Clientes:

ESTUDIO DE OPERATIVIDAD PARA LA CONEXIÓN AL SEIN DEL PROYECTO DE LA ”S.E. CUAJONE 138/69 kV”

Revisión	Fecha	Detalle	Elaborado por:	Revisado por:	Aprobado por:
B	11/07/2024	Emitido para Revisión	A. Pomalaya M. Bejarano	L. Chamorro	J. Videla CIP 320179

ESTUDIO DE OPERATIVIDAD PARA LA CONEXIÓN AL SEIN DEL PROYECTO DE LA ”S.E. CUAJONE 138/69 KV”

ÍNDICE GENERAL

1. ANTECEDENTES 7
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 7
2.1. Zona de influencia del proyecto 9
2.1.1. Zona de influencia sin considerar el proyecto 9
2.1.2. Zona de influencia considerando el proyecto 10
3. CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO 11
4. CONSIDERACIONES Y PREMISAS DE ANÁLISIS 12
4.1. Demanda de la zona de influencia 12
4.1.1. Demanda sin proyecto 12
4.1.2. Demanda con proyecto 13
5. INFORMACIÓN TÉCNICA DEL EQUIPAMIENTO 14
5.1. Descripción del tipo de equipamiento en la S.E. Cuajone 138/69 kV 17
5.1.1. Transformadores de corriente para interruptores de línea 138 kV 17
5.1.2. Transformadores de corriente para los transformadores de potencia 17
5.1.3. Transformadores de corriente para transformador de servicios auxiliares 17
5.1.4. Equipos de potencia 18
5.1.5. Transformadores de tensión 138 kV 19
5.1.6. Transformadores de tensión 69 kV 19
5.1.7. Dispositivos de protección instalados 19
6. CONCLUSIONES 21
6.1. Estudio de Estado Estacionario 21
6.2. Estudio de Estabilidad Transitoria 21
6.3. Estudio de Armónicos 22
6.4. Estudio de Coordinación de Protecciones 22
6.5. Estudio de Transitorios Electromagnéticos 23

Índice de Figuras

1. Ubicación del proyecto en las instalaciones del SEIN 8
2. Diagrama unifilar sin el Proyecto, el cual se encuentra en el área Costa Sur del SEIN 9
3. Diagrama unifilar con el Proyecto, el cual se encuentra en el área Costa Sur del SEIN 10
4. Cronograma de ejecución del proyecto 11
5. Disposición geométrica - DIgSILENT PowerFactory 15
6. Disposición geométrica - Estructura de suspensión 16

Índice de Tablas

1. Demanda Zona de Influencia - Escenario Sin Proyecto 12
2. Demanda Zona de Influencia - Escenario Con Proyecto 13
3. Especificaciones técnicas - Transformadores de potencia 14
4. Especificaciones técnicas - Conductor de fase 14
5. Especificaciones técnicas - Conductor de guarda 15
6. Transformadores de corriente para interruptores de línea 138 kV 17
7. Transformadores de corriente para los transformadores de potencia 17
8. Transformadores de corriente para transformador de servicios auxiliares 17
9. Equipos de potencia 18
10. Transformadores de tensión 138 kV 19
11. Transformadores de tensión 69 kV 19

ABREVIATURAS

LT	:	Línea de Transmisión
SEIN	:	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
COES	:	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional
PR-20	:	Procedimiento Técnico del COES N° 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones al SEIN”

1. ANTECEDENTES

La empresa Southern Perú Copper Corporation (SPCC), operadora principalmente en el sector minero y productora de cobre y otros subproductos, cuenta actualmente con la Subestación Eléctrica Botiflaca que contiene 02 transformadores de potencia con relación de transformación 138/69 kV y una capacidad de 15 MVA cada uno, proporcionando energía eléctrica al anillo de mina en 69 kV de la unidad minera Cuajone para alimentar a las cargas de las operaciones propias de la extracción mineral.

La Subestación Eléctrica Botiflaca 138 kV tiene más de 40 años de operación y está conectada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, en adelante SEIN, a través de dos líneas de transmisión en 138 kV (L-1381 y L-1382) hacia la subestación eléctrica Moquegua 138 kV.

Debido a la distancia de los centros de consumo final de las cargas conectadas actualmente a los dos transformadores de 15 MVA en la S.E. Botiflaca 138/69 kV, existe una considerable caída de tensión en el punto de consumo. Por esta razón, se evaluó la factibilidad y se presenta ahora el Estudio de Operatividad ”SE Cuajone 138/69 kV”, con fecha prevista para la puesta en operación en el cuarto trimestre del año 2024. Este proyecto tiene como objetivo trasladar la carga de la S.E. Botiflaca a la S.E. Cuajone, debido a que las instalaciones de la subestación actual están obsoletas y se están renovando.

En tal sentido, se presenta las características fundamentales del proyecto:

- Se realizará el seccionamiento de la línea de transmisión existente L-1382 Moquegua – Botiflaca de 138 kV.
- Una línea de transmisión de doble terna en 138 kV desde el punto de seccionamiento de la línea de transmisión existente L-1382 Moquegua – Botiflaca de 138 kV hasta la nueva subestación Cuajone.
- Dos transformadores de potencia trifásicos de 2 devanados 138/69 kV - 60 MVA en la subestación Cuajone 138 kV para suministrar energía eléctrica a la carga trasladada de la S.E. Botiflaca 69 kV.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto consiste en la creación de la S.E. Cuajone 138/69 kV, la cual alimentará la carga actualmente conectada a la S.E. Botiflaca 69 kV, con el objetivo de reducir las caídas de tensión debido a la distancia desde el punto de consumo hasta el de alimentación. La construcción del proyecto considera las siguientes instalaciones:

- Seccionamiento de la línea L-1382 (S.E. Moquegua – S.E. Botiflaca 138 kV) a 29.18 km de la S.E. Moquegua 138 kV.
- Construcción de una línea de transmisión doble terna de 8.08 km de longitud desde el punto de seccionamiento hacia la S.E. Cuajone 138/69 kV.

- Instalación de dos transformadores de potencia de dos devanados con relación de transformación de 138/69 kV y capacidad de 60 MVA cada uno, con grupo de conexión Dyn1.
- De la barra en 69 kV se deriva las correspondientes bahías hacia: Anillo 1 - Mina, Anillo 2 - Mina, Reserva Equipada, Suches Vizcachas y Servicios Auxiliares.

