

CONTROL

ELABORADO	REVISADO	APROBADO
José Balcedo V. 21/02/2023	Byron Meneses H. 23/02/2023	Carlos Matus Z. 24/02/2023

REGISTRO DE CAMBIOS

REV.	FECHA	PROPÓSITO	DESCRIPCIÓN
A	23/02/2023	Para revisión interna.	Emitido para revisión interna e interdisciplinaria.
B	27/02/2023	Para revisión Preliminar Cliente.	Emitido para revisión preliminar del cliente.
0	02/03/2023	Revisión final aprobada.	Emisión final aprobada.
1	03/03/2023	Emisión final aprobada con modificaciones	Emisión final aprobada con modificaciones.
2	06/03/2023	Emisión final aprobada con modificaciones.	Emisión final aprobada con modificaciones.
3	04/08/2023	Emisión final aprobada con modificaciones.	Emisión final aprobada con modificaciones.
4	31/10/2023	Emisión final aprobada atendiendo comentarios COES	Emisión final aprobada atendiendo comentarios COES
5	31/10/2023	Emisión final aprobada atendiendo comentarios COES	Emisión final aprobada atendiendo comentarios COES

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

ÍNDICE

TÍTULO	PÁG.
1. ANTECEDENTES	6
2. UBICACIÓN DEL PROYECTO	6
2.1. UBICACIÓN S/E ELEVADORA «AMÉRICA»	8
2.2. UBICACIÓN LÍNEA DE TRANSMISIÓN «1X220 KV AMÉRICA – SAN JOSÉ»	9
2.3. UBICACIÓN AMPLIACIÓN DE LA S/E DE CONEXIÓN «SAN JOSÉ»	12
3. CONDICIONES AMBIENTALES	14
4. SISTEMA ELÉCTRICO Y CONEXIÓN AL SEIN	15
5. CARACTERÍSTICAS DE LAS INSTALACIONES PROYECTADAS	19
5.1. CONFIGURACIONES DE BARRA	19
5.1.1. CONFIGURACIÓN DE BARRAS 220 KV S/E DE CONEXIÓN «SAN JOSÉ»	19
5.1.2. CONFIGURACIÓN DE BARRAS 220/33 KV S/E ELEVADORA «AMÉRICA»	19
5.2. NIVELES DE TENSIÓN	19
5.2.1. SUBESTACIÓN SAN JOSÉ	19
5.2.2. SUBESTACIÓN AMÉRICA	19
5.3. NIVELES DE CORTOCIRCUITO	19
5.3.1. SUBESTACIÓN SAN JOSÉ	19
5.3.2. SUBESTACIÓN AMÉRICA	20
5.4. DESCRIPCIÓN DE LA NUEVA BAHÍA EN LA SUBESTACIÓN SAN JOSÉ	20
5.5. DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELEVADORA AMÉRICA	25
5.5.1. DESCRIPCIÓN DE LA BAHÍA DE TRANSFORMACIÓN	29
6. EQUIPAMIENTO PROYECTADO	31
6.1. SUBESTACIÓN SAN JOSÉ 220 KV	31
6.2. SUBESTACIÓN AMÉRICA 33/220 KV	31
6.3. NIVELES DE AISLAMIENTO	32
6.4. CARACTERÍSTICAS DE EQUIPOS EN LA CSF SAN JOSÉ	33
6.4.1. INVERSORES Y PANELES FOTOVOLTAICOS	35
6.4.1. TRANSFORMADORES DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	36
6.4.2. CABLES DE MEDIA TENSIÓN	36
6.4.3. TELECOMUNICACIÓN Y CONTROL	36
6.5. LÍNEA DE TRANSMISIÓN «1X220 KV AMÉRICA – SAN JOSÉ»	36
7. SISTEMA DE PROTECCIONES	39
7.1. PROTECCIÓN DE LÍNEAS	39
7.2. TELEPROTECCIONES	39
7.3. PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES	39
7.3.1. PROTECCIÓN INTERNA DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	39
7.3.2. PROTECCIÓN PRINCIPAL DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	39
7.3.3. PROTECCIÓN DE RESPALDO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	40
7.4. PROTECCIÓN DE BARRAS	40
7.5. PROTECCIÓN DE FALLA DE INTERRUPTOR	40
7.6. REGISTRADORES DE FALLA	40
7.7. MANDO SINCRONIZADO INTERRUPTOR DE POTENCIA DE LA BAHÍA DE TRANSFORMACIÓN	40
8. SISTEMA DE MEDICIÓN	40
9. CONTROLADORES DE BAHÍA	41
10. CONTROL DE POTENCIA ACTIVA DE LA CENTRAL	41
10.1. AJUSTE DE POTENCIA ACTIVA	41
10.2. CONTROL DE RAMPAS DE POTENCIA ACTIVA	41
10.3. CONTROL DE ARRANQUE Y DESCONEXIÓN	41
10.4. CONTROL DE POTENCIA EN CONDICIONES DE EMERGENCIA	42
11. CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN REACTIVA	42
11.1. ANÁLISIS SIN BANCO DE CONDENSADORES	43
12. CONTINUIDAD DE SUMINISTRO ANTE HUECOS DE TENSIÓN	45

TÍTULO	PÁG.
13. ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE GENERACIÓN (EDAG)	48
14. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	48
15. CONCLUSIONES DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS	49
15.1. ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA	50
15.2. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO	52
15.3. ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA	53
15.4. ESTUDIO DEL ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE GENERACIÓN (EDAG)	55
15.5. ESTUDIO CAPACIDAD DE BARRAS	58
15.6. ESTUDIO DE VOLTAJE TRANSITORIO DE RECUPERACIÓN (TRV)	59
15.7. ESTUDIO DE ARMÓNICOS	60
16. CRONOGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO	62
17. LISTA DE EQUIPAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS APROBADAS	63
17.1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	63
17.1.1. LÍNEA DE TRANSMISIÓN AMÉRICA – SAN JOSÉ 220 KV	63
17.2. SUBESTACIONES	63
17.2.1. AMPLIACIÓN EN 220 KV DE LA SUBESTACIÓN SAN JOSÉ	63
17.2.2. SUBESTACIÓN AMÉRICA 220/33 KV	64
17.3. CENTRAL DE GENERACIÓN	64
17.3.1. CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA SAN JOSÉ	64
18. DOCUMENTACIÓN RELACIONADA	66
19. ANEXO I: PLANO N° 7848-01-CP-PL-002 - DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA ZONA DE INFLUENCIA	68

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Ubicación del proyecto Central Solar Fotovoltaica San José.....	7
Figura 2. Vista de ubicación de la S/E América.....	8
Figura 3: Plano de ruta de la LT 1x220 kV América – San José.....	11
Figura 4. Vista de ubicación de la ampliación en S/E San José 220 kV.....	12
Figura 5. Vista satelital de la zona de emplazamiento de la CSF San José.....	13
Figura 6. Zona de influencia del proyecto.....	14
Figura 7. Zona de influencia del proyecto CSF San José 155,7 MW para diciembre 2025 (entrada en operación comercial).....	16
Figura 8. Zona de influencia del proyecto CSF San José 155,7 MW para el año 2028.....	17
Figura 9. Vista de planta de la subestación elevadora América 33/220 kV.....	18
Figura 10. Esquema unifilar de ampliación en la S/E San José 220 kV.....	21
Figura 11. Disposición en planta de la S/E San José (patios de 220 y 500 kV). A la derecha, se aprecia ampliación proyectada para la nueva bahía.....	22
Figura 12. Disposición en planta de ampliación en la S/E San José 220 kV.....	23
Figura 13. Vista de corte de ampliación en la S/E San José 220 kV bahía CSF San José.....	24
Figura 14. Vista de corte de ampliación en la S/E San José 220 kV pórtico de bahía CSF San José.....	25
Figura 15. Esquema unifilar de la nueva subestación elevadora América. Bahía 220 kV.....	26
Figura 16. Esquema unifilar de la nueva subestación elevadora América. Lado de 33 kV.....	27
Figura 17. Disposición en planta de la subestación elevadora América 33/220 kV.....	28
Figura 18. Disposición en planta de la bahía de transformación de la subestación elevadora América 33/220 kV.....	30
Figura 19. Vista de corte de la bahía de transformación en la subestación elevadora América 33/220 kV.....	31
Figura 20. Esquema unifilar de la CSF San José conectada al SEIN.....	34
Figura 21: Ruta proyectada de la línea 1x220 kV América – San José en vista satelital desde Google Earth.....	38
Figura 22: Rango de operación del factor de potencia reactiva de la CGNC en régimen permanente.....	42
Figura 23: Potencia Reactiva en Punto de Conexión, Tensión 0,95 p.u. (sin BC).....	44
Figura 24: Potencia Reactiva en Punto de Conexión, Tensión 1,00 p.u. (sin BC).....	44
Figura 25: Potencia Reactiva en Punto de Conexión, Tensión 1,05 p.u. (sin BC).....	45
Figura 26: Requerimiento de Huecos de Tensión.....	46
Figura 27: LVRT PR-20.....	46
Figura 28: Variables monitoreadas en análisis de Huevo de tensión.....	47

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Coordenadas de la subestación América.	8
Tabla 2: Estructuras de la LT 1x220 kV América – San José.	9
Tabla 3: Coordenadas de los vértices de la línea 1x220 kV América – San José.	10
Tabla 4. Coordenadas de la ampliación en subestación San José 220 kV.	12
Tabla 5: Niveles de aislamiento seleccionados en S/E San José 220 kV	33
Tabla 6: Niveles de aislamiento seleccionados en S/E América lado 220 kV	33
Tabla 7. Resumen de características de los inversores	35
Tabla 8: Parámetros eléctricos del inversor.	36
Tabla 9: Parámetros eléctricos de los transformadores elevadores de los CT en CSF San José.	36
Tabla 10: Parámetros eléctricos de los cables de media tensión.	36
Tabla 11: Características del conductor de fase.	37
Tabla 12: Características del cable de guarda.	37
Tabla 13: Parámetros eléctricos de línea de transmisión 1x220 kV América – San José	37
Tabla 14: Potencia Reactiva y FP. en SE San José 220 kV a 0,95 p.u. (sin BC)	43
Tabla 15: Potencia Reactiva y f.d.p. en San José 220 kV a 1,00 p.u. (sin BC)	44
Tabla 16: Potencia Reactiva y f.d.p. en SE San José 220 kV a 1,05 p.u. (sin BC)	45
Tabla 17: Porcentaje de despacho de proyectos con EPO en Caso Base(*)	50
Tabla 18: Porcentaje de despacho de proyectos con EPO en Sensibilidad 1 (*)	50
Tabla 19: Porcentaje de despacho de proyectos con EPO en Sensibilidad 2 (*).	51
Tabla 20. Resumen de elementos a ser monitoreados por el EDAG	55
Tabla 21. Resumen de resultados de cargabilidad aplicando esquema de reducción de generación en los casos base	56
Tabla 22. Resumen de resultados de cargabilidad aplicando esquema de reducción de generación en la sensibilidad 1	56
Tabla 23. Resumen de resultados de cargabilidad aplicando esquema de reducción de generación en la sensibilidad 2	57
Tabla 24. Niveles de corriente por secciones de barra y bahía acoplador S/E San José	59
Tabla 25 Resumen resultados de TRV y RRRV.	60

1. ANTECEDENTES

El proyecto consta de una central de generación no convencional, del tipo de tecnología fotovoltaica, con el objeto de aprovechar el recurso solar existente en la zona geográfica donde se proyecta su implementación, para la producción de energía eléctrica. Esto en pro de las políticas energéticas nacionales, enfocadas hacia una matriz energética de predominancia renovable y planes alternativos para reducir la emisión de gases de efecto invernadero y la afectación sobre el cambio climático.

Se contempla la instalación de la «Central Solar Fotovoltaica (CSF) San José» en el distrito La Joya, provincia y departamento de Arequipa, próximo a la localidad Estación San José, aproximadamente a unos 50 km al sur-oeste de la ciudad de Arequipa.

La CSF San José contempla una potencia activa nominal de 155,7 MW. Se conectará al SEIN en la subestación San José de 220 kV mediante una línea de transmisión en simple circuito de 220 kV, de aproximadamente 8,92 km de longitud.

El presente documento recopila, de forma resumida, la información del proyecto y el desarrollo de los Estudios de Pre Operatividad requeridos para la conexión del proyecto al SEIN, asociados a la verificación de que el equipamiento principal de dicho proyecto no ocasione impactos negativos al sistema. Esta evaluación se realiza bajo lo estipulado en el Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica del SEIN PR-20: Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN [1], considerando especialmente lo señalado en su Anexo 1 y Anexo 2.

Se proyecta que la CSF San José 155,7 MW tendrá como fecha de entrada en operación comercial en diciembre del año 2025, siendo propiedad de la empresa «Acciona Energía Perú S.A.C.».

2. UBICACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto de la nueva subestación América 33/220kV, asociada a la CSF San José, se ubicará en el distrito La Joya, provincia y departamento de Arequipa, próximo a la localidad Estación San José, aproximadamente a unos 50 km al sur-oeste de la ciudad de Arequipa. En la Figura 1 se muestra una vista satelital georreferenciada de las subestaciones América y San José, así como la ruta de la línea de transmisión proyectada y la CSF San José.

El proyecto se conectará al SEIN en la subestación San José de 220 kV, subestación existente propiedad de Sociedad Minera Cerro Verde, con quien se coordinarán las adecuaciones a realizar como parte de la ampliación de la subestación para acoger la nueva bahía para la línea de transmisión asociada al proyecto CSF San José.



Figura 1: Ubicación del proyecto Central Solar Fotovoltaica San José.

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
(Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

2.1. UBICACIÓN S/E ELEVADORA «AMÉRICA»

Las coordenadas UTM (WGS84) aproximadas de la subestación elevadora América 33/220 kV son las siguientes:

Tabla 1. Coordenadas de la subestación América.

Vértice	Dist. [m]	Este	Norte
P1	85	201197.00	8161925.15
P2	56	201197.00	8161840.15
P3	85	201141.00	8161840.15
P4	56	201141.00	8161925.15

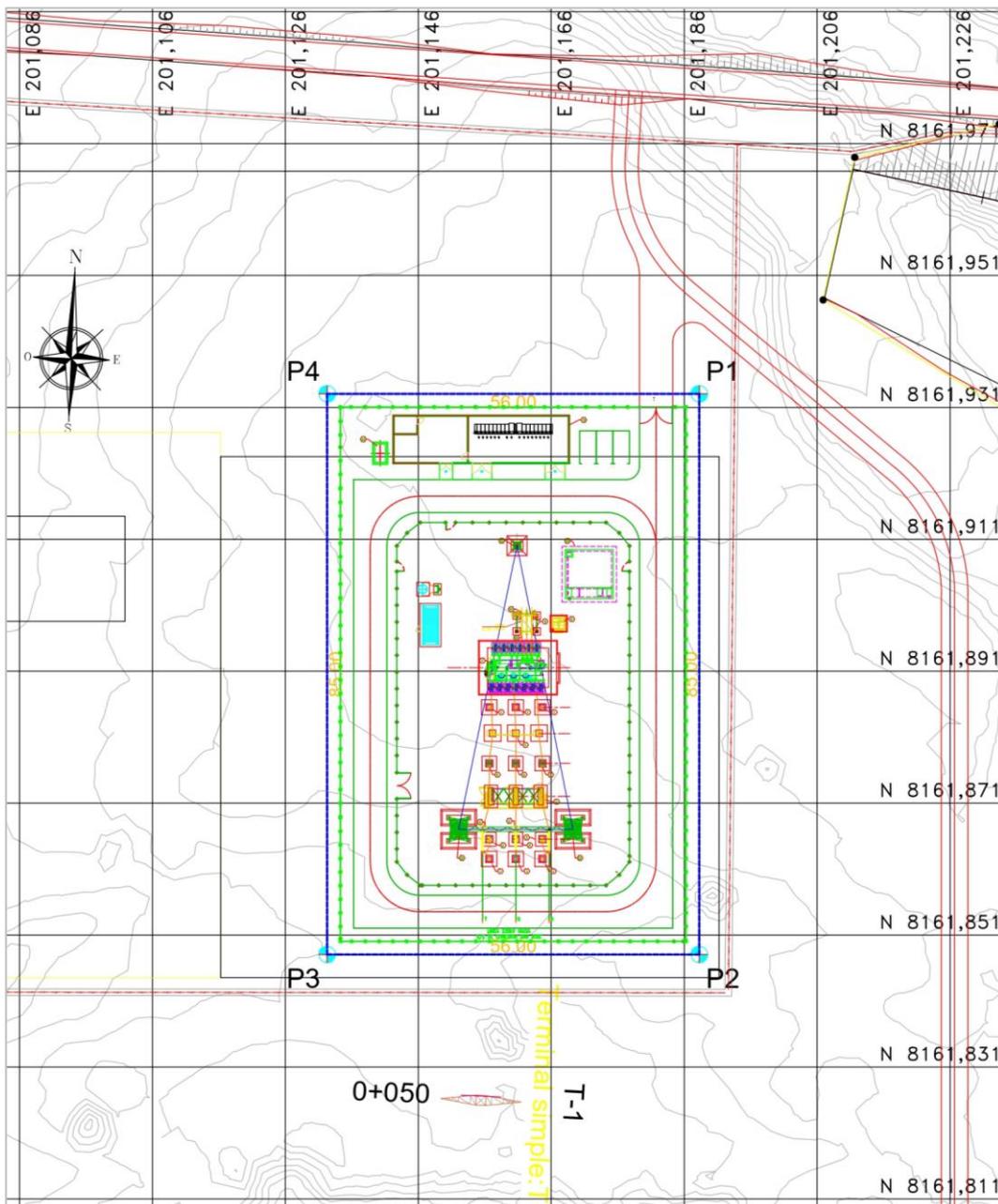


Figura 2. Vista de ubicación de la S/E América.

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

2.2. UBICACIÓN LÍNEA DE TRANSMISIÓN «1X220 KV AMÉRICA – SAN JOSÉ»

La Línea de Transmisión tendrá una longitud aproximada de 8,9 km, en configuración de simple circuito, desde el pódico de la subestación elevadora del proyecto SE América 220 kV hasta el pódico previsto para la conexión en la ampliación de la SE San José 220 kV. Esta Línea de Transmisión discurrirá por un terreno llano, poco transitable por vehículos en gran parte de su recorrido.

En la Tabla 2 se muestran las coordenadas UTM de las estructuras que forman parte del diseño de la línea de transmisión:

Tabla 2: Estructuras de la LT 1x220 kV América – San José.

LT 1x220kV América - San José COORDENADAS UTM DE LAS ESTRUCTURAS							
N° de estructura	Tipo de estructura	Descripción	WGS84 - 19K		Dist. Parcial [m]	Dist. Acumulada [m]	Ángulo [deg]
			Este [m]	Norte [m]			
Pódico	P-1	Pódico S/E América 220kV	201.166,40	8.161.868,65	0,00	0,00	0,00
T - 1	T+0	Terminal	201.164,14	8.161.818,06	50,65	50,65	0,00
T - 2	S-3	Suspensión	201.153,53	8.161.580,81	237,48	288,13	0,00
T - 3	SR-3	Alineamiento	201.142,49	8.161.334,13	246,92	535,05	0,00
T - 4	A1-3	Angular/vértice «V-1»	201.129,84	8.161.051,35	283,07	818,12	-11,64
T - 5	S+0	Suspensión	201.194,50	8.160.646,54	409,94	1.228,06	0,00
T - 6	S-3	Suspensión	201.260,42	8.160.233,81	417,96	1.646,02	0,00
T - 7	S-3	Suspensión	201.304,22	8.159.959,61	277,68	1.923,70	0,00
T - 8	SR+3	Alineamiento/vértice «V-2»	201.345,33	8.159.702,25	260,63	2.184,33	-5,42
T - 9	S+6	Suspensión	201.434,76	8.159.356,44	357,18	2.541,51	0,00
T - 10	S+6	Suspensión	201.504,86	8.159.085,39	279,97	2.821,48	0,00
T - 11	S+3	Suspensión	201.584,90	8.158.775,93	319,64	3.141,12	0,00
T - 12	A1+0	Angular/vértice «V-3»	201.669,14	8.158.450,17	336,48	3.477,60	27,87
T - 13	AT+0	Angular/vértice «V-4»	201.570,28	8.158.034,30	427,46	3.905,06	-30,17
T - 14	S+0	Suspensión	201.661,69	8.157.731,39	316,40	4.221,46	0,00
T - 15	S+0	Suspensión	201.752,15	8.157.431,65	313,09	4.534,55	0,00
T - 16	S+0	Suspensión	201.842,66	8.157.131,75	313,26	4.847,81	0,00
T - 17	A2+0	Angular/vértice «V-5»	201.935,14	8.156.825,33	320,08	5.167,89	-19,15
T - 18	S+6	Suspensión	202.129,62	8.156.557,11	331,30	5.499,19	0,00
T - 19	S+6	Suspensión	202.316,11	8.156.299,91	317,70	5.816,89	0,00
T - 20	A3+0	Angular/vértice «V-6»	202.489,22	8.156.061,17	294,90	6.111,79	46,60
T - 21	SS+0	Suspensión	202.434,94	8.155.772,60	293,62	6.405,41	0,00
T - 22	A2+0	Angular/vértice «V-7»	202.379,07	8.155.475,64	302,17	6.707,58	40,30
T - 23	S+0	Suspensión	202.120,98	8.155.266,32	332,32	7.039,90	0,00
T - 24	S+0	Suspensión	201.920,55	8.155.103,76	258,06	7.297,96	0,00
T - 25	S+0	Suspensión	201.724,99	8.154.945,15	251,79	7.549,75	0,00
T - 26	S+0	Suspensión	201.529,57	8.154.786,65	251,62	7.801,37	0,00
T - 27	A1+0	Angular/vértice «V-8»	201.320,64	8.154.617,20	269,01	8.070,38	-12,68
T - 28	S+0	Suspensión	201.080,92	8.154.313,46	386,94	8.457,32	0,00
T - 29	T2+0	Terminal simple/vértice «V-9»	200.843,99	8.154.013,26	382,43	8.839,75	12,57
Pódico	P-2	Pódico S/E San José 220kV	200.787,94	8.153.967,62	72,29	8.912,04	0,00

En la Tabla 3 se muestra un resumen indicando sólo las coordenadas de los vértices de la línea de transmisión.

Tabla 3: Coordenadas de los vértices de la línea 1x220 kV América - San José.

