ESTUDIO DE PRE OPERATIVIDAD

CSF Continua Pichu Pichu 60 MW

1) Resumen Ejecutivo

DOCUMENTO	**CSF_CONTINUA_PICHU PICHU_COES_EPO_002**
ELABORÓ	
REVISÓ	

Octubre | 2021

CONTINUA ENERGÍAS POSITIVAS S.A.C.
Avda. Jorge Basadre Grohmann N° 349, Piso 7, Of. 105, Urb. Orrantia - San Isidro, Lima (Perú)
www.continuaenergiaspositivas.com

ÍNDICE

ÍNDICE 2
ÍNDICE DE FIGURAS 2
1. OBJETIVO 3
2. GENERALIDADES 3
Tabla 2: Coordenadas S.E. Pichu Pichu 6
Tabla 3: Coordenadas de los vértices de la Línea de transmisión 6
Figura 4. Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico Asociado 8
2.6.1 Niveles de tensión y aislamiento 17
Tabla 4. Niveles de Aislamiento 17
2.6.2 Capacidad de cortocircuito 17
Tabla 5. Nivel de Cortocircuito 17
3. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL 18
Tabla 6: Características del Proyecto 18
3.4.1 Inversor 20
Tabla 7: Ficha Técnica Inversor ABB-PVS800-57-1000-C 20
3.4.2 Transformador Elevador 21
Tabla 8: Ficha Técnica Transformador elevador 21
3.4.3 Celdas de media tensión 21
4. RESUMEN DE LA INGENIERÍA DEL PROYECTO 22
Tabla 9. Transformador de potencia 24
Tabla 10. Característica Principal de la línea de transmisión 24
5. CONCLUSIONES DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS DEL PROYECTO 27
5.1. ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA: 27
5.2. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO: 37
5.3. ESTUDIO DE ESTABILIDAD: 38
5.4. UNIFILAR DEL SISTEMA DEL PROYECTO 39
ANEXO 1. REQUERIMIENTO DEL COES 40
ANEXO 2 41

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Localización por Regiones 4
Figura 2. Localización por Provincias 5
Figura 3. Ubicación geográfica del Proyecto 6
Figura 4. Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico Asociado 8

1. OBJETIVO

Este documento describe las Características Técnicas de la Central Solar Fotovoltaica, denominada que Continua Energías Positivas está desarrollando en la Región de Arequipa, República del Perú.

Este compendio forma parte de la documentación a presentar recogida en el Procedimiento Técnico N20 (Anexo 2) del Comité de Operación Económica del SEIN (COES) como parte del Estudio de Pre Operatividad de la Central Solar.

La información aquí indicada podrá ser actualizada durante el desarrollo del Estudio de Operatividad.

2. GENERALIDADES

En los siguientes apartados se describen las características generales del proyecto.

2.1. ANTECEDENTES

El COES mediante las siguientes cartas dio conformidad al Estudio de Pre Operatividad (EPO) de la CSF Continua Pichu Pichu de 60 MW en adelante, el “Proyecto”.

N° Actualización	Estudio	Fecha de Conformidad	Carta de Conformidad
0	Central Solar Fotovoltaica Continua Pichu Pichu	17/08/2015	COES/D/DP-1353-2015
1	Actualización de la CSF Pichu Pichu	26/12/2016	COES/D/DP-1336-2016
2	Actualización Central Solar Fotovoltaica Pichu Pichu	24/05/2019	COES/D-559-2019

Según lo dicho el Proyecto, la CSF Continua Pichu Pichu 60 MW se ubicará en el departamento de Arequipa, provincia de Arequipa, distrito La Joya. El área del predio o área de terreno superficial a utilizar para el proyecto es de 190.96 Ha, un perímetro de 7,381 m y el área construida de 160 Ha, con un perímetro de 7,050 m y tendrá una capacidad nominal de 60 MW. Se conectará al SEIN en la S.E. San José de 220 kV mediante una Línea de Transmisión de simple terna San José – Pichu Pichu de 220 kV e incluye la S.E. Pichu Pichu con un (01) transformador de potencia 220/33 kV de 65 MVA.

El proyecto tiene un contrato vigente de conexión con la empresa **Sociedad Minera Cerro Verde (SMCV)** propietaria de la barra de 220 kV de la S.E. San José, dicho contrato considera los espacios vinculados a la ampliación de la subestación San José 220 kV y equipamiento de las nuevas instalaciones.

El Ministerio de Energía y Minas (MINEN) mediante la Resolución Ministerial **N°029-2020-MINEM/DM** del día 05 de febrero del 2020, otorgo a favor de CSF Continua Pichu Pichu S.A.C.

la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables en el proyecto "CSF Continua Pichu Pichu de 60 MW".

Debido a la coyuntura actual, donde la enfermedad COVID-19 declarado como pandemia mundial según la Organización Mundial de la Salud (OMS), ha impactado a la economía mundial, el proyecto se vio afectado en el cronograma de obras el cual se encontraba desarrollándose. Considerando los retrasos se estima la finalización de construcción del proyecto a finales del año 2021.

Se tiene previsto la puesta en servicio de la CSF Continua Pichu Pichu de 60 MW, perteneciente a la empresa ***CSF Continua Pichu Pichu S.A.C,*** para el **primer semestre del año 2022**.

El presente documento desarrolla los análisis eléctricos de la Actualización del Estudio de Pre Operatividad del Proyecto CSF Continua Pichu Pichu de 60 MW, considerando la nueva fecha de ingreso.

2.2. UBICACIÓN

El área del Proyecto se ubicará geográficamente en el departamento de Arequipa, provincia de Arequipa, distrito La Joya, a 9.6 km del Centro Poblado de San Camilo A-6. El predio se encuentra ubicado en una zona árida y desértica, sin ningún tipo de actividad económica ni población (ver Figura 1 y 2).

El área ocupada del polígono será de 190.96 Ha, un perímetro de 7,381 m y el área construida de 160 Ha, con un perímetro de 7,050 m. El terreno se encuentra a una altitud media de 1590 m.s.n.m. Asimismo, presenta facilidades para la evacuación de la energía generada, por la presencia cercana a la subestación San José (San Camilo) del SEIN (ver Figura 3), cuyo titular es la empresa minera Cerro Verde.

Figura 1. Localización por Regiones

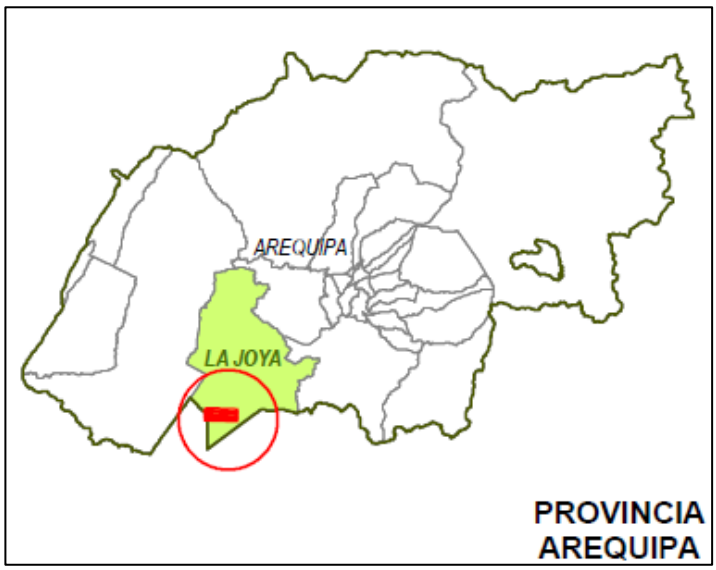


Figura 2. Localización por Provincias

El área de ubicación del proyecto queda definida aproximadamente por los vértices que se muestran en la Tabla 1. En la Figura 3 se muestra la CSF Continua Pichu Pichu de 60 MW.

Tabla 1: Coordenadas del Proyecto CSF Continua Pichu Pichu 60 MW

VERTICES DE AREA SUPERFICIAL				
	Coordenadas UTM WGS84		Coordenadas UTM PSAD56	
Vértice	ESTE	NORTE	ESTE	NORTE
1	204419.88	8158689.95	204605.05	8159066.79
2	204481.39	8158689.95	204666.56	8159066.79
3	204481.39	8157621.74	204666.56	8157998.58
4	201943.14	8157621.76	202128.31	8157998.60
5	201943.14	8157757.61	202128.31	8158134.45
6	201711.64	8157649.69	201896.81	8158026.53
7	201605.75	8158003.80	201790.92	8158380.64
8	201808.73	8158089.86	201993.90	8158466.70
9	201986.43	8158089.86	202171.60	8158466.70
10	202251.71	8158085.57	202436.88	8158462.41
11	202411.82	8158133.32	202596.99	8158510.16
12	202548.79	8158138.80	202733.96	8158515.64
13	202726.58	8158157.84	202911.75	8158534.68
14	202792.17	8158164.86	202977.34	8158541.70
15	202975.01	8158233.42	203160.18	8158610.26
16	203129.73	8158339.50	203314.90	8158716.34
17	203218.58	8158379.88	203403.75	8158756.72
18	203429.16	8158386.18	203614.33	8158763.02
19	203636.57	8158393.33	203821.74	8158770.17
20	203788.10	8158430.29	203973.27	8158807.13
21	203906.18	8158498.26	204091.35	8158875.10

22	204150.09	8158595.81	204335.26	8158972.65

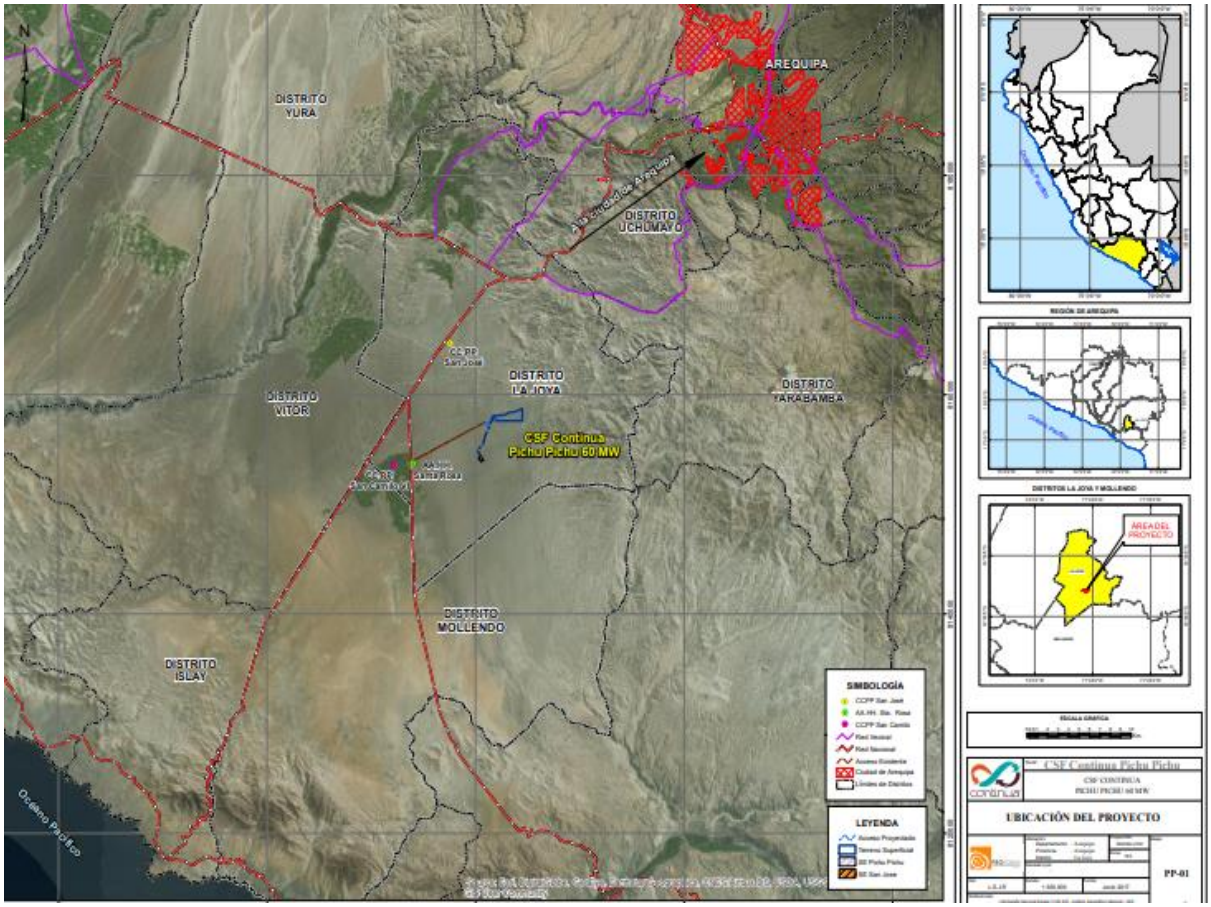


Figura 3. Ubicación geográfica del Proyecto

Tabla 2: Coordenadas S.E. Pichu Pichu

Descripción	Coordenadas UTM WGS84 - Zona 19S		Altura (msnm)
	Este	Norte	
Subestación Pichu Pichu	201691.65	8157933.78	1513

Tabla 3: Coordenadas de los vértices de la Línea de transmisión

Torre	Coordenadas UTM WGS84		Coordenadas UTM PSAD56		Altura (m.s.n.m) Terreno
	Este (X)	Norte (Y)	Este (X)	Norte (Y)	
T1	200487.998	8154430.093	200673.163	8154806.937	1449.715
T2	200261.358	8154756.000	200446.523	8155132.844	1448.041
T3	200164.000	8154896.000	200349.165	8155272.844	1448.248
T4	200432.274	8155194.136	200617.439	8155570.980	1459.221
T5	200721.000	8155515.000	200906.165	8155891.844	1471.037
T6	200821.697	8155866.001	201006.862	8156242.845	1476.421

T7	200931.000	8156247.000	201116.165	8156623.844	1482.901
T8	201069.021	8156571.162	201254.186	8156948.006	1491.436
T9	201213.848	8156911.311	201399.013	8157288.16	1501.365
T10	201369.829	8157277.654	201554.994	8157654.498	1508.590
T11	201504.108	8157593.029	201689.273	8157969.873	1516.379
T12	201613.048	8157848.890	201798.213	8158225.734	1522.844

2.3. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El Proyecto generará energía eléctrica para ser inyectada al Sistema Interconectado Nacional. La generación será a partir del uso energía solar fotovoltaica, proyectando una generación total de 60 MW y una única infraestructura de transmisión e interconexión al SEIN.