La Figura 1 muestra la ubicación del proyecto en las instalaciones del SEIN.

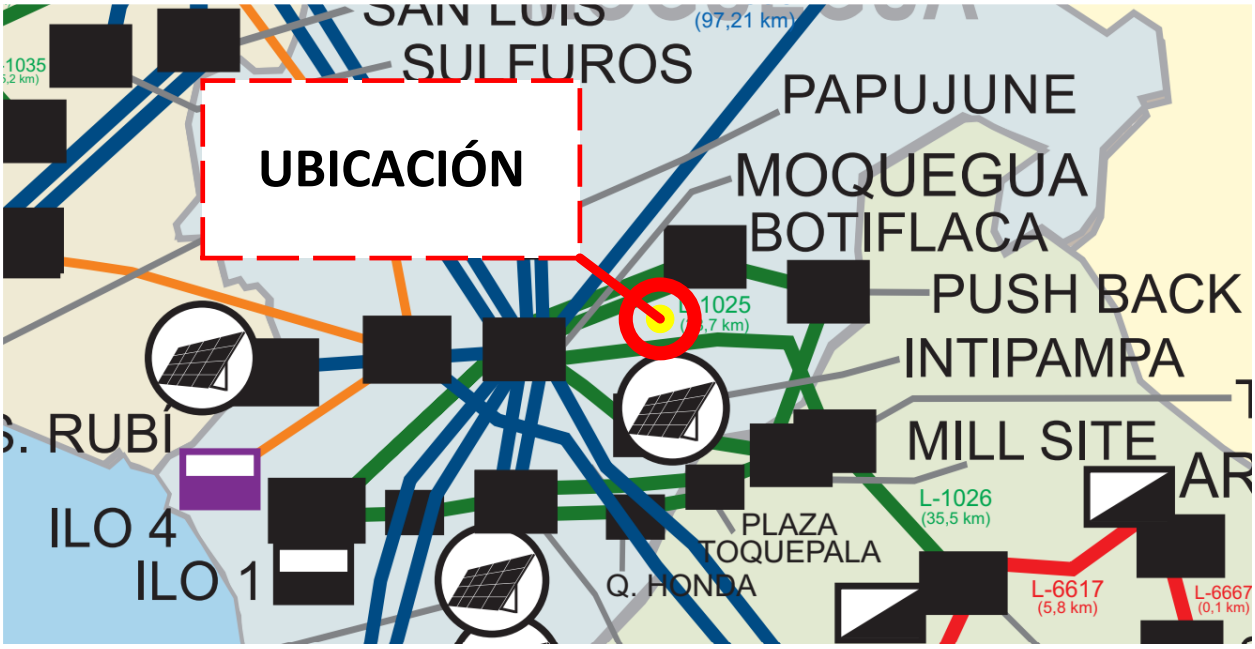

Figura 1: Ubicación del proyecto en las instalaciones del SEIN

2.1. Zona de influencia del proyecto

2.1.1. Zona de influencia sin considerar el proyecto

En la Figura 2 se muestra la zona de influencia sin considerar la implementación del proyecto.