LT 1x220kV América - San José COORDENADAS UTM DE LOS VÉRTICES							
N° de estructura	Tipo de estructura	Descripción	WGS84 - 19K		Dist. Parcial [m]	Dist. Acumulada [m]	Ángulo [deg]
			Este [m]	Norte [m]			
Pórtico	P-1	Pórtico S/E América 220kV	201.166,40	8.161.868,65	0,00	0,00	0,00
T - 4	A1-3	Angular/vértice «V-1»	201.129,84	8.161.051,35	283,07	818,12	-11,64
T - 8	SR+3	Alineamiento/vértice «V-2»	201.345,33	8.159.702,25	260,63	2.184,33	-5,42
T - 12	A1+0	Angular/vértice «V-3»	201.669,14	8.158.450,17	336,48	3.477,60	27,87
T - 13	AT+0	Angular/vértice «V-4»	201.570,28	8.158.034,30	427,46	3.905,06	-30,17
T - 17	A2+0	Angular/vértice «V-5»	201.935,14	8.156.825,33	320,08	5.167,89	-19,15
T - 20	A3+0	Angular/vértice «V-6»	202.489,22	8.156.061,17	294,90	6.111,79	46,60
T - 22	A2+0	Angular/vértice «V-7»	202.379,07	8.155.475,64	302,17	6.707,58	40,30
T - 27	A1+0	Angular/vértice «V-8»	201.320,64	8.154.617,20	269,01	8.070,38	-12,68
T - 29	T2+0	Terminal simple/vértice «V-9»	200.843,99	8.154.013,26	382,43	8.839,75	12,57
Pórtico	P-2	Pórtico S/E San José 220kV	200.787,94	8.153.967,62	72,29	8.912,04	0,00

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

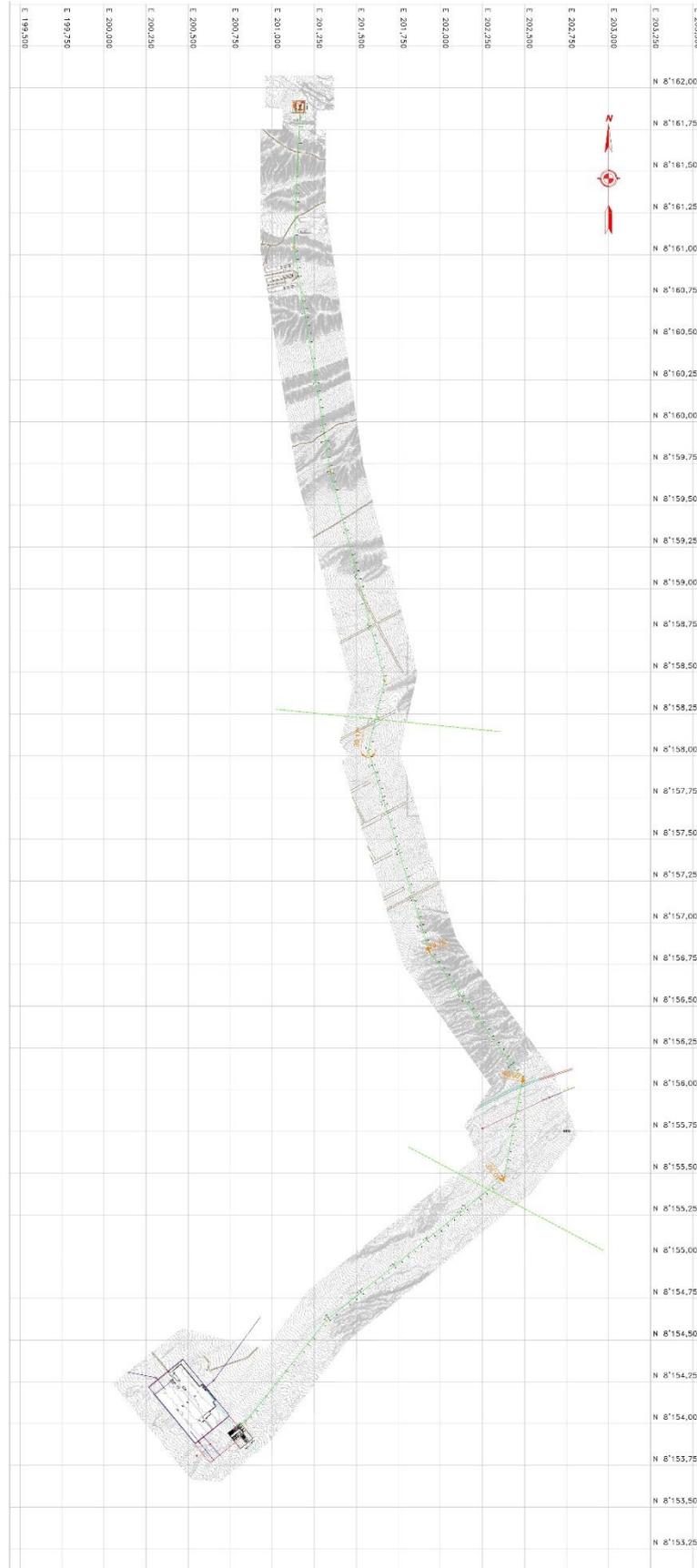


Figura 3: Plano de ruta de la LT 1x220 kV América - San José.

2.3. UBICACIÓN AMPLIACIÓN DE LA S/E DE CONEXIÓN «SAN JOSÉ»

Las coordenadas UTM (WGS84) aproximadas de la subestación San José 220 kV (ampliación proyectada) son las siguientes:

Tabla 4. Coordenadas de la ampliación en subestación San José 220 kV.

Vértice	Dist. [m]	Este	Norte
P1	119.65	200809.69	8154003.50
P2	96.42	200885.54	8153910.96
P3	119.65	200810.94	8153849.86
P4	96.42	200735.10	8153942.40

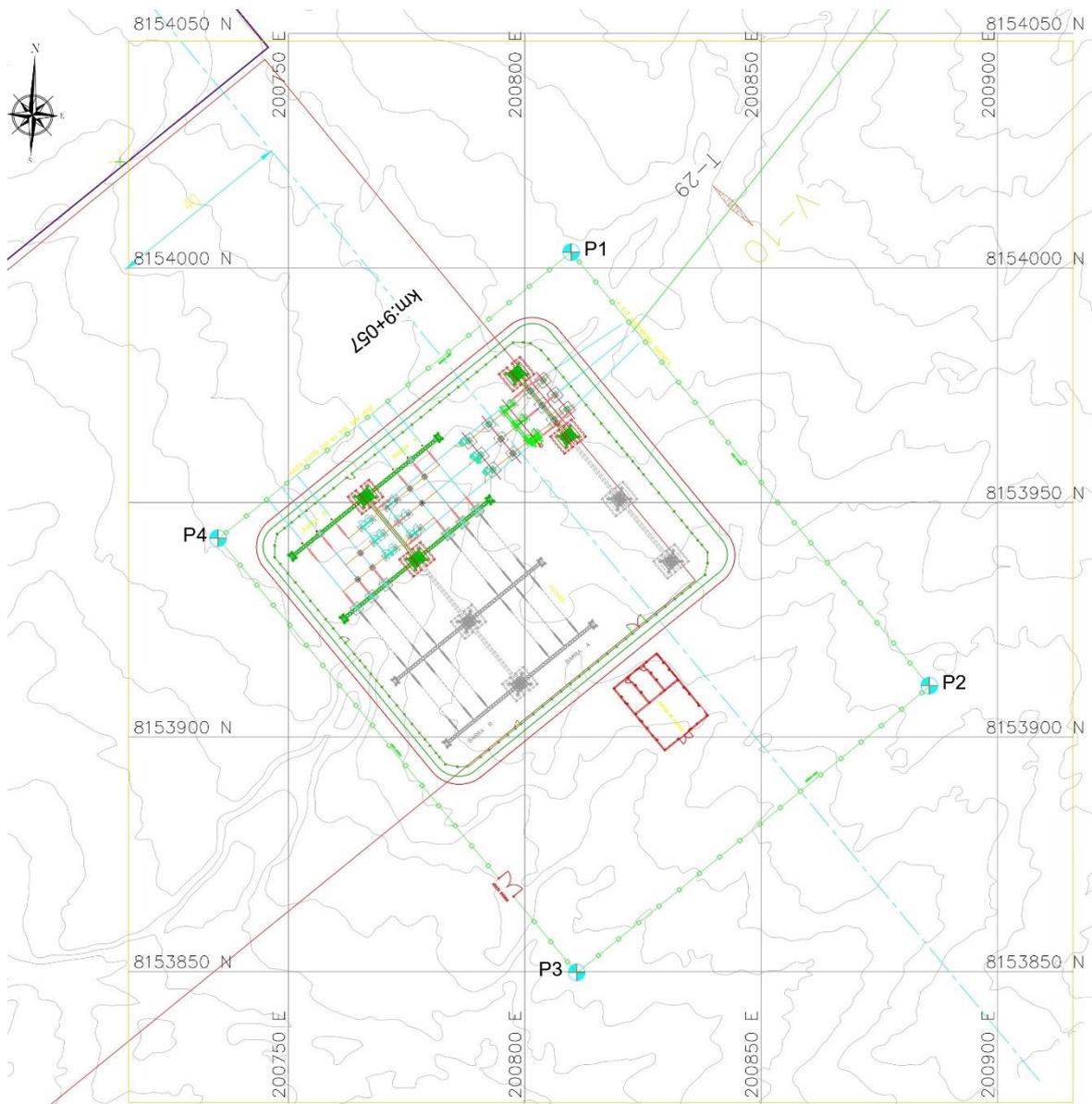


Figura 4. Vista de ubicación de la ampliación en S/E San José 220 kV.

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)



Figura 5. Vista satelital de la zona de emplazamiento de la CSF San José.

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
(Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

3. CONDICIONES AMBIENTALES

A continuación, se presenta las condiciones ambientales en la ubicación de la subestación elevadora América de la CSF San José 155,7 MW.

- Temperatura Máxima : 35°C
- Temperatura mínima : 10 °C
- Velocidad media del viento : 18 km/h
- Grado de Contaminación : Alta
- Altitud Sobre el Nivel del Mar : 1592 m.s.n.m.

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)



Figura 6. Zona de influencia del proyecto

4. SISTEMA ELÉCTRICO Y CONEXIÓN AL SEIN

La subestación elevadora América 33/220 kV se conectará a través de una línea de simple circuito en 220 kV, conductor de fase ACAR 1200 MCM y cable de guardia tipo OPGW de 115 mm² 24 hilos con aproximadamente 8,92 km de longitud, a la subestación San José 220 kV (existente), cuya configuración es de doble barra. Esta última será ampliada para albergar la bahía de llegada de la línea 1x220 kV América – San José. Mediante esta conexión en la S/E San José 220 kV, el proyecto estará conectado al SEIN.

En la Figura 7 se muestra la zona de influencia que tendría el proyecto CSF San José 155,7 MW sobre el SEIN, para diciembre de 2025, proyectado como la fecha para la entrada en operación comercial. Esta topología del sistema eléctrico incluye los proyectos vinculantes aprobados de los respectivos planes de transmisión a la fecha de puesta en servicio del proyecto.

Asimismo, la Figura 8 muestra la zona de influencia para el año 2028. Esta incluye los proyectos vinculantes aprobados de la «Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023 - 2032» mediante la resolución ministerial N°459-2022 «Aprobación del Plan de Transmisión 2023-2032».

Los diagramas unifilares mencionados pueden ser apreciados en el Anexo I: Plano N° 7848-01-CP-PL-002 - Diagrama unifilar del Sistema Eléctrico.

La CSF San José tendrá una subestación elevadora, denominada «América», con un transformador elevador con capacidad de 190 MVA y relación de transformación de 33/220 kV. En el lado de 33 kV presenta una configuración de dos alimentadores hacia sendos switchgears de barra simple, mientras que en 220 kV se empleará una configuración línea-transformador. Ver Figura 9, donde se muestra una vista de planta de la subestación América.

La sala eléctrica de la S/E América albergará dos switchgears de 33 kV, de barra simple, desde los cuales parten los circuitos de alimentación para los Centros de Transformación de la CSF San José.

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

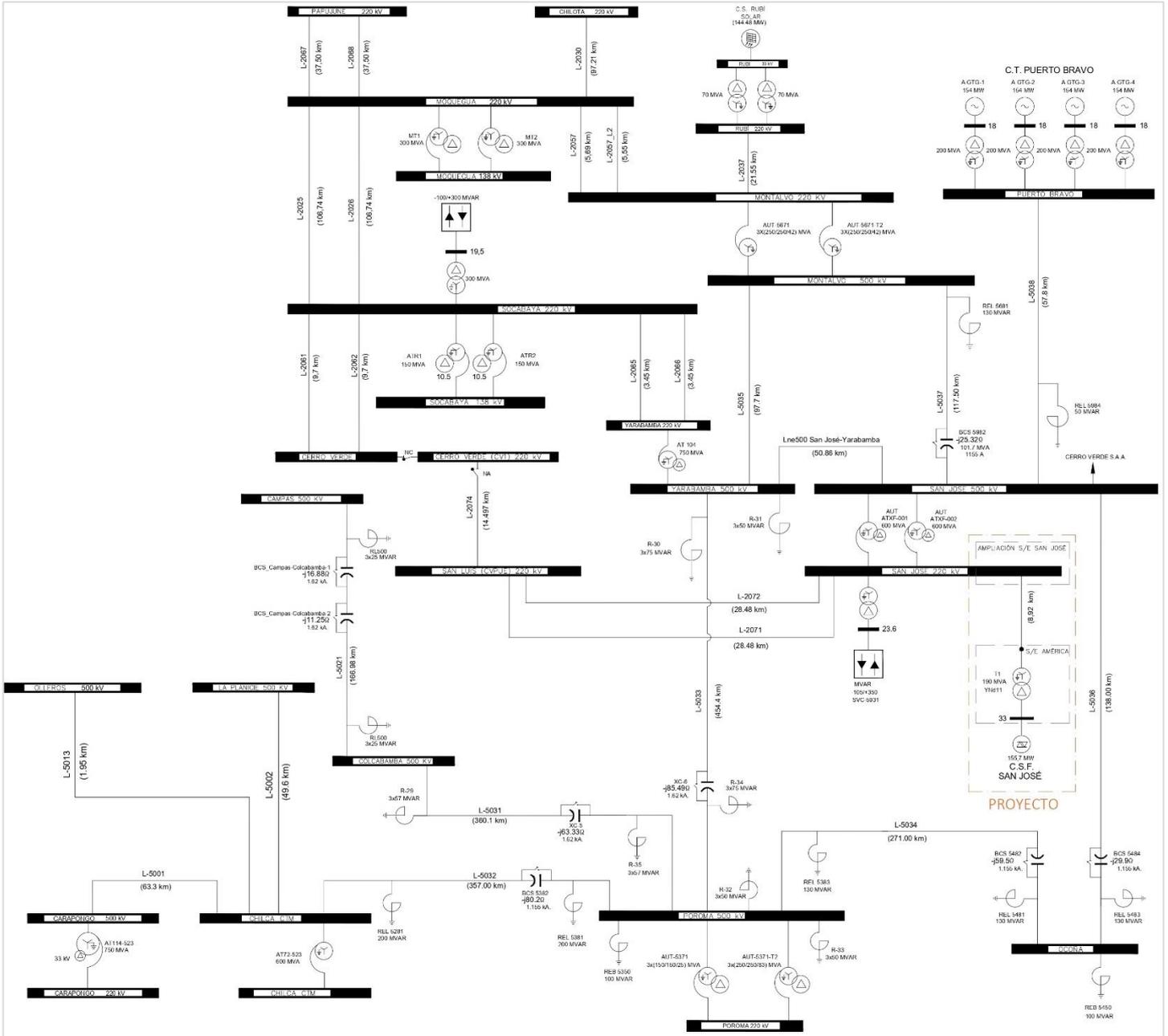
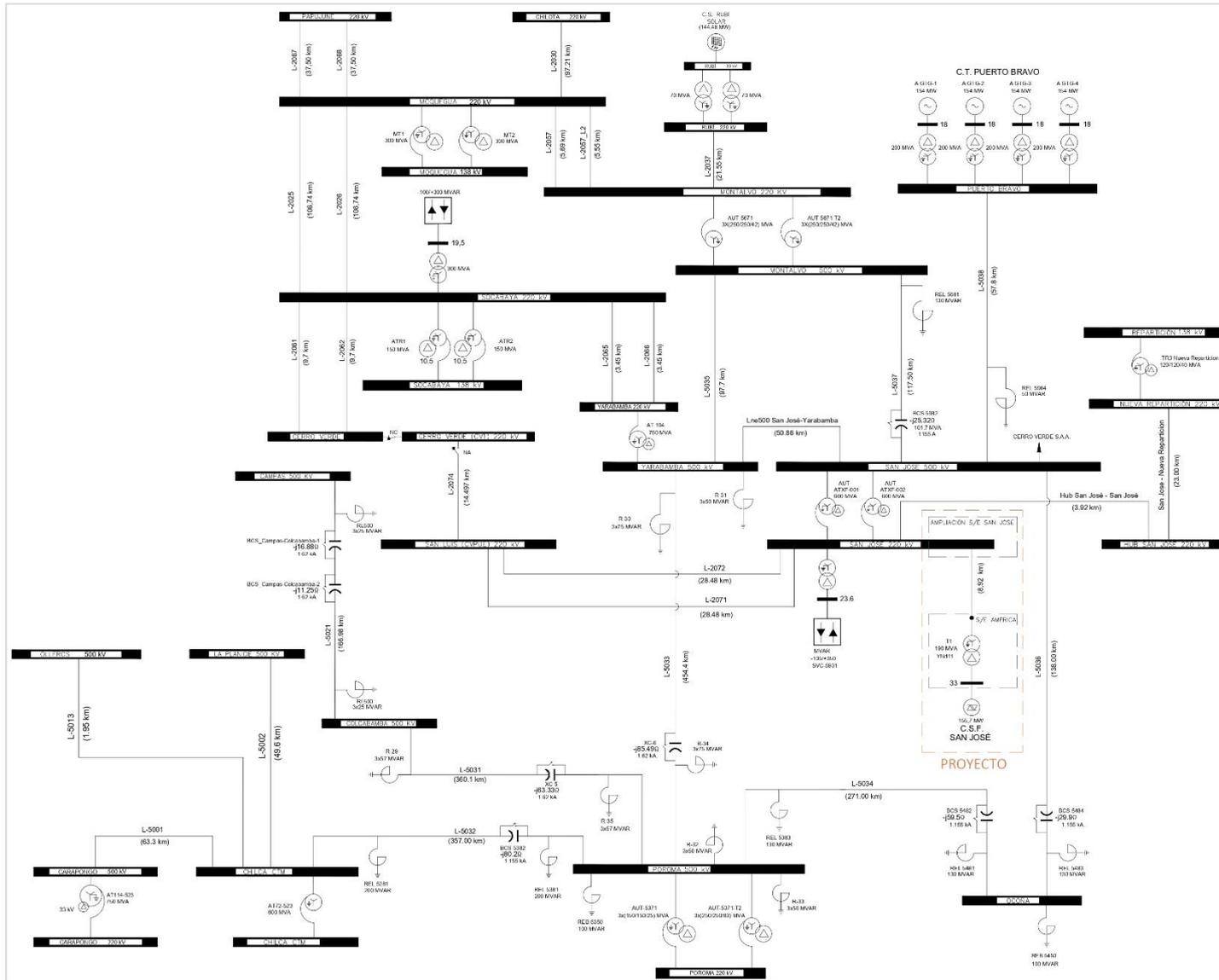


Figura 7. Zona de influencia del proyecto CSF San José 155,7 MW para diciembre 2025 (entrada en operación comercial).



Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA. (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

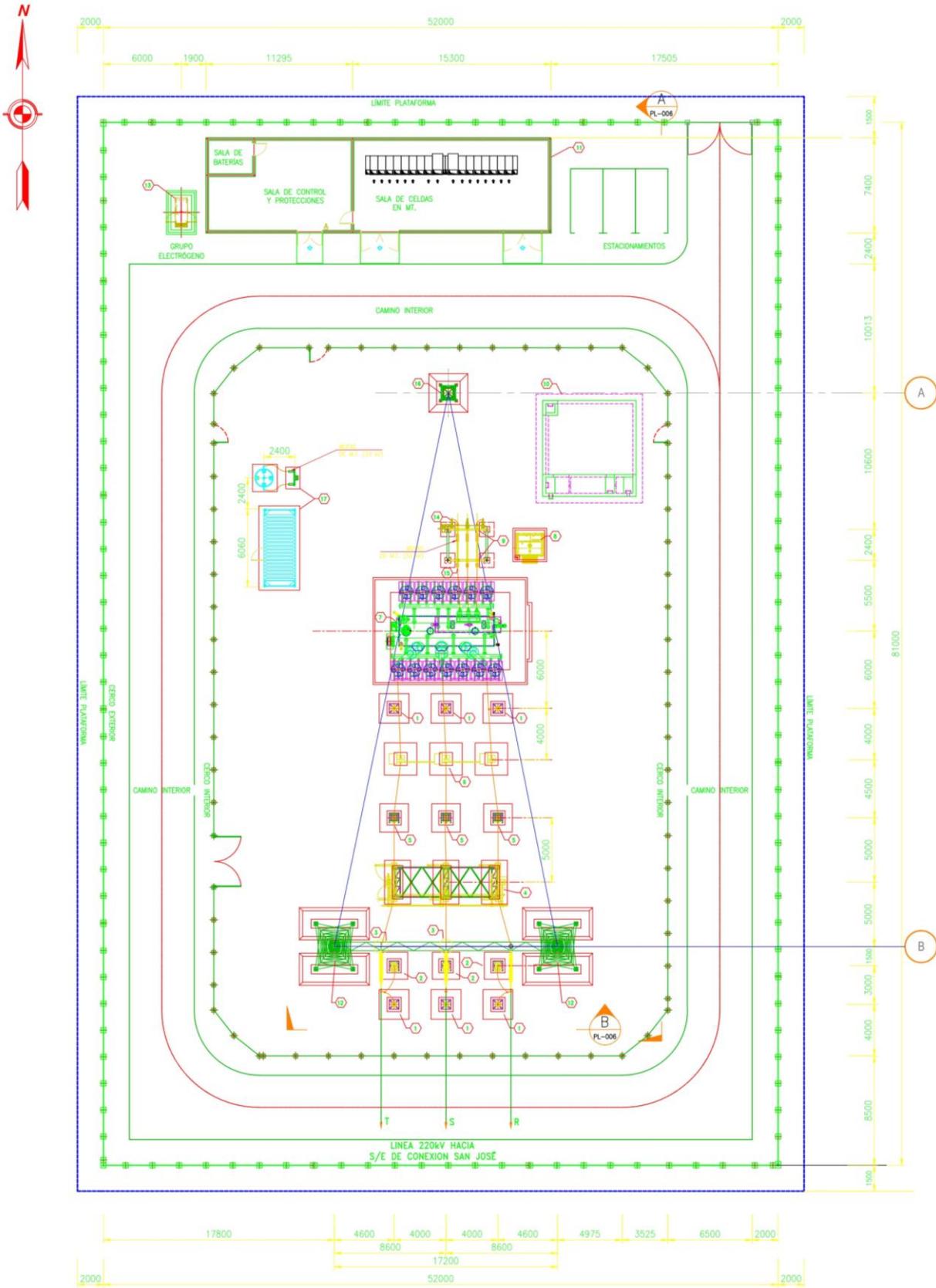


Figura 9. Vista de planta de la subestación elevadora América 33/220 kV

5. CARACTERÍSTICAS DE LAS INSTALACIONES PROYECTADAS

5.1. CONFIGURACIONES DE BARRA

5.1.1. Configuración de barras 220 kV S/E de conexión «San José»

El sistema de 220 kV en la subestación San José tiene una configuración de doble barra (sin transferencia) con interruptor simple de acoplamiento.

