D1	12/03/2026	LOBs Marzo 2026	AVN	CAC	CELEPSA
D	20/10/2025	LOBs Octubre 2025	AVN	CAC	CELEPSA
C	20/04/2025	Emitido para enviar al cliente	WBP	CAC	CELEPSA
B	30/04/2025	Emitido para enviar al cliente	WBP	AVN	CELEPSA
A	21/04/2025	Emitido para revisión interna	WBP	WBP	AVN
Rev.:	**Fecha:**	**Descripción**	**Elaboró**	**Revisó**	**Aprobó**

CLIENTE:	**PROYECTO:** **INGENIERÍA PARA CONEXIÓN AL SEIN DE LA CENTRAL EÓLICA LA QUEBRADA I DE 120 MW**
	INFORME CODIGO: **CE-LQ1-REJ-001**
RESPONSABLE: Ing. Ciro Álvarez Cisneros CIP:117158	**TITULO:** **RESUMEN EJECUTIVO**

ÍNDICE

Contenido

1 INTRODUCCIÓN 5
1.1 OBJETIVO 5
1.2 ANTECEDENTES 5
2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DEL PROYECTO 5
2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA 5
2.2 UBICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES 6
2.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 7
2.3.1 Conexión en PI de SE La Quebrada I con LT 220 kV SE La Quebrada II – SE Cahuachi 7
2.3.2 Adecuación de LT 220 kV SE La Quebrada II – SE Cahuachi 8
2.3.3 Seccionamiento de LT 220 kV SE Intermedia – SE Poroma y conexión en PI con SE Cahuachi 10
2.4 UBICACIÓN DE LA CENTRAL EÓLICA 10
3 AÑO DE CONEXIÓN 12
4 RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS 12
4.1 CONFIGURACIÓN DEL PROYECTO: CONEXIÓN EN PI DE SE LA QUEBRADA I A LT 220 kV SE LA QUEBRADA II – SE CAHUACHI 12
4.2 CONFIGURACIÓN DEL PROYECTO: CONEXIÓN EN PI DE SE CAHUACHI A LT 220 kV SE INTERMEDIA – SE POROMA 13
4.3 CONFIGURACIÓN DE LAS SUBESTACIONES 13
4.4 EQUIPAMIENTO DE LAS SUBESTACIONES 14
4.5 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 15
4.6 SISTEMA DE PROTECCIÓN 16
4.6.1 Protección para la línea de transmisión 220kV 16
4.6.2 Protección diferencial de barras 220kV en SE Quebrada I 17
4.6.3 Filosofía de la protección para los transformadores de potencia 17
4.6.4 Filosofía de control y protección en 33kV 18
4.6.5 Protección Diferencial de Barra en SE Cahuachi 18
4.6.6 Reforzamiento de Barras y bahía de acople 220kV en SE Cahuachi 18
4.7 SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES 19
4.8 SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL 20
4.9 SISTEMA SS.AA. 21
4.10 CENTRAL EÓLICA 22
4.10.1 Aerogeneradores 22
4.10.2 Red eléctrica de 33 kV 22
4.10.3 Puesta a Tierra del Neutro de la Red 33 kV (Transformador Zig-zag) 23
4.10.4 Puesta Sistema de Protección 23
4.10.5 Sistema de Control 23

4.11 Capacidad dinámica en contingencias 26
5 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO ELÉCTRICO 27
5.1 OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO 27
5.1.1 Caso Base y Caso Adicional 1 27
5.1.2 Caso Adicional 2 28
5.1.3 Esquema de Desconexión de Generación del Proyecto 29
5.2 CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO 30
5.3 ESTUDIO DE ESTABILIDAD 30
5.3.1 Estabilidad Transitoria 30
5.3.2 Estabilidad de la Frecuencia 30
5.3.3 Verificación del Esquema de Desconexión de Generación de la CE La Quebrada I 31
5.4 ESTUDIO DE ARMÓNICOS 31
5.4.1 EMISIÓN ARMÓNICA DE CORRIENTE POR PARTE DE CE LA QUEBRADA I 31
5.4.2 DISTORSIÓN ARMÓNICA DE TENSIÓN 31
5.4.3 CÁLCULO DE LA IMPEDANCIA ARMÓNICA 32
5.4.4 VERIFICACIÓN DE LA NECESIDAD DE FILTRO DE ARMÓNICOS 32
5.5 ESTUDIO DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS 32
5.5.1 MANIOBRA DE TRANSFORMADORES 32
5.5.2 TENSIÓN TRANSITORIA DE RESTABLECIMIENTO 32
5.5.3 TENSIÓN TRANSITORIA DE RESTABLECIMIENTO ..... **¡Error! Marcador no definido.**
5.6 VERIFICACION DE LA CAPACIDAD DE LA BARRA DE CAHUACHI 220 KV Y QUEBRADA 220 KV 33
5.6.1 VERIFICACIÓN DE LA CARGABILIDAD DE LA BARRA DE SE CAHUACHI 220 KV Y SE QUEBRADA I EN 220 KV ESTADO ESTACIONARIO 33
5.6.2 VERIFICACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LA BARRA DE LA SE CAHUACHI 220 KV Y SE QUEBRADA I 220 KV EN CORTOCIRCUITO 33
6 ANEXOS 34

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Ubicación geográfica del proyecto 5
Figura 2: Ubicación de la ampliación de la subestación La Quebrada I 220 kV 6
Figura 3: Ubicación de la Ampliación subestación Cahuachi 220 kV 7
Figura 4: Ubicación de la Central Eólica 11
Figura 5: Diagrama Unifilar del proyecto 12
Figura 6: Diagrama Unifilar del Proyecto 13
Figura 7: Sistema de control de central eólica 25
Figura 8:Esquema de Desconexión de Generacion del Proytecto 29

1 INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVO

El objetivo del presente documento es describir el Resumen Ejecutivo del Estudio de Pre-Operatividad para la conexión al SEIN de la Central Eólica La Quebrada I, a través de:

- Nueva subestación La Quebrada I, con transformador de potencia de 33/220kV-140 MVA; con tensión de transmisión en 220 kV y tensión de generación en 33 kV.
- Nueva LT 220 kV La Quebrada I – Deriv. Quebrada II / Cahuachi 0.06 km en doble terna, con torres de acero, con conductor 900 MCM tipo ACAR, doble cable OPGW con fibra óptica de 36 hilos.
- Ampliación de la subestación Cahuachi con 02 celdas de línea en 220 kV.
- Seccionamiento de la LT 220 kV Intermedia – Poroma y conexión en PI a la SE Cahuachi 220 kV mediante una línea subterránea de doble terna
- Adecuación de la LT 220 kV Quebrada II – Cahuachi a la llegada en la SE Cahuachi 220 kV.

1.2 ANTECEDENTES

En los últimos años, el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) ha incorporado diversos proyectos de generación eólica con el objetivo de diversificar la matriz energética y aprovechar los recursos renovables disponibles en la costa peruana, particularmente en la región de Ica. El desarrollo de parques eólicos en esta zona responde a condiciones favorables de viento y a la necesidad de incrementar la capacidad instalada mediante fuentes limpias y sostenibles.

El proyecto Central Eólica La Quebrada I, se plantea en este contexto, basándose en la tecnología de aerogeneradores y en configuraciones eléctricas validadas en proyectos similares. La selección de equipos y sistemas de control considera la normativa vigente, los antecedentes de desempeño de aerogeneradores en la zona, y las exigencias técnicas para el despacho seguro y confiable de energía renovable en el sistema nacional.

2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DEL PROYECTO

2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El proyecto se encuentra ubicado geográficamente adyacente a la cordillera occidental al sur de Perú, en el distrito de Nasca, provincia de Nasca, región Ica.

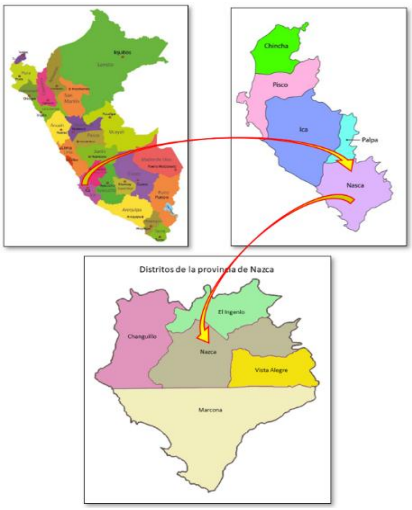

Figura 1: Ubicación geográfica del proyecto

2.2 UBICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES

La nueva subestación La Quebrada I 220 kV estará ubicada en el distrito de Nasca, provincia de Nasca, Departamento de Ica, aproximadamente a 500 m.s.n.m. A continuación, se muestra la ubicación de la nueva subestación:

Figura 2: Ubicación de la ampliación de la subestación La Quebrada I 220 kV

Las coordenadas de la nueva subestación La Quebrada I 33/220 kV son las siguientes:

Tabla 1. Cuadro de coordenadas SE La Quebrada I

SE La Quebrada I		
Vértice	**Coordenadas UTM (WGS84) – 18L**	
	Este (m)	**Norte (m)**
A	493 276.35	8 346 337.64
B	493 274.14	8 346 407.60
C	493 366.59	8 346 410.53
D	493 368.81	8 346 340.57

La ampliación de la subestación Cahuachi 220 kV estará ubicado en el distrito de Nasca, provincia de Nasca, Departamento de Ica, aproximadamente a 500 m.s.n.m. A continuación, se muestra la ubicación:

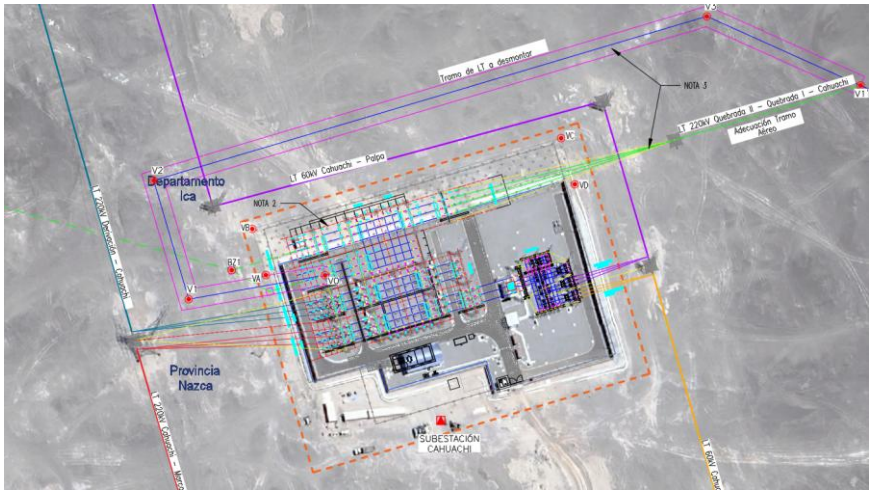

Figura 3: Ubicación de la Ampliación subestación Cahuachi 220 kV

Las coordenadas son las siguientes:

Tabla 2. Cuadro de coordenadas Ampliación SE Cahuachi 220 kV

Límite Servidumbre SE Cahuachi		
Puntos	Coordenadas UTM WGS84 - 18L	
	Este (m)	Norte (m)
L-1	488 974.531	8 349 603.490
L-2	488 801.885	8 349 552.869
L-3	488 767.273	8 349 670.869
L-4	488 940.258	8 349 721.597
Ampliación SE Cahuachi		
Puntos	Coordenadas UTM WGS84 - 18L	
	Este (m)	Norte (m)
VA	488 930.84	8 349 702.96
VB	488 786.08	8 349 660.04
VC	488 781.67	8 349 675.09
VD	488 926.55	8 349 717.58

2.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

2.3.1 Conexión en PI de SE La Quebrada I con LT 220 kV SE La Quebrada II – SE Cahuachi

La integración del Proyecto Eólico Quebrada I con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se llevará a cabo a través de una línea de transmisión de 0.06 km, con conductor ACAR 900 MCM, sobre torres de acero en configuración doble terna. Esta línea se extenderá desde el seccionamiento en pi de la LT 220kV SE Quebrada II – SE Cahuachi, cuyas coordenadas de ambas líneas se muestran en las tablas siguientes:

Tabla 3. Cuadro de coordenadas LT 220kV SE Quebrada II – SE Cahuachi

Cuadro de Datos Técnicos LT 220kV SE Quebrada II - SE Cahuachi				
Estructuras	Coordenadas UTM WGS84 - 18L		Dist. Parcial (m)	Dist. Acumulada (m)
	Este (m)	Norte (m)		
SECAH	488808.17	8349654.01	0.00	0.00
V-01	488738.07	8349641.66	71.18	71.18
V-02	488720.09	8349702.50	63.44	134.62
V-03	489003.90	8349786.60	296.01	430.63
V-04	491255.32	8348776.39	2467.67	2898.30
V-05	492569.72	8348095.93	1480.09	4378.40
V-06	493007.93	8347874.80	490.84	4869.24
V-07	493373.48	8347630.12	439.88	5309.12
V-08	493434.55	8345702.43	1928.66	7237.78
V-09	493451.87	8344814.41	888.19	8125.97
SEQU2	493339.34	8343549.44	1269.97	9395.93
Distancia Total (km)				9.40

Tabla 4. Cuadro de coordenadas LT 220 kV SE Quebrada I – Deriv. SE Cahuachi/SE Quebrada II