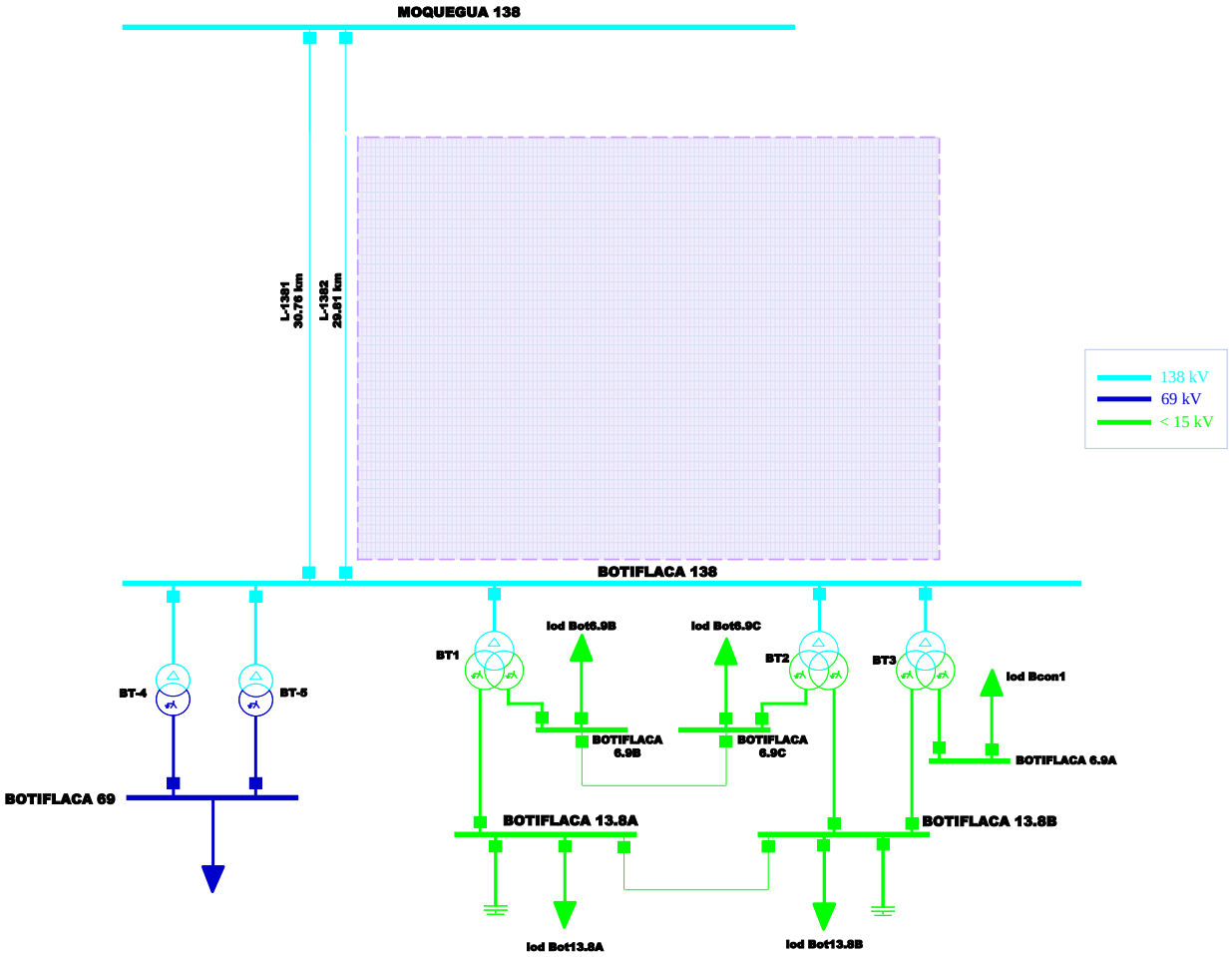

Figura 2: Diagrama unifilar sin el Proyecto, el cual se encuentra en el área Costa Sur del SEIN

2.1.2. Zona de influencia considerando el proyecto

Con la incorporación del proyecto al SEIN, el cual comprende el seccionamiento de la línea L-1382 (S.E. Moquegua – S.E. Botiflaca 138 kV) de 138 kV, la nueva linea 138 kV (doble terna) desde el punto de seccionamiento hacia la S.E. Cuajone 138/69 kV y la Instalación de dos transformadores de potencia de dos devanados con relación de transformación de 138/69 kV, tal como se muestra en la Figura 3.

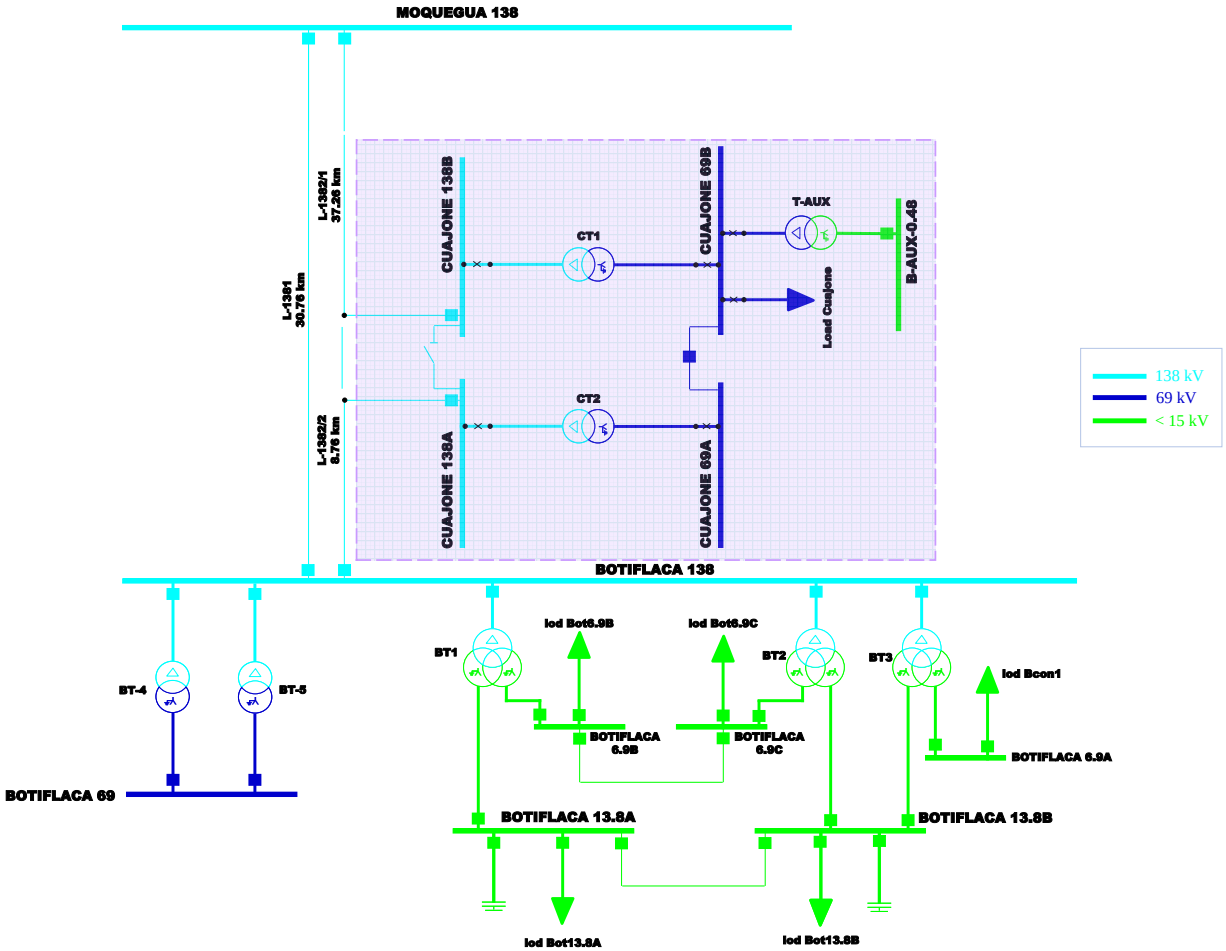

Figura 3: Diagrama unifilar con el Proyecto, el cual se encuentra en el área Costa Sur del SEIN

3. CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto tiene previsto la puesta en servicio de las instalaciones previstas en el cuarto trimestre del presente año 2024, conforme con el siguiente cronograma de orden referencial:

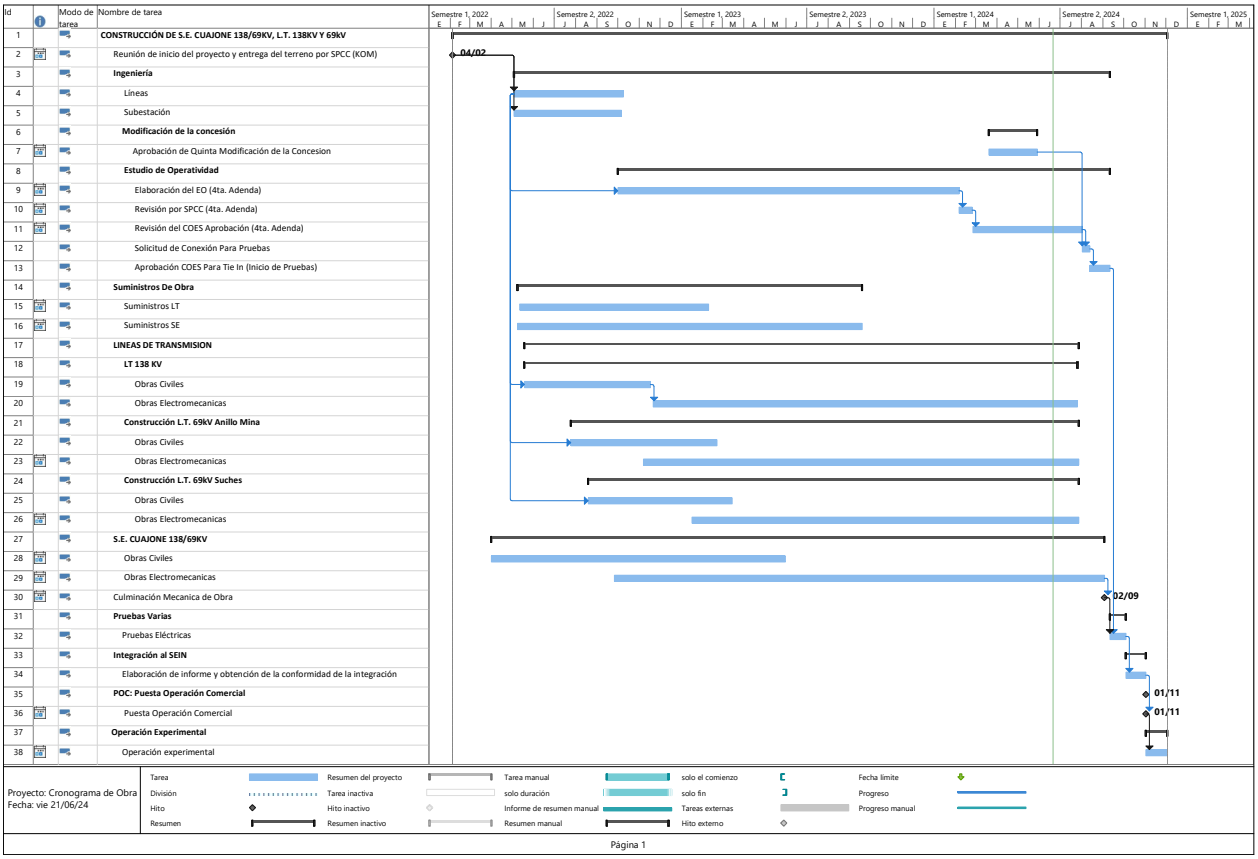

Figura 4: Cronograma de ejecución del proyecto

4. CONSIDERACIONES Y PREMISAS DE ANÁLISIS

4.1. Demanda de la zona de influencia

La demanda eléctrica (potencia activa y reactiva) en la zona de influencia viene a ser la siguiente:

4.1.1. Demanda sin proyecto

Se observa que actualmente la carga conectada a la S.E. Botiflaca 69 kV es de 9.4 MW y 3 MVAR manteniéndose constante en los escenarios de demanda máxima, media y mínima tanto para el periodo hidrológico de estiaje como de avenida.

Tabla 1: Demanda Zona de Influencia - Escenario Sin Proyecto

Demandas	Demanda máxima		Demanda media		Demanda mínima	
	P [MW]	Q [MVAR]	P [MW]	Q [MVAR]	P [MW]	Q [MVAR]
lod Ilo1_13.8	42.70	22.1	40.80	21.50	45.20	22.50
lod Rilo10	10.70	3.4	10.50	3.50	10.50	3.40
lod Qhon14	7.60	2.2	7.10	2.00	8.10	2.50
lod Plaza1	28.65	0.95	25.80	0.15	30.90	-0.50
lod Plaza2	28.65	0.95	25.80	0.15	30.90	-0.50
lod Mills14	47.80	8.6	42.90	7.20	46.90	8.30
lod Lixi14	22.30	6.8	21.20	7.40	22.10	9.60
lod Pushback	5.30	2.4	10.50	5.60	11.90	6.00
lod Bcon1	19.25	1.998	17.31	1.31	20.56	1.99
lod Bot6.9B	9.30	0.98	8.23	0.47	10.05	0.86
lod Bot6.9C	9.30	0.77	8.23	0.40	10.05	0.78
lod Bot13.8A	9.30	2.10	8.23	1.45	10.05	2.18
lod Bot13.8B	12.36	2.15	11.02	1.47	13.28	2.20
lod Bot69	9.40	3.00	9.40	3.00	9.40	3.00
Ampl Cuajone	4.60	-7.5	4.90	-7.30	8.2	-3.80

4.1.2. Demanda con proyecto

Con la puesta en servicio del proyecto la carga **"lod Bot69"** pasará a ser **"Load Cuajone"** con una potencia de 9.4 MW y 3 MVAR manteniéndose constante en los escenarios de demanda máxima, media y mínima tanto para el periodo hidrológico de estiaje como de avenida ahora conectada a la S.E. Cuajone en 69 kV.

Tabla 2: Demanda Zona de Influencia - Escenario Con Proyecto

Demandas	Demanda máxima		Demanda media		Demanda mínima	
	P [MW]	Q [MVAR]	P [MW]	Q [MVAR]	P [MW]	Q [MVAR]
lod ILO1_13.8	42.70	22.1	40.80	21.50	45.20	22.50
lod Rilo10	10.70	3.4	10.50	3.50	10.50	3.40
lod Qhon14	7.60	2.2	7.10	2.00	8.10	2.50
lod Plaza1	28.65	0.95	25.80	0.15	30.90	-0.50
lod Plaza2	28.65	0.95	25.80	0.15	30.90	-0.50
lod Mills14	47.80	8.6	42.90	7.20	46.90	8.30
lod Lixi14	22.30	6.8	21.20	7.40	22.10	9.60
Load Cuajone	9.40	3.00	9.40	3.00	9.40	3.00
lod Pushback	5.30	2.4	10.50	5.60	11.90	6.00
lod Bcon1	19.25	1.998	17.31	1.31	20.56	1.99
lod Bot6.9B	9.30	0.98	8.23	0.47	10.05	0.86
lod Bot6.9C	9.30	0.77	8.23	0.40	10.05	0.78
lod Bot13.8A	9.30	2.10	8.23	1.45	10.05	2.18
lod Bot13.8B	12.36	2.15	11.02	1.47	13.28	2.20
AmplCuajone	4.60	-7.5	4.90	-7.30	8.2	-3.80

