VOLUMEN I

RESUMEN EJECUTIVO (RSE)

ESTUDIO DE OPERATIVIDAD

ETAPA II:

CONEXIÓN DE LA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA SUNNY

JUNIO 2025
Segunda entrega

CONTROL DE REVISIONES

ESC_240923c/064

Rev.	Fecha	Elaborado		Revisado		Aprobado		Descripción del Cambio
		Iniciales	Firma	Iniciales	Firma	Iniciales	Firma	
A	06/03/25	ESC	RG					Emitido para revisión interna
B	17/03/25	ESC	RG					Emitido para revisión interna
C	18/06/25	ESC	RG					Emitido para revisión interna
D	25/06/25							Kallpa

ESTUDIO DE OPERATIVIDAD

ETAPA iI:

CONEXIÓN DE LA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA SUNNY

INDICE GENERAL

VOLUMEN I	**:**	**RESUMEN EJECUTIVO**
VOLUMEN II	:	ESTUDIOS DE ESTADO ESTACIONARIO
VOLUMEN III	:	ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA Y PERMANENTE
VOLUMEN IV	:	ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES
VOLUMEN V	:	ESTUDIO DE ARMÓNICOS
VOLUMEN VI	:	ESTUDIO DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNETICOS
VOLUMEN VII	:	ESTUDIO DE ESQUEMA ESPECIAL DE PROTECCIÓN
VOLUMEN VIII	:	PROTOCOLOS DE PRUEBAS EN FABRICA DE EQUIPOS
VOLUMEN IX	:	PROCEDIMIENTOS DE MANIOBRA
VOLUMEN X	:	PLANOS Y DIAGRAMAS
VOLUMEN XI	:	ACTA TRANSFERENCIA DE INFORMACION EN TIEMPO REAL
VOLUMEN XII	:	INFORME SISTEMAS DE MEDICION
VOLUMEN XIII	:	INFORMACION CONFIDENCIAL

VOLUMEN I

RESUMEN EJECUTIVO (RSE)

VOLUMEN I

RESUMEN EJECUTIVO (RSE)

ÍNDICE DEL CONTENIDO

CONTENIDO **Pág.**

1.0 GENERALIDADES 6

1.1. ANTECEDENTES 6
1.2. UBICACIÓN 7
1.3. DIAGRAMA UNIFILAR DEL PROYECTO 9
1.4. INFORMACIÓN PARA LOS ESTUDIOS 10
1.4.1. Información proporcionada por Kallpa 10
1.4.2. Información obtenida del COES 10
1.5. CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO 11

2.0 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES DEL PROYECTO 12

2.1. GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA 12
2.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS INVERSORES 12
2.3. SUBESTACIONES BT/MT 14
2.4. RED DE MEDIA TENSIÓN (33 KV) 16
2.5. SISTEMA DE CONTROL DE LA CSF SUNNY 18
2.5.1. Arranque y parada de la central 18
2.5.2. Despacho de Potencia Activa 18
2.5.3. Sistema de predicción de Potencia 18
2.5.4. Control de Potencia Reactiva 18
2.5.5. Control de Frecuencia 18
2.5.6. Control y Calidad de la Tensión 19
2.5.7. Continuidad de suministro ante contingencias severas 19
2.6. SISTEMA SCADA 20

3.0 CONCLUSIONES DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS DEL PROYECTO 22

3.1. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA EN OPERACIÓN NORMAL – VOL II 22
3.2. VERIFICACIÓN DE LAS TENSIONES DE OPERACIÓN DEFINIDAS POR EL COES 26
3.3. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA EN CONTINGENCIAS 28
3.4. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA 30
3.5. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO 30
3.6. ANÁLISIS DE MANIOBRAS DE ENERGIZACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 32
3.7. ANÁLISIS DE CAPACIDAD DE BARRA EN SE SAN JOSÉ 220 KV 32
3.8. CONCLUSIÓN GENERAL 33

3.9. CONCLUSIONES DE LOS ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA – VOL III EET 34
3.9.1. Conclusiones de las Fallas en Líneas de Transmisión 34
3.9.2. Conclusiones de Salidas Intempestivas 35
3.9.3. Conclusiones del Tiempo Critico de despeje de Falla 35
3.9.4. Conclusiones sobre el desempeño operativo de la CSF Sunny..... 36
3.9.5. Conclusiones Generales en los EET y el ingreso del Proyecto..... 40
3.10. CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES..... 45
3.11. CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE ARMÓNICOS 46
3.12. CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS 46
3.12.1. Estudio de Energización del Transformador 47
3.12.2. Estudio de TRV de los Interruptores 220 kV 47
3.12.3. Estudio de Impedancia Armónica 48
3.13. CONCLUSIONES DEL ESQUEMA ESPECIAL DE PROTECCIÓN 49

INDICE - FIGURAS

CONTENIDO **Pág.**

Figura 1: Ubicación del proyecto.....8
Figura 2: Ubicación de la Central Solar Fotovoltaica SUNNY 8
Figura 3: Diagrama Unifilar del Proyecto 9
Figura 4: Cronograma de Ingreso del Proyecto 11

1.0 GENERALIDADES

Este Resumen Ejecutivo tiene por objetivo el de documentar en forma resumida la información para su difusión y publicación en el portal de Internet del COES, correspondiente a las nuevas instalaciones asociadas con el proyecto "Etapa II: Conexión de la Central Solar Fotovoltaica Sunny" desarrollado por la empresa Kallpa Generación S.A. (Kallpa), a fin de evaluar su influencia en la operatividad de la red eléctrica asociada al proyecto.

1.1. Antecedentes

De acuerdo con el Reglamento de Transmisión aprobado por el Decreto Supremo Nº 027-2007-EM, es de carácter de obligatorio que las nuevas instalaciones que se conecten al sistema de transmisión del SEIN deben solicitar al COES el certificado de conformidad que debe ser sustentado mediante un estudio de Pre Operatividad (EPO); luego, previamente a la puesta en operación comercial de una instalación del sistema de transmisión, se deberá presentar un estudio de Operatividad (EO) según procedimientos del COES.

Para el presente proyecto, el COES con Carta COES/D/DP-975-2022 del 27/06/2022 otorgó la "Conformidad del Estudio de Pre-Operatividad (EPO) de la Central Solar Fotovoltaica Sunny". Posteriormente, con fecha 26/08/2024, el COES otorgó la conformidad a la versión actualizada del EPO mediante la carta COES-D-DP-785-2024.

Para la energización de la Central Solar Fotovoltaica Sunny se ha visto por conveniente proceder en dos etapas:

- Etapa I:

  Energización del Transformador Principal de la Central Solar Fotovoltaica Sunny.

  Esta energización comprende la conexión a las barras 220 kV de la Ampliación de la SE San José, la línea subterránea 220 kV y el Transformador Principal 220/33/33 kV de la SE Sunny.
- Etapa II:

  Conexión de la Central Solar Fotovoltaica Sunny.

  Esta conexión comprende la conexión de las nueve líneas 33 kV de la red de media tensión de la Central Solar Fotovoltaica Sunny a las barras 33 kV de la SE Sunny.

De acuerdo con lo establecido en el "Procedimiento Técnico COES PR-20 / Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN – Anexo 3: Requisitos para la Aprobación de los Estudios de Operatividad", Kallpa ha solicitado al COES los alcances de los Estudios de Operatividad (EO) para cada etapa del proyecto,

Para la Etapa I, con fecha 11/06/2024, el COES ha enviado a Kallpa la Carta COES/D/DP-559-2024 con el Informe Técnico COES/DP-SNP-071-2024, proporcionando los alcances del correspondiente Estudios de Operatividad (EO). Posteriormente, Kallpa ha cumplido con presentar este Estudio para la Etapa I, el cual se encuentra en proceso de aprobación por parte del COES:

Para la Etapa II, con fecha 12/12/2024, el COES ha enviado a Kallpa la Carta COES/D/DP-1219-2024 con el Informe Técnico COES/DP-SNP-128-2024, proporcionando los alcances del correspondiente Estudios de Operatividad (EO). De acuerdo a los alcances proporcionados por el COES, en el presente documento se resume la Información de los Estudios, Protocolos, Procedimientos, etc.; y de acuerdo a ello la presentación del EO tiene el siguiente esquema:

- 01 Resumen Ejecutivo
- 02 Estudio de Estado Estacionario
- 03 Estudios de Estabilidad Transitoria y Permanente
- 04 Estudio de Coordinación de Protecciones
- 05 Estudio de Armónicos
- 06 Estudio de Transitorios Electromagnéticos
- 07 Estudio de Esquemas Especiales de Protección
- 08 Protocolos de Pruebas en Fábrica de Equipos
- 09 Procedimientos de Maniobra
- 10 Planos y Diagramas
- 11 Acta de Transferencia de Información en Tiempo Real
- 12 Informe de los Sistemas de Medición
- 13 Información Confidencial

1.2. Ubicación

La Central Solar Fotovoltaica Sunny, se ubica geográficamente en el departamento de Arequipa, provincia de Arequipa, distrito de La Joya (ver Figura 1), Esta central se conectará al sistema en la S.E. San José por medio de una línea de transmisión subterránea 220 kV (Sunny – San José) de 1.34 km. En la Figura 1 se muestra el área geográfica en la cual se desarrollará el Proyecto.

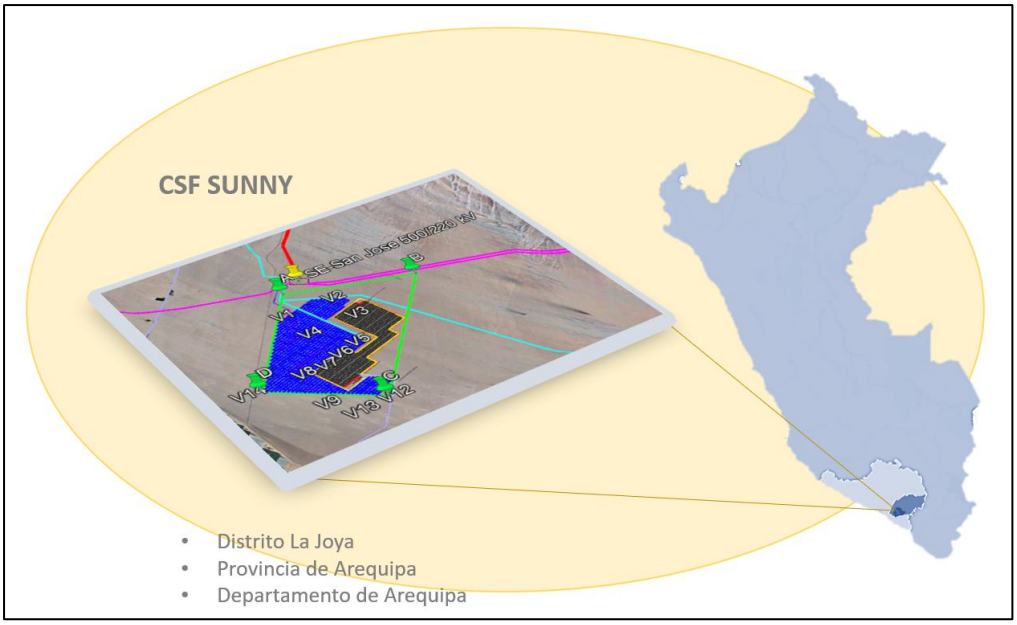


Figura 1: Ubicación del proyecto

La Central Solar Fotovoltaica Sunny está ubicada en las siguientes coordenadas. En el Anexo No.1 se consigna el archivo kmz del proyecto.

Latitud	Longitud
-16.6936014 S	-71.8251894 W

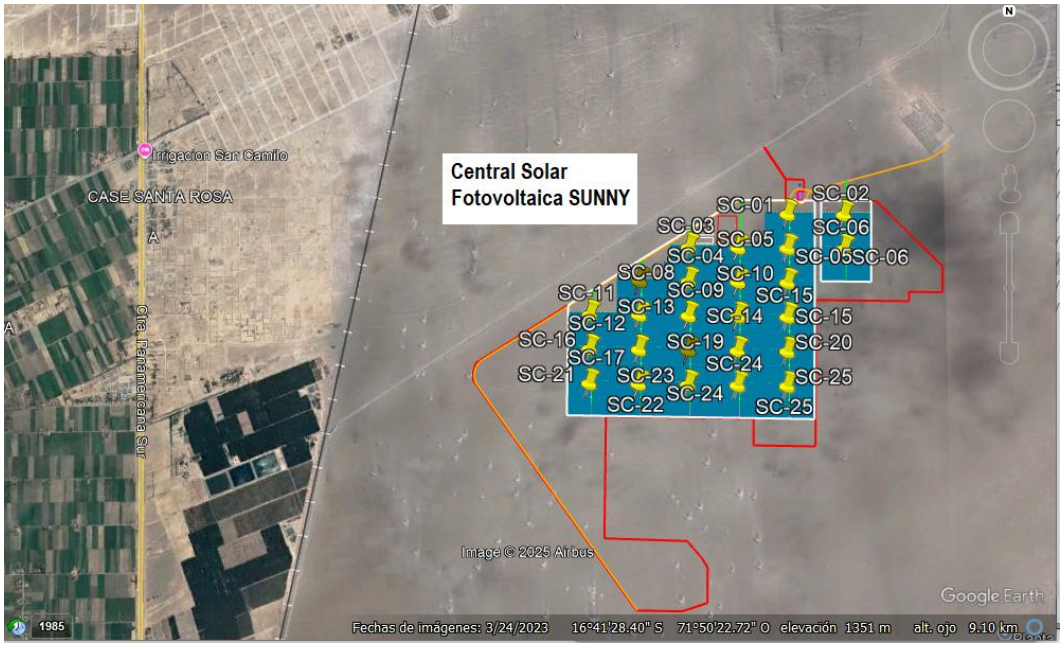


Figura 2: Ubicación de la Central Solar Fotovoltaica SUNNY

1.3. Diagrama unifilar del proyecto

La Central Solar Fotovoltaica Sunny se conecta a las barras 33 kV de la SE Sunny 220/33/33 kV, la cual está conectada a las barras 220 kV de la Ampliación SE San José, mediante una línea subterránea 220 kV Sunny – San José.

