% respectivamente para el escenario AV25MED y para el escenario AV28MED con una cargabilidad de 100.512% y 101.350% respectivamente.

Sim embargo para los escenarios de reducción de generación se reestablecen los niveles de tensión en 500kV, los niveles de cargabilidad de las líneas y transformadores se encuentran por debajo de sus respectivas capacidades de transmisión.

Caso Adicional 1:

Con el ingreso de la CSF Sol de Verano III al SEIN y considerando a los proyectos de generación RER con EPO en trámite (Considerando que los Proyectos con EPO en Trámite no entran en su totalidad por problemas de sobrecarga y niveles de tensión), se obtuvieron mayores problemas de tensión en barras y sobrecargas inadmisibles en algunos enlaces de transmisión (líneas y transformadores) y en muchos casos inconsistencias en las simulaciones debido a la gran cantidad de proyectos que fueron considerados, por lo tanto, para el análisis se tomó como premisa que los proyectos se encuentran ya limitados debido a estas sobrecargas para los escenarios SIN PROYECTO.

Para los escenarios CON PROYECTO se consideró una reducción de generación que aliviaría las sobrecargas.

Los porcentajes referenciales de máxima generación de cada proyecto en la zona, considerando una reducción proporcional a la capacidad nominal de cada proyecto y sus respectivos bloques de generación, se indica a continuación:

Escenario Con Proyecto	Nomenclatura	Resultado	Reducción de Generación por bloque [%]
	Línea / Transformador	Operación Normal con Reducción	
Av25Med	L-5034	97.981%	Zona 1 al 20% Zona 2 al 20% Zona 3 al 20% Zona 4 al 60%
	L-5032	98.356%	
	L-2029	95.815%	
Es25Med	L-5034	99.689%	Zona 1 al 23.5% Zona 2 al 23.5% Zona 3 al 23.5% Zona 4 al 58%
	L-2029	98.441%	
Av28Med	L-5034	99.967%	Zona 1 al 24% Zona 2 al 24% Zona 3 al 24% Zona 4 al 54%
	L-2029	94.431%	
Es28Med	L-5034	95.503%	Zona 1 al 25% Zona 2 al 20% Zona 3 al 50% Zona 4 al 100%

Tabla 20. Reducción de Generación para el Escenario con Proyecto – Adicional 1.

Las figuras y tablas para todos los escenarios analizados se encuentran en el Anexo 2: Estado Normal / Adicional 1.

Caso Adicional 2:

Con el ingreso de la CSF Sol de Verano III al SEIN y considerando a los proyectos de generación RER con EPO en trámite y además a la CT NEPI operando a máxima capacidad (617MW), también se obtuvieron mayores problemas de tensión en barras y sobrecargas inadmisibles en algunos enlaces de transmisión (líneas y transformadores) y en muchos casos inconsistencias en las simulaciones debido a la gran cantidad de proyectos que fueron considerados, por lo tanto, para el análisis se tomó como premisa que los proyectos se encuentran ya limitados debido a estas sobrecargas para los escenarios SIN PROYECTO.

Para los escenarios CON PROYECTO se consideró una reducción de generación que aliviaría las sobrecargas.

Los porcentajes referenciales de máxima generación de cada proyecto en la zona, considerando una reducción proporcional a la capacidad nominal de cada proyecto y sus respectivos bloques de generación, se indica a continuación:

Escenario Con Proyecto	Nomenclatura	Resultado	Reducción de Generación por bloque [%]
	Línea / Transformador	Operación Normal con Reducción	
Av25Med	L-5034	98.940%	Zona 1 al 20% Zona 2 al 20% Zona 3 al 20% Zona 4 al 60%
	L-5032	98.657%	
Es25Med	L-5034	99.460%	Zona 1 al 22% Zona 2 al 22% Zona 3 al 22% Zona 4 al 58%
	L-5032	90.483%	
Av28Med	L-5034	99.149%	Zona 1 al 24% Zona 2 al 20% Zona 3 al 20% Zona 4 al 54%
	L-5032	83.302%	
Es28Med	L-5034	98.148%	Zona 1 al 25% Zona 2 al 20% Zona 3 al 30% Zona 4 al 100%
	L-5032	81.559%	

Tabla 21. Reducción de Generación para el Escenario con Proyecto – Adicional 2.

Las figuras y tablas para todos los escenarios analizados se encuentran en el Anexo 2: Estado Normal / Adicional 2.

Caso Adicional 3:

Con el ingreso de la CSF Sol de Verano III al SEIN y considerando a los proyectos de generación RER con EPO en trámite y además a la CT Puerto Bravo operando a máxima capacidad (708MW), también se obtuvieron mayores problemas de tensión en barras y sobrecargas inadmisibles en algunos enlaces de transmisión (líneas y transformadores) y en muchos casos inconsistencias en las simulaciones debido a la gran cantidad de proyectos que fueron considerados, por lo tanto, para el análisis se tomó como premisa que los proyectos se encuentran ya limitados debido a estas sobrecargas para los escenarios SIN PROYECTO.

Para los escenarios CON PROYECTO se consideró una reducción de generación que aliviaría las sobrecargas.

