

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, INFORMÁTICA
Y MECÁNICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

**DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA
OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03.
SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024**

PRESENTADO POR:

Br. JUAN WALDIR LLAMOCCA ANCHAYA.

**PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL
DE INGENIERO ELECTRICISTA**

ASESOR:

ING. PABLO APAZA HUANCA

CUSCO – PERÚ

2026



Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco

INFORME DE SIMILITUD

(Aprobado por Resolución Nro.CU-321-2025-UNSAAC)

El que suscribe, el Asesor PABLO APAZA HUANCA.....
..... quien aplica el software de detección de similitud al
trabajo de investigación/tesis titulada: DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSION
ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR
PA-03 SUBESTACIONES PAUCARTAMBO - PILCOPATA - SALVACIÓN 2024
.....

Presentado por: JUAN WALDIR HAMOCCA ANCHAYA..... DNI N° 76199064.....;
presentado por: DNI N°:
Para optar el título Profesional/Grado Académico de INGENIERO ELECTRICISTA
.....

Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 2 veces, mediante el
Software de Similitud, conforme al Art. 6° del **Reglamento para Uso del Sistema Detección de
Similitud en la UNSAAC** y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de 7 %.

Evaluación y acciones del reporte de coincidencia para trabajos de investigación conducentes a grado académico o título profesional, tesis

Porcentaje	Evaluación y Acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No sobrepasa el porcentaje aceptado de similitud.	<u>X</u>
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las subsanaciones.	
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, conforme al reglamento, quien a su vez eleva el informe al Vicerrectorado de Investigación para que tome las acciones correspondientes; Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	

Por tanto, en mi condición de Asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y **adjunto**
las primeras páginas del reporte del Sistema de Detección de Similitud.

Cusco, 03 de AGOSTO..... de 2026.....

P. Apaza
.....
Firma

Post firma PABLO APAZA HUANCA.....

Nro. de DNI 23842746.....

ORCID del Asesor 0000-0002-3941-1347.....

Se adjunta:

- Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
- Enlace del Reporte Generado por el Sistema de Detección de Similitud: **oid:** 27259: 612147257.....

JUAN WALDIR LLAMOCA ANCHAYA

DETERMINACION NIVEL DE TENSION PARA LA OPERACION Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03 , SUBEST...



Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco

Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::27259:612147257

Fecha de entrega

3 ago 2026, 11:23 a.m. GMT-5

Fecha de descarga

3 ago 2026, 11:44 a.m. GMT-5

Nombre del archivo

TESIS reposit JUAN WALDIR LLAMOCCA ANCHAYA.pdf

Tamaño del archivo

8.9 MB

206 páginas

62.685 palabras

260.318 caracteres

7% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...

Filtrado desde el informe

- Coincidencias menores (menos de 10 palabras)

Exclusiones

- N.º de coincidencias excluidas

Fuentes principales

- 6%  Fuentes de Internet
- 1%  Publicaciones
- 4%  Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.º de alertas de integridad para revisión

No se han detectado manipulaciones de texto sospechosas.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.

DEDICATORIA

A Dios, por guiar mi camino, ser mi fortaleza en cada reto y darme la claridad necesaria para culminar este logro.

*A mis amados padres, **Eulogia Anchaya Huamán** y **Juan de Dios Llamocca Callapiña**, las raíces de todo lo que soy y la fuerza de todo lo que alcanzo. Gracias por cada sacrificio en silencio, por sus manos trabajadoras y por enseñarme con el ejemplo que la rectitud, la humildad y la perseverancia rompen cualquier frontera. Este título no lleva solo mi nombre; lleva el sello impecable de su amor, sus oraciones y sus desvelos. Es la cosecha sagrada del amor que con tanta paciencia sembraron en mí.*

*A mis hermanos, **Edberson**, **Úrsula** y **Jean Pool**, la mejor bendición que la vida me pudo regalar. Gracias por ser mi refugio incondicional, la alegría en los días grises y ese equipo leal en el que siempre encuentro apoyo y fortaleza. Caminar a su lado me dio la tranquilidad de saber que jamás estuvo solo mi camino. Este logro también es de ustedes.*

*Y con todo mi ser, a **Sheila del Carmen**, el destino más hermoso de mi camino, mi refugio perfecto y la verdadera inspiración detrás de este proyecto. Gracias por crearme capaz incluso cuando el cansancio pesaba, por ser el abrazo que calmó mis dudas y el motivo por el cual valió la pena no rendirse jamás. Ser tu apoyo y contar con el tuyo es el regalo más valioso de mi vida; por eso este logro no me pertenece solo a mí, nos pertenece a los dos.*

AGRADECIMIENTOS

Expreso mi sincera gratitud a mis docentes de la carrera profesional de Ingeniería Eléctrica por su valiosa enseñanza y dedicación en mi formación, y a mi asesor, el Ing. Pablo Apaza Huanca, por su sabia orientación en este trabajo, su constante apoyo y, sobre todo, por brindarme su sincera amistad.

Un agradecimiento especial a mis estimados amigos y colegas, los ingenieros Holguer Boris, Carlos Alcca, Elvis Farfán, Darwin Mellado, Nicolás Mora, Evgueni Montesinos, Ramiro Quispe y Albert Huarhua, por su valioso apoyo técnico, el intercambio de conocimientos y su motivación constante a lo largo de todo este proceso. Gracias por su amistad y por ser parte de este importante logro.

RESUMEN

El presente estudio se centra en la determinación del nivel de tensión adecuado para optimizar la operación y mejorar la calidad del servicio en el alimentador PA-03, el cual interconecta las subestaciones de Paucartambo, Pillcopata y Salvación. La investigación surge ante la problemática de caídas de tensión excesivas provocadas por la gran longitud del alimentador, las cuales degradan la calidad del producto por debajo de los estándares operativos permitidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER).

La metodología empleada es de tipo analítico-deductivo con un nivel explicativo, utilizando herramientas de simulación como DigSilent 2021 para evaluar el comportamiento del sistema bajo diferentes escenarios de carga y tensión. El análisis diagnóstico determinó que el sistema actual de 22.9 kV resulta insuficiente para satisfacer la demanda proyectada, alcanzando límites técnicos críticos de 21.18 kV.

Como principal resultado, se concluye que la transición a un nivel de tensión de 33 kV constituye la solución técnica más eficaz, logrando incrementar la capacidad de regulación en un 56% y reduciendo la caída de tensión de un 12.71% a un 5.58%. Asimismo, la evaluación financiera demuestra la viabilidad del proyecto con un Valor Actual Neto (VAN) de S/. 1,569,381.00 y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 14.5%, validando que la inversión propuesta garantiza una rentabilidad positiva y robusta para el horizonte del proyecto hasta el año 2045.

Palabras clave: Nivel de tensión, Calidad del producto, Caída de tensión, Viabilidad económica.

ABSTRACT

The present study focuses on determining the appropriate voltage level to optimize operation and improve service quality in the PA-03 feeder, which interconnects the Paucartambo, Pillcopata, and Salvación substations. This research arises from the problem of excessive voltage drops caused by the extensive length of the feeder, which degrades product quality below the operational standards permitted by current regulations.

The methodology employed is analytical-deductive with an explanatory level, utilizing specialized simulation tools to evaluate the system's behavior under different load and voltage scenarios. The initial diagnostic analysis confirmed that the current system is insufficient to meet the projected demand, identifying that the existing infrastructure is unable to guarantee the operational stability of the service.

As the main result, it is concluded that the transition to a higher voltage level constitutes the most effective technical solution, achieving a significant increase in regulation capacity and a substantial reduction in voltage drops. Finally, the financial evaluation demonstrates the project's feasibility through positive profitability indicators, validating that the change to superior standardized voltage levels ensures a stable and economically sustainable operation for the project's horizon.

Keywords: Voltage level, Product quality, Voltage drop, Economic feasibility.

TERMINOLOGIA

OSINERGMIN: Organismo supervisor de la inversión en energía y minería.

DGER: Dirección general de electrificación rural.

NTCSE: Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos.

IEEE: Instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos.

CNE-S: Comisión electrotécnica internacional.

ELSE: Electro Sur Este S.A.A.

AMT- PA03.: Alimentador de Media Tensión Paucartambo 03

D.S.: Decreto supremo.

SAIDI: Índice de duración de interrupciones promedio del sistema.

SAIFI: Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema.

ARCGIS: Software de sistema de información geográfico.

SEIN: Sistema eléctrico interconectado nacional.

A: Amperio.

PFD: Formato extensión del software disglint.

KA: Kiloamperios.

Km.: Kilómetro.

m: Metros.

Kw: Kilowatt.

KV: Kilovoltio.

KVA: Kilo volt-amperio.

m.s.n.m.: Metros sobre el nivel del mar.

AAAC: Conductor de aleación de aluminio.

CONTENIDO

DEDICATORIA.....	II
AGRADECIMIENTOS.....	III
RESUMEN.....	IV
ABSTRACT.....	V
TERMINOLOGIA.....	VI
CONTENIDO.....	VII
INDICE DE FIGURAS.....	XI
INDICE DE DIAGRAMAS	XI
INDICES DE TABLAS	XII
CAPITULO I.....	1
1 ASPECTOS GENERALES.....	1
1.1 ÁMBITO GEOGRÁFICO	1
1.2 EL PROBLEMA	6
1.2.1 Planteamiento Del Problema	6
1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	9
1.3.1 Problema general	9
1.3.2 Problemas específicos.....	9
1.4 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	10
1.4.1. OBJETIVO GENERAL.....	10
1.4.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	10
1.5. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.....	10
1.5.1. Justificación técnica	10
1.5.2. Justificación Social	11
1.5.3. Justificación Económica	11
1.6. ALCANCES	11
1.7. LIMITACIONES	12
1.8. HIPÓTESIS.....	12
1.8.1. Hipótesis General.....	12
1.8.2. Hipótesis Específica.....	12
1.9. VARIABLES E INDICADORES.....	13

1.9.1.	Variable Independiente	13
1.9.2.	Variable Dependiente.....	13
1.9.3.	Variable interviniente.....	13
1.10.	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	13
1.11.	NIVEL DE INVESTIGACIÓN	13
1.12.	POBLACIÓN.....	14
1.13.	MUESTRA	14
1.14.	TÉCNICAS Y HERRAMIENTAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	14
1.15.	TÉCNICAS DE ANÁLISIS DATOS	14
CAPÍTULO II		15
MARCO TEÓRICO		15
2.1.	INTRODUCCIÓN	15
2.1.1.	Antecedentes locales	15
2.1.2.	Antecedentes nacionales	15
2.1.3.	Antecedentes internacionales.....	17
2.2.	BASES TEÓRICAS.....	18
2.2.1.	Análisis de Flujo de Potencia:.....	18
2.2.2.	Caída de Tensión.....	18
2.2.3.	Confiabilidad:.....	18
2.3.	DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS	19
2.3.1.	Sistemas Eléctricos de Potencia:.....	19
2.3.2.	Subestaciones:.....	19
2.3.3.	Generación Distribuida:	19
2.3.4.	Red de Distribución Primaria:	19
2.3.5.	Sistema eléctrico rural:	20
2.3.6.	Calidad de producto:	20
2.3.7.	Subtransmisión:.....	20
2.3.8.	Regulación de Tensión:	20
CAPITULO III.....		21
DIAGNÓSTICO DE LA OPERACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA		21
3.1 INTRODUCCIÓN		21
3.2. ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO ACTUAL EN FUNCIONAMIENTO		22

3.2.1 Configuración de la Subestación de Potencia Pisac (S.E. Pisac)	22
3.2.2 Distribución de Cargas en Media Tensión	22
3.2.3 Interconexión con la S.E. Paucartambo.....	23
3.2.4 Problemática Técnica en la S.E. Salvación	23
3.3. DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE PAUCARTAMBO	25
3.3.1. Nivel de tensión 22.9 kv	25
3.4. DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE PILCOPATA.....	25
3.4.1. Descripción del equipamiento de la subestación de Pilcopata	25
3.5. DESCRIPCIÓN DE LA LINEA PAUCARTAMBO - PILCOPATA.....	26
3.5.1. Descripción De La Subestación Pilcopata (Estado Construido)	26
3.6. DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE SALVACIÓN	30
3.6.1. Descripción del equipamiento de la subestación de Salvación	30
3.7. DESCRIPCIÓN DE LA LINEA PILCOPATA - SALVACION.....	31
3.7.1. Descripción De La Subestación Salvación (Estado Construido)	31
3.8. DESCRIPCION DEL ALIMENTADOR PA-03.....	35
3.9 ESTUDIO DE ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA EN LA SUBESTACIÓN PAUCARTAMBO PA-03: PROYECCIÓN Y EVALUACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA.....	36
3.9.1 Proyección De La Demanda Del Año 2025 Al Año 2045 – Pilcopata I.....	38
3.9.2 Proyección De La Demanda Del Año 2025 Al Año 2045 – Pilcopata II.....	40
3.9.3. proyección de la demanda del año 2026 al año 2045 – salvación I	41
3.10. ESCENARIOS DE OPERACIÓN.....	44
3.10.1. Escenario (Alimentador Pa-03 Con Nivel De Tensión 22.9 Kv).....	44
3.10.2. Escenario (Alimentador Pa-03 Con Nivel De Tensión 33 Kv).....	44
3.11. ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS	44
CAPÍTULO IV	46
PROPUESTA DE MEJORA PARA EL SISTEMA EN ESTUDIO	46
4.1. INTRODUCCIÓN	46
4.2. SELECCIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN	46
4.3. ALTERNATIVA DE MEJORA DE CALIDAD DEL PRODUCTO.....	50
4.3.1. Ampliación De La Subestación Paucartambo A 22.9/33 Kv.....	50
4.3.2. Activar La Subestación De Transformación En Pilcopata	51
4.3.3. Activar La Subestación De Transformación En Salvación.....	51

4.3.5. Consideraciones Generales Del Análisis De La Propuesta	51
4.4. CRITERIOS Y METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS	52
4.5. ANÁLISIS DEL SISTEMA.	54
4.6. SIMULACIÓN DE FLUJO DE POTENCIA Y ANÁLISIS DE TENSIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO CON EXPANSIÓN DE REDES (2025-2045)	59
4.7. ESCENARIO 01 – SIN INCORPORACIÓN DEL PROYECTO	61
4.8. ESCENARIO 02 – INCORPORANDO EL PROYECTO	65
4.9. ANALISIS DEL ESCENARIO SIN INCORPORACIÓN DEL PROYECTO	68
4.10. ANALISIS DEL ESCENARIO CON INCORPORACIÓN DEL PROYECTO	69
4.11 ANÁLISIS DE LA CAÍDA DE TENSION EN EL SISTEMA ELÉCTRICO	70
CAPITULO V.....	71
ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN PARA EL ALIMENTADOR PA-03	71
5.1. RESUMEN.....	71
5.2. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA ALTERNATIVA.....	71
5.3. DETERMINACIÓN DE LOS INDICADORES ECONÓMICOS CON LA PROPUESTA INCLUIDA	71
5.3.1. Número de abonados por tipo de consumo de energía.....	74
5.3.2. Costos de operación y mantenimiento.	74
5.3.3. Número de abonados por tipo de consumo de energía.	75
5.3.5. Análisis de los beneficios incrementales.	75
5.3.7. Análisis de los beneficios netos	76
5.3.8. Resultados de los indicadores económicos.	76
CONCLUSIONES.....	79
BIBLIOGRAFÍA.....	84
ANEXOS.....	86

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 subestación eléctrica de pilcopata 33/22.9 kv.	2
Figura 2 subestación eléctrica de salvación 33/22.9 kv.....	2
Figura 3 Ubicación del Proyecto a nivel Departamental.	3
Figura 4 Ubicación del Proyecto a nivel Provincial.	3
Figura 5 Ubicación del Proyecto a nivel Provincial.	3
Figura 6 Ubicación geografica del alimentador AMT PA-03.	5
Figura 7 Subestación de pilcopata en la actualidad - 2025.....	25
Figura 8 Subestación de salvacion en la actualidad – 2025.....	30
Figura 9 Datos de línea en 33 kV Paucartambo-Pilcopata	55
Figura 10 Datos de línea en 33 kV Pilcopata – Salvación	30
Figura 11 Datos de transformador SE Pilcopata	56
Figura 12 Datos de transformador SE Salvacion	57
Figura 13 Datos de transformador SE Paucartambo	57
Figura 14 Rango de tensiones del sistema eléctrico, con colores que indican los niveles de voltaje	59

INDICE DE DIAGRAMAS

Diagrama 1 Diagrama unifilar del AMT PA-03.....	4
Diagrama 2 Diagrama unifilar de la red electrica del alimetador PA-03.	21
Diagrama 3 Diagrama unifilar PI-03 – Paucartambo PA-03.....	24
Diagrama 4 Diagrama unifilar de la Subestación de pilcopata 33/22.9 KV.....	29
Diagrama 5 Diagrama unifilar de la subestación de Salvacion 33/22.9 kv	34
Diagrama 6 Diagrama unifilar de la subestacion eletrica detallando conexiones	35
Diagrama 7 Diagrama de flujo de potencia que representa la distribución de energía eléctrica en un sistema de subestaciones y líneas de transmisión	37
Diagrama 8 Diagrama unifilar del AMT PA-03 con nivel 22.9 kv	48
Diagrama 9 Diagrama unifilar del AMT PA-03 con nivel 33 kv.	49

Diagrama 10 Diagrama Unifilar sin incorporación del proyecto con un nivel de tension de 22.9 kv - 2025	62
Diagrama 11 Diagrama Unifilar sin incorporación del proyecto con un nivel de tension de 22.9 kv - 2035	63
Diagrama 12 Diagrama Unifilar sin incorporación del proyecto con un nivel de tension de 22.9 kv - 2045	64
Diagrama 13 Diagrama Unifilar incorporación del proyecto con un nivel de tension de 33 kv - 2025	66
Diagrama 14 Diagrama Unifilar incorporación del proyecto con un nivel de tension de 33 kv - 2045	67

INDICES DE TABLAS

Tabla 1 Tabla de Proyección de Operación y Caída de Tensión (2025-2045) - Sistema 22.9 kV ...	8
Tabla 2 Características técnicas de los conductores de Paucartambo - Pilcopata	26
Tabla 3 Características técnicas de los conductores de Pilcopata - Salvacion	31
Tabla 4 Proyección de la demanda al 2045 - Pilcopata I.....	38
Tabla 5 Proyección de la demanda al 2045 - Pilcopata II.....	41
Tabla 6 Proyección de la demanda al 2045 - Salvación I.....	42
Tabla 7 Proyección de la demanda al 2045 - Salvación II.....	43
Tabla 8 Número de Suministros del Alimentador PA-03	45
Tabla 9. Ventajas y desventajas de los distintos niveles de tensión propuestos para el cambio del alimentador PA-03.....	47
Tabla 10. Escenario 01. Reporte 2025-2045 sin incorporación del proyecto con un nivel de tensión de 22.9 kv.....	61
Tabla 11. Escenario 02. Reporte 2025-2045 incorporación del proyecto con un nivel de tensión de 33 kv.....	65
Tabla 12. Presupuesto de obra de incluir proyecto.....	73
Tabla 13. Número de abonados por tipo de consumo de energía- Información proporcionada por ELSE	74

Tabla 14. Costo de Operación y mantenimiento - Información de Osinergmin y BCR (Banco Central de Reserva del Perú).	74
Tabla 15. Tarifa por consumo de energía BT5B residencial sin FOSE o BT7 (ELSE)	75
Tabla 16. Cálculo de la demanda con ayuda del aplicativo Invierte Perú	75
Tabla 17. Cálculo de los beneficios incrementales con ayuda del aplicativo Invierte Perú.	75
Tabla 18. Analisis de los costos incrementales	76
Tabla 19. Cálculo de los beneficios netos con ayuda del aplicativo Invierte Perú.	76
Tabla 20. Cálculo de los beneficios netos con ayuda del aplicativo Invierte Perú.	7676

CAPITULO I

1 ASPECTOS GENERALES

1.1 ÁMBITO GEOGRÁFICO

El ámbito geográfico del objeto de estudio abarca todas las zonas donde se realizará el mejoramiento de protección en la línea de Subtransmisión que comprende la provincia de Paucartambo y la provincia del Manu ubicadas en Cusco y Madre de Dios.

De acuerdo al último censo nacional, Cusco cuenta con una superficie de 71 986 km² dentro de la cual tiene una población equivalente a 1 394 200 habitantes del mismo modo Madre de dios cuenta con una superficie de 85,301 km² teniendo así una población equivalente a 187 306 habitantes. Ambas zonas cuentan con una variedad de flora y fauna siendo así que la región del Cusco cuenta con 4 áreas protegidas y Madre de Dios cuenta con el 45% de su superficie como reservas protegidas nacionales y 25 como áreas de conservación privadas (ACP).

Con lo antes mencionado, dentro del estudio se realizará el mejoramiento de la calidad del producto que se enfrenta a diferentes condiciones atmosféricas, y condiciones de operación que pueden generar riesgos específicos en la continuidad y calidad del servicio brindado.

Finalmente, el sistema debe garantizarnos un servicio suministrado en condiciones satisfactorias y óptimas, con el fin de evitar variaciones de tensión

La ubicación comprende las provincias de Paucartambo y Manu ubicadas en la región de Cusco y Madre de Dios.

Figura 1.

Subestación eléctrica de Pilcopata 33/22.9 KV



Fuente: Elaboración propia

Figura 2.

Subestación eléctrica de Salvación 33/22.9 kv.



Fuente: Elaboración propia

Figura 3

Ubicación del Proyecto a nivel Departamental



Fuente: Elaboración propia

Figura 4.

Ubicación del Proyecto a nivel Provincial



Fuente: Elaboración propia

Figura 5.

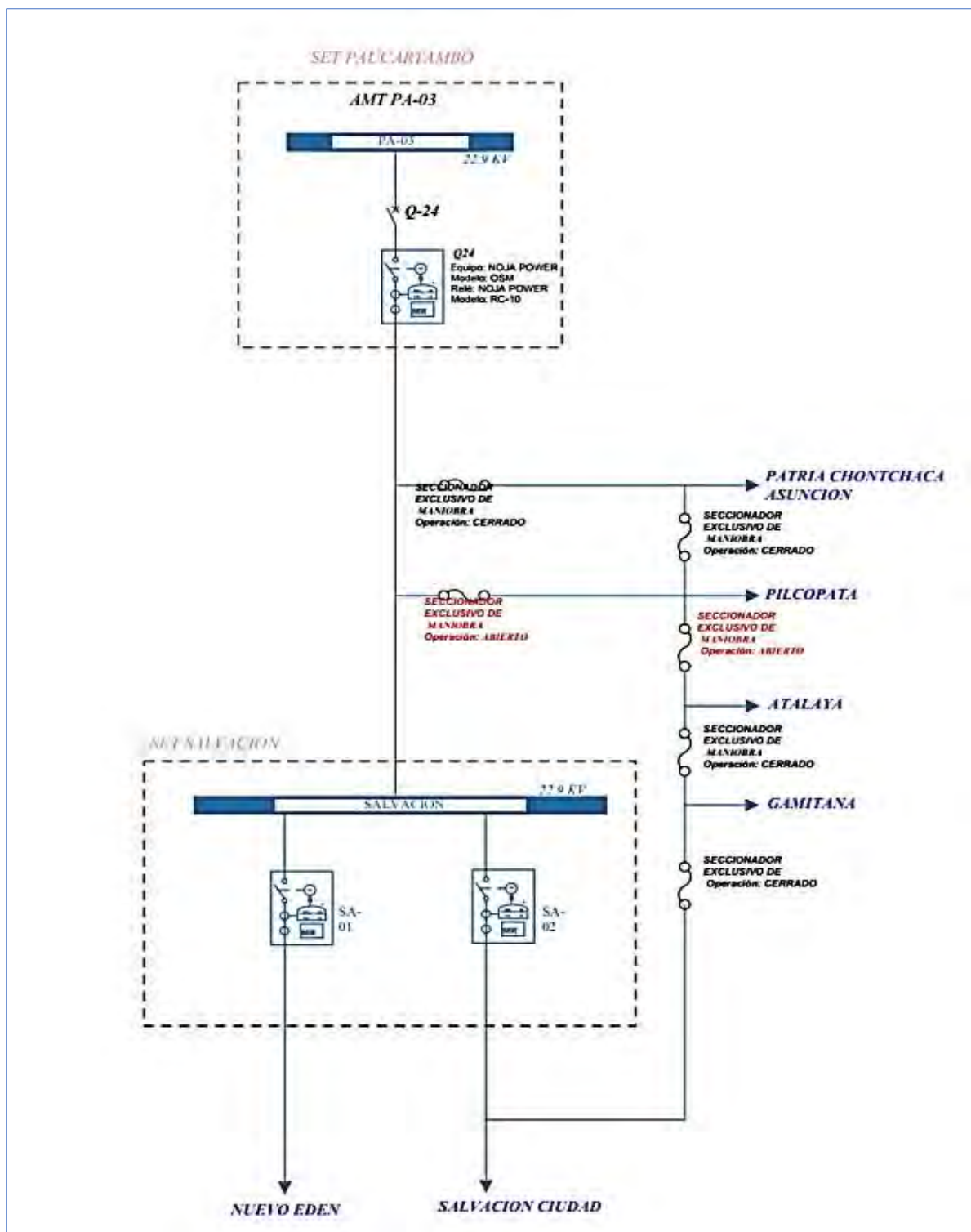
Ubicación del Proyecto a nivel Provincial



Fuente: Elaboración propia

Diagrama 1.

Diagrama unifilar actual del AMT PA-03



Fuente: Electro Sur Este Oficina De Centro De Control

Figura 4

Ubicación geográfica del alimentador AMT PA-03



Fuente: Electro Sur Este Oficina De Centro De Control

1.2 EL PROBLEMA

1.2.1 Planteamiento Del Problema

El alimentador PA-03, ubicado en la provincia de Paucartambo, en los últimos años ha experimentado un importante incremento de la demanda, así como también un incremento de las deficiencias en la calidad del producto debido al crecimiento de la población y a la mala operación en un nivel de tensión no adecuado, lo cual ha generado pérdidas considerables en el sistema eléctrico tanto como para la población y la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A.

Es así, que el alimentador PA-03 de la Provincia de Paucartambo comprende la Subestación de reducción "Pilcopata 33/22.9 kV" y la Subestación de reducción "Salvación 33/22.9 kV", las mismas que encuentran interconectadas con una la línea de subtransmisión que comprende un diseño inicial a un nivel de tensión de 33kv. En la actualidad esta se encuentra operando a un nivel de tensión de 22.9 KV.

A la fecha, el alimentador AMT PA-03, en el tramo Paucartambo - Pilcopata - Salvación está experimentando variaciones en la caída de tensión a medida que avanza el proyecto de expansión, el cual contempla líneas de transmisión con diferentes longitudes y cargas. A lo largo de los años (2025 a 2045), las caídas de tensión fluctúan y se observan incrementos en la cargabilidad de las líneas, lo que puede impactar en la calidad del producto eléctrico y en las pérdidas energéticas.

De acuerdo con el cuadro de proyecciones de operación y caídas de tensión (**Tabla 1**), el sistema eléctrico presenta un escenario de vulnerabilidad técnica creciente. Si bien el tramo Paucartambo - Pilcopata mantiene estabilidad, el tramo **Pilcopata - Salvación** evidencia una degradación crítica del perfil de voltaje.

Tomando como referencia la **Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER)**, que establece un límite de tolerancia del $\pm 7.5\%$ (equivalente a una tensión mínima de **21.18 kV** para un sistema de 22.9 kV),

Por ello que a partir de lo planteado se propone la determinación del nivel de tensión adecuado para la operación y mejora de la calidad partiendo desde la Subestación de Paucartambo, el alimentador PA- 03, Subestación Pilcopata y Subestación Salvación.

La demanda ascendente, producirá la congestión de la carga del alimentador PA-03, ya que actualmente se proyectan nuevos avances como es la instalación de madereras y viviendas; así como nuevos proyectos de electrificación rural en las zonas de Pilcopata y Patria siendo estas, parte de la carga de la subestación de Pilcopata, ubicadas en Cusco y por el lado de

Madre de Dios la electrificación de los distritos Boca Manu, Diamante 1 y 2 e Isla de los valles, estas serán parte importante de la carga de la subestación de Salvación.

Tabla 1*Tabla de Proyección de Operación y Caída de Tensión (2025-2045) - Sistema 22.9 kV*

Año	Tramo	Longitud (Km)	Cargabilidad (%)	V fase (KV)	V fase (p.u.)	V Línea (KV)
2025	PAUCARTAMBO - PILCOPATA	70	4.4841	13.2213	0.6939	22.9
	PILCOPATA - SALVACION	18	1.9352	12.8863	0.6764	22.32
2026	PAUCARTAMBO - PILCOPATA	70	4.5569	13.0891	0.687	22.67
	PILCOPATA - SALVACION	18	1.9388	12.7457	0.669	22.08
2027	PAUCARTAMBO - PILCOPATA	70	11.6471	13.2213	0.6939	22.9
	PILCOPATA - SALVACION	18	3.3062	12.2269	0.6417	21.18
2028	PAUCARTAMBO - PILCOPATA	70	12.0285	13.2213	0.6939	22.9
	PILCOPATA - SALVACION	18	3.4053	12.2076	0.6407	21.14
2029	PAUCARTAMBO - PILCOPATA	70	12.267	13.2213	0.6939	22.9
	PILCOPATA - SALVACION	18	3.5287	12.1712	0.6388	21.08
2030	PAUCARTAMBO - PILCOPATA	70	12.7134	13.2213	0.6939	22.9
	PILCOPATA - SALVACION	18	3.642	12.1497	0.6377	21.04
2031	PAUCARTAMBO - PILCOPATA	70	12.986	13.2213	0.6939	22.9
	PILCOPATA - SALVACION	18	3.7693	12.1186	0.6361	20.99
2032	PAUCARTAMBO - PILCOPATA	70	13.3636	13.2213	0.6939	22.9
	PILCOPATA - SALVACION	18	3.9101	12.0945	0.6348	20.95
2033	PAUCARTAMBO - PILCOPATA	70	13.6581	13.2213	0.6939	22.9
	PILCOPATA - SALVACION	18	4.0457	12.0554	0.6327	20.88
2034	PAUCARTAMBO - PILCOPATA	70	14.1302	13.2213	0.6939	22.9
	PILCOPATA - SALVACION	18	4.186	12.0304	0.6314	20.84
2035	PAUCARTAMBO - PILCOPATA	70	14.4429	13.2213	0.6939	22.9
	PILCOPATA - SALVACION	18	4.3325	11.9895	0.6293	20.77
2036	PAUCARTAMBO - PILCOPATA	70	14.9307	13.2213	0.6939	22.9
	PILCOPATA - SALVACION	18	4.5015	11.9614	0.6278	20.72
2037	PAUCARTAMBO - PILCOPATA	70	15.2725	13.2213	0.6939	22.9
	PILCOPATA - SALVACION	18	4.6594	11.9183	0.6255	20.64
2038	PAUCARTAMBO - PILCOPATA	70	15.7871	13.2213	0.6939	22.9
	PILCOPATA - SALVACION	18	4.8319	11.8803	0.6236	20.58
2039	PAUCARTAMBO - PILCOPATA	70	16.2341	13.2213	0.6939	22.9
	PILCOPATA - SALVACION	18	5.0183	11.8493	0.6219	20.52
2040	PAUCARTAMBO - PILCOPATA	70	17.1585	13.2213	0.6939	22.9
	PILCOPATA - SALVACION	18	5.1993	11.8025	0.6195	20.44
2041	PAUCARTAMBO - PILCOPATA	70	17.5373	13.2213	0.6939	22.9
	PILCOPATA - SALVACION	18	5.3979	11.7759	0.6178	20.39

2042	PAUCARTAMBO - PILCOPATA	70	18.2525	13.2213	0.6939	22.9
	PILCOPATA - SALVACION	18	5.6482	11.6977	0.6149	20.26
2043	PAUCARTAMBO - PILCOPATA	70	18.8943	13.2213	0.6939	22.9
	PILCOPATA - SALVACION	18	5.8796	11.6411	0.6112	20.16
2044	PAUCARTAMBO - PILCOPATA	70	19.3283	13.2213	0.6939	22.9
	PILCOPATA - SALVACION	18	6.3564	11.5423	0.6058	19.99
2045	PAUCARTAMBO - PILCOPATA	70	19.9901	13.2213	0.6939	22.9
	PILCOPATA - SALVACION	0.34	6.35643	11.5423	0.6058	19.99

Fuente: Elaboración propia

1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.3.1 Problema general

¿Cómo influye la determinación del nivel de tensión adecuado en la operación y mejora de la calidad del producto del alimentador PA-03 de las subestaciones Paucartambo, Pilcopata y Salvación durante el año 2024?

1.3.2 Problemas específicos

- ¿Cuál es la situación actual del alimentador PA – 03 Subestaciones Paucartambo-Pilcopata-Salvación 2024?
- ¿Cuáles son los límites operativos de calidad de producto, basados en la evaluación de los niveles de tensión, que garantizarán una operación estable del alimentador PA-03 Subestaciones Paucartambo-Pilcopata-Salvación 2024?
- ¿Cuál sería el costo de la puesta en servicio de la línea de subtransmisión con el voltaje adecuado del alimentador PA-03 Subestaciones Paucartambo-Pilcopata-Salvación 2024?

1.4 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.4.1. OBJETIVO GENERAL

Desarrollar el estudio de calidad del producto mediante la determinación del nivel de tensión adecuado para la operación del alimentador PA-03 Subestaciones Paucartambo-Pilcopata-Salvación 2024.

1.4.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- a) Diagnosticar la situación actual del alimentador PA-03 Subestaciones Paucartambo-Pilcopata-Salvación 2024.
- b) Analizar los límites operativos de calidad de producto mediante la evaluación de los niveles de tensión, para la operación estable y eficiente del alimentador PA-03 Subestaciones Paucartambo-Pilcopata-Salvación 2024.
- c) Determinar el costo - beneficio de la línea de subtransmisión adecuado del alimentador PA-03. Subestaciones Paucartambo-Pilcopata-Salvación 2024

1.5. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

1.5.1. Justificación técnica

Esta propuesta técnica se justifica por la necesidad crítica de mitigar las variaciones de tensión que degradan la calidad del producto y afectan la vida útil de los equipos de la población en el área PA-03. Mediante la elevación del nivel de tensión, se busca optimizar el perfil de voltaje y reducir las pérdidas de energía en el transporte. Finalmente, la puesta en operación de las subestaciones Pilcopata y Salvación permitirá descentralizar la carga y sectorizar el sistema, garantizando una infraestructura eficiente y alineada con los estándares de continuidad del servicio exigidos por la normativa vigente.

1.5.2. Justificación Social

Si la concesionaria implementa mejoras en el alimentador PA-03 para mejorar la calidad del producto, podrá reducir el índice de cortes que afectan a la población. Esto influiría en la caracterización de la empresa como proveedora de un servicio confiable y de alta calidad, contribuyendo así al bienestar social y económico a largo plazo. En efecto esto también reflejaría un compromiso con las buenas prácticas empresariales, demostrando a la comunidad que la entidad valora la mejora de la productividad y, como resultado, la vida útil de los equipos, una mayor eficiencia energética, la prevención de interrupciones. La propuesta permitiría optimizar el sistema eléctrico al garantizar el cumplimiento de las normas, lo que se traduciría en una mejora de la calidad.

1.5.3. Justificación Económica

La optimización del sistema PA-03 se justifica económicamente al mitigar las pérdidas financieras que afectan tanto a la empresa concesionaria como a los usuarios finales. Para la entidad prestadora, la mejora de la infraestructura reduce drásticamente la energía no suministrada y las pérdidas de facturación, evitando simultáneamente las penalizaciones impuestas por el organismo regulador ante deficiencias en el servicio. Paralelamente, para los pobladores y sectores comerciales, un suministro estable y confiable garantiza la continuidad de sus actividades productivas, eliminando los sobre costos por inactividad laboral y protegiendo su patrimonio al prevenir daños críticos en equipos eléctricos e industriales causados por la mala calidad del producto.

1.6. ALCANCES

Se analizará el alimentador PA-03 que en la actualidad viene operando a un nivel de tensión de 22.9 kv y presenta problemas en el suministro eléctrico, para lo cual se calcula los índices de confiabilidad y se determinará la puesta en operación de la línea de

subtransmisión en un nivel de 33 kv y de las subestaciones Pilcopata y Salvación a fin de que estos puedan realizar su interconexión eléctrica al sistema para mejorar la calidad del producto eléctrico, con una proyección de 20 años .

1.7. LIMITACIONES

- Dentro de las limitaciones que se han podido hallar para el desarrollo de la investigación es la lejanía del lugar para tomar datos y recopilar la información en las regiones de Cusco y Madre de Dios respectivamente.
- El limitado acceso a la información proporcionada por la empresa concesionaria.

1.8. HIPÓTESIS

1.8.1. Hipótesis General

La implementación de niveles de tensión adecuados y normalizados mejora significativamente la calidad del producto en el alimentador PA-03 de las Subestaciones Paucartambo-Pilcopata-Salvación, optimizando la cargabilidad del sistema y reduciendo las caídas de tensión.

1.8.2. Hipótesis Específica

- a) La situación actual del alimentador PA-03 presenta niveles de tensión fuera de los rangos normalizados, lo que afecta la estabilidad operativa de las subestaciones en el periodo 2024.
- b) El establecimiento de niveles de tensión adecuados y normalizados permitirá mantener la caída de tensión y la cargabilidad del sistema dentro de los límites óptimos de calidad del producto.
- c) La inversión en la puesta en servicio de la línea de subtransmisión con el voltaje adecuado generará una relación costo-beneficio positiva al reducir las pérdidas por

caída de tensión y mejorar la cargabilidad del alimentador PA-03.

1.9. VARIABLES E INDICADORES

1.9.1. Variable Independiente

VARIABLE (X): Nivel de tensión adecuado para la operación

VARIABLE (Y): Demanda eléctrica

Dimensiones: Niveles de tensiones adecuado y normalizado.

1.9.2. Variable Dependiente

Independiente (Y): Calidad del producto

Dimensiones: Caída de tensión y cargabilidad del sistema.

1.9.3. Variable interviniente

Topología del sistema eléctrico AMT-PA-03

1.10. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

De tipo analítico deductivo, ya que consideramos examinar elementos individuales de un objeto o situación para comprender mejor la situación general (Maldonado et al., 2022). Es así que se utilizará el tipo analítico deductivo, porque se analizará la situación actual del alimentador para así mejorar la calidad del producto para su operación a un nivel de tensión adecuado en el alimentador PA-03 S.E. Salvación - S.E. Pilcopata – 2024.

1.11. NIVEL DE INVESTIGACIÓN

La investigación explicativa se encarga de establecer relaciones causas y efectos para que se puedan hacer generalizaciones sobre realidades similares (Maldonado et al., 2022). Se utilizará la investigación de este tipo porque hay una estrecha relación entre el mejoramiento de la calidad del producto y operación a un nivel de tensión adecuado por lo tanto lo primero sería la causa y lo siguiente sería la consecuencia.

1.12. POBLACIÓN

Conjunto de elementos totales que son característicos del fenómeno en estudio y son objeto de investigación (Tramullas, 2020). De esta manera, teniéndose presente lo anterior la población es finita y sería el sistema eléctrico de la empresa Electro Sur Este S.A.A. conformado por las subestaciones que están involucradas S.E Pilcopata, S.E. Salvación así como el alimentador de Paucartambo PA-03.

1.13. MUESTRA

El tipo de muestra sería no probabilístico intencionado por conveniencia ya que son escogidos a base de juicios o criterio de evaluaciones por el investigador, entonces nuestra muestra es la línea de transmisión del alimentador AMT PA-03 y las subestaciones que están involucradas, Pilcopata y Salvación.

1.14. TÉCNICAS Y HERRAMIENTAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Son los métodos o también softwares que serán utilizados para permitir al investigador recopilar la información necesaria para lograr los objetivos de la investigación (Kaldman & Ramos, 2023). El método a utilizarse en nuestro estudio es a través de la información recolectada del centro de control de Electro Sur Este SA.

1.15. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DATOS

Se refieren a los medios o equipos utilizados para recopilar datos y registrar cualquier información obtenida. Los instrumentos deben ser confiables, lo que significa que miden aquello para lo que están diseñados y lo hacen de manera consistente y precisa (García & Magdaleno, 2022). En el estudio se ha tomado por consideración de instrumento a la guía de observación y los software y librerías: Digsilent Power Factory 2021.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se exponen las bases regulatorias que rigen la calidad del producto eléctrico, el funcionamiento de las redes eléctricas y los dispositivos de protección contra fenómenos atmosféricos. Estos conceptos y normativas proporcionan el marco teórico y legal necesario para el desarrollo de este trabajo de investigación.

ANTECEDENTES

2.1.1. Antecedentes locales

“Estudio de coordinación del sistema de protección de alimentadores de media tensión con generación distribuida ante fallas en redes adyacentes en Cusco y Apurímac” por Paucar y Huarhua (2018). La tesis de investigación, Estudio de coordinación del sistema de protección de alimentadores de media tensión con generación distribuida ante fallas en redes adyacentes en Cusco y Apurímac, busca desarrollar el estudio de coordinación de protección de los alimentadores de MT con generación distribuida, de modo que responda adecuadamente ante fallas que se presentan en redes adyacentes al mencionado alimentador.

2.1.2. Antecedentes nacionales

“Análisis de los parámetros de calidad en el suministro de energía eléctrica 22.9 kV para mejorar el servicio del alimentador PUC 201 en ELORSA” por Cervantes (2019). En su tesis de pregrado tuvo como finalidad mejorar el servicio del alimentador PUC 201 mediante un análisis de los parámetros de calidad en el suministro de energía eléctrica 22.9 KV. Utilizó una metodología de tipo aplicada, un enfoque cuantitativo, diseño experimental, para la recolección de datos utilizó guías de observación y guías de

análisis de documento. El resultado es de una caída de tensión de 0.11 KV, además se tiene una pérdida de potencia activa de 0.11 MW y un rendimiento de la línea del 95.23%. finalmente tiene una inversión de S/. 450 779.24, este concluyo que se redujo el riesgo de falla en una hora diaria de corte intempestivo.

“Evaluación de la calidad del suministro eléctrico y condiciones técnicas económicas del alimentador en media tensión Nam001 Hidrandina S.A - Cajamarca” por Malón (2020). El objetivo general fue Evaluar la calidad de suministro eléctrico del alimentador en media tensión 10.0 KV NAM001 Cajamarca Hidrandina S.A. Utilizo metodología científica básica, enfoque cuantitativo, el tipo es básico, nivel descriptivo, diseño no experimental, y El resultado actual es de 10 KV, los parámetros son 0.246 Ω /km y 98%., finalmente tiene una inversión de 53 673 nuevos soles, se concluyó que esta opción es para mejorar la distribución de voltaje del alimentador y mejorar la calidad de la línea.

Tambien, Quiroz (2022) de la Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa en su estudio **“Análisis del Mejoramiento de La Línea de Transmisión 33KV S.E. Caserío de Aricota – S.E. Tarata, Distrito de Tarata, Provincia de Tarata, Departamento de Tacna”**. Describe que Tiene como objetivo generar suficiente capacidad de Transmisión para atender la creciente demanda del Sistema Eléctrico Tarata, Provincia de Tarata, Departamento de Tacna. Utilizo una metodología científica básica, un enfoque cuantitativo, el tipo es básico, nivel descriptivo, diseño no experimental obteniendo como resultado actual es de 33 KV, los parámetros son 0.765 Ω /km y 95%., finalmente tiene una inversión de 145 000 \$, concluyo, que esta opción es para mejorar la distribución de voltaje del alimentador y mejorar la calidad de la línea.

2.1.3. Antecedentes internacionales

“Análisis de los esquemas de protección existentes para las líneas de 33 kV en la zona Sur Occidente del OR CHEC a partir de la instalación de generación síncrona” por Campaña (2021). Cuyo objetivo general es identificar las medidas de protección existentes en líneas de 33 kV para evitar cambios en las condiciones de operación debido a la introducción de generadores síncronos en la red SDL Suroeste de CHEC. Utilizo metodología científica básica, enfoque cuantitativo, el tipo es básico, nivel descriptivo, diseño no experimental. El resultado actual es de 115 KV, los parámetros son 0.123 Ω/km y 95%. finalmente tiene una inversión de 400 000\$. Concluyo que el proyecto tiene viabilidad técnica y financiera.

“Estimación de pérdidas técnicas en red de distribución urbana de 33kV utilizando modelo de red y escenarios característicos”. Por García et al (2023). El objetivo general es analizar las pérdidas técnicas de la red de distribución urbana de 33 kV. Utilizo metodología de ciencias básicas, enfoque cuantitativo, el tipo es básico, nivel descriptivo, diseño no experimental teniendo, así como resultado actual que es de 13,2 KV, los parámetros son 0.327 Ω/km y 98%., finalmente tiene una inversión de 245 870 \$. Concluyo que tiene viabilidad técnica y financiera, pero está sujeta el procedimiento a un programa para respaldar las decisiones técnicas y de gestión de manera rápida y eficiente.

2.2. BASES TEÓRICAS

2.2.1. Análisis de Flujo de Potencia:

El propósito del análisis de flujo de potencia en una red de transmisión es determinar el impacto de las instalaciones actuales o nuevas sobre el área en estudio, determinándose los niveles de tensión en las barras, flujo de potencia activa y reactiva presentados en las líneas, cargabilidad en las líneas y transformadores de potencia, pérdidas de energía, entre otros, el método más utilizado es el Newton Raphson, el cual se encuentra implementado en la software DIGSILENT el cual permite realizar las simulaciones con todos los parámetros disponibles de la red y posteriormente obtener los resultados de flujo de potencia deseados. Asimismo, nos permitirá verificar la capacidad de transmisión de los equipos eléctricos, observando que no operen en condiciones de sobrecarga y/o niveles de tensión en barras fuera del rango permitido por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE_MINEN, 2010).

2.2.2. Caída de Tensión

Para circuitos de corriente alterna (CA) la caída de tensión depende de la corriente, carga, factor de potencia y resistencia del conductor (en esta combinación de cadena resistencia, capacitancia e inductancia). De ahí la caída de tensión expresa: (Gallardo et al., 2022):

$$V = I \times Z$$

Donde:

I = intensidad de corriente eléctrica.

Z = Impedancia.

2.2.3. Confiabilidad:

Los sistemas eléctricos son una herramienta para justificar inversiones en función del desempeño real de los sistemas actuales y futuros. Este es un aspecto que debe manejarse

con mucho cuidado ya que es una forma de definir o evaluar el desempeño de un sistema eléctrico. Si algún componente falla por cualquier motivo, todo el sistema puede fallar (Pardo & Lezama, 2021).

2.3. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

2.3.1. Sistemas Eléctricos de Potencia:

También llamado con las siglas de SEP, son un conjunto de equipos que transforman la energía de forma básica a energía eléctrica, consta de tres componentes principales: generación, transmisión y distribución (Lasluisa, 2020).

2.3.2. Subestaciones:

Las subestaciones eléctricas son instalaciones encargadas de realizar transformaciones de tensión, frecuencia, número de fases o conexiones de dos o más circuitos. Se ubican cerca de las centrales generadoras, en la periferia de las zonas de consumo o en el exterior e interior de los edificios. (Chiliquinga & Robles, 2022).

2.3.3. Generación Distribuida:

Producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico. Es la generación conectada directamente en las redes de distribución. (Pavón & Gualotuña, 2024).

2.3.4. Red de Distribución Primaria:

Son elementos que forman parte una instalación eléctrica en sistemas de generación, distribución o transmisión incluyendo los accesorios, abarca desde las terminales del alimentador hasta la entrada de las subestaciones (Cardero et al., 2022).

2.3.5. Sistema eléctrico rural:

Se considera SER a las instalaciones eléctricas ubicadas fuera de una zona de concesión otorgada en el marco de la ley de concesiones eléctricas (LCE) que sirven para abastecer al Sistema Público de Electricidad ("SPE"), nos dice que es una necesidad nacional útil a la sociedad y de interés social el servicio eléctrico (MINEM, 2024).

2.3.6. Calidad de producto:

Son las características de una línea de transmisión como son: la tensión, frecuencia y perturbaciones como armónicos (MINEM, 2024). El control y evaluación de estos parámetros garantiza que la energía sea transportada de manera eficiente, previniendo perturbaciones y fallas operativas en los equipos de los usuarios finales.

2.3.7. Subtransmisión:

Nivel de tensión que sirve de enlace entre el sistema de transmisión troncal y los sistemas de distribución primaria. Operando típicamente en rangos de 22.9 kV a 60 kV, su función principal es transportar bloques de energía desde las subestaciones de potencia principales hasta las subestaciones de distribución o de rebaje situadas cerca de los centros de consumo (Enríquez Harper, 2018).

2.3.8. Regulación de Tensión:

Medida del cambio de la magnitud de la tensión entre el extremo transmisor y el extremo receptor de una línea de transmisión o alimentador, expresada generalmente como un porcentaje de la tensión nominal. Una adecuada regulación de tensión garantiza que los equipos de los usuarios finales operen dentro de los rangos de tolerancia permitidos ante variaciones de la carga en el sistema (Stevenson & Grainger, 2016).

CAPITULO III

DIAGNÓSTICO DE LA OPERACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA

3.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se llevará a cabo un diagnóstico del estado actual de la red de distribución denominada “Alimentador de Media Tensión Paucartambo 03 (AMT PA-03)”, ubicada en la provincia de Paucartambo. Esta red opera a un nivel de tensión de 22.9 kV y está bajo la gestión de la empresa ELECTRO SUR ESTE S.A.A..

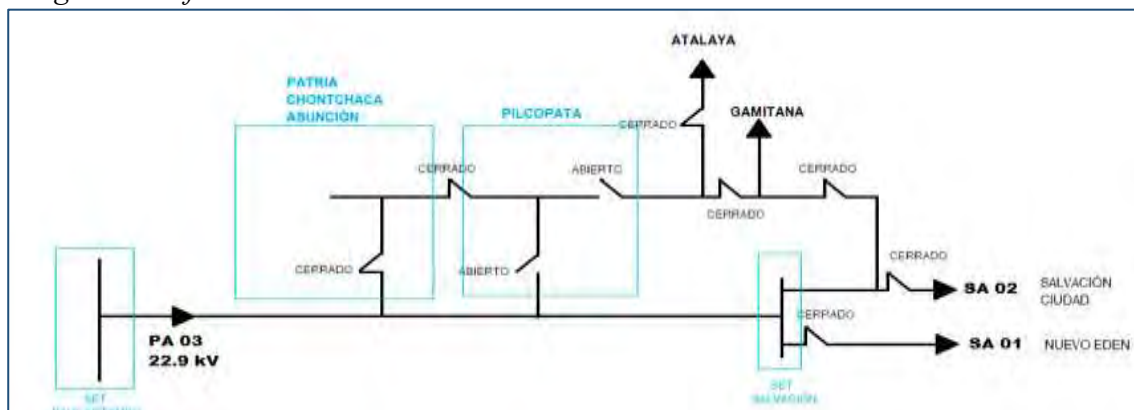
El análisis busca evaluar el desempeño y las condiciones operativas del alimentador mencionado, identificando las áreas potenciales de mejora. En la primera sección de este capítulo, se proporciona una descripción técnica detallada, en la que se exponen las características principales de los equipos instalados y la configuración de la red y los elementos esenciales para realizar un análisis operativo adecuado.

Además, se llevará a cabo una evaluación operativa del sistema. Esta evaluación incluirá el flujo de potencia, la capacidad de carga de las líneas, la capacidad máxima de transmisión y la proximidad al límite térmico permitido.

Se realizará también una comparación de la operación del sistema bajo dos niveles de tensión: 22.9 kV y 33 kV. Para obtener un análisis más preciso y objetivo de la operación actual es así que se han realizado simulaciones del sistema utilizando el software DIgSILENT PowerFactory 2021, evaluando diferentes escenarios de funcionamiento.

Diagrama 2.

Diagrama unifilar de la red eléctrica del alimentador PA-03



Fuente: Elaboración propia

3.2. ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO ACTUAL EN FUNCIONAMIENTO

3.2.1 Configuración de la Subestación de Potencia Pisac (S.E. Pisac)

El nodo central de este análisis es la Subestación Pisac, la cual actúa como el punto neurálgico de transformación para la zona. El activo principal de esta infraestructura es un transformador de potencia de tres devanados, diseñado para operar en los niveles de tensión de 60 kV (Primario), 22.9 kV (Secundario) y 10 kV (Terciario).

En cuanto a su capacidad de carga, el equipo posee una flexibilidad operativa basada en su sistema de refrigeración:

- Régimen ONAN (Aceite y Aire Natural): 7/7/2 MVA.

La alimentación en alta tensión proviene directamente de la S.E. Cachimayo mediante una línea de transmisión de 60 kV. Si bien este vínculo es vital para la estabilidad del sistema, su análisis técnico y parámetros de línea se consideran fuera del alcance del presente estudio.

3.2.2 Distribución de Cargas en Media Tensión

El sistema de distribución se ramifica desde la S.E. Pisac de la siguiente manera:

- Nivel de 22.9 kV: Se dispone de tres alimentadores de media tensión (PI03, PI04 y PI05). Estos circuitos son los encargados de suministrar energía eléctrica a los usuarios regulados bajo el área de influencia de la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad (ELSE).
- Nivel de 10 kV: Orientado a la demanda urbana y rural adyacente, este nivel cuenta con dos alimentadores específicos, denominados PI01 y PI02, integrados igualmente en la zona de concesión de ELSE.

3.2.3 Interconexión con la S.E. Paucartambo

Un aspecto crítico del sistema es el flujo de potencia derivado del alimentador PI03. Este circuito se extiende radialmente hasta alcanzar la Subestación Paucartambo. Es importante precisar que la S.E. Paucartambo no ejerce funciones de transformación de tensión, sino que opera estrictamente como una subestación de maniobra.

En esta instalación, la energía se redistribuye a través de tres alimentadores adicionales de 22.9 kV: PA01, PA02 y PA03. Estos circuitos garantizan la continuidad del servicio en las zonas rurales y centros poblados de la provincia de Paucartambo.

3.2.4 Problemática Técnica en la S.E. Salvación

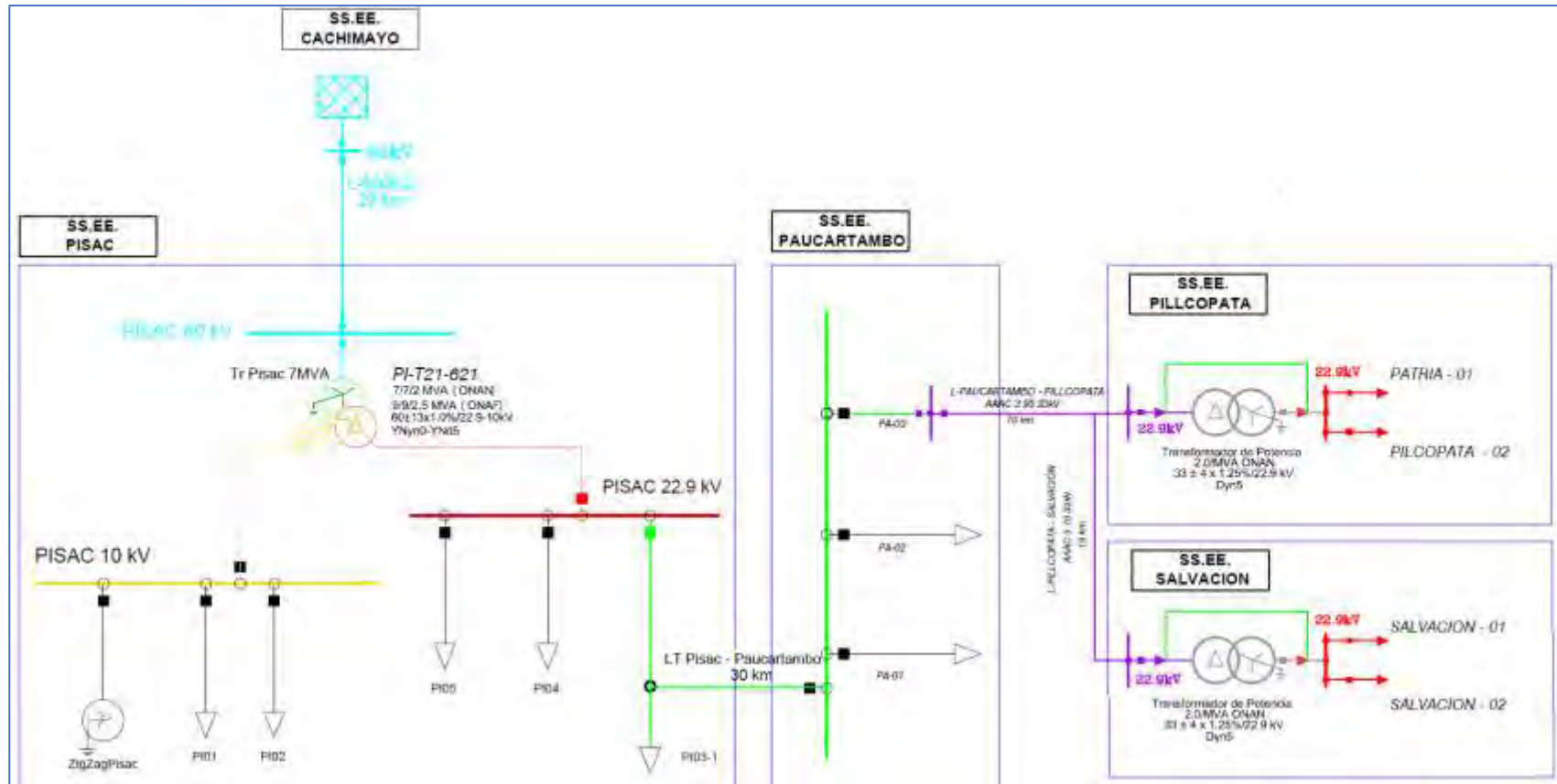
Desde la cabecera del alimentador PA03, parte una línea de transporte de energía en 22.9 kV con destino a la Subestación Salvación. No obstante, se ha identificado una incompatibilidad técnica crítica:

Estado Operativo: Actualmente, la S.E. Salvación se encuentra fuera de servicio y no operativa.