En la Figura 3 se muestra el Diagrama Unifilar y en Anexo No.2 se incluye el plano con este diagrama.

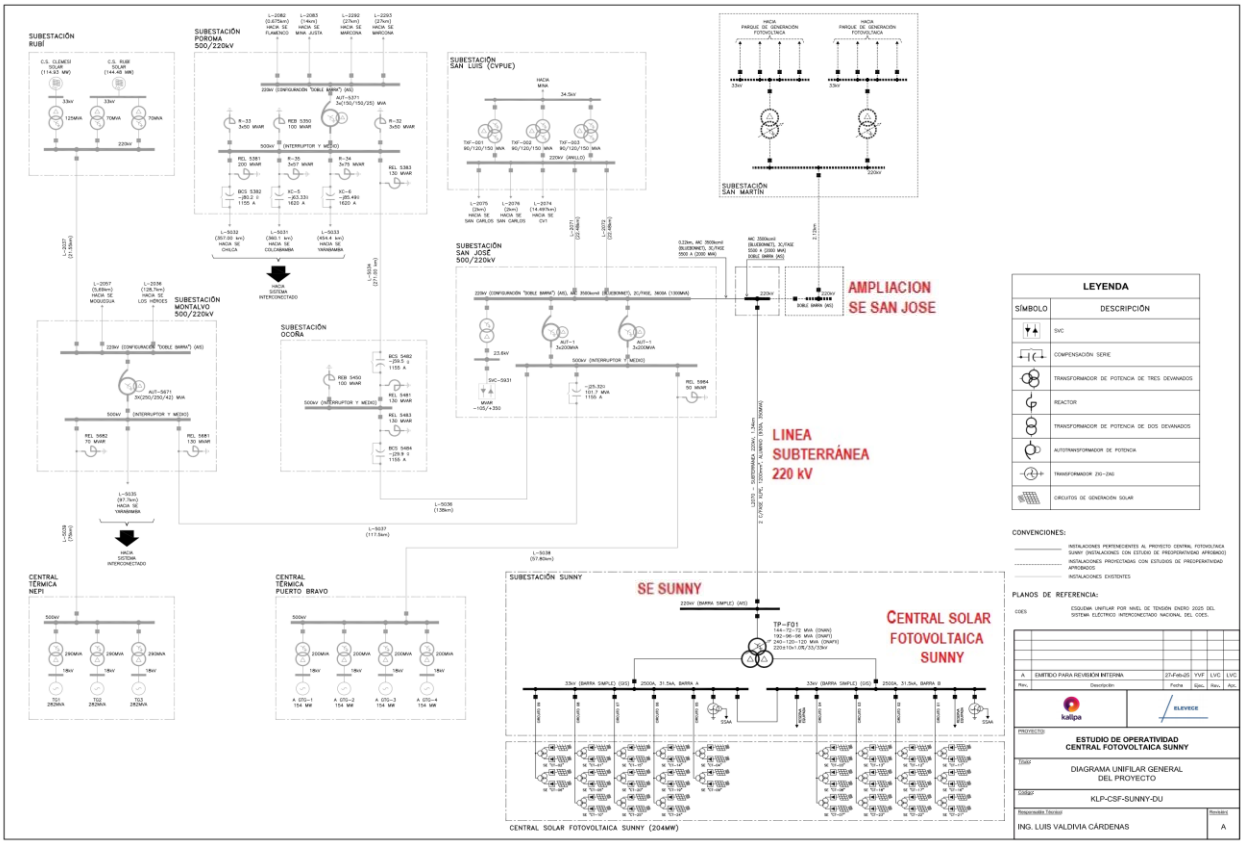


Figura 3: Diagrama Unifilar del Proyecto

1.4. Información para los Estudios

1.4.1. Información proporcionada por Kallpa

a) Estudio de Pre-Operatividad EPO del Proyecto CFS Sunny.

b) Estudio de Operatividad Proyecto CFS Sunny Etapa I

c) Memoria de cálculo de parámetros de cables.

d) Protocolos de Pruebas en Fábrica del Transformador principal 220/33/33 kV de la SE Sunny.

1.4.2. Información obtenida del COES

a) Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión 2025 – 2034.

b) Informe COES D/DP/SNP-INF-033-2022: Estudio de Tensiones de Operación del SEIN – 2022.

c) Información referencial para estudios de Operatividad, referidos al costo variable de centrales térmicas.

d) Archivo de simulación del software DIgSILENT, que contiene el modelo de red del SEIN y el despacho de generadores para los escenarios hidrológicos de avenida y estiaje en máxima y mínima demanda, asimismo se encuentran las bibliotecas con los parámetros eléctricos de las instalaciones del SEIN.

e) Archivo DIgSILENT de los proyectos CSF Matarani, CH San Gaban III, CSF San Martín Solar, Transformador en S.E Montalvo y Transformador en S.E Poroma.

f) Información de obras de generación.

g) Información de obras de transmisión.

h) Información de proyectos minero-industriales.

1.5. Cronograma de ejecución del proyecto

En el Anexo No. 3 se consigna el cronograma estimado del ingreso del proyecto y sus etapas.

Requisito	2024							2025									
	Mes							Mes									
	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct
Ingeniería de detalle	x	x	x	x	x												
Adquisición de equipamiento				x	x	x											
Transporte y trámite en Aduanas						x	x	x	x								
Obras civiles							x	x	x	x	x	x					
Inicio de Construcción							x										
Nivel de construcción desde 25%								x	x								
Nivel de construcción desde 50%										x	x						
Nivel de construcción desde 75%												x	x				
Nivel de construcción 100%														x			
Etapa de pruebas													x	x	x	x	x
Puesta en Operación Comercial																	x

Figura 4: Cronograma de Ingreso del Proyecto

2.0 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES DEL PROYECTO

2.1. Generación Solar Fotovoltaica

Para la generación solar fotovoltaica se utiliza el siguiente equipamiento

1) Paneles Solares de la marca LONGi Solar Technology.

   Se utiliza dos modelos; LR8-66HGD-610M (41.4% del total)

   LR8-66HGD-615M (del total)

2) Seguidor solar de la marca NEXTRACKER, modelo 1V Monofila

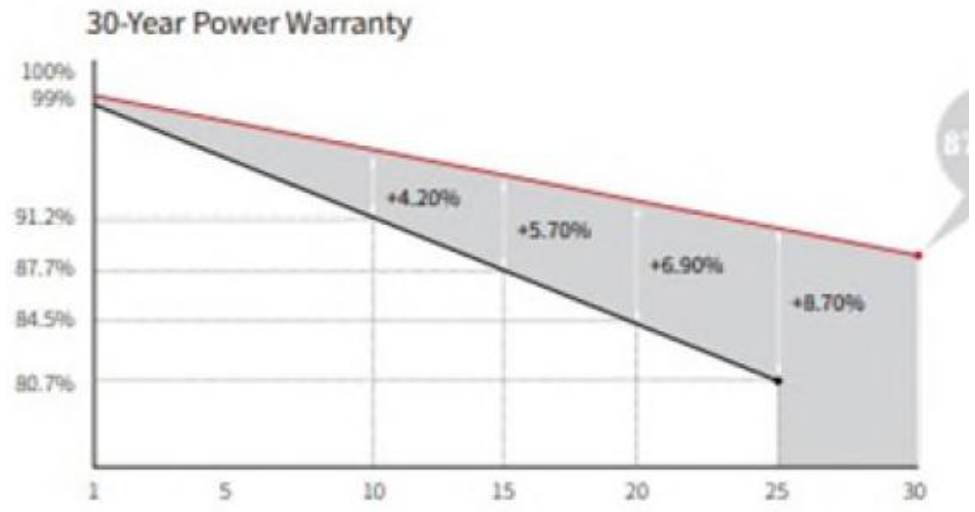


Figura 5: Potencia Garantizada de los Paneles Solares

2.2. Características de los Inversores

Los Paneles Solares generan energía eléctrica en corriente continua; y su conexión al sistema eléctrico se efectúa mediante Inversores CC/CA.

Los Inversores son de la marca Huawei, modelo SUN2000-330KTL-H1 y cuentan con las siguientes características funcionales:

- Control del punto de máxima potencia (Maximum Power Point Tracking MPPT)
- Filtros de Armónicas y para la interferencia electromagnética (EMI)
- Máxima eficiencia 99%

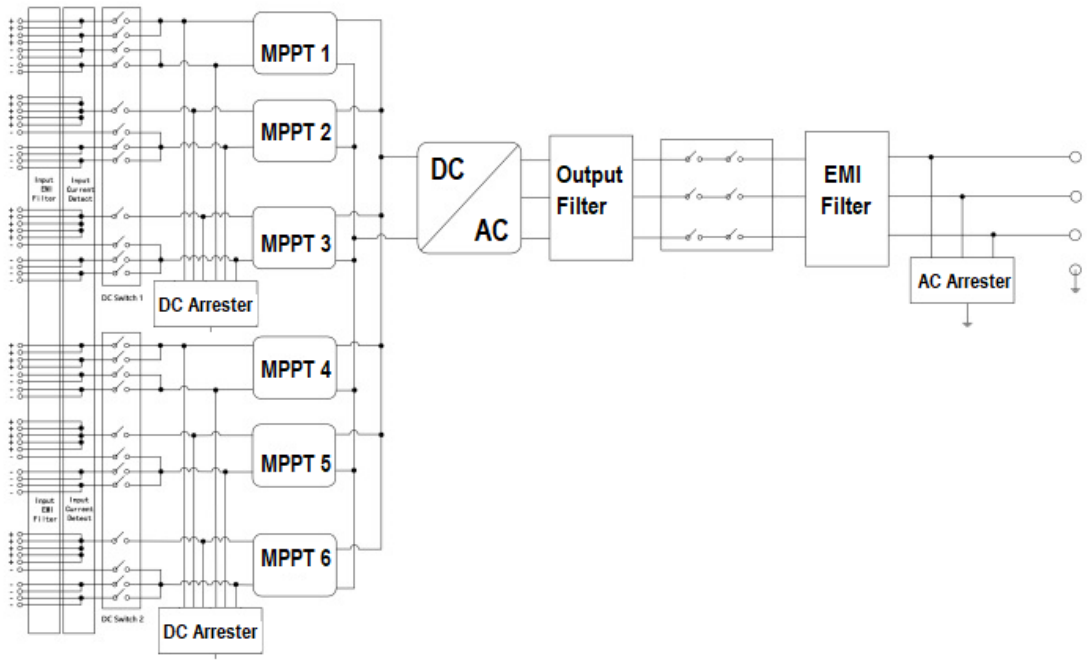


Figura 6: Circuito del Inversor

Las características de entrada en CC son las siguientes

- Tensión nominal de entrada (CC) 1080 Vcc
- Rango de la tensión de operación (MPPT) 500 Vcc – 1500 Vcc
- Numero de controladores MPPT 6
- Máxima corriente CC por MPPT 65 Acc

Las características de salida en CA son las siguientes

- Tensión nominal de salida (CA) 800 Vrms
- Frecuencia nominal 60 Hz
- Conexión trifásica 3 hilos sin neutro + tierra (3w + PE)
- Potencia nominal 300 kW
- Potencia aparente máxima 330 kVA
- Factor de potencia ajustable 0.8 inductivo – 0.8 capacitivo

Los Inversores tienen las siguientes protecciones incorporadas

- Protección digital de fallas en CC (Smart String-level Disconnection SSLD)
- Protección de polaridad inversa en CC
- Protección de sobretensiones en CC (Surge Arresters Tipo II)
- Protección de sobretensiones en CA (Surge Arresters Tipo II)

- Protección de sobrecorriente en la salida en CA
- Corriente Residual en CA

Los Inversores tienen facilidades de comunicaciones para su conexión al sistema de control de la central (Power Plant Control PPC) y para acceso para fines de ajustes y mantenimiento. Para ello tienen una pantalla (display), comunicación inalámbrica (WLAN) y tres puertos de comunicaciones con los Protocolos Modbus, RS485 (TIA-485) y USB (Universal Serial Bus).