Los porcentajes referenciales de máxima generación de cada proyecto en la zona, considerando una reducción proporcional a la capacidad nominal de cada proyecto y sus respectivos bloques de generación, se indica a continuación:

Escenario Con Proyecto	Nomenclatura	Resultado	Reducción de Generación por bloque [%]
	Línea / Transformador	Operación Normal con Reducción	
Av25Med	L-5034	99.396%	Zona 1 al 17% Zona 2 al 17% Zona 3 al 17% Zona 4 al 60%
	L-5032	97.929%	
Es25Med	L-5034	97.129%	Zona 1 al 17% Zona 2 al 17% Zona 3 al 17% Zona 4 al 58%
	L-5032	87.747%	
Av28Med	L-5034	99.208%	Zona 1 al 19.5% Zona 2 al 19.5% Zona 3 al 19.5% Zona 4 al 54%
	L-5032	82.373%	
Es28Med	L-5034	98.148%	Zona 1 al 20% Zona 2 al 20% Zona 3 al 20% Zona 4 al 100%
	L-5032	80.587%	

Tabla 22. Reducción de Generación para el Escenario con Proyecto – Adicional 3.

Las figuras y tablas para todos los escenarios analizados se encuentran en el Anexo 2: Estado Normal / Adicional 3.

Caso Adicional 4:

Con el ingreso de la CSF Sol de Verano III al SEIN y considerando la desactivación de la variación que refleja el retraso de los proyectos del Plan de Transmisión:

EXPANSION/2_PT_VINCULANTE/2026/Lne_SanJose-Yarabamba

EXPANSION/2_PT_VINCULANTE/2026/Lne_Montalvo-Moquegua_2doTrafo500

También se obtuvieron mayores problemas de tensión en barras y sobrecargas inadmisibles en algunos enlaces de transmisión (líneas y transformadores) y en muchos casos inconsistencias en las simulaciones debido a la gran cantidad de proyectos que fueron considerados, por lo tanto, para el análisis se tomó como premisa que los proyectos se encuentran ya limitados debido a estas sobrecargas para los escenarios SIN PROYECTO.

Para los escenarios CON PROYECTO se consideró una reducción de generación que aliviaría las sobrecargas.

Los porcentajes referenciales de máxima generación de cada proyecto en la zona, considerando una reducción proporcional a la capacidad nominal de cada proyecto y sus respectivos bloques de generación, se indica a continuación:

Escenario Con Proyecto	Nomenclatura	Resultado	Reducción de Generación por bloque [%]
	Línea / Transformador	Operación Normal con Reducción	
Av25Med	L-5034	96.752%	Zona 1 al 28% Zona 2 al 25% Zona 3 al 25% Zona 4 al 60%
	L-5032	91.536%	
Es25Med	L-5034	95.431%	Zona 1 al 30% Zona 2 al 25% Zona 3 al 25% Zona 4 al 58%
	L-5032	98.846%	
Av28Med	L-5034	98.533%	Zona 1 al 30% Zona 2 al 28% Zona 3 al 28% Zona 4 al 54%
	L-5032	98.564%	
Es28Med	L-5034	72.910%	Zona 1 al 18% Zona 2 al 20% Zona 3 al 20% Zona 4 al 100%
	L-5032	97.066%	

Tabla 23. Reducción de Generación para el Escenario con Proyecto – Adicional 4.

Las figuras y tablas para todos los escenarios analizados se encuentran en el Anexo 2: Estado Normal / Adicional 4.

6.2. Conclusiones de Flujo de Potencia en Contingencias

Caso Proyectado:

Para la Contingencia N° 5:

De los resultados mostrados en las tablas y figuras observamos que para el ingreso del proyecto con 600MW el nivel de tensión en el punto de conexión (SE. San José 500 kV) se encuentra en 0.980 p.u. y 0.971 p.u. para los escenarios ES25MED y AV28MED respectivamente, valor dentro de los márgenes de operación para la operación en contingencia.

En cuanto a los niveles de cargabilidad de los elementos de transmisión, se observa que en 500 kV las líneas de transmisión con sobrecarga mayor al 20% son las líneas L-5034, L-5036 y L-5032, los demás elementos se encuentran por debajo de sus respectivas capacidades de transmisión esto para el Escenario Proyectado. Este análisis considera también los Proyectos con EPO Aprobado indicado por Carta COES ver Tabla N°4 del presente informe.

Los transformadores de la SE San José TR1 y TR2 Operan con una cargabilidad de 99.246% y 100.073% respectivamente para el escenario AV25MED y para el escenario

AV28MED con una cargabilidad de 100.392% y 101.229% respectivamente. Los transformadores no sufren de incremento de cargabilidad por el ingreso del proyecto.

Sim embargo para los escenarios de reducción de generación se reestablecen los niveles de tensión en 500kV, los niveles de cargabilidad de las líneas reducen sus niveles de sobrecarga y los transformadores no sufren de incremento de cargabilidad por el ingreso del proyecto.