Esta desatención funcional se debe a una discrepancia en los niveles de aislamiento y diseño electromecánico. Mientras que la energía es suministrada a una tensión nominal de 22.9 kV, el equipamiento, las distancias de seguridad y la ingeniería de la Subestación Salvación fueron proyectados originalmente para un nivel de tensión de 33 kV. Esta diferencia de potencial nominal impide la energización segura y eficiente del sistema, requiriendo una reevaluación técnica de la infraestructura para su futura integración al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Diagrama 3.

Diagrama unifilar PISAC (PI-03) – PAUCARTAMBO (PA-03)



Fuente: Elaboración propia

3.3. DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE PAUCARTAMBO

La subestación de transformación Paucartambo pertenece a la Electro sur este S.A.A es de barra simple y se encuentra operando en el nivel de tensión de 22.9 Kv.

3.3.1. Nivel de tensión 22.9 kv

Recibe alimentación desde el SEIN mediante la red de 22.9 kV que proviene de la S.E. Pisac, la cual está integrada en el Alimentador de Media Tensión (AMT) denominado Pisac 03 (PI03), que suministra a los distritos de Pilcopata, salvación y aledaños.

3.4. DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE PILCOPATA

La subestación de maniobra o de conmutación Pilcopata se encuentra en el distrito de Kosñipata, a una altitud de 650 msnm. Su función principal es seccionar la red troncal del Alimentador de Media Tensión (AMT) PA-03 en dos importantes derivaciones, denominadas PIL-01 para Patria y PIL-02 para Pilcopata. A continuación, se detallan las características de las mencionadas líneas radiales.

3.4.1. Descripción del equipamiento de la subestación de Pilcopata

La subestación de PILCOPATA cuenta con la implementación de un patio de llegada en 33 KV, con pararrayos con contador de descarga, transformador de tensión inductivo, seccionador de línea, interruptor de potencia, transformador de corriente, seccionador de barras y transformador de potencia de 2.0. MVA, y cadenas de aisladores. También cuenta con un patio de llave de salida compuesto por pararrayos, transformador de corriente, interruptor de potencia, seccionador de barra, transformador de tensión inductivo, transformador de servicios auxiliares .

Figura 5.

Subestación de Pilcopata en la actualidad - 2025



Fuente: Elaboración propia

3.5. DESCRIPCIÓN DE LA LINEA PAUCARTAMBO - PILCOPATA

Actualmente, la red opera a un nivel de 22.9 kV, lo que técnicamente la define como una red de Media Tensión. No obstante, su diseño estructural corresponde al de una línea de subtransmisión (superior a 30,000 V), evidenciando que el sistema no está siendo utilizado en el nivel de tensión para el cual fue originalmente proyectado.

Sistema	:	Trifásico.
Potencia máxima	:	2 MVA.
Longitud Total	:	70,156Km.
Conductor	:	AAAC – Aleación de Aluminio
Sección	:	95 mm ² .
Relación de Transformación	:	33 / 22.9 KV.

- **Características Técnicas del Conductor**

Tabla 2

Características técnicas de los conductores de Paucartambo- Pilcopata

Material	Sección mm ²	Diámetro mm	Coefficiente de dilatación 1/°C	Masa Unitaria kg/m	Tiro de rotura kN	Módulo de elasticidad Final kN/mm ²	Nº de hilos
AAAC	95	12.55	0,000023	0,259	29,08	60,76	19

3.5.1. Descripción De La Subestación Pilcopata (Estado Construido)

La **Subestación Pilcopata** funciona con un patio de llaves de llegada de línea-transformador en 33 kV, el cual recibe el flujo eléctrico desde la línea Paucartambo / Pilcopata. Para la distribución, opera un patio de llaves en 22.9 kV.

La configuración de la subestación consta de lo siguiente:

- **Infraestructura de Potencia y Maniobra**

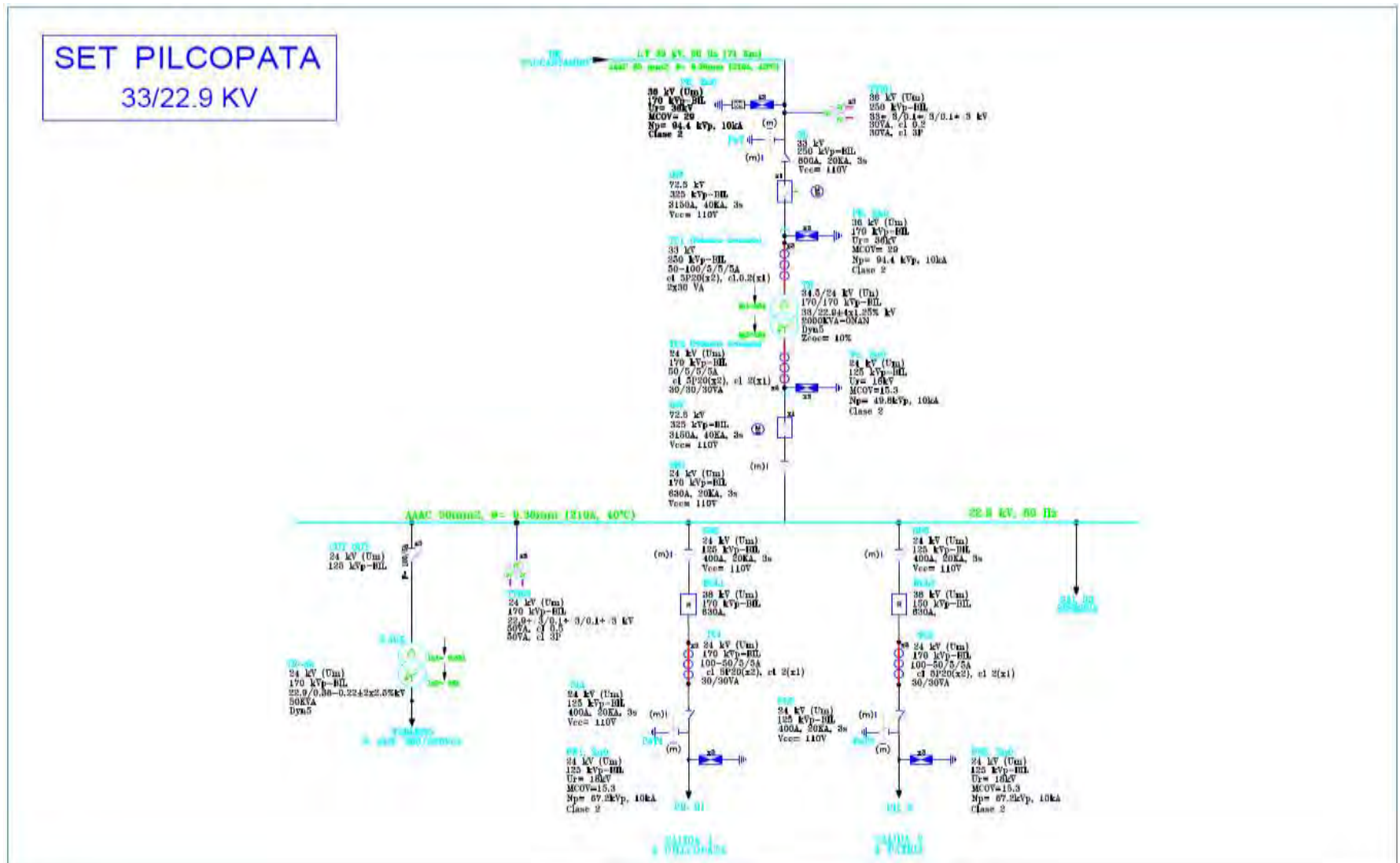
- Patio de llaves para la recepción de línea-transformador en 33 kV.
 - Transformador de potencia de 33/22.9 kV – 2.5 MVA, unidad central de la subestación Pilcopata.
 - Pórticos de concreto armado con herrajes de fierro galvanizado para la llegada de la línea en 33 kV, apoyados sobre obras civiles diseñadas para estas estructuras.
 - Pórtico de llegada en 33 kV y dos pórticos de salida en 22.9 kV.
- **Sistemas de Protección y Control**
 - Edificio de control, infraestructura que alberga las celdas de media tensión (33 kV y 22.9 kV), tableros de protección y medición, y sistemas de servicios auxiliares.
 - Tablero de control, protección y medición del transformador de potencia, equipado con un relé multifunción digital (funciones 67, 50, 51, 25, 27, 59, 79 y 81).
 - Controlador de bahía integrado para el mando de los equipos de maniobra en 33 kV y el interruptor de 22.9 kV.
 - Panel de alarmas de 16 ventanas para la supervisión de estados críticos.
- **Servicios Auxiliares (AC y DC)**
 - Sistema de corriente alterna en 380/220 Vac, alimentado por un transformador de servicios auxiliares de 25 kVA (0.46/0.23 kVac).
 - Sistema de corriente continua en 110 Vdc, conformado por:
 - o Cargador rectificador de 380 Vac / 110 Vdc – 100 A.
 - o Banco de baterías de plomo-ácido de 110 Vdc / 100 Ah, con **8 horas de autonomía**.
 - Tableros de servicios auxiliares en AC y DC para la alimentación de motores, protecciones e iluminación de emergencia.

- **Instalaciones de Seguridad y Exteriores**

- Malla de tierra profunda y superficial, ejecutada bajo recomendaciones de la norma IEEE, con conductores de cobre de 70 mm² y varillas de 2.4 m. La resistencia medida es menor a 3.0 Ω .
- Sistema de iluminación que comprende:
 - Circuito interior para la sala de control y baterías.
 - Circuito exterior de mantenimiento con reflectores instalados en las columnas de los pórticos.
- Red de canaletas para la distribución de cables de fuerza y control en el patio de llaves.

Diagrama 4.

Diagrama unifilar de la Subestación de Pilcopata 33/22.9 KV.



Fuente: Elaboración propia

3.6. DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE SALVACIÓN

La subestación de Salvación actualmente de maniobra está ubicada en el distrito de Salvación, a una altitud de 550 msnm. Su función principal es seccionar la red troncal del Alimentador de Media Tensión (AMT) PA-03 en dos importantes derivaciones, denominadas SA-01 para Nuevo Edén y SA-02 para Salvación Ciudad. A continuación, se presentan las características de las mencionadas líneas radiales.

3.6.1. Descripción del equipamiento de la subestación de Salvación

La subestación de Salvación cuenta con la implementación de un patio de llegada en 33 KV, con pararrayos con contador de descarga, transformador de tensión inductivo, seccionador de línea, interruptor de potencia, transformador de corriente, seccionador de barras y transformador de potencia de 2.0. MVA, y cadenas de aisladores. También cuenta con un patio de llave de salida compuesto por pararrayos, transformador de corriente, interruptor de potencia, seccionador de barra, transformador de tensión inductivo, transformador de servicios auxiliares y seccionador fusible tipo CUT OUT.

Figura 6.

Subestación de Salvación en la actualidad - 2025



Fuente: Elaboración propia

3.7. DESCRIPCIÓN DE LA LINEA PILCOPATA - SALVACION

Actualmente, la red opera a un nivel de 22.9 kV, lo que técnicamente la define como una red de Media Tensión. No obstante, su diseño estructural corresponde al de una línea de subtransmisión (superior a 30,000 V), evidenciando que el sistema no está siendo utilizado en el nivel de tensión para el cual fue originalmente proyectado.

Sistema	:	Trifásico.
Potencia máxima	:	2 MVA.
Longitud Total	:	18,016Km.
Conductor	:	AAAC – Aleación de Aluminio
Sección	:	70 mm ² .
Relación de Transformación	:	33 / 22.9 KV.

Características Técnicas del Conductor

Tabla 3

Características técnicas de los conductor Pilcopata - Salvación

Material	Sección mm ²	Diámetro mm	Coefficiente de dilatación 1/°C	Masa Unitaria kg/m	Tiro de rotura kN	Módulo de elasticidad Inicial kN/mm ²	Módulo de elasticidad Final kN/mm ²	N° de hilos
AAAC	70	10,5	0,000023	0,181	20,73	51,382	60,76	19

Fuente: Elaboración propia

3.7.1. Descripción De La Subestación Salvación (Estado Construido)

La **Subestación Salvación** funciona con un patio de llaves de llegada de línea-transformador en 33 kV, el cual recibe el flujo eléctrico desde la línea Paucartambo / Pilcopata / Salvación. Para la distribución, opera un patio de llaves en 22.9 kV.

La configuración de la subestación consta de lo siguiente:

- **Infraestructura de Potencia y Maniobra**

- Patio de llaves para la recepción de línea-transformador en 33 kV.
- Transformador de potencia de 33/22.9 kV – 2.5 MVA, unidad central de la subestación Salvación.
- Pórticos de concreto armado con herrajes de fierro galvanizado para la llegada de la línea en 33 kV, apoyados sobre obras civiles diseñadas para estas estructuras.
- Pórtico de llegada en 33 kV y dos pórticos de salida en 22.9 kV.

- **Sistemas de Protección y Control**

- Edificio de control, infraestructura que alberga las celdas de media tensión (33 kV y 22.9 kV), tableros de protección y medición, y sistemas de servicios auxiliares.
- Tablero de control, protección y medición del transformador de potencia, equipado con un relé multifunción digital (funciones 67, 50, 51, 25, 27, 59, 79 y 81).
- Controlador de bahía integrado para el mando de los equipos de maniobra en 33 kV y el interruptor de 22.9 kV.
- Panel de alarmas de 16 ventanas para la supervisión de estados críticos.

- **Servicios Auxiliares (AC y DC)**

- Sistema de corriente alterna en 380/220 Vac, alimentado por un transformador de servicios auxiliares de 25 kVA (0.46/0.23 kVac).
- Sistema de corriente continua en 110 Vdc, conformado por:
 - o Cargador rectificador de 380 Vac / 110 Vdc – 100 A.

- o Banco de baterías de plomo-ácido de 110 Vdc / 100 Ah, con **8 horas de autonomía**.
- Tableros de servicios auxiliares en AC y DC para la alimentación de motores, protecciones e iluminación de emergencia.
- **Instalaciones de Seguridad y Exteriores**
 - Malla de tierra profunda y superficial, ejecutada bajo recomendaciones de la norma IEEE, con conductores de cobre de 70 mm² y varillas de 2.4 m. La resistencia medida es menor a 3.0 Ω .
 - Sistema de iluminación que comprende:
 - Circuito interior para la sala de control y baterías.
 - Circuito exterior de mantenimiento con reflectores instalados en las columnas de los pórticos.
 - Red de canaletas para la distribución de cables de fuerza y control en el patio de llaves.

Diagrama unifilar de la subestación de Salvación 33/22.9 KV.



3.8. DESCRIPCION DEL ALIMENTADOR PA-03

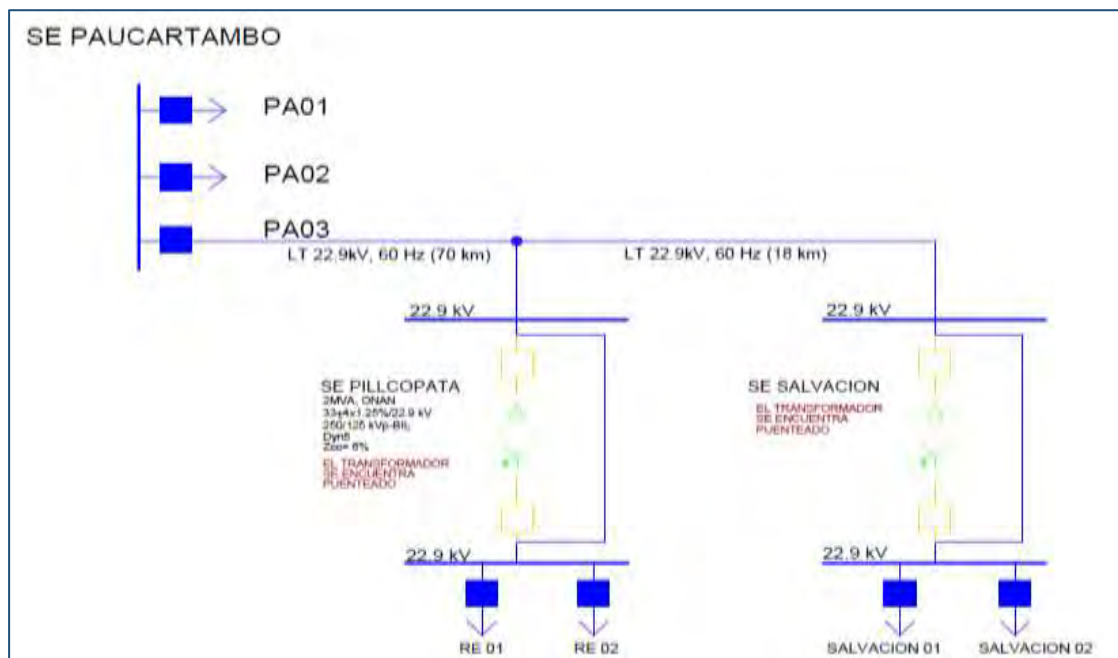
El criterio utilizado para la selección del alimentador PA-03, que servirá como base para el análisis del sistema, se detalla a continuación. La información empleada en este estudio ha sido proporcionada por la División de Operaciones y el Centro de Control de la Empresa de Distribución Eléctrica Electro Sur Este S.A.A.

El alimentador PA-03, operando a 33 kV, conecta las subestaciones de Paucartambo - Pilcopata - Salvación, comenzando en la S.E. Paucartambo y extendiéndose hasta la S.E. Salvación, con un recorrido total de 88 km. Esta línea se encuentra suspendida en postes de concreto armado de 15 metros de altura y utiliza conductores de aleación de aluminio AAAC.

La línea está dividida en dos secciones: la primera cubre el trayecto entre la S.E. Paucartambo y la localidad de Kosñipata, donde actualmente se construye la S.E. Pilcopata, con una extensión de 70 km. La segunda sección va desde la S.E. Pilcopata hasta la S.E. Salvación, con una longitud de 18 km.

Diagrama 6.

Diagrama unifilar de la Subestación Eléctrica (SE) Paucartambo, detallando las conexiones de las líneas de transmisión (LT) y las subestaciones conectadas a ella.



Fuente: Elaboración propia

3.9 ESTUDIO DE ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA EN LA SUBESTACIÓN PAUCARTAMBO PA-03: PROYECCIÓN Y EVALUACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA

El presente estudio de flujo de potencia se desarrolló utilizando el software DIgSILENT PowerFactory 2021, con el objetivo de analizar y proyectar el comportamiento eléctrico del sistema de alimentación PA-03. Este análisis se realiza considerando los parámetros eléctricos de las líneas, las cargas y los equipos involucradas en la operación del sistema, con una proyección a 20 años.

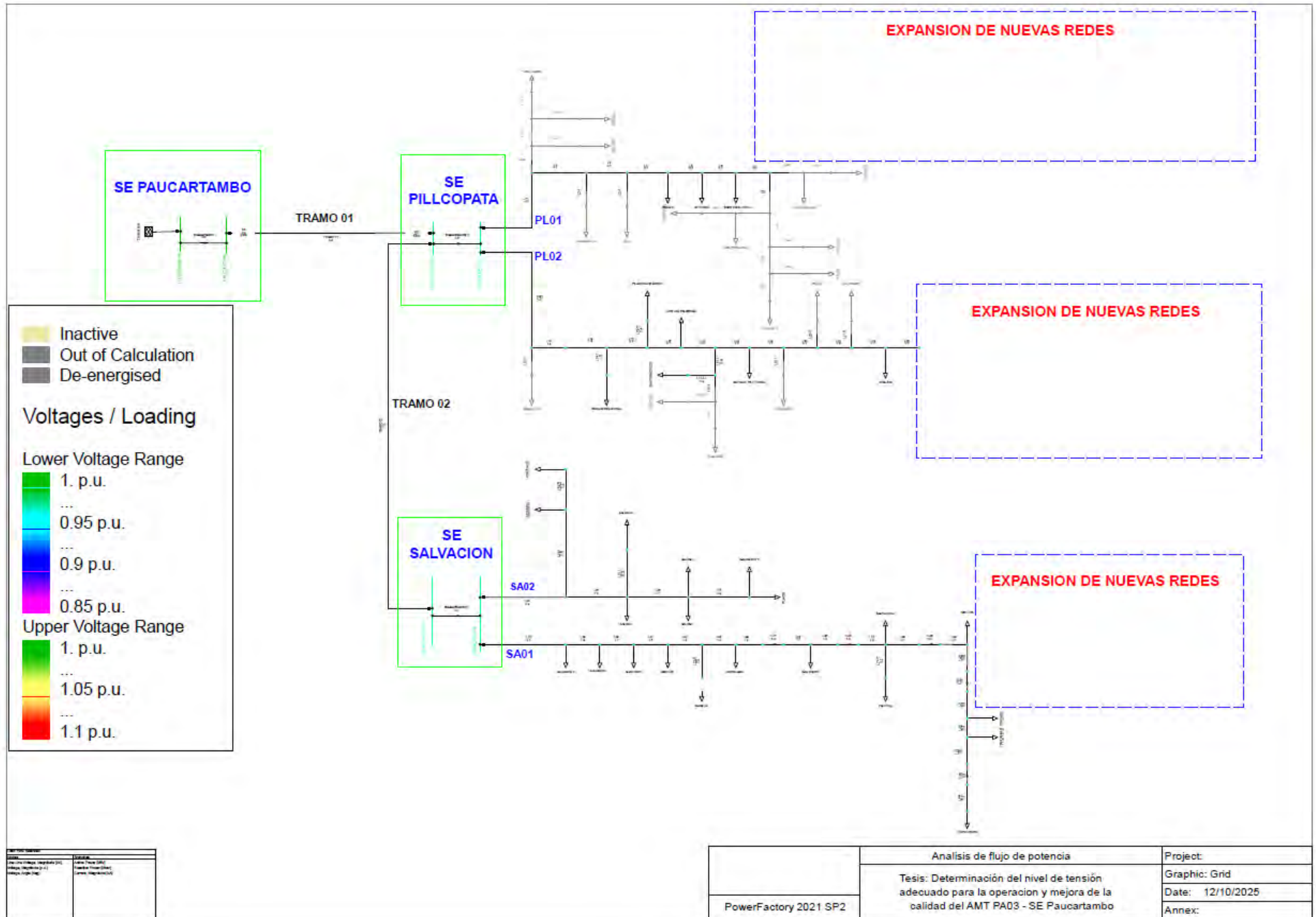
Para este propósito, se tomaron como base los niveles de tensión de 22.9 kV y 33 kV en la barra de 22.9 kV de la Subestación Paucartambo (SET PAUCARTAMBO), de acuerdo con los datos proporcionados por la base de datos de Electro Sur Este S.A.A. En este análisis, se consideró la barra de 22.9 kV, la cual abastece la carga actual y futura del sistema, tomando en cuenta las proyecciones de aumento de demanda debido a dos proyectos de inversión enfocados en la ampliación de redes para electrificación rural en la región.

El sistema examinado en este estudio actualmente suministra energía desde la set Paucartambo hasta la set salvación llegando así al distrito de Fizcarrart, en Puerto Maldonado. El diagrama 6 a continuación ilustra el diagrama unifilar actual del sistema eléctrico bajo análisis.

- Proyección de la demanda: Se realiza un análisis de flujo de potencia a 20 años para prever los posibles cambios en la demanda y su impacto en la operación de la red.
- Se considera las ampliaciones de red: Los proyectos de electrificación rural pueden generar un aumento significativo de la carga futura, por lo que se incorpora este factor en el análisis para evaluar su impacto en los niveles de tensión y en la distribución de potencia.
- Evaluación de la red existente: Se analiza el comportamiento actual de la red, considerando la situación de las líneas de transmisión, subestaciones y cargas conectadas, para determinar si la infraestructura actual es capaz de soportar las demandas futuras.
- Este estudio es fundamental para garantizar la continuidad y calidad del servicio eléctrico en la región de Paucartambo y alrededores, considerando tanto la demanda presente como la futura, derivada de los proyectos en marcha.

Diagrama 7.

Diagrama de flujo de potencia que representa la distribución de energía eléctrica en un sistema de subestaciones y líneas de transmisión.



3.9.1 Proyección De La Demanda Del Año 2025 Al Año 2045 – Pilcopata I

La proyección de demanda para el alimentador Pilcopata 1 presenta una tendencia constante de crecimiento en las necesidades energéticas de los diferentes sectores y subestaciones a lo largo del período proyectado (2025-2045). Este crecimiento se refleja en un aumento progresivo de la demanda en megavatios (MW), con algunos sectores mostrando incrementos más pronunciados debido a su expansión urbana y otros factores socioeconómicos.

La demanda de energía en la mayoría de los sectores muestra un aumento gradual, lo que refleja un crecimiento sostenido en la demanda energética. Este incremento es más notable en sectores como AV TONOS, BARRIOS ALTOS, MISTIANA, SANTA ALICIA I, II y III, APV SANTA LUCIA, y TUPAC AMARU I, II, III. En estos sectores, la demanda proyectada aumenta de 0.02 MW en 2025 a más de 0.03 MW para 2045.

El crecimiento en la demanda de energía de estos sectores implica un desafío para la infraestructura de transporte y distribución eléctrica, ya que será necesario garantizar que la red eléctrica existente pueda soportar esta mayor carga a lo largo de los próximos 20 años. Es crucial prever ampliaciones o reforzamientos de la red para evitar sobrecargas o interrupciones en el suministro eléctrico.

Como parte del nuevo proyecto de inversión en electrificación rural, se incorporarán los siguientes sectores EN EL ALIMENTADOR PIL01, lo que implicará un aumento significativo en la demanda y generará una mayor carga eléctrica: Coloradito, Pelayo, Huacaria, Santa Alicia I, Santa Alicia II, Santa Alicia III, APV Santa Lucia, Ubaldina, APV Selva Verde, Iberia Libertad, Tupac Amaru I, Tupac Amaru II, Tupac Amaru III, Queros, Pampa Azul I, Pampa Azul II, Queros Sabaluyoc I, Queros Sabaluyoc II, Agua Santa I, Agua Santa II y Agua Santa III.

La incorporación de estos sectores no solo ampliará la cobertura eléctrica en las áreas rurales, sino que también aumentará la carga eléctrica debido al crecimiento en la demanda de energía para *Tabla 1 Proyección de la demanda al 2045 - Pilcopata I* satisfacer las necesidades de las comunidades. Este incremento en la carga eléctrica será un factor clave a tener en cuenta en la planificación de la infraestructura necesaria para asegurar un suministro adecuado de electricidad, que apoye el desarrollo social y económico de las zonas involucradas.

La electrificación permitirá mejorar la calidad de vida de los habitantes de estos sectores, proporcionando acceso a servicios básicos como iluminación, comunicaciones y capacidad para desarrollar actividades productivas y educativas esenciales para el bienestar de la población.

Tabla 2

Proyección de la demanda al 2045 - Pilcopata I

	2025	2027	2029	2031	2033	2035	2037	2039	2041	2043	2045
PILCOPATA 1	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
AGUA SANTA	0.002	0.002	0.002	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003
ASUNCION	0.002	0.002	0.002	0.002	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003
AV TONOS	0.024	0.025	0.027	0.028	0.029	0.030	0.032	0.033	0.035	0.036	0.038
BARRIOS ALTOS	0.020	0.021	0.022	0.023	0.024	0.025	0.026	0.028	0.029	0.030	0.031
CHONTACHACA	0.004	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.006	0.006	0.006	0.007	0.007
EVA	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002
IWAQUI	0.023	0.024	0.025	0.027	0.028	0.029	0.030	0.032	0.033	0.035	0.036
MISTIANA	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002
PITAMA	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
SAN FERNANDO	0.000	0.000	0.000	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
SAN MIGUEL	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
TONO ALTO	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
TONO BAJO	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.005
TUPAC AMARU	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004
UBALDINA	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.002	0.002	0.002
COLORADITO	0.020	0.021	0.022	0.023	0.024	0.025	0.026	0.027	0.028	0.030	0.031
PELAYO	0.020	0.021	0.022	0.023	0.024	0.025	0.026	0.027	0.028	0.030	0.031
HUACARIA	0.020	0.021	0.022	0.023	0.024	0.025	0.026	0.027	0.028	0.030	0.031
SANTA ALICIA I	0.020	0.021	0.022	0.023	0.024	0.025	0.026	0.027	0.028	0.030	0.031
SANTA ALICIA II	0.020	0.021	0.022	0.023	0.024	0.025	0.026	0.027	0.028	0.030	0.031
SANTA ALICIA III	0.020	0.021	0.022	0.023	0.024	0.025	0.026	0.027	0.028	0.030	0.031
APV SANTA LUCIA	0.020	0.021	0.022	0.023	0.024	0.025	0.026	0.027	0.028	0.030	0.031
UBALDINA	0.020	0.021	0.022	0.023	0.024	0.025	0.026	0.027	0.028	0.030	0.031
APV SELVA VERDE	0.020	0.021	0.022	0.023	0.024	0.025	0.026	0.027	0.028	0.030	0.031
IBERIA LIBERTAD	0.020	0.021	0.022	0.023	0.024	0.025	0.026	0.027	0.028	0.030	0.031
TUPAC AMARU I	0.020	0.021	0.022	0.023	0.024	0.025	0.026	0.027	0.028	0.030	0.031
TUPAC AMARU II	0.020	0.021	0.022	0.023	0.024	0.025	0.026	0.027	0.028	0.030	0.031
TUPAC AMARU III	0.020	0.021	0.022	0.023	0.024	0.025	0.026	0.027	0.028	0.030	0.031
QUEROS	0.020	0.021	0.022	0.023	0.024	0.025	0.026	0.027	0.028	0.030	0.031
PAMPA AZUL I	0.020	0.021	0.022	0.023	0.024	0.025	0.026	0.027	0.028	0.030	0.031
PAMPA AZUL II	0.020	0.021	0.022	0.023	0.024	0.025	0.026	0.027	0.028	0.030	0.031
QUEROS SABALUYOC I	0.020	0.021	0.022	0.023	0.024	0.025	0.026	0.027	0.028	0.030	0.031
QUEROS SABALUYOC II	0.020	0.021	0.022	0.023	0.024	0.025	0.026	0.027	0.028	0.030	0.031
AGUA SANTA I	0.020	0.021	0.022	0.023	0.024	0.025	0.026	0.027	0.028	0.030	0.031
AGUA SANTA II	0.020	0.021	0.022	0.023	0.024	0.025	0.026	0.027	0.028	0.030	0.031
AGUA SANTA III	0.020	0.021	0.022	0.023	0.024	0.025	0.026	0.027	0.028	0.030	0.031
	0.509	0.534	0.559	0.586	0.611	0.637	0.663	0.689	0.715	0.762	0.788

Fuente: Elaboración propia

3.9.2 Proyección De La Demanda Del Año 2025 Al Año 2045 – Pilcopata II

El incremento sostenido en la proyección de la demanda para el alimentador Pilcopata II (2025-2045) exige una evaluación periódica de la capacidad nominal de los conductores y subestaciones asociadas. Al incorporar nuevos sectores a partir del año 2026, tales como APV Agua Santa, Anapata, APV Los Pioneros, APV Nueva Patria, Eva, San Fernando, San Miguel, Tono Bajo o Castilla y APV Nueva Jerusalén, el sistema experimentará un escalonamiento crítico en la carga eléctrica.

Para mitigar el riesgo de sobrecarga y garantizar la estabilidad del suministro, se contemplan las siguientes acciones estratégicas:

Reconductoramiento de Tramos Críticos: Evaluación y reemplazo de los conductores existentes por cables de mayor sección en las troncales principales del alimentador, con el fin de reducir las pérdidas de potencia por efecto Joule y mejorar los perfiles de tensión en los puntos más alejados de la red.

Redistribución de Cargas y Balance de Fases: Implementación de un programa de rebalanceo de cargas en baja y media tensión, minimizando las corrientes de retorno por el neutro y optimizando la capacidad operativa de los transformadores de distribución.

Ampliación de Subestaciones de Distribución: Planificación de la instalación de nuevas subestaciones y el incremento de potencia (KVA) de las existentes en sectores clave de alto crecimiento industrial, como el Parque Industrial, cuya demanda escalará de 0.084 MW en 2025 a 0.124 MW en 2045.

Monitoreo y Automatización: Integración de equipos de seccionamiento y protección automatizada (reconectadores y celdas de media tensión) que faciliten la transferencia de carga hacia alimentadores adyacentes en caso de contingencias, asegurando la continuidad del servicio para las áreas urbanas, rurales e industriales bajo cobertura.

Este conjunto de medidas técnicas y de inversión en infraestructura eléctrica permitirá absorber de manera eficiente la nueva demanda proyectada, salvaguardando los índices de calidad de servicio (FMI, TTI) exigidos por la normativa vigente.

Tabla 3*Proyección de la demanda al 2045 - Pilcopata II*

	2025	2027	2029	2031	2033	2035	2037	2039	2041	2043	2045
PILCOPATA 2	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
ANTIGUO PILCOPATA	0.023	0.024	0.025	0.026	0.027	0.029	0.030	0.031	0.033	0.034	0.036
ATALAYA	0.005	0.005	0.005	0.006	0.006	0.006	0.006	0.007	0.007	0.007	0.008
COLORADITO	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
FORTALEZA	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
HUACARIA	0.000	0.000	0.000	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
LIBERTAD	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004
PARQUE INDUSTRIAL	0.084	0.088	0.092	0.096	0.100	0.104	0.109	0.114	0.119	0.124	0.130
PELAYO	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
PILADORA DE ARROZ	0.023	0.024	0.025	0.026	0.028	0.029	0.030	0.031	0.033	0.034	0.036
SABALUYOC	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.002	0.002	0.002	0.002
SAN FRANCISCO	0.020	0.021	0.022	0.023	0.024	0.025	0.026	0.027	0.028	0.029	0.031
URB LAS PALMERAS	0.016	0.016	0.017	0.018	0.019	0.019	0.020	0.021	0.022	0.023	0.024
APV AGUA SANTA	0.032	0.033	0.035	0.036	0.038	0.040	0.042	0.043	0.045	0.047	0.049
ANAPATA	0.032	0.033	0.035	0.036	0.038	0.040	0.042	0.043	0.045	0.047	0.049
APV LOS PIONEROS	0.032	0.033	0.035	0.036	0.038	0.040	0.042	0.043	0.045	0.047	0.049
APV NUEVA PATRIA	0.032	0.033	0.035	0.036	0.038	0.040	0.042	0.043	0.045	0.047	0.049
EVA	0.032	0.033	0.035	0.036	0.038	0.040	0.042	0.043	0.045	0.047	0.049
SAN FERNANDO	0.032	0.033	0.035	0.036	0.038	0.040	0.042	0.043	0.045	0.047	0.049
SAN MIGUEL	0.032	0.033	0.035	0.036	0.038	0.040	0.042	0.043	0.045	0.047	0.049
TONO BAJO O CASTILLA	0.032	0.033	0.035	0.036	0.038	0.040	0.042	0.043	0.045	0.047	0.049
APV NUEVA JERUSALEN	0.032	0.033	0.035	0.036	0.038	0.040	0.042	0.043	0.045	0.047	0.049
	0.466	0.482	0.508	0.527	0.554	0.58	0.608	0.628	0.657	0.684	0.716

Fuente: Elaboración propia

3.9.3. proyección de la demanda del año 2026 al año 2045 – salvación I

La proyección de demanda para el alimentador Salvación 1 presenta un crecimiento constante y gradual en la necesidad de energía de los sectores asociados a lo largo del período proyectado (2025-2045). Este aumento es reflejo de la expansión poblacional y el crecimiento de la actividad económica en las zonas servidas.

La demanda de energía muestra un incremento continuo en todos los sectores a lo largo de los años, desde 0.012 MW en 2025 hasta 0.018 MW en 2045. Sectores como ATLAYA, GAMITANA y SALVACION 1 experimentan un crecimiento sostenido, lo que indica una expansión moderada en las necesidades energéticas de estas áreas.

SALVACION 4 y SALVACION 5 presentan el mayor crecimiento proyectado. La demanda de estos sectores aumenta de 0.030 MW en 2025 a 0.046 MW en 2045. Este aumento podría estar

relacionado con una creciente urbanización o el desarrollo de actividades industriales o comerciales que requieran más energía.

SALVACION 3 también experimenta un crecimiento significativo, pasando de 0.030 MW a 0.046 MW en el mismo período. Esto refuerza la idea de que las zonas ubicadas en las áreas denominadas "SALVACION" están viendo un aumento en la demanda.

El aumento de la demanda en los sectores con un crecimiento acelerado como SALVACION 4 y SALVACION 5 generará una presión adicional sobre la infraestructura existente. Será necesario ampliar la capacidad de la red de transmisión y actualizar las subestaciones para asegurar que el suministro de energía sea constante y confiable, especialmente en las áreas con mayor demanda.

Tabla 4

Proyección de la demanda al 2045 - Salvación I

	2025	2027	2029	2031	2033	2035	2037	2039	2041	2043	2045
SALVACION 1	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
ATALAYA(1)	0.012	0.012	0.013	0.013	0.014	0.015	0.015	0.016	0.017	0.017	0.018
GAMITANA	0.012	0.012	0.013	0.013	0.014	0.015	0.015	0.016	0.017	0.017	0.018
SALVACION 1	0.012	0.012	0.013	0.013	0.014	0.015	0.015	0.016	0.017	0.017	0.018
SALVACION 2	0.012	0.012	0.013	0.013	0.014	0.015	0.015	0.016	0.017	0.017	0.018
SALVACION 3	0.030	0.031	0.033	0.034	0.036	0.037	0.039	0.041	0.042	0.044	0.046
SALVACION 4	0.030	0.031	0.033	0.034	0.036	0.037	0.039	0.041	0.042	0.044	0.046
SALVACION 5	0.030	0.031	0.033	0.034	0.036	0.037	0.039	0.041	0.042	0.044	0.046
	0.138	0.141	0.151	0.154	0.164	0.171	0.177	0.187	0.194	0.2	0.21

Fuente: Elaboración propia

3.9.4. proyección de la demanda del año 2025 al año 2045 – salvación II

La proyección de demanda para el alimentador Salvación 2 muestra un crecimiento gradual y sostenido en la necesidad de energía de los sectores atendidos, reflejando el desarrollo de la población y un aumento en la actividad económica. Este incremento en la demanda, a lo largo del período proyectado de 2025 a 2045, es particularmente notable en algunos sectores debido a su expansión residencial, industrial y comercial.

Los sectores dentro de SALVACION 2 presentan un crecimiento continuo en la demanda de energía, lo que refleja la expansión de las zonas rurales y suburbanas. Sectores como ADAN RAYO, AGUANOS I, CABAÑO DE HORNO, y MASILLA experimentan un aumento moderado en la demanda, proyectando un crecimiento que va desde 0.013 MW en 2025 a 0.019 MW en 2045.

Los sectores DIAMANTE SED 01, DIAMANTE SED 02, BOCA MANU SED 01, BOCA MANU SED 02 e ISLA DE LOS VALLES 01 muestran un crecimiento más pronunciado, con incrementos proyectados de 0.025 MW en 2025 a 0.039 MW en 2045. Este crecimiento puede ser atribuido al desarrollo y expansión de infraestructura eléctrica en estas zonas, lo que está relacionado con la incorporación de estos sectores en el nuevo proyecto de electrificación rural.

La incorporación de estos sectores, DIAMANTE SED 01, DIAMANTE SED 02, BOCA MANU SED 01, BOCA MANU SED 02, e ISLA DE LOS VALLES 01, en el proyecto de electrificación rural a partir de 2026 implicará un aumento significativo en la carga eléctrica. Estos sectores contribuirán a un incremento de la demanda de energía, lo que subraya la necesidad de adaptar y expandir la infraestructura energética para cubrir este aumento.

El crecimiento proyectado de la demanda en estos sectores resaltarán la necesidad de realizar ajustes en las subestaciones y ampliaciones de las líneas de transmisión. Las nuevas cargas eléctricas asociadas con los sectores incorporados en 2026 requerirán inversiones adicionales en la infraestructura para garantizar que el suministro de energía sea constante y fiable, evitando posibles sobrecargas o interrupciones en el servicio.

Tabla 5

Proyección de la demanda al 2045 - Salvación II

	2025	2027	2029	2031	2033	2035	2037	2039	2041	2043	2045
SALVACION 2	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
ADAN RAYO	0.013	0.013	0.014	0.014	0.015	0.016	0.016	0.017	0.018	0.018	0.019
AGUANOS I	0.013	0.013	0.014	0.014	0.015	0.016	0.016	0.017	0.018	0.018	0.019
AGUANOS II	0.013	0.013	0.014	0.014	0.015	0.016	0.016	0.017	0.018	0.018	0.019
CABO DE HORNO	0.013	0.013	0.014	0.014	0.015	0.016	0.016	0.017	0.018	0.018	0.019
ITAHUANI I	0.013	0.013	0.014	0.014	0.015	0.016	0.016	0.017	0.018	0.018	0.019
ITAHUANIA II	0.013	0.013	0.014	0.014	0.015	0.016	0.016	0.017	0.018	0.018	0.019
MASILLA	0.013	0.013	0.014	0.014	0.015	0.016	0.016	0.017	0.018	0.018	0.019
NUEVA MANSILLA	0.013	0.013	0.014	0.014	0.015	0.016	0.016	0.017	0.018	0.018	0.019
NUEVO EDEN	0.013	0.013	0.014	0.014	0.015	0.016	0.016	0.017	0.018	0.018	0.019
PALOTOA	0.013	0.013	0.014	0.014	0.015	0.016	0.016	0.017	0.018	0.018	0.019
SAN ISIDRO	0.013	0.013	0.014	0.014	0.015	0.016	0.016	0.017	0.018	0.018	0.019
SANTA CRUZ	0.013	0.013	0.014	0.014	0.015	0.016	0.016	0.017	0.018	0.018	0.019
SINTUYA	0.013	0.013	0.014	0.014	0.015	0.016	0.016	0.017	0.018	0.018	0.019
DIAMANTE SED 01	0.025	0.026	0.027	0.028	0.030	0.031	0.032	0.034	0.035	0.037	0.039
DIAMANTE SED 02	0.025	0.026	0.027	0.028	0.030	0.031	0.032	0.034	0.035	0.037	0.039
BOCA MANU SED 01	0.025	0.026	0.027	0.028	0.030	0.031	0.032	0.034	0.035	0.037	0.039
BOCA MANU SED 02	0.025	0.026	0.027	0.028	0.030	0.031	0.032	0.034	0.035	0.037	0.039
ISLA DE LOS VALLES 01	0.025	0.026	0.027	0.028	0.030	0.031	0.032	0.034	0.035	0.037	0.039
	0.294	0.299	0.317	0.322	0.345	0.363	0.368	0.391	0.409	0.419	0.442

Fuente: Elaboración propia

3.10. ESCENARIOS DE OPERACIÓN

Los escenarios de simulación utilizados para demostrar la operación del sistema eléctrico de potencia en estado estacionario corresponden a los más críticos proyectados para el 2025, con una proyección a 20 años. Fueron diseñados con el apoyo del software DIgSILENT PowerFactory 2021. Las cargas consideradas en los dos diagramas unifilares, de acuerdo con los proyectos de ampliación eléctrica en **Salvación y Pilcopata**, que representan los dos escenarios de simulación del sistema en estudio, se basan en los datos extraídos del SCADA de **Electro Sur Este S.A.A.**, así como en los expedientes técnicos del **Gobierno Regional del Cusco** y el **Gobierno Regional de Madre de Dios**. A continuación, se presentan los escenarios citados.

3.10.1. Escenario (Alimentador Pa-03 Con Nivel De Tensión 22.9 Kv)

Este escenario simula el comportamiento del alimentador rural en estudio, específicamente cuando el alimentador PA-03 alcanza su máxima demanda, operando a un nivel de tensión de 22.9 kV.

3.10.2. Escenario (Alimentador Pa-03 Con Nivel De Tensión 33 Kv)

Este escenario simula el comportamiento del alimentador rural en estudio, específicamente cuando el alimentador PA-03 alcanza su máxima demanda, operando a un nivel de tensión de 33 kV.

3.11. ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS

Para la evaluación del comportamiento eléctrico y operativo del sistema bajo estudio, se realiza un análisis detallado de los indicadores clave asociados a la calidad de la tensión en el ámbito de concesión de la empresa distribuidora Electro Sur Este S.A.A., específicamente en el alimentador de media tensión PA-03. Este análisis e interpretación de datos se adecúan estrictamente a los lineamientos y tolerancias establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER), la cual rige las condiciones de suministro en sistemas de distribución de esta naturaleza.

De acuerdo con las disposiciones de la NTCSER, la empresa concesionaria está obligada a ejecutar campañas de medición sistemáticas. Estas actividades implican la instalación de equipos registradores de calidad de energía y tensión de manera aleatoria en

los puntos de entrega de los usuarios seleccionados, contemplando un periodo mínimo de registro de 48 horas continuas (equivalente a dos días de medición efectiva).

A efectos de la evaluación y fiscalización, la norma técnica define dos umbrales críticos para determinar desviaciones en la calidad de la tensión:

Calidad de Tensión Deficiente: Se configura cuando las magnitudes de tensión registradas por los equipos de medición evidencian variaciones que exceden las tolerancias admisibles respecto a la tensión nominal del sistema. Estas tolerancias están fijadas en:

- o **Baja Tensión (BT):** 7.5%.
- o **Media Tensión (MT):** 6.0%.

Calidad de Tensión Inadecuada: Se determina que la calidad de la tensión transita a una condición inadecuada si las variaciones que exceden los límites antes descritos persisten de forma acumulada por un tiempo superior al 5.0% del periodo total de la campaña de medición.

Con la finalidad de estructurar el escenario base para las simulaciones y el diagnóstico del estado actual del sistema, este estudio delimita su enfoque exclusivamente a los suministros vinculados de manera directa al alimentador PA-03 (perteneciente al Sector 4 de la clasificación de sistemas eléctricos). La representatividad y envergadura de la muestra bajo análisis se detallan cuantitativamente en la Tabla 7, asociando las subestaciones de distribución (SED) operativas y el número total de clientes finales.

Tabla 6

Número de Suministros del Alimentador PA-03

ALIMENTADOR MT	NUMERO DE SED	NUMERO DE SUMINISTROS
<i>PA-03</i>	149	2648
TOTAL	149	2648

Fuente: Elaboración propia

CAPÍTULO IV

PROPUESTA DE MEJORA PARA EL SISTEMA EN ESTUDIO

4.1. INTRODUCCIÓN

El propósito de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica es minimizar las pérdidas y maximizar los beneficios, garantizando al mismo tiempo la entrega de energía de alta calidad. En el pasado, los niveles de tensión en Perú alcanzaban hasta los 220 kV; sin embargo, debido a la necesidad de transportar mayores cantidades de potencia a través de las líneas de transmisión con menores pérdidas, se optó por incrementar los niveles de tensión, pasando de 220 kV a 500 kV.

4.2. SELECCIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN

En el presente capítulo del trabajo de tesis, se describen los niveles de tensión normalizados en Perú, que se detallan a continuación:

- **Baja Tensión:** 380/220 V, 440/220 V
- **Media Tensión:** 20,0 kV, 22,9 kV, 22,9/13,2 kV, 33 kV, 33/19 kV
- **Alta Tensión:** 60 kV, 138 kV, 220 kV
- **Muy Alta Tensión:** 500 kV

Partiendo de la tensión nominal actual de la red bajo estudio (22.9 kV), para evaluar como opción la modificación del nivel de tensión en el alimentador PA-03, se presenta una comparación de las ventajas y desventajas de los distintos niveles de tensión propuestos para el cambio del alimentador PA-03. Se observa que el nivel de tensión de 22.9 kV no es adecuado, por lo que se plantea incrementar la tensión a 33 kV en la **SET Paucartambo**, con la puesta en funcionamiento de las subestaciones reductoras **Pilcopata** y **Salvación**, equipadas con un nivel de tensión de 33/22.9 kV, lo que resulta beneficioso debido a la compatibilidad con el equipo existente

Tabla 7.

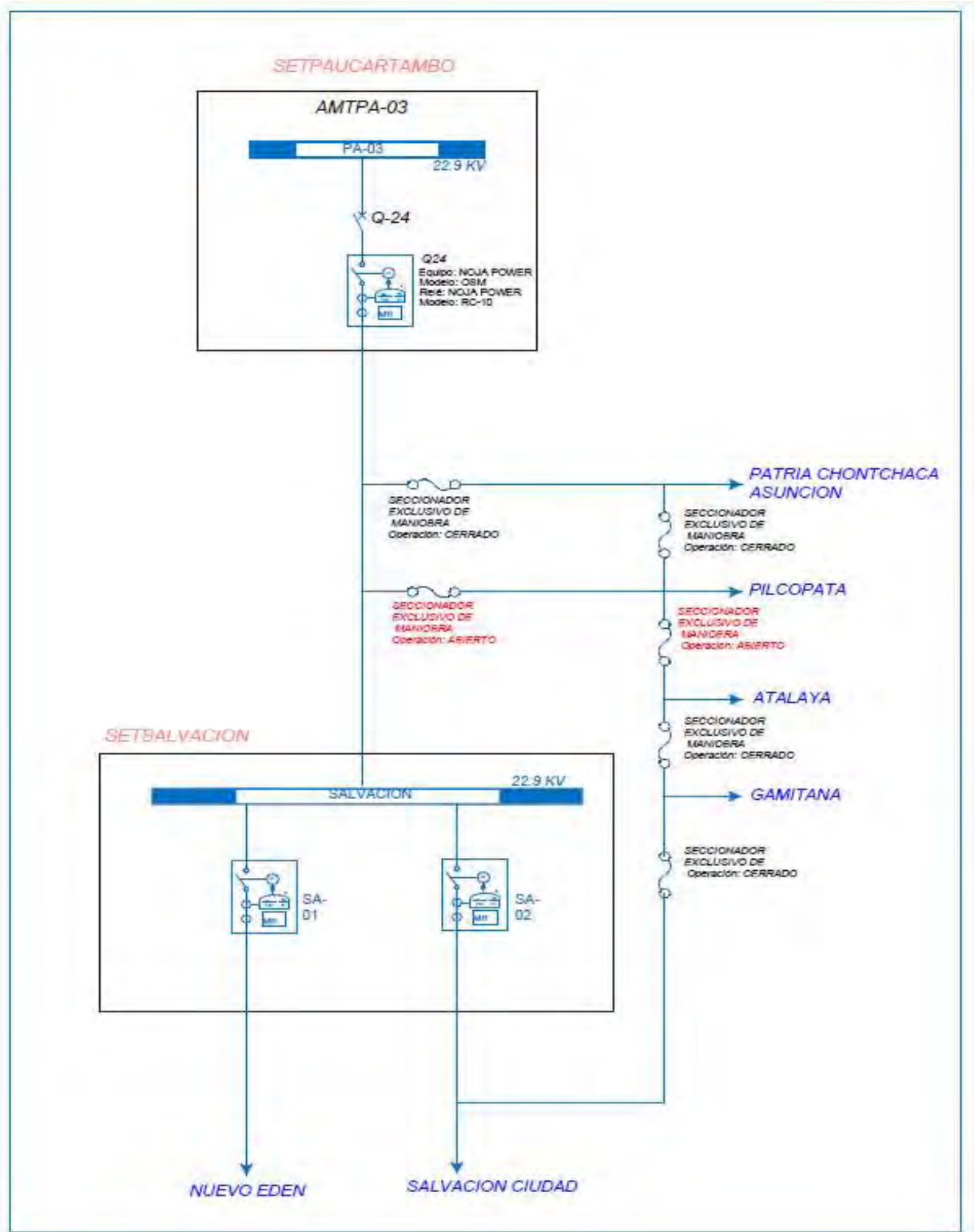
Ventajas y desventajas de los distintos niveles de tensión propuestos para el cambio del alimentador PA-03.

DESCRIPCION	NIVEL DE TENSION	
	22.9 KV	33 Kv
	(ACTUAL)	(PROPUESTO)
MEDIA TENSIÓN	Este nivel de tensión NO es compatible con los requerimientos de optimización técnica y los límites de caída de tensión proyectados para la expansión del sistema.	Se determina como técnicamente FACTIBLE , permitiendo una mayor capacidad de transporte de energía y una reducción significativa de las pérdidas eléctricas a lo largo de las líneas de distribución.
TRANSFORMADOR ELEVADOR 5MVA (SET PAUCARTAMBO)	Bajo el escenario de 22.9 kV: El transformador de potencia actual no es compatible con las exigencias del sistema. Su configuración restringe la operatividad eficiente y limita el flujo de energía hacia las subestaciones receptoras.	Bajo el escenario de 33 kV: Se viabiliza el ingreso en operación del transformador de potencia, logrando elevar el nivel de tensión de forma óptima a 22.9/33 kV . Esto permite inyectar la potencia necesaria de manera directa al alimentador principal PA-01 .
SET PILCOPATA	El transformador de reducción 33/22.9 no entra en operación y no se activan los alimentadores PIL-01 y PIL-02.	El transformador de reducción 33/22.9 entra en operación y no se activan los alimentadores PIL-01 y PIL-02.
SET SALVACION	El transformador de reducción 33/22.9 no entra en operación y no se activan los alimentadores SAL-01 y SAL-02.	El transformador de reducción 33/22.9 entra en operación y se activan los alimentadores SAL-01 y SAL-02.
MAXIMA DEMANDA DEL 2025 AL 2045	Con la configuración de 22.9 kV: La capacidad técnica actual del sistema se encuentra severamente limitada, permitiendo cubrir únicamente de forma parcial la demanda proyectada. Esto implicaría un riesgo inminente de sobrecargas, caídas de tensión fuera de norma y la imposibilidad de atender nuevos usuarios a mediano plazo.	Con la implementación a 33 kV: El sistema experimenta un incremento sustancial en su eficiencia y capacidad de transporte. Bajo esta configuración, el sistema es plenamente capaz de satisfacer con holgura la demanda actual y absorber las futuras expansiones de carga previstas hasta el año 2045, garantizando los índices de calidad y continuidad del suministro eléctrico.

Fuente: Elaboración propia

Diagrama 8.

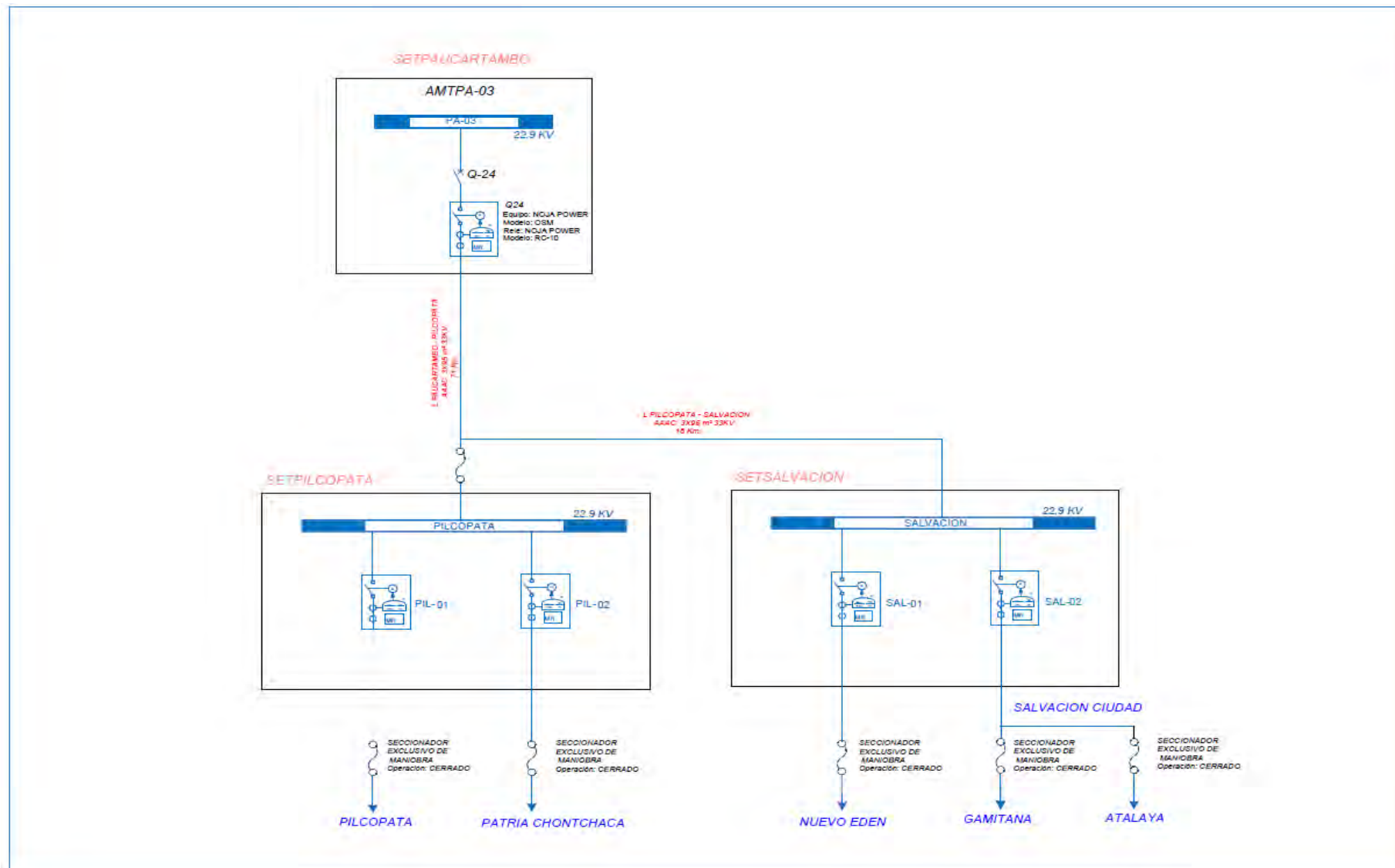
Diagrama unifilar del alimentador PA- 03 con nivel de tensión 22.9 kv (actual)



Fuente: Elaboración propia

Diagrama 9

Diagrama unifilar del alimentador PA- 03 con nivel de tensión 33 KV (PROYECTADO)



Fuente: Elaboración propia

4.3. ALTERNATIVA DE MEJORA DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Se proponen las siguientes alternativas para mejorar la calidad del producto.