2.3. Subestaciones BT/MT

Para integrar la generación solar, los Inversores de 330 kVA (en número de 30) se conectan a subestaciones elevadoras BT/MT de 9000 kVA. El equipamiento es fabricado por Hauwei, el modelo es JUPITER 9000K-H1, el cual tiene un módulo de baja tensión para las conexiones de los Inversores, un transformador de potencia y un módulo de media tensión para las redes de 33 kV que se conectan a las barras 33 kV de la SE Sunny.

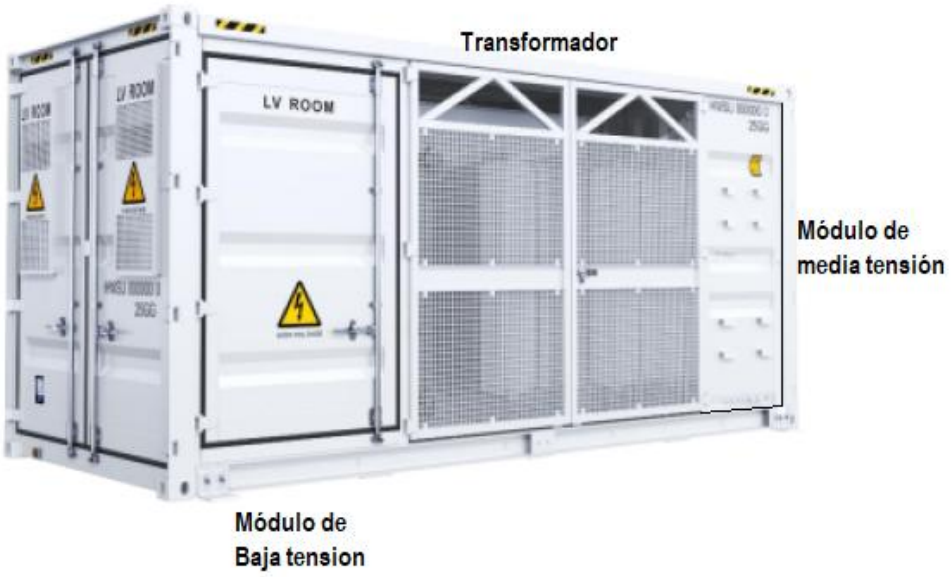


Figura 7: Subestación BT/MT

El Transformador de potencia es en baño de aceite mineral (oil immerded, PCB free) con ventilación natural, de tres bobinados con las siguientes características nominales

- Tensión nominal primaria 33 kV ± 2 x 2.5%
- Tensión nominal del secundario 1 800 V
- Tensión nominal del secundario 2 800 V

- Frecuencia 60 Hz
- Potencia nominal 9000 kVA
- Grupo de conexión trifásica Dy11y11 (sin neutro)
- Impedancia 11.5%
- Protecciones propias Relé Buchholz (alarma y disparo)
  Temperatura del aceite (alarma y disparo)
  Nivel del aceite (alarma y disparo)
  Presión del tanque (disparo)

El módulo de media tensión es una celda con aislamiento en SF6 que tiene las siguientes características técnicas:

- Tensión nominal 36 kV
- Corriente nominal 400 A
- Interruptor (vaccum type) 400 A, 20 kA
- Grado de protección IP54
- Clasificación de arco interno IAC 20 kA, 1 seg.

El módulo de baja tensión tiene dos cubículos, uno para cada secundario del transformador de potencia. Cada cubículo tiene las siguientes características técnicas:

- Tensión nominal 800 V
- Corriente nominal 4000 A
- Interruptor principal en aire (ACB) 800 V, 4000 A
- Interruptor de caja moldeada (MCCB) 800 V, 400 A
- Grado de protección IP54
- Clasificación de arco interno IAC 20 kA, 1 seg.

La Subestación BT/MT tiene un Transformador de Servicios Auxiliares con las siguientes características técnicas:

- Tensión nominal primaria 800 V
- Tensión nominal secundaria 400 V / 231 V
- Frecuencia 60 Hz
- Potencia nominal 50 kVA
- Grupo de conexión trifásica Dyn11

2.4. Red de media tensión (33 kV)

La red de media tensión está conformada por las líneas 33 kV que transportan la energía eléctrica desde las 25 Subestaciones BT/MT a las barras 33 kV de la SE Sunny. Se ha implementado nueve líneas subterráneas 33 kV tal como se muestra en la siguiente figura.

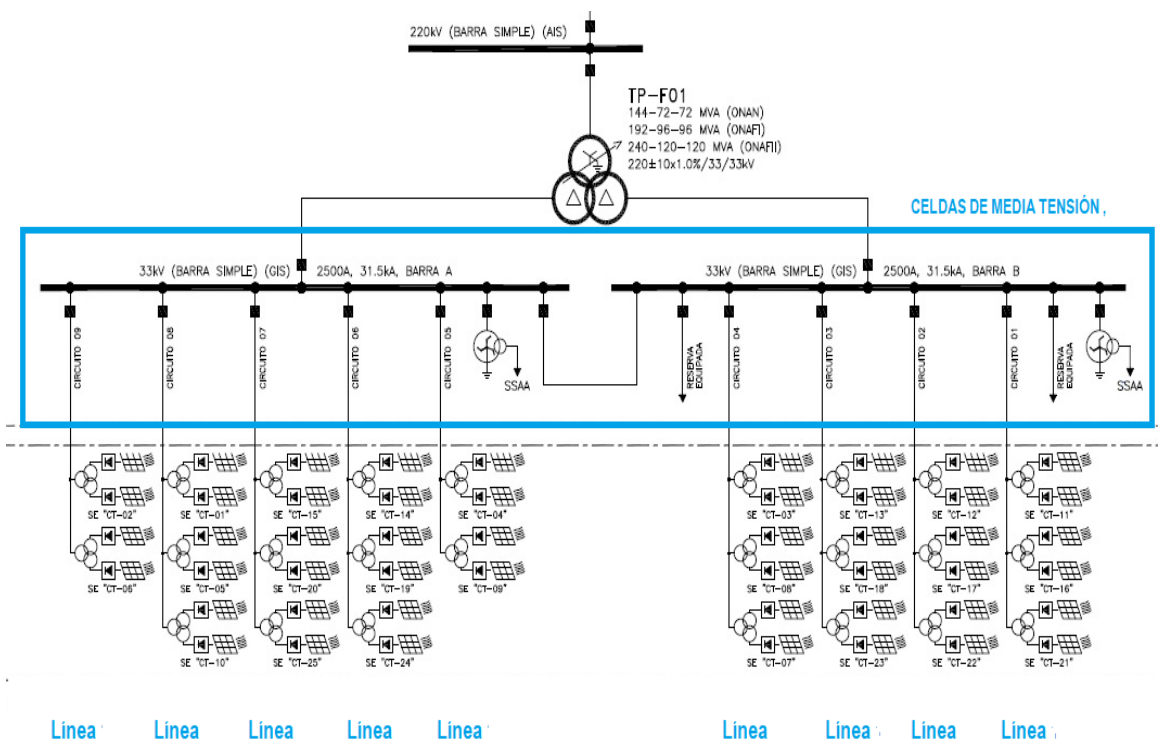


Figura 8: Diagrama Unifilar de la Red de media tensión (33 kV)

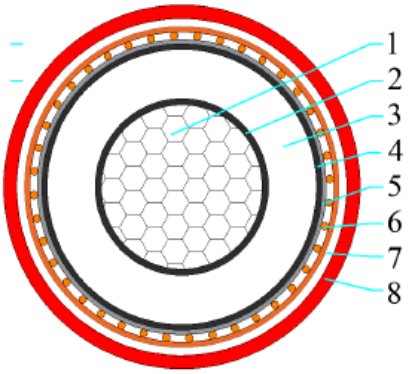
La red de media tensión está conectada a las subestaciones elevadoras BY/MT cuyos Transformadores de Potencia tienen conexión delta en el lado de 33 kV. De otra parte, la red se conecta a las celdas 33 kV que están conectadas a los secundarios de los Transformadores de Potencia 220/33/33 kV, que también tienen conexión delta en el lado de 33 kV, resultando así que la red no tendría neutro con puesta a tierra.

Por tanto, se ha previsto la instalación de dos Transformadores Zig-zag, uno en cada barra 33 kV, para la puesta a tierra del neutro de la red de media tensión, como se aprecia en la Figura 8.

Estos transformadores tienen un devanado cargable que se utiliza como fuente de los servicios auxiliares de la SE Sunny.

Las líneas subterráneas utilizan cables 18/33kV con conductor de aluminio y aislamiento de polietileno reticulado XLPE. Su temperatura máxima de operación es de 90 °C y la máxima temperatura admisible por cortocircuito es de 250 °C.

IEC 60502-2
IEC 60228
IEC 60332-1-2
IEC 60754
IEC 61034



1	Conductor	Class 2, circular compacted aluminium conductor A layer of semi-conductive tape may be applied over the conductor
2	Conductor Screen	Extruded Semi-conductive compound
3	Insulation	XLPE
4	Insulation Screen	Extruded Semi-conductive compound
5	Binder tape	Semi-conductive water-blocking tape
6	Metallic Screen	Plain annealed copper wire & helically applied copper tape with a gap
7	Binder tape	Non-conductive water-blocking tape
8	Outer sheath	LSZH, Red, UV-resistance, Good Resistance to Grease and Oils, Good Chemical Resistance

Figura 9: Detalle de las conexiones de los cables a las celdas de media tensión

Las líneas subterráneas se conectan a las celdas 33 kV de la SE Sunny. En la siguiente figura se muestra el detalle de estas conexiones.

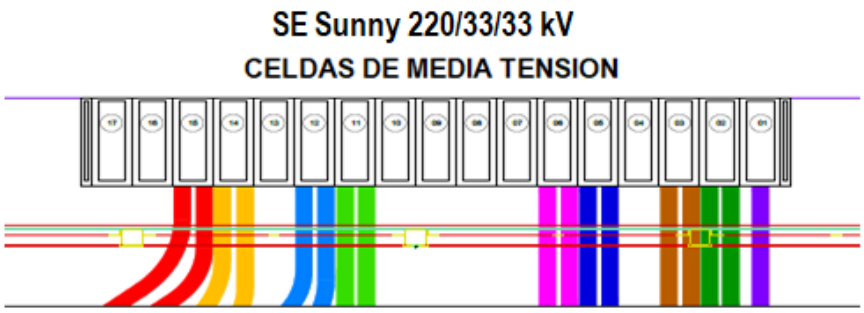


Figura 10: Detalle de las conexiones de los cables a las celdas de media tensión

2.5. Sistema de Control de la CSF Sunny

2.5.1. Arranque y parada de la central

Si bien la generación de energía eléctrica de los Paneles Solares dependerá de las condiciones ambientales, su arranque será controlado para que la entrega de potencia de la CSF Sunny al SEIN sea con una rampa del 10% (o menos) de la potencia nominal por minuto.

La Parada de la CSF Sunny será también en forma gradual con una rampa similar.

Para la Parada de Emergencia, el sistema de control ejecutará una reducción rápida de la potencia de la CSF Sunny desde el 100% hasta el 20%, en un tiempo máximo de 1 minuto después de recibida la orden del COES.

2.5.2. Despacho de Potencia Activa

El Sistema de Control de la CSF Sunny tendrá la capacidad de ajustar la entrega de potencia activa al SEIN conforme a lo que establezca el COES. Las rampas de aumento o reducción de la entrega de potencia de la CSF Sunny al SEIN será según las rampas solicitadas por el COES.

El Sistema de Control de la CSF Sunny enviará en tiempo real las señales de arranque (y/o desconexión), de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica de Intercambio de Información de Tiempo Real para la Operación del SEIN (NTIITR).

2.5.3. Sistema de predicción de Potencia

La CSF Sunny Se tendrá un sistema de predicción de la potencia que permita calcular el valor de la potencia total de la instalación hasta un horizonte de dos días. Se entregará la información sobre la previsión de potencia horaria en un horizonte de 24 horas.

2.5.4. Control de Potencia Reactiva

En el rango entre el 20% y 100% de la potencia activa total nominal, el Sistema de Control permitirá operar la CSF Sunny Solar Fotovoltaica con un factor de potencia en el rango de 0,95 inductivo a 0.95 capacitivo. Para potencias menores al 20% de la potencia activa total nominal, la operación será según lo indicado en el PR-20, Anexo 1, Capítulo 4, Requisitos Técnicos de Conexión de las Instalaciones de Centrales de Generación No Convencional (CGNC) al SEIN, Figura 1: Rango de operación del factor de potencia de la CGNC en régimen permanente.

2.5.5. Control de Frecuencia

El Sistema de Control de la CSF Sunny estará ajustado para operar en forma continua con una frecuencia nominal de 60 Hz ± 1% (59.4 Hz < f ≤ 60.6 Hz). Este ajuste es posible

incluso por debajo de su potencia activa total producible con el objeto de disponer de capacidad de reserva secundaria en caso de reducción de la frecuencia de la red.

No obstante, la CSF Sunny podrá operar también, en forma temporal, en los rangos 57.0 Hz – 59.4 Hz y 60.6 Hz - 62.0 Hz, conforme a los tiempos establecidos en el Procedimiento del COES PR-20, Anexo1, Capítulo 4, numeral 4.