La CSF Continua Pichu Pichu 60 MW estará compuesta por módulos fotovoltaicos conformando subcampos de 2 MWac. En cada subcampo, se instalará una cabina de conversión CC/AC y transformación BT/MT, que incluirá 2 inversores fotovoltaicos de 1000 kW, 1 transformador 33/0,4kV de 2000 kVA y celdas de 33kV.

Para posibilitar la evacuación de la energía generada por la central, se construirá una subestación transformadora elevadora que se ubicará en el área de la CSF denominada SE Pichu Pichu que estará equipada con un transformador de potencia 220/33 kV y 65MVA.

La línea de transmisión tendrá una configuración de circuito simple en 220kV y conectará la SE Pichu Pichu con la SE San José, explotada por la empresa ATN1. Para ello, en dicha subestación se construirá una posición de 220 kV de iguales características a las ya existentes.

A continuación, se muestra parte del diagrama unifilar del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), en el cual se observa el punto de conexión y los puntos de generación y cargas existentes en la zona del proyecto de la CSF Continua Pichu Pichu 60 MW.

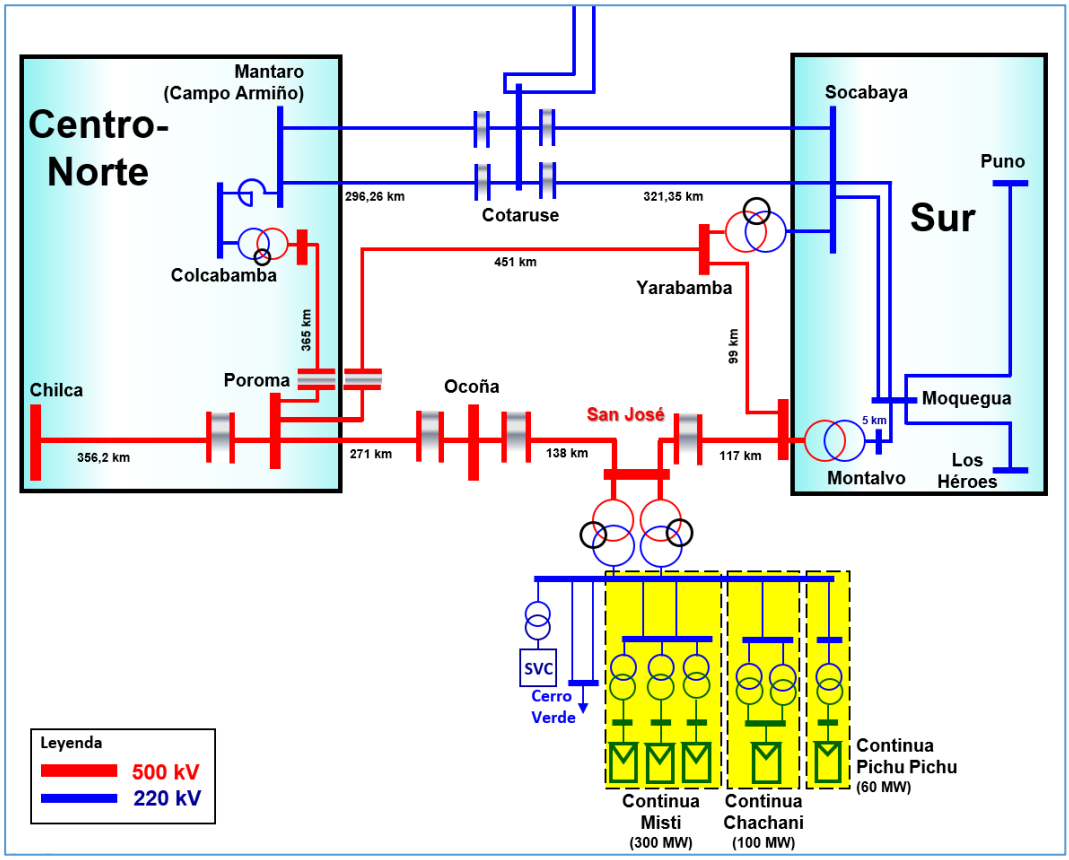


Figura 4. Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico Asociado

2.4. PUNTO DE CONEXIÓN AL SEIN

El Proyecto se conectará al SEIN en la Subestación Eléctrica San José.

La configuración de la SE San José en el nivel de 220 kV es de doble barra, este proyecto contempla la implementación del patio de conexión compuesta por dos (02) barras, cuatro (04) bahías de línea y dos (02) bahías de acoplamiento para la interconexión de las líneas de transmisión de CSF Continua Pichu Pichu 60 MW, CSF Continua Chachani 100 MW y CSF Continua Misti 300 MW.

Se construirá una subestación transformadora elevadora que se ubicará en el área de la central solar, denominada SE Pichu Pichu que estará equipada con un (01) transformador de potencia 220/33 kV y 65 MVA.

La SE Pichu Pichu tendrá una celda compartida para la línea y transformador que se conectará a la SE San José, constituida por:

- Una posición de línea/ transformador de 220 kV hacia Subestación San José.
- Un transformador de 220/33 kV y 65 MVA.

- Celdas en 33 kV: constituida por un segmento de barras, que se conectará la salida de 33 kV del transformador de potencia y estará formado por:
    - Una (1) celda metálica para la conexión de bornes de 33 kV del transformador con la barra de 33 kV. El enlace se realiza mediante cable aislado unipolar XLPE.
    - Tres (3) celdas metálicas para conexión con la red de media tensión de 33 kV de la central solar.
    - Una (1) celda para Transformador Zig-Zag.
    - Una (1) celda para los servicios auxiliares de la subestación incluyendo el transformador.
    - Una (1) celda de media tensión para medición.

El Resumen de la Ingeniería del Proyecto se muestra en el Capítulo 4 del presente documento.

2.5. AÑO PREVISTO DE PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL

La fecha prevista para la entrada en operación de CSF Continua Pichu Pichu 60 MW es en el primer semestre del 2022.

El proyecto CSF Continua Pichu Pichu 60 MW cuenta con la Concesión Definitiva.

CONCESIÓN DEFINITIVA DE GENERACIÓN

2971876

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

Resolución Ministerial

No.029-2020-MINEM/DM

Lima, 05 de febrero de 2020

VISTOS: El Expediente N° 16390019 sobre la solicitud de otorgamiento de concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables en el proyecto Central Solar "CSF Continua Pichu Pichu 60 MW", presentada por CSF Continua Pichu Pichu S.A.C.; y los Informes N° 018-2020-MINEM/DGE-DCE y N° 028-2020-MINEM/DGE-DCE elaborados por la Dirección General de Electricidad e Informe N° 074-2020-MINEM/OGAJ elaborado por la Oficina General de Asesoría Jurídica del Ministerio de Energía y Minas;

CONSIDERANDO:

Que, mediante el documento con Registro N° 2971876 de fecha 28 de agosto de 2019, CSF Continua Pichu Pichu S.A.C. solicita el otorgamiento de la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables en el proyecto Central Solar "CSF Continua Pichu Pichu 60 MW", con una potencia instalada de 60 MW, ubicada en el distrito de La Joya, provincia y departamento de Arequipa;

Que, de acuerdo a las normas vigentes, CSF Continua Pichu Pichu S.A.C. presenta la Resolución Directoral N° 003-2017-SENACE-JEF/DEAR de fecha 13 de noviembre de 2017, mediante la cual la Dirección de Evaluación Ambiental para Proyectos de Recursos Naturales y Productivos del Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles - SENACE aprueba la Declaración de Impacto Ambiental del proyecto "CSF Continua Pichu Pichu 60 MW", cuyas especificaciones técnicas se encuentran detalladas en el Informe N° 003-2017-SENACE-JEF/DEAR de fecha 13 de noviembre de 2017;

Que, según los informes de Vistos, la Dirección General de Electricidad y la Oficina General de Asesoría Jurídica del Ministerio de Energía y Minas han verificado que se cumple con lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM; por lo que, se recomienda otorgar la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables para el proyecto Central Solar "CSF Continua Pichu Pichu 60 MW";

Con el visto del Viceministerio de Electricidad, de la Dirección General de Electricidad y de la Oficina General de Asesoría Jurídica;

De conformidad con lo dispuesto en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y sus normas modificatorias; su Reglamento, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 009-93-EM; la Ley N° 30705, Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas; su Reglamento, aprobado con Decreto Supremo N° 031-2007-EM y sus modificatorias; y el Texto Único de Procedimientos Administrativos del Ministerio de Energía y Minas, aprobado con Decreto Supremo N° 038-2014-EM y sus modificatorias;

1

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Otorgar, a favor de CSF Continua Pichu Pichu S.A.C., la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables en el proyecto Central Solar "CSF Continua Pichu Pichu 60 MW", con una potencia instalada de 60 MW, ubicada en el distrito La Joya, provincia y departamento de Arequipa, en los términos y condiciones indicados en la presente Resolución Ministerial y los que se detallan en el Contrato de Concesión que se aprueba en el artículo 2 de la presente Resolución Ministerial.

Artículo 2.- Aprobar el Contrato de Concesión N° 540-2020 a suscribirse entre CSF Continua Pichu Pichu S.A.C. y el Ministerio de Energía y Minas, el cual consta de 19 cláusulas y 4 anexos.

Artículo 3.- Autorizar al Director General de Electricidad, o quien haga sus veces, a suscribir en representación del Estado, el Contrato de Concesión aprobado en el artículo que antecede y la Escritura Pública correspondiente.

Artículo 4.- Insertar el texto de la presente Resolución Ministerial en la Escritura Pública que dé origen el indicado Contrato de Concesión N° 540-2020, referido en el artículo 2 de la presente Resolución Ministerial, en cumplimiento del artículo 56 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM.

Artículo 5.- Disponer la publicación de la presente Resolución Ministerial por una sola vez en el diario oficial El Peruano, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a su expedición, por cuenta de CSF Continua Pichu Pichu S.A.C. de acuerdo a lo previsto en el artículo 54 del Reglamento citado en el artículo precedente.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

JUAN CARLOS LIU YONSEN
Ministro de Energía y Minas

2

APROBACIÓN CIRA

PERÚ | Ministerio de Cultura | Dirección Desconcentrada de Cultura de Arequipa

"Año del Buen Servicio al Ciudadano"

Arequipa, 24 de marzo de 2017.

OFICIO Nº 405 -2017-DDC-ARE/MC

Señores
IMA ASESORES & CONSULTORES S.A.C.
Ciudad.-

Referencia: Expediente N° 553 y 739-2017.

De mi consideración:

Por el presente se cursa respuesta a su solicitud de expedición de un "Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos" (CIRA), para el terreno ubicado en el distrito de La Joya, provincia y departamento de Arequipa, para el proyecto "CSF CONTINUA PICHU PICHU".

Se ha considerado procedente su pedido, en razón de haberse efectuado la revisión de la documentación y la inspección al terreno emitiéndose el Informe N° 000002-2017-CQL/DDC-ARE/MC de fecha 17 de marzo del 2017 de la Lic. Cecilia Quequezana Lucano, con R.N.A. Nº BQ-9820; Arqueóloga Supervisora de la Dirección Desconcentrada de Cultura Arequipa, Ministerio de Cultura, en donde se concluye que en el área materia de CIRA, no se encuentran vestigios arqueológicos en superficie, por lo cual se recomienda se otorgue el certificado solicitado.

Así mismo al momento de ejecutar obras debe presentar y ejecutar en forma obligatoria un **"Plan de Monitoreo Arqueológico"**, propuesta que deberá estar a cargo de un Licenciado en Arqueología para su aprobación y autorización correspondiente. Dicho monitoreo deberá contar con la supervisión del Ministerio de Cultura (Decreto Supremo Nº 054-2013-PCM, Resolución Viceministerial Nº 037-2013-VMPCIC-MC, y la Directiva Nº 001-2013-VMPCIC/MC) "Normas y Procedimientos para la emisión del Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos" (CIRA) en el marco de los Decretos Supremos Nº 054 y 060-2013-PCM.

El Plan de Monitoreo Arqueológico, permitirá que durante las obras y excavaciones, se tomen medidas de protección de las evidencias arqueológicas que puedan hallarse de manera fortuita.

En tal sentido, adjunto al presente, remitimos el Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos (CIRA Nº 052-2017-DDC-ARE/MC), de fecha 23 de marzo del 2017.