Trazo de Ruta - LT 220kV SE Quebrada I - Deriv. Quebrada II/ Cahuachi					
Estructuras	Coordenadas UTM WGS84 - 18L			Dist. Parcial (m)	Dist. Acumulada (m)
	Tipo	Este (m)	Norte (m)		
V-7A	2T	493413.40	8346370.00	0.00	0.00
V-7B	2A	493393.41	8346369.36	20.00	20.00
SEQU1		493353.43	8346368.10	40.00	60.00
Distancia Total (km)					0.06

2.3.2 Adecuación de LT 220 kV SE La Quebrada II – SE Cahuachi

La adecuación de la LT 220kV SE Quebrada II – SE Cahuachi, con conductor ACAR 900 MCM sobre estructuras en configuración doble terna, perteneciente a la integración del Proyecto Eólico Quebrada I con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), consiste en el desmontaje un tramo de la línea existente cuyos vértices se muestran a continuación

Tabla 5. Estructuras por desmontar

Desmontaje - LT 220kV SE Quebrada II - SE Cahuachi				
Estructuras	Coordenadas UTM WGS84 - 18L		Dist. Parcial (m)	Dist. Acumulada (m)
	Este (m)	Norte (m)		
V-00	488808.17	8349654.01	0.00	0.00
V-01	488738.07	8349641.66	71.18	71.18
V-02	488720.09	8349702.50	63.44	134.62
V-03	489003.90	8349786.60	296.01	430.63
V-01'	489082.76	8349751.21	86.44	517.07
Distancia Total (km)				0.52

Luego del desmontaje del tramo de la línea existente, la conexión desde pórtico de la nueva bahía hacia la estructura E4 tendrá como resultado una reducción de longitud de la LT 220 kV SE Quebrada II – SE Cahuachi de 9.4 a 9.1 km, cuyas coordenadas actualizadas son las siguientes:

Tabla 6. Cuadro de coordenadas actualizadas

Nuevas Estructuras - LT 220kV SE Quebrada II - SE Cahuachi				
Estructuras	Coordenadas UTM WGS84 - 18L		Dist. Parcial (m)	Dist. Acumulada (m)
	Este (m)	Norte (m)		
V01'	489082.76	8349751.21	0.00	0.00
EN2	488987.43	8349723.24	100.73	100.73
EN1	488914.31	8349701.80	77.00	177.73
Portico	488869.74	8349688.71	47.00	224.73
Distancia Total (km)				0.22

Vértice	Coordenadas UTM - Zona 18L			Distancias	
	Tipo de Estructuras	Este	Norte	Vano (m)	Progresiva (m)
V0'-SECAH	**Pórtico**	**488869.74**	**8349688.71**	**0.00**	**0.00**
EN1	**DT-T**	**488914.31**	**8349701.80**	**47.00**	**47.00**
EN2	**DT-T**	**488987.43**	**8349723.24**	**77.00**	**124.00**
V01'	**DT-A**	**489082.76**	**8349751.21**	**100.73**	**224.73**
E5	DT-S	489339.85	8349635.87	281.90	503.81
E6	DT-S	489673.46	8349486.18	365.65	869.47
E7	DT-S	490000.71	8349339.34	358.68	1228.15
E8	DT-S	490309.93	8349200.59	338.92	1567.07
E9	DT-S	490625.44	8349059.03	345.81	1912.89
E10	DT-S	490962.75	8348907.67	369.71	2282.60
V4-E11	DT-A	491255.32	8348776.40	320.67	2603.27
E12	DT-S	491597.92	8348599.03	385.79	2989.06
E13	DT-S	491927.13	8348428.61	370.71	3359.77
E14	DT-S	492240.13	8348266.57	352.46	3712.22
V5-E15	DT-A	492569.78	8348095.91	371.21	4083.43
E16	DT-S	492792.79	8347983.37	249.80	4333.23
V6-E17	DT-A	493007.93	8347874.81	240.98	4574.20
E18	DT-S	493209.77	8347739.72	242.88	4817.08
V7-E19	DT-A	493373.48	8347630.15	196.99	5014.07
E20	DT-S	493385.50	8347250.66	379.68	5393.75
E21	DT-S	493397.35	8346876.61	374.24	5767.99
E22	DT-S	493406.89	8346575.65	301.11	6069.10
V7A-E23	DT-T	493413.41	8346369.85	205.90	6275.01
E24	ST-S	493420.65	8346141.13	228.83	6503.84
V8-E25	ST-A	493434.55	8345702.44	438.91	6942.75
E26	ST-S	493440.57	8345393.57	308.93	7251.68
E27	ST-S	493446.80	8345074.15	319.48	7571.16
V9-28	ST-A	493451.87	8344814.42	259.78	7830.94
E29	ST-S	493406.65	8344306.13	510.30	8341.24
E30	ST-S	493377.94	8343983.35	324.05	8665.29

E31 SEQU2	ST-T Pórtico	493345.19 493339.34	8343615.15 8343549.45	369.65 65.96	9034.94 9100.90

Longitud Total (km) = 9.10

2.3.3 Seccionamiento de LT 220 kV SE Intermedia – SE Poroma y conexión en PI con SE Cahuachi

Se tiene previsto el seccionamiento de la LT 220 kV Intermedia – Poroma (PT COES 21-30) para la conexión en PI de la SE Cahuachi mediante una line subterránea de doble terna y cuyas coordenadas se muestran a continuación:

Tabla 7. Cuadro de coordenadas LT Subterráneo 220kV Deriv. Intermedia/Poroma - SE Cahuachi

LT 220 kV SE Intermedia - SE Cahuachi				
Conexión en PI a SE Cachuachi				
Estructuras	Coordenadas UTM WGS84 - 18L		Dist. Parcial (m)	Dist. Acumulada (m)
	Este (m)	Norte (m)		
T164	488433.03	8349746.84	0.00	0.00
BZ1	488760.10	8349656.54	339.36	339.36
Pórtico P1	488803.76	8349669.34	51.00	390.36
Distancia Total (km)				0.39

LT 220 kV SE Poroma - SE Cahuachi				
Conexión en PI a SE Cachuachi				
Estructuras	Coordenadas UTM WGS84 - 18L		Dist. Parcial (m)	Dist. Acumulada (m)
	Este (m)	Norte (m)		
T164	489082.76	8349751.21	0.00	0.00
BZ1	488760.10	8349656.54	339.36	339.36
BZ2	488779.61	8349645.58	40.98	380.34
Pórtico P2	488808.17	8349654.01	30.00	410.34
Distancia Total (km)				0.41

2.4 UBICACIÓN DE LA CENTRAL EÓLICA

El parque de generación eólica La Quebrada 1 se ubicará en el departamento de Ica, en la provincia de Nazca a 20 km de la ciudad de Nazca.

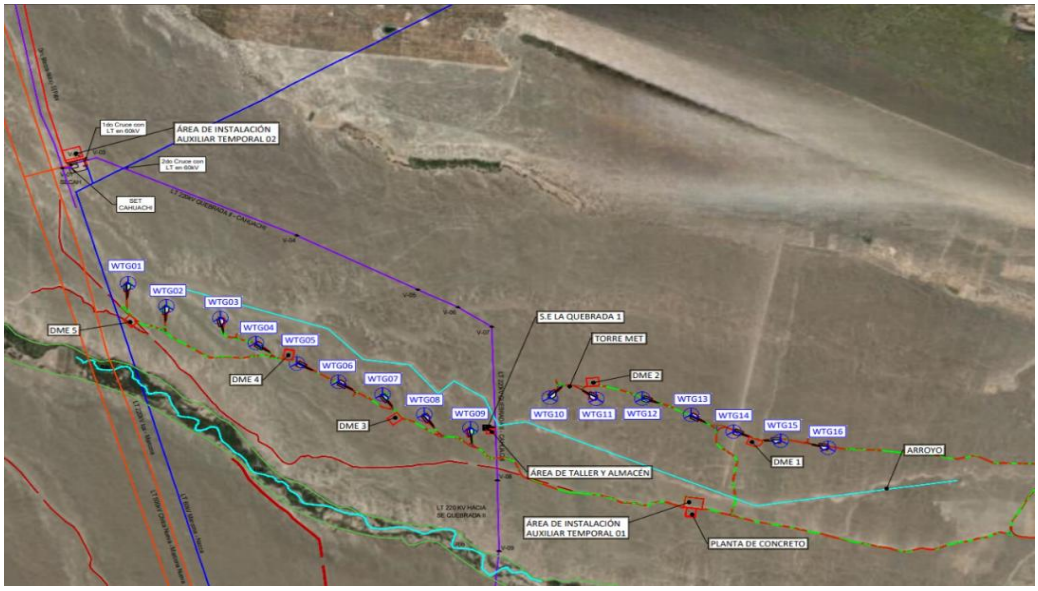

Figura 4: Ubicación de la Central Eólica

Las posiciones de los aerogeneradores dentro del parque en coordenadas WGS84 HUSO 18S, son las siguientes:

Tabla 7. Coordenadas aerogeneradores C.E. La Quebrada 1

AERO	X (m)	Y (m)
WTG01	489423	8348176
WTG02	489839	8347888
WTG03	490426	8347740
WTG04	490812	8347425
WTG05	491257	8347168
WTG06	491708	8346940
WTG07	492187	8346780
WTG08	492641	8346530
WTG09	493143	8346358
WTG10	494005	8346741
WTG11	494508	8346726
WTG12	495009	8346729
WTG13	495539	8346525
WTG14	496001	8346314
WTG15	496513	8346199
WTG16	497027	8346110

El acceso al parque eólico es el siguiente:

Tabla 7. Coordenadas acceso C.E. La Quebrada 1

Acceso	X (m)	Y (m)
1	501541	5345485

3 AÑO DE CONEXIÓN

La puesta de operación comercial del proyecto está prevista para el año 2030.

4 RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

4.1 CONFIGURACIÓN DEL PROYECTO: CONEXIÓN EN PI DE SE LA QUEBRADA I A LT 220 kV SE LA QUEBRADA II – SE CAHUACHI

El diagrama unifilar del sistema del proyecto se muestra en la figura N° 5 y abarca lo siguiente:

- Nueva subestación La Quebrada I con transformador de potencia de 33/220kV-140 MVA; con tensión de transmisión en 220 kV y tensión de generación en 33 kV.
- Nueva LT 220 kV La Quebrada I – Deriv. Quebrada II / Cahuachi 0.06 km en doble terna, con torres de acero, con conductor 900 MCM tipo ACAR, doble cable OPGW con fibra óptica de 36 hilos.

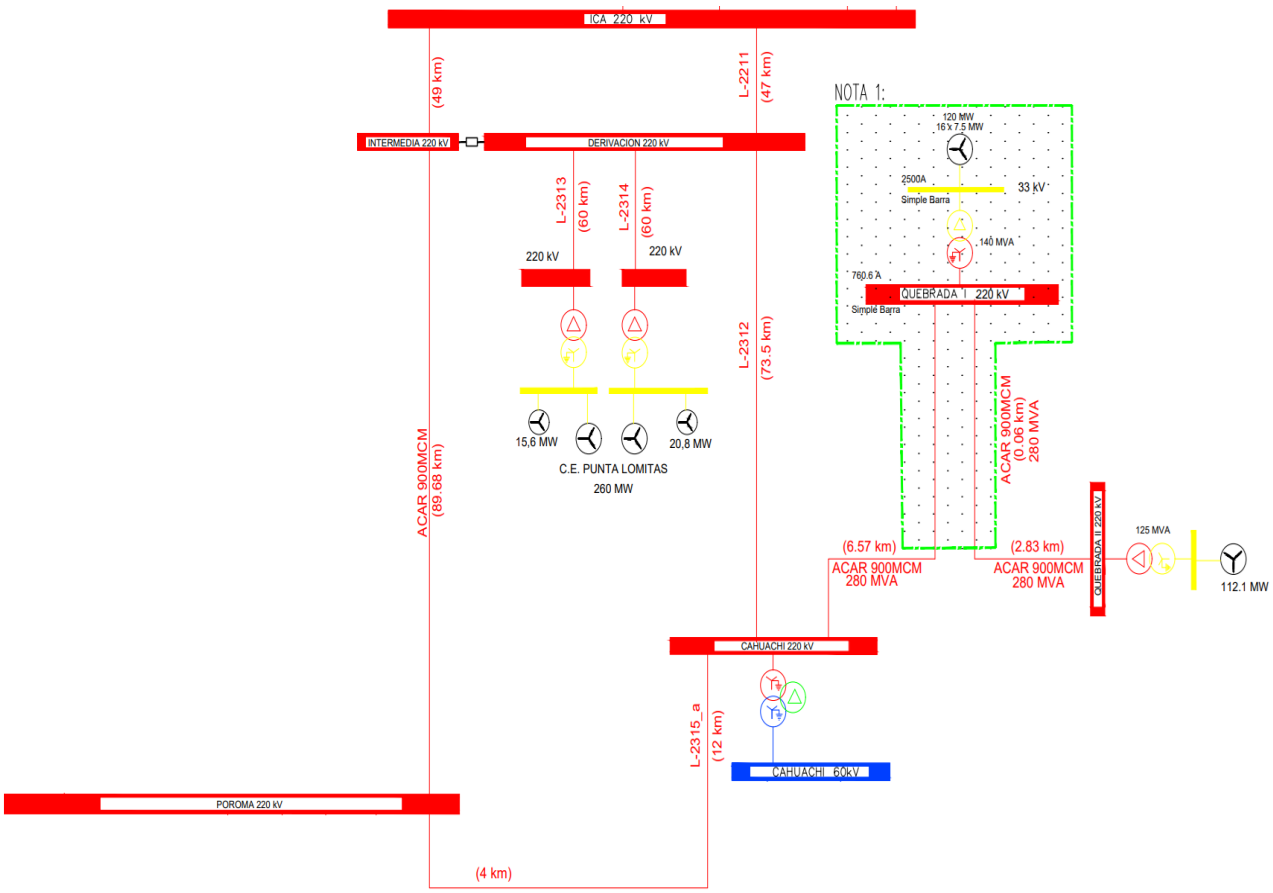

Figura 5: Diagrama Unifilar del proyecto

4.2 CONFIGURACIÓN DEL PROYECTO: CONEXIÓN EN PI DE SE CAHUACHI A LT 220 kV SE INTERMEDIA – SE POROMA

El proyecto asociado a la Central Eólica La Quebrada I se muestra en la figura N° 6 y contempla lo siguiente:

- Ampliación de la subestación Cahuachi con 02 celdas de línea en 220 kV.
- Seccionamiento de la LT 220 kV Intermedia – Poroma y conexión en PI a la SE Cahuachi 220 kV mediante una línea subterránea de doble terna de 0.39 km 0.41 km.
- Adecuación de la LT 220 kV Quebrada II – Cahuachi a la salida de la SE Cahuachi 220 kV.