Asimismo, la CSF Sunny podrá permanecer conectada al SEIN ante cambios de frecuencia con gradientes de hasta ± 2 Hz/segundo.

2.5.6. Control y Calidad de la Tensión

El Sistema de Control de la CSF Sunny estará ajustado para operar en forma continua con la tensión nominal de 220 kV ± 10% en el punto de conexión al SEIN. El control se ajustará a los valores de referencia que sean requeridos por el COES. Este control considera también un control de potencia reactiva, con el soporte adicional que proporcionarán los Bancos de Capacitores.

El Sistema de Control de la CSF Sunny contará con una función de Regulación Automática de Tensión, similar al de una central convencional, el cual permitirá ajustar el valor de la potencia reactiva dentro de los rangos especificados en el Procedimiento del COES PR-20, Anexo 1, Capítulo 4, numeral 3 Control de la Potencia Reactiva.

Además de la Regulación Automática de Tensión de la CSF Sunny, el Transformador de la SE Sunny tendrá un Conmutador de Tomas Bajo Carga (OLTC) que operará con un Regulador Automático de Tensión para adecuar la tensión de la red de media tensión a la tensión del punto de conexión al SEIN.

La Calidad de la Tensión de la CSF Sunny cumplirá con los requerimientos especificados en el Procedimiento del COES PR-20, Anexo 1, Capítulo 4, numeral 7.

2.5.7. Continuidad de suministro ante contingencias severas

a) Huecos de tensión

Los Sistemas de Protección serán ajustados de manera que la CSF Sunny no será desconectada del SEIN como consecuencia de la aparición de huecos de tensión, asociados a cortocircuitos correctamente despejados, en el punto de conexión al SEIN, según la curva tensión-tiempo indicada en el Procedimiento del COES PR-20, Anexo 1, Capítulo 4, numeral 6.1, figura 4.

b) Consumos de Potencia Activa y Reactiva durante Huecos de Tensión

El Sistema de Control de Tensión - Potencia Reactiva se ajustará para que, durante el tiempo que se tiene un hueco de tensión, la CSF Sunny no consuma Potencia Reactiva en

el punto de conexión al SEIN. Durante el hueco de tensión, el aporte de corriente reactiva por parte de la CSF Sunny cumplirá con los requisitos especificados en el Procedimiento del COES PR-20, Anexo 1, Capítulo 4, numeral 6.2.

Sin embargo, en algunos casos de huecos de tensión producidos por cortocircuitos en el sistema (fallas monofásicas, bifásicas ó trifásicas), tanto durante el tiempo del cortocircuito, como durante el periodo de recuperación de la tensión posterior al despeje de la falla, la CSF Sunny tendrá consumos puntuales de potencia reactiva y potencia activa dentro de los límites establecidos el Procedimiento del COES PR-20, Anexo 1, Capítulo 4, numeral 6.3.

2.6. Sistema SCADA

El control de la CSF Sunny requiere la adquisición de datos y la supervisión de la operación, que es efectuada por en el campo por los Inversores que controlan los Paneles Solares y los Seguidores Solares. Todos estos dispositivos están comunicados con enlaces de fibra óptica, las cuales llegan finalmente al Sistema de Control de la CSF Sunny que cuenta con un Controlador Automático SEL 3350-1 y un dispositivo de gestión de la energía SATEC PRO PM335 / EM235.

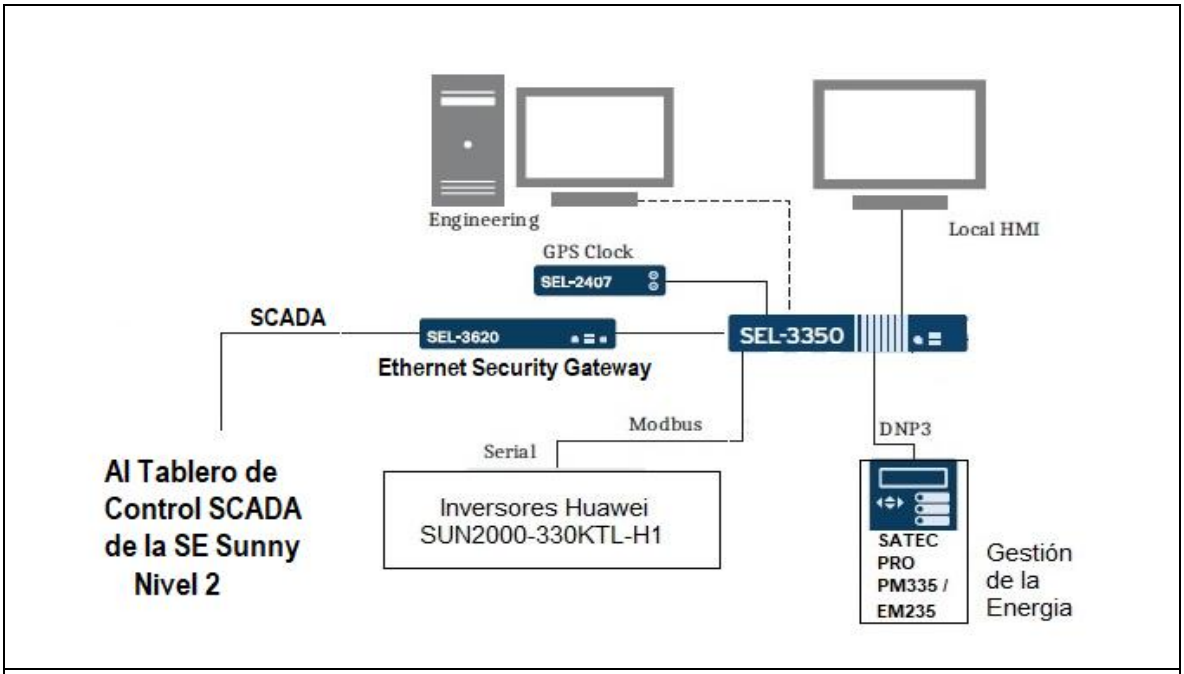


Figura 11: Sistema de Control de la CSF Sunny

En el Tablero de Control SCADA de la SE Sunny existe un Firewall para la conexión del SCADA de la CSF Sunny.

De esta manera, como en la Sala de Control de la SE Sunny se tiene también los servidores ICCP para la transmisión de datos al COES, entonces a través de estos servidores la CSF Sunny envía sus datos al COES en tiempo real.

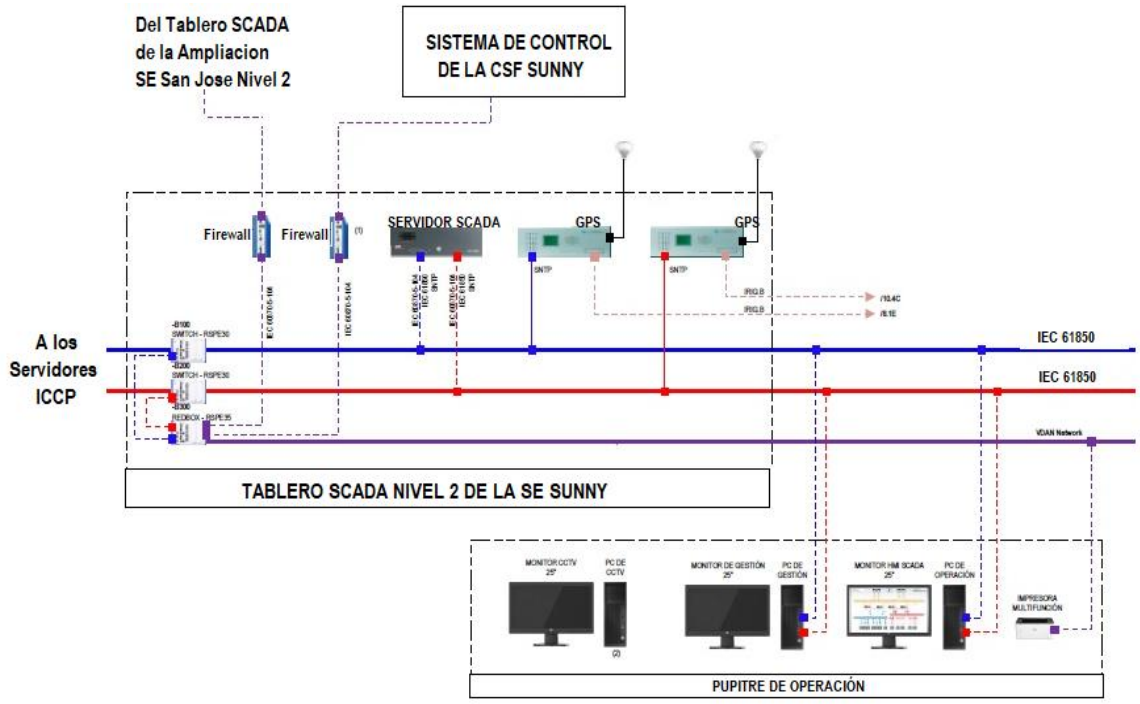


Figura 12: Integración al SCADA del Sistema de Control de la CSF Sunny

3.0 CONCLUSIONES DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS DEL PROYECTO

3.1. Conclusiones del Análisis de Flujo de Potencia en Operación Normal – Vol II

Se realizaron los análisis de estado estacionario del Proyecto Etapa II: Conexión de la Central Solar Fotovoltaica Sunny, mediante simulaciones de flujo de carga y cortocircuito a fin de evaluar el impacto del proyecto sobre la operación del SEIN.

Para los análisis de flujo de carga se consideró un CASO BASE, dos CASOS ADICIONALES y cuatro SENSIBILIDADES, considerando lo siguiente.

- Caso Base: Se consideró los proyectos “Central Solar San Martín Solar de 252.4 MW”, “Refuerzo 1: Ampliación de la SE Montalvo 500/220 kV (segundo transformador)” y “Refuerzo 2: Ampliación de la SE Poroma 500/220 kV (segundo transformador).
- Caso Adicional 01: A partir del Caso Base, se considera la operación en anillo cerrado en la S.E. Cerro Verde.
- Caso Adicional 02: A partir del Caso Base, poner fuera de servicio al SVC de la SE San José.
- Sensibilidad 01: Se considera la demanda mínima de 150 MW de Cerro Verde en la SE San José
- Sensibilidad 02: Considera la apertura del acople de barras de la SE Derivación.
- Sensibilidad 03: Considera la operación de la CT NEPI
- Sensibilidad 04: Considera la operación de la CT Puerto Bravo

CASO BASE:

Los niveles de tensión en 500 kV y 220 kV se encuentran dentro del margen de +/- 2.5% de la tensión nominal.

No se observan sobrecargas en líneas y transformadores:

- La línea San José – Montalvo 500 kV presenta un máximo nivel de carga de 46%.
- La línea San José – Ocoña 500 kV presenta un máximo nivel de carga de 80%.
- Los transformadores 500/220 kV de la SE San José presentan un máximo nivel de carga de 27%.
- La línea San José – Sunny 220 kV presenta un máximo nivel de carga de 56.5%.

- El transformador de la SE Sunny 220/33 kV presenta un máximo nivel de carga de 87%.
- El SVC de la SE San José opera con un máximo nivel de carga de 33%.
- La operación del Proyecto genera un ligero incremento de 6% en el nivel de carga de los transformadores de la SE San José 500/220 kV. Asimismo, genera un incremento de 10% en el nivel de carga de la LT San José – Montalvo 500 kV y una reducción de 10% en el nivel de carga de la LT Ocoña – San José 500 kV, es decir, favorece en la descongestión de los enlaces entre la zona centro y zona sur del SEIN.

ADICIONAL 01:

Los niveles de tensión en 500 kV y 220 kV se encuentran dentro del margen de +/- 2.5% de la tensión nominal.

No se observan sobrecargas en líneas y transformadores:

- La línea San José – Montalvo 500 kV presenta un máximo nivel de carga de 38%.
- La línea San José – Ocoña 500 kV presenta un máximo nivel de carga de 80%.
- Los transformadores 500/220 kV de la SE San José presentan un máximo nivel de carga de 25%.
- La línea San José – Sunny 220 kV presenta un máximo nivel de carga de 56.5%.
- El transformador de la SE Sunny 220/33 kV presenta un máximo nivel de carga de 87%.
- El SVC de la SE San José opera con un máximo nivel de carga de 37%.
- La operación del Proyecto genera un ligero incremento de 6% en el nivel de carga de los transformadores de la SE San José 500/220 kV. Asimismo, genera un incremento de 5% en el nivel de carga de la LT San José – Montalvo 500 kV y una reducción de 10% en el nivel de carga de la LT Ocoña – San José 500 kV, es decir, favorece en la descongestión de los enlaces entre la zona centro y zona sur del SEIN.

ADICIONAL 02:

La desconexión del SVC de la SE San José, generará una reducción del perfil de tensiones en las subestaciones San José, Montalvo y Yarabamba, presentando perfiles de tensión de hasta 0.95 p.u. No obstante, la regulación de los transformadores permitirá mantener los perfiles de tensión en 220 kV por encima de 0.975 p.u., a excepción de la SE Socabaya (222kV Vop) donde se observan tensiones de hasta 0.97 p.u.