Para la Contingencia N° 11:

De los resultados mostrados en las tablas y figuras observamos que para el ingreso del proyecto con 600MW el nivel de tensión en el punto de conexión (SE. San José 500 kV) se encuentra en 0.988 p.u. y 0.967 p.u. para los escenarios ES25MED y ES28MED respectivamente, valor dentro de los márgenes de operación para la operación en contingencia.

En cuanto a los niveles de cargabilidad de los elementos de transmisión, se observa que en 500 kV las líneas de transmisión con sobrecarga mayor al 20% son las líneas L-5033 y L-5032. Este análisis considera también los Proyectos con EPO Aprobado indicado por Carta COES ver Tabla N°4 del presente informe.

Los transformadores de la SE San José TR1 y TR2 Operan con una cargabilidad de 100.471% y 101.309% respectivamente para el escenario ES25MED y para el escenario ES28MED con una cargabilidad de 100.765% y 101.605% respectivamente. Los transformadores no sufren de incremento de cargabilidad por el ingreso del proyecto.

El transformador SVC de la SE San José opera con una cargabilidad máxima de 122.715% para el escenario ES25MED. Los transformadores no sufren de incremento de cargabilidad por el ingreso del proyecto.

Sim embargo para los escenarios de reducción de generación se reestablecen los niveles de tensión en 500kV, los niveles de cargabilidad de las líneas reducen sus niveles de sobrecarga y los transformadores no sufren de incremento de cargabilidad por el ingreso del proyecto.

Para la Contingencia N° 12:

De los resultados mostrados en las tablas y figuras observamos que para el ingreso del proyecto con 600MW el nivel de tensión en el punto de conexión (SE. San José 500 kV) se encuentra en 1.052 p.u. y 0.997 p.u. para los escenarios ES25MED y ES28MED respectivamente, valor dentro de los márgenes de operación para la operación en contingencia.

En cuanto a los niveles de cargabilidad de los elementos de transmisión, se observa que en 500 kV las líneas de transmisión con sobrecarga mayor al 20% son las lineas L-5034, L-5036 y L-5032. Este análisis considera también los Proyectos con EPO Aprobado indicado por Carta COES ver Tabla N°4 del presente informe.

Los transformadores de la SE San José TR1 y TR2 Operan con una cargabilidad de 93.842% y 94.624% respectivamente para el escenario ES25MED y para el escenario ES28MED con una cargabilidad de 97.562% y 98.376% respectivamente. Los transformadores no sufren de incremento de cargabilidad por el ingreso del proyecto.

El transformador SVC de la SE San José opera con una cargabilidad máxima de 123.598% para el escenario AV25MED. Los transformadores no sufren de incremento de cargabilidad por el ingreso del proyecto.

Sin embargo, para los escenarios de reducción de generación se reestablecen los niveles de tensión en 500kV, los niveles de cargabilidad de las líneas reducen sus niveles de sobrecarga y los transformadores no sufren de incremento de cargabilidad por el ingreso del proyecto.

Caso Adicional 1:

De todas las contingencias analizadas, considerando que la CSF Sol de Verano III se encuentra generando solo para los escenarios de media demanda se toma en consideración que se tiene una operación ya con reducción de generación en la zona alrededor del proyecto.

Para la Contingencia N° 1:

Se tiene una cargabilidad máxima en las líneas L-2025 y L-2026 (SE. Socabaya – SE. Moquegua) de 137.101% (ES25MED). Así mismo se aprecia que en esta sobrecarga las centrales de generación se encuentran con reducción de generación de acuerdo a lo indicado en el Análisis en Operación Normal de Adicional 1.

Para la Contingencia N° 2:

Se tiene una cargabilidad máxima en el transformador de San José de 118.920% (AV28MED) esta sobrecarga se debe a la conexión de todos los EPO en trámite conectados a la barra de San José 220 kV.

Para la Contingencia N° 5:

Se tiene una cargabilidad máxima en la línea L-5032 (SE. Chilca – SE. Poroma) de 161.292% (Es25MED) esta sobrecarga se debe a la conexión de todos los EPO en trámite conectados a la barra de San José 220 kV. Así mismo se aprecia que en esta sobrecarga las centrales de generación se encuentran con reducción de generación de acuerdo a lo indicado en el Análisis en Operación Normal de Adicional 1.

Para la Contingencia N° 11:

Se tiene una cargabilidad máxima en las líneas L-5032 (SE. Chilca – SE. Poroma) de 129.825% (AV25MED) y L-5033 (SE. Poroma – SE. Yarabamba) de 123.894% (AV28MED) esta sobrecarga se debe a la conexión de todos los EPO en trámite conectados a la barra de San José 220 kV. Así mismo se aprecia que en esta sobrecarga las centrales de generación se encuentran con reducción de generación de acuerdo a lo indicado en el Análisis en Operación Normal de Adicional 1.

Para la Contingencia N° 12:

Se tiene una cargabilidad máxima en la línea L-5034 (SE. Poroma – SE. Ocoña) de 209.908% (AV28MED), L-5036 (SE. Ocoña - SE. San Jose) de 189.610% (ES25MED) y L-5032 (SE. Chilca – SE. Poroma) de 133.845% (ES25MED), esta sobrecarga se debe a la conexión de todos los EPO en trámite conectados a la barra de San José 220 kV. Así mismo se aprecia que en esta sobrecarga las centrales de generación se encuentran con reducción de generación de acuerdo a lo indicado en el Análisis en Operación Normal de Adicional 1.