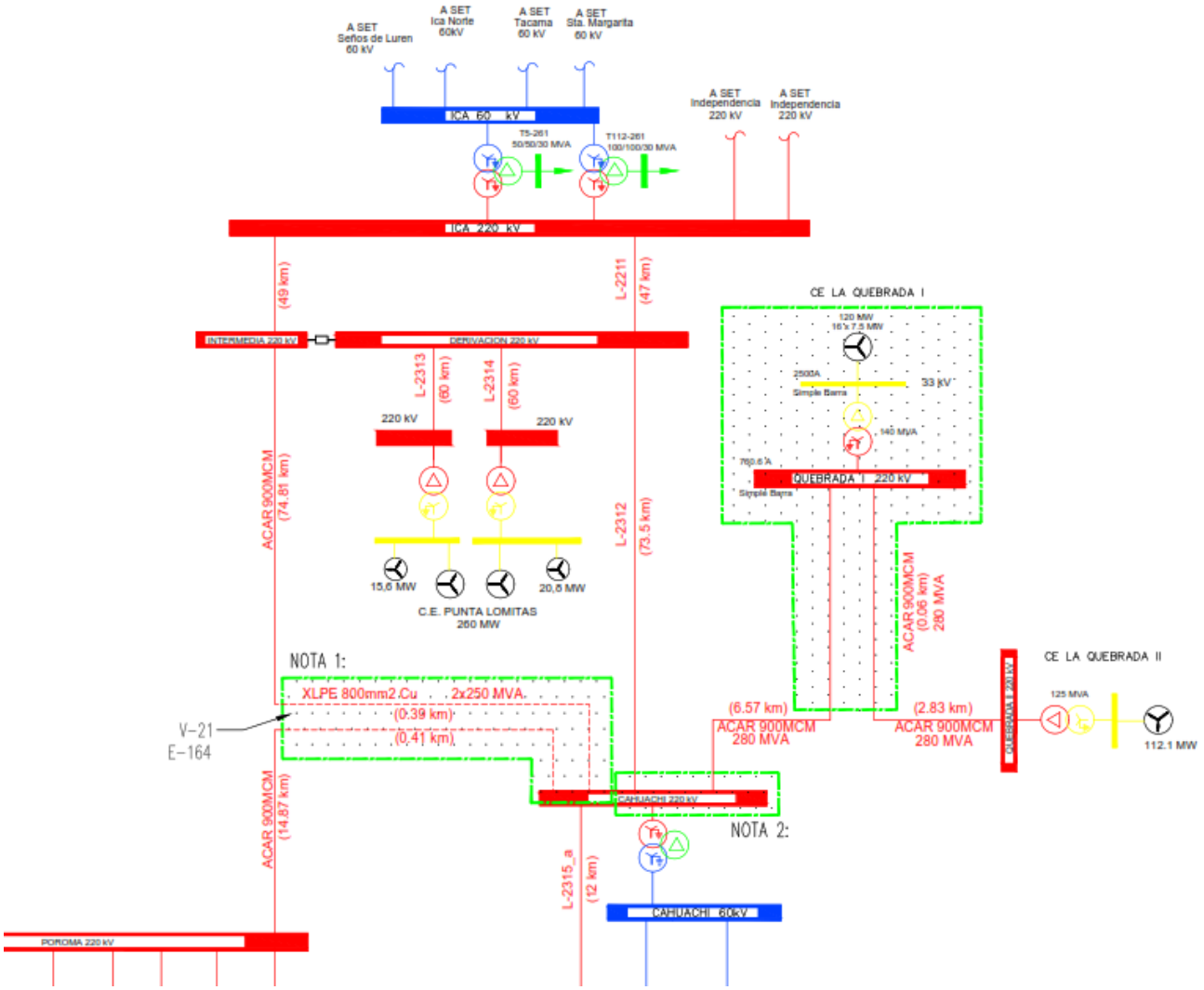

Figura 6: Diagrama Unifilar del Proyecto

4.3 CONFIGURACIÓN DE LAS SUBESTACIONES

- La nueva subestación La Quebrada I estará ubicada en el distrito de Nasca y contará con tensión de transmisión en 220 kV y tensión de generación en 33 kV; el patio de llaves en 220 kV será del tipo convencional (AIS) y tendrá una configuración en simple barra.
- La ampliación de la SE Cahuachi estará ubicada en el distrito de Nasca y contará con tensión de transmisión en 220 kV; el patio de llaves en 220 kV será del tipo convencional (AIS) y tendrá una configuración de doble barra con seccionador de transferencia.

4.4 EQUIPAMIENTO DE LAS SUBESTACIONES

SE La Quebrada I 220 kV

- (09) Pararrayos ZnO; Ur=198kV; Uc=156kV; IN=20kA; Clase 4; 1050kVp-BIL; 31mm/kV, con contador de descargas.
- (06) Transformador de Tensión Capacitivo 245 kV, 1050 kV-BIL, 220÷√3 / 0.11÷√3 / 0.11÷√3 / 0.11÷√3, 2x(20VA-3P); 1x(20VA-Cl 0.2); 31mm/kV.
- (06) Transformador de Tensión Inductivo 245 kV, 1050 kV-BIL, 220÷√3 / 0.11÷√3 / 0.11÷√3, 1x(20VA-3P); 1x(20VA-Cl 0.2); 31mm/kV.
- (02) Seccionador de Línea de 245 kV, 2500 A, 1050 kV-BIL, 40 kA, 31mm/kV, apertura central, con cuchilla de puesta a tierra.
- (09) Transformadores de corriente 245 kV; 1050 kV-BIL; 400-800/1/1/1/1 A; 3x(20VA-5P20); 1x(20VA-Cl.0.2s); 31mm/kV.
- (03) Interruptores de Potencia uni-tripolar 245 kV, 2500A, 1050 kV-BIL, 40 kA, 31 mm/kV.
- (03) Seccionadores de barra 245 kV, 2500 A, 1050 kV-BIL, 40 kA, 31mm/kV, apertura central.
- (01) Transformador de potencia de 220 ± 10x1,0% / 33kV – 140 MVA ONAN, con grupo de conexión YN0D5, con transformadores de corriente en los bushings, con regulación bajo carga y con soporte para pararrayos en 33kV.
  El transformador de potencia contará con un sistema de prevención de incendio y un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame.

SE La Quebrada I 33kV

- (01) Celda de llegada tipo GIS interior 2500A, 36kV, 170kvp-BIL, 25kA, 60Hz, equipado con:
  - (01) Interruptor 36 kV, 2500A, 170kV-BIL, 25kA.
  - (01) Seccionador de barra 36kV, 2500 A, 170 kV-BIL, 25kA.
  - (03) Transformador de corriente 36 kV; 170kV-BIL; 2500/1/1/1 A; 2x20VA-5P20; 1x20VA-Cl.0.2.
  - (06) Transformador de Tensión 36 kV, 170kV-BIL, 33÷√3 / 0.11÷√3 / 0.11÷√3, 1x20VA-3P; 1x20VA-Cl 0.2.
  - Transformador de corriente toroidal 50/1/1 A, 2x(20 VA-5P20).
  - (03) Pararrayos ZnO; Ur=36kV; Uc=28kV; IN=10kA; Clase 2; 170kVp-BIL; 31mm/kV.
  - (01) cubículo de BT con relé de protección multifunción y medidor multifuncional.

- (08) Celdas de recepción de generación tipo GIS interior 630A, 36kV, 170kvp-BIL, 25kA, 60Hz, equipado con:
  - (01) Interruptor 36 kV, 630A, 170kV-BIL, 25kA.
  - Cuchilla de puesta a tierra 36kV, 630A, 170 kV-BIL, 25kA.
  - (03) Transformador de corriente 36 kV; 170kV-BIL; 300-1200/1/1/1 A; 2x20VA-5P20; 1x20VA-Cl.0.2s.
  - (03) Transformador de Tensión 36 kV, 170kV-BIL, 33÷√3 / 0.11÷√3 / 0.11÷√3, 1x20VA-3P; 1x20VA-Cl 0.2.
  - (03) Pararrayos ZnO; Ur=36kV; Uc=28kV; IN=10kA; Clase 2; 170kVp-BIL; 31mm/kV.
  - (01) cubículo de BT con relé de protección multifunción y medidor multifuncional.

- (01) Celda para conexión a transformador Zig Zag tipo GIS interior 630A, 36kV, 170kvp-BIL, 25kA, 60Hz, equipado con:
  - (01) Interruptor 36 kV, 630A, 170kV-BIL, 25kA.
  - Cuchilla de puesta a tierra 36kV, 630A, 170 kV-BIL, 25kA.
  - (03) Transformador de corriente 36 kV; 170kV-BIL; 50-1200/1/1/1 A; 2x20VA-5P20; 1x20VA-Cl.0.2.
  - (03) Pararrayos ZnO; Ur=36kV; Uc=28kV; IN=10kA; Clase 2; 170kVp-BIL; 31mm/kV.
  - (01) cubículo de BT con relé de protección multifunción y medidor multifuncional.

- (01) Celda para conexión a Compensación Reactiva, tipo GIS interior 630A, 36kV, 170kvp-BIL, 25kA, 60Hz, equipado con:
  - (01) Interruptor 36 kV, 630A, 170kV-BIL, 25kA.
  - Cuchilla de puesta a tierra 36kV, 630A, 170 kV-BIL, 25kA.
  - (03) Transformador de corriente 36 kV; 170kV-BIL; 300-1200/1/1/1 A; 2x20VA-5P20; 1x20VA-Cl.0.2s.
  - (03) Pararrayos ZnO; Ur=36kV; Uc=28kV; IN=10kA; Clase 2; 170kVp-BIL; 31mm/kV.
  - (01) cubículo de BT con relé de protección multifunción.

- (03) Pararrayos ZnO; Ur=36kV; Uc=28kV; IN=10kA; Clase 2; 170kVp-BIL; 31mm/kV.
- (01) Transformador Zigzag 36kV, 900 kVA, Z0=142 Ohm, 3I0= 600A, 10s, 31mm/kV, 170kvp-BIL. Potencia cargable 200KVA para SS.AA.
- Compensación Reactiva 4x5000 kVAR 36kV, 170kvp-BIL.