El alimentador actualmente opera a 22.9 kV, pero este nivel cambiará con la implementación del transformador elevador 22.9/33 kV en Paucartambo, lo que permitirá que la línea opere a su nivel nominal de 33 kV. Este ajuste modificará las características de carga y distribución de la red, alterando la topología de la línea con el objetivo de mejorar la caída de tensión en los puntos más alejados.

La operación propuesta para el sistema en estudio plantea la implementación de los siguientes puntos:

4.3.1. Ampliación De La Subestación Paucartambo A 22.9/33 Kv

Para llevar a cabo el cambio de nivel de tensión, será necesario elevar la tensión mediante un transformador elevador de 5 MVA en la subestación de transformación de Paucartambo, que actualmente opera a 22.9 kV. Además, se instalará un transformador elevador de 22.9/33 kV en el alimentador PA-03, lo que permitirá la salida hacia futuros alimentadores en media tensión y facilitará las interconexiones con las subestaciones reductoras de Pilcopata y Salvación. Este procedimiento garantizará la adecuación y expansión de la infraestructura eléctrica, permitiendo satisfacer mayores demandas de energía y mejorando la calidad del suministro eléctrico en las regiones.

Se contempla la ampliación de la subestación de Paucartambo, que incluirá la implementación de una celda de salida en 22.9 kV, la cual estará compuesta por un seccionador de barra, un transformador de tensión y un interruptor de potencia. Además, se instalará un transformador de potencia de 5MVA, con transformadores de corriente tanto en 22.9 kV como en 33 kV en los

bushing. Se agregará una celda de salida en 33 kV, que incluirá un interruptor de potencia, un seccionador de línea y un seccionador de barra. Las celdas estarán equipadas con tecnología convencional y contarán con el nivel de aislamiento necesario, de acuerdo con la altura de instalación de los equipos. Esta ampliación se llevará a cabo para mejorar la capacidad de la subestación y garantizar un suministro eléctrico más eficiente.

4.3.2. Activar La Subestación De Transformación En Pilcopata

Se instaló una subestación de reducción de nivel de tensión en Pilcopata, con un transformador de 33/22.9 kV. Esta subestación entrará en operación al activar la línea de alimentación con un nivel de tensión de 33 kV. Además, se habilitarán las salidas de los alimentadores PIL-01 y PIL-02, lo que permitirá una distribución más eficiente de la energía hacia las zonas correspondientes

4.3.3. Activar La Subestación De Transformación En Salvación

Se instaló una subestación de reducción de nivel de tensión en Salvación, con un transformador de 33/22.9 kV. Esta subestación entrará en operación al activar la línea de alimentación con un nivel de tensión de 33 kV. Además, se habilitarán las salidas de los alimentadores SAL-01 y SAL-02, lo que permitirá una distribución más eficiente de la energía hacia las zonas correspondientes

4.3.5. Consideraciones Generales Del Análisis De La Propuesta

Se analiza el comportamiento estacionario del SEIN para los años 2025 (máxima demanda) y 2045, cuando se prevé que la demanda máxima sea de 2 MW. En este escenario, las líneas primarias de 33 kV entre Paucartambo-Pilcopata y Pilcopata-Salvación operarán a sus valores de diseño, con los siguientes transformadores: un transformador 22,9/33 kV de 5 MVA en la SE

Paucartambo, un transformador 33/22.9 kV de 2 MVA en la SE Pilcopata y un transformador 33/22.9 kV de 2 MVA en la SE Salvación.

Las simulaciones de flujo de potencia replican la operación del SEIN en un estado estable, considerando tanto la época de avenida como la de estiaje, y en condiciones de demanda máxima y demanda mínima.

La propuesta incluye la mejora de la calidad de producto del sistema eléctrico mediante la elevación de la tensión a 33 Kv reducir las caídas de tensión.

4.4. CRITERIOS Y METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS

4.4.1. Capacidad Nominal

Es la potencia máxima que una línea de transmisión o transformador puede transmitir de manera continua, sin comprometer su desempeño o durabilidad.

4.4.2. Operación Normal

Durante la operación normal, se deben cumplir los siguientes criterios:

- La variación de tensión no debe exceder el rango de 0,95 a 1,05 pu en barras con carga y de 0,90 a 1,05 pu en barras sin carga.
- La potencia transmitida en líneas de transmisión, transformadores y generadores no debe superar la capacidad nominal de los mismos.
- El sistema debe ser capaz de atender toda la carga de manera eficiente sin sobrepasar los límites operativos.

Estos criterios permiten asegurar que las simulaciones de flujo de potencia y los cálculos de cortocircuito se realicen bajo condiciones operativas seguras, garantizando la estabilidad y la eficiencia del sistema eléctrico.

4.4.3. Criterios específicos

Los estudios de Flujo de Potencia simulan el comportamiento estacionario del sistema eléctrico bajo diversas condiciones de carga, generación y topología, considerando también las nuevas cargas provenientes de proyectos futuros. Estos estudios brindan información esencial sobre distintos aspectos operativos del sistema, tales como:

- Flujos de potencia a través de líneas y transformadores.
- Niveles de tensión en las barras del sistema.^I
- La posición de los Tap's en los transformadores, lo cual influye en el control de la tensión en la red.

Límites Normativos (22.9 kV)

Al establecer la tensión nominal en $V_n = 22.9$ kV, los umbrales de tolerancia para la operación y diseño se definen así:

- **Tolerancia Estándar ($\pm 5.0\%$):** El rango de operación óptimo se sitúa entre **21.76 kV** y **24.05 kV**.
- **Tolerancia Rural ($\pm 7.5\%$):** El límite inferior crítico, que marca el fallo técnico según la normativa rural, es de **21.18 kV**.

Límites Normativos (33 kV)

Al elevar la tensión nominal a $V_n = 33$ kV, los umbrales de tolerancia se recalculan de la siguiente manera:

- **Tolerancia Estándar ($\pm 5.0\%$):** El rango aceptable es de **31.35 kV a 34.65 kV**.
- **Tolerancia Rural ($\pm 7.5\%$):** El límite inferior crítico sería **30.52 kV**.

4.5. ANÁLISIS DEL SISTEMA.

Estas simulaciones permiten evaluar cómo el sistema responde a cambios en las condiciones operativas y facilitan la identificación de posibles desbalances o ineficiencias, optimizando tanto el diseño como la operación del sistema eléctrico. Las simulaciones de flujo de potencia abarcan parte del subsistema del Área Operativa Sur Este del SEIN, especialmente la red de 22,9 kV del sistema eléctrico de Electro Sur Este S.A.A., que abastece las cargas Paucartambo en específico PA-03. Además, el análisis considera la ampliación que incluirá un nuevo transformador, así como la conexión de la LP 33 kV Paucartambo-Pilcopata-salvación, una línea de transmisión simple terna de 88 km de longitud.

Dado que el suministro al Distrito de Kosñipata (Cusco) y la Provincia de Manú (Madre de Dios) se efectuará mediante un enlace radial, el sistema de transmisión asociado está compuesto por una línea de transmisión con conductor AAAC de 95 mm².

Las instalaciones existentes asociadas a la propuesta:

- LP 33 kV Paucartambo-Kosñipata, con 72 km de longitud, utilizando conductor AAC de 95 mm² (INSTALADO).
- Transformador SE Pilcopata 33/22.9 kV, 2 MVA en ONAN (INSTALADO).

- LP 33 kV Kosñipata-Salvación, con 18 km de longitud, utilizando conductor AAC de 75 mm² (INSTALADO).
- Transformador SE Salvación 33/22.9 kV, 2 MVA en ONAN (INSTALADO).

Las instalaciones nuevas asociadas a la propuesta:

- Un transformador de potencia en la ampliación de SE Paucartambo (22,9/33 kV y 5 MVA, con nueve Taps $\pm 4 \times 2,5\%$).

Datos de Modelado del alimentador PA-03

- LP 33 kV Paucartambo-Pilcopata, con 70 km de longitud, utilizando conductor AAC de 95 mm².

figura 9

Datos de línea en 33 kV Paucartambo-Pilcopata

Name	AAAC 95mm2-33kV		
Rated Voltage	33.	kV	
Rated Current	0.34	kA	
Cable / OHL	Overhead Line		
System Type	AC	Phases	3
		Number of Neutrals	0
Nominal Frequency	60.	Hz	
Parameters per Length 1,2-Sequence		Parameters per Length Zero Sequence	
AC-Resistance R'(20°C)	0.2866	Ohm/km	AC-Resistance R0'
			0.536
			Ohm/km
Reactance X'	0.5085	Ohm/km	Reactance X0'
			1.6572
			Ohm/km

Fuente: Elaboración propia

- LP 33 kV Kosñipata-Salvación, con 18 km de longitud, utilizando conductor AAC de 70 mm² (proyectado).

figura 10

Datos de línea en 33 kV Pilcopata – Salvación

The screenshot shows a configuration window for a power line. The 'Name' field is 'AAAC 70mm2-33kV'. 'Rated Voltage' is 33. kV, 'Rated Current' is 0.34 kA, and 'Cable / OHL' is set to 'Overhead Line'. 'System Type' is AC, 'Phases' is 3, and 'Number of Neutrals' is 0. 'Nominal Frequency' is 60. Hz. Under 'Parameters per Length 1,2-Sequence', 'AC-Resistance R'(20°C)' is 0.2866 Ohm/km and 'Reactance X'' is 0.5085 Ohm/km. Under 'Parameters per Length Zero Sequence', 'AC-Resistance R0'' is 0.536 Ohm/km and 'Reactance X0'' is 1.6572 Ohm/km.

Fuente: Elaboración propia

- Transformador SE Pilcopata 33/22.9 kV, 2 MVA en ONAN (INSTALADO).

figura 11

Datos de transformador SE Pilcopata

The screenshot shows a configuration window for a transformer. The 'Name' is 'TRAFO PILLCOPATA'. 'Technology' is 'Three Phase Transformer'. 'Rated Power' is 2. MVA and 'Nominal Frequency' is 60. Hz. 'Rated Voltage' shows 'HV-Side' as 33. kV and 'LV-Side' as 22.9 kV. 'Vector Group' shows 'HV-Side' as D and 'LV-Side' as YN. 'Phase Shift' is 5. *30deg. Under 'Positive Sequence Impedance', 'Short-Circuit Voltage uk' is 6.25 % and 'Copper Losses' is 0. kW. Under 'Zero Sequence Impedance', 'Short-Circuit Voltage uk0' is 3. % and 'SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r' is 0. %.

Fuente: Elaboración propia

- Transformador SE Salvación 33/22.9 kV, 2 MVA en ONAN (INSTALADO).

figura 12

Datos de transformador SE Salvación

Name	TRAFO SALVACION	
Technology	Three Phase Transformer	
Rated Power	2.	MVA
Nominal Frequency	60.	Hz
Rated Voltage		
HV-Side	33.	kV
LV-Side	22.9	kV
Positive Sequence Impedance		
Short-Circuit Voltage uk	6.25	%
Copper Losses	0.	kW
Zero Sequence Impedance		
Short-Circuit Voltage uk0	3.	%
SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r	0.	%
Vector Group		
HV-Side	D	
LV-Side	YN	
Phase Shift	5.	*30deg
Name	Dyn5	

Fuente: Elaboración propia

- Un transformador de potencia en la ampliación de SE Paucartambo (22,9/33 kV y 5 MVA, con nueve Taps $\pm 4 \times 2,5\%$).

figura 13

Datos de transformador SE Paucartambo

Name	TR-PAUCARTAMBO	
Technology	Three Phase Transformer	
Rated Power	5.	MVA
Nominal Frequency	60.	Hz
Rated Voltage		
HV-Side	33.	kV
LV-Side	22.9	kV
Positive Sequence Impedance		
Short-Circuit Voltage uk	5.25	%
Copper Losses	0.	kW
Zero Sequence Impedance		
Short-Circuit Voltage uk0	5.25	%
SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r	0.	%
Vector Group		
HV-Side	YN	
LV-Side	D	
Phase Shift	1.	*30deg
Name	YNd1	

Fuente: Elaboración propia

El objetivo de este análisis es determinar el comportamiento estacionario del sistema y su operatividad una vez entre en operación la LP 33 kV Paucartambo-Kosñipata y la ampliación de la subestación de Paucartambo. Además, se busca definir y corroborar los requerimientos de compensación reactiva y las facilidades de regulación de tensión, necesarios para asegurar que el sistema opere conforme a las Normas Técnicas de Calidad de Servicio Eléctrico (NTCSE), Las simulaciones de flujo de potencia se realizarán para el período comprendido entre 2025 y 2045, y se enfocarán en analizar el comportamiento de la red eléctrica Paucartambo-Kosñipata-Salvación y el sistema de transmisión Pilcopata-Salvación. En dos escenarios, escenario 01 con un nivel de tensión de 22.9 Kv y escenario número 02 en nivel de tensión de 33Kv.

4.6. SIMULACIÓN DE FLUJO DE POTENCIA Y ANÁLISIS DE TENSIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO CON EXPANSIÓN DE REDES (2025-2045)

Se realizó la simulación de flujo de potencia de la red actual simulando desde el año 2025 hasta el año 2045, incorporando la expansión de redes a partir del año 2026. Los resultados obtenidos se muestran mediante un mapa de calor de tensiones en un sistema eléctrico, generado a través de una simulación de flujo de potencia en un software como DigSilent. Este gráfico visualiza la distribución de las tensiones a lo largo de las barras del sistema, utilizando una escala de colores para representar los valores de tensión en por unidad (p.u.).

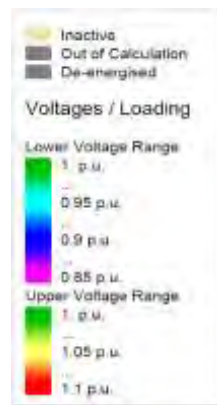


Figura 14

Rango de tensiones del sistema eléctrico, con colores que indican los niveles de voltaje.

4.6.1. Descripción de los elementos del Rango de tensiones:

4.6.1.1. Colores: Los colores representan los diferentes rangos de tensión:

- a) **Color verde:** Representa un valor de tensión de 1.0 p.u., es decir, la tensión nominal del sistema, lo que indica que la tensión en esa área está dentro de los niveles normales y aceptables. Este es el valor ideal para el suministro eléctrico, ya que mantiene un equilibrio entre eficiencia y seguridad operativa.

- b) Color azul:** Representa valores de tensión inferiores a 1.0 p.u., típicamente en el rango de 0.95 p.u. a 0.9 p.u.. Esto indica que la tensión está por debajo del nivel nominal. Aunque la tensión sigue siendo relativamente baja, no es tan crítica como los valores más bajos (como el morado). Sin embargo, es una señal de que la red podría experimentar caídas de tensión o subtensión, lo que puede afectar el rendimiento del sistema eléctrico y la calidad del servicio.
- c) Color morado:** Representa un valor de tensión inferior a 0.9 p.u., lo que indica que la tensión en esa área del sistema es baja. Según la escala, los valores más cercanos a 0.9 p.u. (azul a morado) indican que la tensión está por debajo del nivel nominal (1.0 p.u.), lo que podría generar problemas operativos, como caídas de tensión que afectan la calidad del suministro eléctrico.
- d) Color amarillo a rojo:** Rango de tensión alta; este rango representa las tensiones superiores al nivel nominal, entre 1.0 p.u. y 1.1 p.u. Las zonas rojas indican tensiones más altas que las deseadas, lo cual puede ser una señal de sobretensión.

4.6.1.2 Rango de tensión nominal: 1 p.u. es el valor nominal de la tensión, que se toma como referencia. Las tensiones por debajo de 0.95 p.u. y por encima de 1.05 p.u. podrían indicar problemas operativos si se mantienen en esos rangos por largos periodos.

4.6.2. Leyenda:

- **Inactive:** Indica que la barra o equipo correspondiente está inactivo.
- **Out of Calculation:** Indica que la barra o el equipo no está siendo considerado en el cálculo.
- **De-energised:** Indica que el equipo está desenergizado o fuera de servicio.

Este tipo de representación gráfica es muy útil para identificar áreas en el sistema que podrían necesitar ajustes para mantener la estabilidad de la tensión y cumplir con los estándares de calidad del suministro eléctrico.

4.7. ESCENARIO 01 – SIN INCORPORACIÓN DEL PROYECTO

Tabla 8.

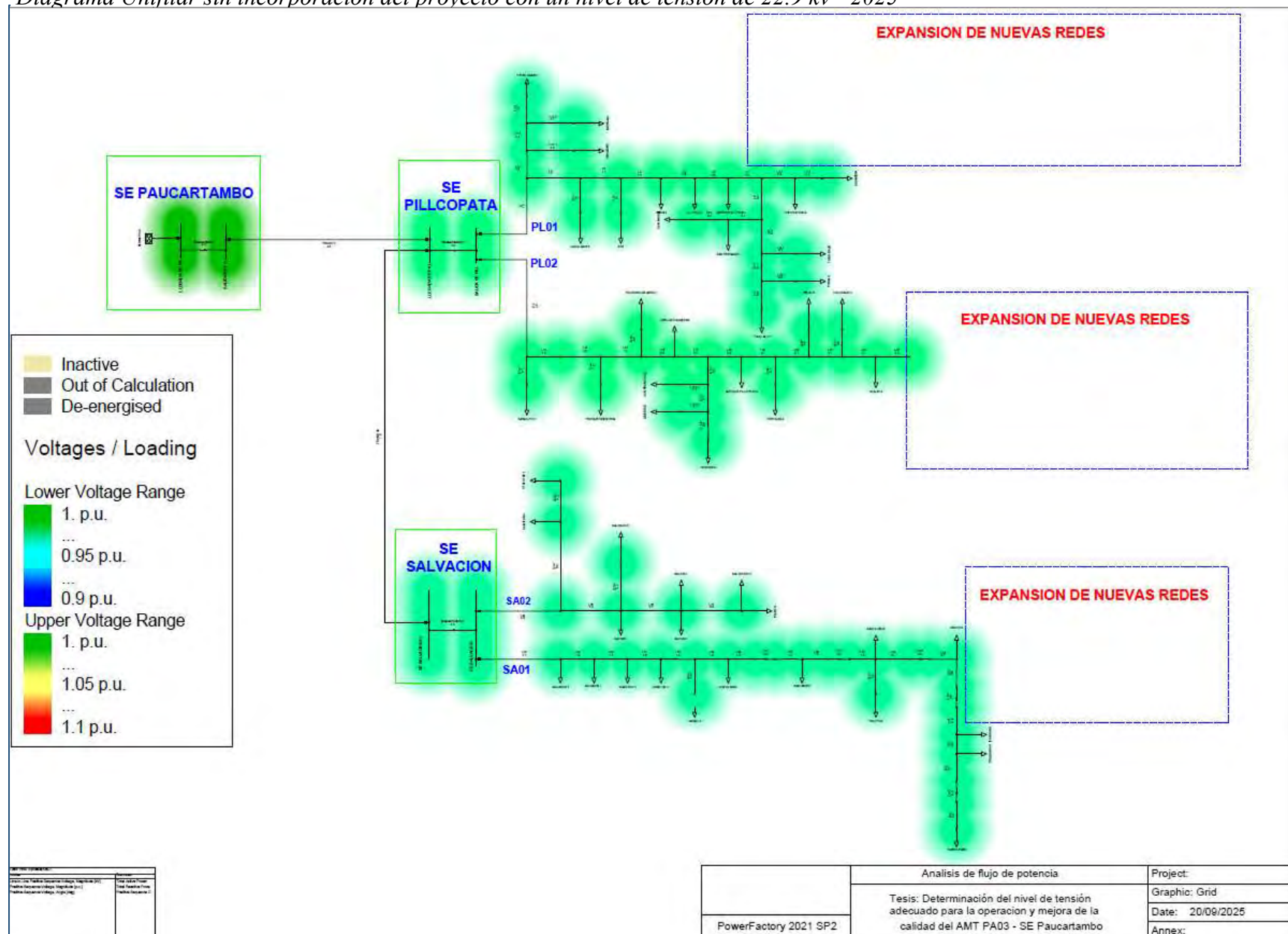
Escenario 01. Reporte 2025-2045 sin incorporación del proyecto con un nivel de tensión

REPORTE DE (2025-2045) SIN INCORPORACION DE PROYECTO (22.9 kV)									
Año	Linea	Longitud	Inominal	I	Cargabilidad	Perdidas	V fase	V fase	V Linea
		(Km)	(KA)	(KA)	(%)	(KW)	(KV)	(p.u.)	(KV)
2045	TRAMO 01	70.00	0.34	0.07	19.99	256.98	13.22	0.6939	22.90
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.02	6.36	7.21	11.54	0.6058	19.99
2044	TRAMO 01	70.00	0.34	0.07	19.33	240.03	13.22	0.6939	22.90
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.02	6.11	6.66	11.60	0.6090	20.10
2043	TRAMO 01	70.00	0.34	0.06	18.89	229.35	13.22	0.6939	22.90
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.02	5.88	6.17	11.64	0.6110	20.16
2042	TRAMO 01	70.00	0.34	0.06	18.25	213.99	13.22	0.6939	22.90
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.02	5.65	5.69	11.70	0.6140	20.26
2041	TRAMO 01	70.00	0.34	0.06	17.54	197.66	13.22	0.6939	22.90
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.02	5.40	5.20	11.77	0.6178	20.39
2040	TRAMO 01	70.00	0.34	0.06	17.16	189.12	13.22	0.6939	22.90
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.02	5.20	4.82	11.80	0.6195	20.44
2039	TRAMO 01	70.00	0.34	0.06	16.61	177.04	13.22	0.6939	22.90
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.02	5.02	4.49	11.85	0.6219	20.52
2038	TRAMO 01	70.00	0.34	0.05	16.23	169.25	13.22	0.6939	22.90
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.02	4.83	4.17	11.88	0.6236	20.58
2037	TRAMO 01	70.00	0.34	0.05	15.79	159.88	13.22	0.6939	22.90
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.02	4.66	3.87	11.92	0.6255	20.64
2036	TRAMO 01	70.00	0.34	0.05	15.27	149.49	13.22	0.6939	22.90
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.02	4.50	3.61	11.96	0.6278	20.72
2035	TRAMO 01	70.00	0.34	0.05	14.93	142.90	13.22	0.6939	22.90
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	4.33	3.35	11.99	0.6293	20.77
2034	TRAMO 01	70.00	0.34	0.05	14.44	133.51	13.22	0.6939	22.90
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	4.19	3.12	12.03	0.6314	20.84
2033	TRAMO 01	70.00	0.34	0.05	14.13	127.92	13.22	0.6939	22.90
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	4.05	2.92	12.06	0.6327	20.88
2032	TRAMO 01	70.00	0.34	0.05	13.66	119.35	13.22	0.6939	22.90
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	3.91	2.72	12.09	0.6348	20.95
2031	TRAMO 01	70.00	0.34	0.05	13.36	114.22	13.22	0.6939	22.90
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	3.77	2.53	12.12	0.6361	20.99
2030	TRAMO 01	70.00	0.34	0.04	12.99	107.73	13.22	0.6939	22.90
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	3.64	2.36	12.15	0.6377	21.04
2029	TRAMO 01	70.00	0.34	0.04	12.71	103.33	13.22	0.6939	22.90
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	3.53	2.22	12.17	0.6388	21.08
2028	TRAMO 01	70.00	0.34	0.04	12.27	96.06	13.22	0.6939	22.90
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	3.41	2.06	12.21	0.6407	21.14
2027	TRAMO 01	70.00	0.34	0.04	12.03	92.30	13.22	0.6939	22.90
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	3.31	1.94	12.23	0.6417	21.18
2026	TRAMO 01	70.00	0.34	0.02	4.56	11.56	13.09	0.6870	22.67
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	1.94	0.67	12.75	0.6690	22.08
2025	TRAMO 01	70.00	0.34	0.01	4.48	11.16	13.22	0.6939	22.90
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	1.94	0.66	12.89	0.6764	22.32

Fuente: Elaboración propia

Diagrama 10.

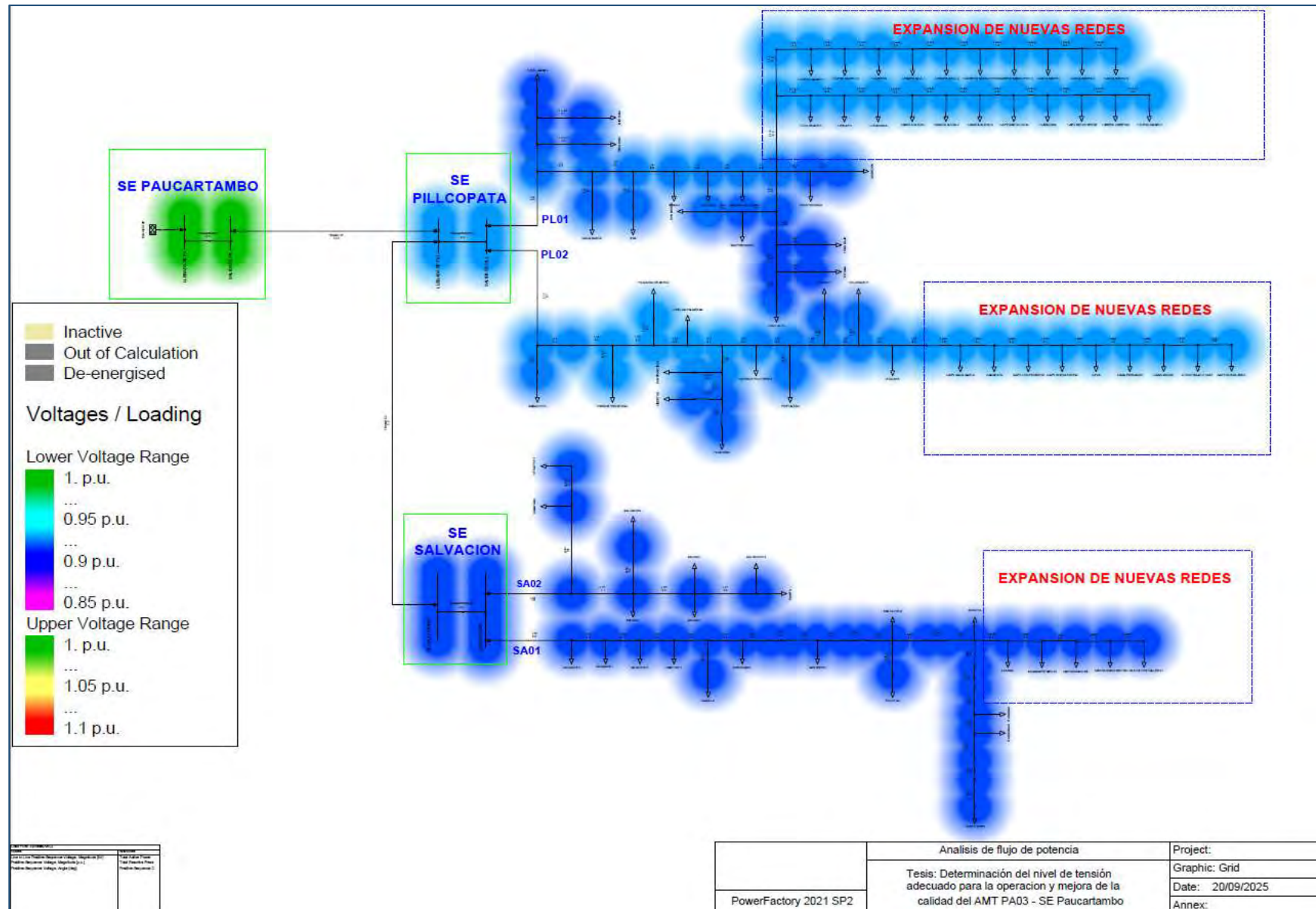
Diagrama Unifilar sin incorporación del proyecto con un nivel de tensión de 22.9 kv - 2025



Fuente: Elaboración propia

Diagrama 11.

Diagrama Unifilar sin incorporación del proyecto con un nivel de tensión de 22.9 kv - 2035



Fuente: Elaboración propia

Diagrama Unifilar sin incorporación del proyecto con un nivel de tensión de 22.9 kv - 2045



4.8. ESCENARIO 02 – INCORPORANDO EL PROYECTO

Tabla 11

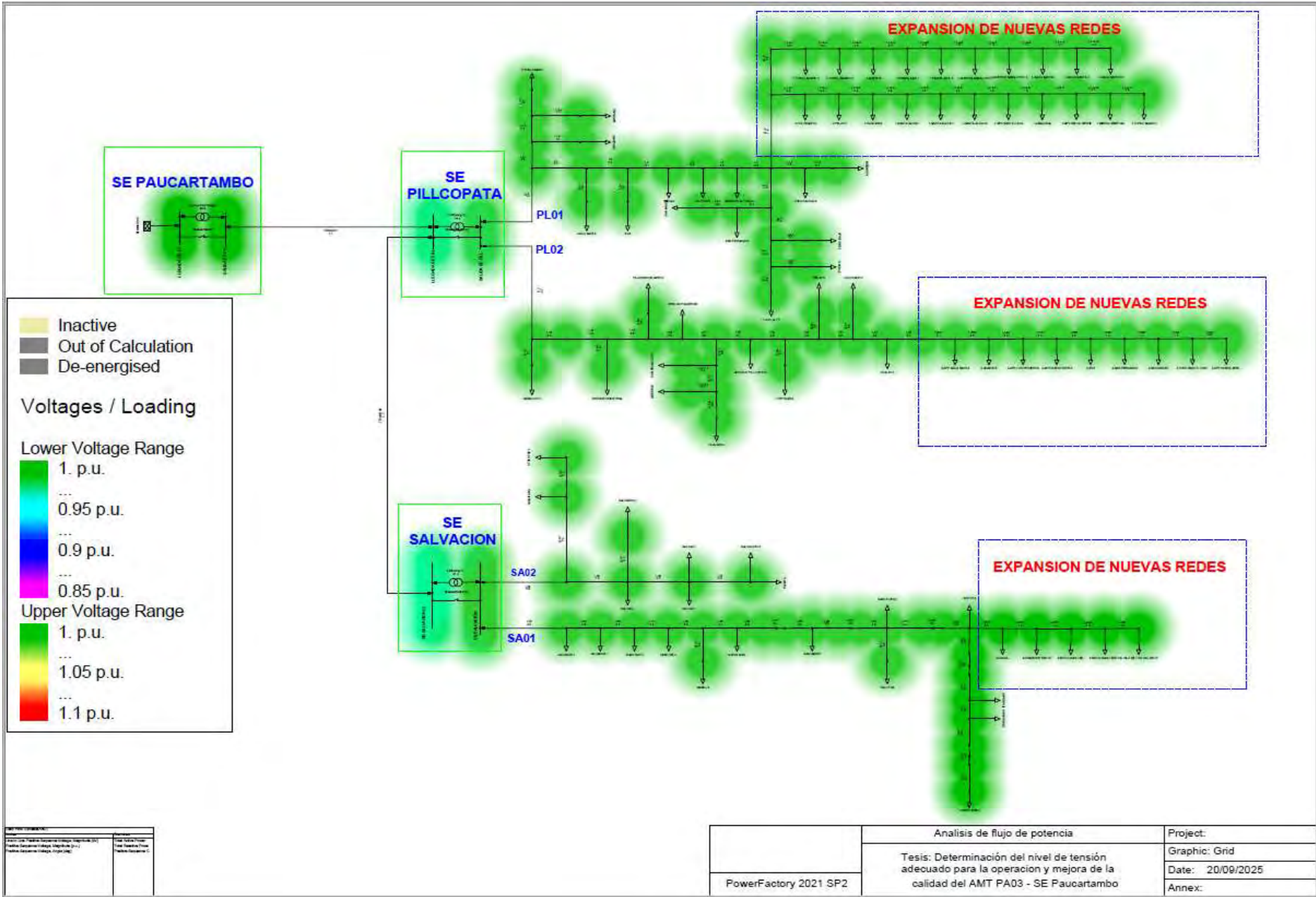
Escenario 02. Reporte 2025-2045 incorporando el proyecto con un nivel de tensión de 33 kv

REPORTE DE (2025-2045) CON INCORPORACION DE PROYECTO (33 kV)									
Año	Línea	Longitud	Inominal	I	Cargaabili	Perdidas	V fase	V fase	V línea
		(Km)	(KA)	(KA)	(%)	(KW)	(KV)	(p.u.)	(KV)
2045	TRAMO 01	70.00	0.34	0.04	12.44	104.85	18.99	1.00	32.90
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	4.04	2.90	17.99	0.94	31.16
2044	TRAMO 01	70.00	0.34	0.04	12.07	98.56	19.00	1.00	32.90
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	3.89	2.70	18.03	0.95	31.23
2043	TRAMO 01	70.00	0.34	0.04	11.82	94.58	19.00	1.00	32.91
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	3.76	2.51	18.05	0.95	31.27
2042	TRAMO 01	70.00	0.34	0.04	11.46	88.76	19.00	1.00	32.92
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	3.62	2.34	18.09	0.95	31.33
2041	TRAMO 01	70.00	0.34	0.04	11.11	83.37	19.01	1.00	32.92
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	3.50	2.18	18.12	0.95	31.39
2040	TRAMO 01	70.00	0.34	0.04	11.11	83.37	19.01	1.00	32.92
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	3.50	2.18	18.12	0.95	31.39
2039	TRAMO 01	70.00	0.34	0.04	10.88	79.99	19.01	1.00	32.92
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	3.37	2.03	18.14	0.95	31.43
2038	TRAMO 01	70.00	0.34	0.04	10.55	75.15	19.01	1.00	32.93
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	3.26	1.89	18.18	0.95	31.48
2037	TRAMO 01	70.00	0.34	0.03	10.33	72.03	19.01	1.00	32.93
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	3.14	1.76	18.20	0.96	31.52
2036	TRAMO 01	70.00	0.34	0.03	10.06	68.24	19.02	1.00	32.94
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	3.04	1.64	18.22	0.96	31.56
2035	TRAMO 01	70.00	0.34	0.03	9.74	64.02	19.02	1.00	32.94
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	2.94	1.54	18.25	0.96	31.61
2034	TRAMO 01	70.00	0.34	0.03	9.54	61.34	19.02	1.00	32.95
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	2.83	1.43	18.27	0.96	31.64
2033	TRAMO 01	70.00	0.34	0.03	9.24	57.48	19.02	1.00	32.95
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	2.74	1.34	18.30	0.96	31.69
2032	TRAMO 01	70.00	0.34	0.03	9.05	55.18	19.02	1.00	32.95
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	2.65	1.25	18.31	0.96	31.72
2031	TRAMO 01	70.00	0.34	0.03	8.76	51.63	19.03	1.00	32.96
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	2.57	1.17	18.34	0.96	31.77
2030	TRAMO 01	70.00	0.34	0.03	8.58	49.50	19.03	1.00	32.96
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	2.48	1.09	18.36	0.96	31.79
2029	TRAMO 01	70.00	0.34	0.03	8.34	46.80	19.03	1.00	32.96
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	2.40	1.02	18.38	0.96	31.83
2028	TRAMO 01	70.00	0.34	0.03	8.18	44.96	19.03	1.00	32.96
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	2.33	0.96	18.39	0.97	31.86
2027	TRAMO 01	70.00	0.34	0.03	7.90	41.90	19.03	1.00	32.97
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	2.25	0.90	18.42	0.97	31.90
2026	TRAMO 01	70.00	0.34	0.03	7.75	40.32	19.03	1.00	32.97
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	2.18	0.85	18.43	0.97	31.92
2025	TRAMO 01	70.00	0.34	0.03	7.75	40.32	19.03	1.00	32.97
	TRAMO 02	18.00	0.34	0.01	2.18	0.85	18.43	0.97	31.92

Fuente: Elaboración propia

Diagrama 13

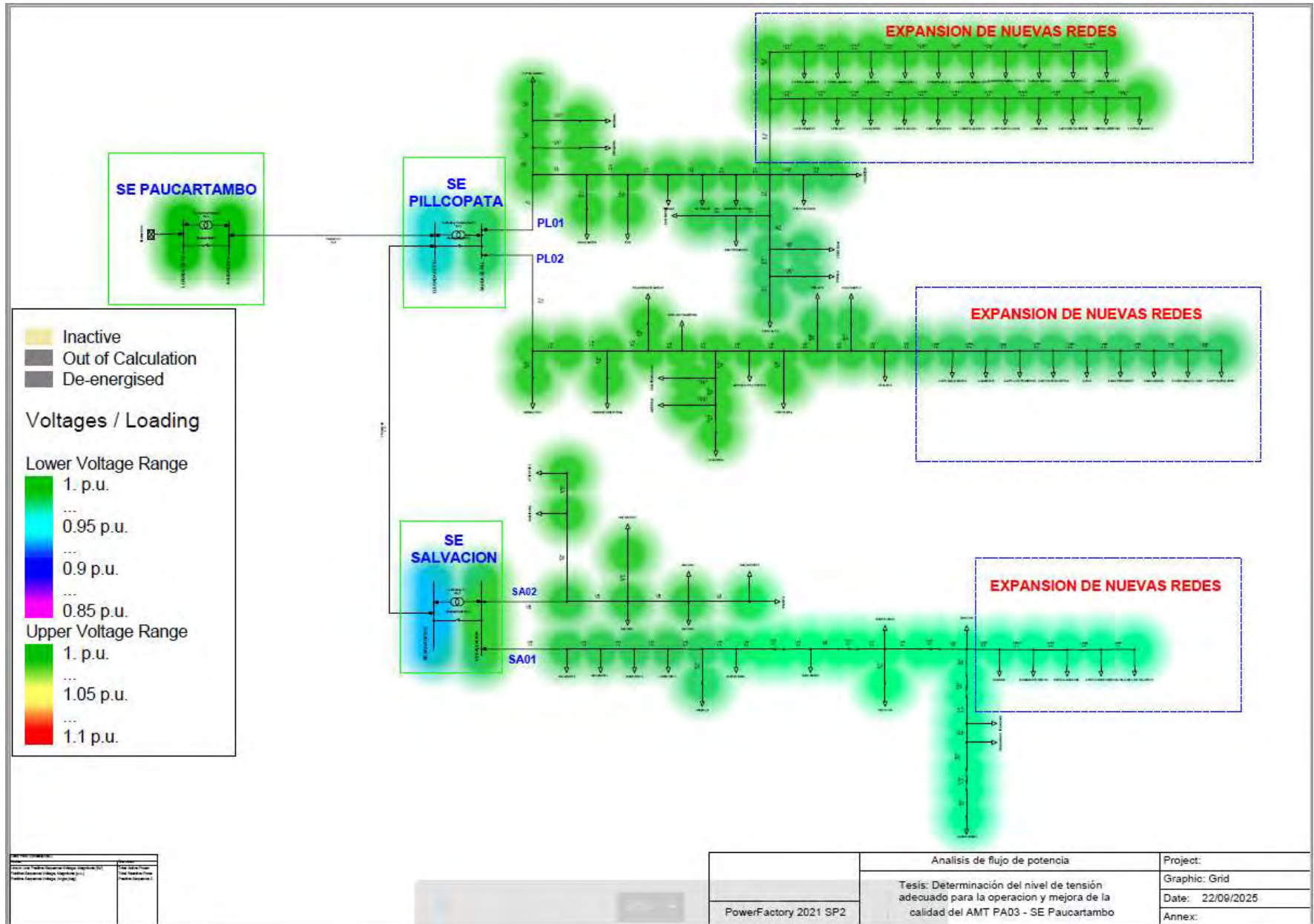
Diagrama Unifilar incorporando el proyecto con un nivel de tensión de 33 kv - 2025



Fuente: Elaboración propia

Diagrama 14

Diagrama Unifilar incorporando el proyecto con un nivel de tensión de 33 kv - 2045



Fuente: Elaboración propia

4.9. ANALISIS DEL ESCENARIO SIN INCORPORACIÓN DEL PROYECTO

Voltaje por Fase (p.u.): El voltaje en unidades por unidad (p.u.) normaliza el valor del voltaje con respecto al valor nominal. Esto permite una comparación estándar de las tensiones en el sistema, independientemente de las variaciones específicas de cada línea.

Un valor de 1 p.u. es el valor de referencia, y cualquier valor por debajo o por encima de este puede indicar una caída de tensión o un exceso de voltaje.

Los valores inferiores a 1 p.u. (por ejemplo, 0.85 p.u.) indican que el sistema está subtensionado, lo que podría afectar el rendimiento de los equipos conectados a las líneas. Si el voltaje se mantiene constantemente bajo, esto puede generar caídas de tensión en el sistema, aumentando las pérdidas de energía.

En el diagrama N°13 se presenta una simulación con un nivel de tensión de 22.9 kV para el año 2025. El análisis de flujo de potencia evalúa si la red tiene la capacidad suficiente para satisfacer tanto las demandas actuales como las futuras, además de identificar posibles caídas de tensión que podrían afectar la calidad del servicio. Mantener un nivel de tensión adecuado es esencial para el funcionamiento eficiente de la infraestructura eléctrica, y las expansiones de nuevas redes podrían estar planificadas para mejorar la fiabilidad del sistema y minimizar las pérdidas de energía.

En el diagrama N°14 se muestra una simulación con un nivel de tensión de 22.9 kV para el año 2035. En varias secciones del diagrama se destacan áreas etiquetadas como "Expansión de Nuevas Redes", las cuales se implementarán a partir del año 2026 debido a que corresponden a proyectos en construcción. El sistema eléctrico presenta zonas con alta carga y voltajes inferiores a 1 p.u., lo que podría ocasionar inestabilidad. La expansión de redes es fundamental para aumentar

la capacidad del sistema, pero es necesario realizar un monitoreo constante y ajustes continuos para garantizar que el suministro eléctrico se mantenga adecuado y eficiente.

El diagrama N°15 para el año 2045 presenta el análisis de flujo de potencia de un sistema eléctrico a 22.9 kV, resaltando las subestaciones SE Paucartambo, SE Pilcopata y SE Salvación. Los voltajes se muestran en una escala de colores que varía del azul claro al morado. La simulación indica que hay áreas con voltajes en el rango de 0.85 p.u., lo que sugiere posibles caídas de tensión.

Riesgo de inestabilidad: La falta de expansión en el sistema podría mantener los voltajes bajos en algunas áreas, lo que resultaría en un suministro de energía ineficiente y daños potenciales a los equipos eléctricos debido a las sobrecargas y las caídas de tensión.

4.10. ANALISIS DEL ESCENARIO CON INCORPORACIÓN DEL PROYECTO

El diagrama N°17 para el año 2025 muestra que el sistema está funcionando de manera eficiente con una tensión de 33 kV, cumpliendo con los parámetros establecidos y sin mostrar caídas de tensión significativas. No obstante, las expansiones de redes proyectadas son cruciales para atender el aumento de la demanda de energía en el futuro. Es esencial que el monitoreo de voltaje continúe siendo prioritario para asegurar que el sistema conserve su estabilidad y eficiencia mientras se desarrollan nuevas infraestructuras.

Con el paso del tiempo, para el año 2045, el diagrama N°18 demuestra que el sistema sigue manteniendo un nivel de tensión adecuado, lo que indica que las acciones implementadas, como las expansiones de redes y el monitoreo constante, han sido exitosas para garantizar la estabilidad y eficiencia del suministro eléctrico. Incorporar el proyecto de 33 kV lo antes posible permitirá optimizar la distribución de energía, reducir pérdidas y mantener los voltajes en niveles adecuados, asegurando un sistema más estable y confiable.

4.11 ANÁLISIS DE LA CAÍDA DE TENSION EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

- **1. Cálculo de la Caída de Tensión en 22.9 kV (Año 2045):**

- o Tensión Nominal (Vn): 22.90 kV
- o Tensión Final en Salvación: 19.99 kV
- o Pérdida de Voltaje: 22.90 kV - 19.99 kV = 2.91 kV
- o Porcentaje de Caída ($\Delta V\%$) $(2.91/22.90) \times 100 = 12.71\%$

- **2. Cálculo de la Caída de Tensión en 33 kV (Año 2045):**

- Tensión Nominal (Vn): 33.00 kV (implícito en el nuevo proyecto)
- Tensión Final en Salvación (Tramo 02): 31.16 kV
- Pérdida de Voltaje: 33.00 kV - 31.16 kV = 1.84 kV
- Porcentaje de Caída ($\Delta V\%$) $(1.84/33.00) \times 100 = 5.58\%$

- **3. Comparación y Mejora:**

Para hallar la mejora en la regulación, comparamos cuánto se redujo la brecha de pérdida:

- **Reducción de la caída:** Pasamos de una caída del **12.71%** a una de solo **5.58%**.

$$Mejora = 1 - \left(\frac{5.58\%}{12.71\%} \right)$$

$$Mejora = 1 - 0.4390 = 0.561$$

Importante: El resultado de **0.561** equivale a una **mejora del 56.1%** en la eficiencia de la caída de tensión. Esto significa que al subir a **33 kV**, se recupera más de la mitad del voltaje .

CAPITULO V

ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN PARA EL ALIMENTADOR PA-03

5.1. RESUMEN

En este capítulo se realiza el análisis económico de la alternativa de solución propuesta, para lo cual se desarrolla el procedimiento de análisis de flujo de potencia. Se propone una alternativa que consiste en elevar el nivel de tensión a 33 kV en la salida PA-03 desde la subestación Paucartambo, lo que permitirá poner en operación las subestaciones de Pilcopata y Salvación.

La alternativa de solución es evaluada económicamente utilizando los métodos VAN (Valor Actual Neto) y TIR (Tasa Interna de Retorno), con el fin de determinar su viabilidad económica y el retorno de inversión a largo plazo. Este análisis permitirá valorar los costos iniciales de implementación, los beneficios a lo largo del tiempo y la rentabilidad de la solución propuesta.

5.2. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA ALTERNATIVA.

Para evaluar la rentabilidad de las alternativas propuestas en este estudio, se deben considerar tanto los ingresos (beneficios incrementales) como los egresos (costos incrementales). A partir de estos datos, se determinarán los indicadores económicos clave: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), la razón beneficio/costo (B/C) y el tiempo de recuperación. Estos indicadores proporcionarán una evaluación clara de la viabilidad económica de cada alternativa, permitiendo así tomar decisiones informadas sobre la opción más rentable y sostenible a largo plazo.

5.3. DETERMINACIÓN DE LOS INDICADORES ECONÓMICOS CON LA PROPUESTA INCLUIDA

- Para fundamentar la viabilidad del proyecto, el desarrollo de la investigación contempla un análisis riguroso de la inversión inicial necesaria, partiendo de la premisa de que la mejora técnica debe ser económicamente sustentable. La propuesta técnica que se viene ejecutando consiste en la reconfiguración y elevación del nivel de tensión a 33 kV en el alimentador PA-03 (88 km), lo que implica la planificación para la activación y adecuación de las subestaciones de transformación Pilcopata y Salvación.
- Con el fin de asegurar la fiabilidad en la construcción de los indicadores económicos, se viene aplicando el siguiente procedimiento metodológico:
- Aplicación de Metodología de Costeo: Se está empleando el software especializado Delphin Express, herramienta de referencia en ingeniería eléctrica para la elaboración de costos y presupuestos. El uso de este software permite desglosar de manera técnica los costos directos (suministro de materiales, mano de obra especializada y equipos) e indirectos (gastos generales y utilidades) que demanda la obra.
- Elaboración del Presupuesto de Inversión: Mediante la plataforma mencionada, se está consolidando un presupuesto detallado que considera los precios de mercado actuales para componentes de alta tensión y los costos logísticos específicos para el despliegue en la zona geográfica del proyecto. Esta actividad permite estructurar una base de datos real sobre el monto total de inversión de la mejora.
- Determinación del Gasto de Capital para la Evaluación Financiera: El proceso incluye la consolidación de los resultados del presupuesto como el insumo principal de la inversión de activos fijos. Este valor se integra en el flujo de caja del proyecto para, posteriormente, calcular los indicadores de rentabilidad que determinarán si la solución técnica es financieramente sostenible a largo plazo.

Tabla 12.
Presupuesto de obra de incluir proyecto

PRESUPUESTO DE OBRA

PROYECTO : DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024
PROPIETARIO : JUAN WALDIR LLAMOCCA ANCHAYA
UBICACION : DPTO: CUSCO PROV: PAUCARTAMBO DIST: KOSÑIPATA LOC: PILCOPATA -SALVACION
FECHA DE PROY. : 2/05/2025

Item	Descripción	Unid.	Cant.	Precio	Total
1	<u>SUMINISTRO DE MATERIALES REDES PRIMARIAS</u>	-	-	-	<u>626948.1</u>
1.01	TRANSFORMADOR ELEVADOR				541800
01.01.01	TRANSFORMADOR ELEVADOR	und	1	450000	450000
01.01.02	PORTICO DE SALIDA	und	1	25000	25000
01.01.03	SECCIONADOR DE LINEA	und	3	2800	8400
01.01.04	SECCIONADOR DE BARRA	und	3	2800	8400
01.01.05	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	und	3	5000	15000
01.01.06	TRANSFORMADOR DE TENSION	und	3	5000	15000
01.01.07	MATERIALES PARA BASES DE OBRAS CIVILES	glb	1	20000	20000
2	<u>MONTAJE ELECTROMECHANICO</u>	-	-	-	<u>42400</u>
2.01	OBRAS PRELIMINARES				2400
02.01.02	ALMACEN	mes	3	800	2400
2.05	MONTAJE DE TRANSFORMADOR				40000
02.05.01	MONTAJE DE EQUIPOS	glb	1	10000	10000
02.05.02	MONTAJE DE PATIO DE LLAVES	glb	1	10000	10000
02.05.03	PUESTA EN OPERACION	glb	1	10000	10000
02.05.04	OBRAS CIVILES	glb	1	10000	10000
3	<u>TRANSPORTE</u>	-	-	-	<u>42748.1</u>
3.01	TRANSPORTE DE MATERIALES 7%				<u>42749.1</u>
03.01.01	TRANSPORTE	glb	1	42749.1	42749.1

Costo Directo	626948.1
Costo Indirecto	248,948.40
Costo Total	875896.5

En función del resultado del presupuesto para la alternativa que incluye el cambio de nivel de tensión, se procede al cálculo de los indicadores económicos. Los datos de entrada que se consideran para este cálculo son los siguientes:

5.3.1. Número de abonados por tipo de consumo de energía.

Tabla 13.

Número de abonados por tipo de consumo de energía- Información proporcionada por ELSE

Abonados (clientes)	Número	Consumo
	(clientes)	(kW.h/cliente)
Número de abonados domésticos tipo I	1828	30
Número de abonados domésticos tipo II	546	70
Número de abonados comerciales	168	110
Número de abonados de Uso General	58	110
Número de abonados de peq. Industrias	48	150
Tasa de Crecimiento - Consumo por usuario		2.20%
Tasa de Crecimiento Poblacional INEI		2.40%

5.3.2. Costos de operación y mantenimiento.

Tabla 14.

Costo de Operación y mantenimiento - Información de Osinergmin y BCR (Banco Central de Reserva del Perú).

Costo de Operación y Mantenimiento (COyM)	3.00%
Tipo de Cambio	3.23
Precio en Barra de la Potencia de Punta - PPB (S/kW-mes)	30.69
Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta - PEBP (cS/kW-h)	16.84
Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta - PEBF (cS/kW-h)	14.98
Factor de Ponderación	0.194
Facto de carga del Sistema Eléctrico	100%
Precio de Energía Ponderada (cS/kW-h)	19.6

5.3.3. Número de abonados por tipo de consumo de energía.

Tabla 15.

Tarifa por consumo de energía BT5B residencial sin FOSE o BT7 (ELSE)

ANALISIS GENERAL DE LA DEMANDA DEL SERVICIO	AÑOS				
	0	5	10	15	20
DESCRIPCIÓN	2025	2030	2035	2040	2045
Población Total (hab.)	9,940	11,192	12,602	14,190	15,977
Número de abonados domésticos	2,374	2,673	3,010	3,389	3,816
Número de abonados comerciales	168	189	213	240	270
Número de abonados de Uso General	58	65	74	83	93
Número de abonados de peq. Industrias	48	54	61	69	77
Número de abonados Totales	2,648	2,982	3,357	3,780	4,256
Maxima Demanda (MW)	0.782	1.579	1.806	2.100	2.350

5.3.4. Análisis de la demanda según el tipo de abonado.

Tabla 16.

Análisis general de la demanda del servicio

Tarifas de Venta de Energía Activa	
Tarifa Residencial (cS/kW-h)	74.67
Tarifa Alumbrado público (cS/kW-h)	67.53
Cargo fijo (S./mes)	6.41

5.3.5. Análisis de los beneficios incrementales.

Tabla 17.

Cálculo de los beneficios incrementales con ayuda del aplicativo Invierte Perú.

BENEFICIOS INCREMENTALES	AÑOS				
	0	5	10	15	20
RUBRO	2025	2030	2035	2040	2045
BENEFICIOS INCREMENTALES (S/.)		1,801,741.00	2,334,742.00	3,024,545.00	3,618,139.00

5.3.6. Análisis de los costos incrementales.

Tabla 18.

Análisis de los costos incrementales.

COSTOS INCREMENTALES	AÑOS				
	0	5	10	15	20
Compra de energía	-	518,476.50	631,748.50	771,653.00	944,447.50
Costo de operación y mantenimiento	-	26,277.00	26,277.00	26,277.00	26,277.00
Impuesto a la renta	-	246,210.00	300,786.00	367,812.00	450,165.50
COSTO TOTAL de OyM	-	790,963.50	958,811.50	1,165,742.00	1,420,890.00
COSTO TOTAL DE LA INVERSIÓN	875,896.50	-	-	-	-
TOTAL, COSTOS INCREMENTALES	875,896.50	790,963.50	958,811.50	1,165,742.00	1,128,924.00

5.3.7. Análisis de los beneficios netos

Tabla 19

Cálculo de los beneficios netos con ayuda del aplicativo Invierte Perú.

VALOR ACTUAL DE BENEFICIOS NETOS	AÑOS				
	0	5	10	15	20
RUBRO	2025	2030	2035	2040	2045
BENEFICIOS INCREM. (S/.)	0	1,801,741.00	2,334,742.00	3,024,545.00	3,618,139.00
COSTOS INCREM. (S/.)	875,896.50	790,963.50	958,811.50	1,165,742.00	1,128,924.00
BENEFICIOS NETOS (S/.)	875,896.50	1,010,777.50	1,375,930.50	1,858,803.00	2,489,215.00
B/C	0	2.3	2.4	2.6	3.2

5.3.8. Resultados de los indicadores económicos.

Tabla 20.

Cálculo de los indicadores económicos con ayuda del aplicativo Invierte Perú.

Indicador Económico - Nivel de Tensión 33kV	Valor	Unidad
---	-------	--------

Periodo de recuperación (año)	6.47	años
Tasa de descuento (%)	8.00%	porcentaje
VAN (S/.)	S/ 1,569,381.00	soles
TIR (%)	14.5%	porcentaje

5.3.9. Análisis del Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR)

La viabilidad económica del proyecto se determinó mediante el cálculo de los indicadores de rentabilidad clásicos, ajustados a un horizonte de evaluación de 20 años. Al aplicar una Tasa de Descuento Social del 8%, el proyecto arroja un Valor Actual Neto (VAN) de S/. 1,569,381.00. Dado que el $VAN > 0$, se concluye que la inversión no solo recupera el capital invertido y el costo de oportunidad, sino que genera una riqueza excedente sustancial para la entidad ejecutora.

Complementariamente, la Tasa Interna de Retorno (TIR) obtenida es de 14.5%. Este indicador representa la rentabilidad intrínseca de los flujos de caja del proyecto. Al ser la $TIR > \text{Tasa de Descuento}$ ($14.5\% > 8\%$), se ratifica la solidez financiera de la propuesta frente a variaciones moderadas en los costos operativos o de inversión.