Por otro lado considerando que la presente certificación es solo de la superficie del terreno evaluado, esta quedará sin efecto, si en el proceso de remoción del mismo se hallasen restos arqueológicos, por lo cual se encuentran en la obligación legal (Ley Nº 28296-04, D.L. Nº 635-91) de paralizar las obras e informar inmediatamente al Ministerio de Cultura a fin de evaluar el caso.

Atentamente,

Ministerio de Cultura
Dirección Desconcentrada de Cultura de Arequipa
Franz Grupp Castelo
DIRECTOR

FGC/DDC–ARE/MC
cql/dma
jmtb/Tec.Adm.III

Avenida Ramón Castilla Nº 745, Cayma, Arequipa – Perú. Teléf.: (054) 340397 – 213171 www.cultura.gob.pe

APROBACIÓN DIA

Resolución Directoral
Nº 003-2017-SENACE-JEF/DEAR

Lima, 13 de noviembre de 2017

VºBº MARCO ANTONIO TELLO COCHACHEZ Director (e) Senace

VISTOS: *(i)* el Trámite N° 4225-2017 de fecha 24 de agosto de 2017, que contiene la solicitud de clasificación del proyecto *"CSF Continua Pichu Pichu 60 MW"* ubicado en el distrito de La Joya, provincia y departamento de Arequipa, presentado por CSF Continua Pichu Pichu S.A.C., (proponiendo para tales efectos la categoría I – Declaración de Impacto Ambiental); y, (ii) el Informe N° 003-2017-SENACE-JEF/DEAR de fecha 13 de noviembre de 2017;

CONSIDERANDO:

Que, mediante Ley N° 29968 se creó el Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles - Senace como organismo público técnico especializado, con autonomía técnica y personería jurídica de derecho público interno, adscrito al Ministerio del Ambiente, encargado de, entre otras funciones, revisar y aprobar los Estudios de Impacto Ambiental Detallados regulados en la Ley N° 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental y sus normas reglamentarias; así como, aprobar la clasificación de los estudios ambientales en el marco de dicho Sistema, cuya transferencia de funciones al Senace haya concluido;

Que, mediante Decreto Supremo N° 006-2015-MINAM, se aprobó el cronograma de transferencia de funciones de las autoridades sectoriales al Senace, en el marco de la Ley N° 29968;

Que, mediante Resolución Ministerial N° 328-2015-MINAM se aprobó la culminación del proceso de transferencia de funciones del Ministerio de Energía y Minas al Senace en materia de minería, hidrocarburos y electricidad, estableciéndose que a partir del 28 de diciembre de 2015, dicha entidad es la autoridad ambiental competente para la revisión y aprobación de los Estudios de Impacto Ambiental Detallados, sus respectivas actualizaciones o modificaciones, Informes Técnicos Sustentatorios, solicitudes de clasificación y aprobación de Términos de Referencia, acompañamiento en la elaboración de Línea Base, Plan de Participación Ciudadana y demás actos o procedimientos vinculados a las acciones antes señaladas dicho estudio ambiental;

Que, mediante Decreto Supremo N° 009-2017-MINAM, el Ministerio del Ambiente, aprobó el Reglamento de Organización y Funciones (ROF) y con ello la nueva estructura orgánica del Senace. De acuerdo al nuevo ROF, la DCA Senace ha sido dividida en dos direcciones: Dirección de Evaluación Ambiental para Proyectos de

Recursos Naturales y Productivos (DEAR) y Dirección de Evaluación Ambiental para Proyectos de Infraestructura (DEIN);

Que, de acuerdo con lo señalado en el artículo 75 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado mediante Decreto Supremo N° 006-2017-JUS, los procedimientos administrativos iniciados en la Dirección de Certificación Ambiental antes de la entrada en vigencia del nuevo ROF continúan su trámite en la DEAR o DEIN, sin retrotraer etapas ni suspender plazos;

Que, acorde con lo señalado, el artículo 15 del Reglamento del Título II de la Ley N° 30327, aprobado mediante Decreto Supremo N° 005-2016-MINAM, señala que *"El SENACE aprueba la clasificación de los proyectos de inversión mediante la Evaluación Preliminar (EVAP), haciendo uso de los criterios de protección ambiental detallados en el Anexo V del Reglamento de la Ley Nº 27746, Ley del SEIA, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 019-2009-MINAM, así como otras normas reglamentarias, asignando la categoría correspondiente"*;

Que, de acuerdo con los artículos 6 y 7 de la Ley N° 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, el procedimiento para la Certificación Ambiental se inicia con la presentación de una solicitud que debe contener, entre otra información, una evaluación preliminar, una propuesta de clasificación y de Términos de Referencia (TdR) para el Estudio de Impacto Ambiental que se propone; así como, la descripción de la naturaleza de las actividades de extracción o colecta de recursos forestales y de fauna silvestre o recursos hidrobiológicos necesarios para elaborar la línea base ambiental;

Que, de conformidad con el artículo 8 de la Ley del SEIA, la autoridad competente, en atención a los criterios de protección ambiental, deberá ratificar o modificar la propuesta de clasificación realizada en la solicitud; así como, expedir la correspondiente Certificación Ambiental, para el caso de la categoría I (DIA); y, para las categorías II (EIA-sd) y III (EIA-d), aprobar los términos de referencia propuestos para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental correspondiente. Asimismo, de obtenidas las opiniones técnicas favorables del Servicio Forestal y de Fauna Silvestre, del Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado, o del Ministerio de la Producción, de ser el caso, se autorizará a realizar las investigaciones, extracciones y colectas respectivas, sin necesidad de autorización adicional alguna;

Que, de manera acorde y en desarrollo de los artículos citados, el Reglamento de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, estipula que los proyectos privados sujetos al SEIA deben ser clasificados por las Autoridades Competentes en una de las tres categorías señaladas en dicho artículo: categoría I (DIA), II (EIA-sd) y III (EIA-d);

Que, para tal fin, de conformidad con el artículo 41 del Reglamento mencionado, el Titular deberá presentar una solicitud de clasificación del proyecto que pretende ejecutar a fin de que sea evaluada por la Autoridad Competente dentro de los plazos establecidos, considerando, entre otros aspectos, la pertinencia de solicitar opinión técnica a las entidades cuyas funciones se relacionen con las actividades del proyecto sujeto a evaluación. Cabe precisar que dicha autoridad cuenta con un plazo de veinte días hábiles para requerir, de ser el caso, información adicional o formular observaciones a la solicitud en cuestión;

2

Que, de conformidad con el artículo 45 de dicho Reglamento, luego de culminado el procedimiento de evaluación, la Autoridad Competente deberá emitir una resolución otorgando, de ser el caso, la Certificación Ambiental para la Categoría I (DIA) o asignando la Categoría II o III al proyecto, supuestos en los cuales aprobará los Términos de Referencia correspondientes; indicándose las autoridades que emitirán opinión técnica durante la etapa de evaluación del estudio ambiental;

Que, como resultado del procedimiento de evaluación de la solicitud de clasificación del Proyecto *"CSF Continua Pichu Pichu 60 MW "*, mediante Informe N° 003-2017-SENACE-JEF/DEAR de fecha 13 de noviembre de 2017, se concluyó entre otros aspectos, por ratificar la propuesta de clasificación realizada por CSF Continua Pichu Pichu S.A.C., categorizándose el proyecto, en consecuencia, en la Categoría I – Declaración de Impacto Ambiental, constituyendo por tanto la Evaluación Preliminar presentada, la Declaración de Impacto Ambiental, la misma que corresponde ser aprobada;

De conformidad con lo dispuesto en la Ley N° 29968, Ley N° 27446, el Decreto Supremo N° 006-2015-MINAM, el Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM, el Decreto Supremo N° 009-2017-MINAM, la Resolución Ministerial N° 328-2015-MINAM y demás normas complementarias;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Ratificar la propuesta de clasificación de CSF Continua Pichu Pichu S.A.C., y en consecuencia, **CLASIFICAR** el proyecto *"CSF Continua Pichu Pichu 60 MW "*, en la Categoría I – Declaración de Impacto Ambiental, la misma que corresponde **APROBAR**, de conformidad con los fundamentos y conclusiones del Informe Nº 003-2017-SENACE-JEF/DEAR de fecha 13 de noviembre de 2017, el cual se adjunta como anexo de la presente Resolución Directoral y forma parte integrante de la misma.

Artículo 2°.- CSF Continua Pichu Pichu S.A.C., se encuentra obligada a cumplir con lo estipulado en la Declaración de Impacto Ambiental aprobada; así como, en la presente Resolución Directoral, el Informe que la sustenta; y, con los compromisos asumidos a través de los escritos presentados durante el procedimiento de evaluación.

Artículo 3º.- La aprobación de la presente Declaración de Impacto Ambiental no constituye el otorgamiento de licencias, autorizaciones, permisos o demás títulos habilitantes; u, otros requisitos legales, con los que deberá contar el Titular para iniciar la ejecución de su proyecto, de acuerdo a lo establecido en la normatividad aplicable.

Artículo 4º.- Remitir la presente Resolución Directoral, el Informe que la sustenta, a CSF Continua Pichu Pichu S.A.C., para conocimiento y fines correspondientes.

Artículo 5º.- Remitir copia de la presente Resolución Directoral y del Informe que la sustenta a la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, la Autoridad Regional Ambiental de Arequipa, a la Dirección Regional de Energía y Minas del Gobierno Regional de Arequipa, a la municipalidad provincial de Arequipa y a la municipalidad distrital de La Joya, para conocimiento.

3

Artículo 6°.- Remitir copia del expediente de evaluación correspondiente, en formato digital (01 CD), al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental; y, a la subdirección de Registros Ambientales del Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles, para conocimiento y fines correspondientes.

Artículo 7°.- Publicar en el Portal Institucional del Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles (www.senace.gob.pe) la presente Resolución Directoral y el informe que la sustenta, a fin de que se encuentre a disposición del público en general.

Regístrese y Comuníquese,

Marco Antonio Tello Cochachez
Director(e) de Evaluación Ambiental para
Proyectos de Recursos Naturales y Productivos
Senace

2.6. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS GENERALES DEL PROYECTO

En los siguientes apartados se resumen las principales características eléctricas del proyecto.

2.6.1 Niveles de tensión y aislamiento

De acuerdo con los resultados del análisis de coordinación de aislamiento y con lo especificado en el Código Nacional de Electricidad, en función del nivel de tensión de la red se han definido los siguientes niveles de aislamiento:

Tabla 4. Niveles de Aislamiento

NIVELES DE AISLAMIENTO		
Tensión nominal de la red	220 kV	33 kV
Tensión máxima de la red	245 kV	36 kV
Tensión soportada a impulso tipo rayo (BIL)	1050 kVp	170 kVp
Tensión soportada a impulsos de corta duración a frecuencia industrial	460 kV	70 kV

2.6.2 Capacidad de cortocircuito

Para el diseño de la instalación y la selección de equipos, se han considerado los siguientes valores de cortocircuito:

Tabla 5. Nivel de Cortocircuito

Nivel de tensión	220 kV	33 kV
Corriente nominal de corte en cortocircuito	40 kA	31,5 kA

3. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL

A continuación, se resumen las características de la CSF Continua Pichu Pichu 60 MW.

3.1. DISEÑO PRELIMINAR Y POTENCIA ESTIMADA

En la siguiente tabla se adjuntan las características de la CSF Continua Pichu Pichu 60 MW:

Tabla 6: Características del Proyecto

Resumen CSF Continua Pichu Pichu (60 MW)	
Potencia Nominal	60 MW
Potencia Pico estimada	71,884 MWp
Número de módulos fotovoltaicos	276.480
Potencia de los módulos (Wp)	260
Número de inversores	60
Número de Centros de Transformación	30
Inclinación de la estructura (grados)	20
Configuración Eléctrica de los Inversores	
Módulos en serie por cada string	24
Strings en paralelo por inversor	192

3.2. PANEL FOTOVOLTAICO

Los módulos fotovoltaicos serán del tipo silicio policristalino, del fabricante Jinko Solar con una potencia de 260 Wp (o un equivalente similar). Todos estos módulos tienen las siguientes certificaciones: IEC 61215, IEC 61730, ISO 9001:2000, conforme a CE and TÜV-Spec.

Se instalarán un total de 60 inversores con 192 "strings" por inversor de 24 módulos por “string” y se conectarán en paralelo. Los strings se agruparán en cuadros de protección de C.C. de bajo voltaje, con equipos de medida para la monitorización de los strings.

3.3. ESTRUCTURA PORTANTE

Se ha buscado la forma más sencilla de llevar a cabo la instalación en cuanto a tiempo y a mantenimiento de la misma a lo largo de los años. Para ello se ha planteado una estructura de sujeción de módulos estándar y testada en otras instalaciones fotovoltaicas. Las estructuras de los soportes para los módulos fotovoltaicos serán de tipo Horizontal con seguidor de eje simple.

Los Módulos fotovoltaicos se instalarán por medio de brazos articulados accionados por un motor eléctrico a la barra de torsión que hace funcionar el sistema seguidor. La

configuración considerada para el Proyecto se basa en módulos montados en posición vertical con fundaciones hincadas para soportar el eje seguidor simple. Las estructuras serán diseñadas de acuerdo con el análisis estático y dinámico utilizando las cargas de vientos establecidas por las normas nacionales y el estándar IEC aplicable a las instalaciones solares.

En todas las formas de instalación de los paneles, la mesa fotovoltaica permite realizar las operaciones de mantenimiento y revisión programadas.