SE Cahuachi 220 kV

- (02) Interruptor trifásico SF6, tipo tanque vivo transformador; Um=245 kV, Ud=460 kV, Up=1050 kVp, 2500 A, 40 kA, 60 Hz, 31 mm/kV, aceleración sísmica 0,5g según IEEE 693, operación mono y tripolar, con mando sincronizado, con estructura soporte y gabinete de mando central.
- (02) Seccionadores de línea tripolar de doble apertura, motorizado con cuchilla de puesta a tierra tipo B, capacidad de transferencia de barras, Um=245 kV, Ud=460 kV, Up=1050 kVp, 2500A, 40 kA, 60 Hz, 31mm/kV; aceleración sísmica de 0,5g según IEEE 693. Mecanismo de operación motorizado y manual.
- (02) Seccionadores tripolar de barra de doble apertura, motorizado, capacidad de transferencia de barras, Um=245 kV, Ud=460 kV, Up=1050 kVp, 2500A, 40 kA, 60 Hz, 31mm/kV; aceleración sísmica de 0,5g según IEEE 693. Mecanismo de operación motorizado y manual.
- (04) Seccionadores tripolar de barra tipo semipantografo, motorizado, capacidad de transferencia de barras, Um=245 kV, Ud=460 kV, Up=1050 kVp, 2500A, 40 kA, 60 Hz, 31mm/kV; aceleración sísmica de 0,5g según IEEE 693. Mecanismo de operación motorizado y manual.
- (06) Transformadores de corriente de porcelana Um=245 kV, Ud=460 kV, Up=1050 kVp, 40 kA, 60 Hz, 31 mm/kV, aceleración sísmica 0,5g según IEEE 693. Protección de devanados primarios y secundarios, cuatro (4) núcleos de protección de relación 400-800-1600/1/1/1/1/1/1 A, 5P20, 60VA y dos (2) núcleos de medida de relación 400-800-1600/1/1/1/1/1/1 A de 0,2SFS5, 15 VA, factor de sobrecorriente de 1.2.
- (03) Transformadores de corriente de porcelana Um=245 kV, Ud=460 kV, Up=1050 kVp, 40 kA, 60 Hz, 31 mm/kV, aceleración sísmica 0,5g según IEEE 693. Protección de devanados primarios y secundarios, cuatro (4) núcleos de protección de relación 800-1600-2500/1/1/1/1/1/1 A, 5P20, 60VA y dos (2) núcleos de medida de relación 800-1600-2500/1/1/1/1/1/1 A de 0,2SFS5, 15 VA, factor de sobrecorriente de 1.2 (para reemplazar enla bahía de acople)
- (06) Transformador de tensión capacitivo porcelana, Um=245 kV, Ud=460 kV, Up= 1050 kVp, 60 Hz, 31 mm/kV, aceleración sísmica 0,5g según IEEE 693. Tres devanados secundarios de 220kV/V3 / 110V/V3, clase 0,2-3P, 15 VA.
- (06) Pararrayos de óxido de Zinc, porcelana, tensión asignada Ur = 198 kV, tensión continua de operación Uc = 156 kV, corriente de descarga 20 kA, corriente asignada del dispositivo de alivio de presión 40 kA; 31mm/kV de longitud de fuga, clase 4, con contador de descargas, base aislante y anillos anticorona y equipotencial. BIL 1050 kV, aceleración sísmica 0,5g según IEEE 693.
- (02) Aislador soporte 220 kV; BIL 1050 kV.
- (03) Terminales 220 kV; BIL 1050 kV.
- (02) Trampa de Onda 245 kV; BIL 1050 kV, 1250 A; 40kA.

4.5 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Conexión a SE Quebrada I – Tramo aéreos

Los datos principales de la línea de transmisión son las siguientes:

- Tensión nominal : 220 kV
- Frecuencia nominal : 60 Hz

- Máxima tensión entre fases : 245 kV
- Potencia de Diseño : 280 MVA
- Conductor : ACAR 900 MCM
- N° conductor/fase : 1 conductor por fase
- Aisladores : Vidrio, 17 de suspensión y 18 de anclaje
- Cable de guarda : Dos del tipo OPGW con 36 hilos
- Número de ternas : 2
- Estructuras : Torre de Celosía
- Altitud máxima : <1000 msnm
- Longitud de la LT : 0.06 km

Conexión en SE Cahuachi – Tramo aéreo

Luego de la adecuación de la LT 220kV SE Quebrada II – SE Cahuachi, la distancia de la línea cuya medida originalmente era 9.4 km, producto del desmontaje del tramo proyectado y la conexión desde la nueva celda de línea, ahora se verá reducida a una distancia de 9.1 km.

Los datos principales de la línea de transmisión son las siguientes:

- Tensión nominal : 220 kV
- Frecuencia nominal : 60 Hz
- Máxima tensión entre fases : 245 kV
- Potencia de Diseño : 280 MVA *
- Conductor : ACAR 900 MCM, 456mm2
- N° conductor/fase : 1 conductor por fase
- Aisladores : Vidrio, 17 de suspensión y 18 de anclaje
- Cable de guarda : Dos del tipo OPGW con 36 hilos
- Número de ternas : 1, preparado para doble terna
- Estructuras : Torre de Celosía
- Altitud máxima : <1000 msnm
- Longitud de la LT : 9.10 km

* El proyecto C.E. La Quebrada I, será responsable de asegurar la repotenciación de la L.T. 220 kV La Quebrada 2 - Cahuachi hasta 280 MVA.

Seccionamiento LT 220 kV SE Intermedia – SE Poroma
Tramos subterráneos

- Tensión nominal : 220 kV
- Frecuencia nominal : 60 Hz
- Máxima tensión entre fases : 245 kV
- Potencia de Diseño : 250 MVA
- Cable de energía : XLPE 800 mm2 Cu
- Cable de comunicación : ADSS Anti-roedor con 36 fibras
- Número de ternas : 2
- Longitud : 0.37 km y 0.41 km
- Puesta a tierra : Single Point
- Buzones : Concreto armado f'c=210kg/cm2 y acero de refuerzo de f'y=4200kg/cm2

4.6 SISTEMA DE PROTECCIÓN

4.6.1 Protección para la línea de transmisión 220kV

El sistema de protección de las líneas de transmisión 220 kV está compuesto por equipos digitales de última generación para la protección principal y respaldo más controlador de bahía, este equipo reporta a su Gateway local en la subestación bajo protocolo IEC61850 por la red de control.

Las protecciones de la línea de transmisión estarán compuestas por las siguientes funciones de protección:

SE La Quebrada I 220 kV – Salida de Línea hacia SE Cahuachi

- (02) equipos IED para protección principal y respaldo, con función principal de diferencial de línea 87L y funciones complementarias de distancia 21, multifunción
- Los IEDs contarán con con función PMU.
- El IED de protección de respaldo tendrá funciones de controlador de bahía.

SE La Quebrada I 220 kV – Salida de Línea hacia SE La Quebrada II

- (02) equipos IED para protección principal y respaldo, con función principal de diferencial de línea 87L y funciones complementarias de distancia 21 y multifunción.
- Los IEDs contarán con con función PMU.
- El IED de protección de respaldo tendrá funciones de controlador de bahía.

SE Cahuachi 220 kV – Salida de Línea hacia SE Poroma

- (02) equipos IED para protección principal y respaldo, con función principal de diferencial de línea 87L y funciones complementarias de distancia 21 y multifunción.
- Los IEDs contarán con con función PMU.
- (01) Equipo Merging Unit para la red de protección y control
- (01) Unidad Controlador de Bahía.

SE Cahuachi 220 kV – Salida de Línea hacia SE Intermedia

- (02) equipos IED para protección principal y respaldo, con función principal de diferencial de línea 87L y funciones complementarias de distancia 21 y multifunción.
- Los IEDs contarán con con función PMU.
- (01) Equipo Merging Unit para la red de protección y control
- (01) Unidad Controlador de Bahía.

SE Cahuachi 220 kV – Salida de Línea hacia SE La Quebrada I

- (02) equipos IED para protección principal y respaldo, con función principal de diferencial de línea 87L y funciones complementarias de distancia 21, multifunción.
- Los IEDs contarán con con función PMU (Unidad de Medición Fasorial).
- (01) Equipo Merging Unit para la red de protección y control
- (01) Unidad Controlador de Bahía.

4.6.2 Protección diferencial de barras 220kV en SE Quebrada I

En la SE Quebrada I se implementará una protección de barras en 220 kV (87B) con funciones de falla de interruptor (50BF), del tipo centralizado.

4.6.3 Filosofía de la protección para los transformadores de potencia

Para el sistema de protección de los transformadores de potencia se define equipos digitales de última generación para la protección principal y para la protección de respaldo.
Todos los equipos de protección deberán tener las funciones de comunicación (puertos y protocolos) para ser integrados con el Gateway local de la subestación bajo el protocolo IEC61850 por puertos de fibra óptica multimodo.
Las protecciones de los transformadores de potencia estarán compuestas por las siguientes funciones de protección:

- Protección principal:
  - Protección diferencial de transformador de 3 devanados 87T.
  - El equipo de protección principal tendrá como mínimo las siguientes funciones:

        - Funciones de protección 87T, 50/51, 50N/ 51N, 27, 46, 49, 59, 81, 50BF.
        - Protección contra falsos sincronismos, función 25.
        - Funciones de alarmas con leds incorporados en el mismo equipo, con un mínimo de 36 señales
        - Funciones de comunicación. Contará con el protocolo de comunicación IEC 61850, IEC 104 y DNP3.0.
        - Asimismo, contará con un mínimo de dos puertos de comunicación traseros (de preferencia en FO) para comunicarse con los equipos de comunicaciones de modo de llevar las señales hacia un centro de control remoto.
        - Adicionalmente tendrá un puerto de comunicación frontal serial RS232.
- Protección de Respaldo:
    - Protección diferencial de transformador de 3 devanados 87T.
    - El equipo de protección de respaldo tendrá como mínimo las siguientes funciones:
        - Funciones de protección 87T, 50/51, 50N/ 51N, 27, 46, 49, 59, 81, 50BF.
        - Protección contra falsos sincronismos, función 25.
        - Función de controlador de Bahía con mínimo de 06 equipos.
        - Protocolo de comunicación 61850 y DNP3
- (01) Relé de disparo y bloqueo función 86T.
- Protecciones propias del Transformador
    - Relés 23, 26, 49, 63, 71.
- (01) Relé de mando sincronizado, para la energización del transformador de potencia.

4.6.4 Filosofía de control y protección en 33kV

Para el control, mando local y protección del nivel de tensión 33 kV se define equipos digitales de última generación para cada celda.
El equipo tendrá como mínimo las siguientes funciones:

- Protección de falla de interruptor, función 50/51, 50N/ 51N, 50/51, 49, 50 BF, 25/79, 67/67N, 27/59, 81.
- Protección contra falsos sincronismos, función 25.
- Función de controlador de Bahía con mínimo de 06 equipos.
- Protocolo de comunicación 61850, IEC103, IEC101, Profibus, Modbus y DNP3
- Asimismo, contará con un mínimo de dos puertos de comunicación traseros (de preferencia en FO) para comunicarse con los equipos de comunicaciones de modo de llevar las señales hacia un centro de control remoto.
- Adicionalmente tendrá un puerto de comunicación frontal

4.6.5 Protección Diferencial de Barra en SE Cahuachi

La protección diferencial de barra de la Subestación Cahuachi es del tipo centralizada con dos unidades centrales (principal y respaldo) en el centro de control existente. El proyecto contempla la instalación de 04 unidades Merging Unit, las cuales están conectadas mediante fibra óptica a las 02 Unidades Centrales de la protección diferencial de barra existente, 01 de marca ABB modelo REB670 y otro de marca GE-B30 modelo B30.

Asimismo, se precisa que en caso no haya slots disponibles en las Unidades Centrales, se procederá con su adecuación o su reemplazó considerando el modelo y marca del existente, como parte del alcance del proyecto

4.6.6 Reforzamiento de Barras y bahía de acople 220kV en SE Cahuachi

Se observa una sobrecarga en el caso base, casos adicionales 1 y 2, en las barras y en la bahía de acople. Esta bahía de acople se encuentra limitada por el transformador de corriente (TC), cuya capacidad en el primario es de 1600 A y la corriente máxima que circula por dicha bahía alcanza los 1673 A.

Por lo tanto, el reforzamiento de la SE Cahuachi que se propone es lo siguiente:

Repotenciación del sistema de barras de la SE Cahuachi del tipo AAC NARCISSUS de 644.6 mm2 a 2 conductores por fase (947.05 A/conductor), y además el cambio del transformador de corriente por uno de capacidad de 2500 A en la bahía de acoplamiento.

Así mismo, la capacidad del conductor de la celda de acople con la misma capacidad del conductor de barra.

Cabe resaltar que la necesidad del reforzamiento será verificada en el Estudio de Operatividad del Proyecto.

4.7 SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES

El sistema de telecomunicaciones a implementar cumple con lo establecido en el DS No 034-2010-MTC y la Resolución Ministerial No 486-2011-MTC/03.

Los sistemas de telecomunicaciones entre la nueva subestación La Quebrada I, la SE La Quebrada II y la SE Cahuachi tiene una configuración en anillo y será por medio de cables del tipo OPGW instalados en la LT 220 kV entre estas subestaciones. Se deja establecido el cumplimiento de permitir que el número de hilos de fibra óptica establecidos en la Resolución Ministerial No 468-2011-MTC/03, puedan ser accedidos con facilidad por los organismos pertinentes del estado para su pronta utilización sin necesidad de realizar trabajos de adecuación.

Este sistema de telecomunicaciones será conformado por un enlace con cable tipo OPGW (Optical Ground Wire), constituido en su parte óptica por cables de fibra óptica monomodo de 36 hilos cumpliendo con la recomendación ITU-T G.652.D (International Telecomunication Union) y serán utilizados para los servicios de protección diferencial de línea, tele protección, voz y datos.

Los cables OPGW cumplen con las prestaciones de corriente de cortocircuito máximo de falla a tierra tomado del estudio de cortocircuito máximo del proyecto, así como considerando el tiempo de actuación de las protecciones diferencial de línea principal y respaldo a implementarse.

Asimismo, se precisa que el Centro de Control dispone de una arquitectura robusta con enlaces principales y de respaldo, firewalls independientes y servidores en configuración redundante, lo que garantiza la transmisión de información hacia los Centros de Control del COES, conforme a lo establecido por la NTCOTR y también cumpliendo con lo señalado en la Norma técnica para el intercambio de información en Tiempo Real para la Operación del SEIN (NTIITR).

En los planos "CE-LQ1-SE-TEL-001 Esquema de Telecomunicaciones" & "CE-LQ1-SE-TEL-002 Esquema de Teleprotección" se aprecia el detalle del sistema de telecomunicaciones.

El sistema de telecomunicaciones a implementar cumple con lo establecido en el DS No 034-2010-MTC y la Resolución Ministerial No 486-2011-MTC/03.