5. INFORMACIÓN TÉCNICA DEL EQUIPAMIENTO

- **Transformadores de potencia**

Tabla 3: Especificaciones técnicas - Transformadores de potencia

Parámetro	Valor	Unidad
Tensión nominal	138/69	kV
Etapa de refrigeración	ONAN	-
Potencia aparente	60	MVA
Frecuencia	60	Hz
Corriente nominal (HV)	251.02	A
Corriente nominal (LV)	502.04	A
Grupo de conexión	DYn1	-
Impedancia de cortocircuito	6.97	%
Número de posiciones de tomas	5	-
Incremento de tensión por tap	2.5	%

- **Conductor de fase**

Tabla 4: Especificaciones técnicas - Conductor de fase

Características	Valor	Unidad
Tipo de conductor	AAAC	-
Ampacidad nominal	669	A
Sección nominal	470	mm2
Sección Real	469.8	mm2
Diámetro exterior	28.14	mm
Resistencia eléctrica a 20°C	0.07133	Ohm/km
Coeficiente de resistividad	0.0036	1/°C
Carga de ruptura mínima a la tracción	305	N/mm2

- **Conductor de guarda**

Tabla 5: Especificaciones técnicas - Conductor de guarda

Características	Valor	Unidad
Tipo de conductor	OPGW	-
Número de fibras ópticas	48	-
Diámetro externo del tubo	8.4	mm
Diámetro nominal de los hilos	3.6	mm
Sección total	135	mm2
Diámetro nominal del cable	15.6	mm
Resistencia DC a 20°C	0.418	Ohm/km