5.3.10. Análisis de Beneficios y Costos Incrementales

Beneficios Incrementales: Alcanzan un valor actualizado de S/. 5,551,653.28. Esta cifra es el resultado de la optimización en la venta de energía y la mejora en la continuidad del servicio para el número de abonados proyectados, considerando el incremento de la demanda máxima hasta los niveles de 0.78 MW analizados.

- Costos Incrementales: El valor actual de los costos asciende a S/. 2,257,848.30. Este rubro incluye la inversión inicial de capital realizada en el año cero por S/. 875,896.50, así como

los gastos operativos, mantenimiento y la carga impositiva (Impuesto a la Renta) calculada sobre las utilidades generadas.

5.3.11. Relación Beneficio/Costo (B/C) y Periodo de Recuperación

La eficiencia del proyecto se sintetiza en la relación Beneficio/Costo de 2.46. Esta ratio indica que por cada unidad monetaria invertida en el sistema de 33 kV, el proyecto retorna 2.46 unidades en términos de beneficios sociales y económicos actualizados.

Finalmente, el Periodo de Recuperación de la Inversión se estima en 6.47 años. Este plazo es altamente favorable para proyectos de infraestructura eléctrica, ya que la recuperación total del capital se produce antes de completar el primer tercio de la vida útil del sistema (20 años), minimizando así el riesgo de exposición financiera a largo plazo.

CONCLUSIONES

- Al desarrollar el estudio de calidad del producto con un nivel de tensión adecuado se concluye que el sistema actual de 22.9 kV resulta insuficiente para la demanda proyectada, siendo la transición a 33 kV la solución técnica más eficaz para el alimentador PA-03. Esta modificación incrementa la capacidad de regulación de voltaje en un 56%, lo que resuelve el problema de las caídas de tensión excesivas provocadas por la gran longitud del alimentador. Esta mejora técnica asegura un nivel de tensión de 0.94 p.u. en el nodo más crítico - Subestación Salvación hacia el año 2045, logrando que el suministro se mantenga estable y dentro de los rangos permitidos por la NTCSE (±7.5%) durante todo el horizonte del proyecto.
- Tras diagnosticar la situación operativa del alimentador PA-03 y las subestaciones Paucartambo-Pilcopata-Salvación, se determinó que el sistema actual de 22.9 kV alcanzará su límite técnico admisible de 21.18 kV en el año 2027. Este hallazgo confirma que la infraestructura actual es insuficiente para garantizar la calidad del producto, ya que la excesiva longitud del alimentador degrada los niveles de tensión por debajo de los estándares operativos permitidos, incluso bajo condiciones de demanda mínima.
- El análisis del alimentador PA-03 demuestra que el nivel de tensión actual de 22.9 kV es insuficiente para la demanda proyectada al año 2045, ya que presenta una caída de tensión del 12.71% (19.99 kV), superando los límites permitidos por la NTCSE. Con la implementación del nivel de 33 kV, se logra reducir la caída a un 5.58% (31.16 kV), lo que

valida la hipótesis planteada: el cambio a niveles de tensión normalizados superiores garantiza una operación estable.

- El análisis financiero confirma que el proyecto de puesta en servicio de la línea de subtransmisión con el voltaje adecuado para el alimentador PA-03 es técnica y económicamente viable. Se obtuvo una relación beneficio-costos de 2.46, lo que significa que por cada sol invertido se genera un retorno de S/. 2.46 en valor presente. Estos resultados, sumados a un VAN de S/. 1,569,381.00 y una TIR de 14.5% frente a una inversión de S/. 875,896.50, validan la hipótesis planteada: la inversión genera una rentabilidad positiva y robusta.
- Se concluye que la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A. otorgó formalmente la conformidad técnica al proyecto de la "Subestación de Transformación 33/22.9 kV - Pillcopata, Paucartambo - Cusco" (Código N° 2014007-0016) mediante la Resolución N°. GP-0174-2015 CP/SD, documento de vital importancia que se encuentra incorporado en la sección de Anexos de la presente tesis (ver Anexo 07). Esta resolución certifica plenamente que la infraestructura cumple con los criterios de diseño del Código Nacional de Electricidad (CNE) y las normas técnicas de electrificación rural vigentes, quedando técnicamente apta para su recepción, transferencia y posterior operación comercial en beneficio de la población.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda iniciar el proceso de migración del nivel de tensión del alimentador PA-03 de 22.9 kV a 33 kV de manera prioritaria. Esta acción es indispensable para corregir la caída de tensión proyectada del 12.71%, la cual excede los límites técnicos de la NTCSE, asegurando así que la tensión final en la Subestación Salvación se estabilice en los 31.16 kV requeridos para una operación de calidad.
- Dado que el análisis financiero arrojó indicadores de alta robustez, como un VAN de S/. 1,569,381.00 y una relación beneficio-costos de 2.46, se recomienda proceder con la gestión de los recursos para la inversión de S/. 875,896.50. El retorno de S/. 2.46 por cada sol invertido justifica plenamente la asignación presupuestal inmediata, minimizando el riesgo de pérdidas económicas por ineficiencia en el transporte de energía.
- Con el fin de asegurar que se cumpla la hipótesis de una operación estable durante todo el horizonte del proyecto (hasta el año 2045), se recomienda establecer un protocolo de monitoreo continuo de la cargabilidad y los niveles de tensión en las Subestaciones Paucartambo-Pilcopata-Salvación. Esto permitirá verificar en tiempo real la reducción de pérdidas por caída de tensión y validar los beneficios financieros proyectados durante la puesta en servicio.
- Se recomienda exigir a la fecha, de manera inmediata y prioritaria, a la entidad concesionaria Electro Sur Este S.A.A. y al Gobierno Regional de Cusco (como unidad ejecutora), poner en operación comercial la Subestación de Transformación de Pilcopata en el nivel de tensión

de 33/22.9 kV. Para fundamentar técnica y legalmente este requerimiento, se debe tomar como base la Resolución de Conformidad, demandando el cumplimiento estricto de su punto Noveno para proceder con la suscripción del contrato de operación y mantenimiento, la firma del acta de recepción de obra y la entrega de protocolos y garantías de los equipos instalados. Esta exigencia es indispensable para asegurar que la conformidad técnica otorgada se traduzca finalmente en un servicio eléctrico real, continuo y eficiente para el distrito de Kosñipata.

TÍTULO: “DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSION ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA - 03. SUBESTACIÓN SALVACIÓN - SUBESTACIÓN PILCOPATA 2024”

Problema	Objetivos	Hipótesis	Conclusiones	Metodología – población	Variables e indicadores
Problema general:	Objetivo general:	Hipótesis general:	Conclusión general:		
¿Cómo influye la determinación del nivel de tensión adecuado en la operación y mejora de la calidad del producto del alimentador PA-03 de las subestaciones Paucartambo, Pilcopata y Salvación durante el año 2024?	Desarrollar el estudio de calidad del producto mediante la determinación del nivel de tensión adecuado para la operación del alimentador PA-03 Subestaciones Paucartambo-Pilcopata-Salvación 2024.	La implementación de niveles de tensión adecuados y normalizados mejora significativamente la calidad del producto en el alimentador PA-03 de las Subestaciones Paucartambo-Pilcopata-Salvación, optimizando la cargabilidad del sistema y reduciendo las caídas de tensión.	Al desarrollar el estudio de calidad del producto con un nivel de tensión adecuado se concluye que el sistema actual de 22.9 kV resulta insuficiente para la demanda proyectada, siendo la transición a 33 kV la solución técnica más eficaz para el alimentador PA-03. Esta modificación incrementa la capacidad de regulación de voltaje en un 56%, lo que resuelve el problema de las caídas de tensión excesivas provocadas por la gran longitud del alimentador. Esta mejora técnica asegura un nivel de tensión de 0.94 p.u. en el nodo más crítico - Subestación Salvación hacia el año 2045, logrando que el suministro se mantenga estable y dentro de los rangos permitidos por la NTCSE (±7.5%) durante todo el horizonte del proyecto.	Tipo: Analítico Deductivo Nivel de investigación: Explicativa. Población: Las Subestaciones y el alimentador PA-03 Muestra: Las Subestaciones y el alimentador PA-03	Variable Independiente: Nivel de tensión adecuado para la operación. Indicadores: Niveles de tensiones adecuado normalizadas.
Problemas específicos:	Objetivos específicos:	Hipótesis específicas:	Conclusiones específicas	Técnicas de recolección de datos:	Variable Dependiente:
a) ¿Cuál es la situación actual del alimentador PA - 03. Subestaciones Paucartambo-Pilcopata-Salvación 2024? b) ¿Cuáles son los límites operativos de calidad de producto, basados en la evaluación de los niveles de tensión, que garantizarán una operación estable del alimentador PA-03 Subestaciones Paucartambo-Pilcopata-Salvación 2024? c) ¿Cuál sería el costo de la puesta n servicio de la línea de subtransmisión con el voltaje adecuado del alimentador PA-03. Subestaciones Paucartambo-Pilcopata-Salvación 2024?	a) Diagnosticar la situación actual del alimentador PA-03 Subestaciones Paucartambo-Pilcopata-Salvación 2024. b) Analizar los límites operativos de calidad de producto mediante la evaluación de los niveles de tensión, para la operación estable y eficiente del alimentador PA-03 Subestaciones Paucartambo-Pilcopata-Salvación 2024. c) Determinar el costo - beneficio de la línea de subtransmisión adecuado del alimentador PA-03. Subestaciones Paucartambo-Pilcopata-Salvación 2024.	a) La situación actual del alimentador PA-03 presenta niveles de tensión fuera de los rangos normalizados, lo que afecta la estabilidad operativa de las subestaciones en el periodo 2024. b) Determinar límites operativos de calidad de producto con un nivel de tensión adecuado para la operación del alimentador PA - 03. Subestaciones Paucartambo-Pilcopata-Salvación 2024 permite encontrar valores apropiados según normativas. c) Determinar el costo de la línea adecuado del alimentador PA - 03 Subestaciones Paucartambo-Pilcopata-Salvación 2024 indica un valor menor a 800 000 dólares.	a) Tras diagnosticar la situación operativa del alimentador PA-03 y las subestaciones Paucartambo-Pilcopata-Salvación, se determinó que el sistema actual de 22.9 kV alcanzará su límite técnico admisible de 21.18 kV en el año 2027. Este hallazgo confirma que la infraestructura actual es insuficiente para garantizar la calidad del producto, ya que la excesiva longitud del alimentador degrada los niveles de tensión por debajo de los estándares operativos permitidos, incluso bajo condiciones de demanda mínima. b) El análisis del alimentador PA-03 demuestra que el nivel de tensión actual de 22.9 kV es insuficiente para la demanda proyectada al año 2045, ya que presenta una caída de tensión del 12.71% (19.99 kV), superando los límites permitidos por la NTCSE. Con la implementación del nivel de 33 kV, se logra reducir la caída a un 5.58% (31.16 kV), lo que valida la hipótesis planteada: el cambio a niveles de tensión normalizados superiores garantiza una operación estable. c) El análisis financiero confirma que el proyecto de puesta en servicio de la línea de subtransmisión con el voltaje adecuado para el alimentador PA-03 es técnica y económicamente viable. Se obtuvo una relación beneficio-costos de 2.46, lo que significa que por cada sol invertido se genera un retorno de S/. 2.46 en valor presente. Estos resultados, sumados a un VAN de S/. 1,569,381.00 y una TIR de 14.5% frente a una inversión de S/. 875,896.50, validan la hipótesis planteada: la inversión genera una rentabilidad positiva y robusta	Análisis documental Observación. Instrumentos de recolección de datos. Base de datos de la oficina del centro de control de Electro Sur Este S.A.. Ficha de registro Los softwares como ayuda son: - DigSilent 2021 - Microsoft Office 2019. - AutoCAD 2025	Variable Dependiente: calidad del producto Indicadores: Caída de tensión

BIBLIOGRAFÍA

- Alania, C. (2022). Análisis de la coordinación de protecciones del sistema eléctrico Cosapi, por incremento de la potencia en el área mina 16, para garantizar la continuidad del suministro eléctrico – Cosapi minería. Universidad Continental [tesis de pegrado]. https://repositorio.continental.edu.pe/bitstream/20.500.12394/11552/4/IV_FIN_109_TSP_Ayala_Alania_2022.pdf
- Cardero, E., Irina , F., Castro, N., García, D., Cervantes , O., & Dunia del Rosario , F. (2022). Reconfiguración multiobjetivo en sistemas de distribución primaria con presencia de generación distribuida. chilena de ingeniería, 30(3). <https://doi.org/10.4067/S0718-33052022000300592>
- Chiliquinga, W., & Robles, P. (2022). CONSIDERACIONES EN EL DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS, INCLUYENDO EL EFECTO DEL GRADIENTE DE POTENCIAL EN LAS ESTRUCTURAS METÁLICAS CIRCUNDANTES. de Ciencia y Tecnología, 1(28), 9-12. <https://doi.org/10.17163/ings.n28.2022.01>.
- Quiroz, C. (2022). ANÁLISIS DEL MEJORAMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 33KV S.E. CASERÍO DE ARICOTA – S.E. TARATA, DISTRITO DE TARATA, PROVINCIA DE TARATA, DEPARTAMENTO DE TACNA. UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN AGUSTÍN DE AREQUIPA [tesis de maestria]. <https://repositorio.unsa.edu.pe/server/api/core/bitstreams/96cedbe2-54e0-4b9f-b112-e0f96be483fc/content>
- Barrios , L., Garcés, D., Morell, J., & Rabelo, K. (2023). Coordinación de protecciones y análisis de fallas en circuitos de distribución, caso del circuito Y410. Ingeniería Energética, 44(3). sciendo.sld.cu/sciendo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012023000300080&lng=en&tlng=es.
- Campaña, L. (2021). Análisis de los esquemas de protección existentes para las líneas de 33 kV en la zona Sur Occidente del OR CHEC a partir de la instalación de generación síncrona. Universidad Nacional de Colombia [tesis de pregrado]. <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/80806?show=full>
- Cruz, R. (2020). Metodología para localizar fallas en las líneas de transmisión L-6018 66kv y L-1030 33kv asistido por computador - 2018. Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco [TESIS DE PREGRADO]. <http://hdl.handle.net/20.500.12918/5265>
- Gallardo, C., Gordón, C., Brito, G., & Salazar, F. (2022). Revisión bibliográfica de las características eléctricas de sistemas de captación de energía. CienciaAmerica, 11(2). <https://doi.org/10.33210/ca.v11i2.400>.
- García , E., & Magdaleno, A. (2022). Análisis de los instrumentos de planeación urbano-ambientales en el AMG. Avances y retos en la agenda 2030. Seminario Internacional de Investigación en Urbanismo, 1(14). <https://doi.org/10.5821/siiu.12049>

- Hernández-Sampieri, R., & Mendoza, C. P. (2018). Metodología de la investigación: las rutas cuantitativa, cualitativa y mixta. McGraw-Hill Education.
- Ñaupas Paitán, H., Mejía Mejía, E., Novoa Ramírez, E., & Villagómez Paucar, A. (2013). Metodología de la investigación cuantitativa - cualitativa y redacción de la tesis. Ediciones de la U.
- Lerma González, H. D. (2022). Metodología de la investigación. Propuesta, anteproyecto y proyecto. Ecoe Ediciones.
- Castellano Caridad, M. I., Bittar Granado, O., Castellano Martínez, N., & Silva Guerra, H. (2020). Incursionando en el mundo de la investigación: orientaciones básicas. Editorial Unimagdalena.

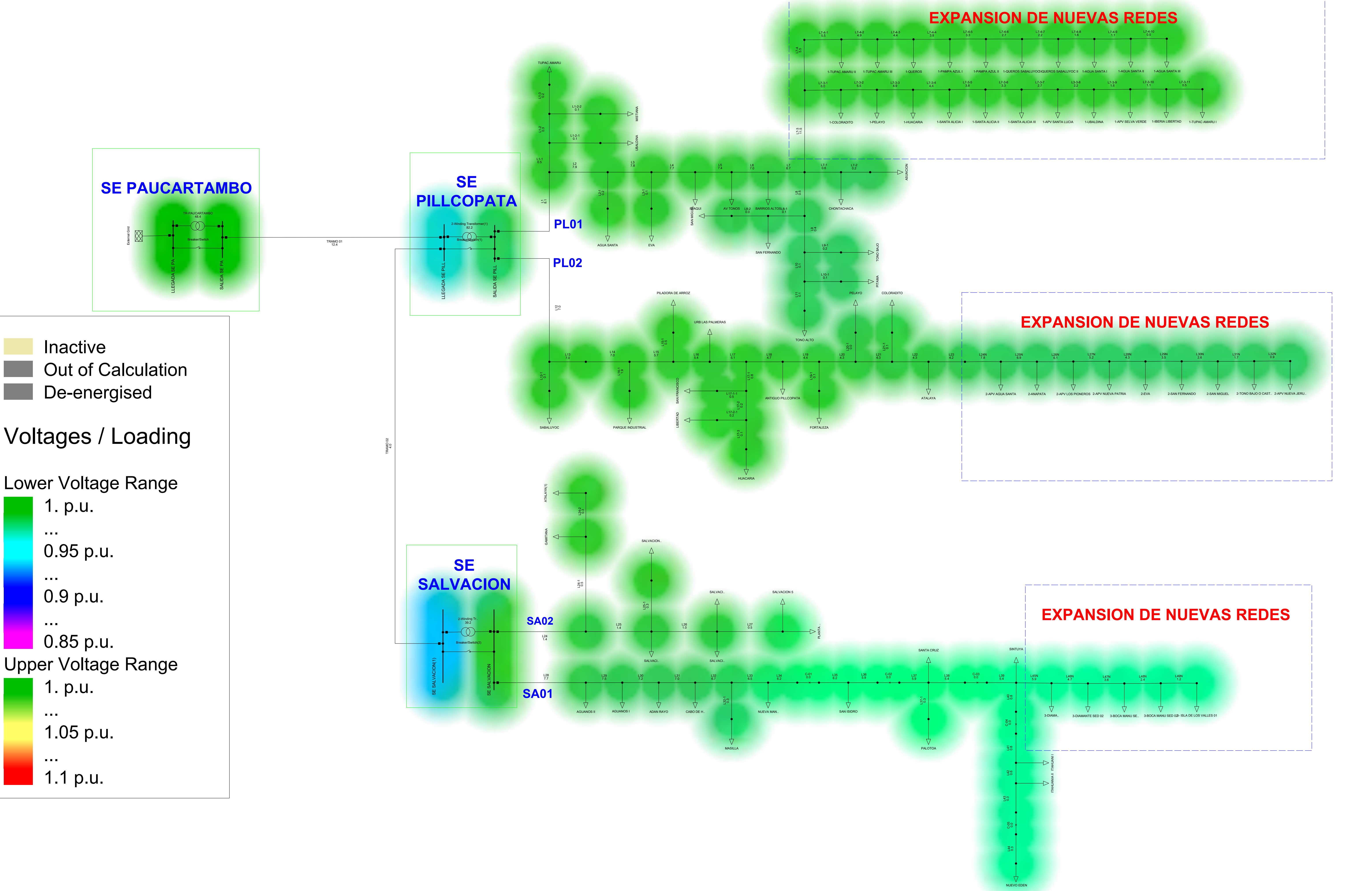
ANEXOS

ANEXO 01

REPORTES DE SIMULACIONES CONSIDERANDO EL PROYECTO DE LA LÍNEA DE 33
KV DESDE EL AÑO 2026-2045

Reportes considerando el proyecto de la línea de 33 kV - año 2045							
Línea	Longitud (Km)	Inominal (KA)	I (KA)	Cargabilidad (%)	Perdidas (KW)	V fase (KV)	V fase (p.u.)
L1	0.174	0.270	0.022	8.136	0.058	13.058	0.988
L1-1	0.970	0.145	0.001	0.450	0.000	13.043	0.986
L1-2	0.762	0.180	0.001	0.296	0.000	13.042	0.986
L1-2-1	1.281	0.180	0.000	0.072	0.000	13.042	0.986
L1-2-2	2.482	0.180	0.000	0.107	0.000	13.042	0.986
L1-3	0.379	0.180	0.000	0.196	0.000	13.042	0.986
L10	2.215	0.180	0.000	0.115	0.000	13.016	0.984
L10-1	1.199	0.180	0.000	0.054	0.000	13.016	0.984
L11	3.712	0.180	0.000	0.060	0.000	13.016	0.984
L12	2.647	0.270	0.019	7.029	0.731	13.058	0.988
L12-1	8.374	0.180	0.000	0.099	0.000	13.030	0.986
L13	0.250	0.270	0.019	6.986	0.069	13.044	0.987
L14	0.300	0.270	0.019	6.987	0.082	13.043	0.987
L14-1	0.004	0.180	0.003	1.932	0.000	13.042	0.986
L15	0.280	0.270	0.015	5.724	0.051	13.042	0.986
L15-1	1.638	0.180	0.001	0.534	0.001	13.040	0.986
L16	0.092	0.270	0.015	5.377	0.015	13.040	0.986
L17	0.075	0.270	0.014	5.145	0.011	13.040	0.986
L17-1	0.161	0.145	0.001	0.823	0.000	13.040	0.986
L17-1-1	0.030	0.180	0.001	0.457	0.000	13.040	0.986
L17-2	1.079	0.180	0.000	0.213	0.000	13.025	0.985
L17-2-1	0.628	0.180	0.000	0.192	0.000	13.024	0.985
L17-3	4.781	0.180	0.000	0.052	0.000	13.024	0.985
L18	0.248	0.270	0.013	4.707	0.031	13.040	0.986
L19	0.245	0.270	0.012	4.366	0.027	13.039	0.986
L19-1	1.800	0.145	0.000	0.072	0.000	13.023	0.985
L2	1.603	0.270	0.021	7.897	0.525	13.057	0.988
L2-1	0.040	0.180	0.000	0.152	0.000	13.032	0.986
L20	2.149	0.270	0.012	4.330	0.233	13.038	0.986
L20-1	2.215	0.180	0.000	0.045	0.000	13.016	0.984
L21	0.993	0.270	0.012	4.302	0.107	13.031	0.986
L21-1	2.215	0.180	0.000	0.067	0.000	13.013	0.984
L22	2.064	0.270	0.011	4.260	0.221	13.028	0.985
L23	1.000	0.270	0.011	4.186	0.103	13.022	0.985
L24	0.053	0.270	0.004	1.378	0.001	13.069	0.988
L24-1	5.400	0.180	0.001	0.518	0.003	13.069	0.988
L24-2	1.260	0.180	0.000	0.260	0.000	13.068	0.988
L24N	0.080	0.145	0.011	7.795	0.004	13.019	0.985
L25	0.493	0.195	0.003	1.437	0.008	13.069	0.988
L25-1	0.633	0.180	0.000	0.260	0.000	13.068	0.988
L25N	0.080	0.145	0.010	6.929	0.004	13.019	0.985
L26	0.617	0.180	0.002	1.039	0.001	13.068	0.988
L26N	0.080	0.145	0.009	6.062	0.003	13.019	0.985
L27	0.511	0.180	0.001	0.520	0.000	13.068	0.988
L27N	0.080	0.145	0.008	5.196	0.002	13.018	0.985
L28	5.400	0.195	0.015	7.734	2.442	13.069	0.988
L28N	0.080	0.145	0.006	4.330	0.001	13.018	0.985
L29	0.053	0.195	0.015	7.479	0.022	13.015	0.984
L29N	0.080	0.145	0.005	3.464	0.001	13.018	0.985
L3	1.638	0.270	0.021	7.799	0.531	13.048	0.987
L3-1	0.963	0.180	0.000	0.107	0.000	13.022	0.985
L3-3-8	0.080	0.145	0.003	2.192	0.000	13.035	0.986
L30	1.651	0.195	0.014	7.225	0.652	13.014	0.984
L30N	0.080	0.145	0.004	2.598	0.000	13.018	0.985
L31	1.595	0.195	0.014	6.970	0.586	12.999	0.983
L31N	0.080	0.145	0.003	1.732	0.000	13.018	0.985
L32	2.190	0.195	0.013	6.715	0.747	12.985	0.982
L32-1	0.984	0.195	0.001	0.259	0.000	12.966	0.981
L32N	0.080	0.145	0.001	0.866	0.000	13.018	0.985
L33	3.150	0.195	0.013	6.461	0.994	12.966	0.981
L34	1.460	0.195	0.012	6.205	0.425	12.939	0.979
L35	0.950	0.195	0.012	6.205	0.277	12.928	0.978
L36	0.780	0.195	0.012	5.949	0.209	12.920	0.977

Reportes considerando el proyecto de la línea de 33 kV - año 2045							
Línea	Longitud (Km)	Inominal (KA)	I (KA)	Cargabilidad (%)	Perdidas (KW)	V fase (KV)	V fase (p.u.)
L37	5.950	0.195	0.012	5.950	1.592	12.914	0.977
L37-1	1.230	0.195	0.001	0.261	0.001	12.868	0.973
L38	0.247	0.195	0.011	5.436	0.055	12.868	0.973
L39	1.655	0.195	0.011	5.436	0.370	12.866	0.973
L4	0.125	0.270	0.021	7.729	0.040	13.039	0.986
L40	0.633	0.180	0.002	0.847	0.001	12.855	0.972
L41	15.450	0.180	0.002	0.846	0.019	12.855	0.972
L42	0.336	0.180	0.001	0.557	0.000	12.850	0.972
L43	0.388	0.180	0.001	0.288	0.000	12.850	0.972
L44	11.610	0.180	0.001	0.287	0.002	12.850	0.972
L45N	0.080	0.145	0.009	5.931	0.003	12.855	0.972
L46N	0.080	0.145	0.007	4.745	0.002	12.855	0.972
L47N	0.080	0.145	0.005	3.559	0.001	12.855	0.972
L48N	0.080	0.145	0.003	2.373	0.000	12.855	0.972
L49N	0.080	0.145	0.002	1.186	0.000	12.855	0.972
L5	0.201	0.270	0.020	7.379	0.059	13.038	0.986
L6	0.152	0.270	0.019	7.015	0.040	13.037	0.986
L7	0.118	0.270	0.018	6.712	0.028	13.037	0.986
L7-1	1.800	0.145	0.001	0.554	0.001	13.019	0.985
L7-2	1.720	0.145	0.000	0.183	0.000	13.017	0.985
L7-3	0.080	0.145	0.017	11.506	0.010	13.036	0.986
L7-3-1	0.080	0.145	0.009	6.027	0.003	13.036	0.986
L7-3-10	0.080	0.145	0.002	1.096	0.000	13.035	0.986
L7-3-11	0.080	0.145	0.001	0.548	0.000	13.035	0.986
L7-3-2	0.080	0.145	0.008	5.479	0.002	13.036	0.986
L7-3-3	0.080	0.145	0.007	4.931	0.002	13.036	0.986
L7-3-4	0.080	0.145	0.006	4.384	0.001	13.036	0.986
L7-3-5	0.080	0.145	0.006	3.836	0.001	13.035	0.986
L7-3-6	0.080	0.145	0.005	3.288	0.001	13.035	0.986
L7-3-7	0.080	0.145	0.004	2.740	0.001	13.035	0.986
L7-3-9	0.080	0.145	0.002	1.644	0.000	13.035	0.986
L7-4	0.080	0.145	0.008	5.479	0.002	13.036	0.986
L7-4-1	0.080	0.145	0.008	5.479	0.002	13.036	0.986
L7-4-10	0.080	0.145	0.001	0.548	0.000	13.035	0.986
L7-4-2	0.080	0.145	0.007	4.931	0.002	13.036	0.986
L7-4-3	0.080	0.145	0.006	4.384	0.001	13.036	0.986
L7-4-4	0.080	0.145	0.006	3.836	0.001	13.035	0.986
L7-4-5	0.080	0.145	0.005	3.288	0.001	13.035	0.986
L7-4-6	0.080	0.145	0.004	2.740	0.001	13.035	0.986
L7-4-7	0.080	0.145	0.003	2.192	0.000	13.035	0.986
L7-4-8	0.080	0.145	0.002	1.644	0.000	13.035	0.986
L7-4-9	0.080	0.145	0.002	1.096	0.000	13.035	0.986
L8	2.839	0.145	0.001	0.463	0.001	13.019	0.985
L8-1	3.216	0.180	0.000	0.074	0.000	13.017	0.985
L8-2	1.446	0.180	0.000	0.040	0.000	13.016	0.985
L9	0.859	0.145	0.001	0.371	0.000	13.017	0.985
L9-1	1.272	0.180	0.000	0.201	0.000	13.016	0.984
TRAMO 01	70.000	0.340	0.042	12.445	104.850	18.994	0.997
TRAMO 02	18.000	0.340	0.014	4.036	2.904	17.993	0.944



Case Flow 3-phase(ABC)	
N0066:	Branches
Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]	Total Active Power
Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]	Total Reactive Power
Positive-Sequence Voltage, Angle [deg]	Positive-Sequence C

PowerFactory 2021 SP2	Analisis de flujo de potencia		Project:
	Tesis: Determinación del nivel de tensión adecuado para la operacion y mejora de la calidad del AMT PA03 - SE Paucartambo		Graphic: Grid
			Date: 22/09/2025
			Annex:

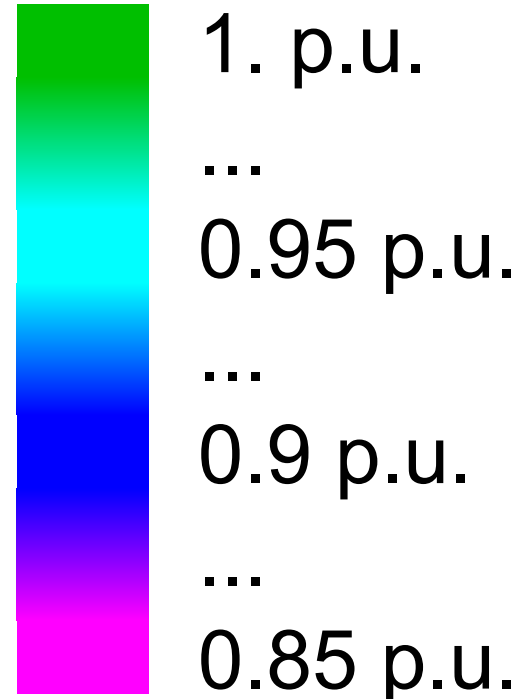
Reportes considerando el proyecto de la línea de 33 kV - año 2040							
Línea	Longitud (Km)	Inominal (KA)	I (KA)	Cargabilidad (%)	Perdidas (KW)	V fase (KV)	V fase (p.u.)
L1	0.174	0.270	0.020	7.324	0.047	13.156	0.995
L1-1	0.970	0.145	0.001	0.410	0.000	13.143	0.994
L1-2	0.762	0.180	0.000	0.269	0.000	13.142	0.994
L1-2-1	1.281	0.180	0.000	0.067	0.000	13.142	0.994
L1-2-2	2.482	0.180	0.000	0.098	0.000	13.142	0.994
L1-3	0.379	0.180	0.000	0.179	0.000	13.142	0.994
L10	2.215	0.180	0.000	0.107	0.000	13.119	0.992
L10-1	1.199	0.180	0.000	0.049	0.000	13.118	0.992
L11	3.712	0.180	0.000	0.056	0.000	13.118	0.992
L12	2.647	0.270	0.017	6.407	0.608	13.156	0.995
L12-1	8.374	0.180	0.000	0.096	0.000	13.131	0.993
L13	0.250	0.270	0.017	6.368	0.057	13.144	0.994
L14	0.300	0.270	0.017	6.368	0.069	13.143	0.994
L14-1	0.004	0.180	0.003	1.772	0.000	13.141	0.994
L15	0.280	0.270	0.014	5.214	0.042	13.141	0.994
L15-1	1.638	0.180	0.001	0.490	0.001	13.140	0.994
L16	0.092	0.270	0.013	4.897	0.012	13.140	0.994
L17	0.075	0.270	0.013	4.685	0.009	13.140	0.994
L17-1	0.161	0.145	0.001	0.746	0.000	13.140	0.994
L17-1-1	0.030	0.180	0.001	0.419	0.000	13.140	0.994
L17-2	1.079	0.180	0.000	0.191	0.000	13.126	0.993
L17-2-1	0.628	0.180	0.000	0.175	0.000	13.126	0.993
L17-3	4.781	0.180	0.000	0.050	0.000	13.126	0.993
L18	0.248	0.270	0.012	4.289	0.026	13.140	0.994
L19	0.245	0.270	0.011	3.978	0.022	13.139	0.994
L19-1	1.800	0.145	0.000	0.067	0.000	13.125	0.993
L2	1.603	0.270	0.019	7.106	0.425	13.155	0.995
L2-1	0.040	0.180	0.000	0.139	0.000	13.133	0.993
L20	2.149	0.270	0.011	3.945	0.193	13.138	0.994
L20-1	2.215	0.180	0.000	0.040	0.000	13.118	0.992
L21	0.993	0.270	0.011	3.920	0.089	13.132	0.993
L21-1	2.215	0.180	0.000	0.062	0.000	13.116	0.992
L22	2.064	0.270	0.010	3.882	0.184	13.129	0.993
L23	1.000	0.270	0.010	3.815	0.086	13.123	0.993
L24	0.053	0.270	0.003	1.255	0.000	13.173	0.996
L24-1	5.400	0.180	0.001	0.472	0.002	13.173	0.996
L24-2	1.260	0.180	0.000	0.237	0.000	13.172	0.996
L24N	0.080	0.145	0.010	7.104	0.004	13.121	0.992
L25	0.493	0.195	0.003	1.311	0.006	13.173	0.996
L25-1	0.633	0.180	0.000	0.237	0.000	13.172	0.996
L25N	0.080	0.145	0.009	6.315	0.003	13.120	0.992
L26	0.617	0.180	0.002	0.948	0.001	13.172	0.996
L26N	0.080	0.145	0.008	5.525	0.002	13.120	0.992
L27	0.511	0.180	0.001	0.474	0.000	13.172	0.996
L27N	0.080	0.145	0.007	4.736	0.002	13.120	0.992
L28	5.400	0.195	0.013	6.614	1.785	13.173	0.996
L28N	0.080	0.145	0.006	3.947	0.001	13.120	0.992
L29	0.053	0.195	0.012	6.381	0.016	13.127	0.993
L29N	0.080	0.145	0.005	3.157	0.001	13.120	0.992
L3	1.638	0.270	0.019	7.017	0.430	13.147	0.994
L3-1	0.963	0.180	0.000	0.098	0.000	13.124	0.993
L3-3-8	0.080	0.145	0.003	1.966	0.000	13.136	0.994
L30	1.651	0.195	0.012	6.150	0.472	13.126	0.993
L30N	0.080	0.145	0.003	2.368	0.000	13.120	0.992
L31	1.595	0.195	0.012	5.918	0.422	13.113	0.992
L31N	0.080	0.145	0.002	1.579	0.000	13.120	0.992
L32	2.190	0.195	0.011	5.687	0.535	13.101	0.991
L32-1	0.984	0.195	0.000	0.236	0.000	13.085	0.990
L32N	0.080	0.145	0.001	0.789	0.000	13.120	0.992
L33	3.150	0.195	0.011	5.455	0.709	13.085	0.990
L34	1.460	0.195	0.010	5.223	0.301	13.063	0.988
L35	0.950	0.195	0.010	5.223	0.196	13.053	0.987
L36	0.780	0.195	0.010	4.990	0.147	13.046	0.987
L37	5.950	0.195	0.010	4.991	1.121	13.041	0.986
L37-1	1.230	0.195	0.000	0.238	0.001	13.003	0.983
L38	0.247	0.195	0.009	4.525	0.038	13.003	0.983

Reportes considerando el proyecto de la línea de 33 kV - año 2040							
Línea	Longitud (Km)	Inominal (KA)	I (KA)	Cargabilidad (%)	Perdidas (KW)	V fase (KV)	V fase (p.u.)
L39	1.655	0.195	0.009	4.525	0.256	13.001	0.983
L4	0.125	0.270	0.019	6.954	0.033	13.139	0.994
L40	0.633	0.180	0.001	0.772	0.001	12.992	0.983
L41	15.450	0.180	0.001	0.770	0.016	12.992	0.983
L42	0.336	0.180	0.001	0.506	0.000	12.988	0.982
L43	0.388	0.180	0.000	0.264	0.000	12.988	0.982
L44	11.610	0.180	0.000	0.263	0.001	12.988	0.982
L45N	0.080	0.145	0.007	4.834	0.002	12.992	0.983
L46N	0.080	0.145	0.006	3.867	0.001	12.992	0.983
L47N	0.080	0.145	0.004	2.901	0.001	12.992	0.983
L48N	0.080	0.145	0.003	1.934	0.000	12.992	0.983
L49N	0.080	0.145	0.001	0.967	0.000	12.992	0.983
L5	0.201	0.270	0.018	6.634	0.047	13.139	0.994
L6	0.152	0.270	0.017	6.301	0.032	13.138	0.994
L7	0.118	0.270	0.016	6.024	0.023	13.137	0.994
L7-1	1.800	0.145	0.001	0.504	0.001	13.121	0.992
L7-2	1.720	0.145	0.000	0.167	0.000	13.120	0.992
L7-3	0.080	0.145	0.015	10.318	0.008	13.137	0.994
L7-3-1	0.080	0.145	0.008	5.405	0.002	13.136	0.994
L7-3-10	0.080	0.145	0.001	0.983	0.000	13.136	0.994
L7-3-11	0.080	0.145	0.001	0.491	0.000	13.136	0.994
L7-3-2	0.080	0.145	0.007	4.914	0.002	13.136	0.994
L7-3-3	0.080	0.145	0.006	4.422	0.001	13.136	0.994
L7-3-4	0.080	0.145	0.006	3.931	0.001	13.136	0.994
L7-3-5	0.080	0.145	0.005	3.440	0.001	13.136	0.994
L7-3-6	0.080	0.145	0.004	2.948	0.001	13.136	0.994
L7-3-7	0.080	0.145	0.004	2.457	0.000	13.136	0.994
L7-3-9	0.080	0.145	0.002	1.474	0.000	13.136	0.994
L7-4	0.080	0.145	0.007	4.914	0.002	13.136	0.994
L7-4-1	0.080	0.145	0.007	4.914	0.002	13.136	0.994
L7-4-10	0.080	0.145	0.001	0.491	0.000	13.136	0.994
L7-4-2	0.080	0.145	0.006	4.422	0.001	13.136	0.994
L7-4-3	0.080	0.145	0.006	3.931	0.001	13.136	0.994
L7-4-4	0.080	0.145	0.005	3.440	0.001	13.136	0.994
L7-4-5	0.080	0.145	0.004	2.948	0.001	13.136	0.994
L7-4-6	0.080	0.145	0.004	2.457	0.000	13.136	0.994
L7-4-7	0.080	0.145	0.003	1.966	0.000	13.136	0.994
L7-4-8	0.080	0.145	0.002	1.474	0.000	13.136	0.994
L7-4-9	0.080	0.145	0.001	0.983	0.000	13.136	0.994
L8	2.839	0.145	0.001	0.424	0.001	13.121	0.992
L8-1	3.216	0.180	0.000	0.066	0.000	13.119	0.992
L8-2	1.446	0.180	0.000	0.036	0.000	13.119	0.992
L9	0.859	0.145	0.000	0.342	0.000	13.119	0.992
L9-1	1.272	0.180	0.000	0.188	0.000	13.119	0.992
TRAMO 01	70.000	0.340	0.037	11.106	83.369	19.007	0.998
TRAMO 02	18.000	0.340	0.012	3.495	2.177	18.122	0.951

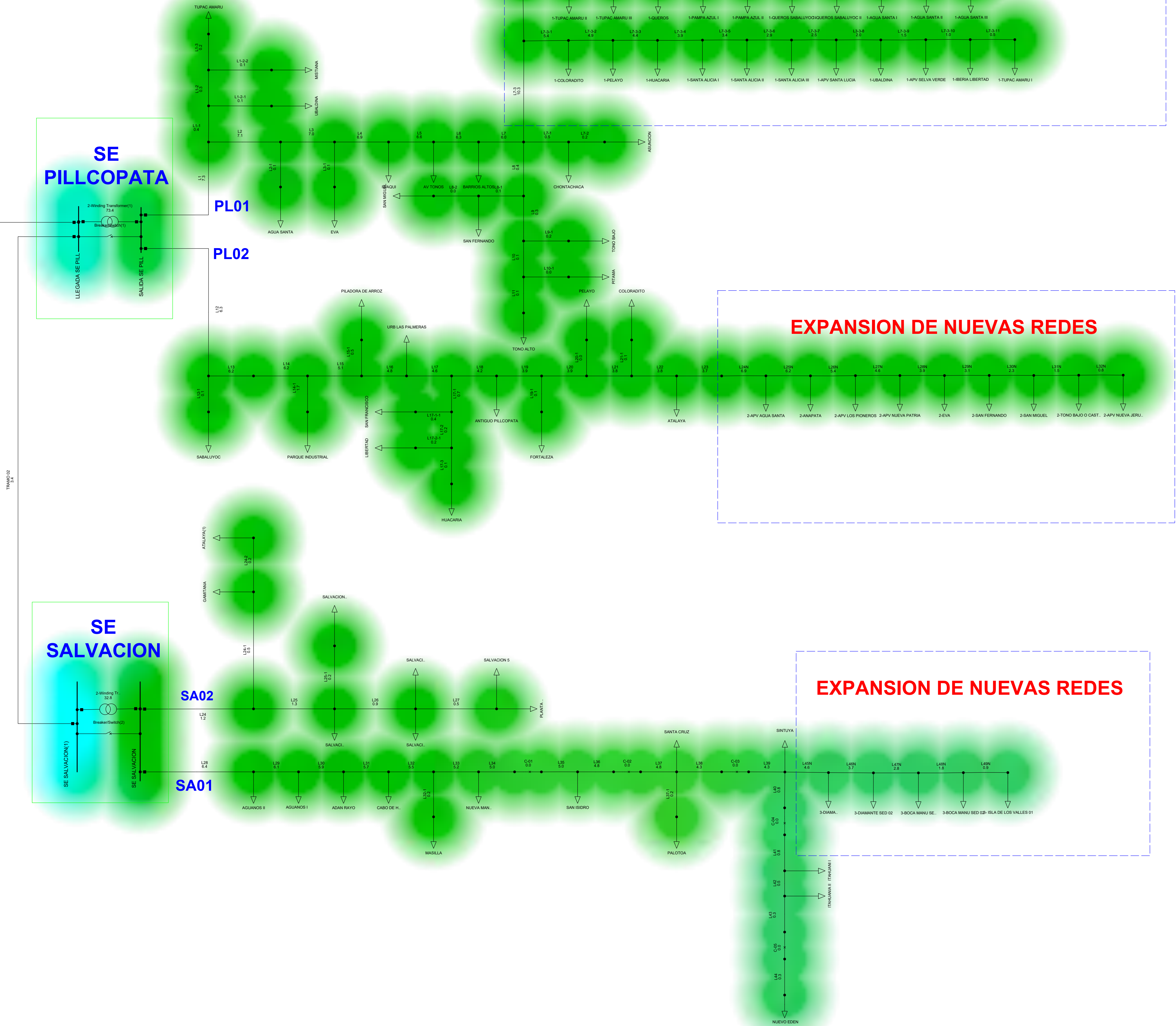
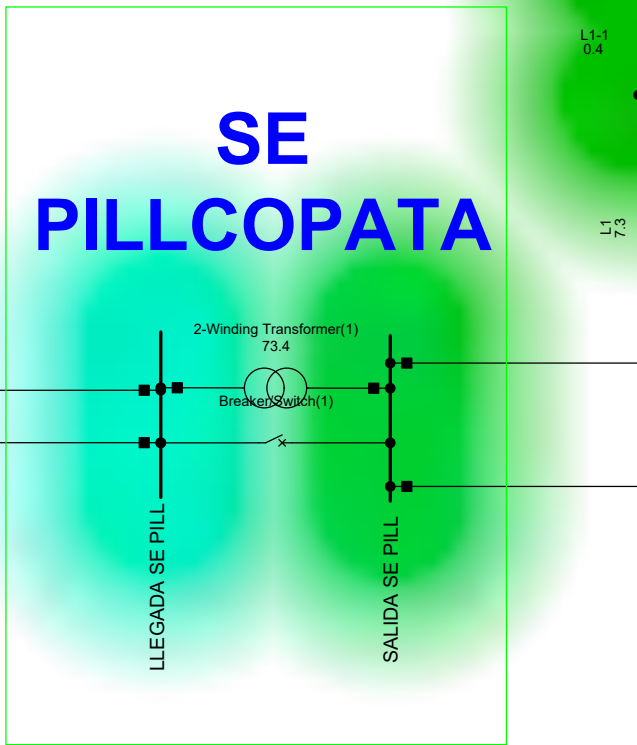
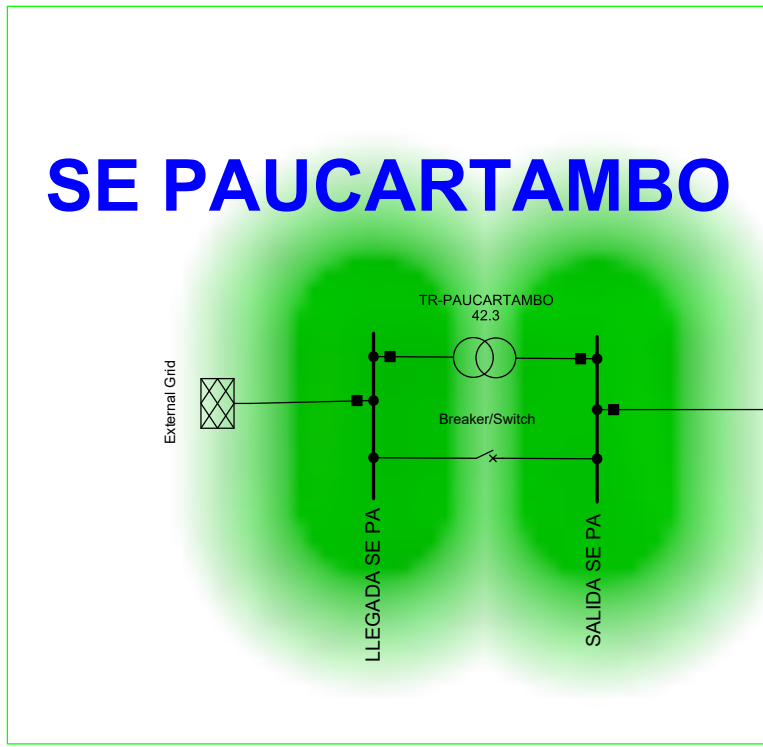
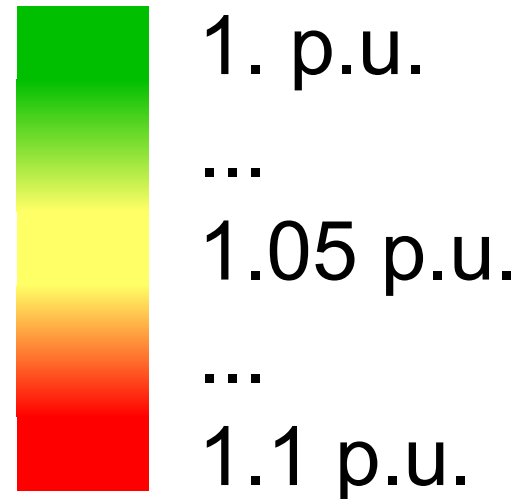
- Inactive
- Out of Calculation
- De-energised

Voltages / Loading

Lower Voltage Range



Upper Voltage Range



Case Flow 3-phase(ABC)	Branches
Nb666	Total Active Power
Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]	Total Reactive Powe
Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]	Positive-Sequence C
Positive-Sequence Voltage, Angle [deg]	

PowerFactory 2021 SP2	Analisis de flujo de potencia	Project:
	Tesis: Determinación del nivel de tensión adecuado para la operacion y mejora de la calidad del AMT PA03 - SE Paucartambo	Graphic: Grid
		Date: 22/09/2025
		Annex:

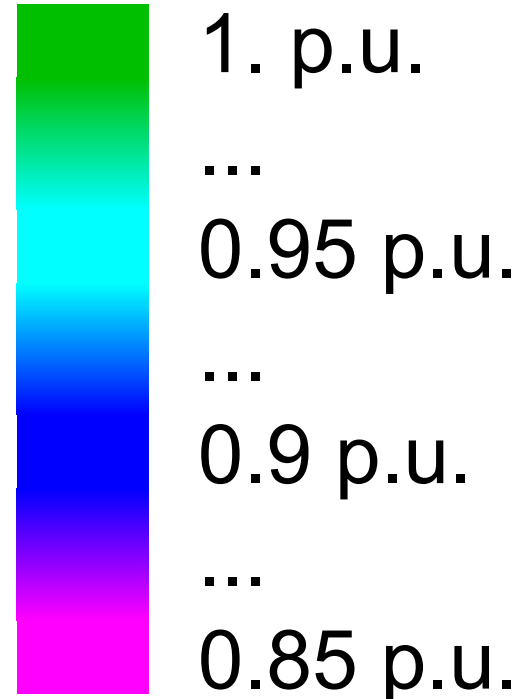
Reportes considerando el proyecto de la línea de 33 kV - año 2035							
Línea	Longitud (Km)	Inominal (KA)	I (KA)	Cargabilidad (%)	Perdidas (KW)	V fase (KV)	V fase (p.u.)
L1	0.174	0.270	0.018	6.512	0.037	13.253	1.002
L1-1	0.970	0.145	0.001	0.371	0.000	13.241	1.001
L1-2	0.762	0.180	0.000	0.242	0.000	13.240	1.001
L1-2-1	1.281	0.180	0.000	0.063	0.000	13.240	1.001
L1-2-2	2.482	0.180	0.000	0.090	0.000	13.240	1.001
L1-3	0.379	0.180	0.000	0.162	0.000	13.240	1.001
L10	2.215	0.180	0.000	0.099	0.000	13.219	1.000
L10-1	1.199	0.180	0.000	0.045	0.000	13.219	1.000
L11	3.712	0.180	0.000	0.052	0.000	13.219	1.000
L12	2.647	0.270	0.016	5.767	0.493	13.253	1.002
L12-1	8.374	0.180	0.000	0.091	0.000	13.230	1.001
L13	0.250	0.270	0.015	5.735	0.046	13.242	1.002
L14	0.300	0.270	0.015	5.736	0.056	13.241	1.001
L14-1	0.004	0.180	0.003	1.597	0.000	13.239	1.001
L15	0.280	0.270	0.013	4.700	0.035	13.239	1.001
L15-1	1.638	0.180	0.001	0.442	0.001	13.239	1.001
L16	0.092	0.270	0.012	4.417	0.010	13.239	1.001
L17	0.075	0.270	0.011	4.228	0.007	13.238	1.001
L17-1	0.161	0.145	0.001	0.671	0.000	13.238	1.001
L17-1-1	0.030	0.180	0.001	0.377	0.000	13.238	1.001
L17-2	1.079	0.180	0.000	0.172	0.000	13.226	1.000
L17-2-1	0.628	0.180	0.000	0.158	0.000	13.226	1.000
L17-3	4.781	0.180	0.000	0.050	0.000	13.226	1.000
L18	0.248	0.270	0.010	3.873	0.021	13.238	1.001
L19	0.245	0.270	0.010	3.595	0.018	13.237	1.001
L19-1	1.800	0.145	0.000	0.061	0.000	13.225	1.000
L2	1.603	0.270	0.017	6.315	0.335	13.252	1.002
L2-1	0.040	0.180	0.000	0.126	0.000	13.233	1.001
L20	2.149	0.270	0.010	3.564	0.158	13.237	1.001
L20-1	2.215	0.180	0.000	0.036	0.000	13.219	1.000
L21	0.993	0.270	0.010	3.543	0.073	13.231	1.001
L21-1	2.215	0.180	0.000	0.054	0.000	13.216	1.000
L22	2.064	0.270	0.009	3.510	0.150	13.229	1.001
L23	1.000	0.270	0.009	3.450	0.070	13.223	1.000
L24	0.053	0.270	0.003	1.120	0.000	13.275	1.004
L24-1	5.400	0.180	0.001	0.422	0.002	13.275	1.004
L24-2	1.260	0.180	0.000	0.212	0.000	13.275	1.004
L24N	0.080	0.145	0.009	6.425	0.003	13.221	1.000
L25	0.493	0.195	0.002	1.171	0.005	13.275	1.004
L25-1	0.633	0.180	0.000	0.212	0.000	13.275	1.004
L25N	0.080	0.145	0.008	5.711	0.002	13.221	1.000
L26	0.617	0.180	0.002	0.847	0.001	13.275	1.004
L26N	0.080	0.145	0.007	4.997	0.002	13.220	1.000
L27	0.511	0.180	0.001	0.424	0.000	13.274	1.004
L27N	0.080	0.145	0.006	4.283	0.001	13.220	1.000
L28	5.400	0.195	0.011	5.476	1.224	13.275	1.004
L28N	0.080	0.145	0.005	3.569	0.001	13.220	1.000
L29	0.053	0.195	0.010	5.269	0.011	13.237	1.001
L29N	0.080	0.145	0.004	2.856	0.001	13.220	1.000
L3	1.638	0.270	0.017	6.235	0.339	13.245	1.002
L3-1	0.963	0.180	0.000	0.086	0.000	13.224	1.000
L3-3-8	0.080	0.145	0.003	1.743	0.000	13.235	1.001
L30	1.651	0.195	0.010	5.063	0.320	13.237	1.001
L30N	0.080	0.145	0.003	2.142	0.000	13.220	1.000
L31	1.595	0.195	0.009	4.856	0.284	13.226	1.000
L31N	0.080	0.145	0.002	1.428	0.000	13.220	1.000
L32	2.190	0.195	0.009	4.650	0.358	13.216	1.000
L32-1	0.984	0.195	0.000	0.212	0.000	13.203	0.999
L32N	0.080	0.145	0.001	0.714	0.000	13.220	1.000
L33	3.150	0.195	0.009	4.444	0.470	13.203	0.999
L34	1.460	0.195	0.008	4.237	0.198	13.185	0.997
L35	0.950	0.195	0.008	4.237	0.129	13.177	0.997
L36	0.780	0.195	0.008	4.030	0.096	13.171	0.996
L37	5.950	0.195	0.008	4.031	0.731	13.167	0.996
L37-1	1.230	0.195	0.000	0.213	0.000	13.136	0.994
L38	0.247	0.195	0.007	3.616	0.024	13.136	0.994

Reportes considerando el proyecto de la línea de 33 kV - año 2035							
Línea	Longitud (Km)	Inominal (KA)	I (KA)	Cargabilidad (%)	Perdidas (KW)	V fase (KV)	V fase (p.u.)
L39	1.655	0.195	0.007	3.616	0.164	13.135	0.993
L4	0.125	0.270	0.017	6.181	0.026	13.238	1.001
L40	0.633	0.180	0.001	0.690	0.001	13.128	0.993
L41	15.450	0.180	0.001	0.689	0.012	13.127	0.993
L42	0.336	0.180	0.001	0.450	0.000	13.124	0.993
L43	0.388	0.180	0.000	0.238	0.000	13.124	0.993
L44	11.610	0.180	0.000	0.236	0.001	13.124	0.993
L45N	0.080	0.145	0.005	3.752	0.001	13.128	0.993
L46N	0.080	0.145	0.004	3.002	0.001	13.127	0.993
L47N	0.080	0.145	0.003	2.251	0.000	13.127	0.993
L48N	0.080	0.145	0.002	1.501	0.000	13.127	0.993
L49N	0.080	0.145	0.001	0.750	0.000	13.127	0.993
L5	0.201	0.270	0.016	5.894	0.037	13.237	1.001
L6	0.152	0.270	0.015	5.596	0.025	13.236	1.001
L7	0.118	0.270	0.014	5.348	0.018	13.236	1.001
L7-1	1.800	0.145	0.001	0.455	0.001	13.222	1.000
L7-2	1.720	0.145	0.000	0.151	0.000	13.220	1.000
L7-3	0.080	0.145	0.013	9.150	0.006	13.235	1.001
L7-3-1	0.080	0.145	0.007	4.793	0.002	13.235	1.001
L7-3-10	0.080	0.145	0.001	0.872	0.000	13.235	1.001
L7-3-11	0.080	0.145	0.001	0.436	0.000	13.235	1.001
L7-3-2	0.080	0.145	0.006	4.357	0.001	13.235	1.001
L7-3-3	0.080	0.145	0.006	3.922	0.001	13.235	1.001
L7-3-4	0.080	0.145	0.005	3.486	0.001	13.235	1.001
L7-3-5	0.080	0.145	0.004	3.050	0.001	13.235	1.001
L7-3-6	0.080	0.145	0.004	2.614	0.001	13.235	1.001
L7-3-7	0.080	0.145	0.003	2.179	0.000	13.235	1.001
L7-3-9	0.080	0.145	0.002	1.307	0.000	13.235	1.001
L7-4	0.080	0.145	0.006	4.357	0.001	13.235	1.001
L7-4-1	0.080	0.145	0.006	4.357	0.001	13.235	1.001
L7-4-10	0.080	0.145	0.001	0.436	0.000	13.235	1.001
L7-4-2	0.080	0.145	0.006	3.922	0.001	13.235	1.001
L7-4-3	0.080	0.145	0.005	3.486	0.001	13.235	1.001
L7-4-4	0.080	0.145	0.004	3.050	0.001	13.235	1.001
L7-4-5	0.080	0.145	0.004	2.614	0.001	13.235	1.001
L7-4-6	0.080	0.145	0.003	2.179	0.000	13.235	1.001
L7-4-7	0.080	0.145	0.003	1.743	0.000	13.235	1.001
L7-4-8	0.080	0.145	0.002	1.307	0.000	13.235	1.001
L7-4-9	0.080	0.145	0.001	0.872	0.000	13.235	1.001
L8	2.839	0.145	0.001	0.386	0.001	13.222	1.000
L8-1	3.216	0.180	0.000	0.066	0.000	13.220	1.000
L8-2	1.446	0.180	0.000	0.036	0.000	13.220	1.000
L9	0.859	0.145	0.000	0.303	0.000	13.220	1.000
L9-1	1.272	0.180	0.000	0.167	0.000	13.219	1.000
TRAMO 01	70.000	0.340	0.033	9.743	64.018	19.019	0.998
TRAMO 02	18.000	0.340	0.010	2.940	1.539	18.250	0.958