El sistema de telecomunicaciones entre la SE Cahuachi y la SE Poroma será por medio de 01 cable del tipo OPGW instalados en la LT 220 kV y por medio de 01 cable ADSS entre estas dos subestaciones. Asimismo, el sistema de telecomunicaciones entre la SE Cahuachi y la SE Intermedia será por medio de 01 cable del tipo OPGW instalados en la LT 220 kV y por medio de onda portadora entre estas dos subestaciones.
Se deja establecido el cumplimiento de permitir que el número de hilos de fibra óptica establecidos en la Resolución Ministerial No 468-2011-MTC/03, puedan ser accedidos con facilidad por los organismos pertinentes del estado para su pronta utilización sin necesidad de realizar trabajos de adecuación.

El cable tipo OPGW (Optical Ground Wire) y cable ADSS, estará constituido en su parte óptica por cables de fibra óptica monomodo de 36 hilos cumpliendo con la recomendación ITU-T

G.652.D (International Telecomunication Union) y serán utilizados para los servicios de protección diferencial de línea, tele protección, voz y datos.

Los cables OPGW cumplen con las prestaciones de corriente de cortocircuito máximo de falla a tierra tomado del estudio de cortocircuito máximo del proyecto, así como considerando el tiempo de actuación de las protecciones diferencial de línea principal y respaldo a implementarse.

Asimismo, se precisa que el Centro de Control dispone de una arquitectura robusta con enlaces principales y de respaldo, firewalls independientes y servidores en configuración redundante, lo que garantiza la transmisión de información hacia los Centros de Control del COES, conforme a lo establecido por la NTCOTR y también cumpliendo con lo señalado en la Norma técnica para el intercambio de información en Tiempo Real para la Operación del SEIN (NTIITR).

Se contratará un operador especializado de telecomunicaciones tanto en SELA Quebrada I como en SE Cahuachi a fin de cumplir con el envío de datos en tiempo real al COES con dos enlaces para el cumplimiento de un enlace principal y uno de respaldo

En los planos "CE-LQ1-SE-TEL-001 Esquema de Telecomunicaciones" & "CE-LQ1-SE-TEL-002 Esquema de Teleprotección" se aprecia el detalle del sistema de telecomunicaciones.

4.8 SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL

SE La Quebrada I:

Los niveles jerárquicos del sistema de control de la SE La Quebrada I, son de acuerdo con lo siguiente:

- Nivel 0: Localmente en botoneras de equipos, en el patio de llaves, celdas y tableros.
- Nivel 1:
  - Tablero de Control, Protección y Medición del transformador de Potencia (TPCMT), equipado con 02 Switches (principal y respaldo), las cuales tienen la capacidad de integrarse con los IED´s y tambien con los 02 Switches capa 2 del tablero de Automatización SAS.
  - Tablero de Control, Protección y Medición de Línea hacia SE La Quebrada II (TPCM), equipado con 02 Switches (principal y respaldo), las cuales tienen la capacidad de integrarse con los IED´s y tambien con los 02 Switches capa 2 del tablero de Automatización SAS.
  - Tablero de Control, Protección y Medición de Línea hacia SE La Cahuachi (TPCM), equipado con 02 Switches (principal y respaldo), las cuales tienen la capacidad de integrarse con los IED´s y tambien con los 02 Switches capa 2 del tablero de Automatización SAS.
  - Tablero Registrador de Fallas, equipado con 02 Switches (principal y respaldo), las cuales tienen la capacidad de integrarse con los IED´s y tambien con los 02 Switches capa 2 del tablero de Automatización SAS.
  - Tablero Regulación Automática de tensión, equipado con 02 Switches (principal y respaldo), las cuales tienen la capacidad de integrarse con los IED´s y tambien con los 02 Switches capa 2 del tablero de Automatización SAS.
  - Tablero de SS.AA. equipado con 01 Switch (principal), el cual tiene la capacidad de integrarse con los IED´s y tambien con los 02 Switches capa 2 del tablero de Automatización SAS.
- Nivel 2:
  - Tablero de Telecomunicaciones, equipado con 01 Switch capa 2 (principal), el cual tiene la capacidad de integrarse con el tablero de automatización SAS.
  - Tablero de Automatización SAS, equipado con 02 Switches capa 2 (principal y respaldo), 02 Servidores Scada e ICCP (principal y respaldo), 01 RTU y 01 GPS, las cuales tienen la capacidad de integrarse entre ellos, con los Switches de la capa 1 y con los IED´s.
- Nivel 3: Centro de Control

La SE La Quebrada I, contara con su propio RTU para colectar las señales de las respectivas bahías que conforman la subestación. Esta RTU tendrá HMI y será el nivel de control 2 de la subestación y controlará todas las bahías en forma automática y a su vez se comunicará con el Sistema Scada de la Central Eólica y con las RTU's de la SE Quebrada II y SE Cahuachi.

En el plano "CE-LQ1-SE-LQ1-AR-001 SAS LQ1" se aprecia el detalle de la arquitectura SAS de la SE La Quebrada I.

Los sistemas de automatización o SAS (Substation Automation System), tanto de la central como de las subestaciones estará basado en la normativa IEC 61850. Por lo tanto, las subestaciones serán concebidas para operar normalmente como subestaciones totalmente telecomandadas, no atendidas, pero provistas con las facilidades necesarias para su operación desde la sala de control.

Ampliación SE Cahuachi:

Los niveles jerárquicos del sistema de control de la Ampliación SE Cahuachi son de acuerdo con lo siguiente:

- Nivel 0: Localmente en botoneras de equipos, en el patio de llaves, celdas y tableros.
- Nivel 1:
  - Tablero de Control, Protección y Medición de Línea hacia SE Poroma (TPCM), equipado con 02 Switches (principal y respaldo), las cuales tienen la capacidad de integrarse con los IED´s y tambien con los 02 Switches capa 2 del tablero de Automatización SAS.
  - Tablero de Control, Protección y Medición de Línea hacia SE Intermedia (TPCM), equipado con 02 Switches (principal y respaldo), las cuales tienen la capacidad de integrarse con los IED´s y tambien con los 02 Switches capa 2 del tablero de Automatización SAS.
- Nivel 2:
  - Tablero de Telecomunicaciones a SE Poroma, equipado con 02 ODF, Multiplexor, 01 Switch capa 3 (principal), el cual tiene la capacidad de integrarse con el tablero de automatización SAS.
  - Tablero de Telecomunicaciones a SE Intermedia, equipado con 01 ODF, 01 Unidad de Acople, 01 Terminal de Onda Portadora, 01 Switch capa 3 (principal), el cual tiene la capacidad de integrarse con el tablero de automatización SAS.
  - Tablero de Automatización SAS, equipado con 02 Switches capa 2 (principal y respaldo), 02 Servidores Scada e ICCP (principal y respaldo), 01 RTU y 01 GPS, las cuales tienen la capacidad de integrarse entre ellos, con los Switches de la capa 1 y con los IED´s.
- Nivel 3: Centro de Control

La Ampliación SE Cahuachi, contara con su propio RTU para colectar las señales de las respectivas bahías que conforman la subestación. Esta RTU tendrá HMI y será el nivel de control 2 de la subestación y controlará todas las bahías en forma automática y a su vez se comunicará con las RTU's de la SE Quebrada I, SE Poroma y SE Intermedia.

En el plano "CE-LQ1-SE-CAH-AR-001 SAS Cahuachi" se aprecia el detalle de la arquitectura SAS de la Ampliación SE Cahuachi.

Los sistemas de automatización o SAS (Substation Automation System), de las subestaciones estará basado en la normativa IEC 61850. Por lo tanto, las subestaciones serán concebidas para operar normalmente como subestaciones totalmente telecomandadas, no atendidas, pero provistas con las facilidades necesarias para su operación desde la sala de control.

4.9 SISTEMA SS.AA.

SE La Quebrada I 220 kV

- El servicio auxiliar en corriente alterna será en 380/220 Vac. Se ha previsto que sea alimentada desde las celdas de 33 kV de la subestación a través de un transformador ZigZag cargable para los SSAA con una capacidad de 200 kVA de 33/0,38-0,22 kV Vac

- Cargador rectificador redundante y sistema de banco de baterías
- Los servicios auxiliares en corriente continua serán de 125 Vdc para alimentar a los motores de accionamiento de los equipos, equipos de protección, sistema de iluminación de emergencia, equipos de comunicaciones, etc
- Los Niveles de tensión de la subestación son los siguientes:
  - Corriente continua para control, protección, motores, iluminación emergencia, sistema de control y comunicaciones: 125 Vcc
  - Corriente alterna, para iluminación, tomacorrientes, calefacción, etc.: 380/220 Vca
- Para garantizar un suministro de tensión y energía constante para el control y la operación de la subestación, se implementará la corriente continua obtenida del cargador rectificador y un banco de baterías.
- Asimismo, se ha previsto la utilización de un grupo térmico de capacidad de 150 kVA y será utilizado solo para casos de emergencia, cuando no se cuente con alimentación en AC y cuando las baterías se encuentren sin carga.

SE Cahuachi 220 kV

Para el suministro de los servicios auxiliares para las nuevas celdas de línea se ha coordinado con el titular de la S.E. Cahuachi que proporcionará una conexión a sus SSAA existentes en corriente alterna y el proyecto implementará una caseta de campo que albergará los tableros de control, protección, telecomunicaciones, SAS y equipos de SSAA.
Se implementarán dos cargadores rectificadores 380Vca / 110 Vcc, dos bancos de baterías 110 Vcc, dos tableros de SSAA uno en alterna y otro en continua y un grupo electrógenos de 50 kVA con su tablero de transferencia automática.

4.10 CENTRAL EÓLICA

El Parque Eólico está conformado por dieciséis (16) aerogeneradores conectados a una red eléctrica de 33 kV.

4.10.1 Aerogeneradores

Los Aerogeneradores son de la marca Goldwind, GW182-120HH.
Las principales características técnicas son las siguientes:
- Turbina Eólica con rotor de tres palas de un diámetro de 182 m
- Góndola con Generador de velocidad variable con Convertidor (converter) de una potencia nominal de 7.5 MW de 60 Hz, los modos de control de los convertidores, el sistema IEMP de Goldwind descrito en el documento del fabricante "Goldwind Power Plant Controller IEMP Specifiction V1.9", incluye tres modos de control:
  - Control de Tensión
  - Control de Potencia Reactiva
  - Control de Factor de Potencia
- Torre tubular de acero.
- Trasformador elevador de 8 MVA y grupo de conexión Dyn11.
- Cubículo de media tensión para las conexiones del Transformador y los Cables de la red eléctrica de 33kV.
- Sistema de control Tipo 4 (full scale converter) como se menciona en “Goldwind V12 Wind Turbines – Grid Connection Performance” (GW-24CP.0029)

En las Especificaciones Técnicas se incluye el folleto técnico del fabricante el cual presenta en mayor detalle las características de los aerogeneradores.

4.10.2 Red eléctrica de 33 kV

En el plano del proyecto SOEO2345801CGPEDI01-01 se muestran, respectivamente, el conexionado y la disposición de los 16 aerogeneradores que conforman el Parque Eólico, así como las conexiones que se han diseñado para formar los circuitos que se conectan a la Subestación Elevadora (SE).

Los circuitos han sido diseñados con cable de aluminio como conductor, con aislamiento de XLPE 18/30kV, considerando secciones, según la capacidad de corriente requerida de 400mm². El cálculo justificativo de los cables se muestra en la memoria SOEO2345801CGME0002.
Todos los circuitos se conectan en 33 kV a la Subestación Quebrada 1 33/220 kV. La barra 33 kV será una barra simple continua. De esta manera, todos los circuitos de generación se conectarán a la misma barra que el transformador de potencia elevador de 33/220kV.

4.10.3 Puesta a Tierra del Neutro de la Red 33 kV (Transformador Zig-zag)

Los Transformadores elevadores de los Aerogeneradores se ajustarán en la relación 0.95/33 kV y su grupo de conexión es Dyn11; es decir, las fuentes de generación se conectan en 33 kV con Delta, lo que significa que el neutro estará aislado de tierra. Por este motivo, se ha previsto la instalación de un transformador de Puesta a tierra del neutro de 33kV (a implementarse en la subestación elevadora Quebrada 1), garantizando con ello la puesta a tierra efectiva del neutro de la barra 33 kV.
El Transformador de Puesta a tierra tendrá el primario conectado en Zig-zag. El secundario estará conectado en delta y será usado para alimentar al transformador de servicios auxiliares de la subestación elevadora Quebrada 1.

El transformador zig – zag tendrá las siguientes características:

- Tensión nominal primaria : 33 kV
- Corriente nominal : 600 A
- Conexión del primario : Zig-zag
- Potencia de corta duración : 11.43 MVA
- Tiempo nominal de corta duración : 10 segundos
- Potencia térmica permanente : 869 kVA
- Corriente nominal permanente : 45.6 A
- Tensión nominal del secundario : 6.6 kV
- Potencia nominal del secundario : 100 kVA
- Conexión del secundario : Delta

4.10.4 Puesta Sistema de Protección

El sistema de protección de cada aerogenerador estará compuesto por:
Convertidor lado baja tensión

- Función de verificación de sincronismo (25)
- Protección de subtensión (27)
- Protección de subtensión instantánea (27I)
- Protección contra potencia inversa (32R, 32F)
- Protección de fase de secuencia negativa (46)
- Protección por tensión de secuencia negativa (47)
- Protección de sobrecorriente instantánea de fase (50)
- Protección de sobrecorriente temporizada de fase (51)
- Protección por sobretensión (59)
- Protección de balance de tensión (60)
- Protección de sub frecuencia (81U)
- Protección de sobrefrecuencia (81O)

Convertidor lado media tensión

- Protección de sobrecorriente instantánea de fase (50)
- Protección de sobrecorriente temporizada de fase (51)
- Protección de sobrecorriente instantánea a tierra (50N)
- Bloqueo por oscilaciones de potencia (68).