- Todos los perfiles metálicos que conforman la estructura tienen la marca CE de aceros procedentes de la fábrica.
- HIASA o similar será el encargado de la fabricación y diseño de la estructura que posee los certificados estándares internacionales ISO 9000, controlado por BVQI. Y certificados ISO 14000. - El sistema de estructura diseñada se compone de perfiles conformados en frío. Todos los elementos estructurales están unidos mediante tornillos, no existiendo ninguna soldadura en la estructura. La calidad del material base es S 275 JR/S355JR.
- En obra no se realizarán soldaduras para evitar eliminar la protección de zinc que durante el proceso de galvanización adquieren los elementos. - Se asume que la fijación de la estructura al suelo se realizará mediante hincado (proceso por el cual las estructuras son fijadas a presión) de 1,5m (100% de las estructuras) El diseño final se ajustarán una vez realizado el estudio geotécnico.
- Todos los elementos que conforman la estructura, así como la tornillería se suministrarán galvanizados en caliente por inmersión según norma UNE-EN ISO 1461.
- Garantía de fabricación de 5 años. Garantía anticorrosión de 10 años.
- La distancia entre el inicio de una estructura utilizada y la consiguiente será de 6 m (eje N-S).

3.4. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Los centros de transformación (CTs) serán de tipo interior metálico y albergarán los equipos encargados de agrupar, transformar y elevar la tensión de los sub-campos fotovoltaicos.

La CSF Continua Pichu Pichu 60 MW contará con 30 centros de transformación de 2MW de potencia nominal cada centro de transformación irá provisto de un transformador de MT de 2000 kVA y celdas de MT para un sistema de 33 kV.

La acometida a los centros será subterránea tanto en la entrada de las diferentes líneas colectoras de CC procedentes del generador fotovoltaico como en la salida en MT hacia la SE Pichu Pichu.

Los centros de transformación incluirán al menos, los siguientes componentes:

- Dos (2) inversores fotovoltaicos ABB-PVS800-57-1000-C
- Un (1) transformador seco de 2000 kVA y de relación de transformación 33/0,40 kV.
- Un conjunto de celdas de MT de 33kV de aislamiento en gas tipo SafePlus con configuración CCV.
- Cuadros eléctricos
- Transformadores de servicios auxiliares

Para este proyecto se propone para el edificio de inversores y transformador, un contenedor marítimo de 40" autotransportable.

3.4.1 Inversor

Las características principales de los inversores a emplear en la planta son las indicadas a continuación:

Tabla 7: Ficha Técnica Inversor ABB-PVS800-57-1000-C

Technical data and types							
Type designation PVS800-57	-0100kW-A 100 kW	-0250kW-A 250 kW	-0315kW-B 315 kW	-0500kW-A 500 kW	-0630kW-B 630 kW	-0875kW-B 875 kW	-1000kW-C 1000 kW
Input (DC)							
Maximum input power ($P_{PV\ max}$)	120 kWp	300 kWp	378 kWp	600 kWp	756 kWp	1050 kWp	1200 kWp
DC voltage range, mpp ($U_{DC\ mpp}$)	450 to 825 V	450 to 825 V	525 to 825 V	450 to 825 V	525 to 825 V	525 to 825 V	600 to 850 V
Maximum DC voltage ($U_{max\ DC}$)	1000 V	1000 V	1000 V	1100 V	1100 V	1100 V	1100 V
Maximum DC current ($I_{max\ DC}$)	245 A	600 A	615 A	1145 A	1230 A	1710 A	1710 A
Number of protected DC inputs	1 (+/-) /4	2, 4, 8 (+/-)	2, 4, 8 (+/-)	4 to 15 (+/-)	4 to 15 (+/-)	8 to 20 (+/-)	8 to 20 (+/-)
Output (AC)							
Nominal power (P_{nAC})	100 kW	250 kW	315 kW	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
Maximum output power	100 kW	250 kW	345 kW	600 kW	700 kW	1050 kW	1200 kW
Power at cosφ = 0.95	96 kW	240 kW	300 kW	475 kW	600 kW	830 kW	950 kW
Nominal AC current (I_{nAC})	195 A	485 A	520 A	965 A	1040 A	1445 A	1445 A
Nominal output voltage (U_{nAC})	300 V	300 V	350 V	300 V	350 V	350 V	400 V
Output frequency	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Harmonic distortion, current	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Distribution network type	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT
Efficiency							
Maximum	98.0%	98.0%	98.6%	98.6%	98.6%	98.7%	98.8%
Euro-eta	97.5%	97.6%	98.3%	98.2%	98.4%	98.5%	98.6%
Power consumption							
Own consumption in operation	310 W	310 W	310 W	490 W	490 W	650 W	650 W
Standby operation consumption	60 W	60 W	60 W	65 W	65 W	65 W	65 W
External auxiliary voltage	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz
Dimensions and weight							
Width/Height/Depth, mm (W/H/D)	1030/2130/690	1830/2130/680	1830/2130/680	2630/2130/708	2630/2130/708	3630/2130/708	3630/2130/708
Weight appr.	550	1100	1100	1800	1800	2320	2320

3.4.2 Transformador Elevador

Para adecuar el nivel de tensión de salida del inversor de BT a MT, la Central contará con transformadores de 2000 kVA con doble devanado de BT para elevar la tensión a 33 kV.

Tabla 8: Ficha Técnica Transformador elevador

Características del Transformador	
Potencia [kVA]	2000
Tensión nominal Primaria [V]	33000
Tensión Secuandaria [V]	2x400
Regulación de tensión	±2x2.5%
Grupo de Conexión	Dy11y11
Frecuencia [Hz]	60
Numero de Fases	3
Impedancia P-S [%]	6.80%
Impedancia P-T [%]	6.80%
Impedancia S-T [%]	3.40%

3.4.3 Celdas de media tensión

Cada estación transformadora albergará celdas de MT que incorporarán la aparamenta necesaria de maniobra y protección.

Las celdas SafePlus son celdas compactas de aislamiento en gas SF6 y ofrecen la posibilidad de diferentes combinaciones de configuraciones semimodulares y totalmente modulares de circuitos. Consisten en un tanque sellado de acero inoxidable que contiene todos los elementos activos y de interrupción necesarios para las funciones de corte asignadas.

En cada centro, se dispondrá de una configuración CC para llevar a cabo el anillo de media tensión de la planta FV y una celda tipo V para protección del transformador.

3.5. SISTEMA DE COMUNICACIÓN

La central de generación estará provista de un sistema de monitorización control encargado de controlar y supervisar el estado del sistema, detectar errores y desconectar de la red en caso de fallo. Este es un proceso totalmente automatizado llevado a cabo por una unidad de control.

El sistema de comunicación y control considera contar con un Centro de Control y cumplirá con lo establecido en la NTCOTR, así como lo establecido en el numeral 9.1

del Capítulo 4 del Anexo 1 del PR-20. Cumplirá con lo establecido en la NTIITR, así como lo establecido en el numeral 9.2 del Capítulo 4 del Anexo 1 del PR-20, y un Sistema de predicción de la potencia, tal como lo estable el numeral 9.3 del Capítulo 4 del Anexo 1 del PR-20.

3.6. LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN COLECTORAS DE MEDIA TENSIÓN

Para evacuar la energía generada en el generador fotovoltaico, se instalará una línea de subtransmisión colectoras de Media Tensión de 20 MWac en 33 kV que interconectará cada estación transformadora hasta la S.E. Pichu Pichu.

4. RESUMEN DE LA INGENIERÍA DEL PROYECTO

En este apartado se resume la ingeniería del proyecto, incluyendo la descripción de las instalaciones proyectadas en la subestaciones y líneas de transmisión.

4.1. SUBESTACIÓN PICHU PICHU 220/33kV

La configuración de la subestación es de simple barra, con una posición de línea-transformador y un sistema de 33 kV para conexión de la CSF Continua Pichu Pichu 60 MW.

- **Nivel de 220 kV**

<u>Una (1) posición de línea-transformador formada por los siguientes elementos:</u>

- Tres (3) pararrayos con contadores de descargas: Uc=156 kV, Ur=198 kV, 20 kA, Cl. 4.
- Tres (3) transformador de tensión capacitivo: 220:√3/0.11:√3/0.11:√3/0.11:√3, 2x30VA-3P, 1x30VA-Cl0.2.
- Un (1) seccionador trifásico de línea con puesta a tierra: 1250 A, 40 kA, 245 kV, 1050 kVp (BIL).
- Un (1) interruptor uni-tripolar: 245 kV, 1250 A, 40 kA, 1050 kVp.
- Un (1) seccionador sin puesta a tierra tripolar: 1250 A, 40 kA, 245 kV, 1050 kVp (BIL).
- Un (1) juego de tres transformadores de corriente: 150-300-600/5-5-5-5 A, 3x(50VA, 5P20), 1x(30VA, Cl 0.2).
- Tres (3) transformador de tensión capacitivo: 220:√3/0.11:√3/0.11:√3/0.11:√3, 2x30VA-3P, 1x30VA-Cl0.2.
- Tres (3) pararrayos con contadores de descarga: Uc=156 kV, Ur=198 kV, 20 kA, Cl. 4.
- Dos (2) trampas de onda.
- Un (1) Transformador de potencia de 220±10x1% / 33 kV de 58.5-65 MVA (ONAN-ONAF), conexión YNd11 y con regulación de tensión bajo carga.

- Sistema de Control, Protección y Medición: medidor de energía, controladores, dos relés numéricos diferenciales de transformador, dos relés numéricos diferenciales de línea, registradores de falla (RF) y equipo de mando sincronizado.

- **Nivel de 33 kV**

Se ha optado por una configuración de simple barra con celdas aisladas en gas SF6:

Una (1) celda de conexión de transformador compuesta por:

- Un (1) seccionador de tres posiciones: 36 kV, 1500 A, 31.5kA y 170 kVp (BIL).
- Un (1) juego de 3 transformadores de corriente: 1500/5-5-5 A, con tres devanados secundarios, uno de medida Cl. 0.2S, 5VA y dos de protección 5P20, 25 VA.
- Un (1) interruptor trifásico: 36 kV, 1500 A, 31.5kA y 170 kVp (BIL).
- Descargador de sobretensión.
- Un (1) juego de 3 transformadores de tensión: $\frac{33}{\sqrt{3}}/\frac{0.11}{\sqrt{3}}/\frac{0.11}{\sqrt{3}}$ kV, con dos devanados secundarios, uno de medida C.L. 0.2, 20 VA y uno de protección C.L. 0.5-3P, 50 VA.
- Sistema de Control, Protección y Medición: conexión hacia los relés de protección del transformador, controlador, medidor de energía y registrador de falla (RF).

Tres (3) celdas de conexión de la central solar Continua Pichu Pichu compuestas por:

- Un (1) seccionador de tres posiciones: 36 kV, 630 A, 31.5 kA y 170 kVp (BIL).
- Un (1) interruptor trifásico: 36 kV, 630 A, 31.5 kA y 170 kVp (BIL).
- Un (1) juego de tres transformadores de corriente: 500/5-5 A, con dos devanados secundarios, uno de medida Cl. 0.2S, 5VA y uno de protección 5P20, 25 VA.
- Sistema de Protección y Medición: Un relé multifunción, controlador y medidor de energía.

Una (1) celda de conexión del transformador Zig-Zag compuesta por:

- Transformador Zig-Zag de 33kV, 350 kVA, Z0=95.26 ohm y 3I0: 600 A, 10 s.
- Un (1) seccionador de tres posiciones: 36 kV, 630 A, 31.5kA y 170 kVp (BIL).
- Un (1) interruptor trifásico: 36 kV, 630 A, 31.5kA y 170 kVp (BIL).
- Un (1) juego de tres transformadores de corriente: 500/ 5-5 A, Cl. 0.2S, 5VA y uno de protección 5P20, 25 VA.
- Un (1) transformador de corriente: 50/ 1 A, 5P20 25 VA.
- Sistema de Protección: Un relé multifunción (50N/51N).

Una (1) celda de conexión del transformador de servicios auxiliares compuesta por:

- Transformador trifásico de servicios auxiliares de 33/0.380 kV de 250 kVA.
- Un (1) seccionador de tres posiciones: 36 kV, 630 A, 31.5 kA y 170 kVp (BIL).

- Un (1) juego de 3 transformadores de corriente: 500/5-5 A, con dos devanados secundarios, uno de medida Cl. 0.2S, 5VA y uno de protección 5P20, 25 VA.
- Un (1) interruptor trifásico: 36 kV, 630 A, 31.5kA y 170 kVp (BIL).

Una (1) celda de media tensión de medición, compuesta por:

- Un (1) seccionador de tres posiciones: 36 kV, 630 A, 31.5 kA y 170 kVp (BIL).
- Un (1) juego de 3 transformadores de tensión: $\frac{33}{\sqrt{3}}/\frac{0.11}{\sqrt{3}}/\frac{0.11}{\sqrt{3}}$ kV, con dos devanados secundarios, uno de medida C.L. 0.2, 20 VA y uno de protección C.L. 0.5-3P, 50 VA.

Se instalará un transformador de potencia trifásico de relación de transformación 220/33 kV y potencia nominal de 60 MVA.

Tabla 9. Transformador de potencia

Características principales	
Tipo de transformador	Trifásica intemperie
Liquido dieléctrico	Aceite
Servicio	Continuo
Frecuencia	60 Hz
Refrigeración	ONAN-ONAF
Potencia asignada	58.5 - 65 MVA
Tensiones asignadas en vacío	220±10x1% / 33 kV
Grupo de conexión	YNd11

4.2. LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 220KV

La CSF Continua Pichu Pichu 60 MW se conectará con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) a través de una línea de transmisión de circuito simple en 220kV de 4.17 km de longitud aproximada, hasta la Subestación San José del SEIN.