Caso Adicional 2:

Para la Contingencia N° 1:

Se tiene una cargabilidad máxima en las líneas L-2025 y L-2026 (SE. Socabaya – SE. Moquegua) de 159.188% (ES28MED). Así mismo se aprecia que en esta sobrecarga las centrales de generación se encuentran con reducción de generación de acuerdo a lo indicado en el Análisis en Operación Normal de Adicional 2.

Para la Contingencia N° 2:

Se tiene una cargabilidad máxima en el transformador de San José de 140.382% (ES28MED) esta sobrecarga se debe a la conexión de todos los EPO en trámite conectados a la barra de San José 220 kV.

Para la Contingencia N° 5:

Se tiene una cargabilidad máxima en la línea L-5032 (SE. Chilca – SE. Poroma) de 167.180% (ES25MED) esta sobrecarga se debe a la conexión de todos los EPO en trámite conectados a la barra de San José 220 kV. Así mismo se aprecia que en esta sobrecarga las centrales de generación se encuentran con reducción de generación de acuerdo a lo indicado en el Análisis en Operación Normal de Adicional 2.

Para la Contingencia N° 11:

Se tiene una cargabilidad máxima en las líneas L-5032 (SE. Chilca – SE. Poroma) de 132.748% (AV25MED) y L-5033 (SE. Poroma – SE. Yarabamba) de 125.130% (ES25MED) esta sobrecarga se debe a la conexión de todos los EPO en trámite conectados a la barra de San José 220 kV. Así mismo se aprecia que en esta sobrecarga las centrales de

generación se encuentran con reducción de generación de acuerdo a lo indicado en el Análisis en Operación Normal de Adicional 2.

Para la Contingencia N° 12:

Se tiene una cargabilidad máxima en las líneas L-5034 (SE. Poroma – SE. Ocoña) de 210.963% (ES25MED), L-5032 (SE. Chilca – SE. Poroma) de 140.408% (AV25MED) y L-5036 (SE. Ocoña – SE. San Jose) de 191.496% (ES25MED), esta sobrecarga se debe a la conexión de todos los EPO en trámite conectados a la barra de San José 220 kV. Así mismo se aprecia que en esta sobrecarga las centrales de generación se encuentran con reducción de generación de acuerdo a lo indicado en el Análisis en Operación Normal de Adicional 2.

Para la Contingencia N° 13:

Se tiene una cargabilidad máxima en la línea L-5032 (SE. Chilca – SE. Poroma) de 126.380% (AV28MED) esta sobrecarga se debe a la conexión de todos los EPO en trámite conectados a la barra de San José 220 kV. Así mismo se aprecia que en esta sobrecarga las centrales de generación se encuentran con reducción de generación de acuerdo a lo indicado en el Análisis en Operación Normal de Adicional 2.

Caso Adicional 3:

De todas las contingencias analizadas, considerando que la CSF Sol de Verano III se encuentra generando solo para los escenarios de media demanda se toma en consideración que se tiene una operación ya con reducción de generación en la zona alrededor del proyecto.

Para la Contingencia N° 1:

Se tiene una cargabilidad máxima en las líneas L-2025 y L-2026 (SE. Socabaya – SE. Moquegua) de 156.294% (ES28MED). Así mismo se aprecia que en esta sobrecarga las centrales de generación se encuentran con reducción de generación de acuerdo a lo indicado en el Análisis en Operación Normal de Adicional 3.

Para la Contingencia N° 2:

Se tiene una cargabilidad máxima en el transformador de San José de 117.447% (ES28MED) esta sobrecarga se debe a la conexión de todos los EPO en trámite conectados a la barra de San José 220 kV.

Para la Contingencia N° 5:

Se tiene una cargabilidad máxima en la línea L-5032 (SE. Chilca – SE. Poroma) de 157.299% (ES25MED) esta sobrecarga se debe a la conexión de todos los EPO en trámite conectados a la barra de San José 220 kV. Así mismo se aprecia que en esta sobrecarga las centrales de generación se encuentran con reducción de generación de acuerdo a lo indicado en el Análisis en Operación Normal de Adicional 3.

Para la Contingencia N° 6:

Se tiene una cargabilidad máxima en la línea L-5034 (SE. Poroma – SE. Ocoña) de 127.162% (ES25MED) esta sobrecarga se debe a la conexión de todos los EPO en trámite conectados a la barra de San José 220 kV. Así mismo se aprecia que en esta sobrecarga las centrales de generación se encuentran con reducción de generación de acuerdo a lo indicado en el Análisis en Operación Normal de Adicional 3.

Para la Contingencia N° 8:

Se tiene una cargabilidad máxima en la línea L-5037 (SE. San Jose – SE. Montalvo) de 152.505% (ES28MED) esta sobrecarga se debe a la conexión de todos los EPO en trámite conectados a la barra de San José 220 kV. Así mismo se aprecia que en esta sobrecarga las centrales de generación se encuentran con reducción de generación de acuerdo a lo indicado en el Análisis en Operación Normal de Adicional 3.