No se observan sobrecargas en líneas y transformadores:

- La línea Cahuachi – Derivación 220 kV, en el escenario de avenida 2026 mínima demanda, opera al 100% de su capacidad nominal. Cabe indicar que este nivel de

carga se presenta tanto en el caso Sin Proyecto como en Con Proyecto, por lo que no sería atribuible a la conexión de la CSF Sunny.

- La línea San José – Montalvo 500 kV presenta un máximo nivel de carga de 46%.
- La línea San José – Ocoña 500 kV presenta un máximo nivel de carga de 80%.
- Los transformadores 500/220 kV de la SE San José presentan un máximo nivel de carga de 29%.
- La línea San José – Sunny 220 kV presenta un máximo nivel de carga de 56.3%.
- El transformador de la SE Sunny 220/33 kV presenta un máximo nivel de carga de 87%.

SENSIBILIDAD 01:

La reducción de la carga de Cerro Verde hasta 150 MW, genera un ligero incremento del perfil de tensiones en las barras de Poroma 500 kV y San José 500 kV de 1.02 p.u., con la conexión de la CSF Sunny, se observa un ligero incremento del perfil de tensión de hasta 1.03 p.u. En 220 kV, la regulación de los transformadores permite mantener los perfiles de tensión dentro del margen de +/- 2.5% de la tensión de operación.

No se observan sobrecargas en líneas y transformadores:

- La línea San José – Montalvo 500 kV presenta un máximo nivel de carga de 56%.
- La línea San José – Ocoña 500 kV presenta un máximo nivel de carga de 43%.
- Los transformadores 500/220 kV de la SE San José presentan un máximo nivel de carga de 25%.
- La línea San José – Sunny 220 kV presenta un máximo nivel de carga de 56.3%.

El transformador de la SE Sunny 220/33 kV, presenta un máximo nivel de carga de hasta 87%.

SENSIBILIDAD 02:

Los niveles de tensión en 500 kV y 220 kV se encuentran dentro del margen de +/- 2.5% de la tensión nominal.

No se observan sobrecargas en líneas y transformadores:

- La línea San José – Montalvo 500 kV presenta un máximo nivel de carga de 46%.
- La línea San José – Ocoña 500 kV presenta un máximo nivel de carga de 52%.
- Los transformadores 500/220 kV de la SE San José presentan un máximo nivel de carga de 12%.
- La línea San José – Sunny 220 kV presenta un máximo nivel de carga de 56.5%.
- El transformador de la SE Sunny 220/33 kV, presenta un máximo nivel de carga de hasta 87%.

La apertura del acople de la SE Cahuachi permite distribuir la potencia generada en la SE Derivación de forma equitativa por los enlaces Derivación – Ica 220 kV y Derivación – Cahuachi 220 kV, favoreciendo en la reducción del nivel de carga de dichas líneas. Se observa que ante esta maniobra operativa, el Proyecto no genera un impacto significativo en el nivel de carga y perfil de tensiones.

SENSIBILIDAD 03:

Debido a la inyección de generación desde la zona sur se observó un ligero incremento del nivel de tensión en la barra de Poroma 500 kV de hasta 1.03 p.u. Cabe indicar que este incremento, no perjudica el perfil de tensiones de las barras aledañas tanto en 500 kV ni en 220 kV, donde los niveles de tensión se encuentran dentro del margen de +/- 2.5% de la tensión nominal

El despacho de generación desde la zona sur generó una sobrecarga en la línea Derivación – Ica 220 kV. La sobrecarga es mayor al 20% desde el caso Sin Proyecto.

Cabe indicar que en esta zona se encuentra operando un esquema de reducción de generación que involucra a las centrales conectadas a la barra de la SE Derivación 220 kV. Este esquema se activa para mitigar sobrecargas en las líneas aledañas, tales como la línea Derivación – Ica 220 kV. Bajo esta premisa, se generó un escenario, en el que se considera la reducción de generación de las centrales de Punta Lomitas.

No se observan sobrecargas en líneas y transformadores:

- La línea San José – Montalvo 500 kV presenta un máximo nivel de carga de 21%.
- La línea San José – Ocoña 500 kV presenta un máximo nivel de carga de 26%.
- Los transformadores 500/220 kV de la SE San José presentan un máximo nivel de carga de 12%.
- La línea San José – Sunny 220 kV presenta un máximo nivel de carga de 56.5%.

El transformador de la SE Sunny 220/33 kV presenta un máximo nivel de carga de 87%

SENSIBILIDAD 04:

La inyección de generación desde la zona sur generó un ligero incremento del nivel de tensión en la barra de Poroma 500 kV de hasta 1.03 p.u. Cabe indicar que este incremento, no perjudica el perfil de tensiones de las barras aledañas tanto en 500 kV ni en 220 kV, donde los niveles de tensión se encuentran dentro del margen de +/- 2.5% de la tensión nominal

El despacho de generación desde la zona sur generó una sobrecarga en la línea Derivación – Ica 220 kV. La sobrecarga es mayor al 20% desde el caso Sin Proyecto.

Cabe indicar que en esta zona se encuentra operando un esquema de reducción de generación que involucra a las centrales conectadas a la barra de la SE Derivación 220 kV. Este esquema se activa para mitigar sobrecargas en las líneas aledañas, tales como la línea Derivación – Ica 220 kV. Bajo esta premisa, se generó un escenario, en el que se considera la reducción de generación de las centrales de Punta Lomitas.

No se observan sobrecargas en líneas y transformadores:

- La línea San José – Montalvo 500 kV presenta un máximo nivel de carga de 89%.
- La línea San José – Ocoña 500 kV presenta un máximo nivel de carga de 25%.
- Los transformadores 500/220 kV de la SE San José presentan un máximo nivel de carga de 11%.
- La línea San José – Sunny 220 kV presenta un máximo nivel de carga de 56.6%.

El transformador de la SE Sunny 220/33 kV presenta un máximo nivel de carga de 87%.

3.2. Verificación de las tensiones de operación definidas por el COES

- Se evaluó el impacto del proyecto sobre el perfil de tensiones de las barras aledañas (Moquegua 224 kV, Socabaya 222 kV, Cerro Verde 139 kV, Socabaya 139 kV y Moquegua 142 kV). En la Tabla 3 y Tabla 6 se muestra el perfil de tensiones para los casos analizados y en los escenarios de estiaje 2025 y avenida 2026, en máxima, media y mínima demanda.
- Tal como se observa, los perfiles de tensión en todos los casos se mantienen entre 0.975 p.u. y 1.025 p.u. de la tensión de operación, asimismo, se observa un comportamiento similar entre los escenarios Con Proyecto y Sin Proyecto.
- Por lo descrito, se concluye que la conexión del proyecto no deberá modificar las tensiones de operación definidas por COES en el Informe COES D/DP/SNP-INF-033-2022.

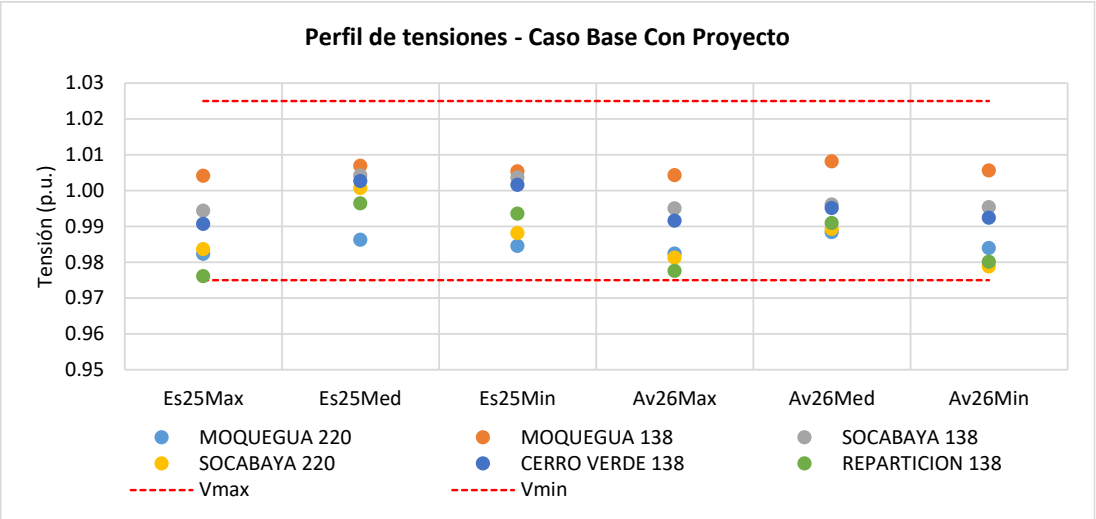


Figura 13.- Perfil de tensiones en operación normal. Con Proyecto.

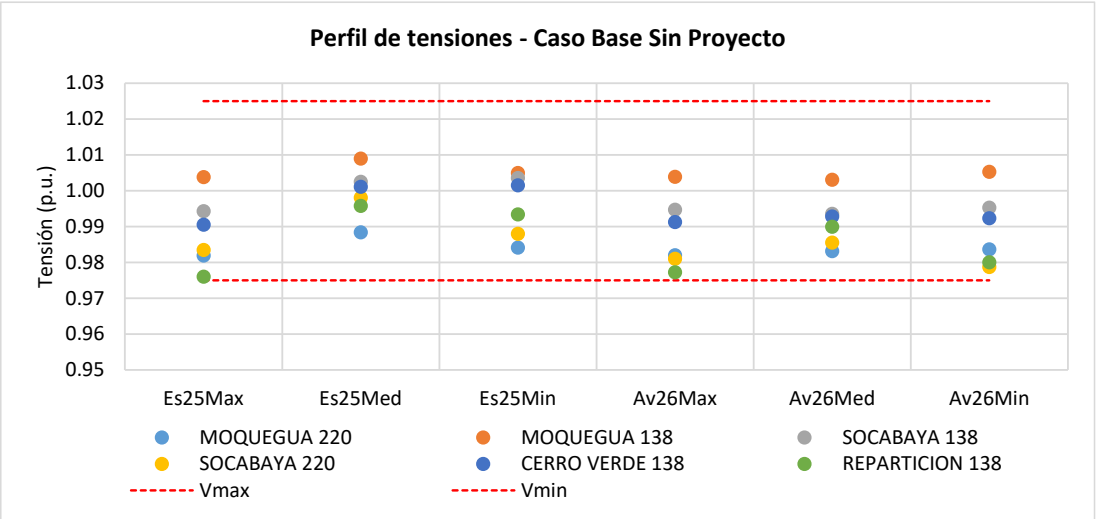


Figura 14.- Perfil de tensiones en operación normal. Sin Proyecto.

3.3. Conclusiones del Análisis de Flujo de Potencia en Contingencias

- Se evaluaron 16 contingencias tanto en el CASO BASE como en los dos CASOS ADICIONALES.

CASO BASE

En los escenarios de máxima y mínima demanda, se observaron sobrecargas en líneas aledañas y no convergencias (a fin de obtener resultados se realizaron simulaciones RMS). Cabe indicar que ante estos escenarios la CSF Sunny no inyecta generación hacia el SEIN, por lo que no tendrá un impacto significativo en los resultados de flujo de carga. Esto se evidencia en la similitud de los resultados presentados entre los escenarios Sin Proyecto y Con Proyecto.

En los escenarios de media demanda, se observa que el sistema presenta un mejor comportamiento, manteniendo sus niveles de carga y tensión dentro de los límites admisibles. El proyecto resulta ventajoso para el sistema, ya que permite descongestionar los enlaces entre la zona centro con la zona sur del SEIN.

- Ante la contingencia 9 (F/S de la LT Montalvo – Moquegua 220 kV), se registró un nivel de carga del 122 % en las líneas Moquegua – Socabaya 220 kV. Cabe señalar que este nivel elevado ya se presenta en el escenario Sin Proyecto, donde la simulación RMS arrojó un valor de 119 %, por lo que no puede atribuirse a la incorporación de la CSF Sunny. Al comparar ambos escenarios bajo la misma metodología de solución RMS, se observa que la sobrecarga en el escenario Con Proyecto es incluso menor (117 %). En ese sentido, no corresponde imputar al proyecto diferencias marginales en los niveles de sobrecarga entre escenarios Sin y Con Proyecto.

ADICIONAL 01

En los escenarios de máxima y mínima demanda, se observaron sobrecargas en líneas aledañas y no convergencias (a fin de obtener resultados se realizaron simulaciones RMS). Cabe indicar que ante estos escenarios la CSF Sunny no inyecta generación hacia el SEIN, por lo que no tendrá un impacto significativo en los resultados de flujo de carga. Esto se evidencia en la similitud de los resultados presentados entre los escenarios Sin Proyecto y Con Proyecto.

En los escenarios de media demanda, se observa que el sistema presenta un mejor comportamiento, manteniendo sus niveles de carga y tensión dentro de los límites

admisibles. El proyecto resulta ventajoso para el sistema, ya que permite descongestionar los enlaces entre la zona centro con la zona sur del SEIN.