- **Disposición geométrica**

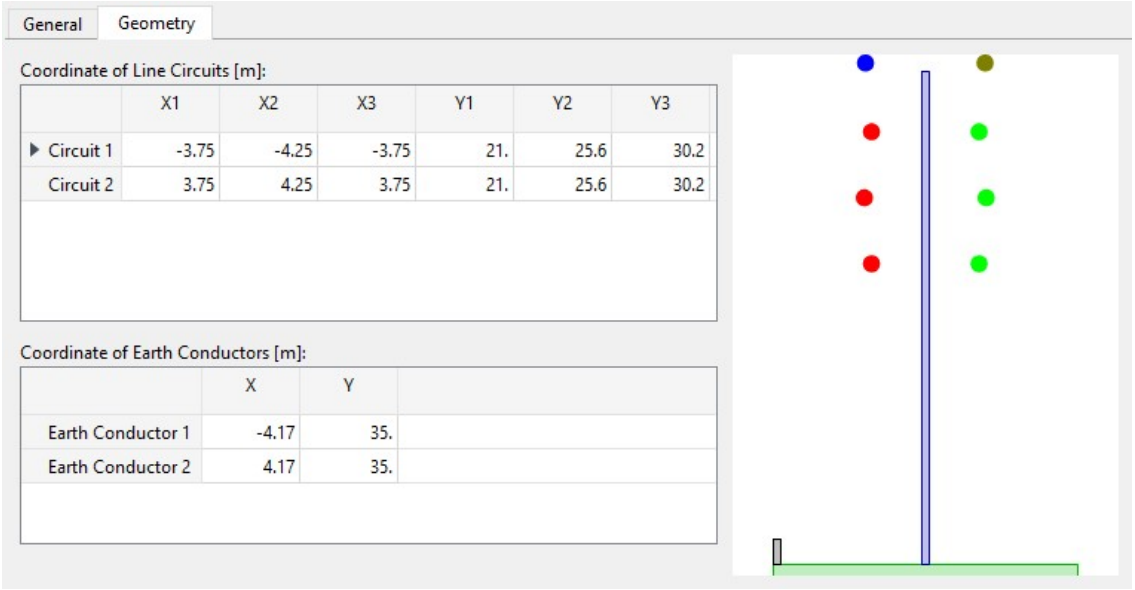

Figura 5: Disposición geométrica - DIgSILENT PowerFactory

- **Disposición geométrica - Estructura de suspensión**

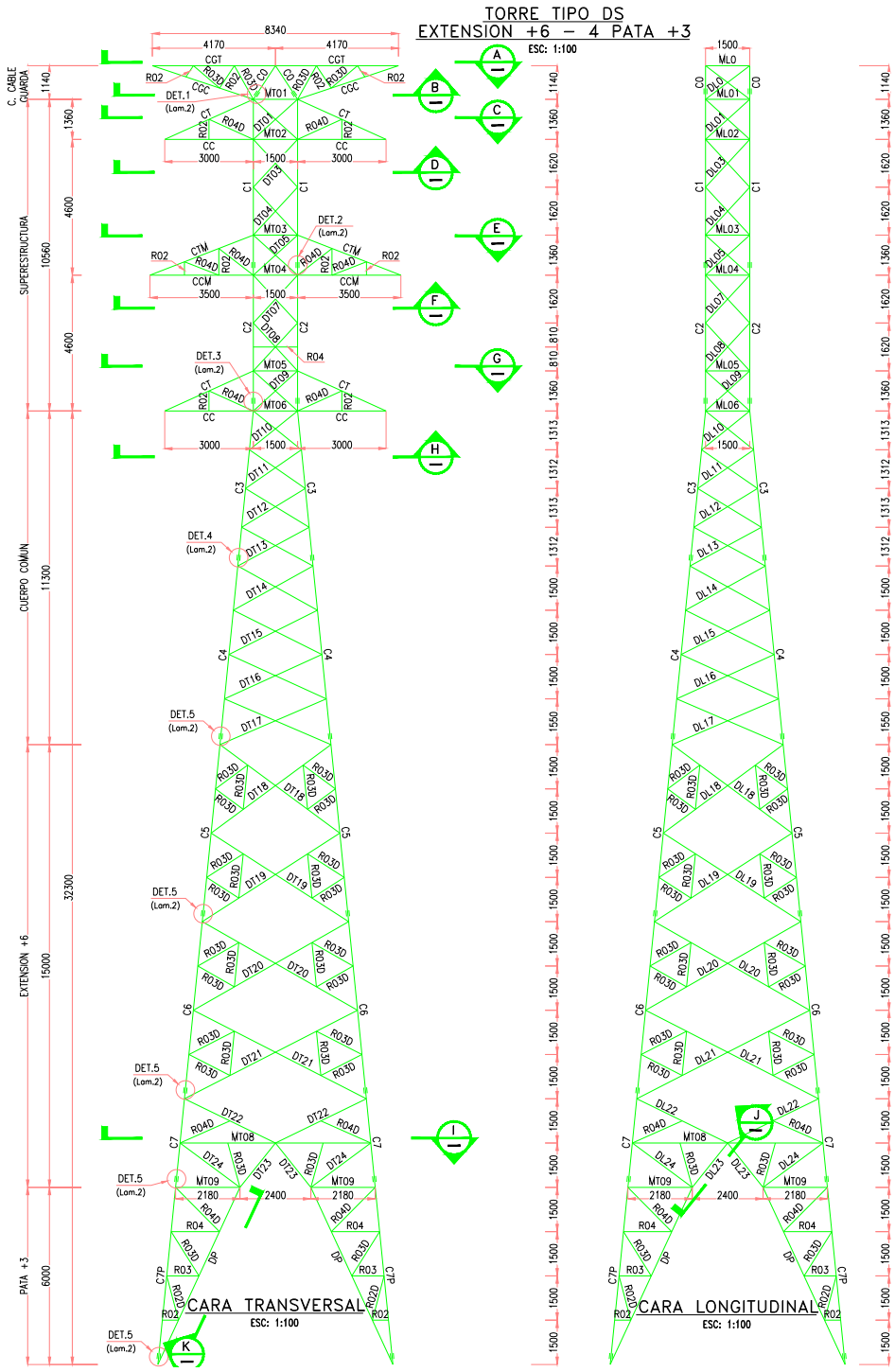

Figura 6: Disposición geométrica - Estructura de suspensión

5.1. Descripción del tipo de equipamiento en la S.E. Cuajone 138/69 kV

5.1.1. Transformadores de corriente para interruptores de línea 138 kV

Tabla 6: Transformadores de corriente para interruptores de línea 138 kV

CÓDIGO	NÚCLEO	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	CLASE
CT858A	1 MEDIDA	**1200**/1000/800/900/600/500/400/300/200/100 – 5A	C400/0.3B1.8
	2 PROTECCIÓN	**1200**/1000/800/900/600/500/400/300/200/100 – 5A	C400/0.3B1.8
	3 PROTECCIÓN	**1200**/1000/800/900/600/500/400/300/200/100 – 5A	C400/0.3B1.8
CT858B	1 MEDIDA	**1200**/1000/800/900/600/500/400/300/200/100 – 5A	C400/0.3B1.8
	2 PROTECCIÓN	**1200**/1000/800/900/600/500/400/300/200/100 – 5A	C400/0.3B1.8
	3 PROTECCIÓN	**1200**/1000/800/900/600/500/400/300/200/100 – 5A	C400/0.3B1.8

5.1.2. Transformadores de corriente para los transformadores de potencia

Tabla 7: Transformadores de corriente para los transformadores de potencia

CÓDIGO	NÚCLEO	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	CLASE
CT-CT1A	1 MEDIDA	**400**–300–250–200–150–100–50/5 A	0.3B1.8
	2 PROTECCIÓN	**400**–300–250–200–150–100–50/5 A	C400
	3 PROTECCIÓN	**400**–300–250–200–150–100–50/5 A	C400
	4 PROTECCIÓN	**400**–300–250–200–150–100–50/5 A	C400
CT-CT1B	1 MEDIDA	**800**–500–400–300–200–100–50/5 A	0.3B1.8
	2 PROTECCIÓN	**800**–500–400–300–200–100–50/5 A	C400
	3 PROTECCIÓN	**800**–500–400–300–200–100–50/5 A	C400
	4 PROTECCIÓN	**800**–500–400–300–200–100–50/5 A	C400
CT-CT1C	1 PROTECCIÓN	200/5 A	C100

5.1.3. Transformadores de corriente para transformador de servicios auxiliares

Tabla 8: Transformadores de corriente para transformador de servicios auxiliares

CÓDIGO	NÚCLEO	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	CLASE
CT-TSA-A	1 MEDIDA	100/5 A	0.3B1.8
	2 PROTECCIÓN	100/5 A	C400
	3 PROTECCIÓN	100/5 A	C400
CT-TSA-B	1 MEDIDA	100/5 A	0.3B1.8
	2 PROTECCIÓN	100/5 A	C400
	3 PROTECCIÓN	100/5 A	C400

5.1.4. Equipos de potencia

Tabla 9: Equipos de potencia

Equipo	Información técnica
Interruptor de tanque muerto 245 kV Hitachi HVB 245 A 50	Us = 245 kV Ir = 2000 A Ik = 50 kA
Interruptor de tanque muerto 170 kV Hitachi HVB 170 A 40	Us = 170 kV Ir = 2000 A Ik = 40 kA
Circuit Switcher 230 kV S&C 2010	Us = 230 kV Ir = 1200 A Ik = 40 kA
Circuit Switcher 115 kV S&C 2010	Us = 115 kV Ir = 2000 A Ik = 40 kA
Seccionador tripolar apertura vertical Hubell TMX 230 kV	Us = 245 kV Ir = 2000 A Ik = 63 kA
Seccionador tripolar apertura vertical Hubell TMX 161 kV	Us = 161 kV Ir = 2000 A Ik = 63 kA
Seccionador tripolar apertura vertical, con CPT Hubell TMX 230 kV W / USCO	Us = 245 kV Ir = 2000 A Ik = 63 kA
Seccionador tripolar apertura vertical, con CPT Hubell TMX 161 kV W / USCO	Us = 161 kV Ir = 2000 A Ik = 63 kA
Pararrayos Tridelta SB144/10.3-0	Us = 144 kV MCOV = 115 kV
Pararrayos	Us = 66 kV MCOV = 53 kV
Transformador de potencia WEG	138 ± 2x2.5 %/69 kV 60 MVA ONAN Dyn1
Transformador Servicios Auxilares	69 ± 2x2.5 %/0.48 kV 1 MVA Dyn1
Resistencia de neutro de transformador T&B RESISTORS	200 OHM 200 A 6 s