Para la Contingencia N° 11:

Se tiene una cargabilidad máxima en la línea L-5032 (SE. Chilca – SE. Poroma) de 128.798% (AV25MED) esta sobrecarga se debe a la conexión de todos los EPO en trámite conectados a la barra de San José 220 kV. Así mismo se aprecia que en esta sobrecarga las centrales de generación se encuentran con reducción de generación de acuerdo a lo indicado en el Análisis en Operación Normal de Adicional 3.

Para la Contingencia N° 12:

Se tiene una cargabilidad máxima en las líneas L-5034 (SE. Poroma – SE. Ocoña) de 194.667% (AV25MED), L-5032 (SE. Chilca – SE. Poroma) de 137.546% (AV25MED) y L-5036 (SE. Ocoña – SE. San Jose) de 185.611% (AV25MED), esta sobrecarga se debe a la conexión de todos los EPO en trámite conectados a la barra de San José 220 kV. Así mismo se aprecia que en esta sobrecarga las centrales de generación se encuentran con reducción de generación de acuerdo a lo indicado en el Análisis en Operación Normal de Adicional 3.

Caso Adicional 4:

De todas las contingencias analizadas, considerando que la CSF Sol de Verano III se encuentra generando solo para los escenarios de media demanda se toma en consideración que se tiene una operación ya con reducción de generación en la zona alrededor del proyecto.

Para la Contingencia N° 2:

Se tiene una cargabilidad máxima en el transformador de San José de 149.718% (ES25MED) esta sobrecarga se debe a la conexión de todos los EPO en trámite conectados a la barra de San José 220 kV.

Para la Contingencia N° 7:

Se tiene una cargabilidad máxima en las líneas L-5034 (SE. Poroma – SE. Ocoña) de 191.177% (ES25MED), L-5036 (SE. Ocoña – SE. San Jose) de 174.159% y L-5032 (SE. Chilca – SE. Poroma) de 123.212%, esta sobrecarga se debe a la conexión de todos los EPO en trámite conectados a la barra de San José 220 kV. Así mismo se aprecia que en esta sobrecarga las centrales de generación se encuentran con reducción de generación de acuerdo a lo indicado en el Análisis en Operación Normal de Adicional 4.

Para la Contingencia N° 9:

Se tiene una cargabilidad máxima en las líneas L-5034 (SE. Poroma – SE. Ocoña) de 149.096% (ES25MED), L-5036 (SE. Ocoña – SE. San Jose) de 135.016% (ES25MED), y las lineas L-2025/2026 (SE. Socabaya – SE. Moquegua) de 171.709%, estas sobrecargas se deben a la conexión de todos los EPO en trámite conectados a la barra de San José 220kV y al retraso de los proyectos indicados para el análisis del Caso Adicional 4. Así mismo se aprecia que en esta sobrecarga las centrales de generación se encuentran con reducción de generación de acuerdo a lo indicado en el Análisis en Operación Normal de Adicional 4.

Para la Contingencia N° 10:

Se tiene una cargabilidad máxima en la línea L-5037 (SE. San Jose – SE. Montalvo) de 180.706% (ES25MED) esta sobrecarga se debe a la conexión de todos los EPO en trámite conectados a la barra de San José 220 kV. Así mismo se aprecia que en esta sobrecarga las centrales de generación se encuentran con reducción de generación de acuerdo a lo indicado en el Análisis en Operación Normal de Adicional 4.

Para la Contingencia N° 11:

Se tiene una cargabilidad máxima en la línea L-5037 (SE. San Jose – SE. Montalvo) de 201.589% (ES25MED) esta sobrecarga se debe a la conexión de todos los EPO en trámite conectados a la barra de San José 220 kV. Así mismo se aprecia que en esta sobrecarga las centrales de generación se encuentran con reducción de generación de acuerdo a lo indicado en el Análisis en Operación Normal de Adicional 4.

Para la Contingencia N° 12:

Se tiene una cargabilidad máxima en la línea L-5034 (SE. Poroma – SE. Ocoña) de 155.794% (AV25MED) y L-5036 (SE. Ocoña – SE. San Jose) de 147.654% (AV25MED), estas sobrecargas se debe a la conexión de todos los EPO en trámite conectados a la barra de San José 220 kV. Así mismo se aprecia que en esta sobrecarga las centrales de generación se encuentran con reducción de generación de acuerdo a lo indicado en el Análisis en Operación Normal de Adicional 4.

Recomendación General

Para una correcta operación del SEIN ante el ingreso de la CSF Sol de Verano III se propone implementar un Esquema de Rechazo Automático de Generación, y se recomienda monitorear las siguientes instalaciones:

Líneas 500kV SE. Sol de Verano III – SE. San José.

Línea 500kV L-5032 SE. Chilca – SE. Poroma.

Línea 500kV L-5034 SE. Poroma – SE. Ocoña.

Línea 500kV L-5036 SE. San José – SE. Ocoña.

Línea 500kV L-5033 SE. Poroma – SE. Yarabamba.

Línea 500kV L-5035 SE. Montalvo – SE. Yarabamba.

Línea 500kV L-5037 SE. Montalvo – SE. San José.