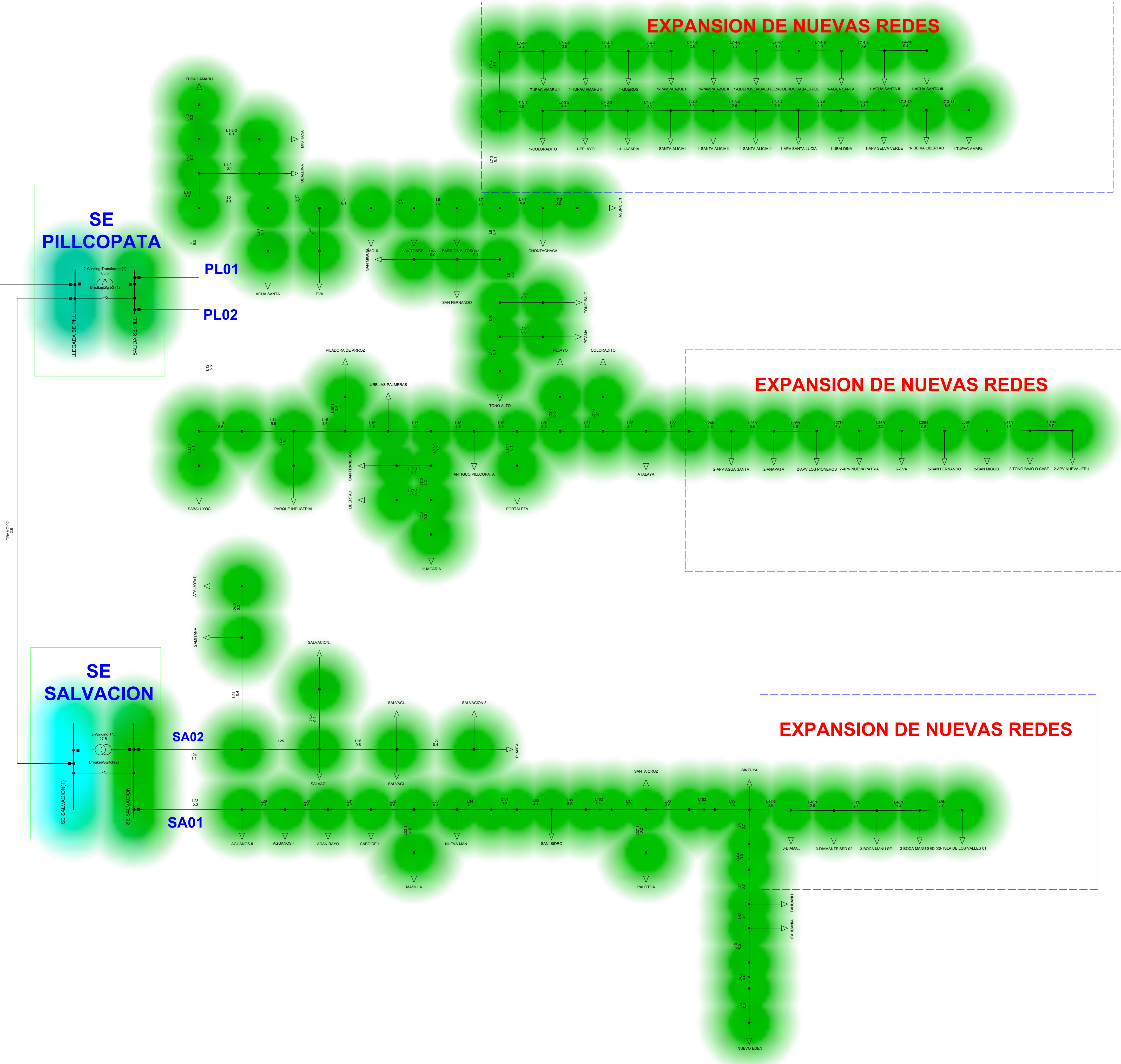
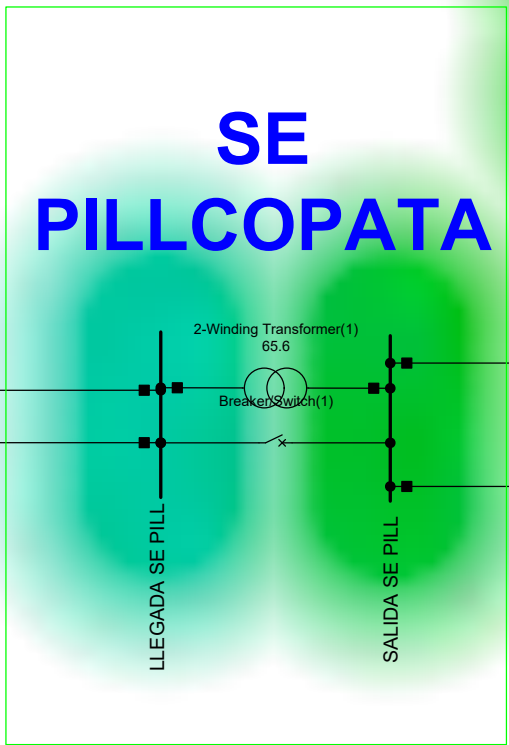
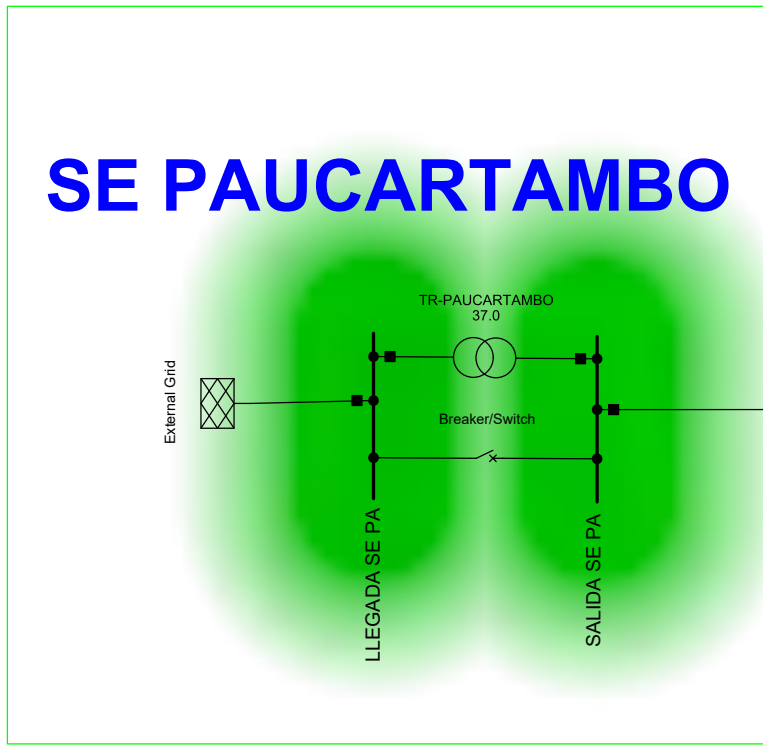
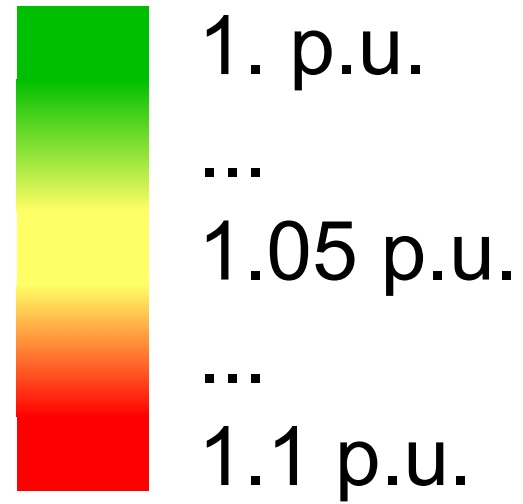
- Inactive
- Out of Calculation
- De-energised

Voltages / Loading

Lower Voltage Range



Upper Voltage Range



Case Flow 3-phase(ABC)	
Nb666	Branches
Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]	Total Active Power
Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]	Total Reactive Power
Positive-Sequence Voltage, Angle [deg]	Positive-Sequence C

PowerFactory 2021 SP2

Analisis de flujo de potencia	
Tesis: Determinación del nivel de tensión adecuado para la operacion y mejora de la calidad del AMT PA03 - SE Paucartambo	

Project:
Graphic: Grid
Date: 22/09/2025
Annex:

Reportes considerando el proyecto de la línea de 33 kV - año 2030							
Línea	Longitud (Km)	Inominal (KA)	I (KA)	Cargabilidad (%)	Perdidas (KW)	V fase (KV)	V fase (p.u.)
L1	0.174	0.270	0.016	5.920	0.031	13.333	1.008
L1-1	0.970	0.145	0.000	0.328	0.000	13.322	1.008
L1-2	0.762	0.180	0.000	0.216	0.000	13.321	1.008
L1-2-1	1.281	0.180	0.000	0.054	0.000	13.321	1.008
L1-2-2	2.482	0.180	0.000	0.081	0.000	13.321	1.008
L1-3	0.379	0.180	0.000	0.145	0.000	13.321	1.008
L10	2.215	0.180	0.000	0.092	0.000	13.303	1.006
L10-1	1.199	0.180	0.000	0.041	0.000	13.302	1.006
L11	3.712	0.180	0.000	0.048	0.000	13.302	1.006
L12	2.647	0.270	0.014	5.091	0.384	13.333	1.008
L12-1	8.374	0.180	0.000	0.088	0.000	13.313	1.007
L13	0.250	0.270	0.014	5.063	0.036	13.323	1.008
L14	0.300	0.270	0.014	5.063	0.043	13.322	1.008
L14-1	0.004	0.180	0.003	1.446	0.000	13.321	1.008
L15	0.280	0.270	0.011	4.131	0.027	13.321	1.008
L15-1	1.638	0.180	0.001	0.399	0.000	13.320	1.007
L16	0.092	0.270	0.010	3.878	0.008	13.320	1.007
L17	0.075	0.270	0.010	3.707	0.006	13.320	1.007
L17-1	0.161	0.145	0.001	0.603	0.000	13.320	1.007
L17-1-1	0.030	0.180	0.001	0.341	0.000	13.320	1.007
L17-2	1.079	0.180	0.000	0.155	0.000	13.309	1.007
L17-2-1	0.628	0.180	0.000	0.145	0.000	13.309	1.007
L17-3	4.781	0.180	0.000	0.049	0.000	13.309	1.007
L18	0.248	0.270	0.009	3.389	0.016	13.320	1.007
L19	0.245	0.270	0.008	3.140	0.014	13.319	1.007
L19-1	1.800	0.145	0.000	0.056	0.000	13.308	1.007
L2	1.603	0.270	0.016	5.747	0.278	13.332	1.008
L2-1	0.040	0.180	0.000	0.113	0.000	13.315	1.007
L20	2.149	0.270	0.008	3.113	0.120	13.318	1.007
L20-1	2.215	0.180	0.000	0.032	0.000	13.303	1.006
L21	0.993	0.270	0.008	3.094	0.055	13.314	1.007
L21-1	2.215	0.180	0.000	0.050	0.000	13.301	1.006
L22	2.064	0.270	0.008	3.064	0.114	13.311	1.007
L23	1.000	0.270	0.008	3.012	0.054	13.307	1.006
L24	0.053	0.270	0.003	0.996	0.000	13.360	1.010
L24-1	5.400	0.180	0.001	0.375	0.001	13.360	1.010
L24-2	1.260	0.180	0.000	0.189	0.000	13.359	1.010
L24N	0.080	0.145	0.008	5.608	0.002	13.304	1.006
L25	0.493	0.195	0.002	1.043	0.004	13.360	1.010
L25-1	0.633	0.180	0.000	0.189	0.000	13.359	1.010
L25N	0.080	0.145	0.007	4.985	0.002	13.304	1.006
L26	0.617	0.180	0.001	0.755	0.001	13.359	1.010
L26N	0.080	0.145	0.006	4.362	0.001	13.304	1.006
L27	0.511	0.180	0.001	0.378	0.000	13.359	1.010
L27N	0.080	0.145	0.005	3.739	0.001	13.304	1.006
L28	5.400	0.195	0.009	4.548	0.844	13.360	1.010
L28N	0.080	0.145	0.005	3.116	0.001	13.304	1.006
L29	0.053	0.195	0.009	4.363	0.008	13.328	1.008
L29N	0.080	0.145	0.004	2.492	0.000	13.304	1.006
L3	1.638	0.270	0.015	5.676	0.282	13.325	1.008
L3-1	0.963	0.180	0.000	0.077	0.000	13.307	1.006
L3-3-8	0.080	0.145	0.002	1.595	0.000	13.316	1.007
L30	1.651	0.195	0.008	4.180	0.218	13.328	1.008
L30N	0.080	0.145	0.003	1.869	0.000	13.304	1.006
L31	1.595	0.195	0.008	3.997	0.193	13.319	1.007
L31N	0.080	0.145	0.002	1.246	0.000	13.304	1.006
L32	2.190	0.195	0.007	3.813	0.241	13.311	1.007
L32-1	0.984	0.195	0.000	0.189	0.000	13.300	1.006
L32N	0.080	0.145	0.001	0.623	0.000	13.304	1.006
L33	3.150	0.195	0.007	3.631	0.314	13.300	1.006
L34	1.460	0.195	0.007	3.447	0.131	13.285	1.005
L35	0.950	0.195	0.007	3.447	0.085	13.279	1.004
L36	0.780	0.195	0.006	3.264	0.063	13.274	1.004
L37	5.950	0.195	0.006	3.265	0.479	13.271	1.004
L37-1	1.230	0.195	0.000	0.190	0.000	13.246	1.002
L38	0.247	0.195	0.006	2.897	0.016	13.246	1.002

Reportes considerando el proyecto de la línea de 33 kV - año 2030							
Línea	Longitud (Km)	Inominal (KA)	I (KA)	Cargabilidad (%)	Perdidas (KW)	V fase (KV)	V fase (p.u.)
L39	1.655	0.195	0.006	2.897	0.105	13.245	1.002
L4	0.125	0.270	0.015	5.627	0.021	13.319	1.007
L40	0.633	0.180	0.001	0.616	0.000	13.239	1.001
L41	15.450	0.180	0.001	0.614	0.010	13.239	1.001
L42	0.336	0.180	0.001	0.399	0.000	13.236	1.001
L43	0.388	0.180	0.000	0.214	0.000	13.236	1.001
L44	11.610	0.180	0.000	0.213	0.001	13.236	1.001
L45N	0.080	0.145	0.004	2.914	0.001	13.239	1.001
L46N	0.080	0.145	0.003	2.331	0.000	13.239	1.001
L47N	0.080	0.145	0.003	1.749	0.000	13.239	1.001
L48N	0.080	0.145	0.002	1.166	0.000	13.239	1.001
L49N	0.080	0.145	0.001	0.583	0.000	13.239	1.001
L5	0.201	0.270	0.014	5.370	0.031	13.318	1.007
L6	0.152	0.270	0.014	5.102	0.021	13.318	1.007
L7	0.118	0.270	0.013	4.880	0.015	13.317	1.007
L7-1	1.800	0.145	0.001	0.408	0.001	13.305	1.006
L7-2	1.720	0.145	0.000	0.135	0.000	13.303	1.006
L7-3	0.080	0.145	0.012	8.372	0.005	13.317	1.007
L7-3-1	0.080	0.145	0.006	4.385	0.001	13.317	1.007
L7-3-10	0.080	0.145	0.001	0.797	0.000	13.316	1.007
L7-3-11	0.080	0.145	0.001	0.399	0.000	13.316	1.007
L7-3-2	0.080	0.145	0.006	3.987	0.001	13.317	1.007
L7-3-3	0.080	0.145	0.005	3.588	0.001	13.316	1.007
L7-3-4	0.080	0.145	0.005	3.189	0.001	13.316	1.007
L7-3-5	0.080	0.145	0.004	2.791	0.001	13.316	1.007
L7-3-6	0.080	0.145	0.003	2.392	0.000	13.316	1.007
L7-3-7	0.080	0.145	0.003	1.993	0.000	13.316	1.007
L7-3-9	0.080	0.145	0.002	1.196	0.000	13.316	1.007
L7-4	0.080	0.145	0.006	3.987	0.001	13.317	1.007
L7-4-1	0.080	0.145	0.006	3.987	0.001	13.317	1.007
L7-4-10	0.080	0.145	0.001	0.399	0.000	13.316	1.007
L7-4-2	0.080	0.145	0.005	3.588	0.001	13.316	1.007
L7-4-3	0.080	0.145	0.005	3.189	0.001	13.316	1.007
L7-4-4	0.080	0.145	0.004	2.791	0.001	13.316	1.007
L7-4-5	0.080	0.145	0.003	2.392	0.000	13.316	1.007
L7-4-6	0.080	0.145	0.003	1.993	0.000	13.316	1.007
L7-4-7	0.080	0.145	0.002	1.595	0.000	13.316	1.007
L7-4-8	0.080	0.145	0.002	1.196	0.000	13.316	1.007
L7-4-9	0.080	0.145	0.001	0.797	0.000	13.316	1.007
L8	2.839	0.145	0.000	0.344	0.001	13.305	1.006
L8-1	3.216	0.180	0.000	0.059	0.000	13.303	1.006
L8-2	1.446	0.180	0.000	0.032	0.000	13.303	1.006
L9	0.859	0.145	0.000	0.270	0.000	13.303	1.006
L9-1	1.272	0.180	0.000	0.150	0.000	13.303	1.006
TRAMO 01	70.000	0.340	0.029	8.577	49.504	19.028	0.999
TRAMO 02	18.000	0.340	0.008	2.479	1.093	18.356	0.963



Out of Calculation

De-energised

Lower Voltage Range

1. p.u.

□ □ □

0.95 p.u.

□ □ □

0.9 p.u.

□ □ □

0.85 p.u.

1. p.u.

■ ■ ■

1.05 p.u.

□ □ □

1.1 p.u.

Load Flow 3-phase(ABC)	
Nodes	Branches
Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]	Total Active Power
Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]	Total Reactive Power
Positive-Sequence Voltage, Angle [deg]	Positive-Sequence C

PowerFactory 2021 SP2	Analisis de flujo de potencia	Project:
	Tesis: Determinación del nivel de tensión adecuado para la operacion y mejora de la calidad del AMT PA03 - SE Paucartambo	Graphic: Grid
		Date: 20/09/2025
		Annex:

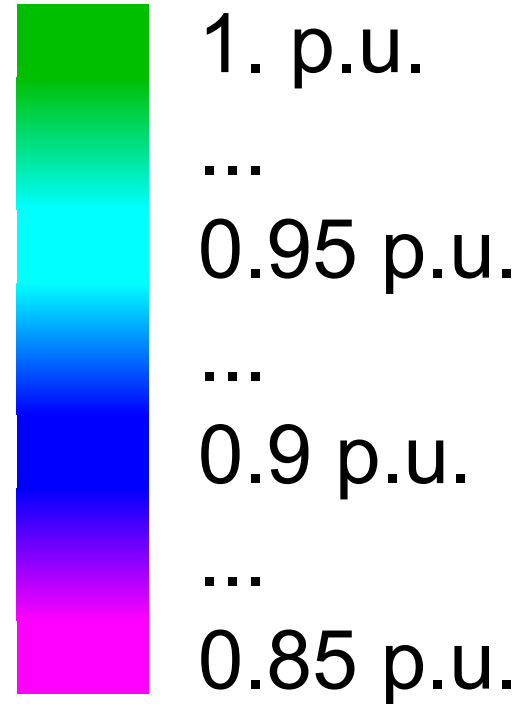
Reportes considerando el proyecto de la línea de 33 kV - año 2026							
Línea	Longitud (Km)	Inominal (KA)	I (KA)	Cargabilidad (%)	Perdidas (KW)	V fase (KV)	V fase (p.u.)
L1	0.174	0.270	0.015	5.399	0.026	13.388	1.013
L1-1	0.970	0.145	0.000	0.302	0.000	13.378	1.012
L1-2	0.762	0.180	0.000	0.199	0.000	13.378	1.012
L1-2-1	1.281	0.180	0.000	0.050	0.000	13.378	1.012
L1-2-2	2.482	0.180	0.000	0.073	0.000	13.378	1.012
L1-3	0.379	0.180	0.000	0.137	0.000	13.378	1.012
L10	2.215	0.180	0.000	0.084	0.000	13.361	1.011
L10-1	1.199	0.180	0.000	0.037	0.000	13.360	1.011
L11	3.712	0.180	0.000	0.044	0.000	13.360	1.011
L12	2.647	0.270	0.013	4.658	0.322	13.388	1.013
L12-1	8.374	0.180	0.000	0.086	0.000	13.370	1.011
L13	0.250	0.270	0.013	4.634	0.030	13.379	1.012
L14	0.300	0.270	0.013	4.635	0.036	13.378	1.012
L14-1	0.004	0.180	0.002	1.338	0.000	13.377	1.012
L15	0.280	0.270	0.010	3.777	0.022	13.377	1.012
L15-1	1.638	0.180	0.001	0.369	0.000	13.376	1.012
L16	0.092	0.270	0.010	3.544	0.006	13.376	1.012
L17	0.075	0.270	0.009	3.387	0.005	13.376	1.012
L17-1	0.161	0.145	0.001	0.554	0.000	13.376	1.012
L17-1-1	0.030	0.180	0.001	0.316	0.000	13.376	1.012
L17-2	1.079	0.180	0.000	0.141	0.000	13.366	1.011
L17-2-1	0.628	0.180	0.000	0.133	0.000	13.366	1.011
L17-3	4.781	0.180	0.000	0.049	0.000	13.366	1.011
L18	0.248	0.270	0.008	3.096	0.014	13.376	1.012
L19	0.245	0.270	0.008	2.868	0.012	13.375	1.012
L19-1	1.800	0.145	0.000	0.051	0.000	13.365	1.011
L2	1.603	0.270	0.014	5.240	0.231	13.387	1.013
L2-1	0.040	0.180	0.000	0.105	0.000	13.371	1.011
L20	2.149	0.270	0.008	2.844	0.100	13.375	1.012
L20-1	2.215	0.180	0.000	0.032	0.000	13.361	1.011
L21	0.993	0.270	0.008	2.825	0.046	13.371	1.011
L21-1	2.215	0.180	0.000	0.046	0.000	13.359	1.010
L22	2.064	0.270	0.008	2.798	0.095	13.368	1.011
L23	1.000	0.270	0.007	2.750	0.045	13.364	1.011
L24	0.053	0.270	0.002	0.911	0.000	13.418	1.015
L24-1	5.400	0.180	0.001	0.344	0.001	13.418	1.015
L24-2	1.260	0.180	0.000	0.173	0.000	13.418	1.015
L24N	0.080	0.145	0.007	5.120	0.002	13.362	1.011
L25	0.493	0.195	0.002	0.956	0.003	13.418	1.015
L25-1	0.633	0.180	0.000	0.173	0.000	13.418	1.015
L25N	0.080	0.145	0.007	4.551	0.002	13.362	1.011
L26	0.617	0.180	0.001	0.692	0.001	13.418	1.015
L26N	0.080	0.145	0.006	3.982	0.001	13.362	1.011
L27	0.511	0.180	0.001	0.347	0.000	13.417	1.015
L27N	0.080	0.145	0.005	3.413	0.001	13.362	1.011
L28	5.400	0.195	0.008	3.962	0.640	13.418	1.015
L28N	0.080	0.145	0.004	2.844	0.001	13.362	1.011
L29	0.053	0.195	0.007	3.792	0.006	13.391	1.013
L29N	0.080	0.145	0.003	2.276	0.000	13.362	1.011
L3	1.638	0.270	0.014	5.175	0.234	13.381	1.012
L3-1	0.963	0.180	0.000	0.073	0.000	13.365	1.011
L3-3-8	0.080	0.145	0.002	1.451	0.000	13.373	1.011
L30	1.651	0.195	0.007	3.623	0.164	13.390	1.013
L30N	0.080	0.145	0.002	1.707	0.000	13.362	1.011
L31	1.595	0.195	0.007	3.455	0.144	13.383	1.012
L31N	0.080	0.145	0.002	1.138	0.000	13.362	1.011
L32	2.190	0.195	0.006	3.287	0.179	13.376	1.012
L32-1	0.984	0.195	0.000	0.174	0.000	13.366	1.011
L32N	0.080	0.145	0.001	0.569	0.000	13.362	1.011
L33	3.150	0.195	0.006	3.119	0.232	13.366	1.011
L34	1.460	0.195	0.006	2.950	0.096	13.354	1.010
L35	0.950	0.195	0.006	2.950	0.063	13.348	1.010
L36	0.780	0.195	0.005	2.782	0.046	13.344	1.009
L37	5.950	0.195	0.005	2.783	0.348	13.342	1.009
L37-1	1.230	0.195	0.000	0.175	0.000	13.320	1.007
L38	0.247	0.195	0.005	2.445	0.011	13.320	1.007

Reportes considerando el proyecto de la línea de 33 kV - año 2026							
Línea	Longitud (Km)	Inominal (KA)	I (KA)	Cargabilidad (%)	Perdidas (KW)	V fase (KV)	V fase (p.u.)
L39	1.655	0.195	0.005	2.445	0.075	13.319	1.007
L4	0.125	0.270	0.014	5.129	0.018	13.376	1.012
L40	0.633	0.180	0.001	0.569	0.000	13.314	1.007
L41	15.450	0.180	0.001	0.567	0.008	13.314	1.007
L42	0.336	0.180	0.001	0.366	0.000	13.311	1.007
L43	0.388	0.180	0.000	0.199	0.000	13.311	1.007
L44	11.610	0.180	0.000	0.198	0.001	13.311	1.007
L45N	0.080	0.145	0.003	2.390	0.000	13.314	1.007
L46N	0.080	0.145	0.003	1.912	0.000	13.314	1.007
L47N	0.080	0.145	0.002	1.434	0.000	13.314	1.007
L48N	0.080	0.145	0.001	0.956	0.000	13.314	1.007
L49N	0.080	0.145	0.001	0.478	0.000	13.314	1.007
L5	0.201	0.270	0.013	4.892	0.026	13.375	1.012
L6	0.152	0.270	0.013	4.646	0.018	13.374	1.012
L7	0.118	0.270	0.012	4.442	0.012	13.374	1.012
L7-1	1.800	0.145	0.001	0.378	0.001	13.362	1.011
L7-2	1.720	0.145	0.000	0.125	0.000	13.361	1.011
L7-3	0.080	0.145	0.011	7.617	0.004	13.374	1.012
L7-3-1	0.080	0.145	0.006	3.990	0.001	13.373	1.012
L7-3-10	0.080	0.145	0.001	0.726	0.000	13.373	1.011
L7-3-11	0.080	0.145	0.001	0.363	0.000	13.373	1.011
L7-3-2	0.080	0.145	0.005	3.628	0.001	13.373	1.011
L7-3-3	0.080	0.145	0.005	3.265	0.001	13.373	1.011
L7-3-4	0.080	0.145	0.004	2.902	0.001	13.373	1.011
L7-3-5	0.080	0.145	0.004	2.539	0.000	13.373	1.011
L7-3-6	0.080	0.145	0.003	2.177	0.000	13.373	1.011
L7-3-7	0.080	0.145	0.003	1.814	0.000	13.373	1.011
L7-3-9	0.080	0.145	0.002	1.088	0.000	13.373	1.011
L7-4	0.080	0.145	0.005	3.627	0.001	13.373	1.012
L7-4-1	0.080	0.145	0.005	3.628	0.001	13.373	1.011
L7-4-10	0.080	0.145	0.001	0.363	0.000	13.373	1.011
L7-4-2	0.080	0.145	0.005	3.265	0.001	13.373	1.011
L7-4-3	0.080	0.145	0.004	2.902	0.001	13.373	1.011
L7-4-4	0.080	0.145	0.004	2.539	0.000	13.373	1.011
L7-4-5	0.080	0.145	0.003	2.177	0.000	13.373	1.011
L7-4-6	0.080	0.145	0.003	1.814	0.000	13.373	1.011
L7-4-7	0.080	0.145	0.002	1.451	0.000	13.373	1.011
L7-4-8	0.080	0.145	0.002	1.088	0.000	13.373	1.011
L7-4-9	0.080	0.145	0.001	0.726	0.000	13.373	1.011
L8	2.839	0.145	0.000	0.318	0.001	13.362	1.011
L8-1	3.216	0.180	0.000	0.055	0.000	13.361	1.011
L8-2	1.446	0.180	0.000	0.028	0.000	13.361	1.011
L9	0.859	0.145	0.000	0.248	0.000	13.361	1.011
L9-1	1.272	0.180	0.000	0.142	0.000	13.361	1.011
TRAMO 01	70.000	0.340	0.026	7.750	40.316	19.034	0.999
TRAMO 02	18.000	0.340	0.007	2.184	0.847	18.429	0.967

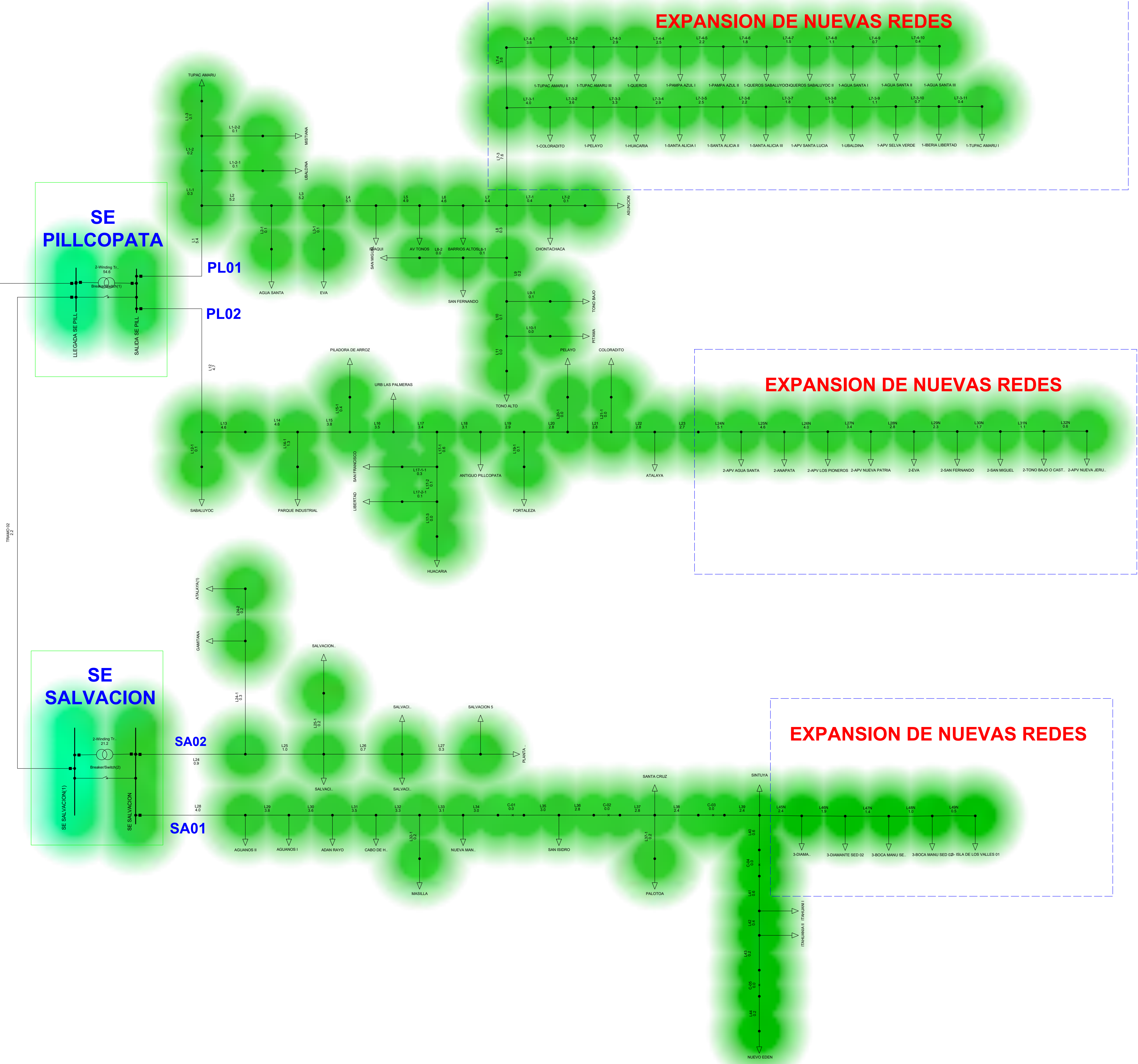
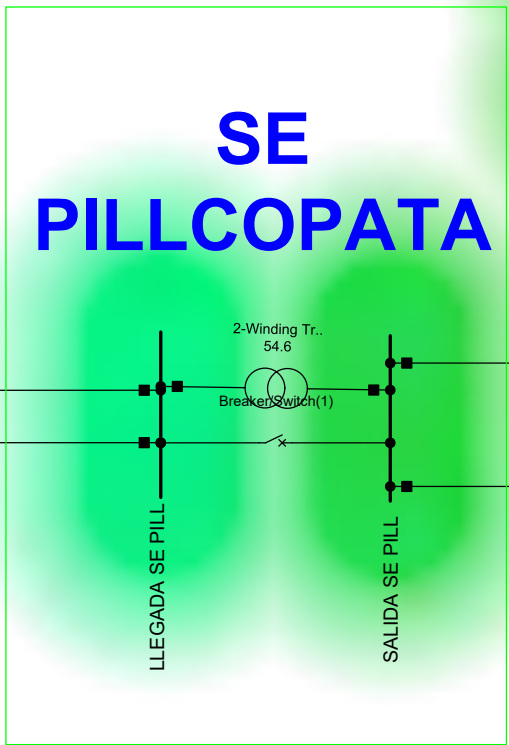
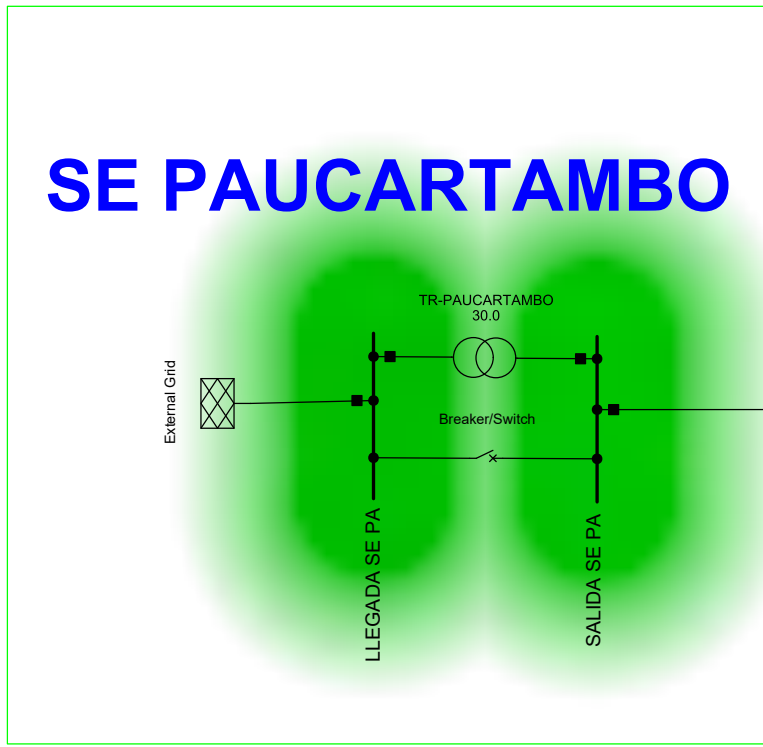
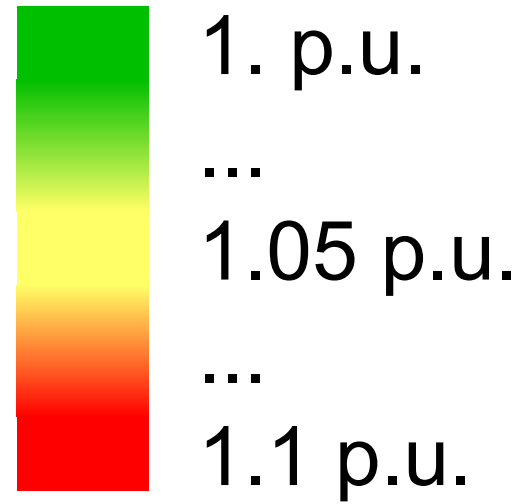
- Inactive
- Out of Calculation
- De-energised

Voltages / Loading

Lower Voltage Range



Upper Voltage Range



Case Flow 3-phase(ABC)	
Nbodes	Branches
Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]	Total Active Power
Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]	Total Reactive Power
Positive-Sequence Voltage, Angle [deg]	Positive-Sequence C

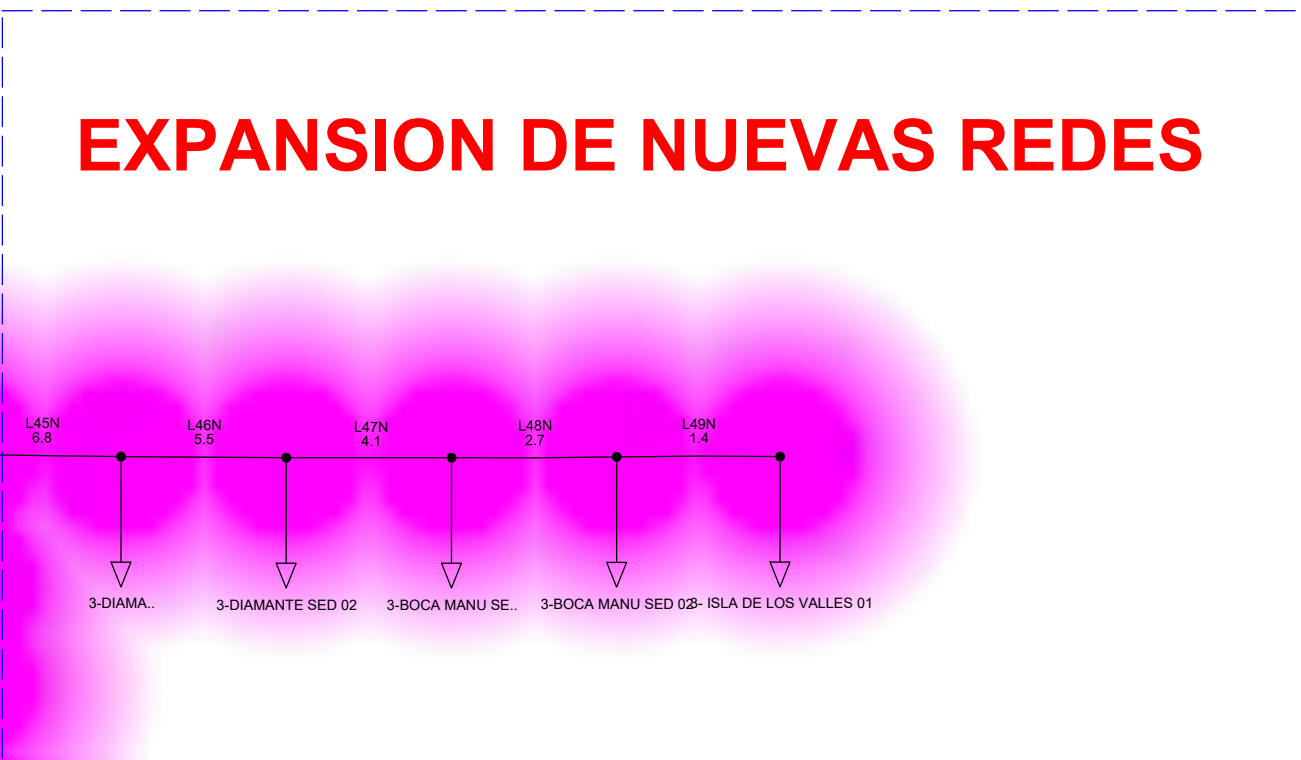
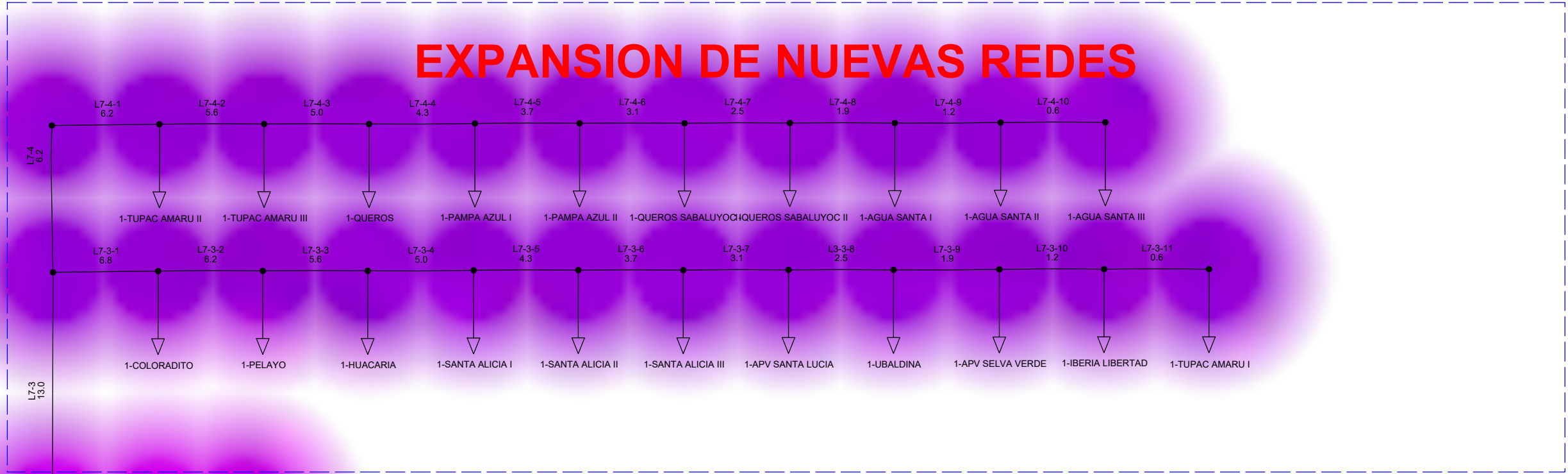
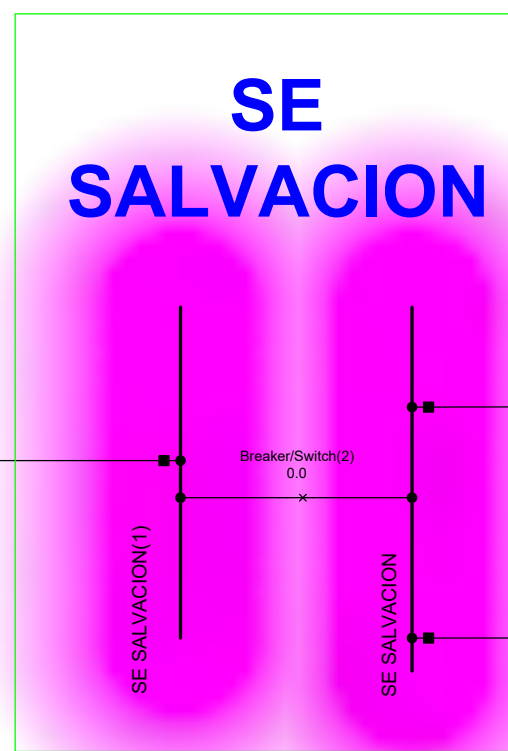
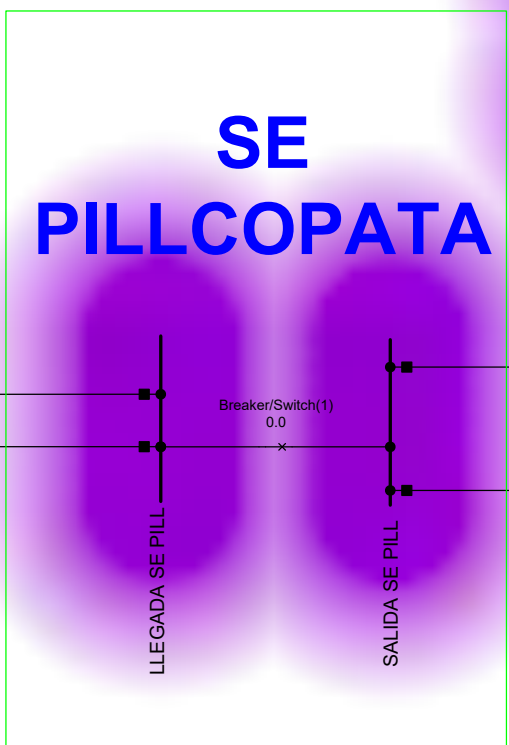
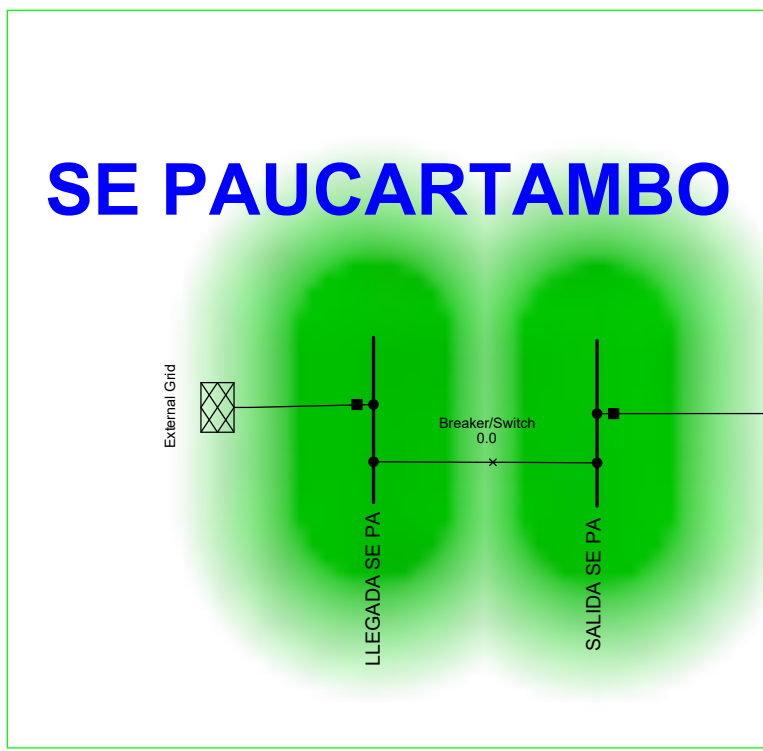
PowerFactory 2021 SP2	Analisis de flujo de potencia	Project:
	Tesis: Determinación del nivel de tensión adecuado para la operacion y mejora de la calidad del AMT PA03 - SE Paucartambo	Graphic: Grid
		Date: 20/09/2025
		Annex:

ANEXO 02

REPORTES DE SIMULACIONES SIN CONSIDER EL PROYECTO DE LA LÍNEA DE 33
KV DESDE EL AÑO 2026-2045

Reportes sin considerar el proyecto de la línea de 33 kV - año 2045							
Línea	Longitud (Km)	Inominal (KA)	I (KA)	Cargabilidad (%)	Perdidas (KW)	V fase (KV)	V fase (p.u.)
L1	0.174	0.270	0.025	9.222	0.075	11.542	0.873
L1-1	0.970	0.145	0.001	0.516	0.001	11.445	0.866
L1-2	0.762	0.180	0.001	0.339	0.000	11.444	0.866
L1-2-1	1.281	0.180	0.000	0.082	0.000	11.444	0.866
L1-2-2	2.482	0.180	0.000	0.122	0.000	11.444	0.866
L1-3	0.379	0.180	0.000	0.224	0.000	11.444	0.866
L10	2.215	0.180	0.000	0.125	0.000	11.415	0.863
L10-1	1.199	0.180	0.000	0.061	0.000	11.415	0.863
L11	3.712	0.180	0.000	0.066	0.000	11.415	0.863
L12	2.647	0.270	0.022	7.968	0.938	11.542	0.873
L12-1	8.374	0.180	0.000	0.098	0.000	11.430	0.865
L13	0.250	0.270	0.021	7.917	0.088	11.527	0.872
L14	0.300	0.270	0.021	7.917	0.106	11.526	0.872
L14-1	0.004	0.180	0.004	2.186	0.000	11.524	0.872
L15	0.280	0.270	0.018	6.486	0.066	11.524	0.872
L15-1	1.638	0.180	0.001	0.605	0.001	11.523	0.872
L16	0.092	0.270	0.016	6.093	0.019	11.523	0.872
L17	0.075	0.270	0.016	5.829	0.014	11.522	0.871
L17-1	0.161	0.145	0.001	0.939	0.000	11.522	0.871
L17-1-1	0.030	0.180	0.001	0.517	0.000	11.522	0.871
L17-2	1.079	0.180	0.000	0.244	0.000	11.425	0.864
L17-2-1	0.628	0.180	0.000	0.219	0.000	11.424	0.864
L17-3	4.781	0.180	0.000	0.049	0.000	11.424	0.864
L18	0.248	0.270	0.014	5.332	0.040	11.522	0.871
L19	0.245	0.270	0.013	4.945	0.034	11.521	0.871
L19-1	1.800	0.145	0.000	0.082	0.000	11.423	0.864
L2	1.603	0.270	0.024	8.948	0.673	11.541	0.873
L2-1	0.040	0.180	0.000	0.173	0.000	11.434	0.865
L20	2.149	0.270	0.013	4.904	0.298	11.520	0.871
L20-1	2.215	0.180	0.000	0.051	0.000	11.415	0.863
L21	0.993	0.270	0.013	4.871	0.137	11.512	0.871
L21-1	2.215	0.180	0.000	0.076	0.000	11.412	0.863
L22	2.064	0.270	0.013	4.823	0.284	11.509	0.870
L23	1.000	0.270	0.013	4.740	0.133	11.502	0.870
L24	0.053	0.270	0.004	1.580	0.001	11.419	0.864
L24-1	5.400	0.180	0.001	0.593	0.003	11.419	0.864
L24-2	1.260	0.180	0.001	0.298	0.000	11.418	0.864
L24N	0.080	0.145	0.013	8.825	0.006	11.498	0.870
L25	0.493	0.195	0.003	1.646	0.010	11.419	0.864
L25-1	0.633	0.180	0.001	0.298	0.000	11.418	0.864
L25N	0.080	0.145	0.011	7.845	0.005	11.498	0.870
L26	0.617	0.180	0.002	1.190	0.002	11.418	0.864
L26N	0.080	0.145	0.010	6.864	0.003	11.498	0.870
L27	0.511	0.180	0.001	0.595	0.000	11.418	0.864
L27N	0.080	0.145	0.009	5.884	0.003	11.498	0.870
L28	5.400	0.195	0.017	8.903	3.232	11.419	0.864
L28N	0.080	0.145	0.007	4.903	0.002	11.498	0.870
L29	0.053	0.195	0.017	8.610	0.030	11.357	0.859
L29N	0.080	0.145	0.006	3.922	0.001	11.498	0.870
L3	1.638	0.270	0.024	8.836	0.681	11.531	0.872
L3-1	0.963	0.180	0.000	0.122	0.000	11.422	0.864
L3-3-8	0.080	0.145	0.004	2.481	0.000	11.517	0.871
L30	1.651	0.195	0.016	8.318	0.863	11.357	0.859
L30N	0.080	0.145	0.004	2.942	0.001	11.497	0.870
L31	1.595	0.195	0.016	8.025	0.776	11.339	0.858
L31N	0.080	0.145	0.003	1.961	0.000	11.497	0.870
L32	2.190	0.195	0.015	7.732	0.989	11.322	0.856
L32-1	0.984	0.195	0.001	0.297	0.001	11.300	0.855
L32N	0.080	0.145	0.001	0.981	0.000	11.497	0.870
L33	3.150	0.195	0.015	7.439	1.316	11.300	0.855
L34	1.460	0.195	0.014	7.145	0.563	11.270	0.852
L35	0.950	0.195	0.014	7.145	0.366	11.257	0.851
L36	0.780	0.195	0.013	6.850	0.276	11.248	0.851

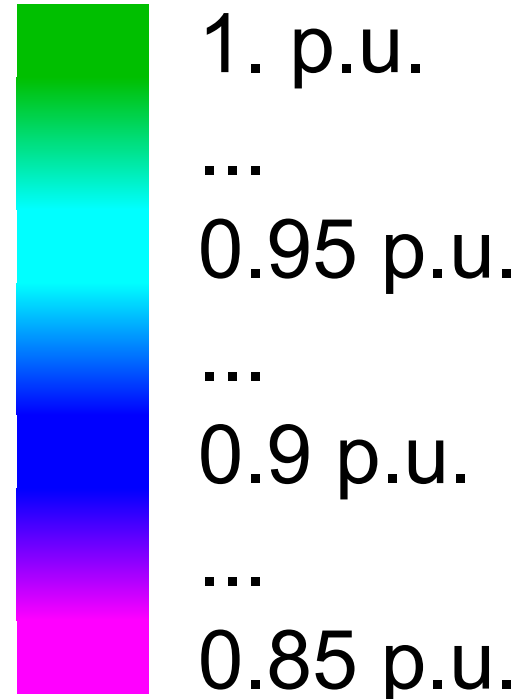
Reportes sin considerar el proyecto de la línea de 33 kV - año 2045							
Línea	Longitud (Km)	Inominal (KA)	I (KA)	Cargabilidad (%)	Perdidas (KW)	V fase (KV)	V fase (p.u.)
L37	5.950	0.195	0.013	6.851	2.109	11.241	0.850
L37-1	1.230	0.195	0.001	0.300	0.001	11.188	0.846
L38	0.247	0.195	0.012	6.258	0.073	11.188	0.846
L39	1.655	0.195	0.012	6.259	0.490	11.186	0.846
L4	0.125	0.270	0.024	8.757	0.052	11.521	0.871
L40	0.633	0.180	0.002	0.967	0.001	11.173	0.845
L41	15.450	0.180	0.002	0.966	0.025	11.173	0.845
L42	0.336	0.180	0.001	0.642	0.000	11.168	0.845
L43	0.388	0.180	0.001	0.325	0.000	11.168	0.845
L44	11.610	0.180	0.001	0.326	0.002	11.168	0.845
L45N	0.080	0.145	0.010	6.824	0.003	11.173	0.845
L46N	0.080	0.145	0.008	5.459	0.002	11.173	0.845
L47N	0.080	0.145	0.006	4.095	0.001	11.173	0.845
L48N	0.080	0.145	0.004	2.730	0.001	11.173	0.845
L49N	0.080	0.145	0.002	1.365	0.000	11.173	0.845
L5	0.201	0.270	0.023	8.360	0.075	11.520	0.871
L6	0.152	0.270	0.021	7.947	0.051	11.519	0.871
L7	0.118	0.270	0.021	7.603	0.036	11.518	0.871
L7-1	1.800	0.145	0.001	0.633	0.002	11.418	0.864
L7-2	1.720	0.145	0.000	0.209	0.000	11.416	0.863
L7-3	0.080	0.145	0.019	13.024	0.012	11.518	0.871
L7-3-1	0.080	0.145	0.010	6.822	0.003	11.517	0.871
L7-3-10	0.080	0.145	0.002	1.240	0.000	11.517	0.871
L7-3-11	0.080	0.145	0.001	0.620	0.000	11.517	0.871
L7-3-2	0.080	0.145	0.009	6.202	0.003	11.517	0.871
L7-3-3	0.080	0.145	0.008	5.582	0.002	11.517	0.871
L7-3-4	0.080	0.145	0.007	4.962	0.002	11.517	0.871
L7-3-5	0.080	0.145	0.006	4.341	0.001	11.517	0.871
L7-3-6	0.080	0.145	0.005	3.721	0.001	11.517	0.871
L7-3-7	0.080	0.145	0.004	3.101	0.001	11.517	0.871
L7-3-9	0.080	0.145	0.003	1.861	0.000	11.517	0.871
L7-4	0.080	0.145	0.009	6.202	0.003	11.517	0.871
L7-4-1	0.080	0.145	0.009	6.202	0.003	11.517	0.871
L7-4-10	0.080	0.145	0.001	0.620	0.000	11.517	0.871
L7-4-2	0.080	0.145	0.008	5.582	0.002	11.517	0.871
L7-4-3	0.080	0.145	0.007	4.962	0.002	11.517	0.871
L7-4-4	0.080	0.145	0.006	4.341	0.001	11.517	0.871
L7-4-5	0.080	0.145	0.005	3.721	0.001	11.517	0.871
L7-4-6	0.080	0.145	0.004	3.101	0.001	11.517	0.871
L7-4-7	0.080	0.145	0.004	2.481	0.000	11.517	0.871
L7-4-8	0.080	0.145	0.003	1.861	0.000	11.517	0.871
L7-4-9	0.080	0.145	0.002	1.240	0.000	11.517	0.871
L8	2.839	0.145	0.001	0.521	0.002	11.418	0.864
L8-1	3.216	0.180	0.000	0.080	0.000	11.416	0.863
L8-2	1.446	0.180	0.000	0.046	0.000	11.415	0.863
L9	0.859	0.145	0.001	0.424	0.000	11.416	0.863
L9-1	1.272	0.180	0.000	0.230	0.000	11.415	0.863
TRAMO 01	70.000	0.340	0.068	19.990	256.983	13.221	0.694
TRAMO 02	18.000	0.340	0.022	6.356	7.208	11.542	0.606