5.1.5. Transformadores de tensión 138 kV

Tabla 10: Transformadores de tensión 138 kV

ENRROLLAMIENTO	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	CLASE	CATEGORÍA
PRIMARIO	144 / √3 kV	-	
SECUNDARIO 1	0.120 / √3 kV	0.3Y	Medición
SECUNDARIO 2	0.120 / √3 kV	1.2Z	Protección

5.1.6. Transformadores de tensión 69 kV

Tabla 11: Transformadores de tensión 69 kV

ENRROLLAMIENTO	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	CLASE	CATEGORÍA
PRIMARIO	72 / √3 kV	-	
SECUNDARIO 1	0.120 / √3 kV	0.3Y	Medición
SECUNDARIO 2	0.120 / √3 kV	1.2Z	Protección

5.1.7. Dispositivos de protección instalados

- **Subestación Cuajone 138 kV:**

  Transformador CT1

  Protección Principal SEL-487E (R0440): 87T, 50/51, 50N/51N.

  Protección Secundario SEL-451 (R0441): 50/51, 50N/51N.

  Transformador CT2

  Protección Principal SEL-487E (R0436): 87T, 50/51, 50N/51N.

  Protección Secundario SEL-451 (R0437): 50/51, 50N/51N.

  Barra 138 kV

  Protección SEL-487B: 50BF, 87B

  L-1382/1

  Protección Principal SEL-411L (R0433): 87L, 21/21N (POTT), 67N (67NCD), 68, 25.

  Protección Secundario SEL-411L (R0434): 87L, 21/21N (POTT), 67N (67NCD), 68, 25.

  Protección Terciario SEL-T401L (R0435): 87L, 21/21N (POTT).

  L-1382/2

Protección Principal SEL-411L (R0430): 87L, 21/21N (POTT), 67N (67NCD), 68, 25.

Protección Secundario SEL-411L (R0431): 87L, 21/21N (POTT), 67N (67NCD), 68, 25.

Protección Terciario SEL-T401L (R0432): 87L, 21/21N (POTT).

- **Subestación Moquegua 138 kV:**

L-1382/1

Protección Principal SEL-411L (R51): 87L, 21/21N (POTT), 67N (67NCD), 68, 25.

Protección Secundario SEL-411L (R52): 87L, 21/21N (POTT), 67N (67NCD), 68, 25.

Protección Terciario SEL-T401L: 87L, 21/21N (POTT).

- **Subestación Botiflaca 138 kV:**

L-1382/2

Protección Principal SEL-411L (R21): 87L, 21/21N (POTT), 67N (67NCD), 68, 25.

Protección Secundario SEL-411L (R22): 87L, 21/21N (POTT), 67N (67NCD), 68, 25.

Protección Terciario SEL-T401L: 87L, 21/21N (POTT).

- **Subestación Cuajone 69 kV:**

Transformador SS.AA.

Protección Principal SEL-487E (R0459): 87T, 50/51, 50N/51N.

Salida a Cargas

Protección Principal SEL-411L (R0453): 50/51, 50N/51N

Protección Secundaria SEL-411L (R0454): 50/51, 50N/51N

Protección Terciario SEL-T401L (R0455): 50/51, 50N/51N

Bahía de Acoplamiento

Protección SEL-451: 50/51, 50N/51N, 25

6. CONCLUSIONES

6.1. Estudio de Estado Estacionario

- El estudio de flujo de potencia realizado permitió verificar que con la puesta en servicio del proyecto no se presentan sobrecargas en las líneas y transformadores en la zona de influencia esto tanto para Flujo Normal (N) así como para Flujo ante contingencias (N-1).
- Los niveles de tensión para el horizonte en estudio para el año 2025 para los casos "SIN PROYECTO" y "CON PROYECTO", se encuentran dentro de los rangos establecidos en el PR-20, excepto las tensiones en la subestación RUBI220, sin embargo, estas tensiones son mantenidas desde el escenario de análisis "Sin Proyecto" por lo que no se atribuye un impacto negativo al ingreso del proyecto.
- Con la implementación del Proyecto, se llevaron a cabo pruebas exhaustivas de cortocircuito en la zona de influencia, las cuales demostraron que no hubo variaciones significativas en los valores de cortocircuito en dicha área. Es importante destacar que los valores de cortocircuito obtenidos durante estas pruebas no superaron la capacidad de ruptura de las barras, lo que asegura la estabilidad del sistema eléctrico y la seguridad de las personas e instalaciones en la zona de influencia del proyecto, tanto en el caso base de generación como en el caso de máxima generación.
- De los resultados expuestos en el presente informe, se concluye que el ingreso del proyecto, no ocasiona un impacto negativo en la operación del SEIN, por lo que es técnicamente viable desde el punto de vista de flujo de carga y cortocircuito.
- El análisis de saturación de TCs muestran que los transformadores de corriente no se saturan para el caso de operación más crítico (Avenida Máxima) y máxima generación.

6.2. Estudio de Estabilidad Transitoria

- Se implementó el modelo computacional apto para realizar simulaciones de estabilidad transitoria del proyecto. El modelo permite representar los 12 eventos de falla solicitados por COES, falla monofásica y trifásica al 1 % y 99 % de cada línea de los 12 eventos mencionados, así como los eventos de falla trifásica en los transformadores evaluados correspondientes a los eventos 13, 14 y 15.
- Se simularon eventos de fallas monofásicas y trifásicas al 1 % y 99 % en las líneas de transmisión, obteniéndose como resultado parámetros como la tensión en barras, el ángulo del rotor en generadores, la frecuencia y la cargabilidad en líneas y transformadores. Se verificó que el sistema se recuperó y alcanzó un nuevo punto de operación de estado estacionario en cada uno de los eventos simulados, en el que el sistema se mantiene estable.
- Se realizó un análisis de tiempos críticos, verificando que los tiempos en las fallas trifásicas al 1 % y al 99 % de los 12 eventos, tanto en el caso "Sin Proyecto" como "Con Proyecto", son superiores a 100 milisegundos. Esto implica que ningún generador pierde sincronismo.