- Ante la contingencia 9 (F/S LT Montalvo – Moquegua 220 kV), se registraron sobrecargas de más de 20% en las líneas Moquegua – Socabaya 220 kV. Cabe señalar que esta sobrecarga se presenta desde el escenario Sin Proyecto, por lo que no sería atribuible a la incorporación de la CSF Sunny.

ADICIONAL 02

En los escenarios de máxima y mínima demanda, se observaron sobrecargas en líneas aledañas y no convergencias (a fin de obtener resultados se realizaron simulaciones RMS). Cabe indicar que ante estos escenarios la CSF Sunny no inyecta generación hacia el SEIN, por lo que no tendrá un impacto significativo en los resultados de flujo de carga. Esto se evidencia en la similitud de los resultados presentados entre los escenarios Sin Proyecto y Con Proyecto.

En los escenarios de media demanda, se observa que el sistema presenta un mejor comportamiento, manteniendo sus niveles de carga y tensión dentro de los límites admisibles. El proyecto resulta ventajoso para el sistema, ya que permite descongestionar los enlaces entre la zona centro con la zona sur del SEIN.

- Ante la contingencia 9 (F/S LT Montalvo – Moquegua 220 kV), se registraron sobrecargas de más de 20% en las líneas Moquegua – Socabaya 220 kV. Cabe señalar que esta sobrecarga se presenta desde el escenario Sin Proyecto, por lo que no sería atribuible a la incorporación de la CSF Sunny.

SENSIBILIDAD 01 Y SENSIBILIDAD 02

- A excepción de la contingencia 9, los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencia
- Ante la contingencia 9 (F/S LT Montalvo – Moquegua 220 kV), se registraron sobrecargas de más de 20% en las líneas Moquegua – Socabaya 220 kV. Cabe señalar que esta sobrecarga se presenta desde el escenario Sin Proyecto, por lo que no sería atribuible a la incorporación de la CSF Sunny.
- Ante la contingencia N.º 12 (falla del autotransformador 500/220 kV de la SE Yarabamba), se observa que la conexión del proyecto genera un ligero incremento del 3 % en la carga de la línea Montalvo – Moquegua 220 kV, alcanzando un nivel de carga

de 121.3 %, frente al 118.0 % en el escenario sin proyecto. Si bien este valor excede ligeramente el límite permitido ante contingencias (120 %), la diferencia entre ambos escenarios es marginal (3 puntos porcentuales). Este resultado indica que el impacto de la central Sunny sobre dicha condición de sobrecarga es muy reducido, dado que la línea ya opera cerca de su límite incluso sin la incorporación del proyecto.

SENSIBILIDAD 03 Y SENSIBILIDAD 04

- Ante la contingencia 12 (F/S Autotransformador de la S.E. Yarabamba (500/220 kV)), se registran sobrecargas de más de 20% en la línea Montalvo – Moquegua 220 kV. Cabe señalar que estas sobrecargas se presentan tanto en el escenario Sin Proyecto como en el escenario Con Proyecto, por lo que no serían atribuibles a la incorporación de este último
- En todas las contingencias del escenario Avenida 2026 Media Demanda, se observa una sobrecarga de más de 20% en la línea Derivación – Ica 220 kV, cabe indicar que, desde el caso Sin Proyecto se observan sobrecargas de más de 20% en dicha línea, en ese sentido, no serían significativamente atribuibles al Proyecto.
- En la SENSIBILIDAD 04, ante la contingencia 16 (falla doble simultánea en las líneas Socabaya – Cotaruse 220 kV), se registró un nivel de carga del 137 % en la línea Ica – Derivación 220 kV en el escenario Con Proyecto, mientras que, en el escenario Sin Proyecto, simulado mediante dinámica RMS, dicha línea presentó un nivel de carga del 91 %. Realizando el análisis bajo el mismo método de simulación RMS, los resultados muestran niveles de carga similares: 90 % en el escenario Sin Proyecto y 97 % en el escenario Con Proyecto, sin registrarse sobrecarga en ninguno de los dos casos.

3.4. Conclusiones del análisis de requerimientos de potencia reactiva

Los análisis llevados a cabo demuestran que la CSF Sunny cumple los requisitos de potencia reactiva y que, por lo tanto, no se requiere implementar compensación reactiva como parte del alcance del proyecto.

3.5. Conclusiones del Análisis de Cortocircuito

- Se realizaron simulaciones de cortocircuito monofásico, bifásico a tierra y trifásico, los resultados se resumen a continuación:

  - Cortocircuito monofásico: La conexión del Proyecto no genera incrementos en los niveles de cortocircuito. En las instalaciones del Proyecto, los niveles de corriente de cortocircuito monofásico a tierra son menores a 13 kA.
  - Cortocircuito bifásico-tierra: La conexión del Proyecto no genera incrementos en los niveles de cortocircuito. En las instalaciones del Proyecto, los niveles de corriente de cortocircuito bifásico a tierra son menores a 14 kA.
  - Cortocircuito trifásico: La conexión del Proyecto no genera incrementos en los niveles de cortocircuito. En las instalaciones del Proyecto, los niveles de corriente de cortocircuito trifásico son menores a 15 kA.

- Estos valores se encuentran debajo del poder de ruptura de los interruptores de S.E Sunny, según se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 1.- Capacidad de cortocircuito de subestaciones.

Subestación	Tensión (kV)	Capacidad de Cortocircuito (kA)
Sunny	220	40
Sunny	33	31.5

- No se supera la capacidad de ruptura de los equipos de maniobra en la S.E. San José, donde los equipos existentes de Cerro Verde son de 40 kA y la capacidad de ruptura del interruptor en la celda de llegada del proyecto Sunny en la SE San José 220 kV es de 63 kA. Las máximas corrientes de cortocircuito en San José 220kV, obtenidas en los análisis de cortocircuito, son de 13 kA para una falla monofásica, 13.3 kA para una falla bifásica a tierra y 10.4 kA para una falla trifásica.

- El valor máximo de corriente de secuencia cero (3I0) en la SE San José 220 kV es de 19.3 kA, el cual se encuentra por debajo de la capacidad de diseño del sistema de puesta a tierra de la subestación existente, estimada en 30 kA.

- Los niveles máximos de cortocircuito se presentan en el escenario de la Avenida 2026 durante condiciones de media demanda.

3.6. Análisis de maniobras de energización de la línea de transmisión

- En todos los escenarios la energización de la línea San José – Sunny 220 kV no generó sobretensiones en el extremo en vacío, así mismo la inyección de los reactivos de la línea en vacío al SEIN (11 MVAr) no tendrá un impacto significativo en el perfil de tensiones de la barra de energización San José 220 kV.
- En todos los escenarios la operación de la CSF Sunny no tuvo un impacto negativo en las condiciones de sincronismo de la línea San José – Ocoña 500 kV. Se verifican adecuadas condiciones de tensión y ángulo para efectuar la sincronización desde ambos extremos de la línea, así mismo la inyección de los reactivos de la línea en vacío al SEIN (60 MVAr) no tendrá un impacto significativo en el perfil de tensiones de la barra de energización San José 500 kV.
- En todos los escenarios la operación de la CSF Sunny no tuvo un impacto negativo en las condiciones de sincronismo de la línea San José – Montalvo 500 kV. Se verifican adecuadas condiciones de tensión y ángulo para efectuar la sincronización desde ambos extremos de la línea, así mismo la inyección de los reactivos de la línea en vacío al SEIN (32 MVAr) no tendrá un impacto significativo en el perfil de tensiones de la barra de energización San José 500 kV.
- Las maniobras de conexión y desconexión del Proyecto no generan sobrecargas, ni sobretensiones en los equipos del Proyecto. Los perfiles de tensión se encuentran dentro del margen de +/-2.5% Vn

3.7. Análisis de capacidad de barra en SE San José 220 kV

- El análisis se realizó para la condición más exigente de operación, donde la generación se encuentra conectada en la barra 1 y la carga en barra 2. Asimismo, se consideran los escenarios de media demanda del caso base, caso adicional y sensibilidad operativa, donde las centrales Sunny y San Martín Solar operan despachando su potencia máxima.

Bajo las condiciones descritas, no se supera la capacidad de los conductores de barra ni del interruptor de acople de barras en la subestación San José 220 kV

3.8. Conclusión General

- La operación del Proyecto Etapa II: Conexión de la Central Solar Fotovoltaica Sunny, no tiene un impacto negativo en la operación del SEIN, **puesto que en todos los escenarios analizados no se presenta sobrecarga en líneas de transmisión o en transformadores que sea atribuible a su conexión**. Desde el punto de vista de eventuales congestiones (en líneas y transformadores) y del perfil de tensiones en barras en las zonas aledañas al proyecto, los resultados obtenidos están indicando que en principio no resultaría necesario predisponer de un Esquema Especial de Protección, el cual a causa de eventos más o menos severos, reduzca la generación de las Centrales Solares Fotovoltaicas conectadas en la SE San José 220 kV.
- La operación de la CSF Sunny no tendrá un impacto significativo en la operación del sistema eléctrico, tanto en condiciones de operación normal como durante las maniobras de energización del Proyecto, se observan perfiles de tensión dentro del margen +/- 2.5% de la tensión nominal.
- Los resultados de cortocircuito son menores a la capacidad de ruptura de los equipos existentes y proyectados.

3.9. Conclusiones de los Estudios de Estabilidad Transitoria – VOL III EET

De acuerdo a lo solicitado por el COES en su Carta COES/D/DP-1219-2024 del 12/12/2024 y el correspondiente Informe Técnico COES/DP-SNP-128-2024, se considera un **Caso Base** y un **Caso Adicional**, los cuales tienen en cuenta:

Caso Base:

- Configuración al 2025 de la SE San José con el proyecto, más;
- CSF San Martín Solar (281.MVA) inyectando en la barra San José 220 kV;
- CSF Matarani 80 MW.
- "Refuerzo 1: Ampliación de la SE Montalvo 500/220 kV (Segundo autotransformador)", y;
- "Refuerzo 2: Ampliación de la SE Poroma 500/220 kV (Segundo autotransformador).

Caso Adicional 01:

- considerar la operación en anillo cerrado en la S.E. Cerro Verde (cierre de L-2074);

3.9.1. Conclusiones de las Fallas en Líneas de Transmisión

En los resultados obtenidos de las simulaciones dinámicas para los casos indicados arriba se observa que para los eventos de fallas monofásicas con re cierre exitoso al 1% y 99% de las líneas, y para las fallas trifásicas con apertura definitiva al 1% y 99% de las líneas, el sistema logra recuperar un nuevo punto de operación aceptable en estado estacionario. También para los casos de fallas sobre los transformadores y la sucesiva puesta fuera de servicio de la máquina; en cada evento el sistema logra recuperar un nuevo punto de operación aceptable en base a los requisitos de la Norma Técnica.

El ingreso del proyecto Sunny Etapa II inyectando su máxima producción 204.MW en la SE San José, no da lugar a congestiones en las zonas aledañas al proyecto, así como el perfil de las tensiones en las barras de 138 kV, 220 kV y 500 kV de las subestaciones en la zona de influencia se encuentran dentro de un rango de operación aceptable (0.90 pu – 1.075 pu) según el criterio de contingencias en post falla.

Los flujos de potencia en todas las líneas de transmisión y autotransformadores en la zona de influencia se amortiguan luego que se despeja la falla alcanzando un nuevo punto de operación estable; de la misma forma la respuesta en el control de la tensión y de la potencia reactiva que entregan los SVC de la SE San José y Socabaya resultan eficaces, obteniéndose en la zona un buen amortiguamiento de las oscilaciones luego que se despeja la falla. Sin embargo, en la zona de la sierra Sur, se observa para ciertas contingencias un amortiguamiento escaso de las oscilaciones de potencia. Se aconseja un estudio dedicado para coordinar y optimizar la contribución de los equipos PSS presentes en los generadores convencionales.

Los ángulos de los rotores de los generadores de las centrales en la zona de influencia se estabilizan sin perder sincronismo, encontrándose dentro del rango ±90°.

La comparación de resultados **SIN** y **CON** proyecto demuestra que eventuales condiciones de sobrecargas en algunos enlaces al nivel de tensión 220 kV o menor, o mínimas tensiones después de un evento, no dependen de la puesta en servicio de la CSF Sunny.

3.9.2. Conclusiones de Salidas Intempestivas

Para los casos de estudio indicados arriba, el perfil de las tensiones en las barras de 138 kV, 220 kV y 500 kV de las subestaciones en la zona de influencia se encuentran dentro de un rango de operación aceptable (0.90 pu – 1.075 pu), los flujos de potencia en todas las líneas de transmisión y autotransformadores en la zona de influencia se amortiguan luego que se agota el evento, alcanzando un nuevo punto de operación estable, y los ángulos de los rotores de los generadores de las centrales en la zona de influencia se estabilizan sin perder sincronismo.

3.9.3. Conclusiones del Tiempo Critico de despeje de Falla

Los tiempos críticos de despeje de falla que se han verificado resultan siempre mayores a 100 mseg, el cual es el mínimo tiempo exigido en el PR-20; más específicamente se han determinado siempre tiempos > 250ms.

Se observa en general que con el ingreso del proyecto los tiempos críticos que se han evaluado para cada Caso, son similares a los valores obtenidos en ausencia del proyecto.