Las barras principales de 220 kV existentes «A» y «B» consisten en conductores del tipo AAC-Bluebonnet calibre 3500 kCM, con sección de 1776 mm², dos conductores por fase separados 200 mm. La capacidad de corriente de cada uno de los conductores de las barras es de 2038,6 A, y la capacidad del interruptor de acoplamiento es de 3000 A.

5.1.2. Configuración de barras 220/33 kV S/E elevadora «América»

El sistema de 220 kV en subestación elevadora América tiene una configuración **línea - transformador**.

En 33 kV la configuración es de simple barra y está formado por las barras principales de las celdas metal clad, las cuales son de cobre con capacidad no menor a 4.000 A y 40 kA de corriente de corto circuito.

5.2. NIVELES DE TENSIÓN

5.2.1. Subestación San José

- 220 kV, la tensión máxima del equipo será 245 kV.

5.2.2. Subestación América

- 220 kV, la tensión máxima del equipo será 245 kV.
- 33 kV, la tensión máxima del equipo será 36 kV.

NOTA: En el sistema de 220 kV, la tensión máxima de los equipos será de 245 kV como se indica en esta sección. No obstante, los interruptores de potencia de la S/E San José y S/E América tendrán una tensión máxima de 300 kV, y esto será únicamente para fines de lograr el correcto dimensionamiento por criterio de voltaje transitorio de recuperación (TRV), y no por requerirse un aislamiento mayor, según los resultados presentados en el documento «7848-01-ES-IF-017 - Estudio TRV San José». Solo estos interruptores tendrán tensión máxima de 300 kV, manteniéndose el resto de los equipos con una tensión máxima de 245 kV, tal y como ha sido validado en el documento «7848-01-ES-IF-004 - Coordinación de Aislación».

5.3. NIVELES DE CORTOCIRCUITO

De acuerdo con los resultados del estudio eléctrico 7848-01-ES-IF-019 – Cortocircuito, del sistema se han definido los siguientes niveles de cortocircuito trifásico para la ampliación de la subestación San José y para la nueva subestación elevadora América 33kV/220kV de la Central Solar Fotovoltaica San José 155,7 MW.

5.3.1. Subestación San José

- 220 kV la corriente de cortocircuito de diseño en barras es de 40 kA.
- 220 kV la corriente de cortocircuito de diseño en bahía de acople es de 63 kA.

5.3.2. Subestación América

- 220 kV la corriente de cortocircuito de diseño es de 40 kA.
- 33 kV la corriente de cortocircuito de diseño es de 40 kA.

5.4. DESCRIPCIÓN DE LA NUEVA BAHÍA EN LA SUBESTACIÓN SAN JOSÉ

Se considera una nueva bahía en la subestación existente San José 220 kV, cuya configuración es de doble barra. Para esta nueva bahía, se realizará una ampliación en la barra existente del patio 220 kV. En la Figura 10 se muestra el esquema unilineal de la ampliación en la S/E San José, que incluye la nueva bahía 220 kV para la línea de transmisión hacia la subestación América 220/33 kV (LT 1x220 kV América – San José, siendo esta última la subestación elevadora asociada a la Central Solar Fotovoltaica San José.

Asimismo, en la Figura 11 y la Figura 12 es posible apreciar la disposición física de los equipos asociados a la bahía proyectada.

Todos los equipos a emplear en 220 kV serán de tecnología AIS (Aparamenta aislada al aire – Air Insulated Switchgear).

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

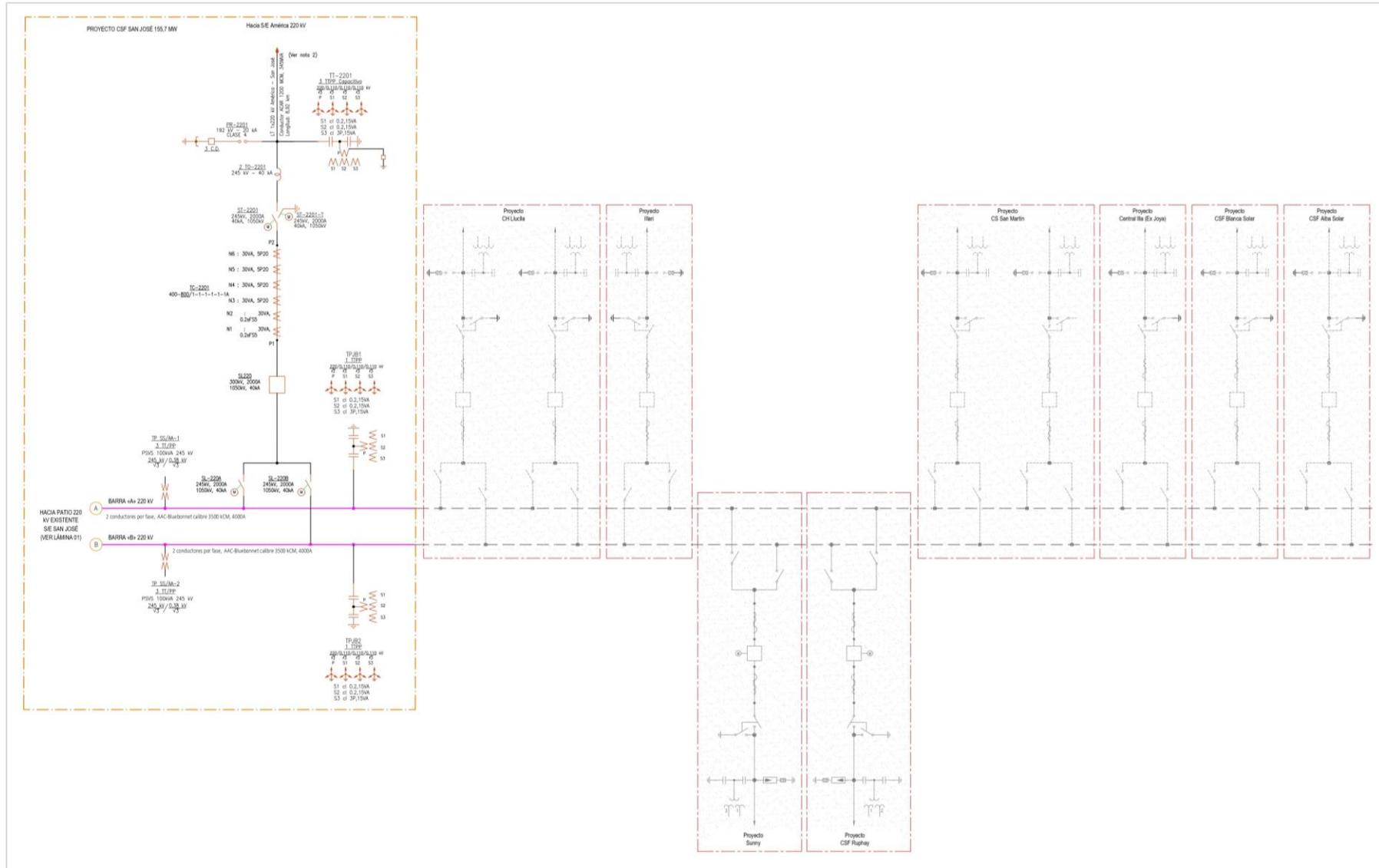


Figura 10. Esquema unifilar de ampliación en la S/E San José 220 kV

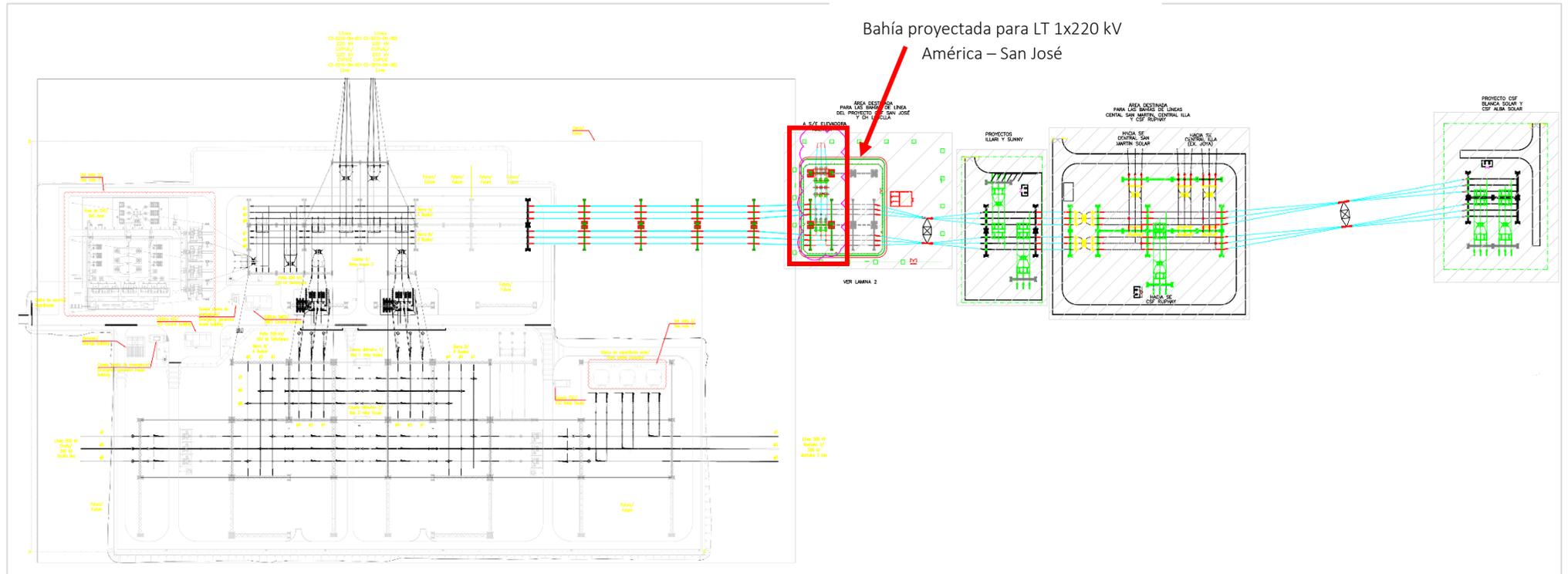


Figura 11. Disposición en planta de la S/E San José (patios de 220 y 500 kV). A la derecha, se aprecia ampliación proyectada para la nueva bahía.

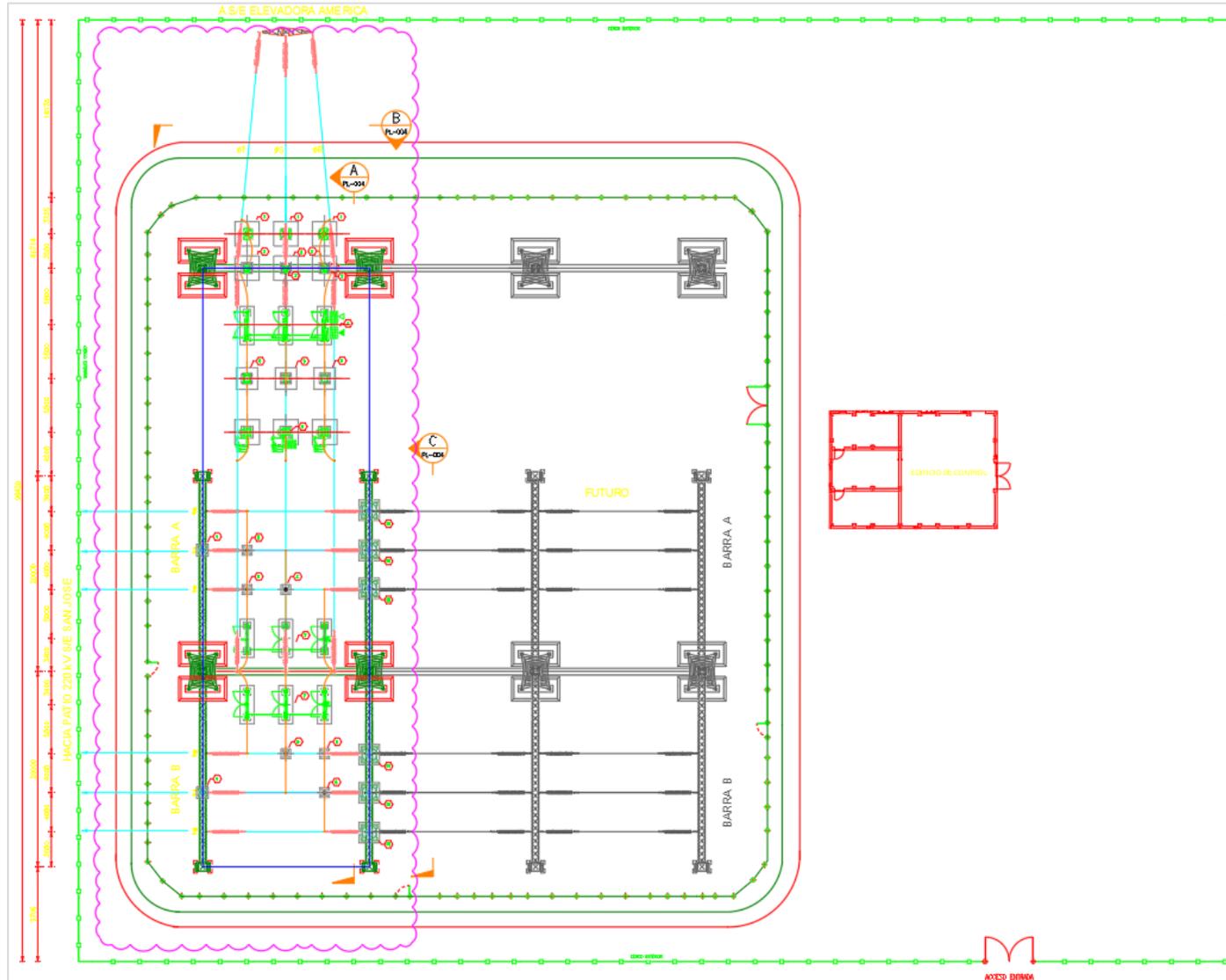


Figura 12. Disposición en planta de ampliación en la S/E San José 220 kV

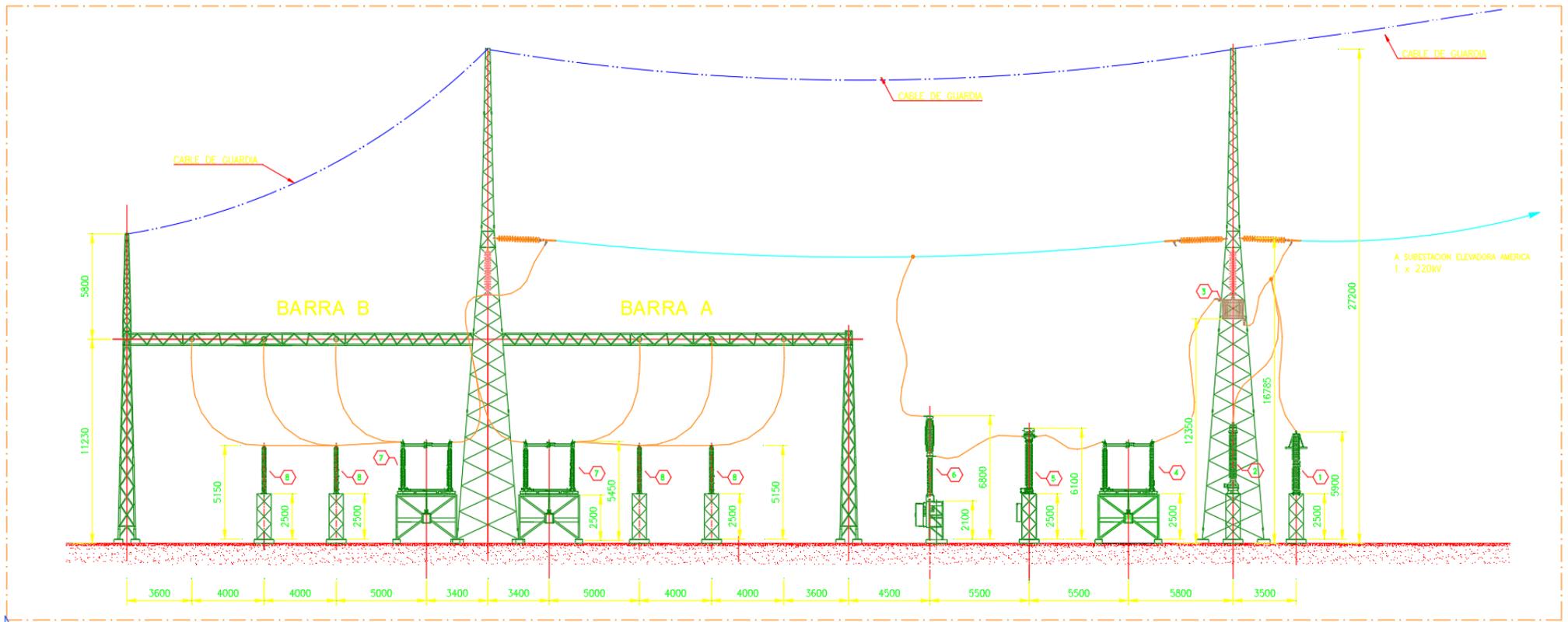


Figura 13. Vista de corte de ampliación en la S/E San José 220 kV bahía CSF San José

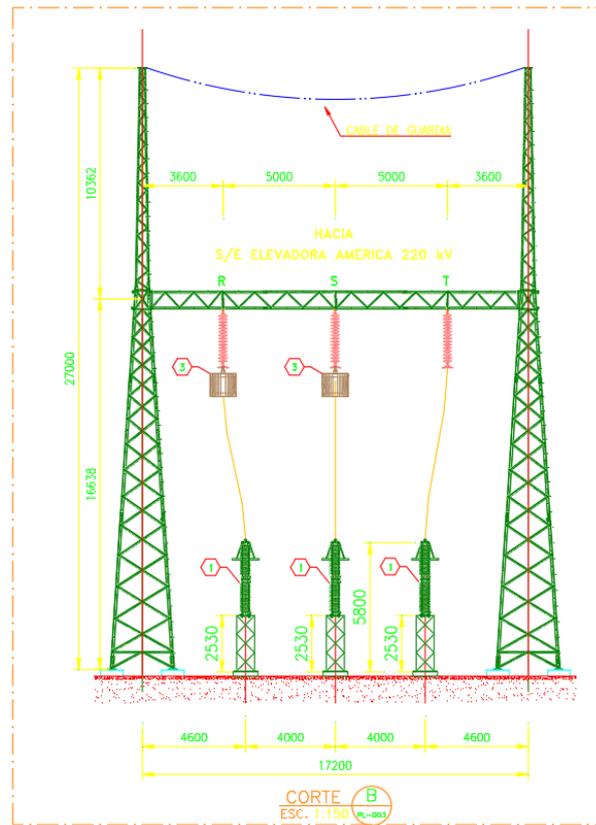


Figura 14. Vista de corte de ampliación en la S/E San José 220 kV pórtico de bahía CSF San José

5.5. DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELEVADORA AMÉRICA

De acuerdo con el alcance de la ingeniería, se proyecta la instalación de la bahía de transformación de la Central Solar Fotovoltaica San José como parte de la nueva subestación América en 220kV, conformado por un patio de llaves en 220kV, instalación tipo exterior y un edificio de control donde se encuentran las celdas en 33 kV, tableros de protección y medición, tableros de control, equipos de telecomunicaciones y equipos de servicios auxiliares.

La nueva subestación elevadora 33kV/220kV de la Central Solar Fotovoltaica San José tiene configuración de bahía de línea y transformación y presentará el esquema siguiente:

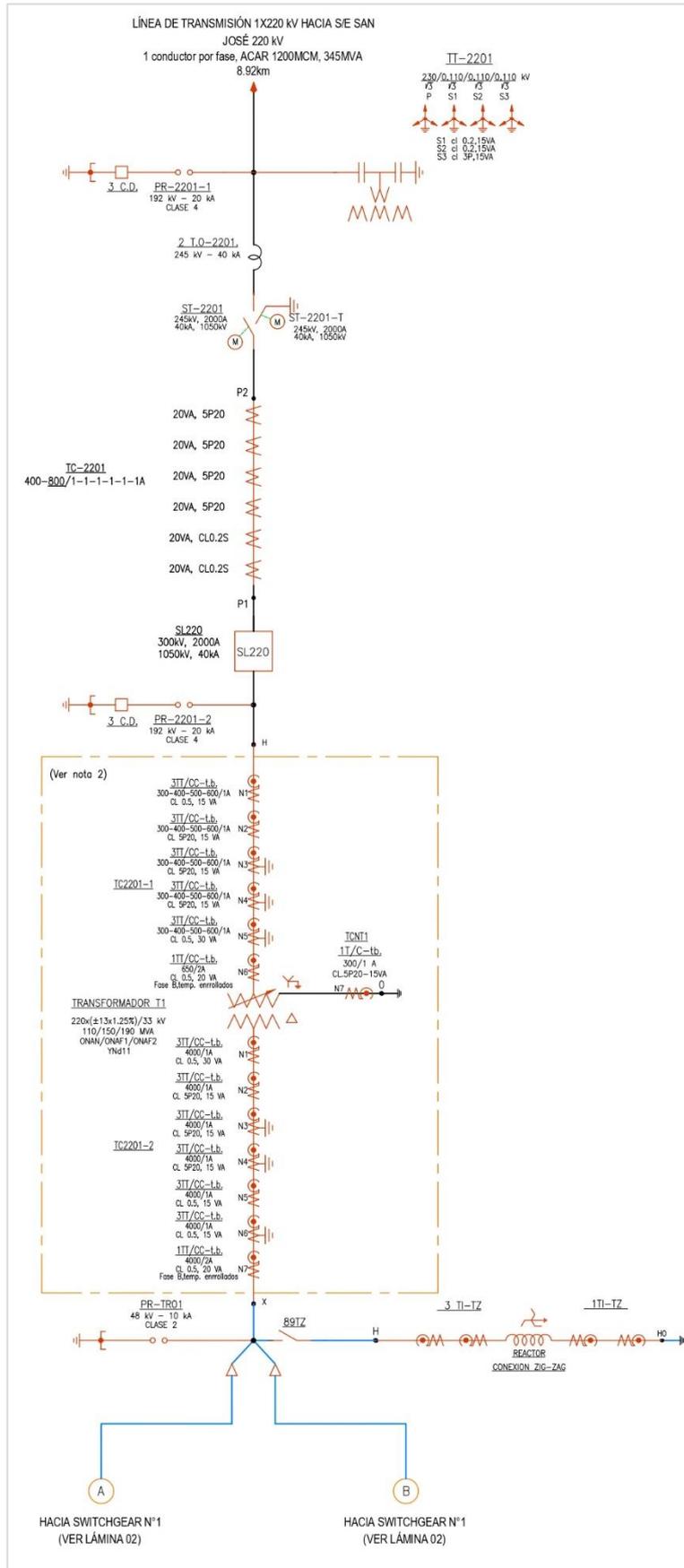


Figura 15. Esquema unifilar de la nueva subestación elevadora América. Bahía 220 kV

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

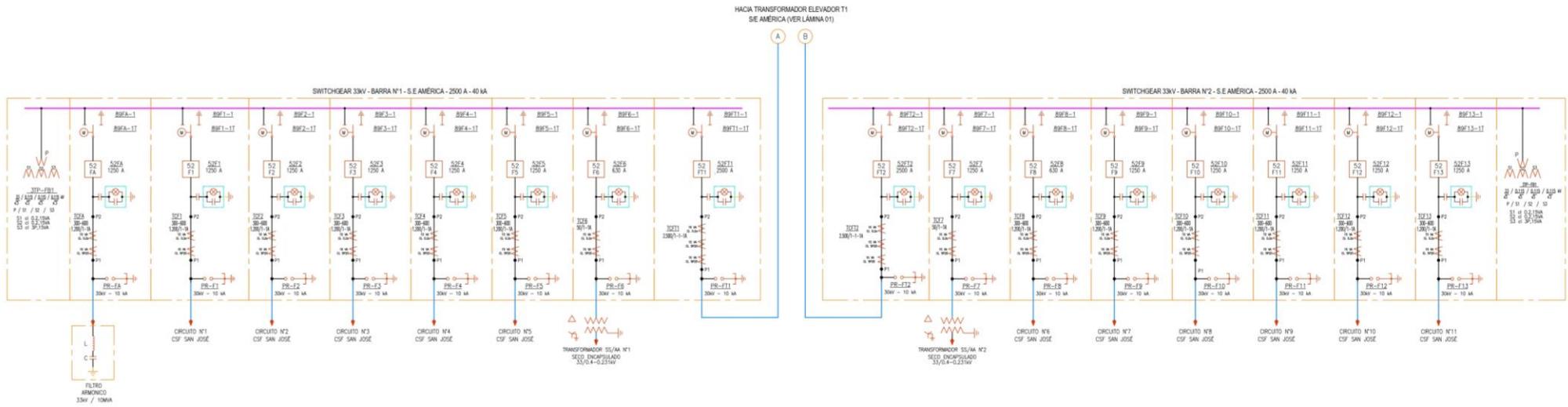


Figura 16. Esquema unifilar de la nueva subestación elevadora América. Lado de 33 kV.