El diagrama unifilar de protección de los aerogeneradores se muestra en el anexo A de este documento.

4.10.5 Sistema de Control

Para la operación, EL PROPIETARIO cuenta con un centro de control centralizado el cual tiene una conexión con el COES conforme a la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR).
El sistema de control de la central Eólica La Quebrada 1, estará diseñado para cumplir con la Norma de Intercambio de Información en Tiempo Real. Para ello se interconectará con el Centro

de Control Centralizado del PROPIETARIO y está previsto el envío en tiempo real al COES de toda la información que señala la NTCOTR. Adicionalmente, se enviará la siguiente información:

- Velocidad del viento (intensidad y dirección).
- Temperatura ambiente.

El proyecto de la CE La Quebrada 1 cumplirá con la modificación del numeral 6.2.2 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR), publicado mediante la Resolución Directoral N° 0192-2025-MINEM-DGE. Al respecto, indicamos que, el referido cumplimiento podrá darse mediante la implementación del equipamiento y sistemas requeridos para la adecuada prestación del RPF o mediante la delegación del servicio, según se encuentra establecido en el Procedimiento Técnico N° 21 o sus posteriores modificatorias.

4.10.5.1 Sistema de los Aerogeneradores

Cada Aerogenerador funcionará automáticamente con un sistema de control propio, el cual monitoreará continuamente los parámetros operativos usando varios sensores (velocidad del viento, dirección del viento, temperatura ambiente, etc.). El sistema comparará los valores reales con los puntos de ajuste correspondientes y emitirá las señales de control requeridas para la operación del Aerogenerador. El sistema de control contará con dos sistemas de medición de viento separados, normalmente solo se usará un sistema de medición del viento, mientras que el segundo sistema monitoreará al primero y se hará cargo del control en caso de que el primer sistema falle.

Cuando no haya viento, el Aerogenerador permanecerá en modo inactivo. Solo los sistemas auxiliares permanecerán operativos, según sea necesario (lubricación de engranajes, calentadores, etc.). Cuando se alcance la velocidad nominal del viento, el Aerogenerador cambiará al modo de carga nominal. En ese momento, el Aerogenerador se conectará a la red para entregar energía.

Si la velocidad del viento continúa aumentando, el control de velocidad cambiará el ángulo de las paletas del rotor para que la velocidad del rotor se mantenga y, por lo tanto, la salida de potencia permanezca constante (aun a velocidades mayores a 25 m/s). Además, el Aerogenerador contará con un sistema de giro de las paletas el cual le permitirá alinearse con la dirección del viento para optimizar la salida de potencia. A bajas velocidades de viento, el Aerogenerador funcionará a carga parcial y la potencia de salida dependerá de la velocidad del viento.
En cada Aerogenerador se tendrá los controles locales con los niveles 1 y 2.

4.10.5.2 Sistema de Control de la Central

Además del sistema de control de cada Aerogenerador, la Central Eólica contará con un sistema de control para toda la central. Este sistema tendrá los controles necesarios para atender los requerimientos técnicos establecidos por el COES en el Procedimiento PR-20, en particular con lo indicado en el Capítulo 4, numeral 4.4, Centrales de Generación No Convencional (CGNC) al SEIN.
El Sistema de Control de la Central estará conectado a todos los sistemas de control de los aerogeneradores. Para ello, se utilizará un Anillo de Fibra Óptica en cada grupo de aerogeneradores que conforman un circuito de potencia de conexión a la barra 33 kV. De esta manera, el Panel de Control de la Central constituirá el control en nivel 2.

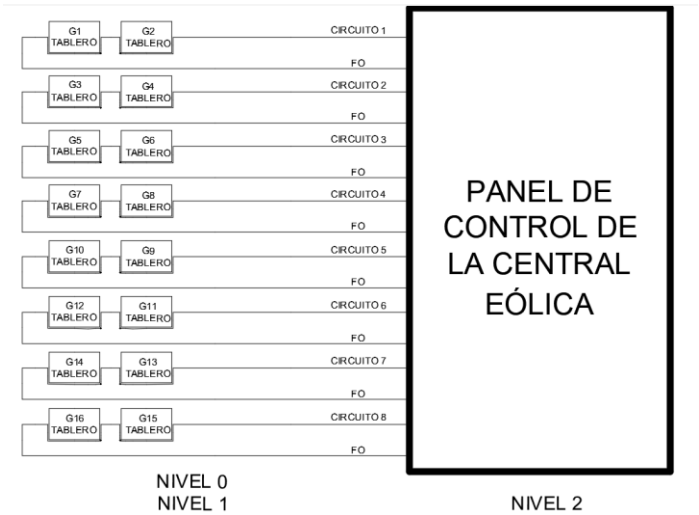

Figura 7: Sistema de control de central eólica

4.10.5.3 Arranque y Parada de la Central

Si bien el Arranque de los Aerogeneradores dependerá de las condiciones de viento, su arranque será controlado para que la entrega de potencia de la Central al SEIN sea con una rampa del 10% (o menos) de la potencia nominal por minuto.
La Parada de la Central será también en forma gradual con una rampa similar.
Para la Parada de Emergencia, el sistema de control ejecutará una reducción rápida de la potencia de la Central desde el 100% hasta el 20%, en un tiempo máximo de 1 minuto después de recibida la orden del COES.

4.10.5.4 Despacho de Potencia Activa

El Sistema de Control de la Central tendrá la capacidad de ajustar la entrega de potencia de la Central al SEIN conforme a lo que establezca el COES. El ajuste estará sujeto al rango de funcionamiento de los Aerogeneradores y a la velocidad del viento existente.
Las rampas de aumento o reducción de la entrega de potencia de la Central al SEIN será según las rampas solicitadas por el COES.
El Sistema de Control de la Central enviará en tiempo real las señales de arranque (y/o desconexión) de los Aerogeneradores, de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica de Intercambio de Información de Tiempo Real para la Operación del SEIN (NTIITR).

4.10.5.5 Sistema de Predicción de la Potencia

El Sistema de Control de la Central Eólica gestionará la información requerida para su operación. Para ello, utilizará la información obtenida en los sensores de los Aerogeneradores y mediante un software efectuará la modelación y predicción de las condiciones de viento. De esta manera, la Central dispondrá de un sistema de predicción de la potencia que permita calcular la Potencia total de la Central con un horizonte de hasta dos días, lo cual permitirá entregar al COES la programación del despacho horario con 24 horas de antelación.

4.10.5.6 Control de Potencia Reactiva

En el rango entre el 20% y 100% de la potencia activa total nominal, el Sistema de Control permitirá operar la Central Eólica con un factor de potencia en el rango de 0,95 inductivo a 0.95 capacitivo. Para potencias menores al 20% de la potencia activa total nominal, la operación será según lo indicado en el PR-20, en la Figura 4.2, Rango de operación del factor de potencia

de la CGNC en régimen permanente del Capítulo 4, numeral 4.3, Control de la Potencia Reactiva y Tensión.
De acuerdo a los resultados de las simulaciones, para garantizar el control efectivo de la potencia reactiva a ser entregada en forma permanente al sistema, se ha previsto la instalación de cuatro módulos de capacitores en 33 kV de 5 MVAr cada uno, conformado en total 20 MVAr.

4.10.5.7 Control de la Frecuencia

El Sistema de Control de la Central estará ajustado para operar en forma continua con una frecuencia nominal de 60 Hz ± 1% (59.4 Hz < f ≤ 60.6 Hz). Este ajuste es posible incluso por debajo de su potencia activa total producible con el objeto de disponer de capacidad de reserva secundaria en caso de reducción de la frecuencia de la red.
No obstante, la Central podrá operar también, en forma temporal, en los rangos 57.0 Hz – 59.4 Hz y 60.6 Hz - 62.0 Hz, conforme a los tiempos establecidos en el Procedimiento del COES PR-20, Anexo 1, Capítulo 4, numeral 4.5.
Asimismo, la Central podrá permanecer conectada al SEIN ante cambios de frecuencia con gradientes de hasta ± 2 Hz/segundo.

4.10.5.8 Control de la Tensión

El Sistema de Control de la Central estará ajustado para operar en forma continua con la tensión nominal de 220 kV ± 10% en el punto de conexión al SEIN. El control se ajustará a los valores de referencia que sean requeridos por el COES. Este control considera también un control de potencia reactiva, con el soporte adicional que proporcionarán los Bancos de Capacitores.
El Sistema de Control de la Central contará con un Regulador Automático de Tensión, similar al de una central convencional, el cual permitirá ajustar el valor de la potencia reactiva dentro de los rangos especificados en el Procedimiento del COES PR-20, Anexo 1, Capítulo 4, numeral 4.3 Control de la Potencia Reactiva y Tensión.
Además del Regulador de Tensión de la Central, en la subestación elevadora se dispondrá de un conmutador de tomas bajo carga (OLTC) que operará con un Regulador Automático de Tensión para adecuar la tensión de la red de media tensión a la tensión del punto de conexión al SEIN.
La Calidad de la Tensión de la Central cumplirá con los requerimientos especificados en el Procedimiento del COES PR-20, Anexo 1, Capítulo 4, numeral 4.6.

4.11 Capacidad dinámica en contingencias

De acuerdo con lo indicado en el Item 4.4.4 del Capítulo 4, del Anexo I del nuevo Procedimiento PR-20, el proyecto contará con la infraestructura necesaria y adecuada para emular una inercia (inercia sintética). La inercia podrá ser implementada mediante baterías, volantes de inercia, inversores formadores (grid-forming inverters) u otros equipos que permiten el cumplimiento de este requerimiento. En el caso que el modelo de la inercia sintética requiera una constante de inercia (H), éste será compatible con el porcentaje establecido. Las características técnicas de la inercia sintética a implementar serán definidas en el Estudio de Operatividad.

5 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO ELÉCTRICO

5.1 OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO

5.1.1 Caso Base y Caso Adicional 1

Operación Normal

- Las tensiones en las barras en los casos SIN PROYECTO y CON PROYECTO se encuentran dentro de los rangos de operación según los criterios de desempeño en condición normal de operación del SEIN.
- El nivel de cargabilidad de la línea de transmisión en 500 kV L-5032_A y en 220 kV L-2315_A, Lne220_Ica-Mayorazgo_T2 y Lne220_Mayorazgo-Derivacion en los escenarios SIN PROYECTO se encuentra alrededor del 100% de su capacidad. En los escenarios CON PROYECTO*, se identifican estos elementos limitantes con sobrecargas, luego se realiza la reducción de generación de las centrales de la zona de influencia para llevar al 100% de su capacidad a los elementos limitantes.
- Para aliviar las sobrecargas de los elementos limitantes, es necesario monitorear como mínimo las líneas L-5032_A, L-2315_A, Lne220_Ica-Mayorazgo_T2 y Lne220_Mayorazgo-Derivacion.

Contingencias

- En los casos CON PROYECTO, ante todas las contingencias realizadas, los resultados muestran que se presentan evidentes sobrecargas en los autotransformadores de potencia 500/220 kV de la SE Poroma (AUT-5371), y en las líneas de transmisión con sobrecarga superiores al 20% en 500 kV las líneas L-5036, L-5034 y L-5032_a, y en 220 kV las líneas L-2315_A, L-2312, L-2210, L-2209, L-2208, Lne220_Ica-Mayorazgo_T2, Lne220_Mayorazgo-Derivacion, Lne220_Mayorazgo-Intermedia, Lne220_DerivaCahua-Poroma y Lne220_DerivaCahua-Poroma01.
- Para aliviar las sobrecargas de los elementos limitantes ante la presencia de las contingencias, se propone monitorear los elementos limitantes que presentan mayor impacto por el aumento de su nivel de cargabilidad al considerar el Proyecto, estos elementos son los autotransformadores de potencia en 500/220 kV de la SE Poroma (AUT-5371 y AUT-5371-T2) y en las líneas en 500 kV la línea L-5032_a, y en las líneas en 220 kV las líneas L-2315_A, L-2210, L-2209, L-2208, Lne220_Ica-Mayorazgo_T2, Lne220_Mayorazgo-Derivacion y Lne220_Mayorazgo-Intermedia, Lne220_DerivaCahua-Poroma y Lne220_DerivaCahua-Poroma01.
- Es necesario indicar que, en la contingencia 5 (FS LT Poroma – Yarabamba (500 kV)) aplicado al Caso Base Sin Proyecto y Con Proyecto se presenta valores de sobrecarga muy similares en las líneas de transmisión L-5036 y L-5034. En el mismo escenario Sin Proyecto se conectó la CE La Quebrada I, manteniendo las otras centrales aledañas con sus respectivos despachos, se aprecia casi los mismos niveles de sobrecarga encontrados inicialmente, por lo tanto, el Proyecto no tiene efecto sobre la cargabilidad de las líneas L-5036 y L-5034.
- *El transformador de potencia en 500/220 kV de la SE Poroma AUT-5371 y la línea de 220 kV L-2312 ya pertenecen a el esquema existente del ECCRAG/ECCDAG Marcona por lo que no están incluidas en el esquema del proyecto de la CE La Quebrada I*.