A diferencia del Caso Base, con el cierre de la línea L-2074 entre la SE San Luis y la SE Cerro Verde, los tiempos críticos aumentan y en general no hay diferencias entre los periodos de Avenida y Estiaje, la recuperación de las tensiones en el área aledaña al proyecto es más rápida y presenta menos oscilaciones.

En todos los casos analizados, aun para los tiempos críticos máximos no se observan criticidad en los ángulos de los rotores, los valores se mantienen en general por debajo de los ±70 grados.

3.9.4. Conclusiones sobre el desempeño operativo de la CSF Sunny

Los análisis finalizados a verificar el desempeño de la CSF Sunny, han puesto en evidencia que ante los huecos de tensión de diferente duración y severidad la respuesta de los Inversores está en línea con los requerimientos de la Normativa, ver detalles en el en el Vol III estudios EET.

En condiciones normales de red, es posible operar la CSF Sunny en modalidad de **control de Factor de Potencia Unitario en el Punto de Acoplamiento Común (PCC)**, actuando sobre el controlador de planta PPC, sin que esto cause interacciones indeseadas con los controles de otras Centrales Solares, por ejemplo CSF San Martín, o con el control en tensión del SVC de San José.

Se ha demostrado que en caso de necesidad particular se puede modificar la modalidad del control, pasando a una modalidad de control en Q, igualmente sin crear interacciones indeseadas con otros controles.

Se ha conseguido verificar también la posibilidad que la CSF Sunny ejecute un control de tensión en el Punto de Acoplamiento Común (PCC), para ello se ha supuesto un escenario en que el SVC de la SE San José se encuentra fuera de servicio y la CSF San Martín opera con modalidad de control del Factor de Potencia sobre su PCC. En este caso no se observan interacciones indeseadas entre los controles participantes. Es evidente que el desempeño de un control de este tipo (es decir ejercido por la Central Solar), no se puede comparar con la efectividad que se obtiene con el equipo SVC presente en San José 220 kV, el cual ha sido diseñado para ejercer una regulación de tensión en modo muy

rápido aplicando a pleno o el reactor (TCR) o los bancos de capacitores (TSC), o bien una combinación de ellos con además los filtros permanentemente conectados.

Evaluaciones adicionales relativas al modo de Control de las CSFs

COES y SMCV como Observación a la primera entrega del estudio EO de Sunny, han solicitado de realizar evaluaciones adicionales en las cuales el SVC y las Centrales Solares en San José 220kV operan combinando los modos de control que se encuentran disponibles. En todos los casos analizados el equipo SVC de San José 220 kV y de Socabaya 220 kV, mantienen su control en Tensión sobre la barra de alta del TR del equipo (San José 220 kV y Socabaya 220 kV), mientras en las CSFs Sunny y San Martin se consideran ejerciendo un control en FP, en Q y/o conjunto en V.

Para estos estudios de dinámica tipo RMS se ha “ajustado”, en DIgSILENT PowerFactory, un escenario donde la CSF San Martin se encuentra modelada en detalle con toda la información definitiva recuperada de su EO aprobado.

Para todos los casos de estudio involucrados y las combinaciones en los modos de control de los controladores de Planta PPC de las CSFs, se ha obtenido una respuesta aceptable, no se observan interacciones entre los controles así como inestabilidades en las magnitudes de red (ver detalles en el Vol III estudios ETE).

En los casos donde los SVCs de San José y de Socabaya controlan Tensión en la barra de AT del TR (San José 220 kV y Socabaya 220 kV), mientras la CSF Sunny y CSF San Martin operan en modalidad de control de Factor de Potencia unitario (FP=1), se ha obtenido siempre una respuesta estable y sin interacciones entre los controles de los involucrados.

Se recomienda de utilizar este criterio de control en modo permanente y durante el periodo de producción de potencia activa por parte de las centrales solares; ver en el capítulo 6.2.2, los detalles y beneficios en la operación del SVC derivados del despacho de potencia activa por parte de las CSFs. Se evidencia de los resultados que ante eventos severos que pueden presentarse en el SEIN durante el periodo de producción de las CSFs, suceda que una vez superado el transitorio, los SVCs queden operando con un margen de regulación limitado, en esos casos particulares puede resultar conveniente que el Operador del Sistema modifique el modo de Control de las centrales solares, conmutando por ejemplo a un modo de control a Q constante, o bien a un control en V

sobre la barra de San José, que mueva el punto operativo de los SVCs a una condición con mayor margen.

Por otro lado se puede concluir que, una combinación de un control en Tensión ejercido por los SVCs y las CSFs en control de Q constante, se debe utilizar para situaciones muy específicas y que no sean prolongadas en el tiempo, dado que puede resultar que ante ciertos eventos la acción del control en Tensión del SVC provoque un intercambio de reactivo que es contrario a los valores de Q constante asignados a las CSFs. Como ejemplo comparar las condiciones operativas al final del transitorio del SVC y de las CSFs, para los eventos del N-1 de la LAT 220 kV Montalvo – Moquegua, y el caso de falla y perdida del enlace 500 kV Poroma-Yarabamba. En el primer evento las bajas tensiones del SEIN requieren de potencia reactiva y todos los recursos (SVCs S.José, Socabaya, CS Sunny y CS S.Martin) contribuyen inyectándola; en el segundo evento se presentan voltajes elevados causando que los SVCs absorban reactivo, mientras que a las CSFs se les había asignado una inyección de Q, y los SVCs se encuentran a tener que absorber también lo de las CSFs.

En los casos particulares donde el SVC, Sunny y San Martin controlan conjuntamente la Tensión, se ha deducido que para obtener una distribución y equilibrio aceptable entre los recursos de reactivo convergentes en la SE San José, se debe tener en cuenta:

- Que la Tensión se controla en la Barra de San José 220 kV;
- Que el SVC de San José mantenga un droop del 2% (en base 350MVA);
- Que el SVC de San José habilite el modo de operación en paralelo POM en caso de que se opere el SEIN con la línea L-2074 cerrada;
- Que se considere para las CSFs una banda muerta en el control de V de 0.0012;
- Que el valor de Tensión de referencia a mantener en San José 200kV debe ser único o que se encuentre dentro de la banda muerta asignada a las CSF;
- Que se asigne a las ganancias del control en V del PPC de la CSF Sunny los siguientes valores Kiv=1.5 y Kpv=6.5, que se han optimizado para operar en conjunto con el SVC y con la CSF San Martin.

Esta modalidad de control es también adapta para utilizarse en modo permanente y durante el periodo de producción de potencia activa por parte de las centrales solares.
Tiene sus ventajas en particular cuando ocurren eventos que luego de superado el transitorio inicial requieren de una cuota importante de reactivo por parte de los recursos. El control conjunto de Tensión por parte de los SVCs y las centrales CSFs, si se encuentra bien coordinado lleva, luego del transitorio, a una distribución eficaz de la potencia reactiva

que requiere el Sistema entre los participantes. Puede suceder que luego del evento y de un transitorio más o menos significativo, se alcance un punto operativo del sistema similar al presente en la condición pre-evento, pero con una distribución del reactivo entre los recursos que puede resultar no tanto eficiente (por ejemplo algunos recursos podrían absorber y otros inyectar reactivo).

Se han realizado también para los casos con la línea L-2074 en operación, las verificaciones considerando que el SVC de San José tiene habilitado el Modo de Operación en Paralelo (POM). Resultan diferencias mínimas respecto a los mismos casos donde el POM se encuentra deshabilitado, en particular sobre la respuesta en reactivo del TCR del SVC de San José.

En la condición en que estén inyectando en la SE San José conjuntamente potencia activa las CSFs Sunny y San Martin, no resulta la necesidad de disponer de un control centralizado con mayor jerarquía que incluya como esclavos los respectivos controladores de planta PPC. No se descarta que en futuro en el caso en que ingresen otras plantas solares en la zona resulte necesario un equipo centralizado que en alguna medida permita optimizar una específica modalidad de control en la zona de la Potencia Reactiva y/o la Tensión. De todas maneras se confirma que el controlador PPC de la CSF Sunny está preparado para recibir señales de control para las potencias Activa y Reactiva desde un nivel jerárquico superior.

Evaluaciones adicionales con reducción de la fuente primaria en las CSFs

Siempre a pedido de COES como Observación a la primera entrega del estudio EO de Sunny, han solicitado de realizar evaluaciones adicionales considerando la reducción de la fuente de energía primaria para las centrales solares por algún evento fortuito como el impacto de una nube.

Se han estudiado, para el Caso Base y el Caso Adicional 1 (AD01 con cierre de la L-2074), el impacto en la operación del SEIN cuando se produce una reducción en la producción de las centrales solares presentes en las zonas aledañas al proyecto.

Se consideran afectadas por un fenómeno meteorológico las siguientes plantas:

1) CS Rubí, con 145 MW Nominales;
2) CS Clemesí, con 118.75 MW Nominales;
3) CS Matarani, con 72.15 MW Nominales;
4) CS Sunny, con 204. MW Nominales;

5) CS San Martín, con 247. MW Nominales;

Se han estudiado dos Casos con despacho diferente de las CSFs involucradas, uno correspondiente al Estiaje 2025 de los Casos Base, y otro al de Avenida 2026 con la L-2074 en operación relativo a los Casos adicionales AD01. Se supone que el fenómeno meteorológico da lugar a una reducción del aproximadamente 40% de la producción solar.

En el caso de Estiaje, la reducción total aplicada a las CSFs es de Pcurtail = 283 MW.
En el caso de Avenida, la reducción total aplicada a las CSFs es de Pcurtail = 297 MW.

Se puede observar que el evento aplicado a los dos Casos de Estudio da origen a una condición de subfrecuencia en el SEIN, con una desviación inferior a 200mHz (por arriba de 59.8 Hz que es un 0.334%). La reducción gradual en un lapso de tiempo de 2 minutos permite que el Sistema reaccione en modo progresivo con su RPF, limitando bastante la desviación de frecuencia. No se activa ningún esquema de protección por mínima frecuencia, así como no se observan inestabilidades en el SEIN.

3.9.5. Conclusiones Generales en los EET y el ingreso del Proyecto

Los estudios de estabilidad transitoria llevados a cabo simulando diferentes eventos, entre ellos aquellos considerados muy severos; han puesto en evidencia que el proyecto Sunny Etapa II, no altera mayormente los resultados de los análisis obtenidos **SIN** proyecto, así como la continuidad del servicio y la seguridad en la operación, particularmente para la zona Sur del SEIN.

Los estudios de estabilidad transitoria realizados, aún con la máxima inyección de la CSF Sunny (204.MW), y de la CSF San Martín (247.MW), en la SE San José 220 kV, no han puesto en evidencia la necesidad de disponer de un esquema de protección especial EEP. En ningún caso estudiado, y para todos los eventos simulados, se han individuado congestiones en las instalaciones o riesgo de tensiones no admisibles una vez que se ha superado el transitorio. La red de transmisión y los recursos propios que dispone el SEIN al año previsto de ingreso del proyecto Sunny, son suficientes para

superar los eventos severos que llevan a condiciones de operación en N-1, cumpliendo con los requisitos de la Normativa.

Se debe tener en cuenta que en condición de Máxima demanda o en periodos en que las centrales fotovolticas (CSFs) no se despachan, el evento de pérdida intempestiva del enlace L-5033 (Poroma – Yarabamba), causa sobrecargas significativas en los enlaces en 500kV que se encuentran sobre la costa (Poroma – Ocoña – SanJosé - Montalvo). Estas violaciones que se presentan NO son imputables al proyecto Sunny, el despacho de las CSF Sunny y CSF San Martin inyectando potencia en la SE San José, evita dichas sobrecargas.

La presencia del equipo SVC en la SE San José muy cercana a la SE Sunny del proyecto, asegura un rápido restablecimiento de las principales magnitudes luego de eventos más o menos severo en la zona Sur del SEIN.

Luego de un evento, aún severo, se observa una recuperación aceptable de la demanda de Cerro Verde, cuya operación y respuesta no se ve alterada por la puesta en servicio del proyecto Sunny en su Etapa 1; se observa que en general la demanda de SMCV se ve favorecida con la inyección de potencia en la SE San José 220 kV, por parte de la CSF Sunny y de la CSF San Martin (las CSFs). Además, la operación con la línea San Luis – Cerro Verde (L-2074) cerrada, se asegura una más rápida recuperación de la zona en presencia de eventos severos, dando una mayor estabilidad a la demanda de la SMCV.

Se aconseja un estudio dedicado para coordinar y optimizar en modo global la contribución de los equipos PSS (Power System Stabilizer), presentes en los generadores convencionales, dado que en el área Sierra Sur (zona de San Gaban) se observa un amortiguamiento pobre de las oscilaciones de potencia.

Los análisis para verificar el desempeño de la CSF Sunny, han puesto en evidencia que ante los huecos de tensión de diferente severidad la respuesta de los Inversores está en línea con los requerimientos de la Normativa.