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

En la Figura 17 se muestra la disposición física de equipos en vista de planta de la S/E América 33/220 kV.

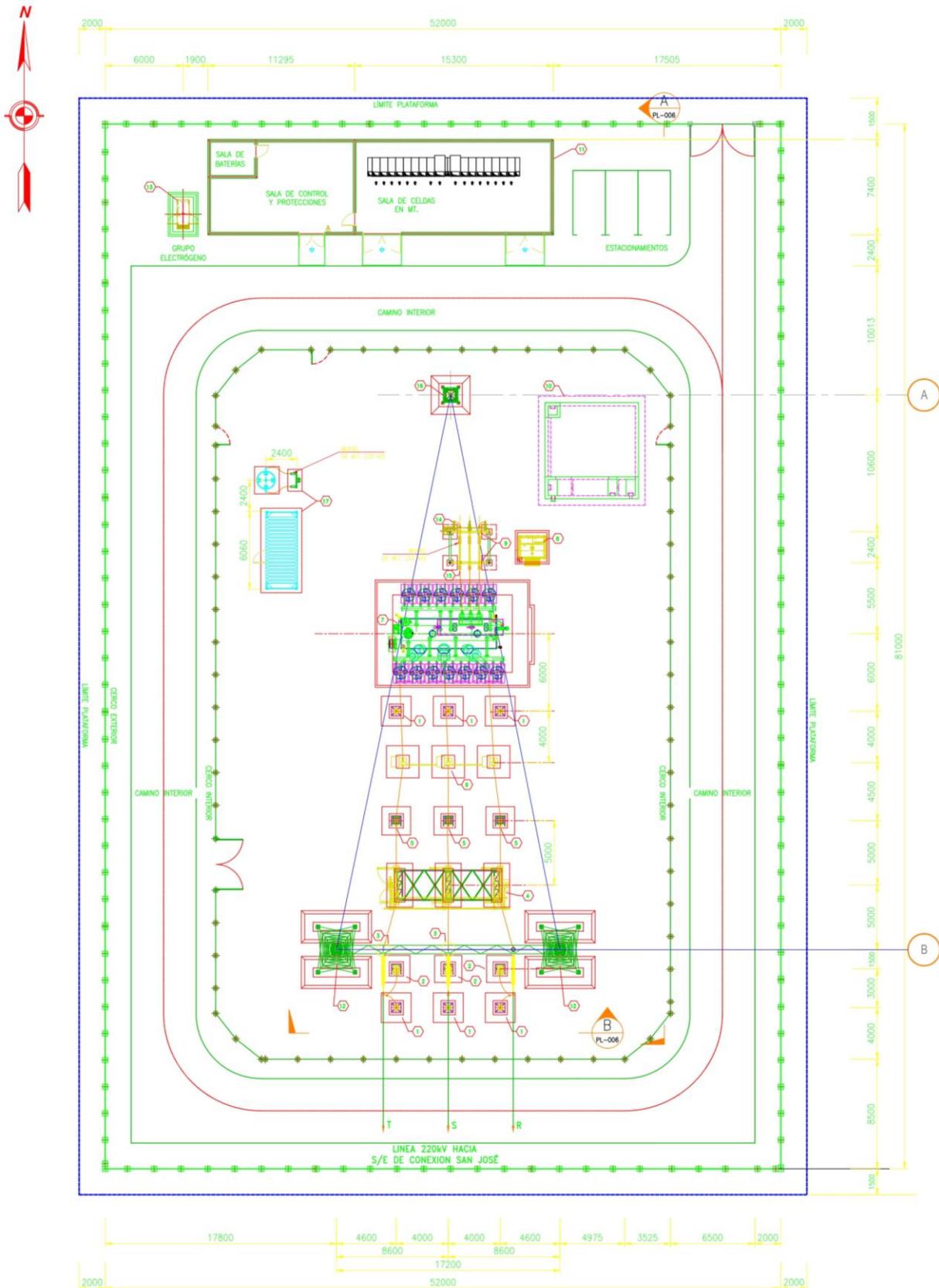


Figura 17. Disposición en planta de la subestación elevadora América 33/220 kV.

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

5.5.1. Descripción de la bahía de transformación

De acuerdo con el alcance del estudio, se proyecta la instalación de la bahía de transformación de la Central Solar Fotovoltaica San José conformado por un patio de llaves en 220 kV, instalación tipo exterior y un edificio de control donde se encuentran las celdas en 33 kV, tableros de protección y medición, tableros de control, equipos de telecomunicaciones y equipos de servicios auxiliares.

La bahía de transformación en 220 kV está conformada por lo siguiente:

- Una bahía de línea y transformación, con los equipos de maniobra, desconexión, medición y protección asociados.
- Un transformador de potencia proyectado 220/33 kV.

Además, asociado al sistema de 33 kV se considera:

- Un transformador Zig-Zag para puesta a tierra de 33 kV, 750kVA, 500A -10s.

La disposición de equipos en la bahía de transformación se muestra en las siguientes figuras:

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

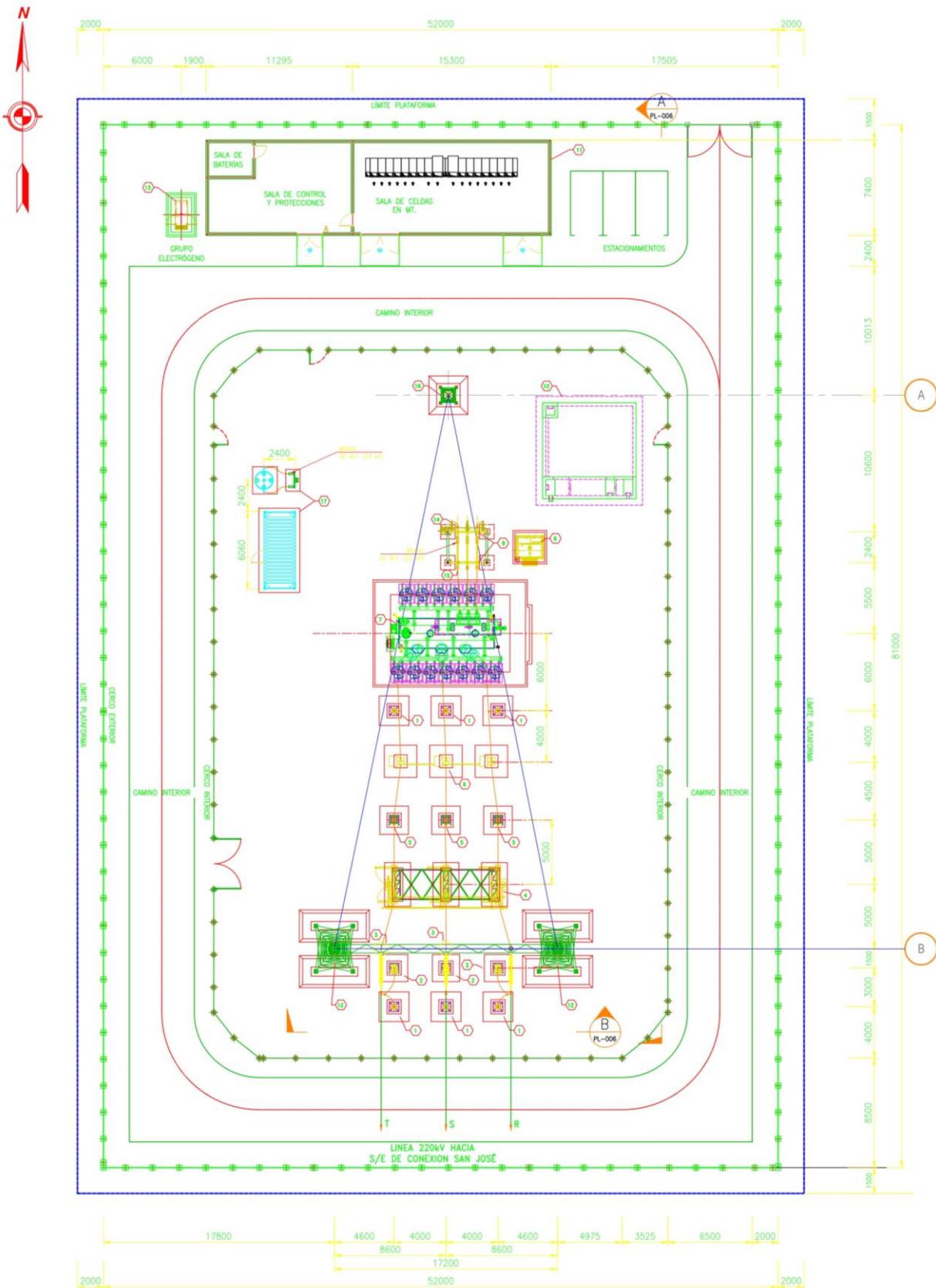


Figura 18. Disposición en planta de la bahía de transformación de la subestación elevadora América 33/220 kV.

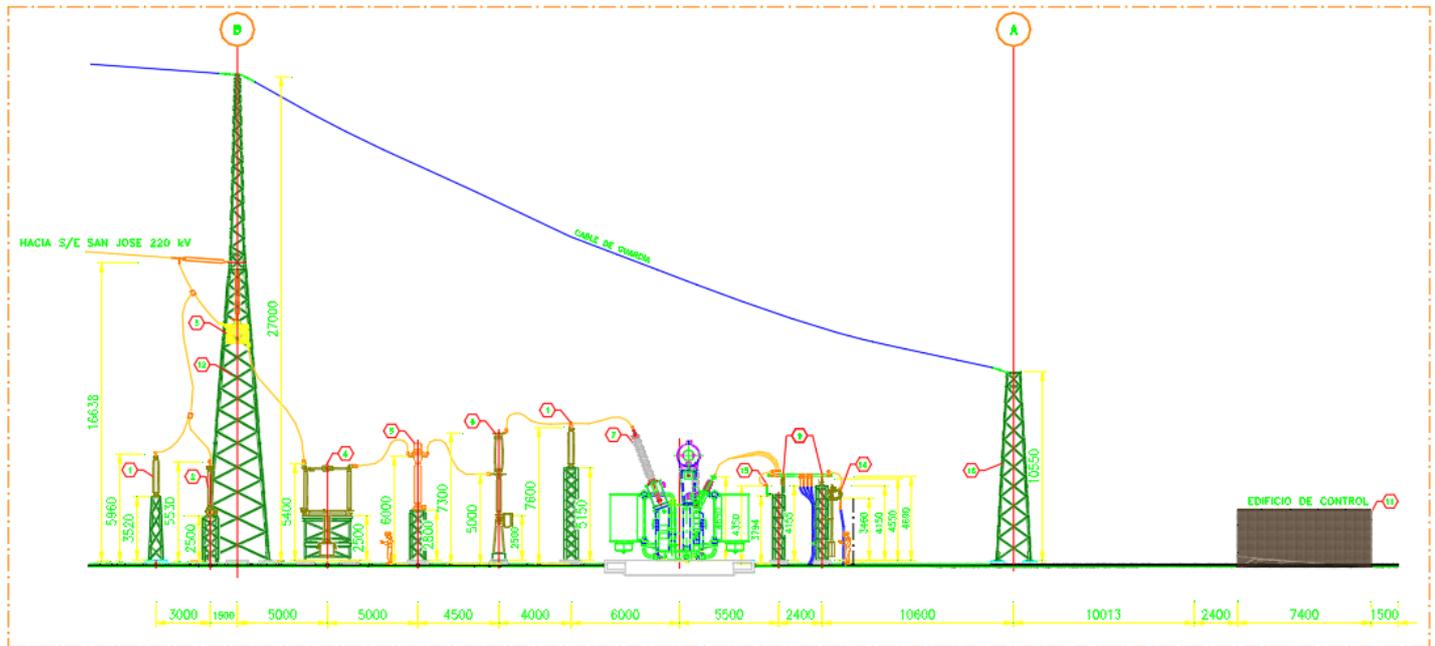


Figura 19. Vista de corte de la bahía de transformación en la subestación elevadora América 33/220 kV.

6. EQUIPAMIENTO PROYECTADO

6.1. SUBESTACIÓN SAN JOSÉ 220 KV

La nueva bahía de línea en la subestación San José 220kV estará implementada por los siguientes equipos:

- Tres (3) pararrayos de óxido de zinc con contadores de descarga 192 kV (Ur), 154 kV (Uc), clase 4 y corriente de descarga nominal 20 kA.
- Cinco (5) transformadores de tensión monofásico capacitivos 245kV.
- Dos (2) trampas de onda 220 kV, 2000 A, 0,2 mH.
- Un (1) seccionador horizontal CPAT 245 kV, 2000 A, 40 kA.
- Dos (2) seccionadores horizontales SPAT 245kV, 2000 A, 40 kA.
- Tres (3) transformadores de corriente 245 kV.
- Un (1) Interruptor de potencia unipolares con accionamiento uni - tripolar 300kV, 2000 A, 40 kA.
- Seis (6) transformadores de tensión cargables para servicios auxiliares 245kV/0,38kV;100kVA.

6.2. SUBESTACIÓN AMÉRICA 33/220 KV

La bahía de transformación en 220 kV de la S/E América estará implementada por los siguientes equipos:

- Seis (6) pararrayos de óxido de zinc con contador de descarga 192 kV (Ur), 154 kV (Uc), clase 4 y corriente de descarga nominal 20 kA.
- Tres (3) transformadores de tensión capacitivos 245 kV.
- Dos (2) trampas de onda 220 kV, 2000 A, 0,2 mH.
- Un (1) seccionador horizontal CPAT 245kV.
- Tres (3) transformadores de corriente 245kV.
- Un (1) Interruptor de potencia uni - tripolar 300kV, 2000 A, 40 kA.

- Un (1) transformador de potencia proyectado 220±13x1,25% /33 kV, 110/150/190 MVA-ONAN/ONAF/ONAF2, YNd11.

Además, en el patio se contará con los siguientes equipos de media tensión:

- Un (1) transformador zig-zag en 33 kV, 750kVA, 500A -10s.
- Un (1) desconectador trifásico de 33 kV.
- Tres (3) barras de conexión 33kV.
- Tres (3) pararrayos proyectados de óxido de zinc 48 kV (Ur), clase 2.
- Un (1) filtro RLC 33 kV, 60 Hz, 10 MVar frecuencia de sintonización 2,9 (*).
- Seis (6) aisladores de soporte 33kV.

Nota (*): Cabe mencionar que las características del filtro son referenciales, y deberán ser definidas con mayor detalle en el **estudio de operatividad**.

En el Edificio de Control se instalarán los siguientes equipos:

- Dos (2) Transformadores de servicios auxiliares del tipo seco encapsulado 3Ø 33/0,4-0,23 kV, 200kVA (Dyn5).
- Tableros de regulación bajo carga del transformador de potencia.
- Tablero de transferencia automática (con alimentación de emergencia desde grupo generador en el exterior del edificio).
- Tableros de servicios auxiliares en corriente alterna 400-231Vac.
- Tablero de servicios auxiliares en corriente continua, 220 Vdc.
- Cargador-rectificador y banco de baterías de Niquel-Cadmio.
- Paneles de Telecomunicaciones.
- Tableros de control y protecciones.
- Celdas de 33 kV.

En el exterior del Edificio de Control se instalarán los siguientes equipos:

- Grupo electrógeno generador 380/220kV para respaldo de servicios auxiliares.

Como equipamiento adicional se considera:

- Cables de media tensión Al-XLPE.
- Cables de fuerza y control.
- Equipos de iluminación y tomacorrientes.
- Materiales de puesta a tierra.
- Señalización.

6.3. NIVELES DE AISLAMIENTO

Del cálculo de Coordinación de Aislamiento realizado según lo indicado en la norma IEC 60071 -1 y 60071-2, considerando la configuración del sistema eléctrico y las condiciones ambientales de la zona del proyecto, se seleccionó en 220 kV los siguientes niveles de aislamiento.

Tabla 5: Niveles de aislamiento seleccionados en S/E San José 220 kV

Descripción	Aislamiento Interno	Aislamiento Externo
Tensión soportada normalizada a frecuencia industrial de corta duración	460 [kVef]	460 [kVef]
Tensión soportada normalizada a impulso tipo rayo	1050 [kVcr]	1050 [kVcr]

Tabla 6: Niveles de aislamiento seleccionados en S/E América lado 220 kV

Descripción	Aislamiento Interno	Aislamiento Externo
Tensión soportada normalizada a frecuencia industrial de corta duración	460 [kVef]	460 [kVef]
Tensión soportada normalizada a impulso tipo rayo	1050 [kVcr]	1050 [kVcr]

NOTA: En el sistema de 220 kV, la tensión máxima de los equipos será de 245 kV como se indica en esta sección. No obstante, los interruptores de potencia de la S/E San José y S/E América tendrán una tensión máxima de 300 kV, y esto será únicamente para fines de lograr el correcto dimensionamiento por criterio de voltaje transitorio de recuperación (TRV), y no por requerirse un aislamiento mayor, según los resultados presentados en el documento «7848-01-ES-IF-017 - Estudio TRV San José». Solo estos interruptores tendrán tensión máxima de 300 kV, manteniéndose el resto de los equipos con una tensión máxima de 245 kV, tal y como ha sido validado en el documento «7848-01-ES-IF-004 - Coordinación de Aislación».

6.4. CARACTERÍSTICAS DE EQUIPOS EN LA CSF SAN JOSÉ

La CSF San José estará compuesta por inversores fotovoltaicos trifásicos, siendo un total de 41 unidades las que conforman el parque.

Estos inversores reciben potencia DC de un total de 312.648 módulos fotovoltaicos JAM72D40-565/MB y JAM72D40-570/MB, instalados en estructuras del tipo seguidor de un eje horizontal (HSAT) descentralizado (dual row).

Los inversores entregan la potencia en AC a un nivel de tensión de 0,63 kV a un centro de transformación, el cual consta de un transformador elevador 0,63/33 kV de uso exterior, el cual va acoplado a una estación de potencia, siendo un total de 20 unidades con conexión de 2 inversores y 1 unidad con conexión de 1 inversor (21 centros de transformación). La energía hacia S/E América es colectada por un total de 11 alimentadores.

La conexión entre estaciones de potencia y hacia los switchgears se realizará mediante cables de aluminio con aislación XLPE 33kV 90°C de calibres 400 mm² y 800 mm², respectivamente.

Los 21 centros de transformación que componen el Proyecto se disponen en circuitos radiales, agrupados en once (11) celdas conectoras de 33 kV de la subestación América. En la futura subestación América se instalará el transformador de potencia elevador de 190 MVA y 220/33 kV.

En la futura subestación América se instalará un transformador de potencia elevador de 190 MVA 33/220 kV.

En la Figura 20 se muestra el diagrama unifilar simplificado de la CSF San José.

CSF SAN JOSÉ 155.7 MW

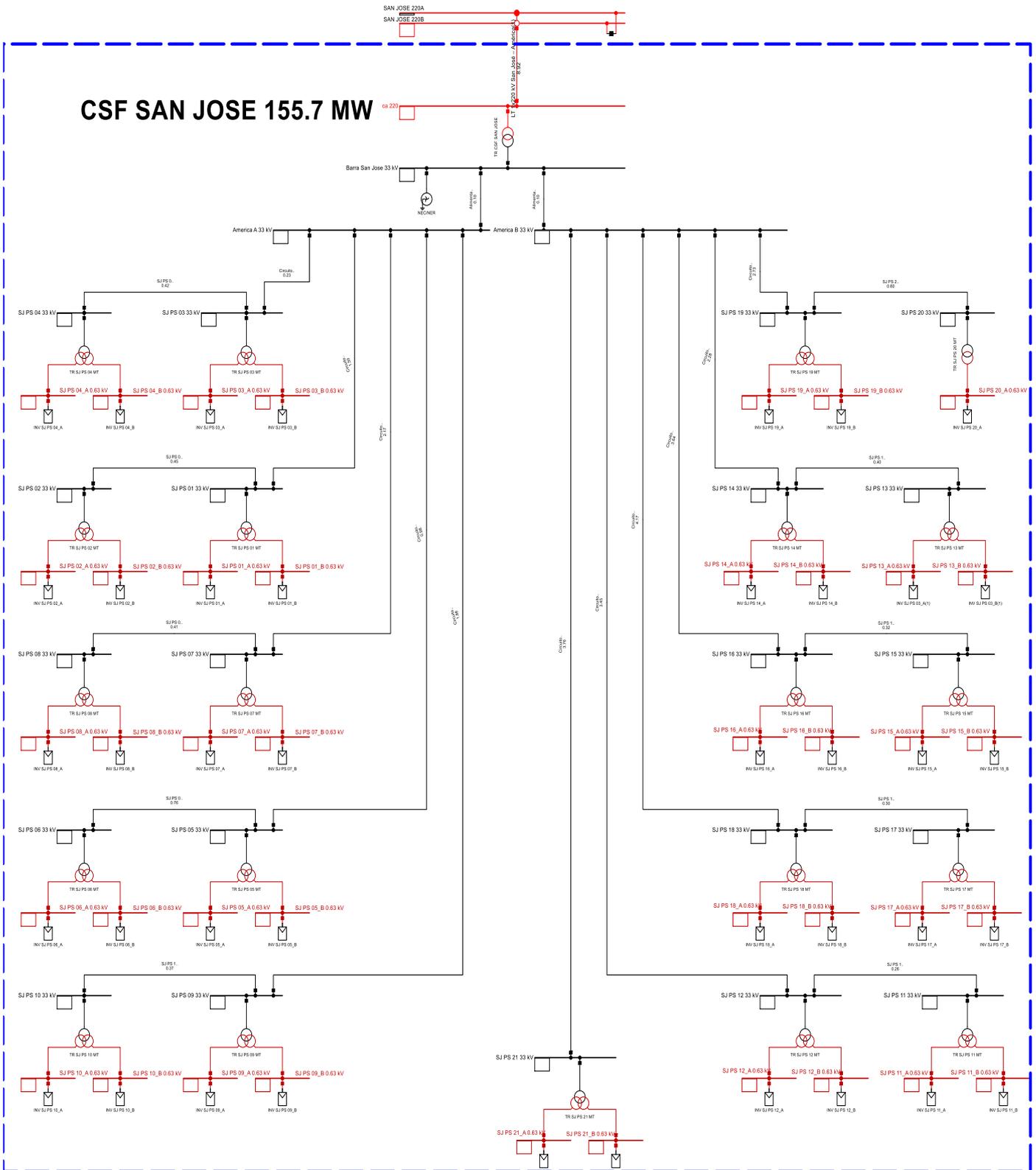


Figura 20. Esquema unifilar de la CSF San José conectada al SEIN.