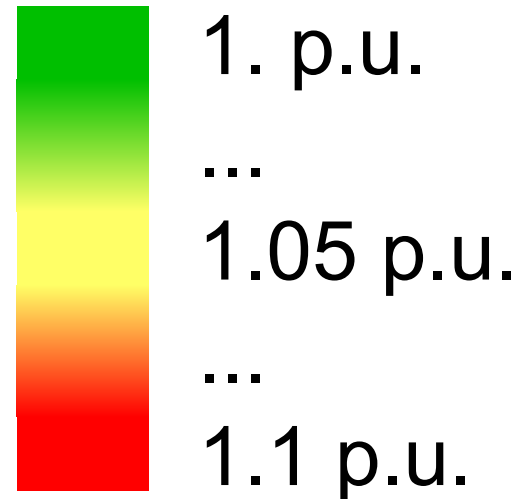
- Inactive
- Out of Calculation
- De-energised

Voltages / Loading

Lower Voltage Range



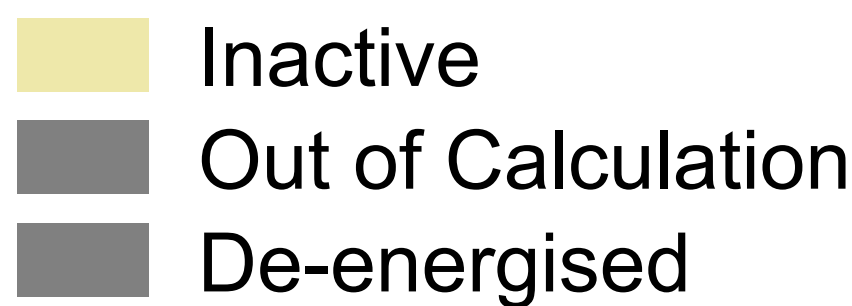
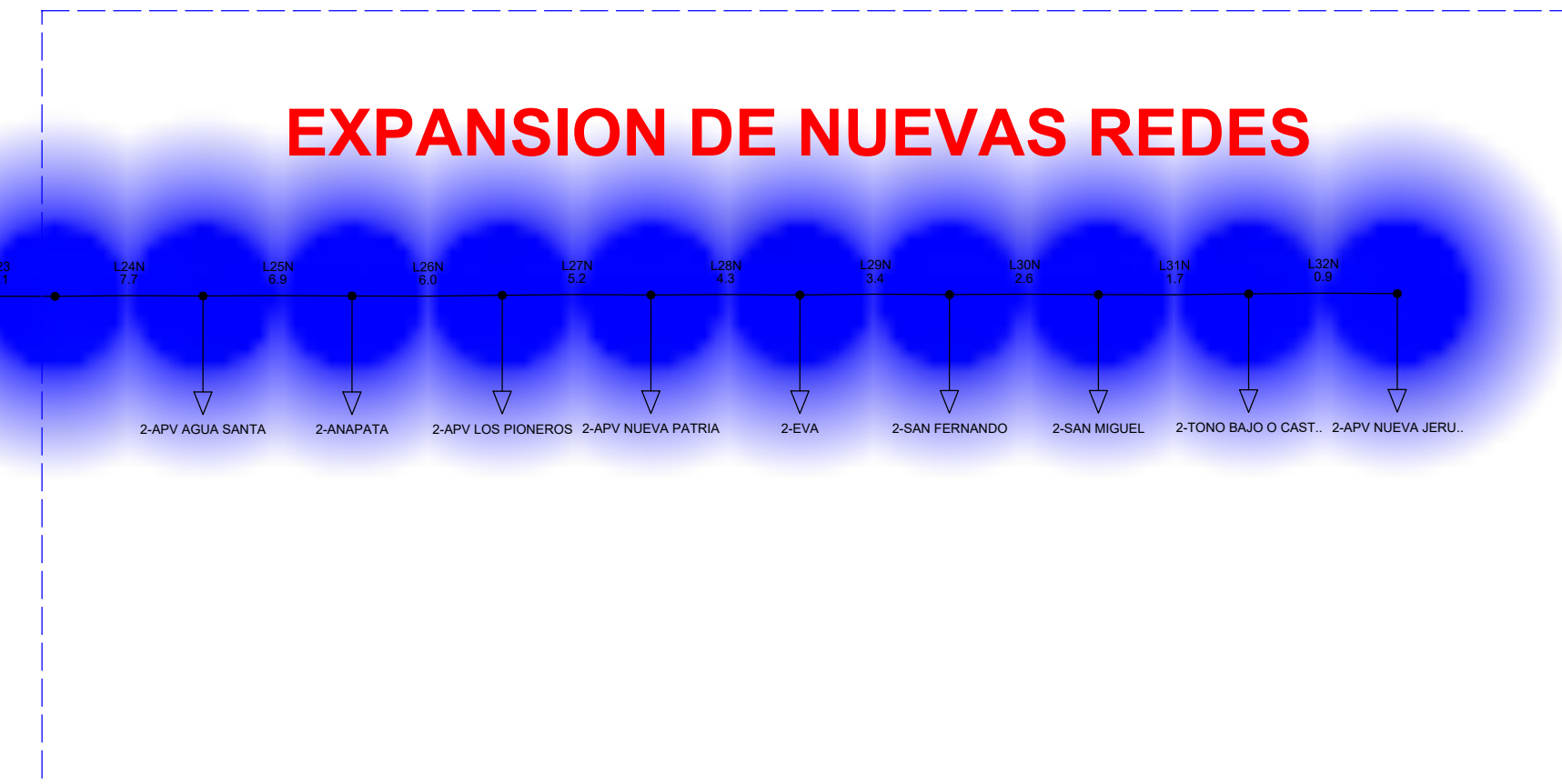
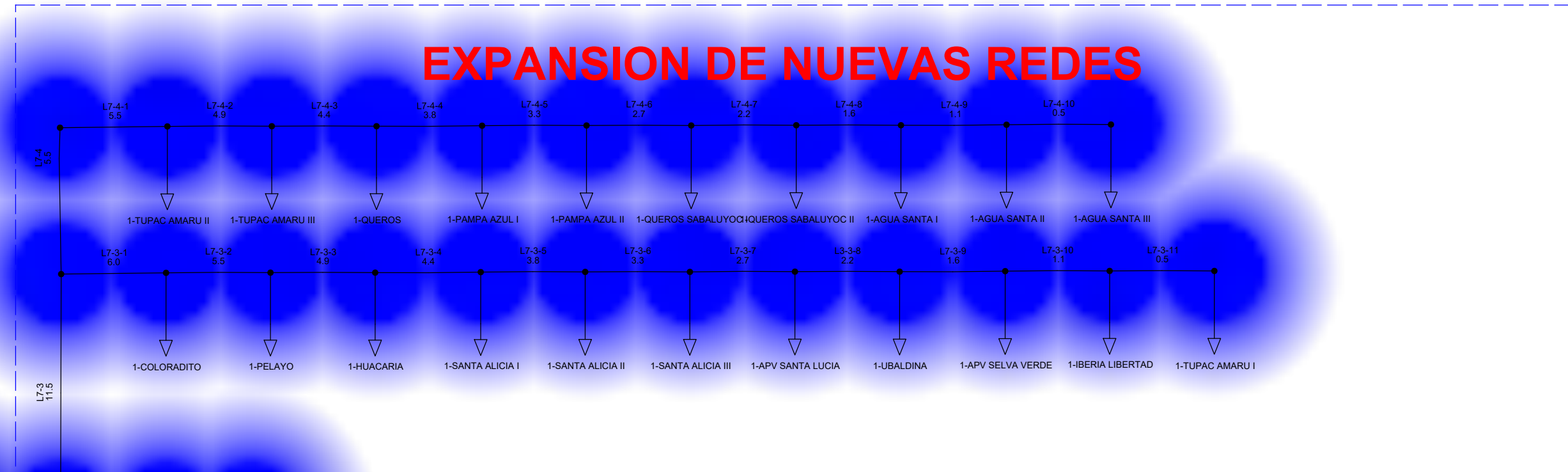
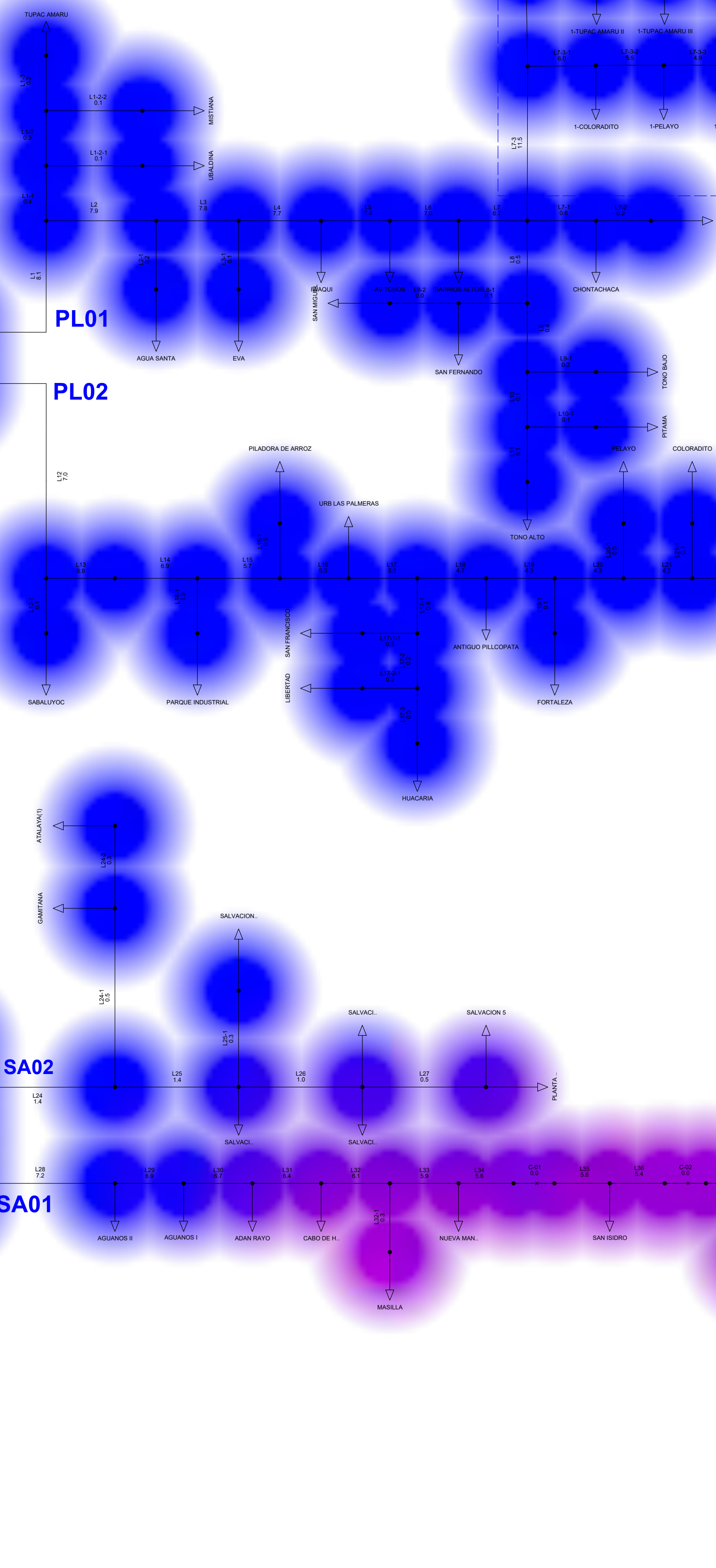
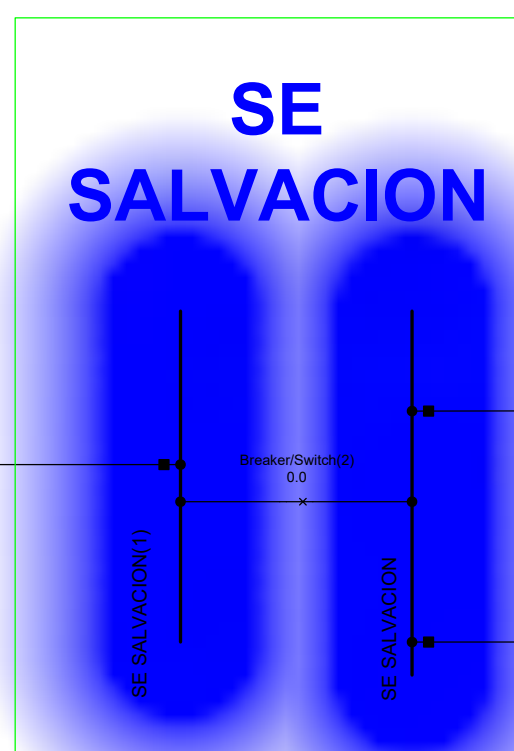
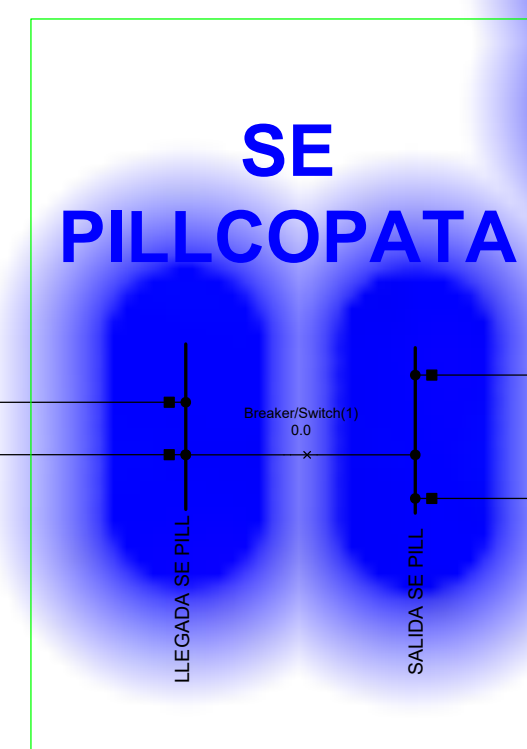
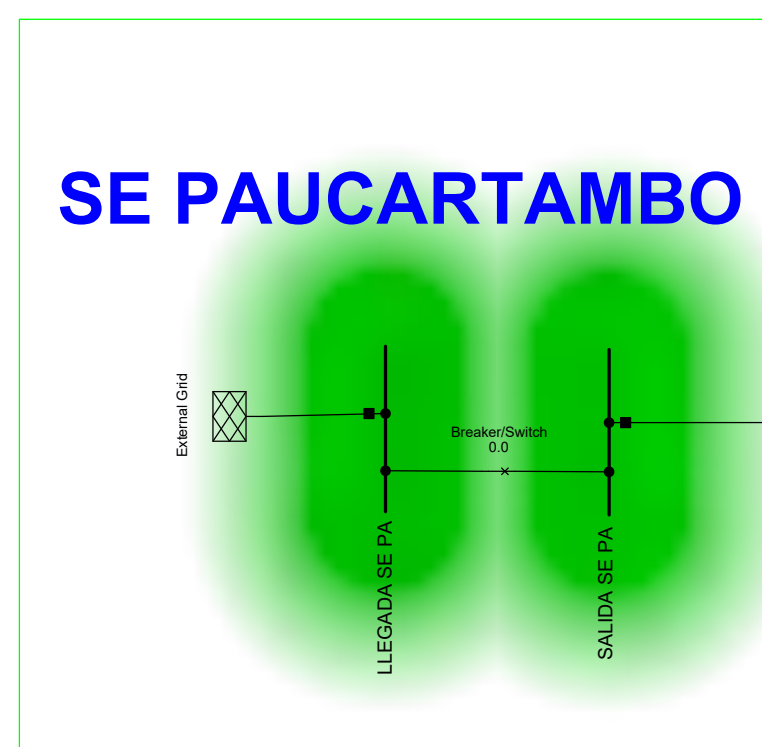
Upper Voltage Range



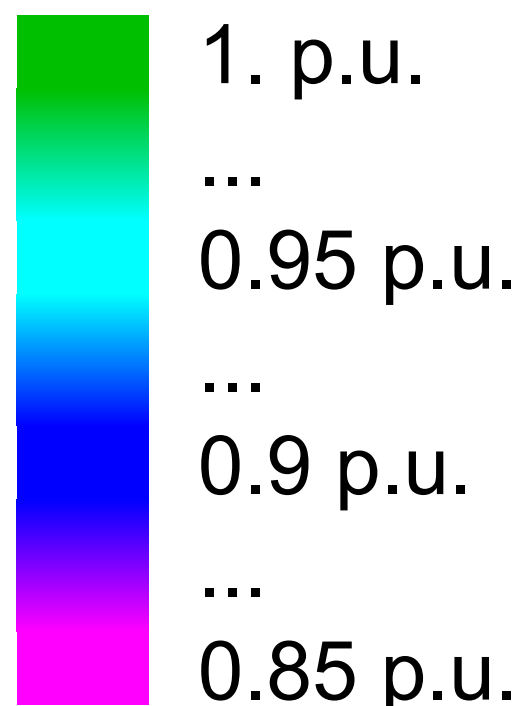
Case Flow 3-phase(ABC)	Branches
Nb666	Total Active Power
Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]	Total Reactive Powe
Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]	Positive-Sequence C
Positive-Sequence Voltage, Angle [deg]	

Reportes sin considerar el proyecto de la línea de 33 kV - año 2040							
Línea	Longitud (Km)	Inominal (KA)	I (KA)	Cargabilidad (%)	Perdidas (KW)	V fase (KV)	V fase (p.u.)
L1	0.174	0.270	0.022	8.110	0.058	11.803	0.893
L1-1	0.970	0.145	0.001	0.450	0.000	11.724	0.887
L1-2	0.762	0.180	0.001	0.292	0.000	11.723	0.887
L1-2-1	1.281	0.180	0.000	0.075	0.000	11.723	0.887
L1-2-2	2.482	0.180	0.000	0.105	0.000	11.723	0.887
L1-3	0.379	0.180	0.000	0.195	0.000	11.723	0.887
L10	2.215	0.180	0.000	0.113	0.000	11.697	0.885
L10-1	1.199	0.180	0.000	0.055	0.000	11.697	0.885
L11	3.712	0.180	0.000	0.060	0.000	11.697	0.885
L12	2.647	0.270	0.019	6.977	0.720	11.803	0.893
L12-1	8.374	0.180	0.000	0.094	0.000	11.711	0.886
L13	0.250	0.270	0.019	6.932	0.068	11.789	0.892
L14	0.300	0.270	0.019	6.932	0.081	11.788	0.892
L14-1	0.004	0.180	0.003	1.932	0.000	11.786	0.891
L15	0.280	0.270	0.015	5.674	0.050	11.786	0.891
L15-1	1.638	0.180	0.001	0.534	0.001	11.785	0.891
L16	0.092	0.270	0.014	5.329	0.015	11.785	0.891
L17	0.075	0.270	0.014	5.098	0.011	11.785	0.891
L17-1	0.161	0.145	0.001	0.824	0.000	11.785	0.891
L17-1-1	0.030	0.180	0.001	0.457	0.000	11.785	0.891
L17-2	1.079	0.180	0.000	0.214	0.000	11.706	0.885
L17-2-1	0.628	0.180	0.000	0.195	0.000	11.706	0.885
L17-3	4.781	0.180	0.000	0.046	0.000	11.706	0.885
L18	0.248	0.270	0.013	4.662	0.031	11.785	0.891
L19	0.245	0.270	0.012	4.324	0.026	11.784	0.891
L19-1	1.800	0.145	0.000	0.074	0.000	11.704	0.885
L2	1.603	0.270	0.021	7.871	0.521	11.802	0.893
L2-1	0.040	0.180	0.000	0.155	0.000	11.714	0.886
L20	2.149	0.270	0.012	4.286	0.228	11.783	0.891
L20-1	2.215	0.180	0.000	0.045	0.000	11.698	0.885
L21	0.993	0.270	0.011	4.258	0.105	11.776	0.891
L21-1	2.215	0.180	0.000	0.065	0.000	11.694	0.885
L22	2.064	0.270	0.011	4.222	0.217	11.773	0.890
L23	1.000	0.270	0.011	4.149	0.102	11.767	0.890
L24	0.053	0.270	0.004	1.377	0.001	11.702	0.885
L24-1	5.400	0.180	0.001	0.518	0.002	11.702	0.885
L24-2	1.260	0.180	0.000	0.260	0.000	11.701	0.885
L24N	0.080	0.145	0.011	7.726	0.004	11.764	0.890
L25	0.493	0.195	0.003	1.437	0.008	11.702	0.885
L25-1	0.633	0.180	0.000	0.260	0.000	11.701	0.885
L25N	0.080	0.145	0.010	6.868	0.003	11.764	0.890
L26	0.617	0.180	0.002	1.039	0.001	11.701	0.885
L26N	0.080	0.145	0.009	6.009	0.003	11.764	0.890
L27	0.511	0.180	0.001	0.520	0.000	11.701	0.885
L27N	0.080	0.145	0.007	5.151	0.002	11.764	0.890
L28	5.400	0.195	0.014	7.169	2.096	11.702	0.885
L28N	0.080	0.145	0.006	4.292	0.001	11.763	0.890
L29	0.053	0.195	0.013	6.913	0.019	11.652	0.881
L29N	0.080	0.145	0.005	3.434	0.001	11.763	0.890
L3	1.638	0.270	0.021	7.772	0.528	11.793	0.892
L3-1	0.963	0.180	0.000	0.105	0.000	11.703	0.885
L3-3-8	0.080	0.145	0.003	2.186	0.000	11.780	0.891
L30	1.651	0.195	0.013	6.658	0.553	11.652	0.881
L30N	0.080	0.145	0.004	2.575	0.000	11.763	0.890
L31	1.595	0.195	0.012	6.403	0.494	11.638	0.880
L31N	0.080	0.145	0.002	1.717	0.000	11.763	0.890
L32	2.190	0.195	0.012	6.149	0.626	11.624	0.879
L32-1	0.984	0.195	0.001	0.260	0.000	11.607	0.878
L32N	0.080	0.145	0.001	0.858	0.000	11.763	0.890
L33	3.150	0.195	0.011	5.894	0.827	11.607	0.878
L34	1.460	0.195	0.011	5.639	0.351	11.583	0.876
L35	0.950	0.195	0.011	5.639	0.228	11.572	0.875
L36	0.780	0.195	0.010	5.383	0.171	11.565	0.875

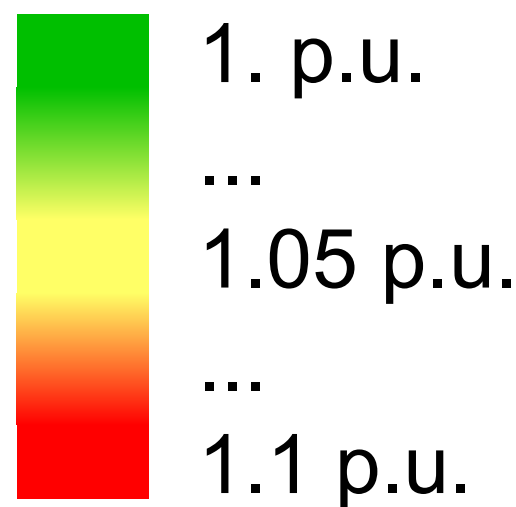
Reportes sin considerar el proyecto de la línea de 33 kV - año 2040							
Línea	Longitud (Km)	Inominal (KA)	I (KA)	Cargabilidad (%)	Perdidas (KW)	V fase (KV)	V fase (p.u.)
L37	5.950	0.195	0.010	5.385	1.303	11.560	0.874
L37-1	1.230	0.195	0.001	0.262	0.001	11.519	0.871
L38	0.247	0.195	0.009	4.871	0.044	11.519	0.871
L39	1.655	0.195	0.009	4.871	0.297	11.517	0.871
L4	0.125	0.270	0.021	7.704	0.040	11.784	0.891
L40	0.633	0.180	0.002	0.839	0.001	11.507	0.870
L41	15.450	0.180	0.002	0.839	0.019	11.506	0.870
L42	0.336	0.180	0.001	0.556	0.000	11.502	0.870
L43	0.388	0.180	0.001	0.283	0.000	11.502	0.870
L44	11.610	0.180	0.001	0.284	0.002	11.502	0.870
L45N	0.080	0.145	0.007	5.177	0.002	11.507	0.870
L46N	0.080	0.145	0.006	4.142	0.001	11.506	0.870
L47N	0.080	0.145	0.004	3.106	0.001	11.506	0.870
L48N	0.080	0.145	0.003	2.071	0.000	11.506	0.870
L49N	0.080	0.145	0.001	1.035	0.000	11.506	0.870
L5	0.201	0.270	0.020	7.356	0.058	11.783	0.891
L6	0.152	0.270	0.019	6.993	0.040	11.782	0.891
L7	0.118	0.270	0.018	6.691	0.028	11.781	0.891
L7-1	1.800	0.145	0.001	0.559	0.001	11.700	0.885
L7-2	1.720	0.145	0.000	0.186	0.000	11.698	0.885
L7-3	0.080	0.145	0.017	11.475	0.010	11.781	0.891
L7-3-1	0.080	0.145	0.009	6.011	0.003	11.781	0.891
L7-3-10	0.080	0.145	0.002	1.093	0.000	11.780	0.891
L7-3-11	0.080	0.145	0.001	0.547	0.000	11.780	0.891
L7-3-2	0.080	0.145	0.008	5.464	0.002	11.781	0.891
L7-3-3	0.080	0.145	0.007	4.918	0.002	11.780	0.891
L7-3-4	0.080	0.145	0.006	4.372	0.001	11.780	0.891
L7-3-5	0.080	0.145	0.006	3.825	0.001	11.780	0.891
L7-3-6	0.080	0.145	0.005	3.279	0.001	11.780	0.891
L7-3-7	0.080	0.145	0.004	2.732	0.001	11.780	0.891
L7-3-9	0.080	0.145	0.002	1.639	0.000	11.780	0.891
L7-4	0.080	0.145	0.008	5.464	0.002	11.781	0.891
L7-4-1	0.080	0.145	0.008	5.464	0.002	11.781	0.891
L7-4-10	0.080	0.145	0.001	0.547	0.000	11.780	0.891
L7-4-2	0.080	0.145	0.007	4.918	0.002	11.780	0.891
L7-4-3	0.080	0.145	0.006	4.372	0.001	11.780	0.891
L7-4-4	0.080	0.145	0.006	3.825	0.001	11.780	0.891
L7-4-5	0.080	0.145	0.005	3.279	0.001	11.780	0.891
L7-4-6	0.080	0.145	0.004	2.732	0.001	11.780	0.891
L7-4-7	0.080	0.145	0.003	2.186	0.000	11.780	0.891
L7-4-8	0.080	0.145	0.002	1.639	0.000	11.780	0.891
L7-4-9	0.080	0.145	0.002	1.093	0.000	11.780	0.891
L8	2.839	0.145	0.001	0.460	0.001	11.700	0.885
L8-1	3.216	0.180	0.000	0.070	0.000	11.698	0.885
L8-2	1.446	0.180	0.000	0.040	0.000	11.698	0.885
L9	0.859	0.145	0.001	0.377	0.000	11.698	0.885
L9-1	1.272	0.180	0.000	0.205	0.000	11.697	0.885
TRAMO 01	70.000	0.340	0.058	17.159	189.122	13.221	0.694
TRAMO 02	18.000	0.340	0.018	5.199	4.825	11.803	0.619



Voltages / Loading



Upper Voltage Range

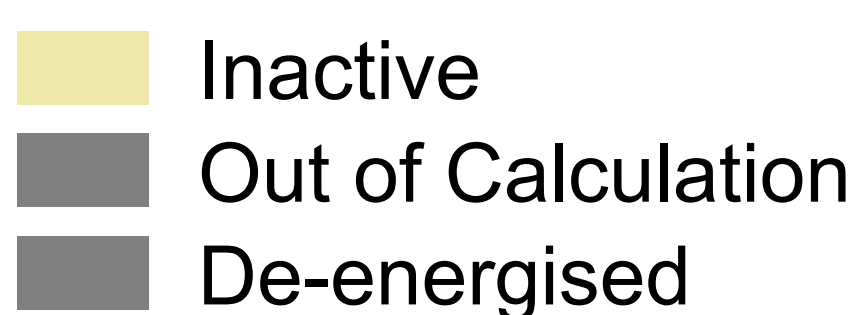
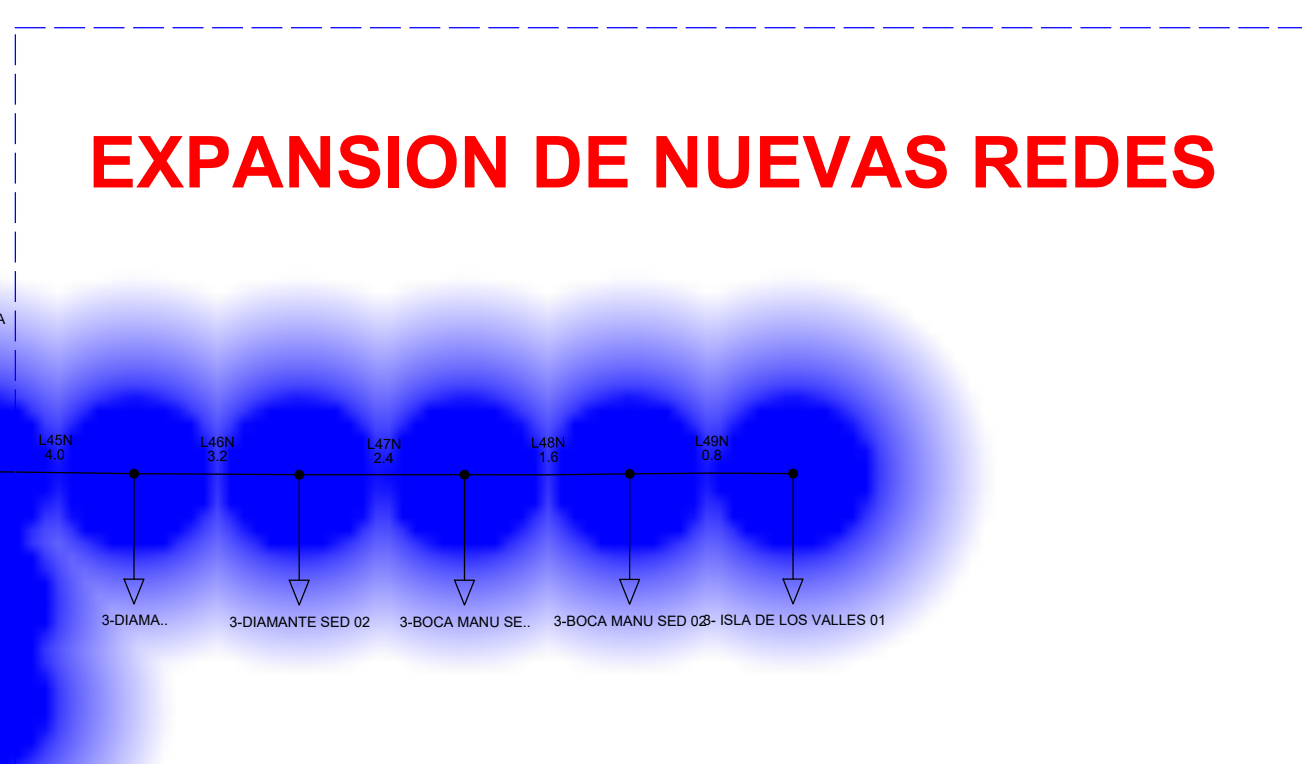
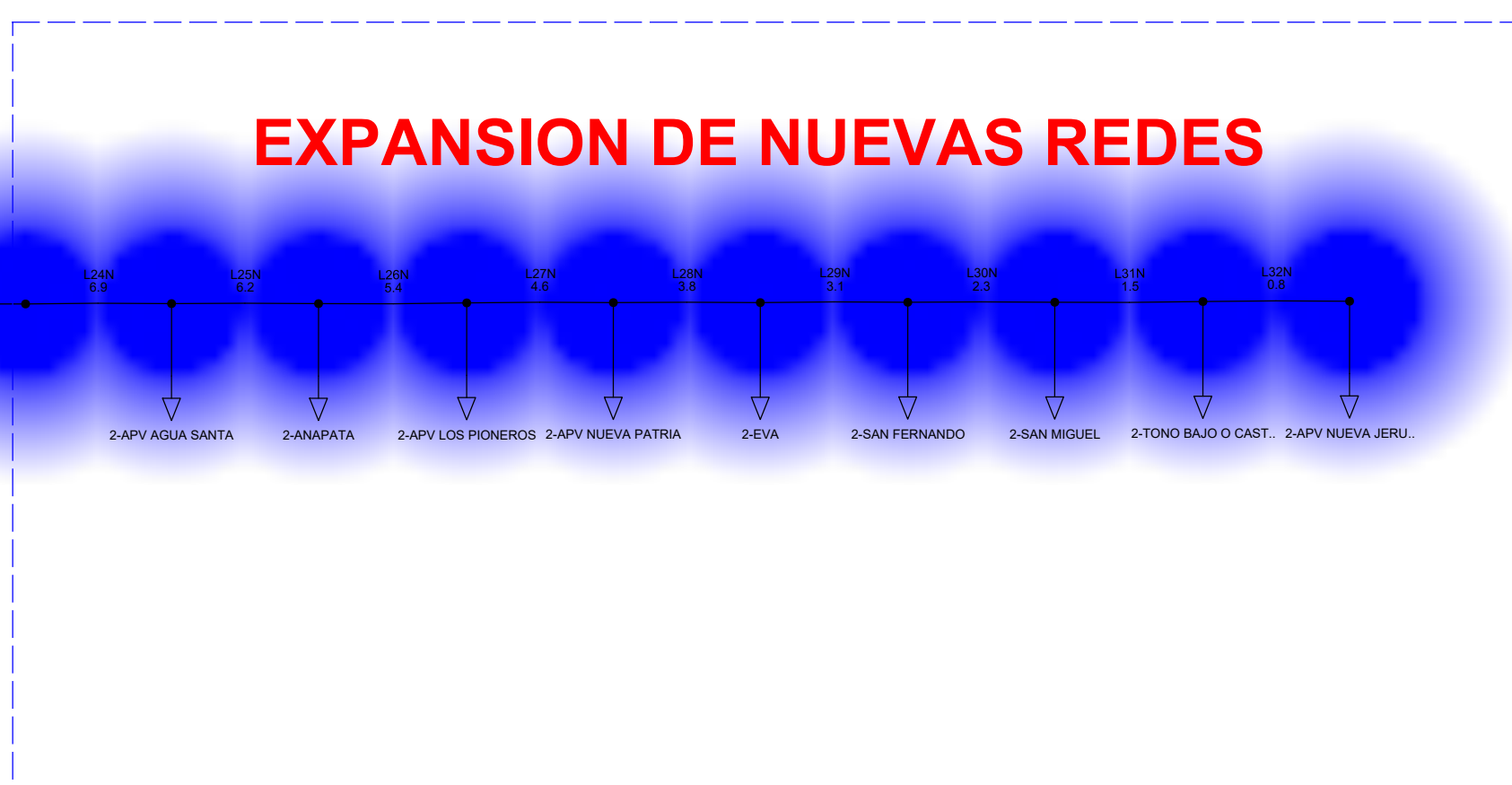
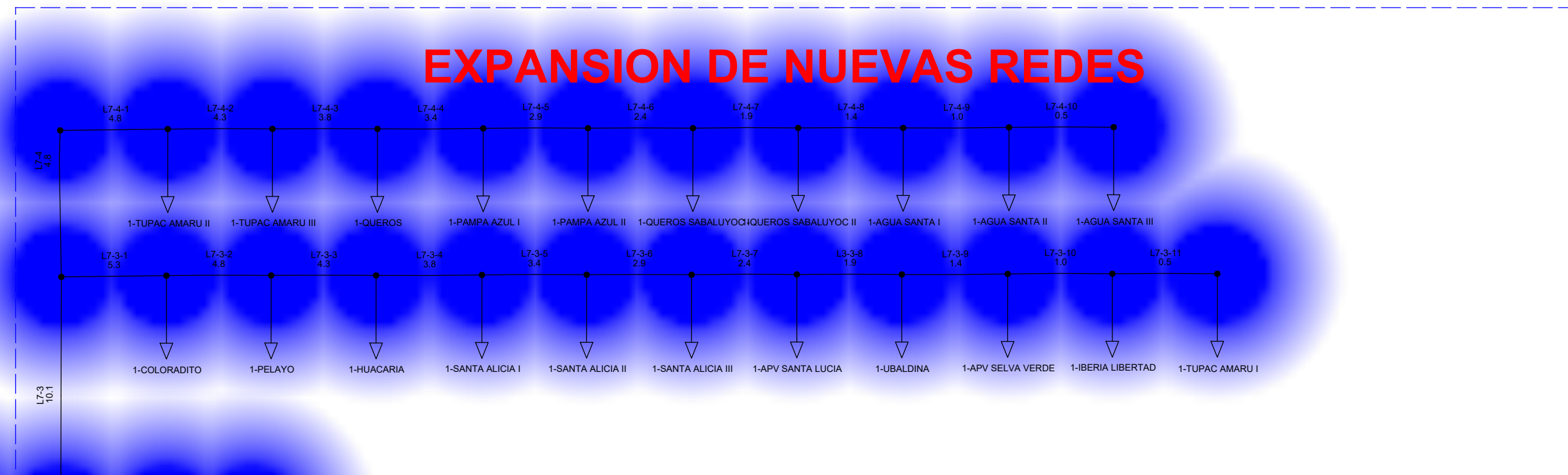
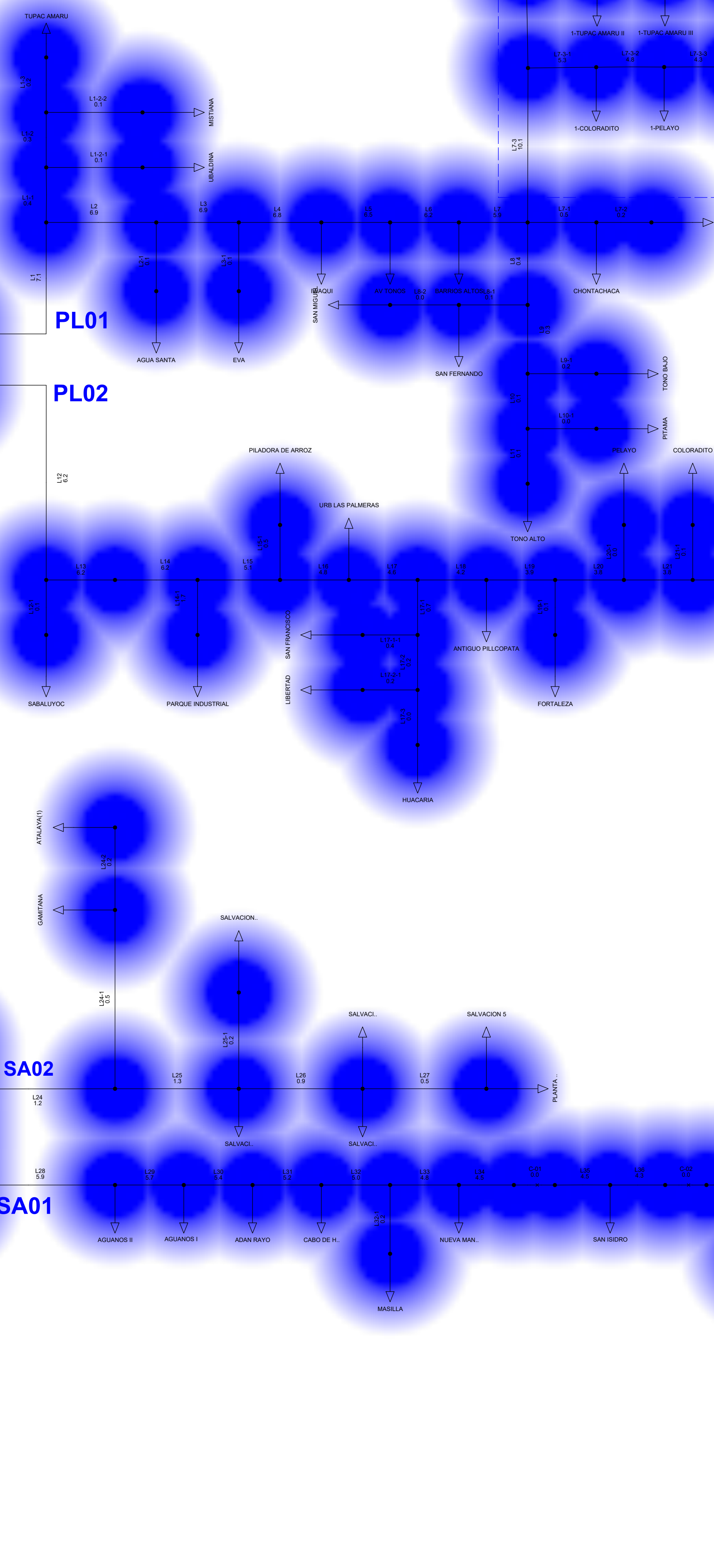
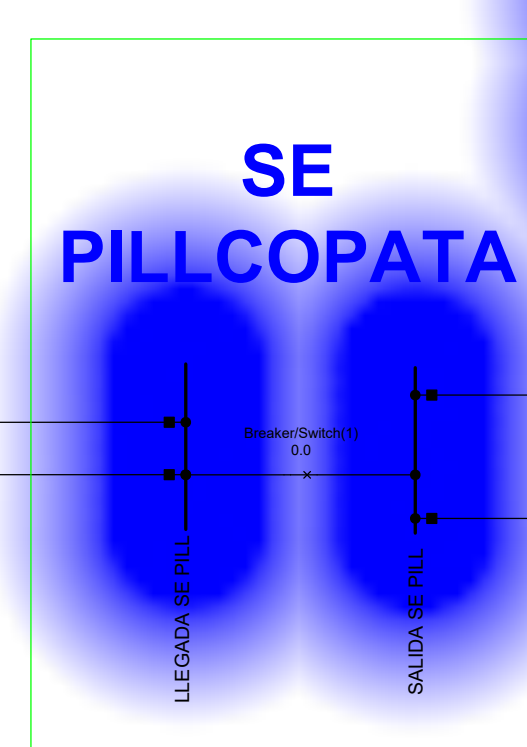
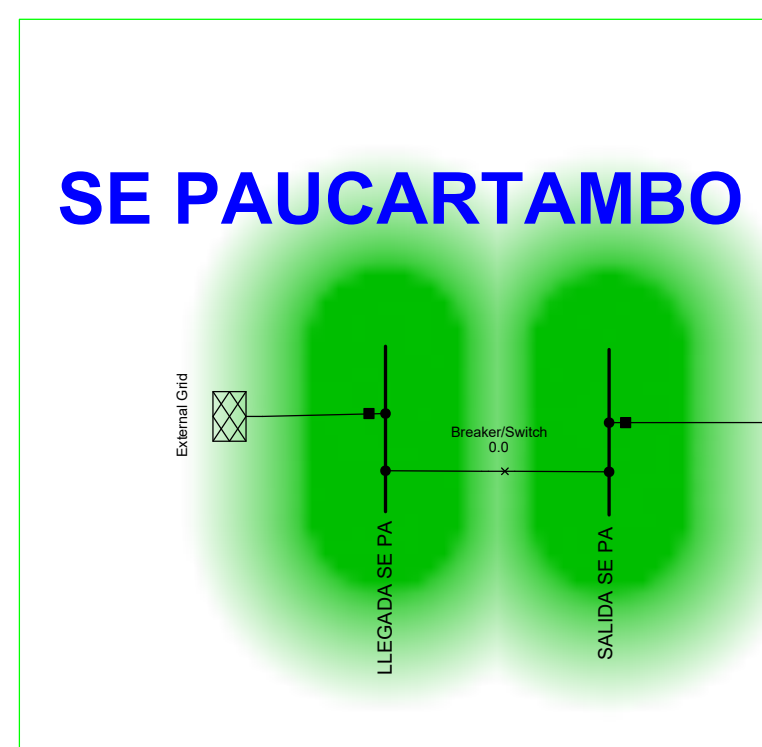


Load Flow 3-phase(ASC)	
Nodes	Branches
Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]	Total Active Power
Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]	Total Reactive Power
Positive-Sequence Voltage, Angle [deg]	Positive-Sequence C

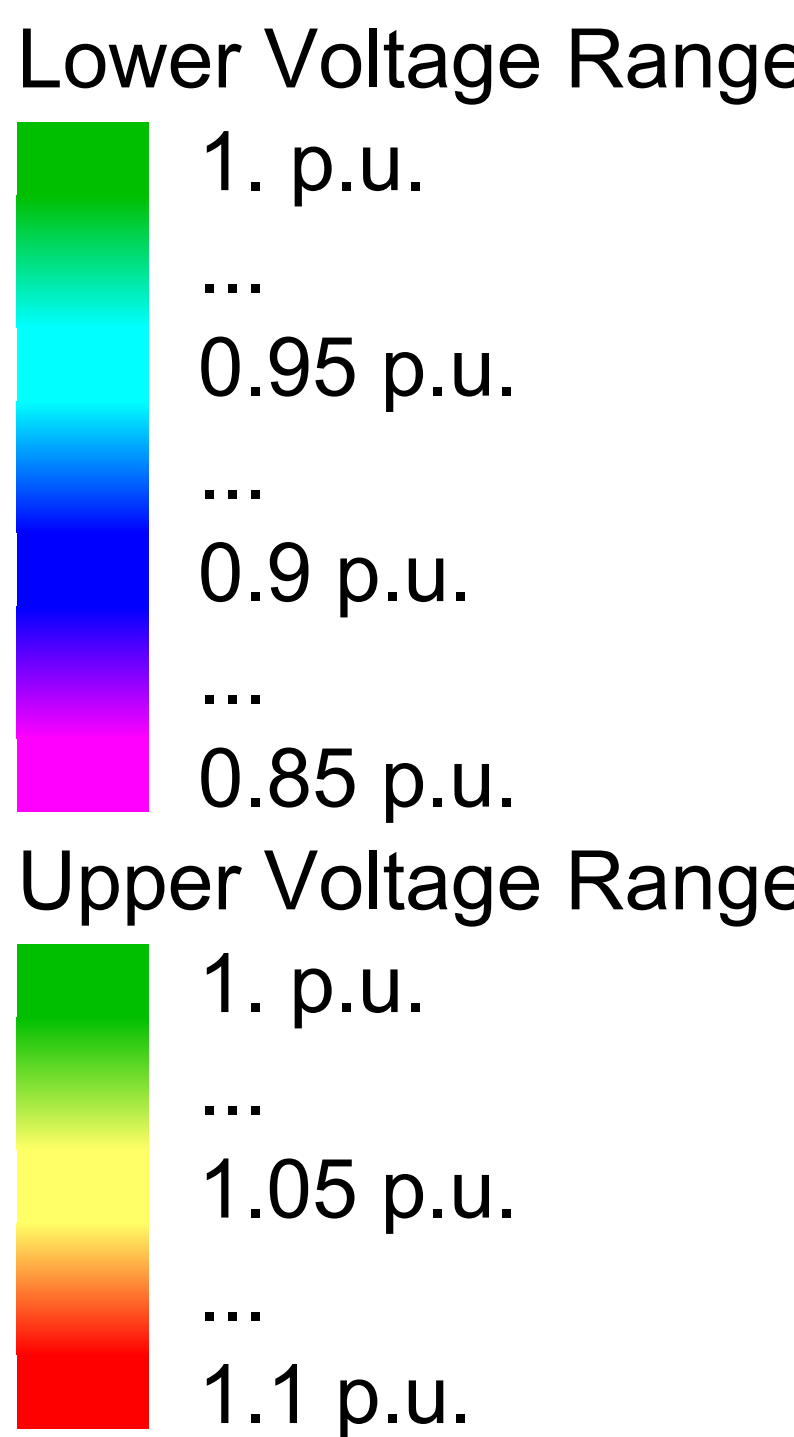
PowerFactory 2021 SP2	Analisis de flujo de potencia	Project:
	Tesis: Determinación del nivel de tensión adecuado para la operacion y mejora de la calidad del AMT PA03 - SE Paucartambo	Graphic: Grid
		Date: 20/09/2025
		Annex:

Reportes sin considerar el proyecto de la línea de 33 kV - año 2035							
Línea	Longitud (Km)	Inominal (KA)	I (KA)	Cargabilidad (%)	Perdidas (KW)	V fase (KV)	V fase (p.u.)
L1	0.174	0.270	0.019	7.148	0.045	11.990	0.907
L1-1	0.970	0.145	0.001	0.398	0.000	11.918	0.901
L1-2	0.762	0.180	0.000	0.261	0.000	11.918	0.901
L1-2-1	1.281	0.180	0.000	0.065	0.000	11.918	0.901
L1-2-2	2.482	0.180	0.000	0.095	0.000	11.918	0.901
L1-3	0.379	0.180	0.000	0.175	0.000	11.918	0.901
L10	2.215	0.180	0.000	0.103	0.000	11.895	0.900
L10-1	1.199	0.180	0.000	0.050	0.000	11.895	0.900
L11	3.712	0.180	0.000	0.055	0.000	11.895	0.900
L12	2.647	0.270	0.017	6.227	0.574	11.990	0.907
L12-1	8.374	0.180	0.000	0.087	0.000	11.907	0.901
L13	0.250	0.270	0.017	6.190	0.054	11.978	0.906
L14	0.300	0.270	0.017	6.190	0.065	11.977	0.906
L14-1	0.004	0.180	0.003	1.730	0.000	11.975	0.906
L15	0.280	0.270	0.014	5.070	0.040	11.975	0.906
L15-1	1.638	0.180	0.001	0.477	0.001	11.974	0.906
L16	0.092	0.270	0.013	4.764	0.012	11.974	0.906
L17	0.075	0.270	0.012	4.558	0.009	11.974	0.906
L17-1	0.161	0.145	0.001	0.731	0.000	11.974	0.906
L17-1-1	0.030	0.180	0.001	0.409	0.000	11.974	0.906
L17-2	1.079	0.180	0.000	0.187	0.000	11.903	0.900
L17-2-1	0.628	0.180	0.000	0.175	0.000	11.902	0.900
L17-3	4.781	0.180	0.000	0.044	0.000	11.902	0.900
L18	0.248	0.270	0.011	4.173	0.025	11.974	0.906
L19	0.245	0.270	0.010	3.873	0.021	11.973	0.906
L19-1	1.800	0.145	0.000	0.068	0.000	11.901	0.900
L2	1.603	0.270	0.019	6.938	0.405	11.989	0.907
L2-1	0.040	0.180	0.000	0.135	0.000	11.910	0.901
L20	2.149	0.270	0.010	3.839	0.183	11.972	0.906
L20-1	2.215	0.180	0.000	0.040	0.000	11.895	0.900
L21	0.993	0.270	0.010	3.815	0.084	11.966	0.905
L21-1	2.215	0.180	0.000	0.060	0.000	11.892	0.899
L22	2.064	0.270	0.010	3.781	0.174	11.963	0.905
L23	1.000	0.270	0.010	3.716	0.081	11.958	0.904
L24	0.053	0.270	0.003	1.215	0.000	11.905	0.900
L24-1	5.400	0.180	0.001	0.457	0.002	11.905	0.900
L24-2	1.260	0.180	0.000	0.230	0.000	11.904	0.900
L24N	0.080	0.145	0.010	6.920	0.004	11.955	0.904
L25	0.493	0.195	0.002	1.270	0.006	11.905	0.900
L25-1	0.633	0.180	0.000	0.230	0.000	11.904	0.900
L25N	0.080	0.145	0.009	6.151	0.003	11.955	0.904
L26	0.617	0.180	0.002	0.919	0.001	11.904	0.900
L26N	0.080	0.145	0.008	5.382	0.002	11.955	0.904
L27	0.511	0.180	0.001	0.460	0.000	11.904	0.900
L27N	0.080	0.145	0.007	4.613	0.002	11.955	0.904
L28	5.400	0.195	0.011	5.880	1.410	11.905	0.900
L28N	0.080	0.145	0.006	3.844	0.001	11.955	0.904
L29	0.053	0.195	0.011	5.655	0.013	11.864	0.897
L29N	0.080	0.145	0.004	3.075	0.001	11.955	0.904
L3	1.638	0.270	0.018	6.852	0.410	11.981	0.906
L3-1	0.963	0.180	0.000	0.095	0.000	11.901	0.900
L3-3-8	0.080	0.145	0.003	1.924	0.000	11.970	0.905
L30	1.651	0.195	0.011	5.430	0.368	11.864	0.897
L30N	0.080	0.145	0.003	2.307	0.000	11.954	0.904
L31	1.595	0.195	0.010	5.205	0.326	11.852	0.896
L31N	0.080	0.145	0.002	1.538	0.000	11.954	0.904
L32	2.190	0.195	0.010	4.980	0.410	11.841	0.896
L32-1	0.984	0.195	0.000	0.230	0.000	11.827	0.895
L32N	0.080	0.145	0.001	0.769	0.000	11.954	0.904
L33	3.150	0.195	0.009	4.756	0.538	11.827	0.895
L34	1.460	0.195	0.009	4.531	0.226	11.808	0.893
L35	0.950	0.195	0.009	4.531	0.147	11.799	0.892
L36	0.780	0.195	0.008	4.305	0.109	11.794	0.892

Reportes sin considerar el proyecto de la línea de 33 kV - año 2035							
Línea	Longitud (Km)	Inominal (KA)	I (KA)	Cargabilidad (%)	Perdidas (KW)	V fase (KV)	V fase (p.u.)
L37	5.950	0.195	0.008	4.307	0.834	11.789	0.892
L37-1	1.230	0.195	0.000	0.231	0.000	11.756	0.889
L38	0.247	0.195	0.008	3.854	0.028	11.756	0.889
L39	1.655	0.195	0.008	3.854	0.186	11.755	0.889
L4	0.125	0.270	0.018	6.791	0.031	11.973	0.906
L40	0.633	0.180	0.001	0.740	0.001	11.747	0.888
L41	15.450	0.180	0.001	0.740	0.014	11.747	0.888
L42	0.336	0.180	0.001	0.488	0.000	11.743	0.888
L43	0.388	0.180	0.000	0.251	0.000	11.743	0.888
L44	11.610	0.180	0.000	0.251	0.001	11.743	0.888
L45N	0.080	0.145	0.006	3.977	0.001	11.747	0.888
L46N	0.080	0.145	0.005	3.182	0.001	11.747	0.888
L47N	0.080	0.145	0.003	2.386	0.000	11.747	0.888
L48N	0.080	0.145	0.002	1.591	0.000	11.747	0.888
L49N	0.080	0.145	0.001	0.796	0.000	11.747	0.888
L5	0.201	0.270	0.018	6.482	0.045	11.972	0.906
L6	0.152	0.270	0.017	6.159	0.031	11.972	0.905
L7	0.118	0.270	0.016	5.891	0.022	11.971	0.905
L7-1	1.800	0.145	0.001	0.501	0.001	11.898	0.900
L7-2	1.720	0.145	0.000	0.167	0.000	11.896	0.900
L7-3	0.080	0.145	0.015	10.100	0.007	11.970	0.905
L7-3-1	0.080	0.145	0.008	5.290	0.002	11.970	0.905
L7-3-10	0.080	0.145	0.001	0.962	0.000	11.970	0.905
L7-3-11	0.080	0.145	0.001	0.481	0.000	11.970	0.905
L7-3-2	0.080	0.145	0.007	4.809	0.002	11.970	0.905
L7-3-3	0.080	0.145	0.006	4.329	0.001	11.970	0.905
L7-3-4	0.080	0.145	0.006	3.848	0.001	11.970	0.905
L7-3-5	0.080	0.145	0.005	3.367	0.001	11.970	0.905
L7-3-6	0.080	0.145	0.004	2.886	0.001	11.970	0.905
L7-3-7	0.080	0.145	0.003	2.405	0.000	11.970	0.905
L7-3-9	0.080	0.145	0.002	1.443	0.000	11.970	0.905
L7-4	0.080	0.145	0.007	4.809	0.002	11.970	0.905
L7-4-1	0.080	0.145	0.007	4.809	0.002	11.970	0.905
L7-4-10	0.080	0.145	0.001	0.481	0.000	11.970	0.905
L7-4-2	0.080	0.145	0.006	4.329	0.001	11.970	0.905
L7-4-3	0.080	0.145	0.006	3.848	0.001	11.970	0.905
L7-4-4	0.080	0.145	0.005	3.367	0.001	11.970	0.905
L7-4-5	0.080	0.145	0.004	2.886	0.001	11.970	0.905
L7-4-6	0.080	0.145	0.003	2.405	0.000	11.970	0.905
L7-4-7	0.080	0.145	0.003	1.924	0.000	11.970	0.905
L7-4-8	0.080	0.145	0.002	1.443	0.000	11.970	0.905
L7-4-9	0.080	0.145	0.001	0.962	0.000	11.970	0.905
L8	2.839	0.145	0.001	0.402	0.001	11.898	0.900
L8-1	3.216	0.180	0.000	0.060	0.000	11.896	0.900
L8-2	1.446	0.180	0.000	0.035	0.000	11.895	0.900
L9	0.859	0.145	0.000	0.331	0.000	11.896	0.900
L9-1	1.272	0.180	0.000	0.180	0.000	11.895	0.900
TRAMO 01	70.000	0.340	0.050	14.931	142.900	13.221	0.694
TRAMO 02	18.000	0.340	0.015	4.332	3.347	11.990	0.629