Línea 500kV SE. San José – SE. Yarabamba.

Línea 220kV L-2025 y L-2026 SE. Socabaya – SE. Moquegua

Línea 220kV Intermedia – Ica.

Línea 220kV L-2029 SE. Moquegua – SE. Alto Alianza.

En el Estudio de Operatividad si se realizara un Rechazo parcial o total del Proyecto. Asimismo, el nivel de generación y/o restricciones de generación se definirá en el estudio de operatividad.

6.3. Conclusiones del Análisis de Cortocircuito

Cortocircuito Trifásico: Se observa que, en las barras de 500 kV de la subestación San José (Punto de Conexión) el nivel de cortocircuito trifásico máximo para el año 2025 es de 12.693 kA, para el año 2028 es de 12.876 kA y para el año 2028 con Todas las Máquinas Síncronas en Servicio es de 20.137kA.

En barras del proyecto Sol de Verano, se observa que las máximas corrientes de cortocircuito trifásico en el nivel de 500 kV es de 19.282kA aún en el caso más crítico donde todas las máquinas del SEIN se encuentran rotando para el año 2028 y en el nivel de 34.5 kV es de 29.927 kA para el año 2025.

Cortocircuito Bifásico: Se observa que, en las barras de 500 kV de la subestación San José (Punto de Conexión) el nivel de cortocircuito bifásico máximo para el año 2025 es de 5.013 kA, para el año 2028 es de 5.171 kA y para el año 2028 con Todas las Máquinas Síncronas en Servicio es de 11.507kA.

En barras del proyecto Sol de Verano, se observa que las máximas corrientes de cortocircuito bifásico en el nivel de 500 kV es de 11.027kA y en el nivel de 34.5 kV es de 13.023 kA aún en el caso más crítico donde todas las máquinas del SEIN se encuentran rotando para el año 2028.

Cortocircuito Bifásico a Tierra (3I0): Se observa que, en las barras de 500 kV de la subestación San José (Punto de Conexión) el nivel de cortocircuito bifásico a tierra máximo para el año 2025 es de 11.834 kA, para el año 2028 es de 12.063 kA y para el año 2028 con Todas las Máquinas Síncronas en Servicio es de 19.322kA.

En barras del proyecto Sol de Verano, se observa que, las corrientes de cortocircuito bifásico a tierra en el nivel de 500 kV es de 18.438 kA y en el nivel de 34.5 kV es de 13.023 kA, aún en el caso más crítico donde todas las máquinas del SEIN se encuentran rotando para el año 2028.

Cortocircuito Monofásico: Se observa que, en las barras de 500 kV de la subestación San José (Punto de Conexión) el nivel de cortocircuito monofásico máximo para el año 2025 es de 7.736 kA, para el año 2028 es de 7.951 kA y para el año 2028 con Todas las Máquinas Síncronas en Servicio es de 15.656kA.

En barras del proyecto Sol de Verano, se observa que, las corrientes de cortocircuito monofásico en el nivel de 500 kV es de 14.896 kA, aún en el caso más crítico donde todas las máquinas del SEIN se encuentran rotando para el año 2028. En el nivel de 34.5 kV las corrientes de cortocircuito monofásico están alrededor de los 0.493 kA, para todos los escenarios analizados.

El resto de gráficos y cuadros en todos los escenarios se encuentran en el Anexo 4: Cortocircuito.

Se concluye que, los valores de cortocircuito obtenidos son inferiores a la capacidad de ruptura de los interruptores propuestos, cuyos valores son 40 kA para el nivel de 500 kV y de 25 kA para el nivel de 34.5 kV.

6.4. Conclusiones del Análisis de Capacidad de Barras

- Se realizó el análisis de distribución de corrientes por los conductores de barra de la S.E. San José 500 kV, mediante simulaciones de flujo de carga y cortocircuito. En ambos análisis se verificó que los niveles de carga y corriente se encuentran por debajo de la capacidad nominal del conductor de barras.

6.5. Conclusiones del Análisis de Estabilidad Transitoria

- Ante la ocurrencia de fallas trifásicas con apertura definitiva de los interruptores, en líneas de transmisión cercanos al proyecto, se comprueba que, no se provocan inconvenientes de suministro eléctrico, observándose que las principales variables operativas se recuperan rápidamente al final de la falla, adoptando un nuevo punto de operación dentro de los márgenes permisibles, permitiendo la continuidad operativa de la zona.

- Ante la ocurrencia de una falla monofásica con recierre exitoso en los enlaces de transmisión cercanos al proyecto, se comprueba que estos eventos no provocan inconvenientes de suministro eléctrico, observándose que las principales variables operativas se recuperan rápidamente al final de la falla, adoptando un nuevo punto de operación dentro de los márgenes permisibles, permitiendo la continuidad operativa de la zona.

- La Central Solar soporta los límites establecidos en del Anexo 1 del Procedimiento Nº 20 del COES, respecto a los Huecos de Tensión, evaluados en el Punto de Conexión de la CSF Sol de Verano III (SE. San José 500 kV) y en la subestación Colectora de la Central Solar Fotovoltaica (SE. CSF Sol de Verano III 500 kV).