Levantando la Observación de COES a la primera entrega del estudio EO de Sunny, se ha realizado el análisis de la reducción de la fuente de energía primaria para las centrales solares por algún evento meteorológico fortuito como puede ser el impacto de una nube. Se ha supuesto para ello que la reducción de potencia sucede de forma gradual, en un tiempo de 2 minutos causando la reducción de un 40% de la potencia producida por las centrales solares involucradas, que son:

1) CS Rubí;
2) CS Clemesí;
3) CS Matarani;
4) CS Sunny;
5) CS San Martín;

Se han estudiado dos Casos con diferente despacho de las CSFs involucradas
Uno en Estiaje 2025 con la reducción total aplicada a las CSFs de $\approx$ 283 MW.
Y otro en Avenida 2026 con la reducción total aplicada a las CSFs de $\approx$ 297 MW.
Se ha podido comprobar que estos eventos aplicado a los dos Casos de Estudio da origen a una condición de subfrecuencia en el SEIN, con una desviación inferior a 200mHz (por arriba de 59.8 Hz que es un 0.334%), lejana de considerarse a riesgo. Con lo que se concluye que la reducción gradual de potencia inyectada en un cierto lapso de tiempo, y que podría afectar a un número importante de CSFs (lo que significa también una vasta área geográfica), permite que el Sistema reaccione en modo progresivo con su RPF, limitando bastante la desviación de frecuencia. En los casos analizados no se activa algún esquema de protección por mínima frecuencia, así como no se observan inestabilidades o tensiones no admisibles en el SEIN.

También como Observación a la primera entrega del estudio EO de Sunny, el COES SMCV, han solicitado de realizar evaluaciones adicionales en las cuales el SVC y las Centrales Solares en San José 220kV operan combinando los modos de control que se encuentran disponibles.
Para todos los casos de estudio involucrados y las combinaciones en los modos de control de los controladores de Planta PPC de las CSFs, se ha obtenido siempre una respuesta aceptable, donde no resultan interacciones indeseadas entre los controles, así como no se observan inestabilidades en las diferentes magnitudes de red.

Sobre la base de todos los análisis efectuados en este sentido se recomienda de utilizar, en condición de red Normal ("N") y durante todo el periodo de producción de potencia activa por parte de las centrales solares, el criterio donde: el SVC San José y SVC Socabaya controlan Tensión en la barra de AT del propio TR (San José 220 kV y Socabaya 220 kV), mientras la CSF Sunny y CSF San Martin operan en modalidad de control de Factor de Potencia unitario (FP=1).

Por otro lado se puede concluir que, un escenario que combina un control en Tensión ejercido por los SVCs, y con las CSFs en control de Q constante o bien con Factor de Potencia diferente del unitario, se debe programar para situaciones muy específicas y que no sean prolongadas en el tiempo, dado que puede resultar que ante ciertos eventos la acción del control en Tensión del SVC provoque un intercambio de reactivo que es contrario a los valores de Q asignados a las CSFs.

De los resultados derivados para realizar un control conjunto de Tensión, donde participan el SVC de San José y de Socabaya, la CSF Sunny y la de San Martin, se concluye que esta modalidad de control es factible pero se debe tener en cuenta de una serie de aspectos, los cuales dan lugar a una regulación que no presenta interacciones entre los controles y/o inestabilidades, así como el de lograr una distribución eficaz de la potencia reactiva que requiere el Sistema entre los participantes. Este control de Tensión por parte de las centrales solares se ha mostrado bastante eficaz en aquellas situaciones en que el SVC de San José se podría encontrar fuera de servicio por ejemplo por mantenimiento.

En la condición en que estén inyectando en la SE San José conjuntamente potencia activa las CSFs Sunny y San Martin, no resulta la necesidad de disponer de un control centralizado con mayor jerarquía que incluya como esclavos los respectivos controladores de planta PPC. No se descarta que en futuro en el caso en que ingresen otras plantas solares en la zona resulte necesario un equipo centralizado que en alguna medida permita optimizar una específica modalidad de control en la zona de la Potencia Reactiva y/o la Tensión. De todas maneras se confirma que el controlador PPC de la CSF Sunny está preparado para recibir señales de control para las potencias Activa y Reactiva desde un nivel jerárquico superior.

3.10. Conclusiones del Estudio de Coordinación de Protecciones

- Se recomienda implementar los ajustes propuestos en el estudio de coordinación de protecciones para la línea de transmisión L-2070 en la S.E. San José`220 kV, para el transformador 220/33/33 kV, barra A y B en 33 kV, así como para las protecciones de las celdas en 33 kV, en el cual se ha verificado la confiabilidad, selectividad, velocidad y sensibilidad de las funciones de protección.
- De acuerdo con los resultados de las simulaciones realizadas en el estudio de coordinación de protecciones, se recomienda mantener los ajustes actuales de distancia y sobrecorriente de las líneas de transmisión L-2071 y L-2072 en ambos extremos, así como los ajustes actuales de sobrecorriente de los autotransformadores ATXF-001 y ATXF-002 de la S.E. San José. Por lo tanto, no es necesario modificar los ajustes coordinables de distancia y sobrecorriente en otras instalaciones más alejadas del proyecto de la S.E. Sunny.
- De acuerdo con los resultados de las simulaciones en el presente estudio, ha sido necesario modificar el ajuste de la protección de sobrecorriente de fases y tierra de los enlaces de barra A y B de la S.E. San José 220 kV, el ajuste de la protección de sobrecorriente de tierra de la L-2070 en ambos extremos, el ajuste de sobrecorriente de tierra del transformador de la S.E. Sunny lado 220 kV y en el equipamiento en 33 kV, el ajuste de la protección de sobrecorriente de tierra de la L-2073 en ambos extremos, el ajuste de la protección de distancia de la L-2073 en la S.E. San Martín, y por último el ajuste de sobrecorriente de tierra de los transformadores de la S.E. San Martín lado 220 kV. Estos cambios son necesarios para mantener la selectividad de las protecciones para fallas en 220 kV y en 500 kV.
- De acuerdo con los resultados de las simulaciones realizadas en el estudio de coordinación de protecciones para el escenario donde la línea de transmisión L-2074 se encuentre cerrada, se ha evidenciado que no se requiere ningún cambio de ajustes respecto del escenario donde la línea L-2074 se encuentra abierto.

3.11. Conclusiones del Estudio de Armónicos

La metodología utilizada en el Estudio de Armónicos (a través del uso de los sectores CIGRE) permite evaluar la emisión armónica de la instalación bajo condiciones de red muy diferentes entre sí, y por lo tanto se considera que la investigación permite sacar conclusiones válidas para todas las posibles condiciones operativas, por lo menos en red N y N-1.

En relación a los resultados que se obtuvieron en el estudio es posible concluir que el impacto armónico de la instalación CSF SUNNY 1 en la tensión del sistema es compatible con los límites normativos actuales. Con la excepción del 3er armónico de la tensión, que según las mediciones realizadas estaría excedido antes de conectar la instalación de SUNNY 1, la emisión de la instalación, tanto en el caso de red N como en el caso de contingencias en el SEIN, es baja en el sentido que quedan amplios márgenes con respecto a los límites de compatibilidad establecidos en la NTCSE, particularmente en red N (es decir, en la condición de operación normal del sistema). En cuanto a límites de emisión en corriente, se tomó como referencia a la norma IEEE 1547, específica para este tipo de instalaciones, y los valores están muy por debajo de los límites establecidos bajo todas las condiciones de sistema.

Los valores totales de THD de la barra de SAN JOSÉ 220 kV están dentro de los limites normativos, y comparando el THD del disturbio de fondo con el THD del disturbio resultante tras la conexión de SUNNY 1, se nota como la instalación provoca un aumento del valor mínimo desde 1.69% a 1.93%, y del valor máximo desde 2.30% a 2.61%, es decir que el aumento del THD varía entre un 13.5% y un 14.2%, lo cual es perfectamente aceptable.

No se evidencian condiciones de resonancia que amplifiquen tensiones o corrientes armónicas de manera anómala: a esa conclusión se llega tras comparar la impedancia armónica en el punto de conexión común (SAN JOSE 220 kV) previa a la conexión de la CSF SUNNY 1 con aquella sucesiva a la conexión de la misma CSF, así como examinando el hecho que la inyección de armónicos de corriente por parte de la CSF no origina tensiones anómalas en el PCC (el resultado era de esperar principalmente en consideración que no se están añadiendo filtros u capacitancias de potencia relevantes tales como para impactar en la impedancia del 220 kV y crear condiciones de resonancias).

3.12. Conclusiones del Estudio de Transitorios Electromagnéticos

3.12.1. Estudio de Energización del Transformador

La operación del Proyecto Etapa II: Conexión de la Central Solar Fotovoltaica Sunny 1, requiere de la instalación de un sistema de cierre sincronizado en cuanto la energización sin este medio puede, en condiciones críticas combinadas de instante de cierre y flujos residuales en el núcleo del transformador, tener un impacto negativo en la operación del SEIN en términos de pico de la corriente de *inrush,* con pico de poco más de 3.6 p.u. y por consiguiente caídas del valor de la tensión RMS sensiblemente por debajo del 10%. Alcanza con instalar un sistema de cierre sincronizado sencillo, basado sobre la *Voltage Peak Strategy* que no requiere de dispositivos de medición particulares para el monitoreo del flujo y que permite mantener la corriente de pico por debajo de 2.65 p.u. y por ende controlar la tensión RMS dentro del rango ±10% aun en las condiciones más críticas. Conclusiones idénticas habían salido del EO ETAPA I del mismo proyecto. En cuanto a aspectos relacionados con el ajuste de protecciones, hay que considerar que en el peor de los casos el valor (instantáneo) de pico de la corriente de *inrush* puede alcanzar el valor de 3,241 A_{pk}, mientras que el máximo valor eficaz del 2º armónico puede alcanzar el valor de 750 A_{rms}, manteniéndose por el resto del transitorio a un valor casi constante de aproximadamente 350 A_{rms} (con respecto al valor *rms* de la corriente, el valor de la componente de 2º armónico es poco menos de 1/3).

Se ha demostrado que la energización del transformador no impacta excesivamente sobre los filtros de segundo armónico en las instalaciones de SMCV (Cerro Verde) en cuanto como mucho podría, en casos especialmente desafortunados, hacer arrancar la función de disparo por sobrecarga pero sin la posibilidad de actuación debido a las temporizaciones existentes. Asimismo, tampoco se registra la posible afectación a la función 67N de la línea L-2070 (y menos en las demás convergentes en la barra de SAN JOSE 220 kV) debido a los márgenes encontrados en la característica de protección tras examinar la evolución de la corriente $3 \cdot I_0$ durante el transitorio de energización.

3.12.2. Estudio de TRV de los Interruptores 220 kV

La operación del Proyecto Etapa II: Estudio de TRV muestra que, bajo todos los casos posibles de fallas, tanto las TRV como las RRRV están ampliamente dentro de los rangos de desempeños de los interruptores de 220 kV del proyecto, tanto en SAN JOSÉ como en SUNNY 1. Por lo tanto, los interruptores despejaran las fallas que se presenten de manera segura.

3.12.3. Estudio de Impedancia Armónica

La operación del Proyecto Etapa II: Estudio Impedancia armónica muestra que:

- Entre Estiaje 2025 y Avenida 2026 no hay cambios sustanciales, así como entre caso BASE y SENSIBILIDAD.
- Hasta el armónico 11 no se aprecian diferencias con y sin proyecto
- Las diferencias se manifiestan en correspondencia de armónicos en general no característicos, con la única excepción del armónico 31 donde de todos modos el factor de amplificación encontrado (en el orden de 6) no es motivo de preocupación.

Estos resultados eran de esperar, principalmente en consideración que la instalación no incluye ni filtros, no condensadores ni líneas largas. Se considera que los cambios originados por la instalación no degradan las características del sistema.

3.13. Conclusiones del Esquema Especial de Protección

Los estudios de estado estacionario EEE y de estabilidad transitoria EET realizados, aun considerando la máxima inyección de potencia en la SE San José 220 kV proveniente de la CSF Sunny (204.MW) y de la CSF San Martín (247.MW), no han puesto en evidencia la necesidad de disponer de un esquema de protección especial EEP. En todos los casos estudiados, y para todos los eventos simulados, no se han individuado en las zonas aledañas al proyecto, congestiones en las instalaciones o riesgo de tensiones no admisibles, una vez que se ha superado el transitorio. La red de transmisión y los recursos propios que dispone el SEIN al año previsto de ingreso del proyecto Sunny, son suficientes para superar los eventos severos que llevan a condiciones de operación en N-1, cumpliendo con los requisitos de la Normativa. Eventuales sobrecargas que resultan en algunos casos, no son atribuibles al proyecto, se presentan igualmente sin que ingrese la CSF Sunny.

Además las verificaciones realizadas tanto en estado estacionario como con simulaciones de tipo RMS, para evaluar el impacto sobre la cargabilidad de los enlaces 220 kV en la zona de Marcona, al variar la inyección de potencia en la SE San José 220 kV, han demostrado que la CSF Sunny tiene una participación en dicha cargabilidad que es inferior al 10%.

Más precisamente se ha determinado que cada 100 MW de variación en Sunny (o también en San José 220 kV), la cargabilidad de la línea L-2211 se modifica entre el 3 y 4%, dependiendo de la topología de operación que presenta el SEIN, sobre todo para los enlaces en 500 kV.