Voltages / Loading

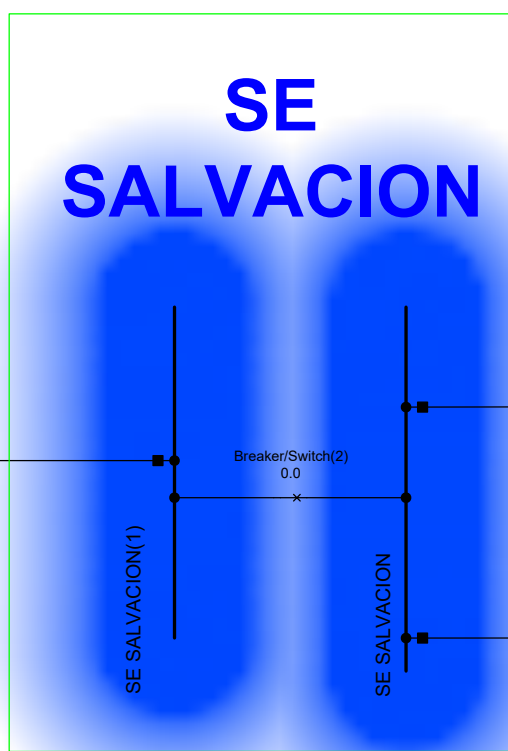
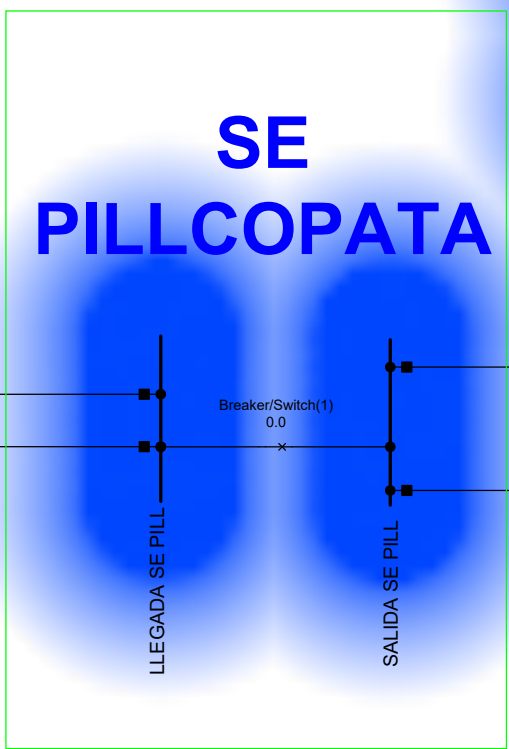
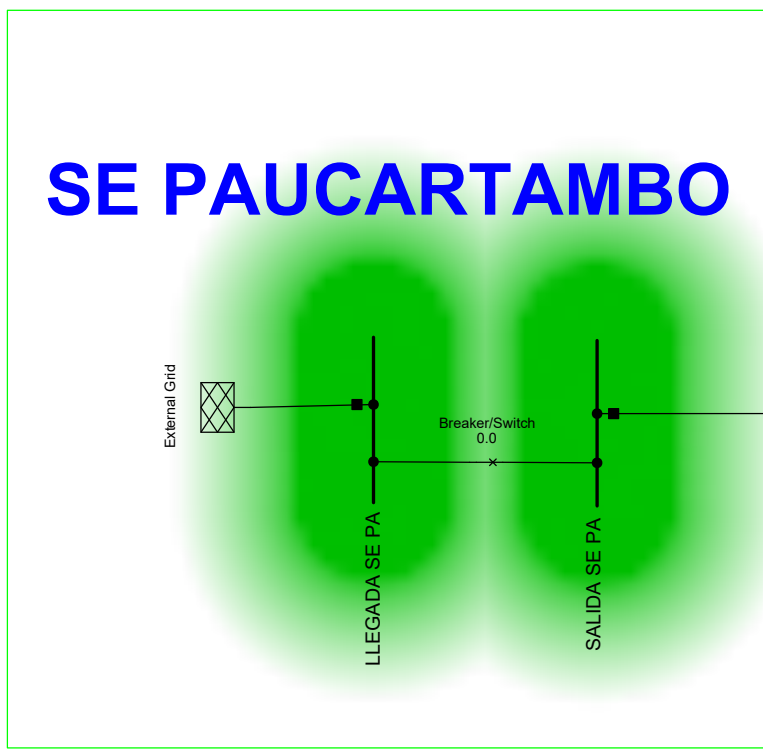


Load Flow 3-phase(ABC)	
Nodes	Branches
Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]	Total Active Power
Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]	Total Reactive Power
Positive-Sequence Voltage, Angle [deg]	Positive-Sequence C

PowerFactory 2021 SP2	Analisis de flujo de potencia	Project:
	Tesis: Determinación del nivel de tensión adecuado para la operacion y mejora de la calidad del AMT PA03 - SE Paucartambo	Graphic: Grid
		Date: 20/09/2025
		Annex:

Reportes sin considerar el proyecto de la línea de 33 kV - año 2030							
Línea	Longitud (Km)	Inominal (KA)	I (KA)	Cargabilidad (%)	Perdidas (KW)	V fase (KV)	V fase (p.u.)
L1	0.174	0.270	0.017	6.262	0.034	12.150	0.919
L1-1	0.970	0.145	0.001	0.359	0.000	12.085	0.914
L1-2	0.762	0.180	0.000	0.235	0.000	12.085	0.914
L1-2-1	1.281	0.180	0.000	0.060	0.000	12.085	0.914
L1-2-2	2.482	0.180	0.000	0.085	0.000	12.085	0.914
L1-3	0.379	0.180	0.000	0.160	0.000	12.085	0.914
L10	2.215	0.180	0.000	0.094	0.000	12.065	0.913
L10-1	1.199	0.180	0.000	0.045	0.000	12.064	0.913
L11	3.712	0.180	0.000	0.050	0.000	12.064	0.913
L12	2.647	0.270	0.015	5.537	0.454	12.150	0.919
L12-1	8.374	0.180	0.000	0.081	0.000	12.075	0.913
L13	0.250	0.270	0.015	5.508	0.043	12.139	0.918
L14	0.300	0.270	0.015	5.508	0.051	12.138	0.918
L14-1	0.004	0.180	0.003	1.557	0.000	12.137	0.918
L15	0.280	0.270	0.012	4.505	0.032	12.137	0.918
L15-1	1.638	0.180	0.001	0.430	0.001	12.136	0.918
L16	0.092	0.270	0.011	4.232	0.009	12.136	0.918
L17	0.075	0.270	0.011	4.048	0.007	12.136	0.918
L17-1	0.161	0.145	0.001	0.652	0.000	12.136	0.918
L17-1-1	0.030	0.180	0.001	0.367	0.000	12.135	0.918
L17-2	1.079	0.180	0.000	0.166	0.000	12.071	0.913
L17-2-1	0.628	0.180	0.000	0.155	0.000	12.071	0.913
L17-3	4.781	0.180	0.000	0.044	0.000	12.071	0.913
L18	0.248	0.270	0.010	3.706	0.020	12.136	0.918
L19	0.245	0.270	0.009	3.438	0.017	12.135	0.918
L19-1	1.800	0.145	0.000	0.056	0.000	12.070	0.913
L2	1.603	0.270	0.016	6.073	0.309	12.149	0.919
L2-1	0.040	0.180	0.000	0.125	0.000	12.077	0.913
L20	2.149	0.270	0.009	3.411	0.145	12.134	0.918
L20-1	2.215	0.180	0.000	0.035	0.000	12.065	0.913
L21	0.993	0.270	0.009	3.390	0.067	12.129	0.917
L21-1	2.215	0.180	0.000	0.055	0.000	12.062	0.912
L22	2.064	0.270	0.009	3.359	0.137	12.126	0.917
L23	1.000	0.270	0.009	3.302	0.064	12.121	0.917
L24	0.053	0.270	0.003	1.078	0.000	12.078	0.914
L24-1	5.400	0.180	0.001	0.406	0.002	12.078	0.914
L24-2	1.260	0.180	0.000	0.204	0.000	12.077	0.913
L24N	0.080	0.145	0.009	6.149	0.003	12.119	0.917
L25	0.493	0.195	0.002	1.128	0.005	12.078	0.914
L25-1	0.633	0.180	0.000	0.204	0.000	12.077	0.913
L25N	0.080	0.145	0.008	5.466	0.002	12.119	0.917
L26	0.617	0.180	0.001	0.816	0.001	12.077	0.913
L26N	0.080	0.145	0.007	4.783	0.002	12.119	0.917
L27	0.511	0.180	0.001	0.409	0.000	12.077	0.913
L27N	0.080	0.145	0.006	4.099	0.001	12.119	0.917
L28	5.400	0.195	0.009	4.867	0.966	12.078	0.914
L28N	0.080	0.145	0.005	3.416	0.001	12.119	0.917
L29	0.053	0.195	0.009	4.667	0.009	12.044	0.911
L29N	0.080	0.145	0.004	2.733	0.001	12.119	0.917
L3	1.638	0.270	0.016	5.994	0.313	12.142	0.918
L3-1	0.963	0.180	0.000	0.085	0.000	12.070	0.913
L3-3-8	0.080	0.145	0.002	1.673	0.000	12.132	0.918
L30	1.651	0.195	0.009	4.468	0.249	12.044	0.911
L30N	0.080	0.145	0.003	2.050	0.000	12.118	0.917
L31	1.595	0.195	0.008	4.269	0.219	12.034	0.910
L31N	0.080	0.145	0.002	1.367	0.000	12.118	0.917
L32	2.190	0.195	0.008	4.070	0.274	12.025	0.910
L32-1	0.984	0.195	0.000	0.205	0.000	12.014	0.909
L32N	0.080	0.145	0.001	0.683	0.000	12.118	0.917
L33	3.150	0.195	0.008	3.871	0.356	12.014	0.909
L34	1.460	0.195	0.007	3.672	0.149	11.998	0.907
L35	0.950	0.195	0.007	3.672	0.097	11.991	0.907
L36	0.780	0.195	0.007	3.472	0.071	11.987	0.907

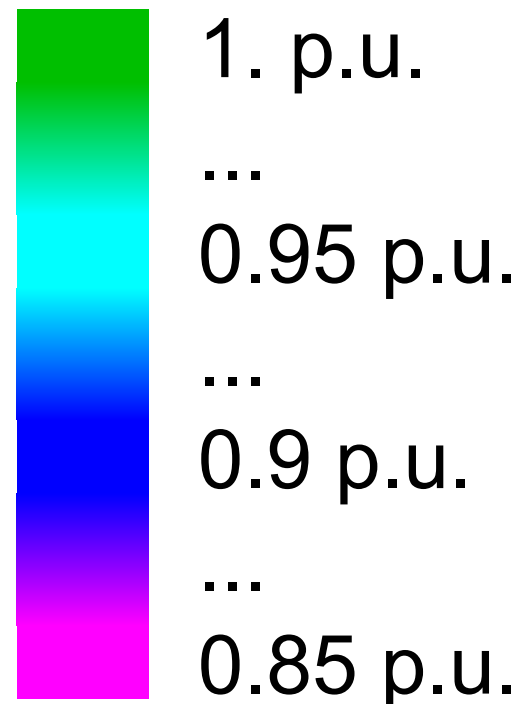
Reportes sin considerar el proyecto de la línea de 33 kV - año 2030							
Línea	Longitud (Km)	Inominal (KA)	I (KA)	Cargabilidad (%)	Perdidas (KW)	V fase (KV)	V fase (p.u.)
L37	5.950	0.195	0.007	3.474	0.542	11.983	0.906
L37-1	1.230	0.195	0.000	0.205	0.000	11.956	0.904
L38	0.247	0.195	0.006	3.074	0.018	11.956	0.904
L39	1.655	0.195	0.006	3.074	0.118	11.955	0.904
L4	0.125	0.270	0.016	5.940	0.024	12.135	0.918
L40	0.633	0.180	0.001	0.656	0.000	11.949	0.904
L41	15.450	0.180	0.001	0.655	0.011	11.949	0.904
L42	0.336	0.180	0.001	0.431	0.000	11.945	0.903
L43	0.388	0.180	0.000	0.224	0.000	11.945	0.903
L44	11.610	0.180	0.000	0.223	0.001	11.945	0.903
L45N	0.080	0.145	0.004	3.070	0.001	11.949	0.904
L46N	0.080	0.145	0.004	2.456	0.000	11.949	0.904
L47N	0.080	0.145	0.003	1.842	0.000	11.949	0.904
L48N	0.080	0.145	0.002	1.228	0.000	11.949	0.904
L49N	0.080	0.145	0.001	0.614	0.000	11.949	0.904
L5	0.201	0.270	0.015	5.664	0.035	12.135	0.918
L6	0.152	0.270	0.015	5.376	0.023	12.134	0.918
L7	0.118	0.270	0.014	5.136	0.016	12.133	0.918
L7-1	1.800	0.145	0.001	0.446	0.001	12.067	0.913
L7-2	1.720	0.145	0.000	0.149	0.000	12.066	0.913
L7-3	0.080	0.145	0.013	8.783	0.006	12.133	0.918
L7-3-1	0.080	0.145	0.007	4.601	0.002	12.133	0.918
L7-3-10	0.080	0.145	0.001	0.837	0.000	12.132	0.918
L7-3-11	0.080	0.145	0.001	0.418	0.000	12.132	0.918
L7-3-2	0.080	0.145	0.006	4.182	0.001	12.133	0.918
L7-3-3	0.080	0.145	0.005	3.764	0.001	12.133	0.918
L7-3-4	0.080	0.145	0.005	3.346	0.001	12.133	0.918
L7-3-5	0.080	0.145	0.004	2.928	0.001	12.133	0.918
L7-3-6	0.080	0.145	0.004	2.509	0.000	12.132	0.918
L7-3-7	0.080	0.145	0.003	2.091	0.000	12.132	0.918
L7-3-9	0.080	0.145	0.002	1.255	0.000	12.132	0.918
L7-4	0.080	0.145	0.006	4.182	0.001	12.133	0.918
L7-4-1	0.080	0.145	0.006	4.182	0.001	12.133	0.918
L7-4-10	0.080	0.145	0.001	0.418	0.000	12.132	0.918
L7-4-2	0.080	0.145	0.005	3.764	0.001	12.133	0.918
L7-4-3	0.080	0.145	0.005	3.346	0.001	12.133	0.918
L7-4-4	0.080	0.145	0.004	2.928	0.001	12.133	0.918
L7-4-5	0.080	0.145	0.004	2.509	0.000	12.133	0.918
L7-4-6	0.080	0.145	0.003	2.091	0.000	12.132	0.918
L7-4-7	0.080	0.145	0.002	1.673	0.000	12.132	0.918
L7-4-8	0.080	0.145	0.002	1.255	0.000	12.132	0.918
L7-4-9	0.080	0.145	0.001	0.837	0.000	12.132	0.918
L8	2.839	0.145	0.001	0.369	0.001	12.067	0.913
L8-1	3.216	0.180	0.000	0.060	0.000	12.065	0.913
L8-2	1.446	0.180	0.000	0.035	0.000	12.065	0.913
L9	0.859	0.145	0.000	0.298	0.000	12.065	0.913
L9-1	1.272	0.180	0.000	0.165	0.000	12.065	0.913
TRAMO 01	70.000	0.340	0.044	12.986	107.730	13.221	0.694
TRAMO 02	18.000	0.340	0.012	3.642	2.362	12.150	0.638



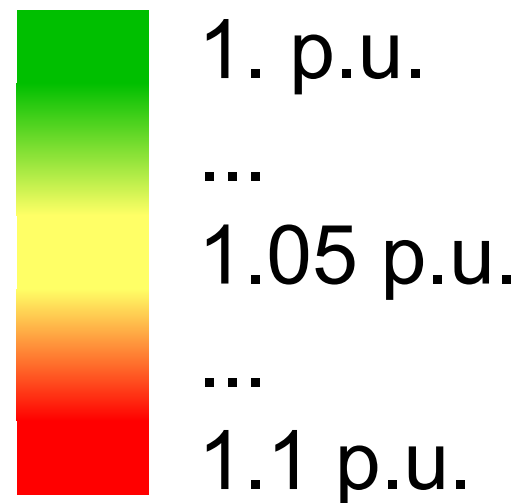
- Inactive
- Out of Calculation
- De-energised

Voltages / Loading

Lower Voltage Range



Upper Voltage Range



Case Flow 3-phase(ABC)	Branches
Nb666	Total Active Power
Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]	Total Reactive Power
Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]	Positive-Sequence C
Positive-Sequence Voltage, Angle [deg]	

TRAMO 01

10.0

TRAMO 02

10.0

SE PILLCOPATA

PL01

PL02

SA02

SA01

EXPANSION DE NUEVAS REDES

EXPANSION DE NUEVAS REDES

EXPANSION DE NUEVAS REDES

Reportes sin considerar el proyecto de la línea de 33 kV - año 2026							
Línea	Longitud (Km)	Inominal (KA)	I (KA)	Cargabilidad (%)	Perdidas (KW)	V fase (KV)	V fase (p.u.)
L1	0.174	0.270	0.004	1.374	0.001	12.746	0.964
L1-1	0.970	0.145	0.000	0.314	0.000	12.692	0.960
L1-2	0.762	0.180	0.000	0.207	0.000	12.692	0.960
L1-2-1	1.281	0.180	0.000	0.053	0.000	12.692	0.960
L1-2-2	2.482	0.180	0.000	0.077	0.000	12.691	0.960
L1-3	0.379	0.180	0.000	0.140	0.000	12.691	0.960
L10	2.215	0.180	0.000	0.085	0.000	12.686	0.960
L10-1	1.199	0.180	0.000	0.039	0.000	12.686	0.959
L11	3.712	0.180	0.000	0.045	0.000	12.686	0.959
L12	2.647	0.270	0.005	2.009	0.056	12.746	0.964
L12-1	8.374	0.180	0.000	0.080	0.000	12.688	0.960
L13	0.250	0.270	0.005	1.994	0.005	12.742	0.964
L14	0.300	0.270	0.005	1.995	0.006	12.742	0.964
L14-1	0.004	0.180	0.002	1.380	0.000	12.741	0.964
L15	0.280	0.270	0.003	1.079	0.002	12.741	0.964
L15-1	1.638	0.180	0.001	0.381	0.000	12.741	0.964
L16	0.092	0.270	0.002	0.831	0.000	12.741	0.964
L17	0.075	0.270	0.002	0.663	0.000	12.741	0.964
L17-1	0.161	0.145	0.001	0.568	0.000	12.741	0.964
L17-1-1	0.030	0.180	0.001	0.326	0.000	12.741	0.964
L17-2	1.079	0.180	0.000	0.141	0.000	12.687	0.960
L17-2-1	0.628	0.180	0.000	0.136	0.000	12.687	0.960
L17-3	4.781	0.180	0.000	0.045	0.000	12.687	0.960
L18	0.248	0.270	0.001	0.359	0.000	12.741	0.964
L19	0.245	0.270	0.000	0.126	0.000	12.741	0.964
L19-1	1.800	0.145	0.000	0.054	0.000	12.687	0.960
L2	1.603	0.270	0.003	1.211	0.009	12.746	0.964
L2-1	0.040	0.180	0.000	0.111	0.000	12.690	0.960
L20	2.149	0.270	0.000	0.100	0.000	12.741	0.964
L20-1	2.215	0.180	0.000	0.030	0.000	12.687	0.960
L21	0.993	0.270	0.000	0.079	0.000	12.741	0.964
L21-1	2.215	0.180	0.000	0.048	0.000	12.687	0.960
L22	2.064	0.270	0.000	0.052	0.000	12.741	0.964
L23	1.000	0.270	0.000	0.007	0.000	12.741	0.964
L24	0.053	0.270	0.003	0.949	0.000	12.709	0.961
L24-1	5.400	0.180	0.001	0.358	0.001	12.709	0.961
L24-2	1.260	0.180	0.000	0.180	0.000	12.708	0.961
L25	0.493	0.195	0.002	0.994	0.004	12.709	0.961
L25-1	0.633	0.180	0.000	0.180	0.000	12.708	0.961
L26	0.617	0.180	0.001	0.720	0.001	12.708	0.961
L27	0.511	0.180	0.001	0.360	0.000	12.708	0.961
L28	5.400	0.195	0.004	2.078	0.176	12.709	0.961
L29	0.053	0.195	0.004	1.904	0.001	12.695	0.960
L3	1.638	0.270	0.003	1.141	0.008	12.745	0.964
L3-1	0.963	0.180	0.000	0.077	0.000	12.688	0.960
L30	1.651	0.195	0.003	1.731	0.037	12.695	0.960
L31	1.595	0.195	0.003	1.558	0.029	12.691	0.960
L32	2.190	0.195	0.003	1.387	0.032	12.688	0.960
L32-1	0.984	0.195	0.000	0.009	0.000	12.684	0.959
L33	3.150	0.195	0.003	1.386	0.046	12.684	0.959
L34	1.460	0.195	0.002	1.214	0.016	12.678	0.959
L35	0.950	0.195	0.002	1.213	0.011	12.676	0.959
L36	0.780	0.195	0.002	1.043	0.006	12.674	0.959
L37	5.950	0.195	0.002	1.042	0.048	12.673	0.959
L37-1	1.230	0.195	0.000	0.180	0.000	12.665	0.958
L38	0.247	0.195	0.001	0.702	0.001	12.665	0.958
L39	3.310	0.195	0.001	0.701	0.012	12.665	0.958
L4	0.125	0.270	0.003	1.092	0.001	12.743	0.964
L40	0.633	0.180	0.001	0.579	0.000	12.662	0.958
L41	15.450	0.180	0.001	0.578	0.009	12.662	0.958
L42	0.336	0.180	0.001	0.376	0.000	12.659	0.957
L43	0.388	0.180	0.000	0.201	0.000	12.659	0.957
L44	11.610	0.180	0.000	0.200	0.001	12.659	0.957

Reportes sin considerar el proyecto de la línea de 33 kV - año 2026							
Línea	Longitud (Km)	Inominal (KA)	I (KA)	Cargabilidad (%)	Perdidas (KW)	V fase (KV)	V fase (p.u.)
L5	0.201	0.270	0.002	0.839	0.001	12.743	0.964
L6	0.152	0.270	0.002	0.577	0.000	12.743	0.964
L7	0.118	0.270	0.001	0.363	0.000	12.743	0.964
L7-1	1.800	0.145	0.001	0.393	0.001	12.688	0.960
L7-2	1.720	0.145	0.000	0.132	0.000	12.687	0.960
L8	2.839	0.145	0.000	0.318	0.001	12.688	0.960
L8-1	3.216	0.180	0.000	0.052	0.000	12.686	0.960
L8-2	1.446	0.180	0.000	0.029	0.000	12.686	0.960
L9	0.859	0.145	0.000	0.256	0.000	12.686	0.960
L9-1	1.272	0.180	0.000	0.145	0.000	12.686	0.960
TRAMO 01	70.000	0.340	0.015	4.557	11.558	13.089	0.687
TRAMO 02	18.000	0.340	0.007	1.939	0.667	12.746	0.669

ANEXO 03
PLANO DE DISTRIBUCION DE
LOS EQUIPOS EN LA
SUBESTACION

ANEXO 04

REGISTRO FOTOGRAFICO DE LAS SUBESTACIONES SALVACION, PILCOPATA Y
PAUCARTAMBO













ANEXO 05

ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES ESCENARIO 33 KV

TESIS

**DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y
MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES
PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024**

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

CONTENIDO:

- *ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA*
- *ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO.*
- *ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.*

ESCENARIO 33 KV

	DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE Tensión ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024	
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		

1.2 OBJETIVOS GENERALES

Verificar la adecuada coordinación de las protecciones según la información otorgada por el suministrador ELECTRO SUR ESTE S.A.A. Así mismo con los resultados del estudio de cortocircuito se evaluará y se verificará el equipamiento, a fin de garantizar, que la operación del sistema sea confiable y segura.

2 ALCANCES

Dentro del alcance del análisis de protecciones se encuentra los siguientes Estudios eléctricos:

- Estudio de flujo de potencia.
- Estudio de cortocircuito.
- Estudio de coordinación de las protecciones.

Dentro de estos estudios se tienen los siguientes alcances:

- Mostrar las corrientes de fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas en las barras y nodos pertenecientes al proyecto en estudio.
- Verificar la adecuada coordinación de las protecciones entre los equipos de protección nuevos implementados en la S.E. Pilcopata (Salida a Patria y salida a Pilcopata) y el equipo de protección del AMT PA03.

3 INFORMACION EMPLEADA

3.1 DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Para desarrollar el estudio de coordinación de protecciones se ha considerado la siguiente información:

- Diagrama unifilar del proyecto.
- Parámetros eléctricos del AMT PA03.

3.2 SUMINISTRO ELÉCTRICO TRANSFORMACIÓN

Para el desarrollo del presente estudio se han empleado valores referenciales entregados por el concesionario según como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1: Valores en avenida 2023 maximo

AVENIDA 2023 MAXIMO			
BARRA DE 22.9KV_PISAC			
TRIFASICO		MONOFASICO	
SK	51.2567749	R0	0.14028099
IK	1.29227569	X0	4.11199183
R	1.3774129	X1	11.1695315
X	11.1695315	X0/X1	0.38143627
R/X	0.12331877	R0/X0	0.0341151
TENSION/ANGULO	1.0091	157.1812	

Tabla 2: Valores de estiaje 2023 mínimo

ESTIAJE 2023 MAXIMO			
BARRA DE 22.9KV_PISAC			
TRIFASICO		MONOFASICO	
SK	51.0797581	R0	0.14028099
IK	1.28781278	X0	4.111991825

DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024		
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		

R	1.38094647	X1	11.20839226
X	11.2083923	X0/X1	0.36686723
R/X	0.12320647	R0/X0	0.034115095
TENSION/ANGULO	.0091		156.9116

3.3 SOFTWARE UTILIZADO

Las simulaciones desarrolladas para el análisis de flujo de potencia, cálculo de cortocircuito y coordinación de las protecciones han sido realizadas utilizando el software y librerías Digsilent Power Factory versión 15.1.7.

La información del sistema eléctrico interconectado nacional fue tomada del portal del organismo operador (COES-SINAC), en formato *.pfd (archivo generado por el programa Digsilent Power Factory), en el cual se encuentra el modelo de red del SEIN para el año 2023

4 ANALISIS DE FUJO DE POTENCIA

Resultados de flujo de potencia configuración de línea en 33KV

Tabla 3 Escenario Avenida Máxima demanda

Salida red de MT	Tensión (p.u)	Cargabilidad (%)	Potencia (KW)
Salida PI03	1.01	18.92	1898
Barra 22.9KV - S.E. PA	0.99	9.95	464
Barra 33KV - S.E. PA	1.01	9.95	464
Salida PA03	1.01	2.51	464
Barra 33KV - S.E. PILL	1.00	16.99	267
Barra 22.9KV - S.E. PILL	1.00	16.99	266
Salida Pilcopata 01	1.00	1.29	89.4
Salida Patria 02	1.00	1.89	177

Tabla 4 Escenario Estiaje mínima demanda

Salida red de MT	Tensión (p.u)	Cargabilidad (%)	Potencia (KW)
Salida PI03	1.01	9.36	943
Barra 22.9KV - S.E. PA	1.00	6.16	231
Barra 33KV - S.E. PA	1.03	6.16	231

	DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024	
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		

Salida red de MT	Tensión (p.u)	Cargabilidad (%)	Potencia (KW)
Salida PA03	1.03	1.55	231
Barra 33KV - S.E. PILL	1.03	7.96	133
Barra 22.9KV - S.E. PILL	1.03	7.96	133
Salida Pilcopata 01	1.03	0.60	44.7
Salida Patria02	1.03	0.89	88.7

5 ANALISIS DE CORTOCIRCUITO

5.1 OBJETIVO

Los resultados de cortocircuito de la red modelada nos proporcionan los valores de las potencias, corrientes de cortocircuito inicial y corrientes de cortocircuito, que serán tomadas como referencia para determinar los ajustes de los relés de protección que forma parte del presente estudio.

5.2 METODOLOGÍA

Para obtener las máximas corrientes de falla en operación normal se han simulado fallas francas, de baja y alta impedancia en las principales barras del sistema eléctrico en estudio.

Los tipos de falla simulados son los siguientes:

- Falla trifásica a franca.
- Falla bifásica franca.
- Falla bifásica entre fases a 10 ohms.
- Falla monofásica a 0 ohms y 50 ohms.
- Falla bifásica a tierra a 20 ohms.

Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas de acuerdo con el método completo para la verificación del equipamiento.

5.3 RESULTADOS

Los resultados de flujo de potencia se muestran en el Anexo 01 y los cálculos de las corrientes de cortocircuito se muestran en el Anexo 02 del presente documento.

En la Tabla 3 se muestra el resumen de las corrientes de cortocircuito de fallas entre fases y tierra simulados en la S.E. Pisac, S.E. Paucartambo y S.E. Pilcopata:

Tabla 5: Resultados de cortocircuito falla entre fases

Ubicación	V nom	Falla Trifásica franca	Falla Monofásica
-----------	-------	------------------------	------------------

	DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024	
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		

	kV	Rf= 0 ohm	Rf= 0 ohm	Rf= 50 ohm
		$I_k - ABC$ (kA)	$3 \times I_o$ (kA)	$3 \times I_o$ (kA)
S.E Pisac	22.9	1.111	1.427	0.255
S.E Paucartambo	22.9	0.498	0.339	0.179
S.E. Pilcopata	22.9	0.197	0.121	0.096

6 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

6.1 INTRODUCCION

El objetivo principal del sistema de protección es de proporcionar en forma rápida, el aislamiento de un área de falla en el sistema y de este modo poder mantener en funcionamiento la mayor parte del sistema eléctrico restante. Dentro de este contexto existen cinco requerimientos básicos para análisis de coordinación de protecciones.

Fiabilidad: Seguridad de que la protección se llevara a cabo correctamente, tiene dos componentes, confianza y seguridad.

Selectividad: Continuidad máxima del servicio con mínima desconexión del sistema.

Rapidez de operación: Duración mínima de servicio con mínima desconexión del sistema.

Simplicidad: Menor equipo de protección y circuitos asociados para lograr los objetivos de protección.

Economía: Mayor protección a menor costo total.

El término protección no implica que el equipo de protección pueda prevenir fallas o deficiencias de los equipos. Los relés de protección solo se ponen en funcionamiento después que haya ocurrido una condición insostenible. Sin embargo, su función es minimizar los daños a equipos fallados, reducir el tiempo y costo de interrupción, así como el de reparación y problemas afines que pudieran ocurrir.

La protección del sistema eléctrico y de los equipos es muy importante, en vista que una falla en cualquiera de ellos pueda dejar sin suministro un área entera, además de poner en riesgo la estabilidad del sistema de distribución.

6.2 CRITERIO DE AJUSTES

6.2.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN

Para la selección de los ajustes de protección de los reconectores RC_PATRIA (salida a Patria) y RC_PILCOPATA (salida a Pilcopata) se requiere las siguientes consideraciones:

Capacidad nominal: Los valores serán seleccionados en porcentaje según la capacidad de corriente nominal de cada una de las salidas.

Tiempo de actuación: El tiempo mínimo de coordinación:

Coordinación Relé – Relé: Se requiere que el margen de tiempo de coordinación entre relés de protección de sobrecorriente numéricos esté comprendido entre 150 ms a 200 ms, determinado principalmente por el tiempo de actuación del relé más interruptor, con un margen de seguridad para compensar los errores que pudiera haber en los valores estimados de corriente de falla, tiempo de operación de los relés y errores en los transformadores de corriente.

	DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024	
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		

Coordinación Relé – Fusible: Se requiere que el margen de tiempo de coordinación sea como mínimo 100 ms entre las características de operación.

6.3 CALCULOS JUSTIFICATIVOS

6.3.1 AJUSTES DE PROTECCION ACTUALES

A continuación, se presenta los ajustes de protección de fases y tierra actuales del AMT QU03 el cual deberá coordinar con los equipos de protección salida a Patria y Salida a Pilcopata.

En la Tabla 4 y 5 se muestra los ajustes actuales del AMT PA03 y los ajustes propuestos para las salidas Patria y Pilcopata.

SOBRECORRIENTE DE FASES							
NOMBRE	CODIGO DE RELE	KV	TC	TIEMPO INVERSO			Ciclo de recierre
				Ajuste Temporizado			
				Amp Prim	DIAL	curva	
BARRA 22.9 Kv SE PISAC	RE3PIT21	22.9	200/5	220	0.12	IEC-NI	-
ARMT PI-03	RE1PI03	22.9	-	80	0.11	IEC-NI	IR+LOCK
AMT PA-03	PA03	33	-	42	0.14	IEC-VI	-

SOBRECORRIENTE DE FASES									
NOMBRE	CODIGO DE RELE	KV	TC	TIEMPO INVERSO			TIEMPO DEFINIDO		Ciclo de recierre
				Ajuste Temporizado			Ajuste tiempo definido		
				Amp Prim	DIAL	Curva	Amp Sec	Amp Prim	
BARRA 22.9 Kv SE PISAC	RE3PIT21	22.9	-	-	-	-	50	1.00	-
ARMT PI-03	RE1PI03	22.9	-	30	0.15	IEC-NI	-	-	1R+LOCK
AMT PA-03	PA03	33	-	15	0.15	IEC-NI	250	0.05	-

	DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024	
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		

EQUIPO UBICACIÓN	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	RELE MARCA / MODELO	FUNCIONES HABILITADAS	RTC	RTT
TR SE PILCOPATA	33kV/22.9kV	RET 620	87T	A.T. : 50/1	A.T. : 33000/100
			50/51,50N/51N		
			27/59,	B.T.: 75/1	-
TR SE PILCOPATA	22.9kV	RET 615	50/51,50N/51N	75/1	-
PA-01	22.9kV	ENTEC EVRC2A	50/51,50N/51N,		
			79	100/1	-
PI-02	22.9kV	ENTEC EVRC2A	50/51,50N/51N,		
			79	100/1	-

	DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024	
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		

6.4 SISTEMA DE PROTECCIONES PROYECTADO

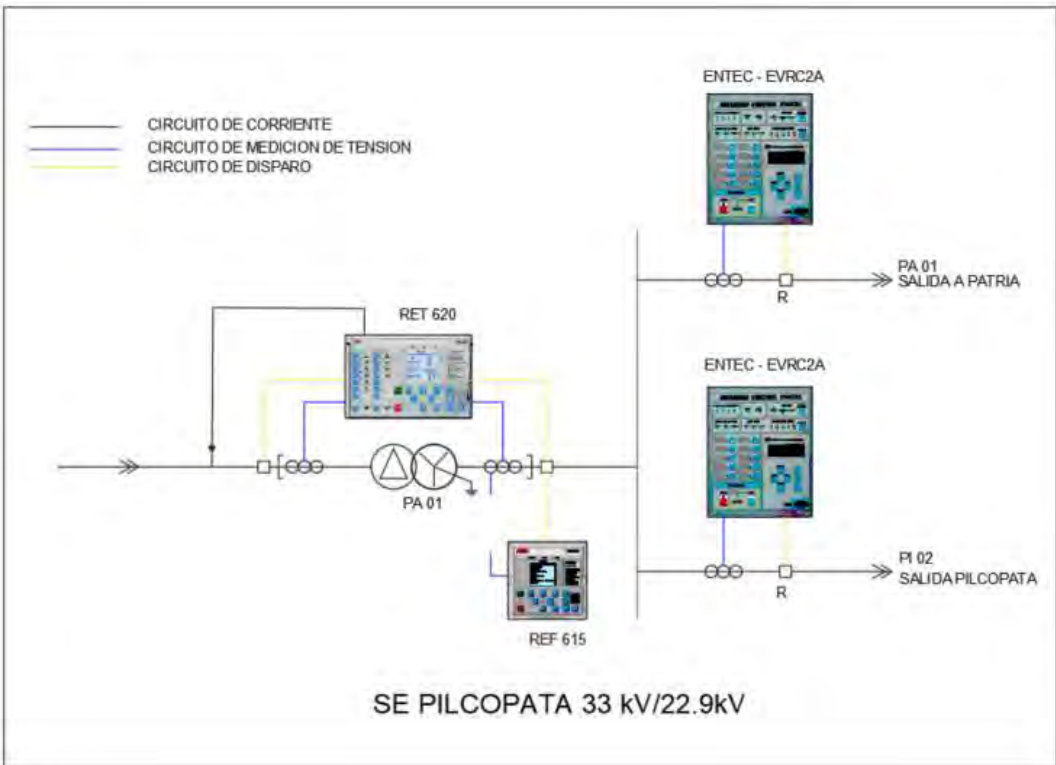
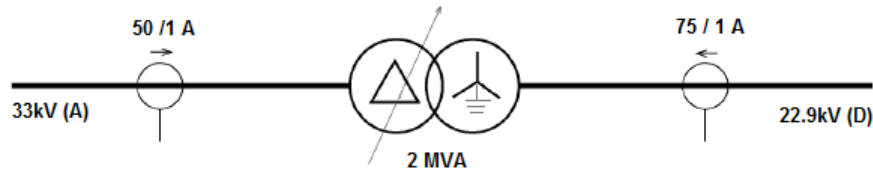
A. SUBESTACION PILCOPATA

El sistema de protecciones del transformador de potencia y los alimentadores de la subestación proyectada de Pilcopata se muestran en el siguiente cuadro:

7 AJUSTES DE LA PROTECCION DIFERENCIAL

Las características del transformador de potencia de la S.E.

Pilcopata son: Potencia : 2 MVA ONAN
 Relación de transformación : $33 \pm 4 \times 1.25\% / 22.9 \text{ kV}$
 Grupo de conexión : Dyn5



Los transformadores de corriente asociados a los devanados de 33 kV y 22.9 kV son lossiguientes:

	DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024	
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		

Lado 33 kV : 50 / 1 A

Lado 22.9 kV : 75 / 1 A

A continuación, se detalla los ajustes generales y cálculos justificativos de la protección diferencial de transformador (87T) a habilitar en el relé de protección RET 620 del transformador de potencia 33 / 22.9 kV de la subestación Pilcopata:

a) Cálculo de tomas

Para poder determinar la toma del relé se calculan las corrientes primarias correspondientes a la potencia máxima del transformador, para cada devanado, por medio de la fórmula:

Para este caso

$$\text{Corriente (A)} = \frac{\text{Potencia (kVA)}}{\text{tension (kv)} * \sqrt{3}}$$

Lado 33 kV: tomaremos los valores

Posición de toma media:

$$I_A = \frac{2000 \text{ KVA}}{33(\text{kv}) * \sqrt{3}} = 34.99 \text{ A}$$

mínimo,

Posición de toma maxima:

$$I_B = \frac{2000 \text{ KVA}}{34.65 (\text{kv}) * \sqrt{3}} = 33.32 \text{ A}$$

medio y

Posición de toma minima:

$$I_A = \frac{2000 \text{ KVA}}{31.35(\text{kv}) * \sqrt{3}} = 36.83 \text{ A}$$

máximo de las tomas:

Lado 22.9 kV:

Calculamos el valor de la toma:

$$I_D = \frac{2000 \text{ KVA}}{22.9(\text{kv}) * \sqrt{3}} = 50.42 \text{ A}$$

La relación de los transformadores de corriente es:

Lado de 33 kV: 50 / 1 A ; RT.C = 50

Lado de 22.9 kV: 75 / 1 A ; RT.C = 75

Las corrientes vistas por el relé, para las distintas tomas, serán las siguientes:

	DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024	
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		

Lado 33 kV:

Posición de toma media: 33 KV

$$I_s(A) = \frac{34.99}{50} = 0.6998$$

Posición de toma maxima: 34.65 KV

$$I_s(B) = \frac{33.32}{50} = 0.6665$$

Posición de toma minima: 31.35 KV

$$I_s(C) = \frac{36.83}{50.00} = 0.7367$$

Lado 22.9 kV:

22.9 KV

$$I_s(D) = \frac{50.42}{75.00} = 0.6723$$

b) Ajuste de la toma del relé

Lado de 33 kV (A) : 0.70 A; en las posiciones de toma de 31.35 kV y 34.65 kV: 0.70 A

Lado de 22.9 kV (D) : 0.67 A

c) Corriente diferencial

La diferencia entre el ajuste y el valor de la corriente diferencial es la siguiente:

AT Lado 33 kV:

Posición de toma minima :	31.35	kV	
	$I_d(A) = 0.7367$	-	$0.7000 = 0.037$ A
Posición de toma media :	33	kV	
	$I_d(B) = 0.7000$	-	$0.6998 = 0.000$ A
Posición de toma maxima :	34.65	kV	
	$I_d(C) = 0.7000$	-	$0.6665 = 0.034$ A

MT Lado 22.9 kV:

	22.9	kV	
$I_d(D) = 0.67$	-	$0.67 = 0.000$	A

d) Corriente de paso

Se define como la menor de las corrientes cuando éstas circulan en el mismo sentido (si se ajusta el Tipo de corriente restringido: 1 - Ifr: $(I1+I2-I_d)/2$, dentro

	DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024	
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		

del grupo de ajustes de protección de la unidad diferencial):

$$1 - I_{fr} = \frac{(I_1 + I_2 - I_d)}{2}$$

Posición de toma mínima :	31.35	kV	0.74 A
Posición de toma media :	33	kV	0.70 A
Posición de toma máxima :	34.65	kV	0.67 A

e) Error de ajuste

Definimos como el cociente entre la intensidad diferencial y la intensidad de paso:

Posición de toma mínima :

$$E(A) = \frac{0.037}{0.74} = 5\%$$

Posición de toma media :

$$E(B) = \frac{0.000}{0.70} = 0\%$$

Posición de toma máxima :

$$E(C) = \frac{0.034}{0.67} = 5.1\%$$

f) Cálculo de la pendiente 1

Para determinar la pendiente se tendrá en cuenta: el error de los transformadores de corriente, el error de las diferentes tomas (debido a la regulación) y la corriente en vacío.

Error de los T.C: 10%

Intensidad de vacío: 2%

Error de ajuste: 5.1%

Error del equipo: 5%

TOTAL :22.1%

Ajuste recomendado: 30%

g) Cálculo de la pendiente 2

La segunda pendiente deberá ajustarse en base a la máxima corriente diferencial generada, en una falta externa, como consecuencia de la saturación de alguno de los TCs y a la corriente restringida correspondiente.

Se recomienda un valor de ajuste del 75%.

	DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024	
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		

El punto de inicio de dicha pendiente lo determinará la mínima corriente de frenado para la cual alguno de los TCs puede llegar a saturarse.

h) Sensibilidad

La sensibilidad diferencial se recomienda ajustarla al 30% del valor de la toma del devanado que se tome como referencia. En nuestro caso será el 30% del devanado primario:

Este ajuste se debe introducir en vez de la toma de referencia, directamente el valor de dicho ajuste es por lo tanto 0.3.

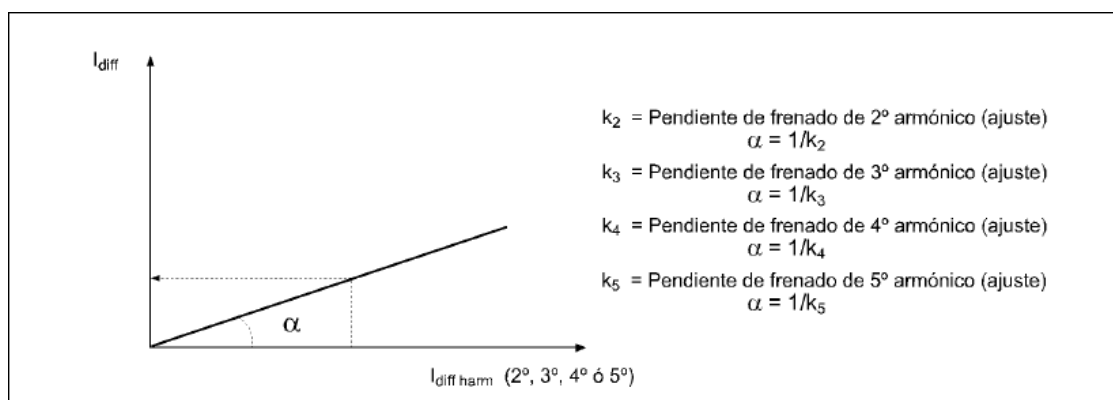
Este valor equivale a un valor en amperios de: $0.3 \times 0.70 \text{ A} = 0.21 \text{ A}$.

i) Unidad instantánea

Se recomienda un ajuste de 5 a 10 veces el valor de la toma (del devanado de referencia) y un tiempo de operación de 20ms. Por ejemplo, 8 veces la toma:

8 veces (devanado de ref. en Triángulo) = $(8) \times 0.70 = 5.6 \text{ A}$ (valor de actuación).
8 veces (devanado de ref. en Estrella) = $(8) \times 0.67 = 5.36 \text{ A}$ (valor de actuación).

j) Restricción / bloqueo de 2º, 3º, 4º y 5º armónico



Característica de bloqueo por

armónicos Se recomienda un ajuste para el 2º y 4º

armónico: 15%

Se recomienda un ajuste para el 3º

armónico: 20% Se recomienda un ajuste

DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024		
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		

para el 5º armónico: 35%

k) Filtro homopolar

Dado que el devanado de BT es del tipo Estrella con neutro y que el devanado de AT es un Triángulo, ante una falta externa a tierra, en las intensidades de las fases del devanado en Estrella aparecería corriente de secuencia homopolar, mientras que en las intensidades medidas en el lado del Triángulo no. Por esta razón, es necesario activar el Filtro Homopolar en el lado de la Estrella; de este modo se evitan disparos indebidos producidos por una “falsa” corriente diferencial que se mediría en caso de no activar el filtro.

En cualquier caso, si estuvieran activos los filtros homopolares en ambos devanados, el funcionamiento del equipo seguiría siendo el correcto, no disparando ante una falta externa.

l) Grupo de conexión

El equipo RET 620 realiza internamente la compensación de los ángulos. Para ello, y a través del HMI, se introducirá el grupo de conexión de cada devanado, el índice horario y el filtrohomopolar:

Devanado # 1		Devanado # 2	
Conexión en estrella	D	Conexión en triángulo	Y
Filtro homopolar	NO	Índice horario	5
Tipo filtro homopolar*	0: Canales de fase	Filtro homopolar	Sí
		Tipo filtro homopolar*	0: Canales de fase

Fasores de entrada	Fasores de salida	Grupo Horario	Transformación de fasores	Fasores de entrada	Fasores de salida	Grupo Horario	Transformación de fasores
		0 (0°)	a = A b = B c = C			6 (180°)	a = -A b = -B c = -C
		1 (30°)	a = (A - C) / √3 b = (B - A) / √3 c = (C - B) / √3			7 (210°)	a = (C - A) / √3 b = (A - B) / √3 c = (B - C) / √3
		2 (60°)	a = -C b = -A c = -B			8 (240°)	a = C b = A c = B
		3 (90°)	a = (B - C) / √3 b = (C - A) / √3 c = (A - B) / √3			9 (270°)	a = (C - B) / √3 b = (A - C) / √3 c = (B - A) / √3
		4 (120°)	a = B b = C c = A			10 (300°)	a = -B b = -C c = -A
		5 (150°)	a = (B - A) / √3 b = (C - B) / √3 c = (A - C) / √3			11 (330°)	a = (A - B) / √3 b = (B - C) / √3 c = (C - A) / √3

	DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024	
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		

8 AJUSTE DE LAS PROTECCIONES DE TENSION

8.1 PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES PERMANENTES (59)

Se llama sobretensión de larga duración al incremento de la tensión a un nivel superior al 110% del valor nominal por una duración mayor a un minuto.

Las sobretensiones son usualmente el resultado de la desconexión de grandes cargas o debido a la conexión de bancos de capacitores. En este caso en particular la línea en 33 kV desde Paucartambo hacia Pilcopata tiene una longitud apreciable.

La función de sobretensión tiene por finalidad evitar el deterioro del aislamiento por la exposición del equipamiento de la barra a una tensión alta por un período excesivo.

En el relé de protección diferencial RET 620 el transformador de potencia de la subestación Pilcopata, el cual tiene un transformador de tensión asociado al lado de 33 kV, se habilitará dos umbrales de sobretensión con los siguientes ajustes:

- Umbral de operación: 110%Vn
- Temporización: T=10 s
- Umbral de operación: 130%Vn
- Temporización: T=0.5 s
- Interruptor a accionar: Lado 33 kV del transformador 33/22.9 kV de Pilcopata

8.2 PROTECCION CONTRA MINIMAS TENSIONES PERMANENTES (27)

Una bajada de tensión de larga duración es la reducción en el valor R.M.S. de la tensión a menos del 90% del valor nominal por una duración mayor de un minuto.

La conexión de una carga o la desconexión de un banco de capacitores pueden causar una baja tensión hasta que los reguladores de tensión de los transformadores de potencia actúen correctamente para restablecerlo. Generalmente se observa cuando el sistema es muy débil para mantener la regulación de la tensión.

La protección de mínima tensión se ha implementado con el propósito de evitar la operación a tensiones bajas de los motores y otras cargas sensibles a variaciones de tensión.

En el relé de protección diferencial RET 620 del transformador de potencia de la subestación Pilcopata, el cual tiene un transformador de tensión asociado al lado de 33 kV, se habilitará dos umbrales de subtensión con los siguientes

	DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024	
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		

ajustes:

- Umbral de operación: 85%Vn
- Temporización: T=10 s
- Umbral de operación: 20%Vn
- Temporización: T=0.5 s
- Interruptor a accionar: Lado 33 kV del transformador 33/22.9 kV de Pilcopata

El segundo umbral servirá para implementar una lógica de disparo que permita al relé discriminar entre la mínima tensión y la desenergización de la barra de 33 kV.

9 RESULTADOS DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

A continuación, se presentan las gráficas con las curvas de coordinación de protección sobrecorriente fases y tierra.

Se muestra la coordinación de protección sobrecorriente fases

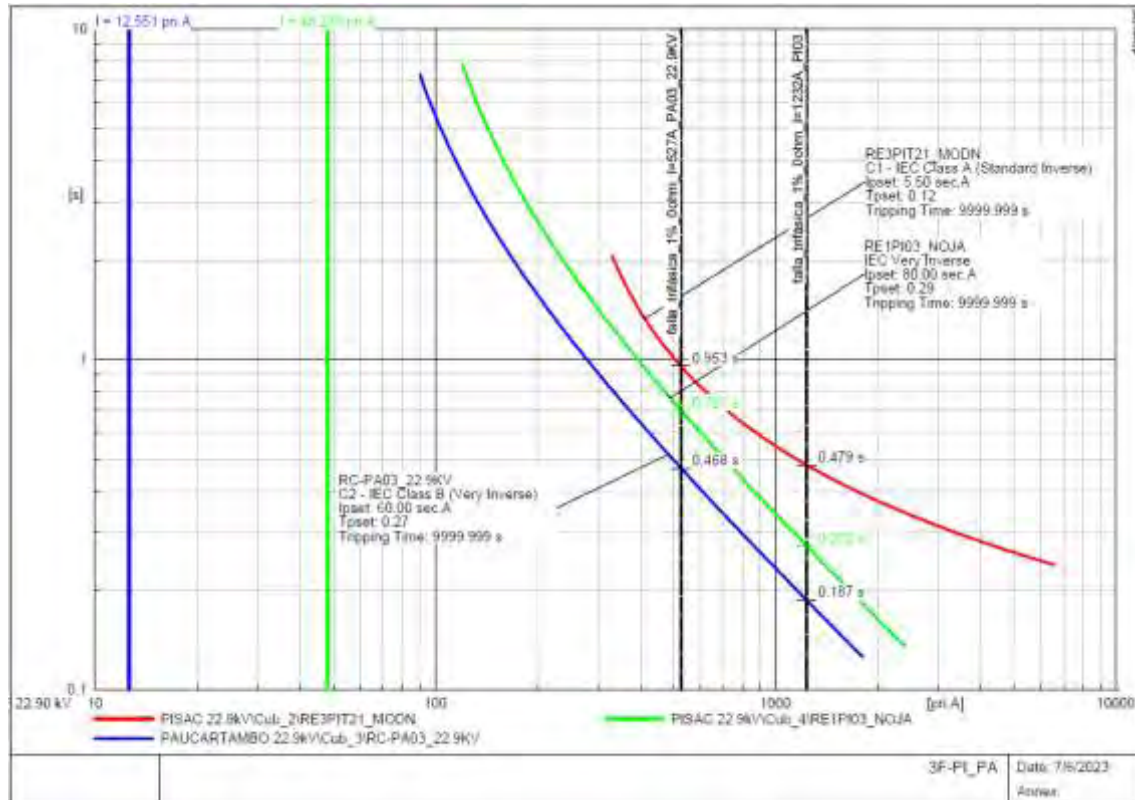


Figura 1 Coordinación de sobrecorriente fases – falla trifásica pisac-paucartambo

Para una falla trifásica al 1% del RE3PIT21 a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RE3PIT21 actúa en 479 ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RE 1PI03 actúa en 272 ms.
- Entre el relé RE3PIT21 y RE 1PI03 existe un tiempo de coordinación de 207 ms.

Para una falla trifásica al 1% del PA03 a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RE3PIT21 actúa en 953 ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RE 1PI03 actúa en 701 ms.
- Tercero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03 actúa en 468 ms.
- Entre el relé RE3PIT21 y RE 1PI03 existe un tiempo de coordinación de 253 ms.
- Entre el relé RE1PI03 y RC_PA03 existe un tiempo de coordinación de 448 ms.

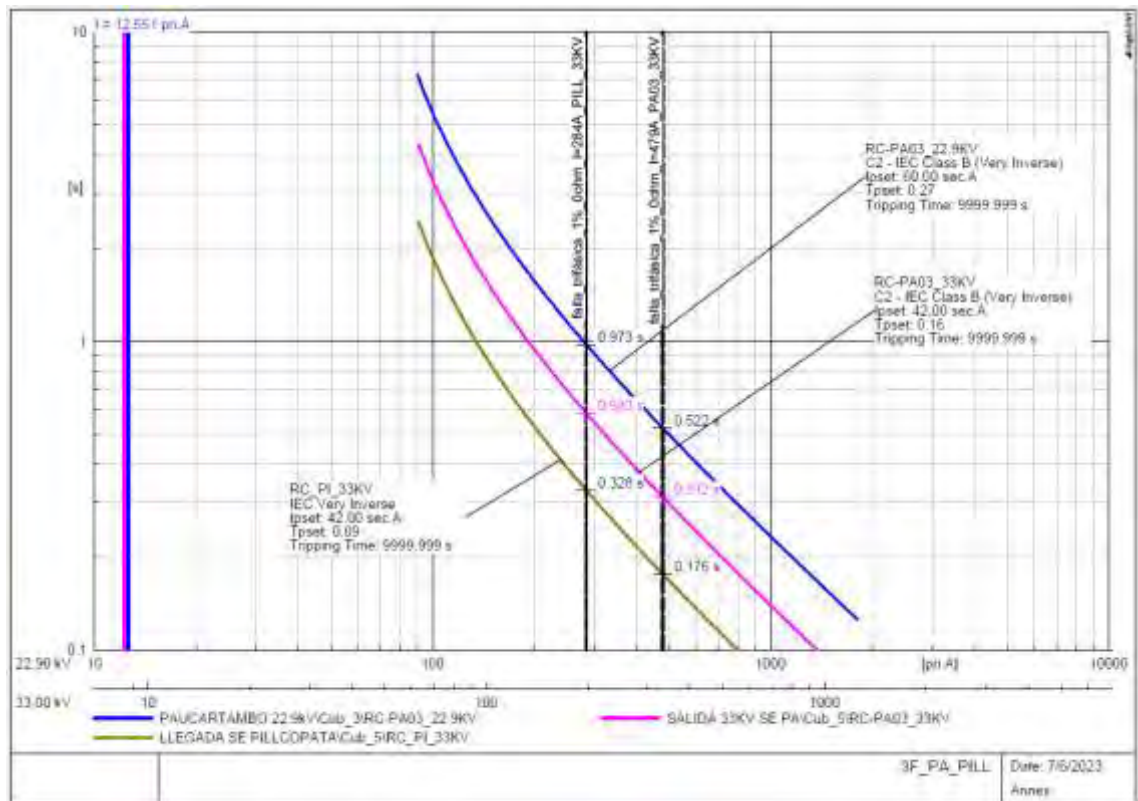


Figura 2: Coordinación de sobrecorriente fases – falla trifásica Paucartambo-Pilcopata

Para una falla trifásica al 1% del PA03 a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03_22.9 KV actúa en 522 ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03_33KV actúa en 312 ms.
- Entre el relé RE3PIT21 y RC_PA03_33KV existe un tiempo de coordinación de 210ms.
-

Para una falla trifásica al 1% del PILCOPATA a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RE3PIT21 actúa en 973 ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RE 1PI03 actúa en 583 ms.
- Tercero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03 actúa en 328 ms.
- Entre el relé RE3PIT21 y RE 1PI03 existe un tiempo de coordinación de 390 ms.
- Entre el relé RE 1PI03 y RC_PA03 existe un tiempo de coordinación de 193ms.