- De las simulaciones de desconexión intempestiva, ante salidas del SVC de las subestaciones San José y Socabaya en 220 kV no se han observado problemas de tensión en la zona permitiendo la continuidad operativa de la zona.

6.6. Conclusiones de Verificación de Inercia en el SEIN

- Tomando como referencia los resultados publicados por el COES en el Actual ERACMF para el año 2023 se observa que para una pérdida de generación aproximada de 245MW la frecuencia mínima es de 59.49Hz.

- Para los despachos se ha considerado lo siguiente:
  Despachos Operativos:
  Escenario Sin Proyecto
  Para el escenario sin Proyecto se ha considerado los criterios mencionados para despachar las centrales de generación no convencional de la zona, esto indicado también por la observación COES 6.1 de Estudios Eléctricos.

  Escenario Con Proyecto
  Para el escenario con Proyecto se ha considerado el Escenario sin Proyecto pero adicionando los 600MW del Proyecto sin reducir a las centrales de generación no convencional de la zona, pero si desconectando y reduciendo potencia a las centrales térmicas, esto de acuerdo a lo indicado en la observación COES 6.1 de Estudios Eléctricos, esto válido para los analisis de Estabilidad de Frecuencia.

- Para nuestro Proyecto, en el escenario sin proyecto se observa que la desconexión de la unidad de Generación de Chaglla (224.81 MW) hace caer la frecuencia a un valor mínimo de 59.46 Hz, aproximándose a los resultados obtenidos para desconexiones de generación similares en el ERACMF Vigente.

- Para el Escenario Proyectado se observa que la desconexión de la unidad de Generación de Chaglla (224.81 MW) hace caer la frecuencia a un valor mínimo de 59.40 Hz.

- Para ambos escenarios con y sin Proyecto no se tiene la actuación del ERACMF.

- Así mismo para las simulaciones de desconexión del transformador TR1 de la CSF Sol de Verano III en todos los escenarios evaluados, se observa que el ERACMF Vigente no actúa ante la ocurrencia de este evento.

6.7. Conclusiones del Simulaciones Dinámicas - Contingencias

- Se observa que los niveles de tensión se encuentran dentro del rango de ±10% para las simulaciones dinámicas cercanas a la barra de la SE. Cerro Verde.

6.8. Conclusiones del Simulaciones Dinámicas – Reducción de Generación ante Contingencias

- Se observa que ante la actuación del esquema de reducción de generación propuesto, los niveles de cargabilidad de las líneas con sobrecarga se mantienen con una sobrecarga igual a la condición operativa Sin Proyecto, así mismo los niveles de tensión alrededor del área de influencia se mantienen dentro del rango de ±10% permitido para contingencias.

- Para los eventos analizados con una reducción del 100% observamos lo siguiente:
  Las contingencias 5, 11 y 12 hace que la frecuencia llegue a valores de 59.83 Hz, 59.56 Hz y 59.32 Hz respectivamente no activando el ERACMF para su condición operativa actual, por lo que se plantea una reducción de generación en un solo bloque.

- Los parámetros eléctricos del SEIN se mantienen estables para las contingencias evaluadas.

6.9. Conclusiones del Estudio de Armónicos

- Para el modelamiento y parametrización del espectro de armónicos en cada módulo fotovoltaico se ha considerado la distorsión armónica producida por los 14 inversores, dando como resultado la inyección de armónicos con mayor confiabilidad y precisión.

- Se produce un incremento de la distorsión armónica individual y total en tensión del punto de conexión (S.E. San José 500 kV), siendo las más predominantes las de armónicas de orden 5 y 11, no obstante, este incremento no supera las tolerancias establecidas por la NTCSE.

- La distorsión armónica individual y total de corriente producida por el proyecto no supera la tolerancia establecida por el estándar IEEE 519-2014, siendo las más predominantes los armónicos de orden 5 y 17.

- Los puntos de resonancia con proyecto se producen en el armónico de orden 10 y 12, por lo que se evidencia que el proyecto no influye en estas frecuencias pues con la puesta en servicio se incrementa la distorsión en el orden 5 y 11 para la distorsión en tensión y orden 5 y 17 para la distorsión en corriente.

- Se verifica que el ingreso al SEIN de las instalaciones del proyecto “CSF Sol de Verano III 600 MW” es técnicamente viable desde el punto de vista del flujo de carga armónico, pues se cumplieron con los indicadores de desempeño establecidos en la NTCSE y el estándar IEEE 519-2014.

7. ESTUDIOS DE DISEÑO

7.1. Conclusiones del análisis de desbalance en línea de transmisión

Debido a la corta longitud de la línea, y motivado a la verificación de los límites de desbalance de tensión y corriente, no es necesario implementar las exigencias del Procedimiento N° 20 del COES (ver numeral 3.1.3). En el presente proyecto se garantiza el cumplimiento de los niveles de desbalance tanto en corrientes como en tensiones, recomendadas por el estándar IEC 61000-3-1 y por los criterios para el desarrollo de estudios de transitorios electromagnéticos de INEL.