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

6.4.1. Inversores y paneles fotovoltaicos

Los inversores previstos para la CSF San José corresponden a la marca Gamesa Electric, modelo Proteus PV4300 UEP, el cual es un inversor fotovoltaico trifásico, siendo un total de 41 unidades las que conforman el parque.

Estos inversores reciben potencia DC de un total de 312.648 módulos fotovoltaicos JAM72D40-565/MB y JAM72D40-570/MB, instalados en estructuras del tipo seguidor de un eje horizontal (HSAT) descentralizado (dual row).

Paneles fotovoltaicos

Número total de módulos: 312.648.

Fabricante: JA Solar.

Modelos: «JAM72D40-565/MB» y «JAM72D40-570/MB»

Tecnología del seguimiento del sol: seguidor de un eje horizontal (HSAT) descentralizado (dual row).

Inversor

Tabla 7. Resumen de características de los inversores

Característica	Unidad	Valor
Fabricante y modelo	-	Gamesa Electric PV4300 UEP
Tecnología	-	IGBT
Tensión (AC)	Vrms	630 (± 15%)
Potencia nominal (AC)	kVA	4299 @25-40°C
Rendimiento	%	99,34 (Máx.)
Frecuencia:	Hz	50/60 (± 6%).
Corriente de arranque	-	< 10% de la corriente nominal AC por máximo 10 ms
Distorsión armónica total	-	THDV < 3%. THDI < 1%.
Grado de protección envolvente	-	Uso exterior: IP55 cat. 1/NEMA 3R

Los parámetros eléctricos para el modelo eléctrico del inversor se muestran en la

Tabla 5.

Tabla 8: Parámetros eléctricos del inversor.

Inversor	Tensión Nominal (kV)	Potencia Nominal (kVA)
PV4300 UEP	0,63	4300

6.4.1. Transformadores de los Centros de Transformación

En la Tabla 9 se muestran los parámetros eléctricos para el modelo eléctrico de los transformadores de potencia elevadores que corresponden a los centros de transformación (CT) de la CSF San José.

Tabla 9: Parámetros eléctricos de los transformadores elevadores de los CT en CSF San José.

Inversores asociados	Tensión Nominal (kV)	Potencia Nominal (MVA)	Impedancia de cortocircuito (%)	Grupo de Conexión	Taps lado primario (sin carga)
2 x PV4300	0,63/0,63/33	8,6	6,5	Dy11y11/Dd0d0	±5x2,5%
1 x PV4300	0,63/33	4,3	6,5	Dy11/Dd0	±5x2,5%

6.4.2. Cables de Media Tensión

Los parámetros eléctricos de los cables de media tensión a utilizar en la CSF San José, y que corresponden a las características del modelo eléctrico utilizado en el proyecto, se muestran en la Tabla 10.

Tabla 10: Parámetros eléctricos de los cables de media tensión.

Cables	Tensión Nominal (kV)	Capacidad Nominal (A)*	R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)	C1 (μF /km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	C0 (μF/km)
400 mm ² Al-XLPE 90°C	19/33	431	0,1019	0,1309	0,2795	1,2	0.0735	0,2795
800mm ² Al-XLPE 90°C	19/33	617	0,0507	0,1184	0,375	1,16	0.0614	0,375

*Circuito de cables directamente enterrados a 1 metro de profundidad en agrupación de trébol.

6.4.3. Telecomunicación y control

El proyecto contará con un centro de control centralizado (CC-CGNC) que cumpla con la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR).

6.4.3.1. Sistema de transferencia de datos

El sistema de control de la central solar fotovoltaica cumplirá con lo señalado en la Norma de Intercambio de Información en Tiempo Real para la operación del SEIN (NTIITR) a fin de contar con un sistema de comunicación que permita enviar en tiempo real al COES la información que señala la NTCOTR.

6.4.3.2. Sistema de predicción de potencia

Se tiene previsto que el Parque Eólico disponga de 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, esto a requerimiento de COES como se indica en el PR-20.

6.5. LÍNEA DE TRANSMISIÓN «1X220 KV AMÉRICA – SAN JOSÉ»

La Línea de Transmisión (LT) 1x220 kV América – San José consiste en una línea en configuración de simple terna, o simple circuito, de conductor ACAR 1200 MCM (608 mm²) para las fases y OPGW 115,2mm² para el conductor de guarda, siendo 1 conductor por fase. El recorrido total de la línea es de aproximadamente 8,92 km, y estará soportada sobre estructuras tipo torres de celosía metálica autosoportadas, con disposición de ménsulas en triangular para un cable de guarda. La ruta que recorre la línea parte desde el pórtico de la subestación elevadora del proyecto SE América 220 kV hasta el pórtico previsto para la conexión al SEIN en la ampliación de la SE San José 220 kV.

La línea operará en un nivel de tensión nominal de 220 kV, con un ancho mínimo de franja de servidumbre de 25 metros y distancia mínima de seguridad de 4,3 m, acorde con lo estipulado en las reglas 234.C y 234.G de [4].

El conductor de fase corresponde a un ACAR 1200 MCM, con las siguientes características:

Tabla 11: Características del conductor de fase.

Parámetro	Valor	Unidad
Material	Aluminio desnudo reforzado con aleación de aluminio - ACAR	-
Sección	608	mm ²
Resistencia DC a 20°C	0,0510	Ohm/km
Diámetro exterior del conductor	32	mm
Peso del conductor	1.673	Kg/km
Carga de rotura	13.710	kg

El cable de guarda proyectado en la línea de transmisión corresponde a un tipo OPGW, con las siguientes características.

Tabla 12: Características del cable de guarda.

Parámetro	Valor	Unidad
Material	OPGW	-
Sección	115,2	mm ²
Resistencia DC a 20°C	0,59	Ohm/km
Diámetro exterior del conductor	14	mm
Peso del conductor	621	Kg/km
Cantidad de hebras	24	-
Carga de rotura	97,9	kN

Los parámetros de la línea de transmisión en 220 kV (América – San José) que conecta la S/E América al SEIN (mediante la S/E San José) se muestra en la Tabla 13.

Tabla 13: Parámetros eléctricos de línea de transmisión 1x220 kV América – San José

Línea	Tensión nominal [kV]	Long. [km]	Capacidad [kA]	R1 [Ω/km]	X1 [Ω/km]	B1 [uS/km]	R0 [Ω/km]	X0 [Ω/km]	B0 [uS/km]	G1 [uS/km]
LT 1x220kV América – San José	220	8,92	0,907	0.05333335	0.5010912	3.310959	0.4263708	1.586781	2.133403	0.0

La ruta propuesta de la línea 1x220 kV América – San José se muestra en la Figura 21.



Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

Figura 21: Ruta proyectada de la línea 1x220 kV América – San José en vista satelital desde Google Earth.

7. SISTEMA DE PROTECCIONES

7.1. PROTECCIÓN DE LÍNEAS

Se consideran (02) sistemas de protecciones redundantes cada uno de ellos con las funciones que se indican:

- 87L (diferencial de línea).
- 21 (protección de distancia).
- 51 (protección de sobrecorriente de fases temporizado)
- 67 (protección de sobrecorriente direccional).
- 51N (protección de sobrecorriente residual temporizado)
- 67N (protección de sobrecorriente direccional a tierra).
- 27/59 (subtensión y sobretensión)
- 79 (Reconexión automática).
- 25 (Verificación de sincronismo).
- 50BF (Falla de interruptor).

Además, funciones de LF Localizador de Fallas (LF) y Registrador de Eventos (RE).

7.2. TELEPROTECCIONES

Se consideran dos (2) equipos de teleprotecciones para la emisión y recepción de las señales de aceleración desenganche directo hacia y desde los extremos de la línea. El medio de comunicación para la teleprotección N°1 será Fibra Óptica y para la teleprotección N°2 Onda Portadora.

En caso que se pierda totalmente la comunicación (en ambos canales, Fibra Óptica y Onda Portadora) entre las protecciones 87L con el extremo remoto de la línea, la protección tendrá que cambiar a función 21.

Se considera que las protecciones de los dos extremos de la línea sean de la misma marca y modelo.

7.3. PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

7.3.1. Protección interna del transformador de potencia

La protección interna del transformador considera las siguientes funciones de protección:

- 49 (imagen térmica del transformador)
- 23 (control de temperatura)
- 26 (temperatura del aceite)
- 71 (nivel de aceite)
- 63 (relé Bucholtz)
- 80 (relés de presión de gas)

7.3.2. Protección principal del transformador de potencia

Se considera un relé, el cual tendrá como mínimo las siguientes funciones:

- 87T (protección diferencial)
- 50/51 (protección de sobrecorriente instantánea y temporizada)
- 50N/51N (protección de sobrecorriente instantánea y temporizada a tierra)
- 27/59 (subtensión y sobretensión)

- 59N (Protección de sobretensión homopolar)
- 46 (Protección de corriente de secuencia negativa)
- 49 (Protección térmica).

7.3.3. Protección de respaldo del transformador de potencia

Se considerará como mínimo las siguientes funciones:

- 50/51 (protección de sobrecorriente instantánea y temporizada),
- 50N/51N (protección contra sobrecorriente instantánea y temporizada a neutro)
- 59N (Protección de sobretensión homopolar)
- 46 (Protección de corriente de secuencia negativa)
- 27/59 (subtensión y sobretensión)

Además, funciones de LF Localizador de Fallas (LF) y Registrador de Eventos (RE).

7.4. PROTECCIÓN DE BARRAS

La subestación San José tiene una (1) Protección Diferencial de Barra de tipo distribuida para las dos barras (existentes), por lo que a la nueva bahía proyectada se considera una (1) nueva unidad de bahía (Bay unit) de protección diferencia de barra que se conecta a la unidad central (central unit) de la protección de barra existente.

Asimismo, la unidad de bahía de la protección diferencial de barra incluirá la protección Falla interruptor (50BF) para el interruptor conectado a la barra de la subestación.

7.5. PROTECCIÓN DE FALLA DE INTERRUPTOR

Se considera que la función de protección de interruptor 50BF, estará incluida en las protecciones 21/21N de líneas proyectadas y en la unidad de bahía (bay unit) de la protección diferencial de barra proyectada.

7.6. REGISTRADORES DE FALLA

Se considera la implementación de equipos registradores de falla para la bahía de línea y para la bahía de transformación en la subestación América 220 kV.

7.7. MANDO SINCRONIZADO INTERRUPTOR DE POTENCIA DE LA BAHÍA DE TRANSFORMACIÓN

Se considera el uso de un dispositivo de control de mando sincronizado tanto para la apertura como cierre del interruptor de potencia de la bahía de transformación (S/E América 220 kV). Dicho equipo recibirá los mandos desde el sistema de control y procesará las señales de corriente y tensión de la bahía para determinar el momento óptimo para aplicar los mandos de apertura o cierre de tal forma de producir la menor perturbación.

8. SISTEMA DE MEDICIÓN

Con la finalidad de tener una medición óptima de los parámetros eléctricos del sistema, se instalará un equipo multifuncional en cada bahía de línea y transformador en 220 kV.

El equipo multifunción será capaz de registrar corrientes y tensiones (Fase-Fase/Fase-Tierra), factor de potencia, potencia activa, reactiva y aparente, la secuencia de indicación será en forma cíclica, así mismo, contará con la opción remota de transmisión de datos (bajo estándar IEC 61850).

9. CONTROLADORES DE BAHÍA

Se considera el uso de controladores de bahía (IED) para la función de control del equipamiento asociado a una bahía determinada. A este controlador se cablearán las señales de mando de apertura y cierre de los interruptores y seccionadores de la bahía, como también el alambrado de las señales de estado y alarmas para su integración al SCADA de la subestación.

10. CONTROL DE POTENCIA ACTIVA DE LA CENTRAL

La central tendrá capacidad de controlar la potencia activa total inyectada en el punto de conexión.

Esta última dispondrá de equipos y controladores necesarios para responder a las solicitudes de ajuste de la potencia activa total en el punto de conexión. La solicitud de ajuste estará circunscrita al rango de funcionamiento de las unidades de generación y a la disponibilidad de energía primaria. Cabe señalar, que dicho rango estará limitado por la capacidad de la unidad de generación, referido al Ajuste de la Potencia Activa.

Además, la central, tendrá la capacidad de modificar el valor de las rampas de subida o bajada de la potencia activa total en el punto de conexión. Esta capacidad está asociada a la disponibilidad de la fuente de energía primaria. Dichos ajustes a las rampas son establecidos por el COES. Asimismo, la central dispondrá de sistemas de control que permitan realizar el arranque y desconexión progresiva de las unidades de generación y enviar las señales de tiempo real de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica de Intercambio de Información de Tiempo Real para la Operación del SEIN (NTIITR).

10.1. AJUSTE DE POTENCIA ACTIVA

La central tendrá la capacidad de ajustar la potencia total registrada en el punto de conexión, al valor de referencia de potencia activa, establecido por el COES.

10.2. CONTROL DE RAMPAS DE POTENCIA ACTIVA

La central deberá garantizar una capacidad de reducción de la potencia total en el punto de conexión hasta un valor inferior igual al 20% de la potencia nominal registrada, con una rampa de reducción ajustable en el rango del 10-100% de la potencia nominal registrada por minuto.

Asimismo, la central tiene la misión de garantizar una capacidad de aumento de la potencia total en el punto de conexión con una rampa de aumento menor o igual al 10% de la potencia nominal registrada por minuto.

10.3. CONTROL DE ARRANQUE Y DESCONEXIÓN

La central garantizará una rampa de arranque inferior al 10% de la potencia nominal registrada por minuto (ver hoja de datos del inversor en el documento [19] y [20]).

La instalación deberá garantizar que ante huecos de tensión tendrá capacidad de recuperar su potencia activa en un 90% en menos de 1 segundo.

10.4. CONTROL DE POTENCIA EN CONDICIONES DE EMERGENCIA

En condiciones de emergencia, la central dispondrá de controladores para ejecutar una reducción rápida de la potencia activa en el punto de conexión cuando el COES lo requiera.

La central garantizará un control individual de las unidades de generación que permita reducir la potencia generada en el punto de conexión desde el 100% hasta el 20%, en un tiempo máximo de 1 minuto después de recibida la orden del COES.

11. CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN REACTIVA

De acuerdo al Procedimiento N° 20 del COES, “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”, Anexo 1, Capítulo 4 “Requisitos Técnicos de Conexión de las Instalaciones de Centrales de Generación No Convencional (CGNC) al SEIN”, respecto al numeral 3, “Control de Potencia Reactiva”, se especifica que:

“En régimen permanente, el control de la potencia reactiva deberá permitir el ajuste del factor de potencia en el punto de conexión.

Las CGNC deberán garantizar, a diferentes niveles de generación de potencia activa, los valores máximos de factor de potencia mostrados en el siguiente Gráfico. El factor de potencia de 0,95 capacitivo y de 0,95 inductivo deberá mantenerse para potencias activas que varían entre el 20% y 100% de la potencia total nominal registrada. Para potencias inferiores al 10% de la potencia nominal, la CGNC operará dentro del área sombreada de la figura siguiente.”

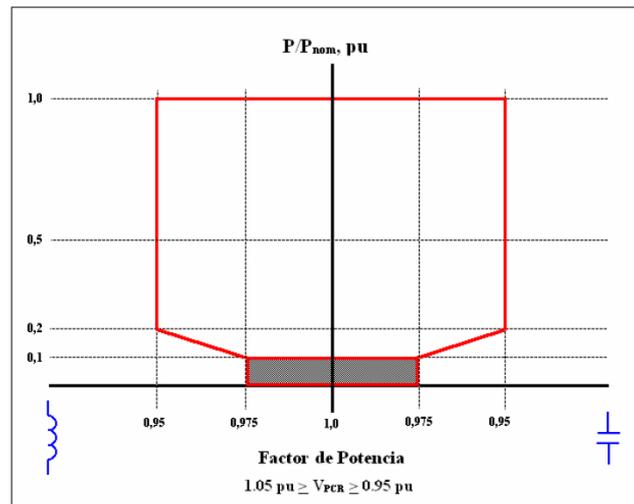


Figura 22: Rango de operación del factor de potencia reactiva de la CGNC en régimen permanente

La figura anterior, muestra el requerimiento del factor de potencia en el punto de conexión, cuando la tensión se encuentre en el rango de 0,95 p.u. y 1,05 p.u., visto de la SE San José 220 kV.

Llevando los requerimientos de factor de Potencia de la figura 1 a valores de Potencia Reactiva en MVar, se obtienen los requerimientos de la figura 2, para la central evacuando un total de 155,7 MW hacia la subestación San José.

Se evalúa en consecuencia, el aporte o consumo de reactivos de los inversores (dentro de su curva de capacidad) para tensiones en el punto de Evacuación (SE San José 220 kV) dentro del rango de 0,95 p.u. y 1,05 p.u.

Se evalúa la operación sin condensadores. Luego, si la capacidad reactiva no satisface los requerimientos mencionados, se dimensiona un banco de condensadores para la barra de América 33 kV.

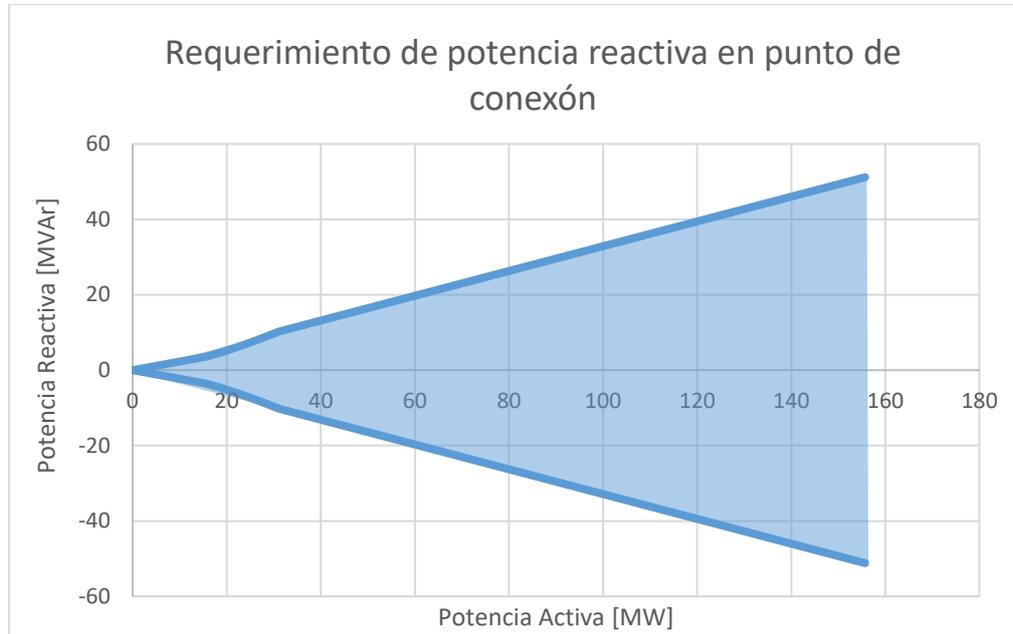


Figura 1: Requerimiento de potencia reactiva en el punto de conexión San José 220 kV.

11.1. ANÁLISIS SIN BANCO DE CONDENSADORES

Se efectúa un análisis de flujo de potencia, tanto en operación inductiva como capacitiva y se analizan los requerimientos de potencia reactiva y factor de potencia. Para una operación correcta, las curvas PQ obtenidas deben contener completamente el área de la figura 2.

En las tablas y en las figuras siguientes se muestran los resultados.