Las características principales del conductor de fase de la nueva línea de transmisión son las siguientes:

Tabla 10. Característica Principal de la línea de transmisión

CONDUCTOR	
Tipo de conductor	ACAR

Sección nominal	454,50 mm2
Capacidad de Transmisión de diseño	304 MVA
Tensión Nominal	220 kV
Tensión Máxima de servicio	245 kV
N° de circuitos	1
Longitud	4.17 km
Características del cable de guarda	OPGW, 24 FO
Estructuras	Torres de celosía de acero galvanizado
Aislamiento	Aisladores de vidrio 18 unid

4.3. SUBESTACIÓN AMPLIACIÓN S.E. SAN JOSÉ 220 KV

La ampliación de la S.E. San José es de doble barra, similar a la barra de 220 kV de la S.E. San José. La conexión a la barra de 220 kV de la S.E. San José será mediante dos celdas de acoplamiento una para cada barra.

4.3.1. Acoplamiento de barras de 220 kV

Equipos:

- Cuatro (4) juegos de seccionador de barra tripolar: 2500 A, 40 kA, 245 kV, 1050 kvp (BIL)
- Dos interruptores de tanque muerto, similar a los interruptores de Cerro Verde:
  - Interruptor: 2500 A, 63 kA, 245 kV, 1050 kVp-BIL, Uni-tripolar
  - Transformadores de corriente en ambos bushing: entrada (1250-2500/5-5A, 1x(25VA, 5P30), 1x(25VA, Cl 0.2)) y bushing de salida (1250-2500/5-5A, 2x(25VA, 5P30)).
- Sistema de Control, Protección y Medición: medidor de energía, relé numérico diferencial de barra, relé numérico multifunción y registrador de falla (RF).

<u>Configuración doble barra que contará con:</u>

- Seis (6) transformador de tensión capacitivo: 220:√3/0.11:√3/0.11:√3/0.11:√3, 2x15VA-3P, 1x15VA-Cl0.2.
- Sistema de Protección Diferencial de Barra no Centralizado con protección de Falla de Interruptor.

4.3.2. Celda de línea San José – Pichu Pichu de 220 kV

Equipos:

- Dos juegos de seccionador de barra tripolar: 2500 A, 40 kA, 245 kV, 1050 kVp (BIL)
- Un interruptor de tanque muerto:
  - Interruptor: 2500 A, 63 kA, 245 kV, 1050 kVp-BIL, UNI-TRIPOLAR
  - Transformadores Transformadores de corriente con 2 núcleos en cada bushing: en la salida; lado de la línea (800-1600/5-5A, 2x(25VA, 5P30)) y en la entrada; lado de la barra (800-1600/5-5A - 1x(25VA, 5P30) y 200-400-800 1x(25VA, Cl 0.2)).
- Seccionador de línea con puesta a tierra: 2500 A, 40 kA, 245 kV, 1050 kVp (BIL)
- Dos trampas de Onda
- Transformador de tensión: 220:√3/0.11:√3/0.11:√3/0.11:√3, 2x15VA -3P, 1x15VA-Cl0.2, 245 kV, 1050 kVp(BIL)
- Pararrayo de líneas: Uc=156 kV, Ur=198 kV, 20 kA, Cl. 4.
- Sistema de Control, Protección y Medición: medidor de energía, controlador, relé numérico diferencial de barra, relés numéricos multifunción y registrador de falla (RF).

4.3.3. Ampliación de la capacidad del acoplamiento de barras de 220 kV de la S.E. San José (Cerro Verde)

De originarse una sobrecarga con el ingreso del Proyecto se modificarán los equipos de la celda de acoplamiento con equipos de las siguientes características:

- Dos (2) juegos de seccionador de barra tripolar: 4000 A, 44 kA, 245 kV, 1050 kvp (BIL)
- Un (01) interruptor de tanque muerto, similar al existente de Cerro Verde:
  - Interruptor: 4000 A, 63 kA, 245 kV, 1050 kVp-BIL, Uni-tripolar
  - Transformadores de corriente en ambos bushing con las siguientes características: 2000-4000/5A cl. 0.3 y 2000-4000MR/5A C800.
- Sistema de Control, Protección y Medición se mantiene el existente.

5. CONCLUSIONES DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS DEL PROYECTO

El análisis eléctrico presenta las siguientes conclusiones:

5.1. ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA:

El Ministerio de Energía y Minas (MINEN) mediante la Resolución Ministerial **N°029-2020-MINEM/DM** del día 05 de febrero del 2020, otorgo a favor de CSF Continua Pichu Pichu S.A.C. **la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica** con Recursos Energéticos Renovables en el proyecto "CSF Continua Pichu Pichu de 60 MW".

Debido a la coyuntura actual, donde la enfermedad COVID-19 declarado como pandemia mundial según la Organización Mundial de la Salud (OMS), ha impactado a la economía mundial, el proyecto se vio afectado en el cronograma de obras el cual se encontraba desarrollándose. Considerando los retrasos se estima la finalización de construcción del proyecto a finales del año 2021

Se tiene previsto la puesta en servicio de la Central Solar Fotovoltaica Pichu Pichu de 60 MW, perteneciente a la empresa ***Continua Energía Positiva S.A.C***, para el **primer semestre del año 2022**.

Del análisis Eléctrico se tiene las siguientes conclusiones:

a. Flujo de Potencia en Operación Normal (Caso Base)

En las simulaciones para los Casos SIN PROYECTO y CON PROYECTO, en el estudio se ha disminuido la potencia de la CSF Las Dunas, CE Punta Lomitas, PE Torocco, CE Wayra Extensión, PE San Juan, PE Pacífico y PE Caravelí, con el fin de no sobrecargar la LT Ica-Derivación-Nueva Nazca-Marcona 220 kV ni el Autotransformador AUT-5371 de la SE Poroma, según la tabla siguiente:

Escenario	Reducción Centrales RER: CSF Dunas, CE Punta Lomitas, PE Torocco, CE Wayra Extensión, PE San Juan, PE Pacífico y PE Caravelí (*)	
	Sin Proyecto	Con Proyecto
Avmed22	72.5 %	74.0 %
Estmed22	63.0 %	64.0 %
Avmed26	55.5 %	57.0 %
Estmed26	50.0 %	51.0 %

Con todo lo mencionado en operación normal, se concluye que el ingreso del proyecto no afecta de forma negativa la operación del Sistema Interconectado Nacional, más aún se mejora la operación del sistema eléctrico por los siguientes motivos:

- Los perfiles de tensión se encuentran dentro de los límites establecidos, más aún se mejora el perfil de tensiones en el área de influencia, con el control de potencia reactiva de la CSF Continua Chachani. El flujo por las líneas y transformadores no superan su capacidad nominal de operación.

La inyección de energía eléctrica es de menor costo, debido a que con el ingreso del Proyecto se desplaza a las unidades de mayor costo variable

b. Flujo de Potencia en Operación en Contingencias (Caso Base)

Las contingencias analizadas se detallan en la siguiente tabla.

Desconexión	Sin Proyecto	Con Proyecto
C01: Desconexión de la línea L-2065 (Yarabamba - Socabaya) de 220 kV	✓	✓
C02: Desconexión del Autotransformador AT104 (Yarabamba) de 500/220/33 kV	✓	✓
C03: Desconexión del Autotransformador AUT-5671 (Montalvo) de 500/220/33 kV	✓	✓
C04: Desconexión de la Línea de transmisión L-2025 (Moquegua - Socabaya) de 220 kV	✓	✓
C05: Desconexión de la Línea de transmisión L-2057 (Moquegua - Montalvo) de 220 kV	✓	✓
C06: Desconexión de la Línea de transmisión L-5037 (San José - Montalvo) de 500 kV	✓	✓
C07: Desconexión de la Línea de transmisión L-5035 (Montalvo - Yarabamba) de 500 kV	✓	✓
C08: Desconexión de la Línea de transmisión L-5036 (San José - Ocoña) de 500 kV	✓	✓
C09: Desconexión de la Línea de transmisión L-5034 (Ocoña - Poroma) de 500 kV	✓	✓
C10: Desconexión de la Línea de transmisión L-5033 (Yarabamba - Poroma) de 500 kV	✓	✓
C11: Desconexión de las líneas L-2053/L-2054 (Cotaruse - Socabaya) de 220 kV	✓	✓
C12: Desconexión del SVC Socabaya 220kV	✓	✓
C13: Desconexión del SVC San José 220kV	✓	✓
C14: Desconexión del Autotransformador (San José) 220kV	✓	✓
C15: Desconexión de la LT Moquegua – Alto Alianza I (*)	✓	✓
C16: Desconexión de la LT Montalvo – Alto Alianza I (*)	✓	✓

(*) Contingencias realizadas solo en la Sensibilidad 01

- De las diversas contingencias se observa que en la contingencia **C02**, la cargabilidad por las líneas L-2025/L-2026 (Moquegua – Socabaya) de 220 kV, Sin Proyecto, es 132.57% y con el ingreso del Proyecto es 134.45%. Esta sobrecarga solo se registra en un escenario (Est2026Med), además en el caso Sin Proyecto ya está sobrecargado y no depende del ingreso del Proyecto. Por otro lado, esta restricción en el sistema de transmisión debe ser evaluada en la actualización del Plan de Transmisión.
- Para la contingencia **03,** la cargabilidad por el transformador AT104-523(Yarabamba), para el caso Sin Proyecto es 115.55% y con el ingreso del Proyecto es 116.45%, esta sobrecarga solo se registra en el escenario (Est2026Med). Desde el caso Sin Proyecto ya registra sobrecarga y denota que no depende del ingreso del proyecto.
- Para la contingencia **05,** la cargabilidad por el transformador AT104-523(Yarabamba), para el caso Sin Proyecto es 114.95% y con el ingreso del Proyecto es 115.68%, esta sobrecarga solo se registra en el escenario (Est2026Med). Para el caso Sin Proyecto ya registra sobrecarga y denota que no depende del ingreso del proyecto.
- En las demás contingencias la tensión se encuentra dentro del margen de operación y no se registran sobrecargas por los transformadores ni por las líneas.

c. Sensibilidades N° 01, 02, 03 y 04

De los análisis de sensibilidad se ha verificado que, se presentan problemas de evacuac|ión de la generación, y se soluciona distribuyendo adecuadamente el despacho de las centrales en la zona.

Sensibilidad N° 01

En este escenario, se modifica el Caso Base, adicionando los Proyecto ubicados en el área de influencia de la CSF Pichu Pichu cuyos estudios de Pre Operatividad se encuentran en trámite de aprobación.

Para el análisis de flujo de potencia en operación normal, de los casos simulados, se ha tenido las siguientes restricciones:

Punto de Conexión	Consideraciones
(1) S.E. San José	Para evitar sobrecargas por los autotransformadores de la S.E. San José, se reduce la generación para la configuración Sin Proyecto y Con Proyecto, de las centrales **CSF Misti, CSF Chachani, CSF San José, CSF San Martín, CSF La Joya, CSF Sunny, CH Llucla y CSF Illari** de acuerdo a su capacidad instalada, los resultados se muestran en la siguiente tabla.
(2) LT Ica-Marcona/SE Poroma	Para evitar sobrecargas por el autotransformador AUT-5371 de 500/220 kV de la S.E. Poroma y las futuras líneas Ica-Intermedia e Intermedoia-Marcona de 220 kV, se reduce la generación para la configuración Sin Proyecto y Con Proyecto, de las centrales **CSF Dunas, CE Punta Lomitas, PE Torocco, CE Wayra Extensión, PE San Juan, PE Pacífico y PE Caravelí** de acuerdo a su capacidad instalada, los resultados se muestran en la siguiente tabla.
(3) L-2029/L-2036	Para evitar sobrecargas en la línea LT Moquegua – Alto Alianza y LT Montalvo – Alto Alianza I de 220 kV, se reduce la generación para la configuración Sin Proyecto y Con Proyecto para el año 2026, de las centrales **CSF Alto Alianza I, CSF Santa Isabel y CSF Santa Isabel II** de acuerdo a su capacidad instalada, los resultados se muestran en la siguiente tabla. *Cabe mencionar que la CSF Alto Alianza I en su resumen ejecutivo hace mención de la ampliación de capacidad de la línea LT220 ALTO ALIANZA I-MOQUEGUA y del Transformador ARICOTA II para el año 2024.*

Escenario	(1) Conexión: SE San José % Reducción de Generación		(2) Conexión: LT Ica-Marcona / SE Poroma % Reducción de Generación		(3) Conexión: L-2029/L-2036 % Reducción de Generación	
	Sin Proyecto	Con Proyecto	Sin Proyecto	Con Proyecto	Sin Proyecto	Con Proyecto
Avmed22	0.0 %	0.0 %	84.5 %	86.0 %	--	--
Estmed22	0.0 %	0.0 %	74.5 %	75.5 %	--	--
Avmed26	33.8 %	35.5 %	92.6 %	92.4 %	42.0 %	42.00%
Estmed26	33.3 %	35.5 %	83.0 %	82.0 %	43.0 %	43.00%