Se concluye que, para mitigar las sobrecargas, se propone monitorear los autotransformadores de potencia en 500/220 kV de la SE Poroma AUT-5371-T2 y las líneas en 500 kV L-5032_A y L-5032_a, y en 220 kV las líneas L-2315_A, L-2210, L-2209, L-2208, Lne220_Ica-Mayorazgo_T2, Lne220_Mayorazgo-Derivacion, Lne220_Mayorazgo-Intermedia, Lne220_DerivaCahua-Poroma01 y Lne220_DerivaCahua-Poroma para la activación del esquema de desconexión de generación, tal como se muestra en la Figura N°8 **la cual deberá ser reevaluado en la etapa del Estudio de Operatividad del Proyecto.**

El seccionamiento de las líneas de transmisión del proyecto cumple con mantener las condiciones operativas de la zona de influencia, sin degradarlas. Asimismo, es necesario precisar que la operación en simultaneo de los Proyectos que conforman el caso base, son de muy poca probabilidad de ocurrencia, sin embargo, el Proyecto dispondrá de los equipos necesarios (control y comunicaciones) para habilitar el esquema de desconexión ante las sobrecargas que ocurran.

5.1.2 Caso Adicional 2

Operación Normal

- Las tensiones en las barras en los casos SIN PROYECTO y CON PROYECTO se encuentran dentro de los rangos de operación según los criterios de desempeño en condición normal de operación del SEIN.
- El nivel de cargabilidad de la línea de transmisión en 500 kV L-5032_A y en 220 kV L-2315_A, Lne220_Ica-Mayorazgo_T2 y Lne220_Mayorazgo-Derivacion en los escenarios SIN PROYECTO se encuentra alrededor del 100% de su capacidad. En los escenarios CON PROYECTO*, se identifican estos elementos limitantes con sobrecargas, luego se realiza la reducción de generación de las centrales de la zona de influencia para llevar al 100% de su capacidad a los elementos limitantes.
- Para aliviar las sobrecargas de los elementos limitantes, es necesario monitorear como mínimo las líneas L-5032_A, L-2315_A, Lne220_Ica-Mayorazgo_T2 y Lne220_Mayorazgo-Derivacion.

Contingencias

- En los casos CON PROYECTO, ante todas las contingencias realizadas, los resultados muestran que se presentan evidentes sobrecargas en las líneas de transmisión con sobrecarga superiores al 20% en 500 kV las líneas L-5036, L-5034, L-5032_A y L-5032_a, y en 220 kV las líneas L-2315_A, L-2312, L-2210, L-2209, L-2208, Lne220_Ica-Mayorazgo_T2, Lne220_Mayorazgo-Derivacion y Lne220_Mayorazgo-Intermedia.
- Para aliviar las sobrecargas de los elementos limitantes ante la presencia de las contingencias, se propone monitorear los elementos limitantes que presentan mayor impacto por el aumento de su nivel de cargabilidad al considerar el Proyecto, estos elementos son las líneas en 500 kV la línea L-5032_A y L-5032_a, y en las líneas en 220 kV las líneas L-2315_A, L-2210, L-2209, L-2208, Lne220_Ica-Mayorazgo_T2, Lne220_Mayorazgo-Derivacion y Lne220_Mayorazgo-Intermedia.
- Es necesario indicar que, en la contingencia 5 (FS LT Poroma – Yarabamba (500 kV)) aplicado al Caso Base Sin Proyecto y Con Proyecto se presenta valores de sobrecarga muy similares en las líneas de transmisión L-5036 y L-5034. En el mismo escenario Sin Proyecto se conectó la CE La Quebrada I, manteniendo las otras centrales aledañas con sus respectivos despachos, se aprecia casi los mismos niveles de sobrecarga encontrados inicialmente, por lo tanto, el Proyecto no tiene efecto sobre la cargabilidad de las líneas L-5036 y L-5034.
- *El transformador de potencia en 500/220 kV de la SE Poroma AUT-5371 y la línea de 220 kV L-2312 ya pertenecen a el esquema existente del ECCRAG/ECCDAG Marcona por lo que no están incluidas en el esquema del proyecto de la CE La Quebrada I.*

Se concluye que, para mitigar las sobrecargas, se propone monitorear las líneas en 500 kV L-5032_A y L-5032_a, y en 220 kV las líneas L-2315_A, L-2210, L-2209, L-2208, Lne220_Ica-Mayorazgo_T2, Lne220_Mayorazgo-Derivacion y Lne220_Mayorazgo-Intermedia para la activación del esquema de desconexión de generación, tal como se muestra en la Figura N°8 **la cual deberá ser reevaluado en la etapa del Estudio de Operatividad del Proyecto.**

El seccionamiento de las líneas de transmisión del proyecto cumple con mantener las condiciones operativas de la zona de influencia, sin degradarlas. Cabe precisar que la operación en simultaneo de los Proyectos que conforman el caso adicional, son de muy poca probabilidad de ocurrencia, sin embargo, el Proyecto dispondrá de los equipos necesarios (control y comunicaciones) para habilitar el esquema de desconexión ante las sobrecargas que ocurran.

5.1.3 Esquema de Desconexión de Generación del Proyecto

El Esquema de Desconexión de Generación de la C.E. La Quebrada I *tendrá la capacidad de operar tanto de manera independiente como conectado al Esquema Centralizado de Control y Protección de las centrales de generación de la zona Marcona (ECCRAG/ECCDAG MARCONA). El ECCRAG/ECCDAG MARCONA permitirá la coordinación entre esquemas de los proyectos y operará monitoreando los equipos de transmisión indicados, así como otros equipos requeridos por los demás proyectos de generación de la zona de Marcona*. Para la implementación del esquema, el nuevo proyecto deberá implementar los monitoreos sólo de aquellas líneas de transmisión que no forman parte del ECCRAG/ECCDAG Marcona.

El *transformador de potencia en 500/220 kV de la SE Poroma AUT-5371 y la línea transmisión de 220 kV L-2312* ya pertenecen a el esquema existente del ECCRAG/ECCDAG Marcona por lo que no están incluidas en el esquema del proyecto de la CE La Quebrada I.

En ese sentido, para definir el Esquema de Desconexión de Generación del Proyecto se ha tomado en consideración los resultados obtenidos en las simulaciones del flujo de potencia en condición de contingencia realizadas en los casos de estudio: Caso Base, Caso Adicional 1 y Caso Adicional 2, por lo que se propone monitorear la corriente de los siguientes equipos de transmisión:

- LT 500 kV LT Chilca - Bicentenario [L-5032_A].
- LT 500 kV LT Gamonal - Poroma [L-5032_a].
- LT 220 kV LT Poroma - Cahuachi [L-2315_A].
- LT 220 kV LT Independencia - Ica [L-2209/ L-2210].
- LT 220 kV LT Chincha - Independencia [L-2208].
- LT 220 kV LT Ica - Mayorazgo [Lne220_Ica-Mayorazgo_T2].
- LT 220 kV LT Mayorazgo - Derivación [Lne220_Mayorazgo-Derivacion].
- LT 220 kV LT Mayorazgo - Intermedia [Lne220_Mayorazgo-Intermed].
- LT 220 kV LT Poroma - Cahuachi [Lne220_DerivaCahua-Poroma + Lne220_DerivaCahua-Poroma01].
- Nuevo Autotransformador de potencia 500/220 kV de la SE Poroma [AUT-5371-T2].

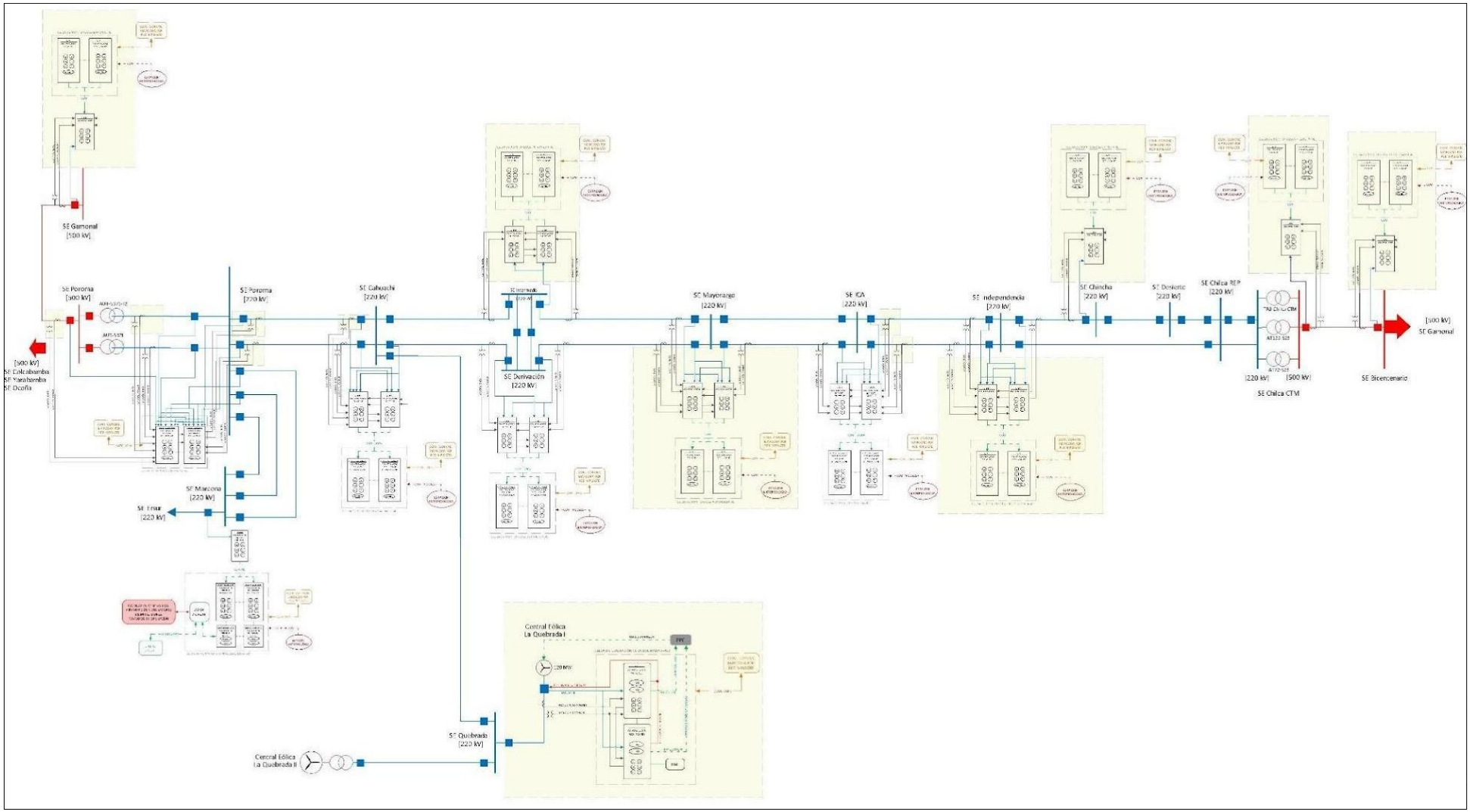

Figura 8:Esquema de Desconexión de Generacion del Proytecto

5.2 CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

- Para mitigar el incremento de la corriente de cortocircuito ante fallas a tierra en las subestaciones cercanas a la zona de influencia del Proyecto, se propone implementar una inductancia en el neutro a tierra en los transformadores del proyecto, con un valor de 77 mH.
- Cabe mencionar que las corrientes de falla bifásica a tierra en la SE Poroma 220 kV alcanzan valores que superan la capacidad del sistema puesta a tierra de la subestación que es de 40 kA, información compartida por el titular de la subestación, tanto en SIN Proyecto y CON Proyecto, lo cual representa un incremento de hasta 1.1 kA el aporte adicional con el ingreso del proyecto, lo cual no manifiesta una variación relevante.
- Los resultados del cálculo de cortocircuito indican que, en la barra de 220 kV de la SE Quebrada I y en la barra de 33 kV de la SE Quebrada I se presenta una máxima corriente de cortocircuito de 15.4 kA y 22.5 kA respectivamente.
- La capacidad de cortocircuito de los equipos de maniobra asociados al proyecto en 220 kV de la SE Quebrada I y 33 kV de la SE Quebrada I es de 40 kA cada una. En ese sentido, los resultados obtenidos indican que los equipos de maniobra cumplen con la capacidad para tolerar corrientes de cortocircuito sin sufrir daño electromecánico.
- En tal sentido, se verifica mediante las simulaciones que los equipos de maniobra del proyecto de la CE La Quebrada I cumplen con la capacidad para tolerar corrientes de cortocircuito sin sufrir daño electromecánico.