Verificación ante circulación de corriente de límite térmico:

En la línea San José – Sol de Verano III, sin transposición, el factor de desbalance de tensión calculado es menor que el valor límite establecido en 0.8% por el estándar IEC61000-3-13. Razón por la cual no es necesario el uso de las transposiciones en la línea del proyecto mencionada.

La corriente de desbalance que se desarrolla en el sistema ante la circulación de la corriente de límite térmico por la línea San José – Sol de Verano III, es menor que el valor recomendado $3I0 < 0.8 \cdot 120\ [A]$ por los criterios para el desarrollo de estudios transitorios electromagnéticos de INEL.

Verificación ante circulación de corriente en condición de emergencia:

La corriente de desbalance presente en el sistema ante la circulación de corriente en condición de emergencia por la línea San José – Sol de Verano III, es menor que el valor recomendado $3I0 < 120\ [A]$ por los criterios para el desarrollo de estudios transitorios electromagnéticos de INEL.

7.2. Conclusiones del estudio de sobretensiones, solicitación térmica de descargadores y requerimientos particulares de transformadores

Las máximas sobretensiones halladas en este documento deben ser utilizados como los mínimos valores posibles en los estudios de coordinación de aislamiento de la subestación del proyecto, según sea el caso.

Los resultados obtenidos en el presente estudio cumplen con los requerimientos exigidos por el PR-20.

EVENTOS TEMPORALES:

Falla a tierra

No se esperan condiciones peligrosas para el sistema en cuanto a los eventos temporales encontradas por fallas a tierra, debido a que todos los valores encontrados en las diferentes simulaciones son menores a 1.2 p.u. y dichas sobretensiones se encuentran por debajo de los rangos típicos (menores a 1.4 p.u. para sistemas sólidamente puestos a tierra) según IEC 60071-2.

Rechazo de carga

No se esperan condiciones peligrosas para el sistema en cuanto a los eventos temporales encontradas por rechazo de carga, debido a que todos los valores encontrados en las diferentes simulaciones son menores a 1.01 p.u. y dichas sobretensiones se encuentran por debajo de los rangos típicos (menores a 1.4 p.u. para sistemas sólidamente puestos a tierra) según IEC 60071-2.

EVENTOS DE MANIOBRA:

Las simulaciones de maniobra de líneas y transformadores (energización) se realizaron sin el uso de resistencias de preinserción.

Energización de líneas

No se esperan condiciones peligrosas para el sistema en cuanto a las sobretensiones encontradas en las maniobras de energización de líneas, debido a que todos los valores encontrados en las diferentes simulaciones son menores a 1.8 p.u. y dichas sobretensiones se encuentran por debajo de los rangos típicos (menores a 2.3625 p.u.) según *J.C. Das (2010) Transients in Electrical Systems.*

Se verificó que la máxima capacidad de absorción de energía de los descargadores cumple con los requerimientos del sistema, de acuerdo a la magnitud de las sobretensiones obtenidas en las maniobras de energización de líneas.

Energización de transformadores

En los resultados se evidencia que es posible realizar la maniobra ante indisponibilidad del mando sincronizado, ya que las sobretensiones obtenidas en las simulaciones se encuentran por debajo de 2.2 p.u. valor máximo presentado en IEC 60071-2.

Con los resultados obtenidos no se esperan corrientes de inrush importantes en los transformadores de la SE Sol de Verano; estas no superan el valor de 1.24 p.u. cuando se energiza el lado de 500 kV.

Se verificó que la máxima capacidad de absorción de energía de los descargadores cumple con los requerimientos del sistema, de acuerdo a la magnitud de las sobretensiones obtenidas en las maniobras de energización de transformadores.

EVENTOS POR RAYO:

Impacto en el cable de guarda

Se calcularon las máximas sobretensiones debidas a descargas eléctricas atmosféricas considerando las características propias de las subestaciones del proyecto como por ejemplo las capacitancias de los equipos, la característica de los descargadores y la disposición física de la subestación.

EVENTOS DE SOLICITACIÓN TÉRMICA:

Se verificó que la máxima capacidad de absorción de energía de los descargadores cumple con los requerimientos exigidos por el COES, de acuerdo a la magnitud de las sobretensiones obtenidas en las maniobras de energización de líneas y línea en carga.

7.3. Conclusiones del estudio para la especificación de interruptores

Los resultados obtenidos en el presente estudio cumplen con los requerimientos exigidos por el PR-20 y no presentan ningún tipo de restricción operativa.

Apertura del interruptor ante fallas

Para las maniobras de aperturas ante fallas terminales y kilométricas, se espera que no se presente reencendido de arco en los interruptores, ya que la tensión transitoria de restablecimiento alcanzado en las simulaciones es inferior a los valores establecidos en las curvas de referencia establecidas por IEC 62271-100. Por lo tanto, se espera que los interruptores no presenten fallas internas por la tensión transitoria de restablecimiento de un interruptor de 40 kA.

Corrientes de líneas en vacío

En los casos evaluados de líneas a 500 kV, la corriente de la línea en vacío es inferior al valor estándar de 500 A para una tensión nominal de 550 kV de acuerdo al estándar IEC 62271-100, este valor corresponde a lo ofrecido por las características técnicas del proyecto.