Tabla 14: Potencia Reactiva y FP. en SE San José 220 kV a 0,95 p.u. (sin BC)

Generación neta pcc [%]	Punto de conexión V=0,95 p.u.						Cumplimiento
	Absorción			Inyección			
	P pcc [MW]	Q pcc [MW]	f.p.	P pcc [MW]	Q pcc [MW]	f.p.	
0%	0,553	-175,180	0,003	0,252	111,296	0,002	Cumple
10%	15,051	-169,025	0,089	15,315	111,034	0,137	Cumple
20%	30,625	-165,297	0,182	30,873	110,226	0,270	Cumple
40%	61,760	-157,290	0,365	61,968	106,963	0,501	Cumple
60%	92,874	-146,450	0,536	93,031	101,464	0,676	Cumple
80%	124,013	-118,776	0,722	124,065	94,381	0,796	Cumple
100%	155,069	-98,594	0,844	155,092	77,508	0,895	Cumple

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA. (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

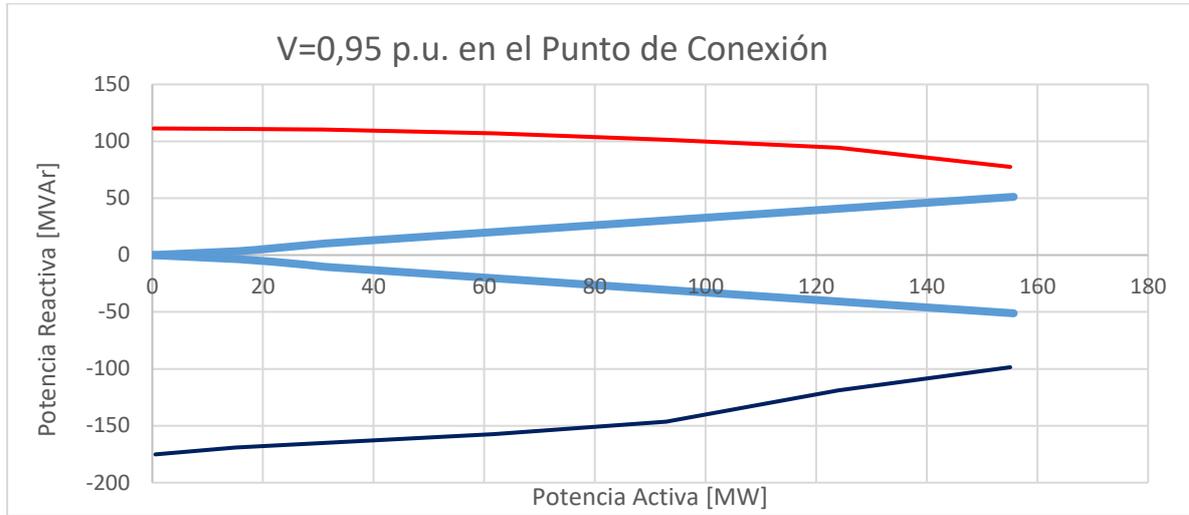


Figura 23: Potencia Reactiva en Punto de Conexión, Tensión 0,95 p.u. (sin BC)

Tabla 15: Potencia Reactiva y f.d.p. en San José 220 kV a 1,00 p.u. (sin BC)

Punto de conexión V=1,00 p.u.							Cumplimiento
Generación neta pcc	Absorción			Inyección			
[%]	P pcc [MW]	Q pcc [MW]	f.p.	P pcc [MW]	Q pcc [MW]	f.p.	
0%	0,525	-175,389	0,003	0,239	111,581	0,002	Cumple
10%	15,077	-169,216	0,089	15,328	111,321	0,136	Cumple
20%	30,629	-170,385	0,177	30,887	110,520	0,269	Cumple
40%	61,749	-165,416	0,350	61,984	107,286	0,500	Cumple
60%	92,870	-152,724	0,520	93,051	101,836	0,675	Cumple
80%	123,946	-141,496	0,659	124,090	94,788	0,795	Cumple
100%	155,107	-97,079	0,848	155,122	78,410	0,892	Cumple

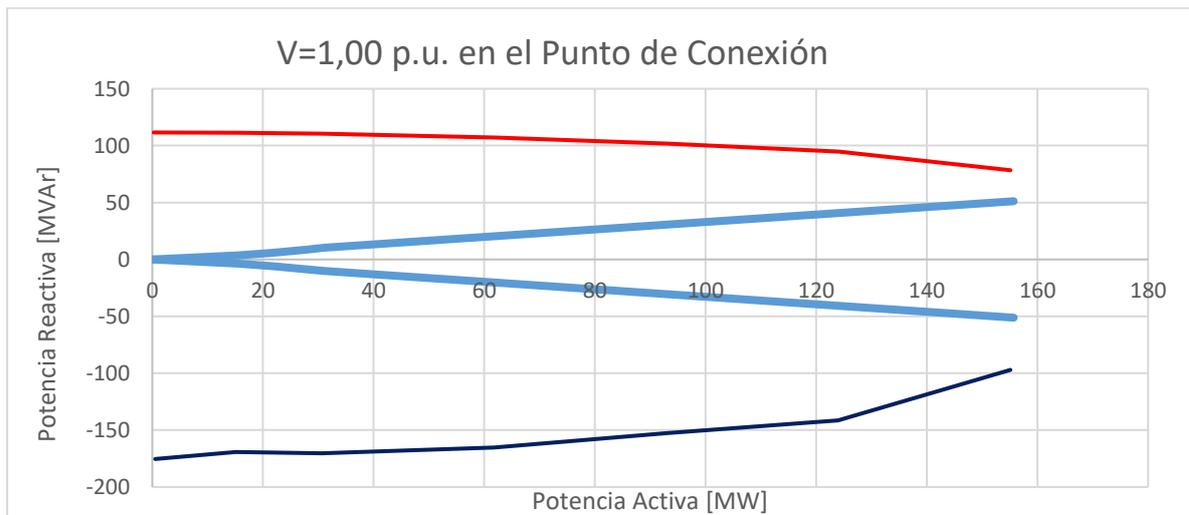


Figura 24: Potencia Reactiva en Punto de Conexión, Tensión 1,00 p.u. (sin BC)

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

Tabla 16: Potencia Reactiva y f.d.p. en SE San José 220 kV a 1,05 p.u. (sin BC)

Generación neta pcc [%]	Punto de conexión V=1,05 p.u.						Cumplimiento
	Absorción			Inyección			
	P pcc [MW]	Q pcc [MW]	f.p.	P pcc [MW]	Q pcc [MW]	f.p.	
0%	0,465	-169,018	0,003	0,189	102,671	0,002	Cumple
10%	15,099	-169,392	0,089	15,378	102,410	0,148	Cumple
20%	30,686	-164,118	0,184	30,937	101,610	0,291	Cumple
40%	61,822	-156,137	0,368	62,035	98,386	0,533	Cumple
60%	92,895	-152,850	0,519	93,107	93,448	0,706	Cumple
80%	123,974	-143,261	0,654	124,147	85,877	0,822	Cumple
100%	155,140	-95,698	0,851	155,148	79,246	0,891	Cumple

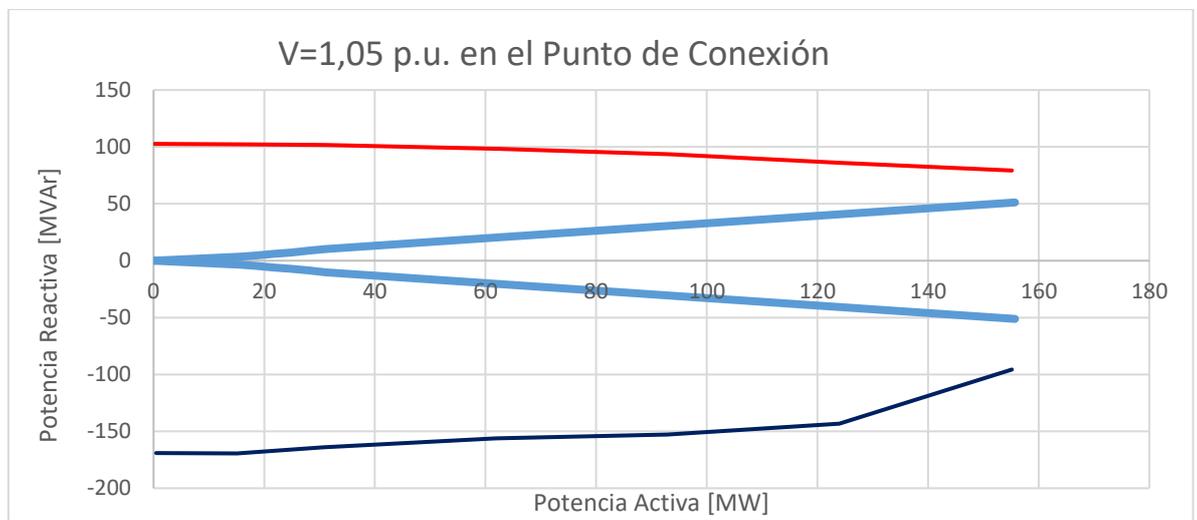


Figura 25: Potencia Reactiva en Punto de Conexión, Tensión 1,05 p.u. (sin BC)

Como se aprecia en los resultados anteriores, no existe la necesidad de un banco de condensadores en las redes MT del parque, y se cumple a cabalidad el requisito de compensación reactiva en el punto de conexión del proyecto.

12. CONTINUIDAD DE SUMINISTRO ANTE HUECOS DE TENSIÓN

De acuerdo con el PR-20, el proyecto de generación no convencional (CGNC) CSF San José debe cumplir ciertas exigencias para garantizar continuidad de suministro frente a huecos de tensión. Particularmente, debe cumplir que:

- Los sistemas de protección no la desconecten como consecuencia de la aparición de huecos de tensión en el punto de conexión asociado a cortocircuitos correctamente despejados, según la curva de tiempo – tensión de la Figura 26.

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA. (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

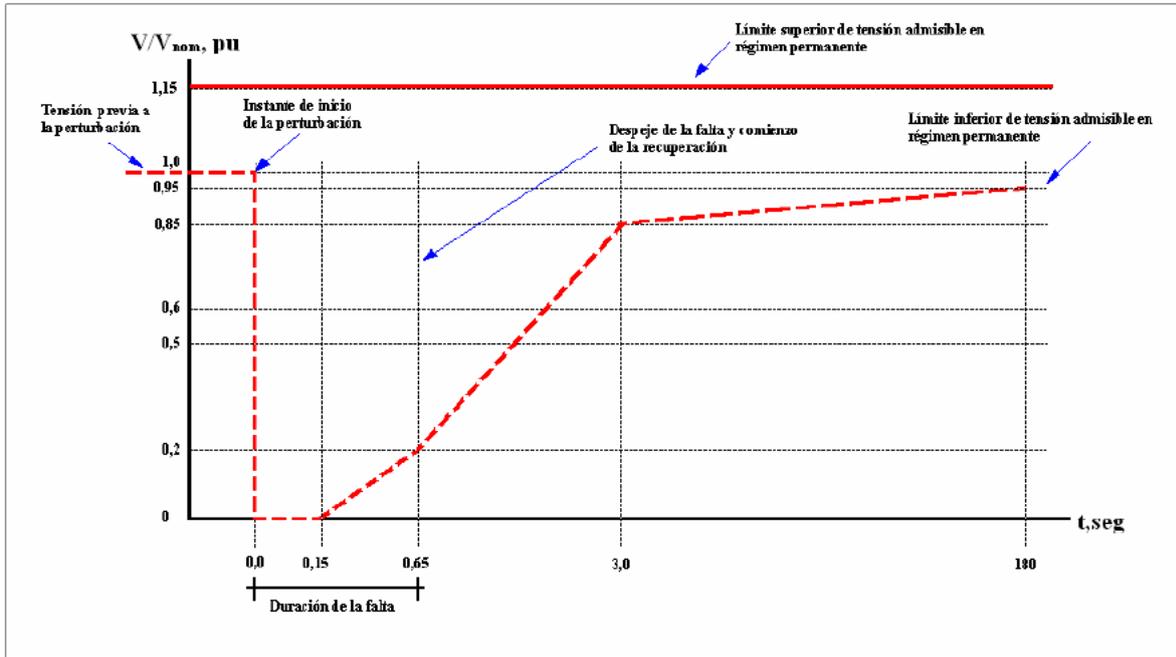


Figura 26: Requerimiento de Huecos de Tensión

Según la Figura anterior, la máxima caída de tensión en el punto de conexión de la CSF San José tendría una duración igual a 150 ms, tiempo durante el cual la tensión es nula.

Con el fin de verificar el cumplimiento de este requisito, en el documento «7848-01-ES-IF-020 - Estabilidad transitoria CSF San José 155,7 MW» se efectúa el análisis y verificación mediante la simulación de fallas trifásicas en el punto de conexión, y cuya duración es de 150 ms, y se verifica que no se produzcan desconexiones o salida de servicio de las instalaciones asociadas a la CSF San José, y que los requerimientos de potencia activa y reactiva se encuentren en los límites de la central, luego de despejada la falla.

Para lo anterior, se realizó una simulación en donde se genera una curva de tensión en el punto de conexión del central idéntico a la curva de la Figura 26. Lo anterior es realizado mediante una fuente de tensión conectada en el punto de conexión que sigue la siguiente curva LVRT:

	fuer_x	fuer_y
Size	8,	8,
1	-1,	1,
2	0,	1,
3	1,	1,
4	1,001	0,
5	1,15	0,
6	1,65	0,2
7	3,	0,85
8	180,	0,95

Figura 27: LVRT PR-20

La simulación tendrá una duración de 5 segundos, en donde la tensión en el punto de conexión tendrá los valores en el tiempo que se indican en la figura anterior.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos de la simulación de hueco de tensión, las variables monitoreadas son las siguientes:

- Tensión en punto de conexión en pu.
- Tensión en SE América 220 kV y 33 kV en pu.
- Frecuencia en Hz.
- Potencia activa y reactiva en lado AT de SE América.
- Potencia activa y reactiva en LT América – San José 220 kV.

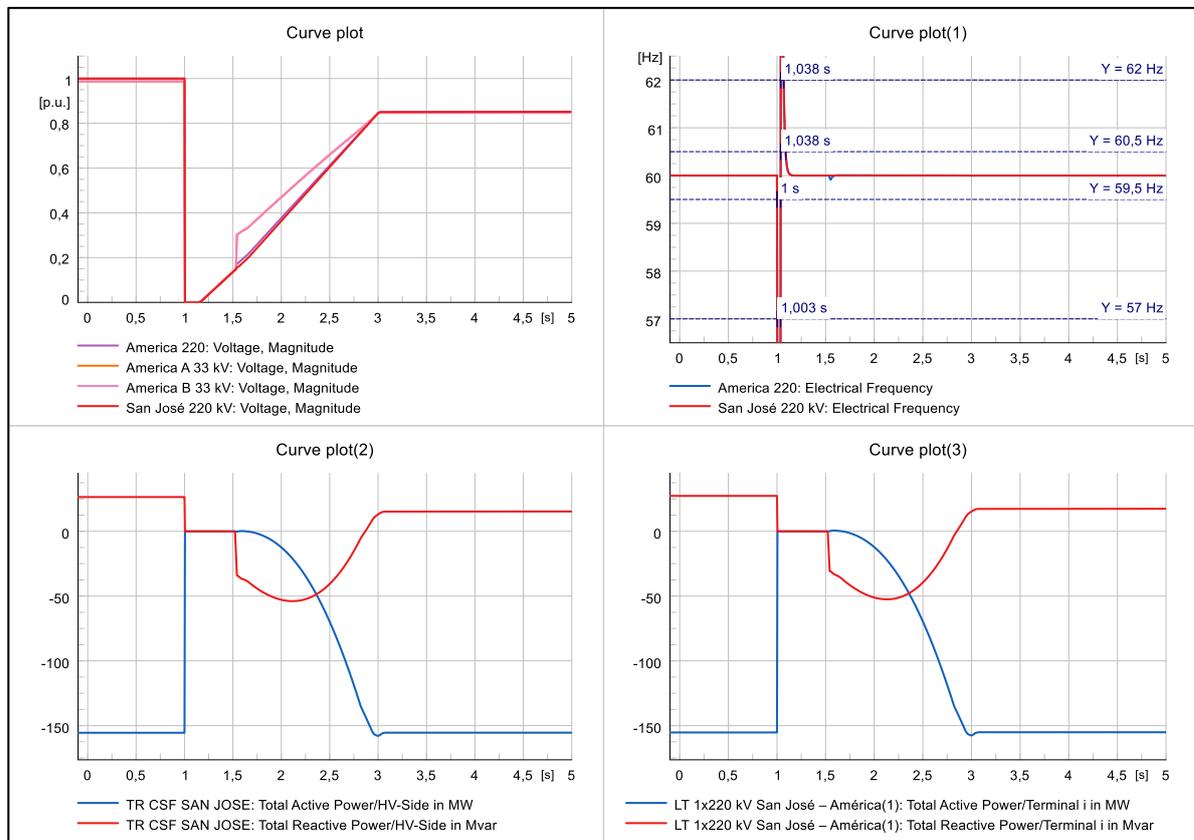


Figura 28: Variables monitoreadas en análisis de Hueco de tensión

De acuerdo con las Figura anterior, es posible advertir que la CSF San José se mantiene conectada al sistema en todo momento, sin evidenciar la desconexión de ningún elemento de la central. Las variables monitoreadas son estables en todo tiempo según la curva de tiempo-tensión de la Figura 26. Durante la duración del hueco de tensión, el sistema de control de la central se comporta reduciendo a cero la potencia reactiva durante los primeros momentos, y luego la inyección de esta potencia al sistema (dónde en el punto de medición de AT del transformador principal de la central 220/33 kV, un valor negativo es inyección hacia el SEIN por parte de la central), posterior a ocurrida la falla, los valores de potencia activa y reactiva se estabilizan en los valores previo a la falla.

13. ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE GENERACIÓN (EDAG)

Dado que en la zona de influencia se presentan sobrecargas en el sistema de transmisión para las condiciones de operación en contingencia (según el documento de estudios de flujo de potencia) se debe establecer un esquema de reducción de generación con el fin de mitigar estas sobrecargas.

Al respecto, dicho mecanismo debe ser un Esquema Especial de Control y Protección, que limite automáticamente la generación del Proyecto de acuerdo con el nivel de carga de los equipos de transmisión que se vean afectados con la generación a máxima capacidad del Proyecto.

Dicho esquema debe tener la capacidad de operar tanto de manera independiente como conectado a una Unidad de Control Central que coordine este esquema con otros similares (de otras centrales que aportan a las sobrecargas existentes en la zona de influencia), pertenecientes a otros proyectos y que operen monitoreando los mismos equipos de transmisión. La Unidad de Control Central será instalada por aquel proyecto que provoque la necesidad de coordinación entre esquemas, **según se identifique en su Estudio de Operatividad.**

Los análisis realizados indican que para la posible operación del sistema bajo las condiciones de contingencia que generan sobrecargas, se deberá implementar la reducción de generación en la red de acuerdo a los valores de despacho determinados en este estudio mediante el esquema de reducción de generación propuesto en el plano 7848-01-CP-PL-007 – Esquema Automático de Reducción de Generación. Dichos valores son referenciales, por lo que deberán ser validados al momento de desarrollo de los estudios de operatividad, considerando también la reducción en otras centrales que se acoplen al esquema centralizado.

14. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

El diseño del sistema de puesta a tierra de la subestación América 220/33 kV obedece a la metodología indicada en la norma IEEE 80-2013 «Guide for Safety in AC Substation Grounding», para así obtener el valor óptimo de resistencia de puesta a tierra y garantizar que las tensiones de toque y paso de la malla no superen los valores máximos permisibles.

El conductor de la malla a tierra profunda seleccionado corresponde a cobre desnudo calibre N° 4/0 AWG (107,20 mm²), el cual garantiza la condición de soportabilidad de las máximas corrientes de cortocircuito calculadas. Se considerará, además, pozos a tierra formados por electrodos de copper-cladsteel 5/8“(16 mm) x 8 pies (2400 mm); a esta malla se conectará la red de tierra superficial conformada por conductor de cobre AWG N° 2/0 (67,42 mm²).

La malla a tierra profunda está enterrada a 600 mm del nivel del plataformado.

En el caso de la subestación San José 220 kV, deberá realizarse el diseño de la malla de puesta a tierra, que se interconectará con la malla existente, empleando la metodología señalada en la norma IEEE 80-2013 «Guide for Safety in AC Substation Grounding». Dicho diseño será realizado en el Estudio de Operatividad, considerando las instalaciones definitivas y los proyectos que van a conectarse efectivamente en la subestación, y el sistema de puesta a tierra debe cumplir con los indicadores: tensión de toque, tensión de paso y potenciales transferidos según el CNE Suministro y el CNE Utilización vigentes.

15. CONCLUSIONES DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS

Los casos de estudio evaluados se describen de manera sintetizada a continuación:

- **Casos base:**
 - 1.- Sin Proyecto
 - 2.- Con Proyecto

La puesta en servicio del proyecto se prevé en diciembre del año 2025, así que los análisis se realizan para el año 2026 en los escenarios de demanda media tal como solicita el COES. Asimismo, se realiza el análisis de la operación del SEIN para el año 2028, donde para dicho año se consideran los proyectos vinculantes del documento «Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023 - 2032» inmersos en la zona de estudio y aprobados en la Resolución Ministerial N°459-2022:

- Nueva Subestación «Hub» San José - Primera Etapa y Enlace 220 kV «Hub» San José – Repartición (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).
 - Nueva SE «Hub» San José de 220 kV (Primera Etapa).
 - Implementación de LT 220 kV «Hub» San José – Repartición.
 - Ampliación de la SE Repartición con transformación 220/138 kV de 120 MVA.
 - Implementación de LT 138 kV Repartición – Majes (segundo circuito y LT 138 kV Repartición – Mollendo (segundo circuito)).

- **Sensibilidad 1:**
 - 1.- Sin Proyecto
 - 2.- Con Proyecto

Adicional a lo señalado en los Casos Base, se consideran en operación los proyectos cuyo EPO actualmente se encuentra en proceso de revisión.

- **Sensibilidad 2:**
 - 1.- Sin Proyecto
 - 2.- Con Proyecto

Adicionalmente a lo señalado en la sensibilidad 1, se considera en el primer año de estudio (2026) el retraso de las siguientes obras:

- Proyecto Enlace 500 kV San José – Yarabamba, ampliaciones y subestaciones asociadas:
 - LT 500 kV San José – Yarabamba.
- Proyecto Ampliación de la Transformación de la SE Montalvo 500/220 kV (2do transformador) y Enlace 220 kV Montalvo – Moquegua (2do Circuito):
 - LT 220 kV Montalvo – Moquegua.
 - Cambio de LT 220 kV Moquegua – Los Héroes a LT 220 kV Montalvo – Los Héroes.
 - Ampliación de la SE Montalvo 500/220 kV (2do transformador).

- **Sensibilidad 3:**
 - 1.- Sin Proyecto
 - 2.- Con Proyecto

Adicionalmente a lo señalado en la sensibilidad 1, se considera en el retraso de las siguientes obras:

- Nueva Subestación Hub San José Etapa y Enlace 220 kV Hub San José – Repartición (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas:
 - Nueva SE Hub San José de 220 kV (Primera Etapa).

- Implementación de la LT 220 kV Hub San José – Repartición.
- Ampliación de la SE Repartición con transformación 220/138 kV de 120 MVA.
- Implementación de LT 138 kV Repartición – Majes (segundo circuito y LT 138 kV Repartición – Mollendo (segundo circuito).

Para todos los casos se consideran los escenarios hidrológicos de avenida y estiaje, en el escenario de demanda media, considerando situaciones «sin proyecto» y «con proyecto».

A continuación, se detallan las conclusiones de los estudios eléctricos realizados:

15.1. ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA

- En cuanto al hecho de que el caso base debía considerar el máximo despacho de los proyectos con EPO aprobado, sin embargo, no fue posible cumplir con esto, por no convergencias y adicionalmente por bajas tensiones en la zona de influencia. Los escenarios de “preexistencia” en la base de datos, constatan esta situación. Por esta razón, los proyectos con EPO se despacharon respecto del porcentaje mostrado en la Tabla 17, a fin de encontrar el elemento limitante.

Tabla 17: Porcentaje de despacho de proyectos con EPO en Caso Base(*)

Zonas	Sin Proyecto				Con Proyecto			
	Caso Estudio				Caso Estudio			
	2026 Avmed	2026 Esmmed	2028 Avmed	2028 Esmmed	2026 Avmed	2026 Esmmed	2028 Avmed	2028 Esmmed
Zona 1	66,20%	55,39%	52,45%	52,50%	66,20%	54,00%	60,00%	52,50%
Zona 2	66,20%	55,39%	30,00%	50,00%	66,20%	54,00%	60,00%	50,00%
Zona 3	47,50%	51,00%	30,00%	45,00%	47,50%	51,00%	45,00%	49,00%
Zona 4	50,00%	48,00%	45,00%	50,00%	50,00%	51,00%	45,00%	50,00%

(*) Despachos máximos para evitar la sobrecarga del elemento limitante.

- En cuanto al hecho de que la sensibilidad 1 debía considerar el máximo despacho de los proyectos con EPO aprobado y en revisión, sin embargo, no fue posible cumplir con esto, por no convergencias y adicionalmente por bajas tensiones en la zona de influencia. Los escenarios de “preexistencia/sobrecarga” en la base de datos, constatan esta situación. Por esta razón, los proyectos con EPO aprobado y en revisión se despacharon respecto del porcentaje mostrado en la Tabla 18, a fin de encontrar el elemento limitante.