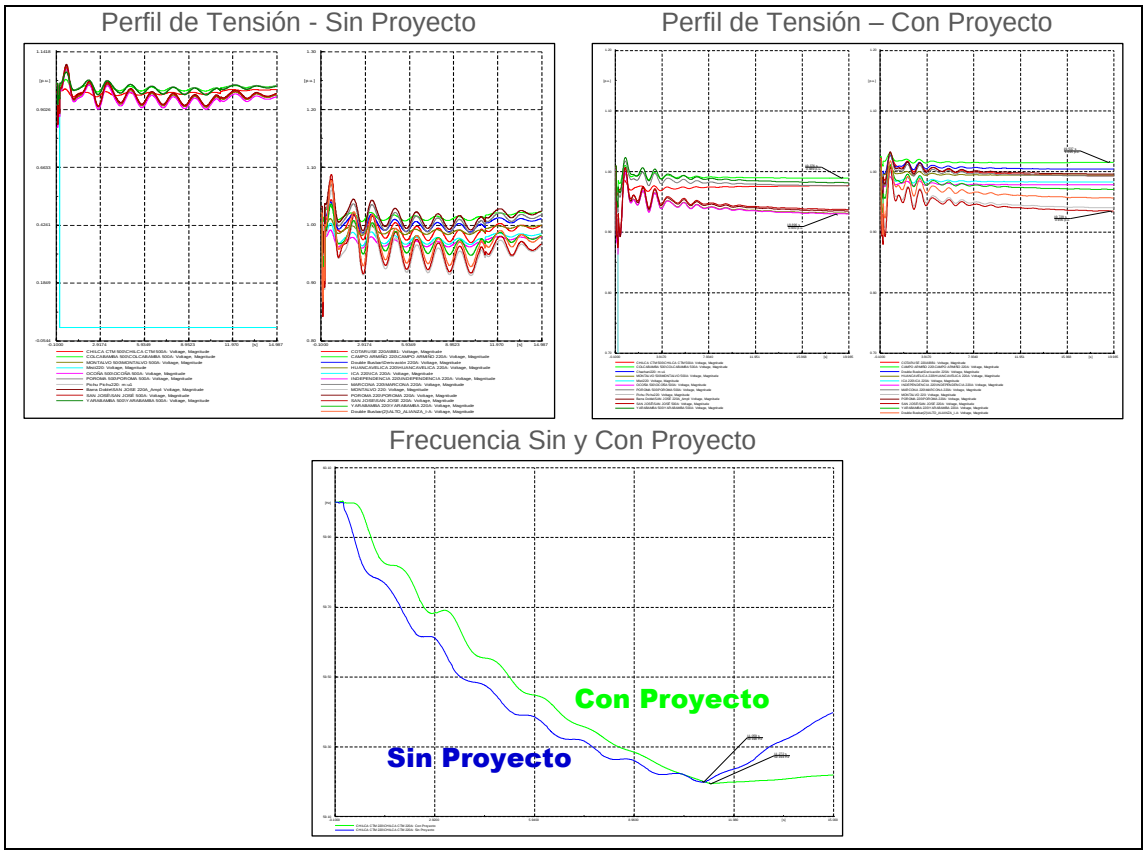
(*) Reducción respecto a su potencia máxima de generación

- Por lo tanto, con todo lo mencionado en la sensibilidad 1 en operación normal, no se registra sobrecargas ni problemas de tensión.
- Para la contingencia **C02** se registra sobrecarga en las líneas L-2025/L-2026 (Moquegua - Socabaya) de 220 kV, Sin Proyecto es 135% y con el ingreso del Proyecto es 112.54%, esta cargabilidad se presenta para el escenario (Est2026Med). Además, se registra sobrecarga en el autotransformador AUT-5671(Montalvo), para el caso Sin Proyecto es 108.106% y con el ingreso del Proyecto es 106.978%, esta cargabilidad se presenta en el escenario (Est2026Med). **Por lo tanto, ante esta contingencia la sobrecarga registrada no depende con el ingreso del Proyecto.**

- En la contingencia **C03** se registra sobrecarga en las líneas L-2025/L-2026 (Moquegua - Socabaya) de 220 kV, Sin Proyecto, es 144.58% y con el ingreso del proyecto es 124.53%. Por lo tanto, esta sobrecarga no depende del Proyecto.
- En la contingencia **C05** se registra sobrecarga en la línea Moquegua – Alto alianza I de 220 kV, Sin Proyecto, es 274.45% y con el ingreso del Proyecto es 274.07%. Por lo tanto, esta sobrecarga no depende del Proyecto.
- En la contingencia **C06** se registra sobrecarga en la línea L-5034 (Poroma - Ocoña) de 500 kV, Sin Proyecto, es 153.820%, 150.400% y con el ingreso del Proyecto es 149.574%, 156.316%. Ante esta sobrecarga se implementará un Esquema de Rechazo Automático de Generación.
- En la contingencia **C07** se registra sobrecarga las líneas L-2025/L-2026 (Moquegua - Socabaya) de 220 kV, Sin Proyecto, es 180.438%, 203.139% y con el ingreso del Proyecto es 180.438%, 172.386%. Asimismo, la línea L-5034 registra una cargabilidad, Sin Proyecto, 143.572%, 142.171% y con el ingreso del Proyecto es 146.788%, 127.203%. Esta sobrecarga se registra desde la configuración Sin Proyecto; por lo tanto, el ingreso del Proyecto es ajeno a esta sobrecarga.
- En la contingencia **C08** se registra sobrecarga en la línea L-5037 (San José - Montalvo) de 500 kV, Sin Proyecto, es 144.420%, 159.006% y con el ingreso del Proyecto es 141.62%, 156.316%. Ante esta sobrecarga se implementará un Esquema de Rechazo Automático de Generación.
- En la contingencia **C09** se registra sobrecarga en la línea L-5037 (San José - Montalvo) de 500 kV, Sin Proyecto, es 137.903%, 160.299% y con el ingreso del Proyecto es 136.353%, 157.263%. Esta sobrecarga se registra de la configuración Sin Proyecto; por lo tanto, no depende del Proyecto. Por otro lado, esta sobrecarga se disminuirá con el ingreso del Proyecto *LT San José – Yarabamba de 500 kV* incluido en el Plan de Transmisión 2021-2030.
- En la contingencia **C10** se registra sobrecarga en la línea L-5034 (Poroma - Ocoña) de 500 kV, Sin Proyecto, es 164.512% y con el ingreso del Proyecto es 149.011%. Por lo tanto, esta sobrecarga no depende del Proyecto.
- En la contingencia **C14** se registra sobrecarga en el autotransformador Tr3 San José, Con Proyecto, es 103.62% (Ave2022Med), 103.23% (Est2022Med), 196.877% (Ave2026Med) y 201.36% (Est2026Med). Ante esta sobrecarga se implementará un Esquema de Rechazo Automático de Generación.
- En la contingencia **C16** se registra sobrecarga en la línea Moquegua – Alto alianza I de 220 kV, Sin Proyecto, es 159.90% y con el ingreso del Proyecto es 161.21%. Por lo tanto, esta sobrecarga no depende del Proyecto.
- En las demás contingencias la tensión se encuentra dentro del margen de operación y no se registran sobrecargas por los transformadores ni por las líneas.

Verificación de las Simulaciones RMS

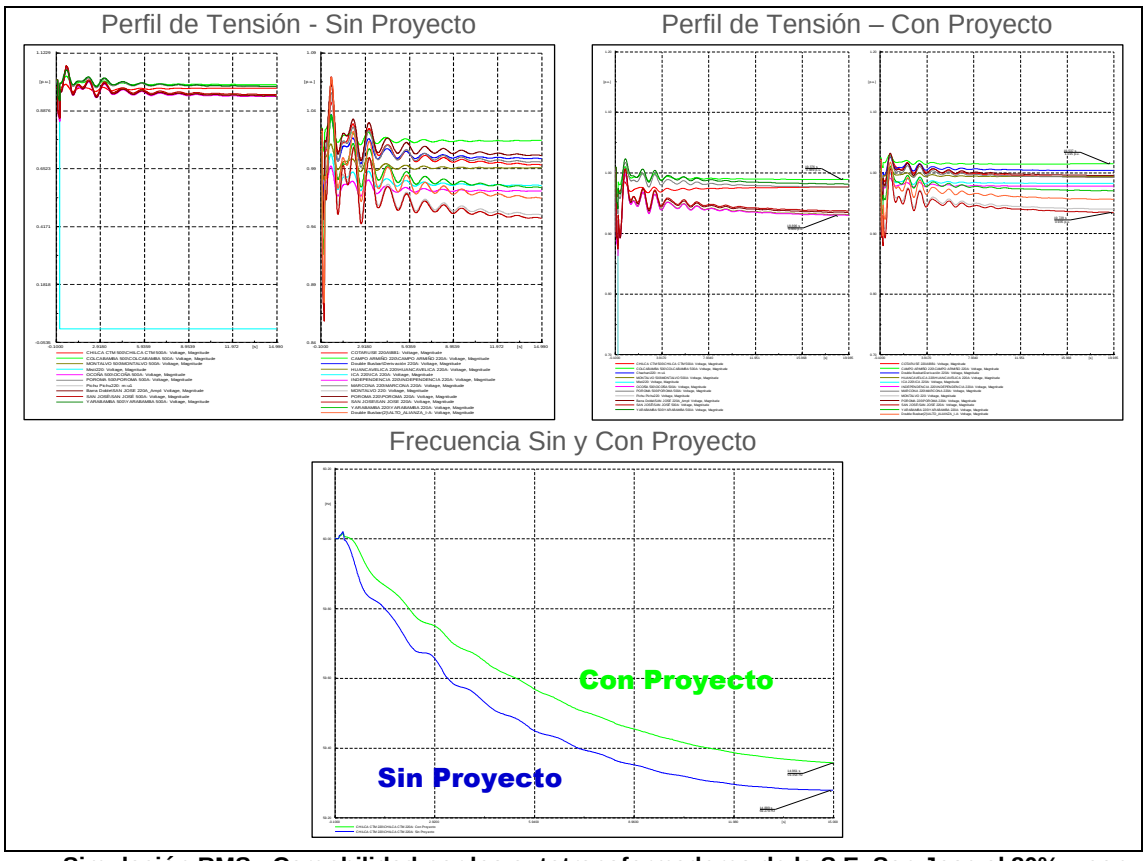
Ante las contingencias L-2053/L-2054, L-5033, L-5034, L-5036, L-5037 y L-5035 y con la activación del Esquema de Rechazo Automático de Generación (ERAG) se registra oscilaciones amortiguadas (ver numeral 4.2 del informe EEEG-025-2020 EEE-EPO CSF Continua Pichu Pichu Rev3). Sin embargo, debido al desbalance de Carga – Generación la frecuencia en el SEIN se disminuye llegando a un mínimo de 59.198 Hz (Sin Proyecto) y 59.194 Hz (Con el Proyecto) con el cual se activaría la primera etapa del Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF), tal como se muestra en la imagen.



Simulación RMS con Rechazo de Generación (351.5 MW Sin Proyecto y 253 MW Con Proyecto) – C07 (L5035) - Av2026Med - Sensibilidad 1

Si como estrategia de operación sería que ante una contingencia en el SEIN no se active el ERACMF se debería restringir la generación en la S.E. San José con la premisa que el desbalance de Carga-Generación no origine la activación del Esquema de Rechazo Automático de Generación (ERAG). Por ejemplo, con una generación máxima que origina una cargabilidad del 80% de la capacidad de los autotransformadores (2x600 MVA) de la S.E. San José la activación del Esquema de Automático de Rechazo de Generación (ERAG) origina una mínima frecuencia de 59.279 Hz (Sin Proyecto) y 59.35 Hz (Con Proyecto), con lo cual se evita la activación del ERACMF. Además, con la disminución de generación las oscilaciones de tensión posterior a la activación del ERAG son menores, tal como se muestra

en las figuras. **Por lo tanto, la estrategia de operación como la activación del ERAG, la limitación de Generación en la S.E. San José será definido en el Estudio de Operatividad, para lo cual se dispondrá de los equipos necesarios.**



Simulación RMS - Cargabilidad por los autotransformadores de la S.E. San Jose al 80% y con Rechazo de Generación (351.5 MW Sin Proyecto y 253 MW Con Proyecto) – Av2026Med – C07 (L5035) - Sensibilidad 1

Sensibilidad N° 02

En este escenario se modifica el Caso Base, considerando una demanda de 150 MW en Cerro Verde visto desde la S.E. San José y el despacho de la Central Térmica NEPI con una capacidad de 617 MW.

Para el análisis de flujo de potencia en operación normal, de los casos simulados, se ha tenido las siguientes restricciones:

Punto de Conexión	Consideraciones
(1) LT Ica-Marcona/SE Poroma	Para evitar sobrecargas por el autotransformador AUT-5371 de 500/220 kV de la S.E. Poroma y las futuras líneas Ica-Intermedia e Intermedoia-Marcona de 220 kV, se reduce la generación para la configuración Sin Proyecto y Con Proyecto, de las centrales **CSF Dunas, CE Punta Lomitas, PE Torocco, CE Wayra Extensión, PE San Juan, PE Pacífico y PE Caravelí** de acuerdo a su capacidad instalada, los resultados se muestran en la siguiente tabla.