5.3 ESTUDIO DE ESTABILIDAD

5.3.1 Estabilidad Transitoria

- Los eventos de fallas realizadas en el sistema de transmisión y desconexión de transformadores de potencia en la zona de influencia del proyecto, logra recuperar un punto de operación estable, donde principalmente los ángulos de los rotores de los generadores se estabilizan sin perder el sincronismo.
- El tiempo crítico de despeje de falla es mayor a 100ms, alcanzando valores incluso mayores a 500ms en SE Quebrada I y en SE Cahuachi, cumpliendo con los criterios establecidos. Asimismo, en las líneas de transmisión se verifica que este tiempo también es mayor a 500ms.
- La CE La Quebrada I soporta los límites establecidos respecto a los huecos de tensión, evaluado en el punto de conexión correspondiente a la barra 220 kV de la SE Cahuachi.
- Asimismo, los resultados de las simulaciones transitorias, considerando los mismos eventos de fallas en el sistema de transmisión, realizadas en los escenarios del Caso base y Caso Adicional muestran resultados aceptables.

5.3.2 Estabilidad de la Frecuencia

- Se ha verificado mediante simulaciones transitorias que ante el evento de la desconexión intempestiva de la unidad de generación más grande del SEIN, lo cual corresponde a la TG y TV de la C.T. Humay en Avenida 2030, se produce la activación del ERACMF tanto para el caso base y el caso adicional. Sin embargo, la activación del ERACMF también se produce para los casos SIN PROYECTO, por lo cual este efecto no es atribuible al Proyecto.
- Se ha verificado mediante simulaciones transitorias que ante el evento de la desconexión intempestiva de la segunda unidad de generación más grande del SEIN, lo cual corresponde a la unidad 2 de la C.H. Chaglla en Avenida 2030, no se produce la activación del ERACMF tanto para el caso base y el caso adicional.
- En ese sentido, la ligera disminución de la inercia equivalente del SEIN, debido a la inclusión del Proyecto de la CE La Quebrada I, no tiene un efecto relevante en el comportamiento transitorio de la frecuencia del sistema.

5.3.3 Verificación del Esquema de Desconexión de Generación de la CE La Quebrada I

- Mediante simulaciones dinámicas se ha verificado que, ante la actuación del esquema de desconexión de generación de la CE La Quebrada I frente a las contingencias más críticas (en donde se produce los mayores niveles de sobrecarga), el valor de la mínima frecuencia está por encima del umbral de mínima frecuencia del ERACMF (59.2 Hz), por lo tanto, no se activa el ERACMF.

En términos generales, se concluye que, ante los eventos de fallas realizados en el sistema de transmisión, el SEIN operará de manera satisfactoria, manteniendo una condición de operación estable y el sincronismo del sistema, además de no presentar impacto negativo en la frecuencia del sistema ante la desconexión intempestiva de la unidad de mayor generación operando en el SEIN.

5.4 ESTUDIO DE ARMÓNICOS

5.4.1 EMISIÓN ARMÓNICA DE CORRIENTE POR PARTE DE CE LA QUEBRADA I

- Los resultados de las simulaciones muestran que para los casos 3, 8 y 13 (operación del banco capacitivo en 2×5 MVAr), se observa en la Figura N°10 , Figura N°11 y FiguraN°12 que existe un incremento de corriente armónica de orden 7, superando los límites establecidos en la Tabla N°3 del informe "4.3.CELQ1-EARM-03-2025". Esta condición evidencia la necesidad de un filtro de armónicos por la amplificación de la corriente armónica de orden 7.
- Con el fin de mitigar este fenómeno, se propone la instalación de un filtro de armónicos de 2.5 MVAr, conectado en la barra de 33 kV y sintonizado al armónico de orden 7. La incorporación de este filtro permite mantener controlados los niveles de corriente en la SE Cahuachi 220 kV, cumpliendo con los límites normativos, como se verifica en los casos C16, C17 y C18 (con filtro armónico) la resonancia se desplaza hacia los armónicos de orden 9 y 10. Finalmente, **se precisa que los cálculos de dimensionamiento del filtro deberán ser revisados y confirmados en la etapa de Estudio de Operatividad, a fin de ratificar su necesidad, capacidad, tecnología y frecuencia de sintonía**.

5.4.2 DISTORSIÓN ARMÓNICA DE TENSIÓN

- Los resultados de las simulaciones muestran que para los casos 2, 7 y 12 (operación del banco capacitivo en 1x5MVar) se observa en la Figura N°13 y Figura N°15 del informe "4.3.CELQ1-EARM-03-2025" que existe una marcada resonancia en paralelo en el armónico de orden 8. En dichas condiciones incrementa el disturbio armónico en la barra de SE Cahuachi 220 kV de orden 8. Superando los límites establecidos en la Tabla N°7 del informe "4.3.CELQ1-EARM-03-2025". Esta condición evidencia la necesidad de un filtro de armónicos por la amplificación de la distorsión de orden 8.
- Con el fin de mitigar este fenómeno, se propone la instalación de un filtro de armónicos de 2.5 MVAr, conectado en la barra de 33 kV y sintonizado al armónico de orden 7. La incorporación de este filtro permite mantener controlados los niveles de distorsión armónica en la SE Cahuachi 220 kV, cumpliendo con los límites normativos, como se verifica en los casos C16, C17 y C18 (con filtro armónico) la resonancia se desplaza hacia los armónicos de orden 9 y 10. Finalmente, **se precisa que los cálculos de dimensionamiento del filtro deberán ser revisados y confirmados en la etapa de Estudio de Operatividad, a fin de ratificar su necesidad, capacidad, tecnología y frecuencia de sintonía**.

5.4.3 CÁLCULO DE LA IMPEDANCIA ARMÓNICA

- Respecto a las armónicas de orden 7 en los casos 3, 8 y 13 (operación del banco capacitivo en 2×5 MVAr), se observa en la Figura N°18 del informe "4.3.CELQ1-EARM-03-2025" que los ángulos de impedancia presentan valores fuertemente capacitivos (negativos). En dichas condiciones, la reactancia neta del sistema se reduce significativamente, generando una trayectoria de baja oposición para la circulación de la corriente armónica de orden 7. En cambio, para el armónico de orden 8 en los casos 2, 7 y 12 (operación del banco capacitivo en 1×5 MVAr), se observa en la Figura N°17 del informe "4.3.CELQ1-EARM-03-2025" que se produce una marcada resonancia en paralelo incrementando el disturbio armónico de orden 8 en la barra de SE Cahuachi 220 kV.

5.4.4 VERIFICACIÓN DE LA NECESIDAD DE FILTRO DE ARMÓNICOS

- Los resultados de las simulaciones muestran para los Casos 2, 7 y 12 (operación del banco capacitivo en 1×5 MVAr) una marcada resonancia en paralelo el armónico de orden 8 y para los Casos 3, 8 y 13 (operación del banco capacitivo en 2×5 MVAr) los ángulos de impedancia presentan valores fuertemente capacitivos (negativos) generando una trayectoria de baja oposición para la circulación de la corriente armónica de orden 7. Sin embargo, para los Casos 16, 17 y 18 (con filtro armónico) la resonancia es desplazada hacia los armónicos de orden 9 y 10.

5.5 ESTUDIO DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS

5.5.1 MANIOBRA DE TRANSFORMADORES

- se realizan simulaciones sin considerar el mando sincronizado. Para la energización del primer transformador sin mando sincronizado (MS), la máxima corriente de energización calculada es 4422 A (8.5 veces la corriente nominal). Para todos los casos simulados la tensión en barras de S.E. Cahuachi 220 kV es mayor a 0.80 p.u.
- De otro lado, al considerar mando sincronizado (MS) para la energización del transformador de potencia, la corriente de energización llega a 142 A, el cual no afecta a la tensión en la SE Cahuachi 220 kV.
- Considerando el caso más crítico de la corriente de energización, ante esta maniobra se evidencia un impacto sobre el transformador de la S.E. Cahuachi por efecto simpatetico. Por lo tanto, el transformador del Proyecto CE La Quebrada I no deberá energizarse sin su respectivo mando sincronizado. Sera necesario también, verificar estos cálculos en el desarrollo del Estudio de Operatividad para proponer medidas de mitigación u operación. Para los transformadores de S.E. Marcona no se evidencia mayor impacto sobre la operación de los transformadores existentes ante la energización del transformador Proyectado.

5.5.2 TENSIÓN TRANSITORIA DE RESTABLECIMIENTO

- Se realizo el cálculo estadístico del TRV y para todos los casos simulados se cumple con las exigencias de las curvas de soportabilidad para interruptores proyectados de 245 kV, según la norma IEC 62271-100 (2021).

5.5.3 SOLICITACIÓN TÉRMICA EN LOS DESCARGADORES

- De acuerdo con los resultados, la máxima energía disipada ante una falla monofásica en el extremo de la SE Intermedia de la línea larga LT 220 kV Intermedia – Cahuachi alcanza 52.2 kJ. Considerando que el descargador tiene una capacidad nominal de absorción de 12 kJ/kV (198 kV), su capacidad total es 2376 kJ, por lo que el peor caso representa aproximadamente 2.19% de su capacidad nominal, manteniéndose dentro de márgenes aceptables.
- La máxima energía disipada por los descargadores ubicados en los extremos de la línea, evaluados ante la ocurrencia de una falla monofásica en el extremo SE Intermedia 220 kV de la línea larga LT 220 kV Intermedia – Cahuachi mientras el extremo opuesto se mantiene bajo carga. En este escenario, la energía máxima disipada alcanza 0.035 kJ; considerando la capacidad nominal del descargador de 12 kJ/kV y 198 kV (capacidad total 2376 kJ) por lo que el descargador no entra en conducción bajo este escenario.

5.6 VERIFICACION DE LA CAPACIDAD DE LA BARRA DE CAHUACHI 220 KV Y QUEBRADA 220 KV

5.6.1 VERIFICACIÓN DE LA CARGABILIDAD DE LA BARRA DE SE CAHUACHI 220 KV Y SE QUEBRADA I EN 220 KV ESTADO ESTACIONARIO

- Se ha verificado la cargabilidad del sistema de barras de 220 kV de la SE Cahuachi y SE Quebrada I para las dos configuraciones detalladas en la metodología.
  En ese sentido, en términos generales se ha determinado mediante simulaciones de estado estacionario se tiene lo siguiente.

  > Para el Caso Base, Caso Adicional 1 y Caso Adicional 2, *el máximo nivel de carga tanto operación normal y contingencias determinado* ***entre los tramos de barra*** *de la SE Cahuachi es* ***119.1%*** (Contingencia 01- fs/ LT Poroma – Gamonal (500 kV)). *Asimismo, el máximo nivel de* ***carga obtenido la bahía de acople*** *es de* ***104.6% (1673 A)*** (Contingencia 01- fs/ LT Poroma – Gamonal (500 kV)) ***la cual está limitada a 1600 A debido al TC del acople*** *tal como se describe en la Tabla N°1 de "Capacidad de corriente del equipamiento"*. Para la SE Quebrada I el máximo nivel de carga es 38.3%.

- En tal sentido, ***se propone la repotenciación del sistema de barras de la SE Cahuachi del tipo AAC NARCISSUS de 644.6 mm2 a 2 conductores por fase (947.05 A/conductor)***, y además el ***cambio del transformador de corriente por uno de capacidad de 2500 A en la bahía de acoplamiento***. Así mismo, *la capacidad del conductor de la celda de acople con la misma capacidad del conductor de barra*. ***Cabe resaltar que la necesidad de la repotenciación será verificada en el Estudio de Operatividad del Proyecto***. Con lo propuesto se ha verificado la cargabilidad del sistema de barras de 220 kV para las dos configuraciones detalladas en la metodología, obteniendo lo siguiente:

  > Para el Caso Base, Caso Adicional 1 y Caso Adicional 2, el máximo nivel de carga tanto operación normal y contingencias determinado entre los tramos de barra de la SE Cahuachi es 44.3%. Asimismo, el máximo nivel de carga obtenido en la bahía de acoplamiento es de 43.1%.

5.6.2 VERIFICACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LA BARRA DE LA SE CAHUACHI 220 KV Y SE QUEBRADA I 220 KV EN CORTOCIRCUITO

- Se ha verificado el nivel de cortocircuito trifásico del sistema de barras de 220 kV de la SE Cahuachi y SE Quebrada I para las dos configuraciones detalladas en la metodología. En ese sentido, en términos generales se ha determinado mediante simulaciones de

cortocircuito en el caso base y adicional, que el Proyecto no produce un impacto negativo en el sistema de barras de SE Cahuachi 220 kV y SE Quebrada I 220 kV.

- En ese sentido, en términos generales se ha determinado mediante simulaciones de cortocircuito se tiene lo siguiente:

  Los resultados indican que, en los escenarios analizados los niveles de cortocircuito en las barras SE Cahuachi 220 kV están en el orden de 21 kA, cuyo valor se encuentra por debajo de la capacidad de cortocircuito de la barra, el cual es 40 kA.

  Los resultados indican que, en los escenarios analizados los niveles de cortocircuito en las barras SE Quebrada I 220 kV están en el orden de 15.5 kA, cuyo valor se encuentra por debajo de la capacidad de cortocircuito de la barra, el cual es 40 kA.

  Por lo tanto, existe un amplio margen de capacidad, ya que la capacidad de cortocircuito de las barras de la SE Cahuachi y SE Quebrada I es de 40 kA.

6 ANEXOS

Anexo 1	**:**	**Lista de Equipamiento**
Anexo 2	**:**	**Identificación de terceros involucrados**
Anexo 3	**:**	**Cronograma**