- Se comprobó que, tanto en las condiciones "sin proyecto" como "con proyecto", no se presentaron violaciones de los indicadores de desempeño en el comportamiento transitorio, por lo que el sistema alcanza un punto de equilibrio luego de ser sometido a las diferentes perturbaciones.
- Se verificó que el ingreso de las instalaciones del proyecto al SEIN es técnicamente viable desde el punto de vista de la estabilidad transitoria (RMS), ya que se cumplieron con los indicadores de desempeño establecidos en el PR-20.

6.3. Estudio de Armónicos

- Se evidencia que el equipamiento de evaluación del estudio (S.E. Moquegua 138 kV) exhibe ordenes armónicos menores al límite establecido por la NTCSE, sin embargo se han determinado ordenes que superan ligeramente el límite, siendo los de orden 31, 35 y 37, no obstante, esta condición es experimentada desde el escenario Sin Proyecto por lo que la puesta en servicio del proyecto no agrava esta condición.
- La distorsión armónica de corriente sobre la línea L-1382 muestra un ligero incremento con la puesta en servicio del proyecto sin embargo se encuentra por debajo del límite establecido por la IEEE Std 519-2022.
- Con la inclusión del proyecto, no se superan los perfiles de distorsión de tensión que ya se excedían en la condición sin proyecto.
- El barrido de frecuencia ha determinado que con la puesta en servicio del proyecto las frecuencias de resonancia en paralelo han sido desplazadas ligeramente a frecuencias menores.
- No se presenta contenido armónico que supere los límites establecidos a las frecuencias de resonancia por lo que la red está exenta de experimentar sobretensiones por resonancia.
- Se verifica que la puesta en servicio del proyecto SE Cuajone 138/69 kV al SEIN es técnicamente viable desde el punto de vista del estudio de flujo de carga armónica pues las distorsiones armónicas individuales y totales tanto en tensión como en corriente no superan las tolerancias establecidas por la NTCSE e IEEE Std. 519-2022 respectivamente.

6.4. Estudio de Coordinación de Protecciones

- El propósito del estudio de Coordinación de Protecciones fue establecer los parámetros del sistema de protección en los diferentes equipamientos para integrar el proyecto "S.E. Cuajone 138/69 kV" al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) garantizando la confiabilidad, seguridad y selectividad ante diferentes fallas que experimenta el sistema eléctrico.
- Se han tomado como referencia los ajustes propuestos por los fabricantes de relés, que indican las diferentes lógicas a parametrizar para garantizar la detección de fallas. Estos ajustes consideran los errores de los transformadores de corriente (TCs), el error inducido por el cambiador de tomas y otros factores relevantes.

- La protección de las líneas de transmisión L-1382/1 y L-1382/2 son realizadas a través de tres relés de la marca SEL instalados en cada extremo de ellas, siendo la protección principal y secundaria del tipo SEL-411L con las funciones ANSI 87L, ANSI 21, ANSI 67, ANSI 68 y ANSI 25 con los esquemas de teleprotección habilitados POTT y 67NCD, este último presenta un retraso de 50 ms para evitar un disparo en simultáneo con el esquema POTT de la función distancia, la protección terciara es ofrecia por el relé SEL-T401L con las funciones ANSI 87L, ANSI 21, ANSI 68, con esquema POTT habilitado, con estas protecciones se garantiza el correcto despeje de falla tal como ha sido verificado en el estudio.
- Se habilitó el disparo transferido desde el extremo SE Cuajone 138 kV emitiendo disparo hacia los interruptores de los extremos de las líneas L-1382/1 y L-1382/2 como SE Moquegua y SE Botiflaca respectivamente, con la finalidad de despejar fallas de manera oportuna ante la presencia o activación de falla interruptor 50BF.
- Se consideró habilitar el esquema Weak Infeed y Echo para los extremos de posible fuente débil (Extremo SE Cuajone 138 kV de la L-1382/1 y Extremo SE Botiflaca 138 kV de la L-1382/2).
- Se habilitó las funciones de protección ANSI 87T, ANSI 87REF, ANSI 50/51, ANSI 50N/51N así como la lógica de detección Open CT para evitar disparos erróneos en la protección principal (SEL-487E) y secundaria (SEL-451).
- Se habilitó las funciones de protección ANSI 87B y ANSI 50BF para la protección de la barra Cuajone en 138 kV, mientras que en la barra Cuajone 69 kV se habilitaron las funciones de protección ANSI 87B, ANSI 50BF, ANSI 50/51 y ANSI 50N/51N (protección de sobrecorriente del acople).
- Se verifica que el ingreso al SEIN de las instalaciones del proyecto ”S.E. Cuajone 138/69 kV” es viable desde el estudio de coordinación de protecciones. Este estudio incluyó la implementación de funciones de protección de acuerdo a los ”Criterios de ajuste de coordinación de los sistemas de protección del SEIN” y se han cumplido de manera adecuada dichos criterios.

6.5. Estudio de Transitorios Electromagnéticos

- Se implementó el modelo computacional de la zona de influencia del proyecto en el software ATP apto para realizar simulaciones de frente lento del tipo maniobra construido a partir del modelo computacional del SEIN disponible en el software DIgSILENT PowerFactory.
- La máxima sobretensión registrada luego del evento de energización es la tensión de 0.99 p.u. de fase a fase y 0.989 p.u. en la S.E. Cuajone, este valor no supera al indicador de desempeño del PR-20 de esta forma se corrobora el procedimiento de maniobra.
- La máxima componente del segundo armónico es 14.534 A. Este valor servirá para el bloqueo de la función 87T.

- Se verifica a través de los resultados del caso 2 y caso 3 que la corriente medida en el transformador en servicio “CT1”, que no se produce el afecto de simpatía debido a la cercanía (paralelismo) con el transformador energizado “CT2”.
- Se verifica que el ingreso al SEIN de las instalaciones del proyecto es técnicamente viable desde el punto de vista de la energización del transformador “CT1 y CT2”, pues se cumplieron con los indicadores de desempeño del PR-20.