Escenario	(1) Conexión: LT Ica-Marcona / SE Poroma % Reducción de Generación	
	Sin Proyecto	Con Proyecto
Avmed22	89.00%	90.00%
Estmed22	76.00%	76.50%
Avmed26	67.00%	68.50%
Estmed26	61.00%	62.00%

(*) Reducción respecto a su potencia máxima de generación

- Con todo lo mencionado en la sensibilidad 2 en operación normal, no se registra sobrecargas ni problemas de tensión.
- Para la contingencia **C02** se registra sobrecarga en las líneas L-2025/L-2026 (Moquegua - Socabaya) de 220 kV, Sin Proyecto es 157.72% y con el ingreso del Proyecto es 160.09%, esta cargabilidad se presenta para el escenario (Est2026Med).

  Además, se registra sobrecarga en el autotransformador AUT-5671(Montalvo), para el caso Sin Proyecto es 110.55% y con el ingreso del Proyecto es 111.69%, esta cargabilidad se presenta en el escenario (Est2026Med).

  Por lo tanto, ante esta contingencia la sobrecarga registrada no depende con el ingreso del Proyecto.
- En la contingencia **C03** se registró que los perfiles de tensión para el caso Con Proyecto, se encuentran fuera de los limites admisibles, tanto para la S.E. Montalvo (0.859 p.u.), como para la S.E. Moquegua (0.844 p.u.).

  Además, se registra sobrecarga en el transformador AT104-523 (Yarabamba), Sin Proyecto, es 118.422% y con el ingreso del Proyecto es 130.95%, esta cargabilidad se presenta en el escenario (Est2026Med). **Por lo tanto, esta sobrecarga no depende del Proyecto.**
- En la contingencia **C05** se registra sobrecarga en el transformador AT104-523 Yarabamba, Sin Proyecto, es 125.75% y con el ingreso del Proyecto es 126.85%. **Por lo tanto, esta sobrecarga no depende del Proyecto.**
- Para la contingencia **C07** se registra sobrecarga en las líneas L-2025/L-2026 (Moquegua - Socabaya) de 220 kV, Sin Proyecto es 117.00% y con el ingreso del Proyecto es 122.17%, esta cargabilidad se presenta para el escenario (Est2026Med).
- En la contingencia **C14** se registra sobrecarga en el autotransformador Tr3 San José, Con Proyecto, es 109.18% (Ave2026Med) y 108.84% (Est2026Med). <u>Ante esta sobrecarga se implementará un Esquema de Rechazo Automático de Generación.</u>

Sensibilidad N° 03

En este escenario se modifica el Caso Base, considerando una demanda de 150 MW en Cerro Verde visto desde la S.E. San José y el despacho de la Central Térmica Puerto Bravo con una capacidad de 708 MW.

Para el análisis de flujo de potencia en operación normal, de los casos simulados, se ha tenido las siguientes restricciones:

Punto de Conexión	Consideraciones
(1) S.E. San José	Para evitar sobrecargas por los autotransformadores de la S.E. San José, L-5037, L-5036, L2203/L2204 (para el año 2022), se reduce la generación para la configuración Sin Proyecto y Con Proyecto, de las centrales **CSF Misti, CSF San José, CSF San Martín y CH Lluclla** de acuerdo a su capacidad instalada, los resultados se muestran en la siguiente tabla.
(2) LT Ica-Marcona/SE Poroma	Para evitar sobrecargas por el autotransformador AUT-5371 de 500/220 kV de la S.E. Poroma y las futuras líneas Ica-Intermedia e Intermedoia-Marcona de 220 kV, se reduce la generación para la configuración Sin Proyecto y Con Proyecto, de las centrales **CSF Dunas, CE Punta Lomitas, PE Torocco, CE Wayra Extensión, PE San Juan, PE Pacífico y PE Caravelí** de acuerdo a su capacidad instalada, los resultados se muestran en la siguiente tabla.

Punto de Conexión: (1) S.E. San José - SIN PROYECTO						
Escenario	Reducción Centrales RER: CSF San José, CSF San Martín y CH Lluclla.	Reducción de la CSF Pichu Pichu	CARGABILIDAD [%] – SIN PROYECTO			
			(%) L-2203	(%) L-2204	(%) L-5036	(%) L-5037
Avmed22	0.0 %	--	98.69	97.95	41.68	78.82
Estmed22	0.0 %	--	67.28	66.76	35.68	85.92
Avmed26	15.0 %	--	37.92	37.62	43.32	98.38
Estmed26	40.0 %	--	26.14	25.92	22.82	98.45

Punto de Conexión: (1) S.E. San José - CON PROYECTO						
Escenario	Reducción Centrales RER: CSF San José, CSF San Martín y CH Lluclla.	Reducción de la CSF Pichu Pichu	CARGABILIDAD [%] – CON PROYECTO			
			(%) L-2203	(%) L-2204	(%) L-5036	(%) L-5037
Avmed22	0.0 %	0.0%	98.33	97.59	44.84	82.59
Estmed22	0.0 %	0.0%	68.03	67.5	38.76	89.48
Avmed26	19.0 %	19.0 %	38.14	37.84	44.33	99.55
Estmed26	45.0 %	45.0 %	26.22	26.01	22.61	98.15

Escenario	(2) Conexión: LT Ica-Marcona / SE Poroma % Reducción de Generación	
	Sin Proyecto	Con Proyecto
Avmed22	90.0 %	91.0 %
Estmed22	78.0 %	79.0 %
Avmed26	68.0 %	68.0 %
Estmed26	57.0 %	57.5 %

- Por lo tanto, con todo lo mencionado en la sensibilidad 3 en operación normal, no se registra sobrecargas ni problemas de tensión.
- En la contingencia **C02** se registra sobrecarga en las líneas L-2025/L-2026 (Moquegua – Socabaya) de 220 kV, Sin Proyecto, es 150.72% y con el ingreso del Proyecto es 150.43%. Además, se registra sobrecarga en el transformador AUT-5671(Montalvo) para el caso Sin Proyecto es 107.75% y con ingreso del Proyecto 106.91%. Esta sobrecarga se registra del caso Sin Proyecto; por lo tanto, esta sobrecarga no depende del Proyecto.
- En la contingencia **C03** para el escenario de Est2026Med se registra sobrecarga en el transformador AT104-523 Yarabamba, Sin Proyecto, es 125.97% y con el ingreso del Proyecto es 125.82%. Asimismo, se registra caída de tensión en las barras de 220 kV de las subestaciones Moquegua y Montalvo por debajo de 0.90 p.u. Esta sobrecarga y caída de tensión se registra ya del caso Sin Proyecto; por lo tanto, no depende del Proyecto.
- En la contingencia **C05,** se registra sobrecarga en el transformador AT104-523 Yarabamba, Sin Proyecto, es 123.41% y con el ingreso del Proyecto es 123.29%. esta cargabilidad se presenta en el escenario (Est2026Med). **Por lo tanto, ante esta contingencia la sobrecarga registrada no depende con el ingreso del Proyecto.**
- En la contingencia **C06** se registra sobrecarga en las líneas L-5034 y L-5036, Con Proyecto. Por lo tanto, ante esta desconexión se implementará un Esquema de Rechazo Automático de Generación.
- En la contingencia **C08** se registra sobrecarga en las líneas L-5037, Sin Proyecto, es 117.31% en Ave2022Med, 117.20% en Est2022Med, 142.18% en Ave2026Med y 119.43% en Est2026Med; y con el ingreso del Proyecto es 124.54% en Av2022Med, 124.22% en Est2022Med, 144.44% en Est2026Med y 118.88% en Est2026Med. Ante esta sobrecarga se implementará un Esquema de Rechazo Automático de Generación.
- En la contingencia **C09** se registra sobrecarga en las líneas L-5037, Sin Proyecto, es 117.25% en Ave2022Med, 117.26% en Est2022Med, 141.64% en Ave2026Med y 118.92% en Est2026Med; y con el ingreso del Proyecto es 124.30% en Av2022Med, 124.90% en Est2022Med, 143.90% en Est2026Med y 118.36% en Est2026Med. Ante esta sobrecarga se implementará un Esquema de Rechazo Automático de Generación.
- Ante la desconexión de las líneas L-5033, L-5037 y L-5036, se activará el esquema de rechazo de generación de la CH Lluclla y CSF San José, para evitar la sobrecarga de una de ellas, tal como lo mencionan en su resumen ejecutivo aprobado por el COES. Cuyas sobrecargas se registran ya desde la configuración Sin Proyecto, por lo tanto, no depende del Proyecto.

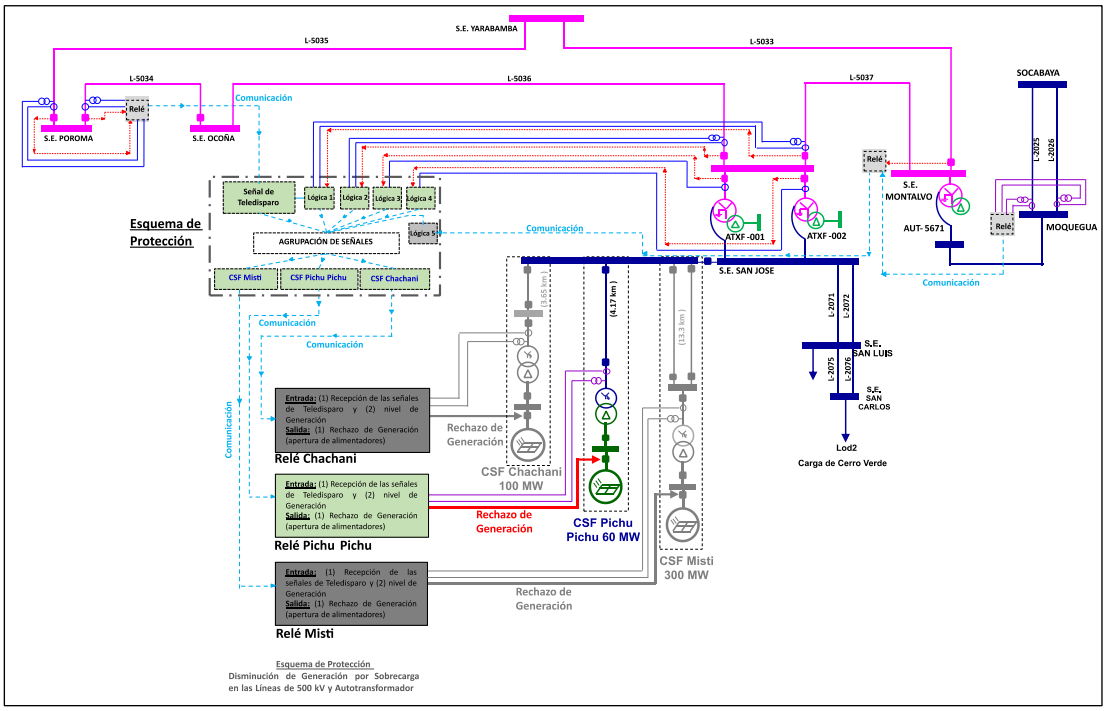
Sensibilidad N° 04

En este escenario se modifica el Caso Base, considerando una demanda de 150 MW en Cerro Verde visto desde la S.E. San José, el despacho de la Central Térmica Puerto Bravo con una capacidad de 708 MW y de la Central Térmica NEPI de 617 MW.

Ante esta Sensibilidad, la central CSF Pichu Pichu no despachará, debido a que se ha visto que Sin el Proyecto ya existen problemas de evacuación de la generación en los escenarios de operación normal, si la CSF Pichu Pichu despachara solo provocaría agravar los problemas ya existentes antes de su ingreso.

d. Esquema de Rechazo Automático de Generación

Para una correcta operación del SEIN ante el ingreso de la CSF Pichu Pichu se ve la necesidad de implementar el siguiente Esquema de Rechazo Automático de Generación ante las sobrecargas de las líneas L-2025 y L-2026 (Socabaya - Moquegua), L-5036 (Ocoña – San José), L-5037 (San José - Montalvo), L-5034 (Poroma – Ocoña) y autotransformadores ATXF-001 y ATXF-002 (S.E. San José), tal como se muestra en la figura. Según se defina en el Estudio de Operatividad se realizará un rechazo parcial o total del Proyecto. Asimismo, el nivel de generación y/o restricciones de generación se definirá en el estudio de operatividad. Según se defina en el Estudio de Operatividad se realizará un rechazo parcial o total del Proyecto. Asimismo, el nivel de generación y/o restricciones de generación se definirá en el estudio de operatividad.



e. Capacidad de los Conductores de Barra de 220 kV de la subestación San José

El Proyecto ya tiene aprobado la concesión definitiva y debido a la coyuntura actual, donde la enfermedad COVID-19 declarado como pandemia mundial según la OMS, ha impactado a la economía mundial, el proyecto se vio afectado en el cronograma de obras el cual se encontraba desarrollándose.

Por otro lado, **OSINERGMIN** mediante el **INFORME TÉCNICO N° DSE-STE-237-2019** **"**Capacidad disponible en las barras de 220 kV de la S.E. San José" emitida el día 05 de junio

de 2019, determinó la Capacidad Disponible en barras de 220 kV de la S.E. San José para lo cual ya incluyó los siguientes Proyectos:

Proyecto	Punto de Conexión	Año de Ingreso según EPO
Central Solar Misti (300 MW)	S.E. San José (220 kV)	2020
Central Solar Chachani (100 MW)	S.E. San José (220 kV)	2020
Central Solar Pichupichu (60 MW)	S.E. San José (220 kV)	2020
C.H. Llucila (319 MW)	S.E. San José (220 kV)	2022

Cuadro N° 1. Proyectos, EPOs en proceso de revisión COES

Por lo tanto, de los resultados de OSINERGMIN se desprende que existe capacidad disponible de 500 MW en el año 2022 para la inyección de generación en las barras de 220 kV de la S.E. San José, adicionales a los Proyectos mencionados (Misti, Chachani y Pichu Pichu). Asimismo, de la evaluación del presente informe se concluye que la barra de 220 kV de la S.E. San José tiene la capacidad para la conexión de los Proyectos Continua Energía Positivas (CSF Continua Misti, CSF Continua Chachani y CSF Continua Chachani) debido a que no se presentaría problemas de sobrecarga en ningún tramo de barra de San José 220 kV existente.