Tabla 18: Porcentaje de despacho de proyectos con EPO en Sensibilidad 1 (*)

Zonas	Sin Proyecto				Con Proyecto			
	Caso Estudio				Caso Estudio			
	2026 Avmed	2026 Esmmed	2028 Avmed	2028 Esmmed	2026 Avmed	2026 Esmmed	2028 Avmed	2028 Esmmed
Zona 1	46,00%	39,00%	29,00%	38,00%	46,00%	39,00%	29,00%	38,00%
Zona 2	46,00%	39,00%	29,00%	37,00%	46,00%	39,00%	29,00%	37,00%
Zona 3	34,00%	35,00%	29,00%	35,00%	34,00%	35,00%	29,00%	35,00%
Zona 4	34,00%	40,00%	30,00%	35,00%	34,00%	40,00%	30,00%	35,00%

(*) Despachos máximos para evitar la sobrecarga del elemento limitante.

- Cabe señalar que el caso base de la sensibilidad 2 debía considerar el máximo despacho de los proyectos con EPO aprobado y en revisión (al igual que en sensibilidad 1), sin embargo, no fue posible cumplir con esto, por no convergencias y adicionalmente por bajas tensiones en la zona de influencia. Los escenarios de “preexistencia/sobrecarga” en la base de datos, constatan esta situación. Por esta razón, los proyectos con EPO aprobado y en revisión se despacharon respecto del porcentaje mostrado en la Tabla 19, a fin de encontrar el elemento limitante. Se debe tener presente que en la sensibilidad 2 solo aplica el año 2026.

Tabla 19: Porcentaje de despacho de proyectos con EPO en Sensibilidad 2 (*).

Zonas	Sin Proyecto		Con Proyecto	
	Caso Estudio		Caso Estudio	
	2026 Avmed	2026 Esmmed	2026 Avmed	2026 Esmmed
Zona 1	39,00%	34,00%	39,00%	34,00%
Zona 2	39,00%	34,00%	39,00%	34,00%
Zona 3	29,00%	27,00%	29,00%	27,00%
Zona 4	29,00%	30,00%	29,00%	30,00%

(*) Despachos máximos para evitar la sobrecarga del elemento limitante.

- Las tensiones de la zona de influencia para los casos de operación normal en el caso base, sensibilidad 1 y sensibilidad 2, se ajusta a lo que indica el PR-20.
- En condiciones de media demanda, considerando la operación del Proyecto se presentan condiciones desfavorables (preexistentes) en los niveles de cargabilidad de las líneas de transmisión y transformadores de potencia del SEIN.
- En condiciones de contingencias para el escenario base, se presentan sobrecargas menores al 120% en líneas, sin embargo, existen líneas (principalmente en 500 kV) con cargabilidades superiores al 120%, incumpliendo en la normativa. En cuanto a la cargabilidad de transformadores, éstos presentan sobrecargas ante contingencias.
- En las sensibilidades 1, 2 y 3, se observan sobrecargas inadmisibles principalmente en líneas de 500 kV (que salen de Ocoña, Poroma, San José, Montalvo) y en las líneas 2x220 kV Socabaya-Moquegua, y en los transformadores de San José 500/220 kV, donde será propuesta una reducción de generación.
- Los casos no convergentes serán analizados en el estudio de estabilidad, los cuales fueron los siguientes:
 - Caso Base AvMed 2026 con Proyecto – Contingencia 12 Yarabamba – Poroma 500 kV.

15.2. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

Se evaluó el comportamiento en estado estacionario del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) bajo la incorporación del proyecto «Central Solar Fotovoltaica (CSF) San José», evaluando los efectos producidos sobre los niveles de cortocircuito en las barras principales del sistema, en particular de la zona de influencia del proyecto.

De los resultados presentados, se tienen las siguientes conclusiones:

- Luego del ingreso del proyecto no se presentan variaciones significativas en los valores de cortocircuito al contrastar los casos con y sin proyecto. El máximo porcentaje de variación corresponde a un 3,25% en la barra de San José 220 KV para el análisis correspondiente al año 2026 en el Caso Base en el periodo de estiaje. En la sensibilidad 1 se aprecia una máxima variación del 3,07% en la misma barra de San José 220 kV, en avenida y estiaje.
- Para el caso con proyecto, el máximo valor de cortocircuito para el caso de estudio en la SE San José 220 kV es de 26,12 kA en el año 2028, mientras que el máximo valor de cortocircuito para el escenario de máxima generación en el SEIN es de 29,46 kA. Ambos valores ocurren para fallas 2FT.
- En la subestación América se presenta un máximo nivel de cortocircuito de 13,64 kA, para una falla trifásica en la barra de 220 kV, mientras que a nivel de 33 kV el máximo cortocircuito es de 25,91 kA también para una falla trifásica. Todo esto para el horizonte de análisis del año 2028. Los máximos valores de cortocircuito para el escenario de máxima generación en el SEIN ocurren para fallas trifásicas, y son de 13,64 kA y 25,91 kA en 220 kV y 33 kV, respectivamente.
- Todos los valores anteriormente señalados se encuentran por debajo de la capacidad de ruptura de los equipos a instalar en la S/E América, así como de los existentes en la subestación San José 220 kV (40 kA).

Las tablas siguientes muestran un resumen de los máximos niveles de cortocircuito obtenidos:

Casos Base

BARRA	Máx. Cortocircuito [kA]	Año de Análisis	Escenario hidrológico	Condición del Proyecto	Tipo de Falla
América 220 kV	12,21	2028	Estiaje	Con Proyecto	3F
América 33 kV	25,23	2028	Estiaje	Con Proyecto	3F
San José 220 kV	25,11	2028	Estiaje	Con Proyecto	2FT

Sensibilidad 1

BARRA	Máx. Cortocircuito [kA]	Año de Análisis	Escenario hidrológico	Condición del Proyecto	Tipo de Falla
América 220 kV	12,94	2028	Estiaje	Con Proyecto	3F
América 33 kV	25,59	2028	Estiaje	Con Proyecto	3F
San José 220 kV	27,19	2028	Estiaje	Con Proyecto	2FT

Sensibilidad 2

BARRA	Máx. Cortocircuito [kA]	Año de Análisis	Escenario hidrológico	Condición del Proyecto	Tipo de Falla
América 220 kV	12,22	2026	Avenida	Con Proyecto	3F
América 33 kV	25,24	2026	Avenida	Con Proyecto	3F
San José 220 kV	25,03	2026	Avenida	Con Proyecto	2FT

Sensibilidad 3

BARRA	Máx. Cortocircuito [kA]	Año de Análisis	Escenario hidrológico	Condición del Proyecto	Tipo de Falla
América 220 kV	12,61	2028	Estiaje	Con Proyecto	3F
América 33 kV	25,43	2028	Estiaje	Con Proyecto	3F
San José 220 kV	26,13	2028	Estiaje	Con Proyecto	2FT

Caso de estudio de máxima generación en el SEIN al tercer año (año 2028)

BARRA	Máx. Cortocircuito [kA]	Año de Análisis	Escenario hidrológico	Condición del Proyecto	Tipo de Falla
América 220 kV	13,64	2028	(*)	(**)	3F
América 33 kV	25,91	2028	(*)	(**)	3F
San José 220 kV	29,46	2028	(*)	Con Proyecto	2FT

(*) Todas las máquinas síncronas del SEIN se encuentran en servicio. Por ende, no aplica un escenario hidrológico en específico.

(**) Estas barras forman parte del proyecto, por lo tanto, la única condición posible es con proyecto.

15.3. ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

- El desarrollo del estudio de estabilidad dinámica consideró el uso de un modelo genérico para plantas fotovoltaicas, ajustado para el parque CSF San José.
- En los resultados ante fallas monofásicas, se puede apreciar que en ningún caso la tensión sobrepasa transitoriamente un $\pm 20\%$ del valor nominal de cada barra. Adicionalmente en las simulaciones se verifica que las sobretensiones temporales no sobrepasan el 10% de la tensión nominal de cada barra, y luego de los 2 segundos, las tensiones son todas mayores a 0.85 pu.
- En los resultados ante fallas trifásicas, se puede apreciar que en ningún caso la tensión sobrepasa transitoriamente un $\pm 20\%$ del valor nominal de cada barra. Adicionalmente en las simulaciones se verifica que las sobretensiones temporales no sobrepasan el 10% de la tensión nominal de cada barra, y luego de los 2 segundos, las tensiones son todas mayores a 0.85 pu.
- En los resultados ante fallas, es posible observar que la máxima excursión angular no supera los 40° en el Caso Base, los 60° para la Sensibilidad 1 y los 80° para la sensibilidad 2 y 3 respecto de la máquina de referencia, y en todos los casos se estabiliza a valores menores, sin evidenciar pérdida de sincronismo en el sistema.
- Adicionalmente, de los resultados obtenidos, se muestra que no se evidencia una frecuencia superior a los 62 Hz y bajo los 58 Hz en ningún caso, ante condiciones transitorias. Y en todos los casos la frecuencia en régimen permanente posterior a la falla se presenta entre 59.5 Hz y 60.5 Hz.
- Al realizar la verificación de Inercia, considerando la desconexión de una unidad de CH Chaglla, es posible observar que el ingreso de CSF San José al SEIN no genera un impacto significativo sobre la inercia, donde en todos los escenarios en análisis la frecuencia da cumplimiento a los criterios estipulados en el procedimiento PR-20 del

COES. La frecuencia mínima que se alcanza es en la Sensibilidad 2, en el escenario de Estiaje con demanda media, alcanzando 59,40 Hz. Sin embargo, la frecuencia post falla en todos los casos es superior a los 59,5 Hz.

- En cuanto al análisis de Huecos de tensión, se tiene que las tensiones y la frecuencia se recuperan dentro de valores que se encuentran en norma.
- Para algunos casos con proyecto se tuvo que realizar simulaciones con reducción de generación en CSF San José, con el fin de lograr convergencia numérica. Los casos de falla son los siguientes:

Caso de estudio	Falla	Potencia Reducida	Despacho final	Porcentaje de reducción aplicado
		[MW]	[MW]	[%]
2026_AveMed_SC100%_CP	L 5036 99%	22,78	132,92	14,63%
2026_AveMed_SC100%_CP	SJ-YAR 1%	30,38	125,32	19,51%
2026_EstMed_SC100%_CP	SJ-YAR 1%	30,38	125,32	19,51%
2028_AveMed_SC100%_CP	L 5036 99%	22,78	132,92	14,63%
2028_AveMed_SC100%_CP	SJ-YAR 1%	22,78	132,92	14,63%
2028_AveMed_SC100%_CP	SJ-YAR 99%	22,78	132,92	14,63%
2028_EstMed_SC100%_CP	SJ-YAR 1%	22,78	132,92	14,63%
2026_AveMed_S1_CP	L 5036 99%	30,38	125,32	19,51%
2026_EstMed_S1_CP	L 5036 99%	18,98	136,72	12,19%
2026_EstMed_S1_CP	SJ-YAR 1%	30,38	125,32	19,51%
2028_EstMed_S1_CP	L 5036 99%	22,78	132,92	14,63%
2028_EstMed_S1_CP	SJ-YAR 1%	22,78	132,92	14,63%
2026_AveMed_S2_CP	L 5036 99%	22,78	132,92	14,63%
2026_EstMed_S2_CP	L 5036 99%	22,78	132,92	14,63%
2028_AveMed_S3_CP	L 5036 99%	22,78	132,92	14,63%
2028_AveMed_S3_CP	SJ-YAR 1%	26,58	129,12	17,07%
2028_AveMed_S3_CP	SJ-YAR 99%	26,58	129,12	17,07%
2028_EstMed_S3_CP	L 5036 99%	22,78	132,92	14,63%
2028_EstMed_S3_CP	SJ-YAR 1%	30,38	125,32	19,51%

- La potencia reducida se realiza de manera conservadora en CSF San José con el fin de determinar cuánto debería ser la potencia reducida en total en las centrales conectadas en SE San José. Como se puede apreciar en la tabla anterior, las líneas involucradas corresponden a las siguientes:

- L 5036 San José – Ocoña 500 kV
- L San José – Yarabamba 500 kV

Estas líneas serán consideradas dentro del esquema automático de reducción de generación del proyecto con el fin de al momento de desarrollarse los estudios de operatividad se evalúe la necesidad de monitoreo de estas líneas por concepto de estabilidad transitoria. En esta etapa no es recomendable tomar determinaciones dado que los escenarios conservadores consideran un alto grado de incertidumbre en el desarrollo de todos los proyectos con conformidad y etapa de revisión.

15.4. ESTUDIO DEL ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE GENERACIÓN (EDAG)

Se tomó como base de partida los peores casos de sobrecarga presentes para las contingencias en la zona de influencia del proyecto en los casos de estudio analizados para el año de puesta en servicio de la CSF San José (Caso Base, Sensibilidad 1 y Sensibilidad 2 al año 2026). Con esto, se establecen valores referenciales de despacho máximo para las centrales de generación de la zona, los cuales deberán ser validados al momento de desarrollo de los estudios de operatividad (EO), considerando también la reducción en otras centrales que finalmente se acoplen al esquema centralizado.

Los análisis realizados indican que para la posible operación del sistema bajo las condiciones de contingencia que generan sobrecargas, se deberá implementar la reducción de generación en la red de acuerdo a los valores de despacho determinados en este estudio mediante el esquema de reducción de generación propuesto en el plano «7848-01-CP-PL-007 – Esquema Automático de Reducción de Generación».

Es importante destacar que la filosofía de actuación del EDAG a proponer, en cuanto a las reducciones de generación determinadas en este estudio y que serían aplicadas en la propuesta de EDAG de este proyecto, consiste en la reducción de generación de forma escalonada o en rampa, minimizando así el impacto al sistema (principalmente asociado al control de frecuencia y de tensión). Esto es dado que no existen problemas específicos de estabilidad que ameriten una operación rápida (inestabilidad angular o de frecuencia). No obstante, en el Estudio de Operatividad serán realizados estos análisis nuevamente tomando en consideración los proyectos de generación operativos y con EO en trámite y aprobados por el COES.

La siguiente tabla resume los elementos que el EDAG deberá monitorear por problemas de sobrecarga y estabilidad, este último a evaluarse en la etapa de EO:

Tabla 20. Resumen de elementos a ser monitoreados por el EDAG

Elementos Monitoreados	Monitoreo por Sobrecarga ante Contingencias	Monitoreo por Inestabilidad ante Contingencias (*)
Chilca CTM - Poroma 500 kV	X	
Poroma - Ocoña 500 kV	X	
Poroma - Yarabamba 500 kV	X	
San José - Montalvo 500 kV	X	
San José - Ocoña 500 kV	X	X
Socabaya - Moquegua 220 kV C1	X	
Socabaya - Moquegua 220 kV C2	X	
San José - Yarabamba 500 kV		X
TR1 San José 500/220kV 600 MVA	X	
TR2 San José 500/220kV 600 MVA	X	
Cerro Verde – Repartición 138 kV (nota 1)	X	
Ica - Independencia 220 kV C1 (nota 1)	X	
Ica - Independencia 220 kV C2 (nota 1)	X	
Derivación – Ica 220 kV (nota 1)	X	
Poroma - Cahuachi 220 kV (nota 1)	X	
Ica – Intermedia 220 kV (nota 1)	X	
Futuro transformador 220/138 kV de 120 MVA en SE Repartición (nota 2)	X	
LT Bicentenario – Poroma 500 kV	X	

Elementos Monitoreados	Monitoreo por Sobrecarga ante Contingencias	Monitoreo por Inestabilidad ante Contingencias (*)
LT Derivación - Cahuachi 220 kV	X	

Nota (*): La finalidad de considerar estos elementos en el EDAG es que en el desarrollo de los estudios de operatividad se evalúe la necesidad de monitoreo de estas líneas por concepto de estabilidad transitoria, dado que en esta etapa se debió reducir la generación en la SE San José para lograr la convergencia numérica en ciertas fallas trifásicas en las líneas «San José - Ocoña 500 kV» y «San José – Yarabamba 500 kV». Es importante destacar que en esta etapa de EPO los resultados indican que el proyecto CSF San José no provoca inestabilidad en el sistema.

Nota 1: En la etapa de EO deberá verificarse la influencia de la CSF San José, dado que este elemento es afectado mayormente por los proyectos de generación ubicados en la zona de Marcona, Derivación y Poroma.

Nota 2: Dependiente de la puesta en servicio del proyecto «Nueva Subestación “Hub” San José – Primera Etapa y Enlace 220 kV “Hub” San José – Repartición (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)», el cual está contemplado para antes del año 2028.

La incorporación de un automatismo en la zona de estudio permite, en condiciones de contingencias, mitigar sobrecargas en los elementos indicados, interviniendo en la generación de las centrales que aporten a las sobrecargas. Las cargabilidades máximas obtenidas aplicando el esquema de reducción fueron las siguientes:

Tabla 21. Resumen de resultados de cargabilidad aplicando esquema de reducción de generación en los casos base

Elemento	Máx Cargabilidad (sin esquema) [%]	N° de Contingencia	Escenario	Cargabilidad con Esquema [MVA]	Cargabilidad con Esquema [%]
Socabaya - Moquegua 220 kV C1	175,79	C01	26-CB-CP-Esmed	140,2	95,6
Socabaya - Moquegua 220 kV C2	175,79	C01	26-CB-CP-Esmed	140,2	98,6
Chilca CTM - Poroma 500 kV	143,44	C05	26-CB-CP-Avmed	835,4	99,7
Chilca CTM - Poroma 500 kV -1	144,99	C05	26-CB-CP-Avmed	831,3	99,2
Chilca CTM - Poroma 500 kV -2	143,57	C05	26-CB-CP-Avmed	797,4	98,2
Poroma - Yarabamba 500 kV	135,05	C11	26-CB-CP-Avmed	1231,5	83,1
Poroma - Yarabamba 500 kV -1	126,55	C11	26-CB-CP-Avmed	1123,2	86,7
Poroma - Yarabamba 500 kV -2	139,23	C11	26-CB-CP-Avmed	1231,5	86,7
Poroma - Ocoña 500 kV	163,36	C12	26-CB-CP-Esmed	847,58	99
Poroma - Ocoña 500 kV -1	165,70	C12	26-CB-CP-Esmed	828,9	99,2
Poroma - Ocoña 500 kV -2	166,23	C12	26-CB-CP-Esmed	852,6	99,6
San José - Ocoña 500 kV	160,99	C12	26-CB-CP-Esmed	811,7	99,2
San José - Ocoña 500 kV -1	155,31	C12	26-CB-CP-Esmed	802,74	93,7
TR2 San José 500/220 kV 600 MVA	180,95	C02	26-CB-CP-Avmed	582,82	93,5

Tabla 22. Resumen de resultados de cargabilidad aplicando esquema de reducción de generación en la sensibilidad 1

Elemento	Máx Cargabilidad (sin esquema) [%]	N° de Contingencia	Escenario	Cargabilidad con Esquema [MVA]	Cargabilidad con Esquema [%]
Socabaya-Moquegua 220 kV C1	197,31	C01	26-S1-CP-Esmed	152,89	96,5
Socabaya-Moquegua 220 kV C2	197,31	C01	26-S1-CP-Esmed	152,89	96,5
Chilca CTM-Poroma 500 kV	137,01	C05	26-S1-CP-Esmed	801,38	90,7
Chilca CTM-Poroma 500 kV -1	138,34	C05	26-S1-CP-Esmed	808,2	91,4
Chilca CTM-Poroma 500 kV -2	136,98	C05	26-S1-CP-Esmed	777,47	90,8
Poroma - Yarabamba 500 kV	128,12	C11	26-S1-CP-Avmed	1144,42	83,6
Poroma - Yarabamba 500 kV -1	120,35	C11	26-S1-CP-Avmed	1187,69	76,4
Poroma - Yarabamba 500 kV -2	132,21	C11	26-S1-CP-Avmed	1327,18	79,7
Poroma - Ocoña 500 kV	210,03	C12	26-S1-CP-Avmed	830,5	96,9
Poroma - Ocoña 500 kV -1	214,43	C12	26-S1-CP-Avmed	781,49	91,2
Poroma - Ocoña 500 kV -2	214,66	C12	26-S1-CP-Avmed	804,04	85,8
San José - Ocoña 500 kV	178,45	C12	26-S1-CP-Avmed	706,81	81,5
San José - Ocoña 500 kV -1	174,80	C12	26-S1-CP-Avmed	698,14	74,5
TR2 San Jose 500/220kV 600 MVA	132,64	C02	26-S1-CP-Avmed	558,66	86,2

Tabla 23. Resumen de resultados de cargabilidad aplicando esquema de reducción de generación en la sensibilidad 2

Elemento	Máx Cargabilidad (sin esquema) [%]	N° de Contingencia	Escenario	Cargabilidad con Esquema [MVA]	Cargabilidad con Esquema [%]
Socabaya-Moquegua 220 kV C1	223,91	C07	26-S2-CP-Avmed	152,97	98,7
Socabaya-Moquegua 220 kV C2	223,91	C07	26-S2-CP-Avmed	152,97	98,7
Poroma - Ocoña 500 kV	163,09	C10	26-S2-CP-Avmed	850,28	96,03
Poroma - Ocoña 500 kV -1	165,96	C10	26-S2-CP-Avmed	810,78	91,6
Poroma - Ocoña 500 kV -2	166,24	C10	26-S2-CP-Avmed	866,29	89,6
San José - Ocoña 500 kV	138,09	C10	26-S2-CP-Avmed	815,78	87,7
San José - Ocoña 500 kV -1	136,85	C10	26-S2-CP-Avmed	770,72	79,7
San José - Montalvo 500 kV	143,63	C09	26-S2-CP-Avmed	797,56	87,1
San José - Montalvo 500 kV -1	168,03	C09	26-S2-CP-Avmed	789,63	95,5
San José - Montalvo 500 kV -2	144,15	C09	26-S2-CP-Avmed	780,34	82,7
TR1 San Jose 500/220kV 600 MVA	108,18	C02	26-S2-CP-Avmed	617,35	90,2

Para un desempeño correcto, todas las centrales de generación no convencional evaluadas deben participar del esquema. De esta forma, el automatismo contará con suficiente capacidad para controlar las potenciales sobrecargas mediante actuación sobre estas plantas.

Asimismo, y con base en los resultados presentados en el documento «7848-01-ES-IF-020 - Estabilidad Transitoria», donde para algunos casos de falla trifásica en las líneas «San José - Ocoña 500 kV» y «San José – Yarabamba 500 kV» se debió realizar reducción de generación en la SE San José (específicamente se redujo de forma conservadora en la CSF San José) con el fin de lograr convergencia numérica, dichas líneas se consideran dentro del esquema automático de reducción de generación del proyecto, asumiendo que deberán ser monitoreadas por problemas de estabilidad, aun cuando los resultados del estudio de estabilidad en esta etapa indiquen que el proyecto no ocasiona inestabilidad en el sistema, pues la finalidad de esta consideración es que en el desarrollo de los estudios de operatividad se evalúe la necesidad de monitoreo de estas líneas por concepto de estabilidad transitoria. En esta etapa no es recomendable tomar determinaciones, dado que los escenarios conservadores consideran un alto grado de incertidumbre en el desarrollo de todos los proyectos con conformidad y etapa de revisión.

Análisis de Activación del ERACMF

se ha evaluado la actuación del Esquema de Desconexión Automática de Generación (EDAG), con base en los resultados presentados en el documento «7848-01-ES-IF-016 - Estudio EDAG», verificando si es posible desconectar de manera súbita sin activar ninguna de las etapas de ERACMF, el proyecto CSF San José intervenido por el EDAG, en los escenarios de contingencia más críticos y con mayor reducción de generación en la S/E San José.

Se han considerado los escenarios con máximas sobrecargas ante contingencia y, asimismo, que implican mayor reducción de generación en la S/E San José.

Para el análisis, se realizó un ajuste en el despacho de todas las centrales de generación conectadas en la S/E San José 220 kV, de manera que el despacho en el proyecto CSF San José sea a plena carga (potencia nominal de 155,7 MW). La evaluación aplicará sobre el EDAG propuesto interviniendo el proyecto CSF San José, cuyo punto de conexión con el SEIN es la S/E San José 220 kV, despachando a plena carga. En esta evaluación, el EDAG tuvo una actuación ejecutando la desconexión súbita de la CSF San José.

En general, es posible observar que, antes de la desconexión de la CSF San José, los elementos que quedan en servicio al momento de ocurrir la contingencia, y afectados en términos de cargabilidad, alcanzan niveles de sobrecarga. Sin embargo, a los 2 s de ocurrida la contingencia se produce la desconexión súbita del proyecto CSF San José, ocasionando que los elementos reduzcan su cargabilidad a niveles permisibles en

estado de contingencia (120% para líneas de transmisión y 100% para transformadores), con excepción del caso en que queda fuera de servicio uno de los autotransformadores de San José, dado que para esta contingencia debe reducirse mayor generación. Este análisis considera la desconexión del proyecto CSF San José, pues en la etapa de Estudio Operativo de deberá realizar la verificación considerando las centrales que efectivamente participarán en el EDAG.

De acuerdo con los resultados presentados en dicho análisis, es posible advertir que el EDAG propuesto cumple el objetivo de reducir, y en algunos casos mitigar, las sobrecargas en aquellos elementos que, en condición de contingencia, elevan su cargabilidad por encima de los niveles permisibles. Por otra parte, los desbalances de generación, producto de la desconexión de la CSF San José, no deriva en la activación de escalones del ERACMF por baja frecuencia. Es importante mencionar que la reducción de generación se realizó con forma de un único escalón, es decir, una desconexión instantánea, en donde, aun así, no se alcanzan los umbrales mínimos establecidos para la activación de alguna de las etapas del ERACMF. Por lo tanto, al aplicar una reducción en rampa o escalonada se podría lograr un control de frecuencia aún más efectivo.

15.5. ESTUDIO CAPACIDAD DE BARRAS

Se verificó el dimensionamiento de los conductores de barra de la subestación San José 220 kV. Para lo anterior, se hicieron análisis de flujos de potencia por los conductores de barra de la subestación y comparaciones de capacidad de cortocircuito del conductor de barra con los niveles de cortocircuito proyectados en la subestación San José 220 kV. Los resultados indican lo siguiente:

- Análisis de capacidad térmica: El peor caso ocurre en el caso 2026_AvMed_CP_CO1, en donde la corriente máxima que circula por los conductores de barra es de 3916 A correspondiente a un 96 % de la capacidad térmica de diseño, siendo superior al 90% de la capacidad del conductor. Por lo anterior, se debe considerar otro conductor de barra de mayor capacidad. No obstante, lo anterior, se deja de manifiesto que estos resultados suponen la conexión de todos los proyectos de generación solicitados por el COES en la carta de escenarios y la conexión del proyecto CSF San José al final de la barra de la subestación, situación restrictiva que sólo se evalúa para efectos de determinar el dimensionamiento del conductor de la barra de S/E San José 220 kV en casos restrictivos (diseño de equipamiento). La evaluación de la ampliación del conductor de barra de la S/E San José 220 kV se realizará en el EO del proyecto CSF San José.
- Análisis de capacidad de cortocircuito: el conductor tiene una capacidad de 122,61 kA lo que es mayor a los 29,46 kA proyectados en la subestación.

Ante lo anterior, se concluye que el alcance del proyecto deberá incorporar el cambio del conductor de barra existente por un calibre que garantice una cargabilidad inferior al 90% de su capacidad nominal. No obstante, este estudio ha considerado como condición conservadora que el proyecto CSF San José se conectará posteriormente a todos los proyectos de generación con EPO en trámite para conectarse en San José 220 kV, lo cual en la realidad existe la posibilidad de que no sea así ya que dependerá de las negociaciones internas con el titular de la subestación de conexión, por lo que es importante destacar que el cambio de conductores de barra en la S/E San José 220 kV será alcance del proyecto únicamente si durante el desarrollo del Estudio Operativo del proyecto CSF San José se determina que la conexión de éste es el causal de la sobrecarga en los conductores de barra de la S/E San José 220 kV. Se toma como referencia un conductor AAC Nightshade que cuenta con una capacidad de 2238,2 A por conductor (4476,4 A dos conductores por fase), permitiendo la circulación de corriente requerida y dejando un margen aproximado de 12% para aumentos futuros (valor calculado sobre la máxima corriente de 3916 A).

También, se verifico la capacidad de la bahía del acoplador de barra, cuya capacidad es de 3000 A. Los resultados indican lo siguiente:

- El peor caso ocurre en caso el caso 2026_Avmed_CP en donde la corriente máxima que circula por la bahía del acoplador de barra es de 3573 A correspondiente a un 119,1 % de la capacidad de diseño, siendo mayor al 90%.
- Análisis de capacidad de cortocircuito: el acoplador tiene una capacidad de 40 kA (Tabla 23) lo que es mayor a los 29,16 kA proyectados en la subestación.

Ante lo anterior, se concluyó que el alcance del proyecto deberá incorporar el cambio de la bahía acopladora existente, ya que esta última vería superado el 90% de su capacidad nominal. No obstante, este estudio ha considerado como condición conservadora que el proyecto CSF San José se conectará posteriormente a todos los proyectos de generación con EPO en trámite para conectarse en San José 220 kV, lo cual en la realidad existe la posibilidad de que no sea así, ya que dependerá de las negociaciones internas con el titular de la subestación de conexión, por lo que es importante destacar que el cambio de la bahía acopladora en la S/E San José 220 kV será alcance del proyecto únicamente si durante el desarrollo del Estudio Operativo del proyecto CSF San José se determina que la conexión de éste es el causal de la sobrecarga en la bahía acopladora. Se toma como referencia una bahía de acople con capacidad nominal de 4000 A, permitiendo la circulación de corriente requerida y alcanzando una cargabilidad máxima del 89.3%.

Tabla 24. Niveles de corriente por secciones de barra y bahía acoplador S/E San José

Elemento	Máxima corriente circulante en estado estacionario [A]	Máxima capacidad de cortocircuito [kA]
Barras S/E San José	3916	122.61
Bahía Acoplador de barras	3573	40

15.6. ESTUDIO DE VOLTAJE TRANSITORIO DE RECUPERACIÓN (TRV)

Se realizó el estudio de TRV/RRRV para los interruptores de los extremos de la línea que une S/E San José 220 kV con S/E América 220 kV, obteniéndose que:

- El máximo TRV para el interruptor de la línea San José – América 220 kV ubicado en el extremo de SE San José es de 527.80 kV y se obtiene para una falla bifásica aislada ubicada en el inicio de la línea San José – América 220 kV (respecto a San José). De igual forma, el máximo RRRV para el interruptor señalado es de 5.10 kV/μs y se obtiene para una falla trifásica aislada ubicada en el punto B de medición (1 km de línea respecto a San José).
- El máximo TRV para el interruptor de la línea San José – América 220 kV ubicado en el extremo de SE América es de 643.63 kV y se obtiene para una falla bifásica aislada ubicada en el punto F de medición (1 km de línea respecto a América 220 kV). De igual forma, el máximo RRRV para el interruptor señalado es de 5.93 kV/μs y se obtiene para una falla bifásica aislada ubicada en barra de SE América 220 kV.
- Los interruptores de los extremos de la línea San José – América 220 kV son proyectados con tensión nominal de 300 kV, capacidad de cortocircuito 40 kA y factor de primer polo Kpp 1.5, teniendo con

ello valores máximos soportables de TRV y RRRV superiores a todas las máximas solicitudes presentadas.

Considerando lo anterior, la siguiente tabla resume los máximos valores de TRV y RRRV alcanzados para cada interruptor de la línea San José – América 220 kV.

Tabla 25 Resumen resultados de TRV y RRRV.

Ubicación Interruptor LT San José – América 220 kV	TRV Calculado [kV]	RRRV Calculado [kV/us]	Cumplimiento [TRV-RRRV]
Extremo S/E San José	527.80	5.10	✓✓
Extremo S/E América	643.63	5.93	✓✓

Se destaca que el dimensionamiento proyectado en el presente estudio corresponde a los interruptores de los extremos de la línea San José – América 220 kV, siendo estos interruptores dimensionados con tensión nominal de 300 kV y capacidad de cortocircuito 40 kA. Valores que son diferentes al dimensionamiento proyectado para el interruptor acoplador de barras en SE San José 220 kV, que es de tensión nominal 245 kV y capacidad de cortocircuito 63 kA.

15.7. ESTUDIO DE ARMÓNICOS

Se ha realizado un estudio de armónicos en términos de barrido en frecuencia para analizar el comportamiento de la impedancia y flujos de potencia armónico para determinar el contenido armónico en la corriente y tensión producto de la conexión de la CSF San José.

Para ello, se modela el sistema, considerando mediciones efectuadas en febrero de 2023, periodo de avenida, en la barra de 220 kV de la Subestación San José, la información de emisiones de los convertidores del proyecto CSF San José provisto por el fabricante.

Los escenarios consideran la simulación en el periodo de avenida, proyectado al año 2026, considerando condiciones de demanda media (cuando la central se encuentra operativa). Se configuran así, dos escenarios, dónde se considera la situación sin proyecto y la situación con proyecto.

Al respecto se puede extraer los siguientes resultados:

- Desde el punto de vista sistémico, el ingreso de la central provoca una modificación en la impedancia entre el armónico 15° al 20°, producto de la incorporación de cables subterráneos y aéreos, y se modifica reduciendo los niveles máximos de impedancia, pero en general no se tiene mayor impacto en la modificación de las características de impedancia del sistema.
- De los análisis de barrido en frecuencia, existen posibles resonancias en torno a la armónica 10°, 15° y 18°, presentada en la condición sin proyecto. Con proyecto se provoca modificaciones en la impedancia entre los armónicos 15° al 20°, produciéndose posibles resonancias en los armónicos 10°, 15° y 19°.
- La emisión de armónicos de tensión en el sistema cumple satisfactoriamente los niveles normativos, y no se modifica apreciablemente con el ingreso de la central San José 155.7 MW, con la salvedad en

el armónico 3°, el que se encuentra en la condición sin proyecto (es pre-existente a la conexión del CSF San José).

- La emisión de armónicos de corriente en el sistema cumple satisfactoriamente los niveles normativos, con excepción de la 14° y 19° Armónica, siendo esta una condición pre-existente a la conexión de CSF San José. De igual forma, se mostró que la inyección de corriente armónica de CSF San José de forma individual (sin inyección armónica del equivalente de red), cumple con la IEEE std 519.

En vista de los resultados obtenidos, se considera de forma preliminar el diseño de un filtro en el armónico de sintonía $H = 2,9$ (174 Hz), teniendo en cuenta que las principales perturbaciones se encuentran en los órdenes armónicos 3 en tensión. Para éste se consideraron los parámetros constructivos de forma preliminar $C = 21,46 \mu\text{F}$, $L = 38,98 \text{ mH}$ y $R = 0,4735 \text{ ohms}$. Cabe mencionar que las características del filtro son referenciales y deberán ser definidas con mayor detalle en el **estudio de operatividad**.

17. LISTA DE EQUIPAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS APROBADAS

17.1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

17.1.1. Línea de transmisión América – San José 220 kV

1.0	Longitud +-10%	8,92 km
2.0	Numero de ternas	01
3.0	Tensión nominal	220 kV
4.0	Tensión máxima	245 kV
5.0	Potencia de diseño	345 MVA
6.0	Longitud mínima de la cadena de aisladores (distancia de arco seco)	3,29 m
7.0	Conductores por fase por terna (tipo y sección)	ACAR 1200 MCM, 1 conductor por fase.
8.0	Cable de guarda y/o de comunicación	Un (01) cable OPGW de 24 hilos
9.0	Silueta de la estructura de suspensión	Plano N° 7848-01-LT-PL-001

17.2. SUBESTACIONES

17.2.1. Ampliación en 220 kV de la subestación San José

1.0	Tensión nominal del equipamiento	220 kV
2.0	Tecnología	AIS (Air Insulated Substation)
3.0	Tensión máxima del equipo	245 kV
4.0	Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico	1050 kVp
5.0	Corriente nominal	<p>Celda Línea: Interruptor: 2000 A Un: 300 kV Seccionadores: 2000 A Un: 245 kV Transformadores de corriente: 400-800/1 A</p> <p>Celda Acople: Interruptor: 4000 A Un: 245 kV Seccionadores: 4000 A Un: 245 kV Transformadores de corriente: 4000x5/5/5/5 A</p>
6.0	Capacidad de ruptura de cortocircuito trifásico	Celda línea: 40 kA Celda acople: 63 kA
7.0	Configuración de barras	Doble barra
8.0	Número de Celdas	
8.1	De línea	01
8.2	De acople	(*)
9.0	Diagramas unifilares del equipamiento de protección y medición	Plano N° 7848-01-CP-PL-005
10.0	Esquema de comunicaciones y teleprotección	Plano N° 7848-01-CP-PL-011
11.0	Arquitectura del sistema de automatización y control	Plano N° 7848-01-CP-PL-010

(*) El proyecto considera la repotenciación de la celda de acople a 4000 A, así como la repotenciación de barras. Dicha repotenciación se reevaluará en el EO según el presente proyecto provoque sobrecargas.

17.2.2. Subestación América 220/33 kV

1.0	Tensión nominal del equipamiento	220 kV
2.0	Tecnología	AIS (Air Insulated Substation)
3.0	Tensión máxima del equipo	245 kV
4.0	Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico	1050 kVp
5.0	Corriente nominal	Celda de Línea - Transformador: Interruptor: 2000 A Un: 300 kV Seccionador: 2000 A Un: 245 kV Transformador de corriente: 400-800/1 A
6.0	Capacidad de ruptura de cortocircuito trifásico	40 kA
7.0	Configuración de barras	(*)
8.0	Número de Celdas	(**)
8.1	De línea - Transformador	01
9.0	Transformadores de potencia	01
9.1	Potencia Nominal	110 / 150 / 190 MVA (ONAN / ONAF 1 / ONAF 2)
9.2	Relación de transformación	220 ± 13x1.25% / 33 kV
9.3	Grupo de Conexión	YNd11
9.4	Tipo de Regulación de tomas	Bajo carga
9.5	Mando Sincronizado	Sí
10.0	Diagrama Unifilar del equipamiento de protección y medición	Plano N° 7848-01-CP-PL-006
11.0	Esquema de comunicaciones y teleprotección	Plano N° 7848-01-CP-PL-011
12.0	Arquitectura del sistema de automatización y control	Plano N° 7848-01-CP-PL-010
13.0	Filtro de armónicos	Tipo RLC Un: 33 kV 10 MVar Frecuencia de sintonización: 2,9

(*) El proyecto prevé la instalación de una celda línea-transformador, por lo que no instalará barras en el lado de 220 kV de la subestación.

(**) La lista no incluye el equipamiento en 33 kV, ya que podría estar sujeto a modificaciones por parte del Titular del Proyecto, lo cual no condiciona la conformidad del EPO.

17.3. CENTRAL DE GENERACIÓN

17.3.1. Central Solar Fotovoltaica San José

1.0	Características técnicas de la Central	
1.1	Potencia nominal	155,7 MW (Ver Nota 1)
1.2	Tecnología de inversores	IGBT
1.3	Equipo de compensación reactiva	No (Ver Nota 2)
2.0	Esquema de Control y Protección para Reducción de Generación	Plano N° 7848-01-CP-PL-007 (Ver nota 3)

Notas:

1. La potencia que se aprueba no podrá incrementarse en otras etapas de gestión del presente proyecto (EPO, EO).

2. Las características técnicas de los equipos de compensación reactiva, considerados para el cumplimiento del factor de potencia (requisito del Cap. 4, Anexo 1 del PR-20) en el punto de conexión (S.E. San José 220 kV), deberán ser verificados cuando se confirme el fabricante y modelo de los inversores y su respectiva curva de capacidad. Las características que resulten serán sustentadas en el Estudio de Operatividad.
3. El Proyecto incluirá el equipamiento y medios de comunicación necesarios para implementar un Esquema Especial de Control y Protección que reducirá automáticamente la generación de la CSF San José ante la sobrecarga (en operación normal o contingencias) de los siguientes equipos:
 - LT Cerro Verde – Repartición L-1029 (138 kV)
 - LTs Moquegua – Socabaya L-2026/L-2025 (220 kV)
 - LTs Ica - Independencia L-2209/1-2210 (220 kV)
 - LT Derivación – Ica L-2211 (220 kV)
 - LT Poroma - Cahuachi L-2315 (220 kV)
 - LT Derivación – Cahuachi L-2312 (220 kV)
 - LT Ica – Intermedia L-2322 (220 kV)
 - LT Poroma – Chilca CTM L-5032 (500 kV)
 - LT Poroma – Yarabamba 5033 (500 kV)
 - LT Poroma – Ocoña L-5034 (500 kV)
 - LT Ocoña – San José L-5036 (500 kV)
 - LT San José – Montalvo L-5037 (500 kV)
 - LT Bicentenario – Poroma 500 kV
 - San José – Yarabamba 500 kV
 - Autotransformadores SE San José ATXF-001 y ATXF-002
 - Futuro transformador SE Nueva Repartición 220/138 kV

Dicho esquema tendrá la capacidad de operar tanto de manera independiente como conectado a una Unidad de Control Central que coordine este esquema con otros similares, pertenecientes a otros proyectos y que operen monitoreando los mismos equipos de transmisión. La Unidad de Control Central será instalada por aquel proyecto que provoque la necesidad de coordinación entre esquemas, el cual podría ser la CSF San José, según se identifique en su Estudio de Operatividad.

La Unidad de Control Central tendrá como objetivo coordinar automáticamente en tiempo real la reducción o desconexión de generación necesaria para controlar las sobrecargas antes indicadas, a causa del ingreso de los proyectos de generación en la zona de influencia. La Integración entre la Unidad Central y lo demás proyectos permitirán el intercambio de información y comandos, principalmente para que estos últimos reciban consignas externas de regulación de potencia activa como rampas, bloqueo y/o consigna de potencia específica.

Asimismo, el esquema deberá actuar lo suficientemente rápido (en el orden de milisegundos, inclusive), para evitar la desconexión de estos equipos por la actuación de sus protecciones, en casos de contingencias, y para mitigar la aparición de oscilaciones no amortiguadas. De otro lado, la lógica de control de generación del esquema deberá ser tal que la actuación ante contingencias no provoque la activación del Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF). Adicionalmente el sistema de comunicaciones debe ser redundante.

18. DOCUMENTACIÓN RELACIONADA

CÓDIGO	TÍTULO
[1] PR-20	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC), «PR-20 Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN» <i>Procedimientos Técnicos</i> , 30 abril 2021.
[2] PR-08	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC), «PR-08 Criterios de seguridad operativa de corto plazo para el SEIN» <i>Procedimientos Técnicos</i> , 01 de enero 2018.
[3] COES-D-DP-1503-2022	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC), «Alcance para el Estudio de Pre-Operatividad para la conexión al SEIN de la central solar fotovoltaica San José de 155.7 MW», <i>INFORME DE ALCANCE EPO</i> , 18 de noviembre 2022.
[4] CNE – Suministro 2011	Ministerio de Energía y Minas, <i>Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011)</i> , Lima: Dirección General de Electricidad, 2011.
[5] CNE – Utilización 2006	Ministerio de Energía y Minas, <i>Código Nacional de Electricidad (Utilización 2006)</i> , Lima: Dirección General de Electricidad, 2006.
[6] SEIN_DIC-2022	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC), «Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - Esquema Unifilar por Nivel de Tensión,» Diciembre 2022. [En línea]. Disponible en: https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/DiagramaUnifilar . [Último acceso: 19 enero 2022].
[7] Modelo Eléctrico del SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo 2023).pdf	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC), «Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023).pdf» marzo 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/NuevosProyectos/EstudiosPO . [Último acceso: 30 mayo 2023]
[8] COES/DP-02-2022	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC), «Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023 - 2032», <i>INFORME COES/DP-02-2022</i> , 10 de septiembre 2022.
[9] Clasificación de Instalaciones del SEIN	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC), «Lista de Instalaciones del STTN, STTR y STL» 14 junio 2021. [En línea]. Disponible en: https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/NuevosProyectos/ListalInstalaciones . [Último acceso: 18 de enero 2022]
[10] 1_Programa de Obras Demanda 2023-2034_MAR2023	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC), «Programa de Obras de Demanda 2023-2034» <i>Estudios de Pre Operatividad - Nuevos proyectos</i> , marzo 2023.
[11] 2_Programa Obras_Generacion Transmision_2023-2034_MAR2023	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC), «Programa de obras de generación y transmisión 2023-2034» <i>Estudios de Pre Operatividad - Nuevos proyectos</i> , 13 de marzo 2023.
[12] 3_CostosVariables_CentralesTermicas_MAR2023	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC), «Costos variables de centrales termicas existentes y de proyectos previstos» <i>Información referencial para estudios</i> , 13 de marzo 2023.
[13] RM N°459-2022	Ministerio de Energía y Minas, Resolución Ministerial N°459-2022, <i>Aprobación del Plan de Transmisión 2023-2032</i> . Lima 29 de diciembre de 2022.
[14] COES/D/DP/SNP-INF-033-2022	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC), «Estudio de tensiones de operación del SEIN – 2022» <i>Estudios de Pre Operatividad - Nuevos proyectos</i> , 25 de octubre 2022.

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA. (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

CÓDIGO	TÍTULO
[15] MAPA_SEIN_0922	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), «MAPA_SEIN_0922,» <i>División de Supervision de Electricidad</i> , septiembre 2022.
[16] Catalogo - Septiembre - 2022-v2	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), «Catálogo de Diagramas Unifilares de las Instalaciones de Generación y Transmisión» <i>División de Supervision de Electricidad</i> , septiembre 2022
[17] 8DS.860.22B15	Hoja de datos Transformador elevador S/E América «Name plate-Peru San Jose-2022.11.07-Model-1».
[18] GD408533-en	Gamesa Electric, «DATA SHEETS OF GAMESA ELECTRIC PV 3X SERIES», 17 de febrero 2022.
[19] Datasheet_4300kVA	Gamesa Electric, «Datasheet PVS 3X Series MV Transformer».
[20] Datasheet_8599kVA	Gamesa Electric, «Datasheet PVS 3X Series MV Transformer».
[21] 2019040413-LL	Technical Specification 19/33kV Power Cable Al/CWS/MDPE Type 5
[22] COES/D/DP-551-2023	Informe COES/DP/SNP-EPO-039-2023 - Revisión de Estudio de Pre-Operatividad

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

19. ANEXO I: PLANO N° 7848-01-CP-PL-002 - DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA ZONA DE INFLUENCIA

*Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
(Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)*