Por otro lado, si todos los Proyectos de la S.E. San José ingresan y se presenta una configuración atípica "toda la generación del área de influencia (Proyectos) en una barra y toda la carga en la otra barra", la corriente por el acoplamiento será de 3171 A y en tramo de barra A será de 3148 A, superando la capacidad en el acoplamiento y en el tramo de barra. **Por lo tanto, de presentarse la sobrecarga por el ingreso de los proyectos de CONTINUA ENERGÍA, para mitigar la sobrecarga en el acoplamiento ante esta configuración atípica se cambiará los equipos del acoplamiento de barras de 220 kV de la S.E. San José con una capacidad de 4000 A.**

5.2. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO:

1. Las centrales solares fotovoltaico del Proyecto no aporta corriente de cortocircuito al SEIN. Los transformadores del Proyecto por tener grupo de conexión YnD solo aportará corriente de cortocircuito a tierra (3I0) a la barra de 220 kV de la S.E. San José ante falla a tierra.
2. Los cálculos de corriente de cortocircuito sirven para verificar el correcto dimensionamiento de los equipos de la subestación del Proyecto.
3. La máxima corriente de cortocircuito de fases en la barra de 220 kV de la Ampliación de la S.E. San José es de 17.02 kA y 23.46 kA por tierra, incluyendo el Proyecto.
4. La máxima corriente de cortocircuito de fases en la barra de 220 kV de la S.E. Chachani es de 12.95 kA y 14.74 kA por tierra.
5. La máxima corriente de cortocircuito por fase para la barra de 33 kV de la S.E. Chachani es 8.81 kA y 0.630 kA por tierra.
6. La máxima corriente de cortocircuito por fase en la barra de 220 kV de la S.E. San José es de 17.125 kA y con el ingreso de los Proyectos del área de influencia la máxima es de 18.725 kA cuyo valor es menor a 31.5 kA. Por lo tanto, el nivel de corriente de cortocircuito por fase

con el ingreso del Proyecto no afectará la operación del área de influencia y la barra de 220 kV de la S.E. San José.

7. El máximo nivel de corriente en las barras de 34.5 kV de la S.E. San Luis es de 37.481 kA y en la S.E. San Carlos es de 31.171 kA, cuyo valor no depende de los proyectos de Continua Energía Positivas (CSF Continua Misti, CSF Continua Pichu Pichu y CSF Continua Chachani). **Cabe indicar que estos niveles de corriente dependen del aporte del sistema, de los proyectos con generadores síncronos a conectarse en la S.E. San José y de los motores de Cerro Verde.**
8. Con el ingreso de los Proyectos del área de influencia sin los Proyectos de Continua Energía, la máxima corriente de cortocircuito por tierra es de 28.747 kA. Sin embargo, la corriente por la malla se estima que estará por debajo de 1 kA, valores mucho menores al diseño. Por lo tanto, la capacidad de la malla a tierra de la S.E. San José de la empresa Sociedad Minera Cerro Verde no se verá afectada con el ingreso de los proyectos de Continua Energía Positivas (CSF Continua Misti, CSF Continua Pichu Pichu y CSF Continua Chachani).
9. Los equipos de la subestación Pichu Pichu serán seleccionados con una capacidad de cortocircuito superior a las corrientes calculadas, previendo el crecimiento del sistema. **Por tal razón, la corriente de diseño de los equipos será de 31,5 kA para los equipos de la barra de 33 kV y de 40 kA para equipos de la barra de 220 kV de la S.E. Pichu Pichu.**

5.3. ESTUDIO DE ESTABILIDAD:

1. De los análisis de estabilidad transitoria se ha verificado que durante fallas trifásicas en las líneas de transmisión asociadas al proyecto, las centrales en la zona de influencia no pierden sincronismo.
2. Se ha verificado el comportamiento dinámico de la Central Solar Fotovoltaica Continua Pichu Pichu que ante huecos de tensión provocados por fallas trifásicas en líneas de transmisión asociadas al proyecto la unidad opera adecuadamente y no generará efectos negativo a la operación del Sistema Interconectado Nacional.
3. Ante las diversas contingencias analizadas, no se registra transgresión de tensión fuera de los rangos permisibles, el nivel de cargabilidad por las líneas es menor a 120% de su capacidad y por los transformadores es menor al 100% de su capacidad.
4. La desconexión de la CSF Continua Pichu Pichu con 60 MW origina disminución de frecuencia en el SEIN, el cual se recupera por la activación del sistema de regulación de velocidad de las unidades de generación. Como esquema suplementario, existe el *Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia* (ERACMF) para salvaguardar la operación del SEIN. Por lo tanto, la operación de la CSF Continua Pichu Pichu no generará un colapso al SEIN.

5.4. UNIFILAR DEL SISTEMA DEL PROYECTO

Se muestra diagrama unifilar simplificado del proyecto de la CSF Continua Pichu Pichu 60 MW.

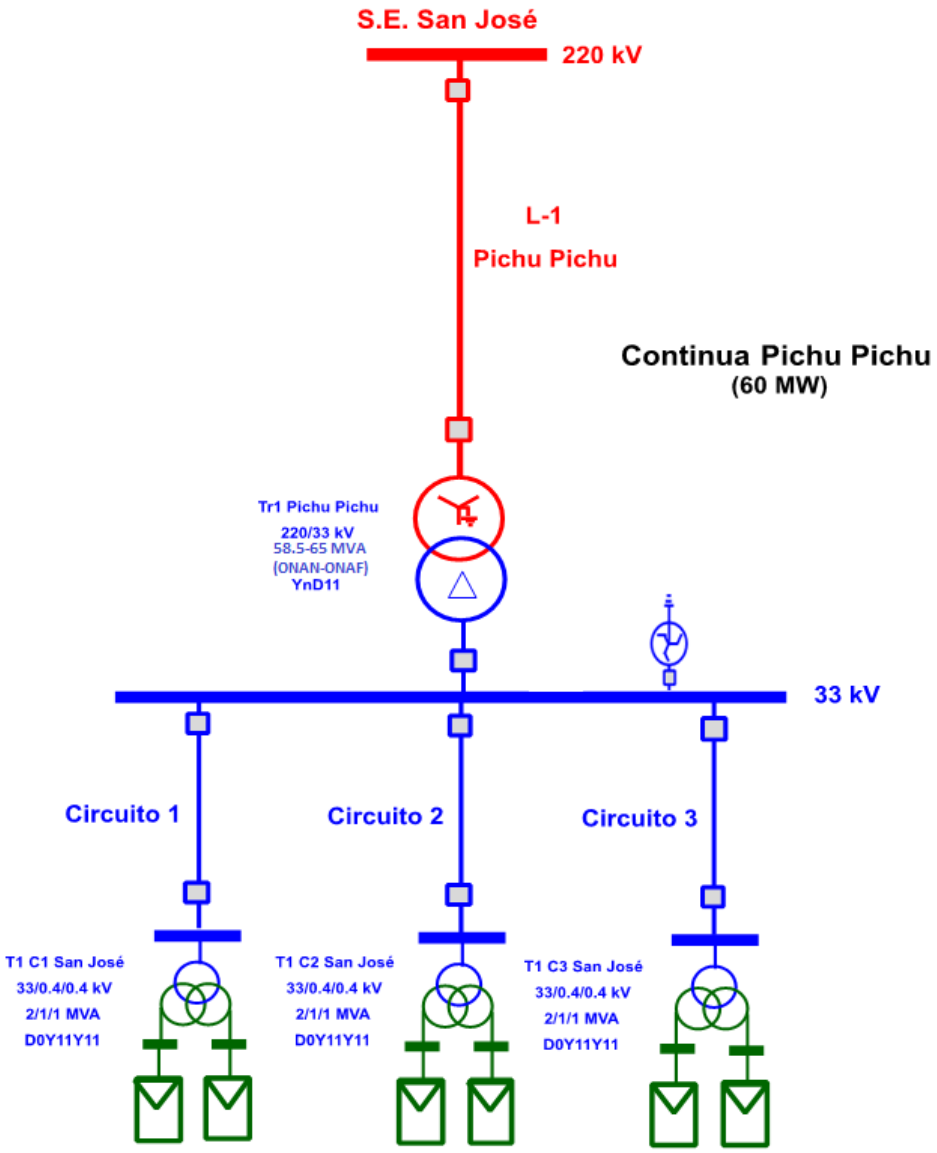


Diagrama unifilar simplificado de la S.E. Pichu Pichu

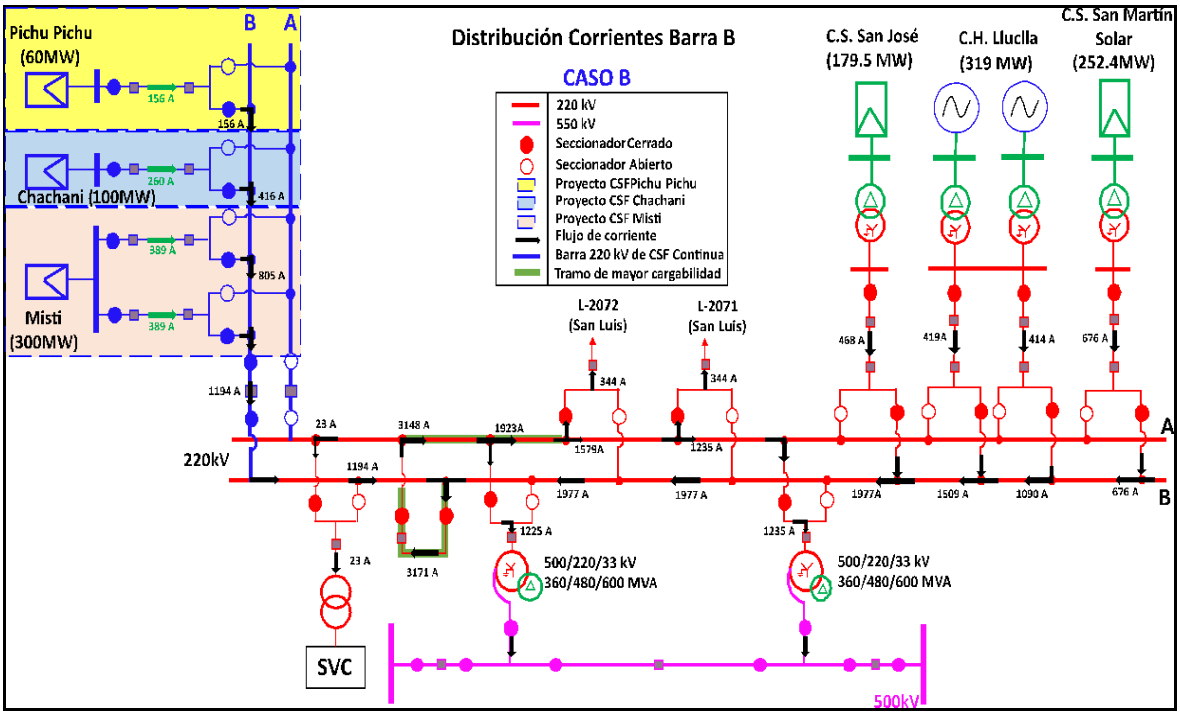
Para ver las características eléctricas del proyecto de la CSF Continua Pichu Pichu 60 MW se adjunta en el anexo el plano CSF_CONTINUA_PICHU_PICHU_COES_EPO_P001, donde se muestra el detalle de la instalación de la central solar, de la S.E Pichu Pichu, la Línea de Transmisión y la ampliación de la S.E San José.

ANEXO 1. REQUERIMIENTO DEL COES

El COES ha solicitado que se considere el reemplazo de los equipos (interruptor, transformadores de corriente y seccionadores) de la bahía de acoplamiento de la subestación San José 220 kV existente, de acuerdo con la máxima capacidad de corriente según el análisis eléctrico. Dichos equipos deberán cumplir como mínimo con las siguientes características:

- Corriente nominal de 4000 A.
- Capacidad de cortocircuito de 63 kA para interruptores de potencia y 40 kA para los demás equipos.

En respuesta a esta solicitud, Continua explica en la figura proyectada que la configuración expuesta es atípica (toda la generación se encuentra en una misma barra (B) de San José). Sin embargo, para evitar esta configuración el proyecto considera doble barra; es decir, el proyecto tiene la flexibilidad para conectarse a la barra A o B, según sea la necesidad operativa. En ese sentido, el Proyecto no sobrecargara el acoplamiento de barras de la S.E. San José (Cerro Verde).



Sin embargo, a solicitud del COES se deja en cuenta que; si al realizar la conexión de nuestro proyecto se requiere cambiar el interruptor de acople de la S.E. San José, procederemos a la sustitución del mismo, validando que las conexiones existentes puedan cubrir la capacidad del nuevo equipo, en caso contrario se debe sustituir y realizando la actualización de los documentos de ingeniería correspondiente.

ANEXO 2

PLANO CSF_CONTINUA_PICHU_PICHU_COES_EPO_P001

Plano correspondiente al proyecto de la CSF Continua Pichu Pichu 60 MW