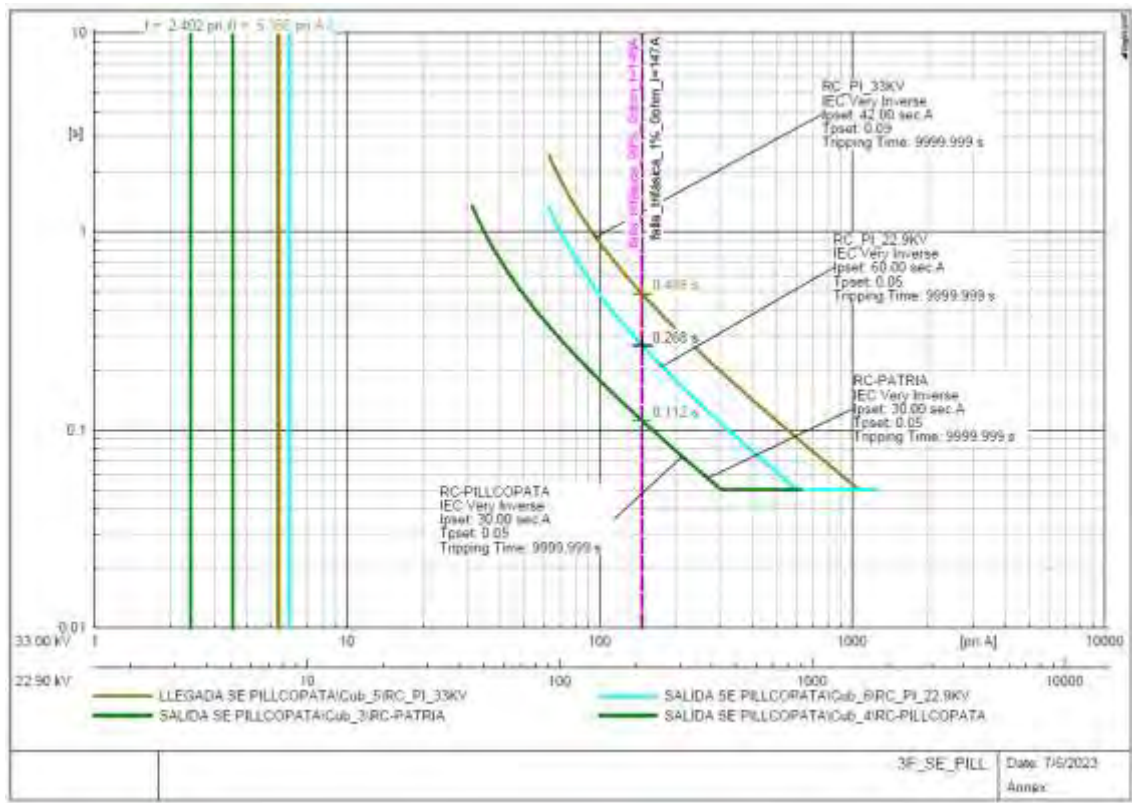


Figura 3: Coordinación de sobrecorriente fases – falla trifásica SE Pilcopata

Para una falla trifásica al 1% del PILCOPATA a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PI_33 KV actúa en 488ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PI_22.9 KV actúa en 268 ms.
- Tercero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA actúa en 112 ms.
- Cuarto: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA actúa en 112 ms.
- Entre el relé RC_PI_33 KV y RC_PI_22.9 KV existe un tiempo de coordinación de 220 ms.
- Entre el relé RC_PI_33 KV y RC_PATRIA existe un tiempo de coordinación de 156 ms.
- Entre el relé RC_PI_33 KV y RC_PILCOPATA existe un tiempo de coordinación de 156 ms.

Para una falla trifásica al 99% del PILCOPATA a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PI_33 KV actúa en 488ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PI_22.9 KV actúa en 268 ms.
- Tercero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA actúa en 112 ms.
- Cuarto: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA actúa en 112 ms.
- Entre el relé RC_PI_33 KV y RC_PI_22.9 KV existe un tiempo de coordinación de 220 ms.
- Entre el relé RC_PI_33 KV y RC_PATRIA existe un tiempo de coordinación de 156 ms.

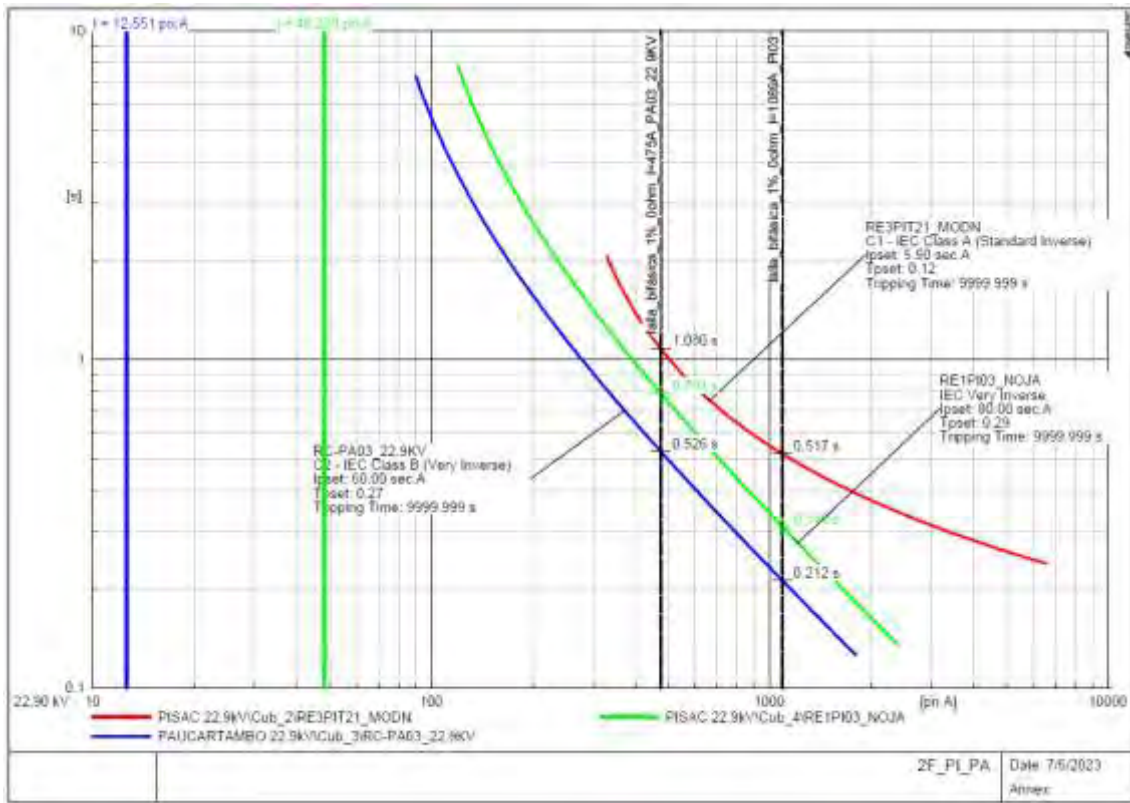


Figura 4: Coordinación de sobrecorriente fases- falla bifásica pisac-paucartambo a 0 ohm

Entre el relé RC_PI 33 KV y RC_PILCOPATA existe un tiempo de coordinación de 156 ms
Para una falla bifásica al 1% de la barra RE3PIT21 a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RE3PIT21 actúa en 517ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RE1PI03 actúa en 318ms.
- Entre el relé RE3PIT21 y RE1PI03 existe un tiempo de coordinación de 199ms.

Para una falla bifásica al 1% de PA03 a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RE1PI03 actúa en 791ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03 actúa en 526 ms.
- Entre el relé RE1PI03 y RC_PA03 existe un tiempo de coordinación de 338ms.

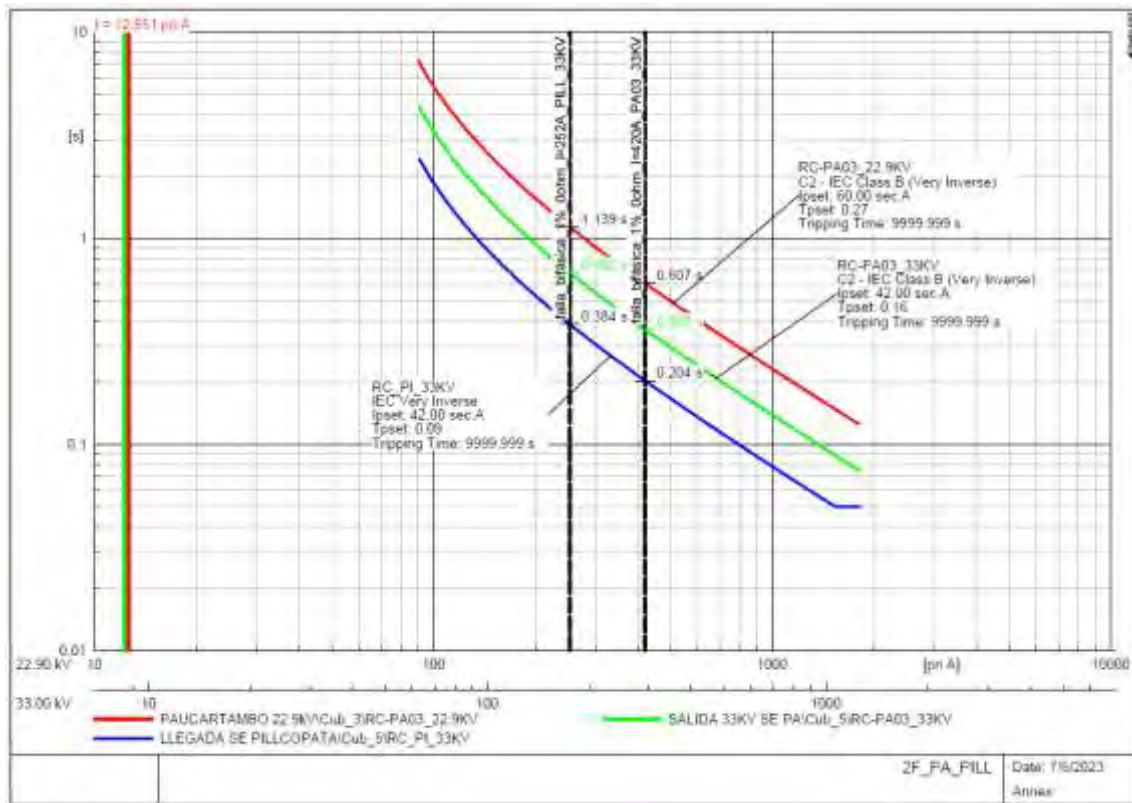


Figura 5:Coordinación de sobrecorriente fases-falla bifásica paucartambo-pilcopata a 0 ohm

Para una falla bifásica al 1% de PA03 a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA0322.9KV actúa en 607ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03 33KV actúa en 363ms.
- Entre el relé RC_PA03 22.9KV y RC_PA03 33KV existe un tiempo de coordinación de 244ms.

Para una falla bifásica al 1% de PILCOPATA a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03 33KV actúa en 1139ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PI_03 33KV actúa en 682ms.
- Entre el relé RC_PA03 33KV y RC_PI033KV existe un tiempo de coordinación de 457ms.

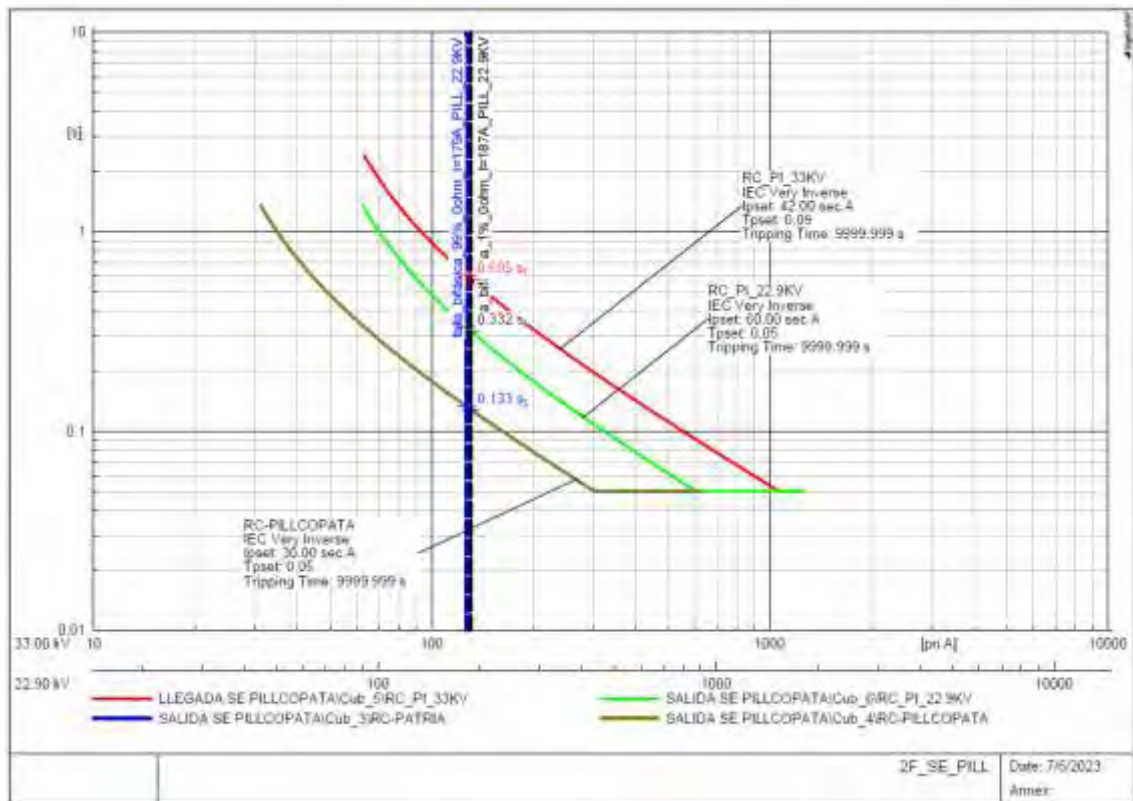


Figura 6: Coordinación de sobrecorriente fases-falla bifásica SE Pilcopata a 0 ohm

Para una falla bifásica al 1% de SE PILCOPATA a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PI_03 33KV actúa en 605 ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PI_03 22.9KV actúa en 332ms.
- Tercero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA actúa en 133ms.
- Cuarto: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA actúa en 133ms.
- Entre el relé RC_PI_03 33KV y RC_PA03 22.9KV existe un tiempo de coordinación de 273ms.
- Entre el relé RC_PA03 22.9KV y RC_PILCOPATA, RC_PATRIA existe un tiempo de coordinación de 199ms.

Para una falla bifásica al 99% de SE PILCOPATA a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PI_03 33KV actúa en 605 ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PI_03 22.9KV actúa en 332ms.
- Tercero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA actúa en 133ms.
- Cuarto: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA actúa en 133ms.
- Entre el relé RC_PI_03 33KV y RC_PA03 22.9KV existe un tiempo de coordinación de 273ms.
- Entre el relé RC_PA03 22.9KV y RC_PILCOPATA, RC_PATRIA existe un tiempo de coordinación de 199ms.

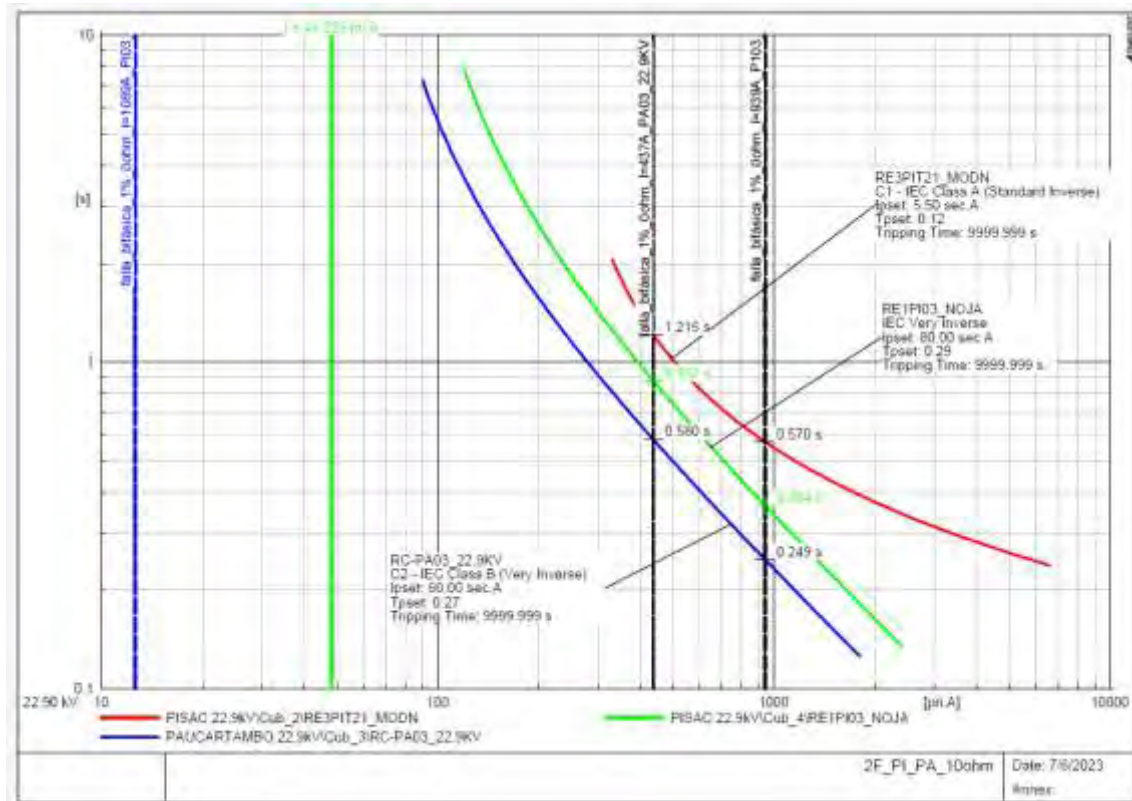


Figura 7: Coordinación de sobrecorriente falla bifásica pisac-paucartambo A 10 ohm

Para una falla bifásica al 1% de la barra RE3PIT21 a 10 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RE3PIT21 actúa en 570ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RE1PI03 actúa en 147ms.
- Entre el relé RE3PIT21 y RE1PI03 existe un tiempo de coordinación de 206ms.

Para una falla bifásica al 1% de PA03 a 10 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RE1PI03 actúa en 1215ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé PA03 actúa en 877ms.
- Entre el relé RE1PI03 y PA03 existe un tiempo de coordinación de 338ms.

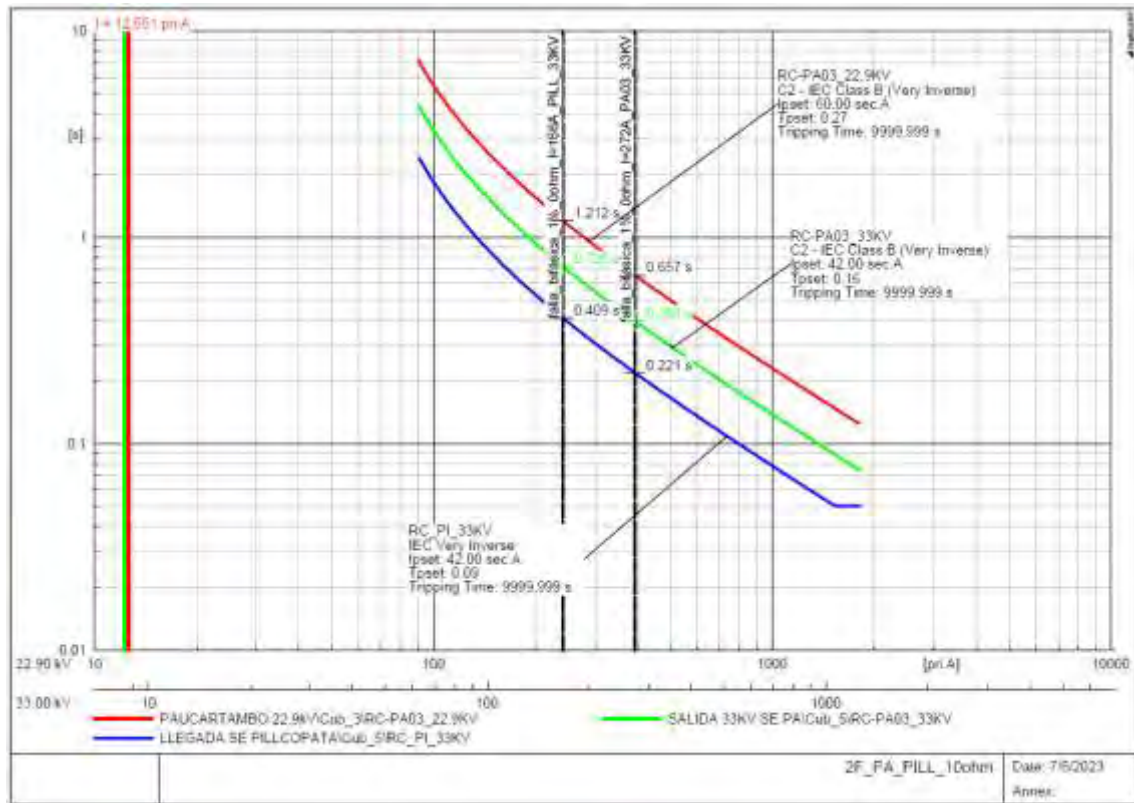


Figura 8: Coordinación de sobrecorriente falla bifásica paucartambo-pilcopata A 10 ohm

Para una falla bifásica al 1% de PA03 a 10 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA0322.9KV actúa en 657ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03 33KV actúa en 393ms.
- Entre el relé RC_PA03 22.9KV y RC_PA03 33KV existe un tiempo de coordinación de 264ms.

Para una falla bifásica al 1% de PILCOPATA a 10 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03 33KV actúa en 726ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PI_03 33KV actúa en 409ms.
- Entre el relé RC_PA03_33KV y RC_PI_33KV existe un tiempo de coordinación de 317ms.

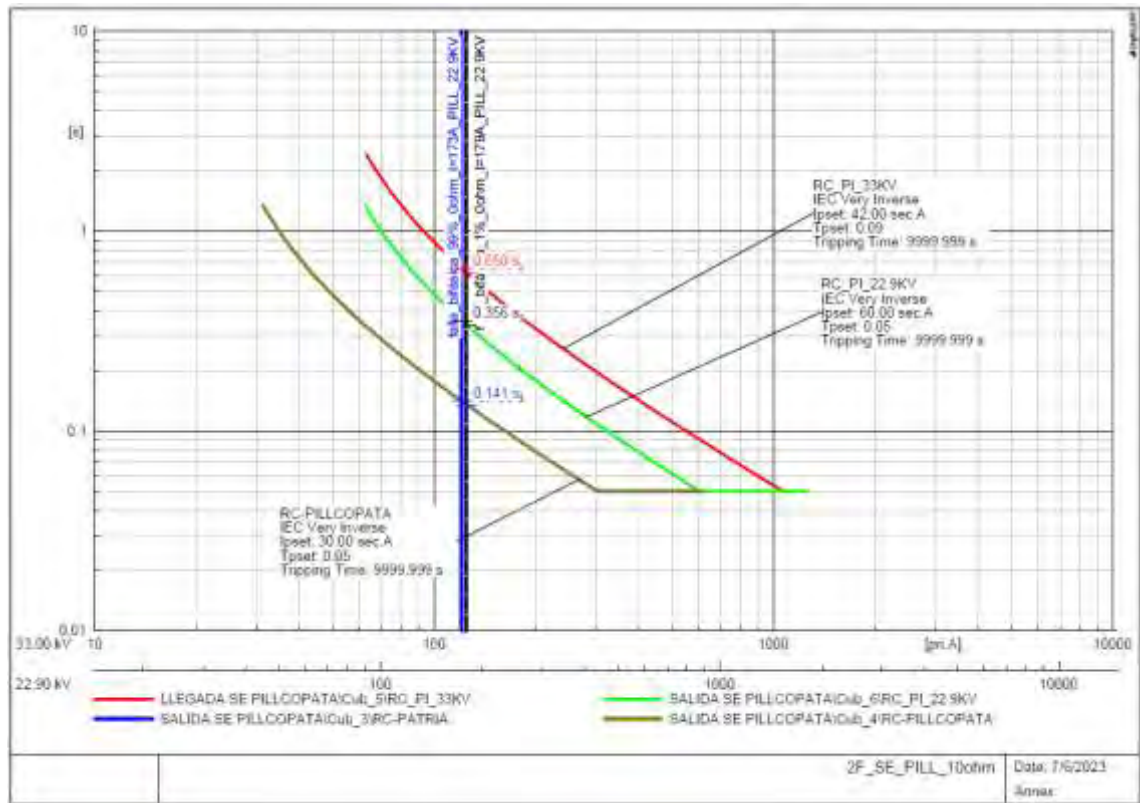


Figura 9: Coordinación de sobrecorriente fases-falla bifásica SE Pilcopata a 10 ohm

Para una falla bifásica al 1% de SE PILCOPATA a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PI_03 33KV actúa en 605 ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PI_03 22.9KV actúa en 332ms.
- Tercero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA actúa en 141ms.
- Cuarto: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA actúa en 133ms.
- Entre el relé RC_PI_03 33KV y RC_PA03 22.9KV existe un tiempo de coordinación de 273ms.
- Entre el relé RC_PA03 22.9KV y RC_PILCOPATA, RC_PATRIA existe un tiempo de coordinación de 215ms.

Para una falla bifásica al 99% de SE PILCOPATA a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PI_03 33KV actúa en 605 ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PI_03 22.9KV actúa en 332ms.
- Tercero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA actúa en 133ms.
- Cuarto: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA actúa en 133ms.
- Entre el relé RC_PI_03 33KV y RC_PA03 22.9KV existe un tiempo de coordinación de 273ms.

DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA
OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03.
SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

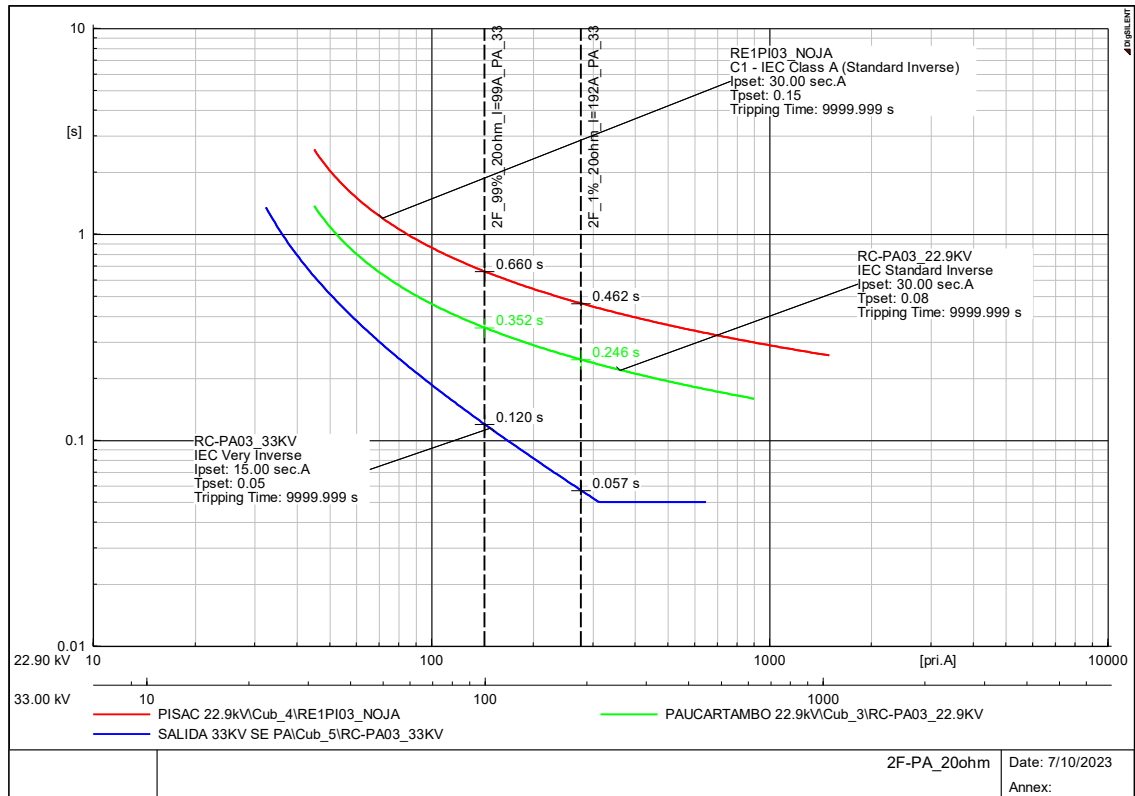


Figura 10: Coordinación de sobrecorriente fases-falla bifásica pisac-paucartambo a 20 ohms

Para una falla bifásica al 1% de la barra PA03 a 20 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RE1PI03 actúa en 462 ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03_22.9 KV actúa en 248 ms.
- Tercero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03_33 KV actúa en 57 ms
- Entre el relé RE1PI03 Y RC_PA03_22.9 KV existe un tiempo de coordinación de 214 ms.
- Entre el relé RC_PA03_22.9 KV y RC_PA03_33 KV existe un tiempo de coordinación de 191ms.

Para una falla bifásica al 99% de la barra PA03 a 20 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RE1PI03 actúa en 660 ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03_22.9 KV actúa en 352 ms.
- Tercero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03_33 KV actúa en 120 ms
- Entre el relé RE1PI03 Y RC_PA03_22.9 KV existe un tiempo de coordinación de 308ms.
- Entre el relé RC_PA03_22.9 KV y RC_PA03_33 KV existe un tiempo de coordinación de 232 ms.

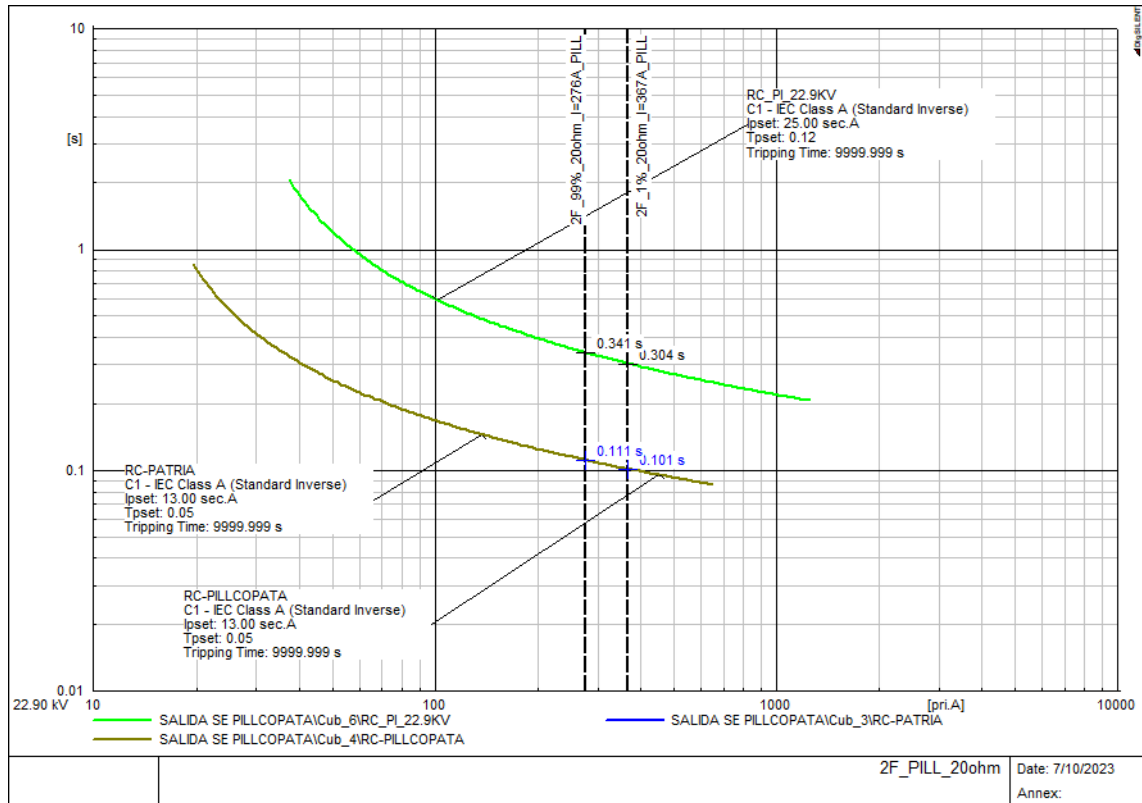


Figura 11 Coordinación de sobrecorriente fases-falla bifásica Pilcopata a 20 ohms

Para una falla bifásica al 1% de la barra PILCOPATA a 20 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03_22.9 KV actúa en 304 ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA actúa en 101 ms.
- Tercero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA actúa en 101 ms
- Entre el relé RC_PA03_22.9 KV Y RC_PILCOPATA V existe un tiempo de coordinación de 203 ms.
- Entre el relé RC_PA03_22.9 KV y RC_PATRIA existe un tiempo de coordinación de 203ms.

Para una falla bifásica al 99% de la barra PILCOPATA a 20 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03_22.9 KV actúa en 341 ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA actúa en 111 ms.
- Tercero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA actúa en 111 ms
- Entre el relé RC_PA03_22.9 KV Y RC_PILCOPATA existe un tiempo de coordinación de 230 ms.
- Entre el relé RC_PA03_22.9 KV y RC_PATRIA existe un tiempo de coordinación de 230ms.

Se muestra la coordinación de protección sobrecorriente tierra

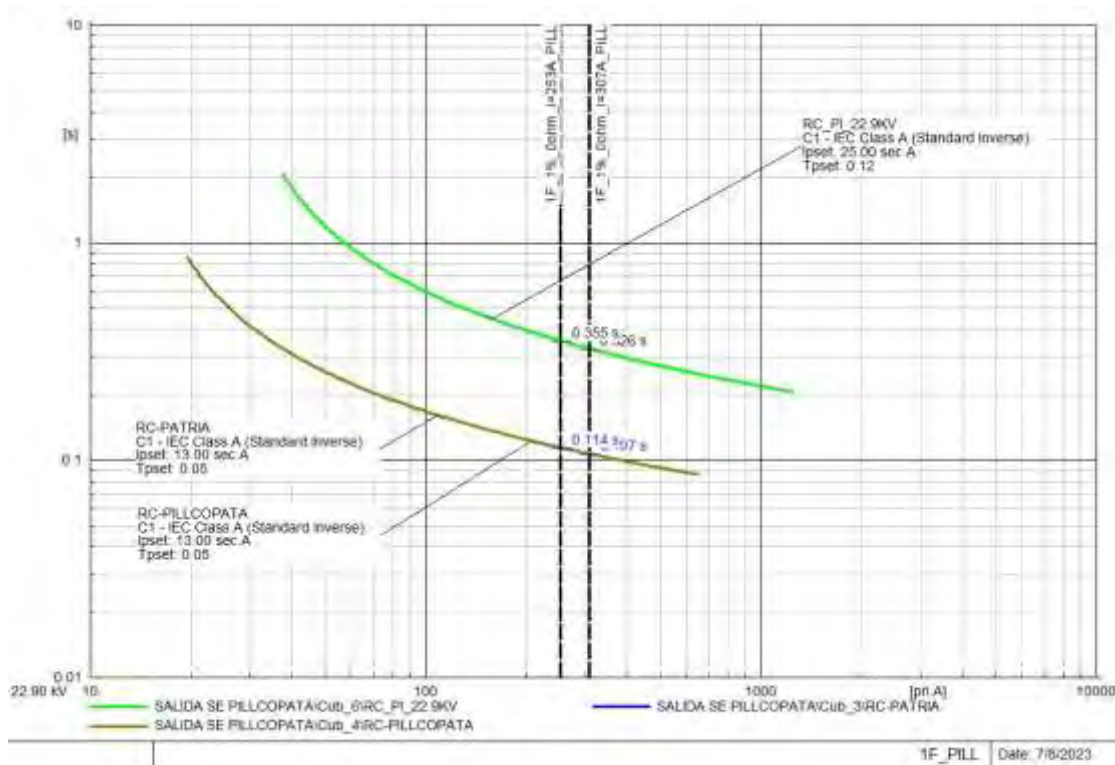


Figura 12 Coordinación de sobrecorriente tierra, falla monofásica SE PILCOPATA

Entre el relé RC_PI_22.9 y RC_PATRIA, RC_PILCOPATA existe un tiempo de coordinación:

Para una falla monofásica al 1% del SE PILCOPATA a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PI_22.9 actúa en 326ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA actúa en 107 ms.
- Tercero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA actúa en 107ms.
- Entre el relé RC_PI_22.9 y RC_PATRIA existe un tiempo de coordinación de 219ms.
- Entre el relé RC_PI_22.9 KV y RC_PILCOPATA existe un tiempo de coordinación de 219 ms.

Para una falla monofásica al 99 % del SE PILCOPATA a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PI_22.9 actúa en 355 ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA actúa en 114 ms.
- Tercero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA actúa en 114ms.
- Entre el relé RC_PI_22.9 y RC_PATRIA existe un tiempo de coordinación de 241 ms.
- Entre el relé RC_PI_22.9 KV y RC_PILCOPATA existe un tiempo de coordinación de 241ms.

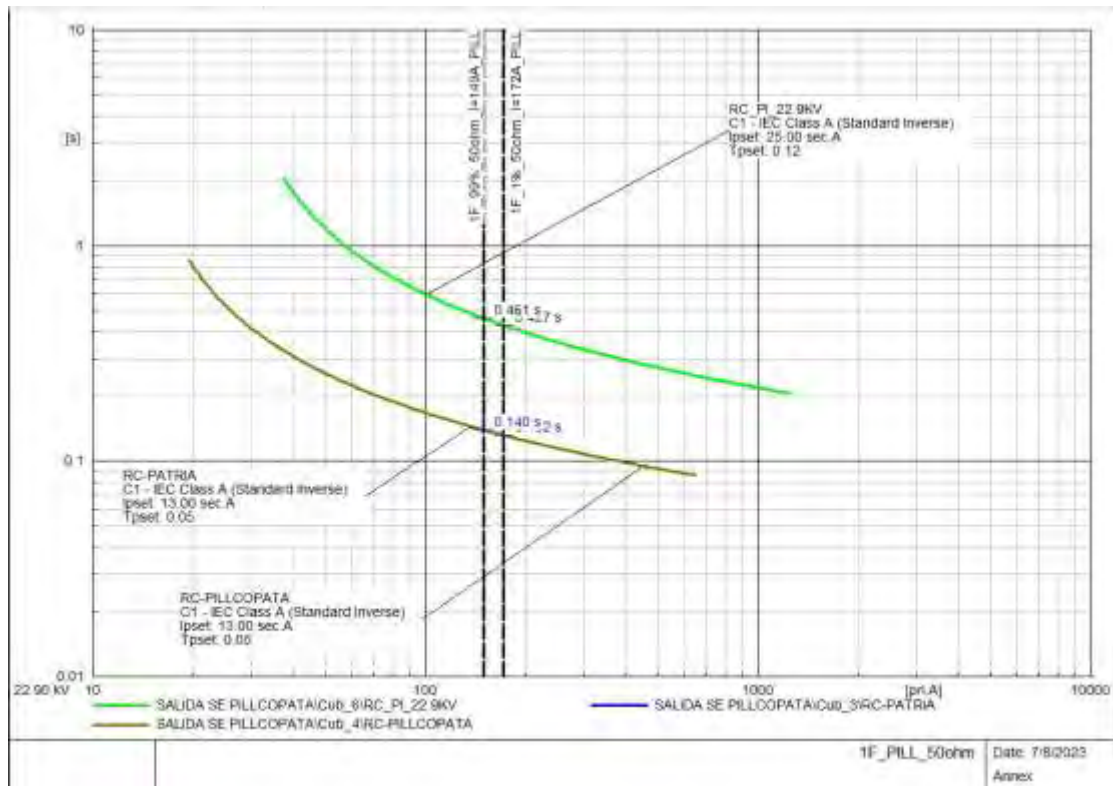


Figura 12 Coordinación de sobrecorriente tierra, falla monofásica a 50 ohm SE PILCOPATA

- Entre el relé RC_PI_22.9 y RC_PATRIA, RC_PILCOPATA existe un tiempo de coordinación:
Para una falla monofásica al 1% del SE PILCOPATA a 50 ohms:
 - Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PI_22.9 actúa en 427ms.
 - Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA actúa en 132 ms.
 - Tercero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA actúa en 132ms.
 - Entre el relé RC_PI_22.9 y RC_PATRIA existe un tiempo de coordinación de 295 ms.
 - Entre el relé RC_PI_22.9 KV y RC_PILCOPATA existe un tiempo de coordinación de 295 ms.
- Para una falla monofásica al 99 % del SE PILCOPATA a 50 ohms:
 - Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PI_22.9 actúa en 461ms.
 - Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA actúa en 140 ms.
 - Tercero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA actúa en 140ms.
 - Entre el relé RC_PI_22.9 y RC_PATRIA existe un tiempo de coordinación de 321 ms.
 - Entre el relé RC_PI_22.9 KV y RC_PILCOPATA existe un tiempo de coordinación de 321ms

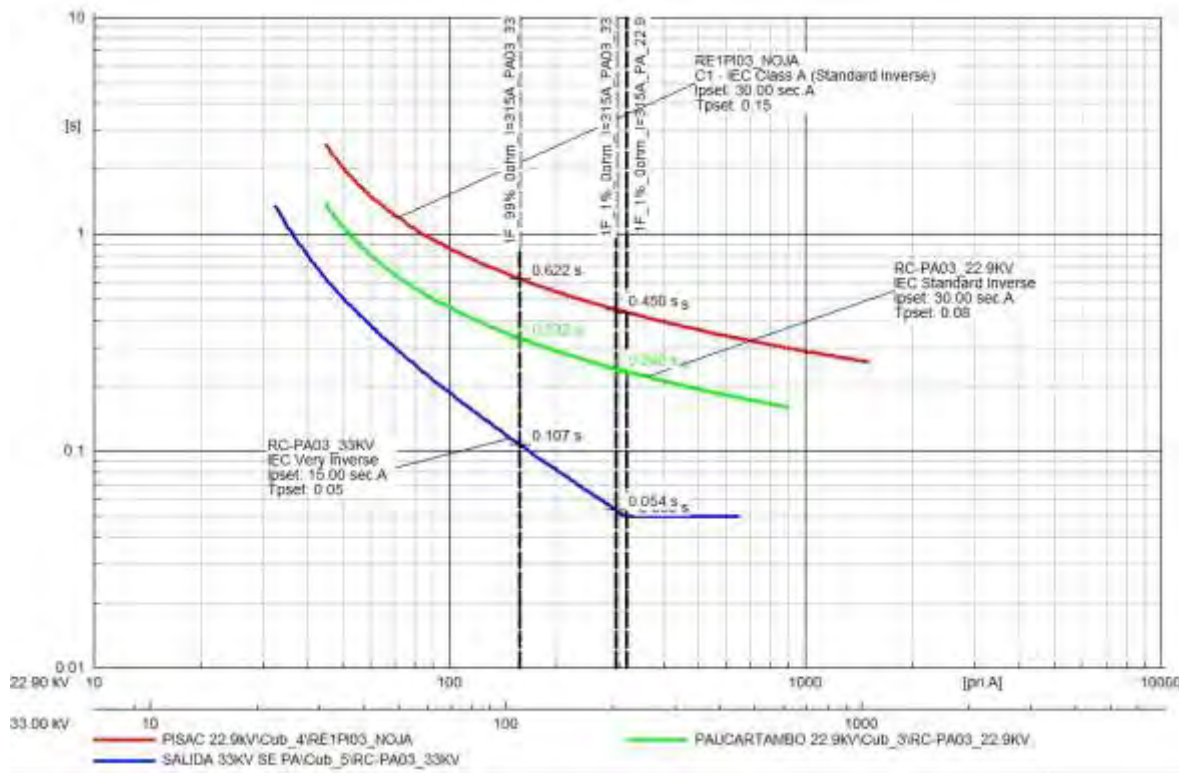


Figura 13 Coordinación de sobrecorriente tierra, falla monofásica Pisac-Paucartambo

Entre el relé RE1PI0 y RC_PA03 33KV, RC_PA03 33KV existe un tiempo de coordinación:

Para una falla monofásica al 1% del PA03 22.9 KV a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RE1PI03 actúa en 450ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03 22.9 KV actúa en 240 ms.
- Tercero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03 33KV actúa en 54 ms.
- Entre el relé RE1PI03 y RC_PA03 22.9 KV existe un tiempo de coordinación de 210 ms.
- Entre el relé RC_PA03 22.9 KV y RC_PA03 33 KV existe un tiempo de coordinación de 186 ms.

Para una falla monofásica al 99 % del PA03 33 KV a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RE1PI03 actúa en 450 ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03 22.9 KV actúa en 240ms.
- Tercero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03 33KV actúa en 54 ms.
- Entre el relé RE1PI03 y RC_PA03 22.9 KV existe un tiempo de coordinación de 210 ms.
- Entre el relé RC_PA03 22.9 KV y RC_PA03 33 KV existe un tiempo de coordinación de 186 ms.

Para una falla monofásica al 1% del PA03 33 KV a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RE1PI03 actúa en 622 ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03 22.9 KV actúa en 332ms.
- Tercero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03 33KV actúa en 107 ms.
- Entre el relé RE1PI0 y RC_PA03 33KV, RC_PA03 33KV existe un tiempo de coordinación
- Entre el relé RE1PI0 y RC_PA03 33KV, RC_PA03 33KV existe un tiempo de coordinación

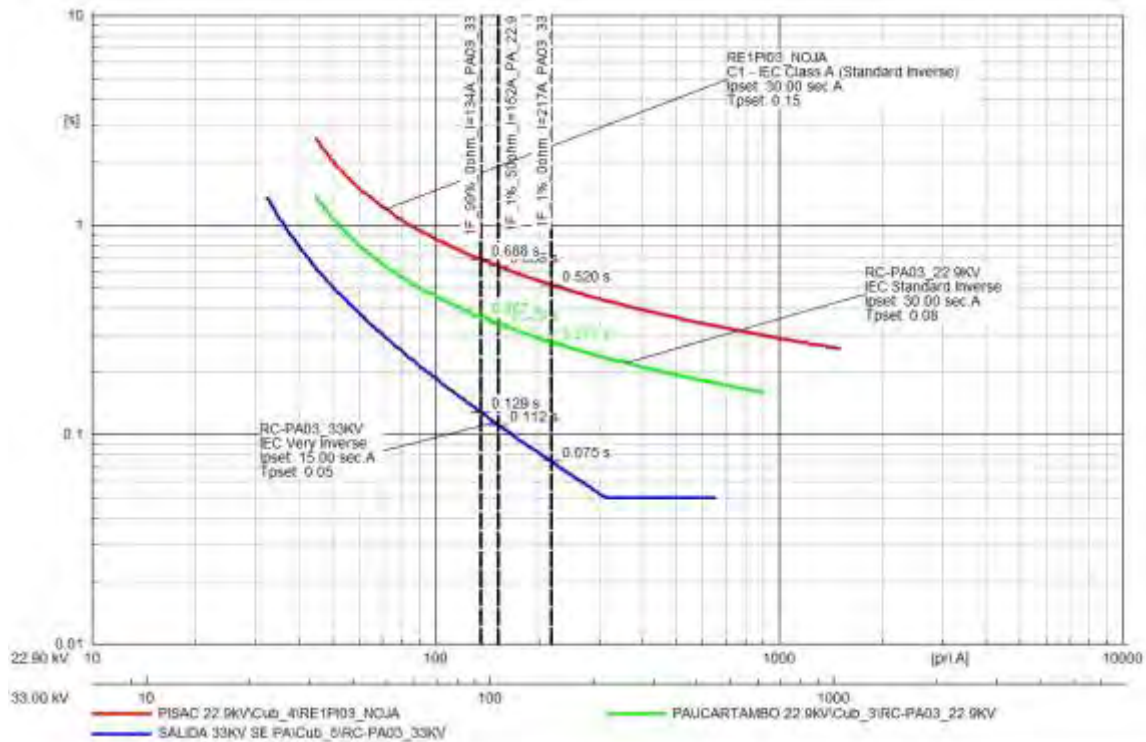


Figura 14 Coordinación de sobrecorriente tierra, falla monofásica a 50 ohm Pisac-Paucartambo

Entre el relé RE1PI0 y RC_PA03 33KV, RC_PA03 33KV existe un tiempo de coordinación:

Para una falla monofásica al 1% del PA03 33 KV a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RE1PI03 actúa en 520 ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03 22.9 KV actúa en 277 ms.
- Tercero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03 33KV actúa en 75 ms.
- Entre el relé RE1PI03 y RC_PA03 22.9 KV existe un tiempo de coordinación de 243 ms.
- Entre el relé RC_PA03 22.9 KV y RC_PA03 33 KV existe un tiempo de coordinación de 202 ms.

Para una falla monofásica al 1 % del PA03 22.9 KV a 50 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RE1PI03 actúa en 636 ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03 22.9 KV actúa en 339ms.
- Tercero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03 33KV actúa en 112 ms.
- Entre el relé RE1PI03 y RC_PA03 22.9 KV existe un tiempo de coordinación de 297 ms.
- Entre el relé RC_PA03 22.9 KV y RC_PA03 33 KV existe un tiempo de coordinación de 227 ms.

Para una falla monofásica al 99% del PA03 33 KV a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RE1PI03 actúa en 688 ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03 22.9 KV actúa en 367ms.
- Tercero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PA03 33KV actúa en 129 ms.
- Entre el relé RE1PI0 y RC_PA03 33KV existe un tiempo de coordinación de 210 ms
- Entre el relé RE1PI0 y RC_PA03 33KV existe un tiempo de coordinación de 238 ms

Coordinación Fusibles entre fases, falla trifásica

	DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024	
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		

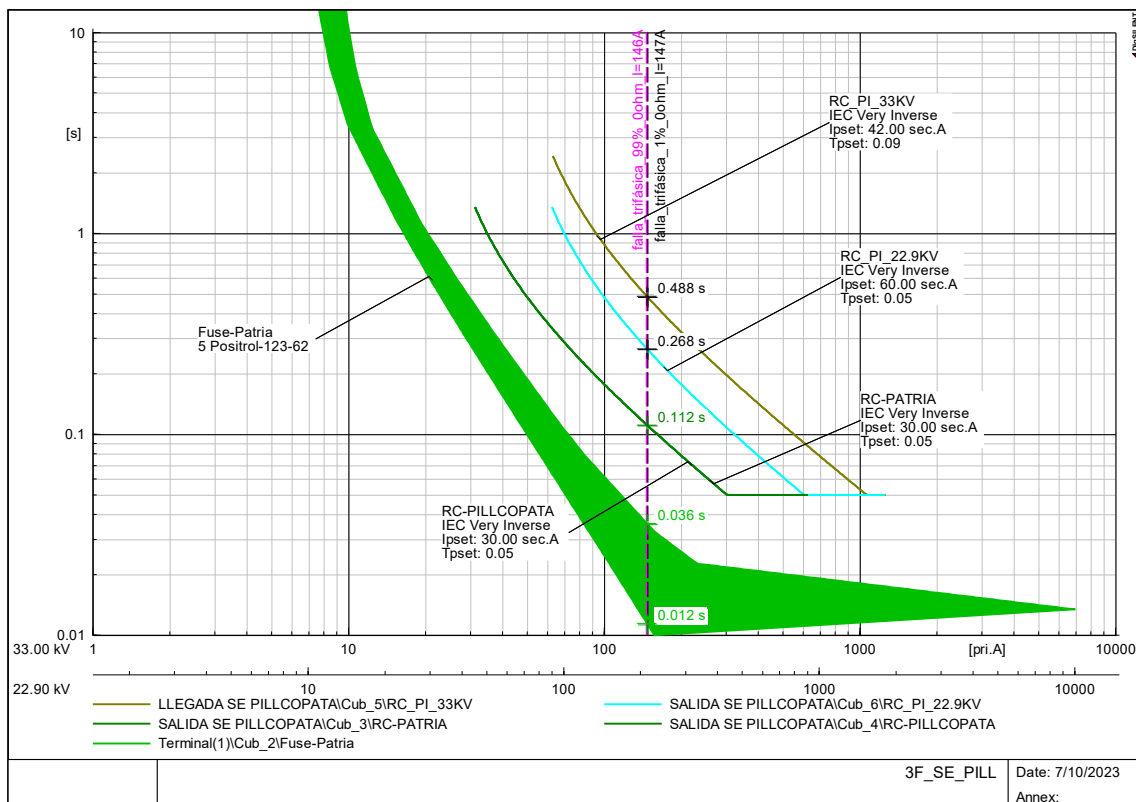


Figura 15 Coordinación fusibles entre fases, falla trifásica

Para una falla trifásica al 1% del PILCOPATA a 0 ohms:

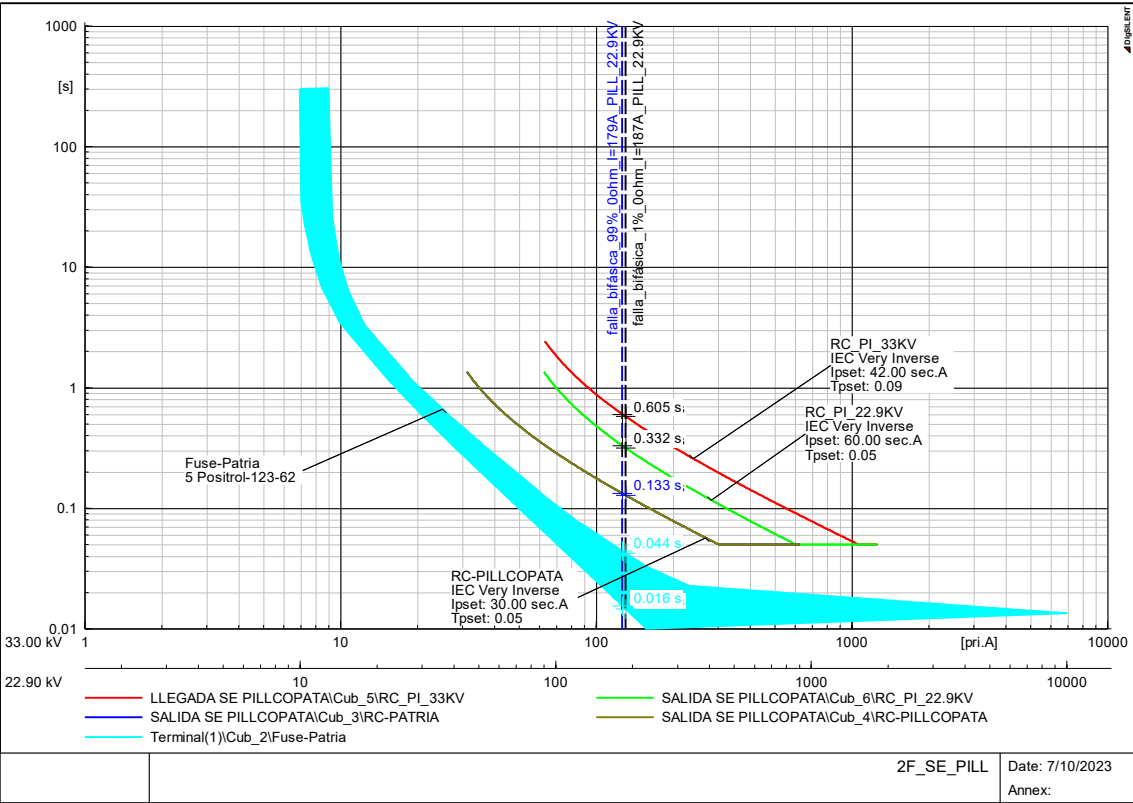
- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA, RC_PATRIA actúa en 112ms.
- Segundo: El elemento FUSIBLE actúa en 12 ms.
- Entre el relé RC_PILCOPATA, RC_PATRIA Y EL FUSIBLE existe un tiempo de coordinación de 100 ms.

Para una falla trifásica al 99% del PILCOPATA a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA, RC_PATRIA actúa en 112ms.
- Segundo: El elemento FUSIBLE actúa en 12 ms.
- Entre el relé RC_PILCOPATA, RC_PATRIA Y EL FUSIBLE existe un tiempo de coordinación de 100 ms.

	DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024	
	ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	

Coordinación Fusibles entre fases, falla bifásica



Para una falla bifásica al 1% de SE PILCOPATA a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA, RC_PATRIA actúa en 133ms.
- Segundo: El elemento FUSIBLE actúa en 16 ms.
- Entre el relé RC_PILCOPATA, RC_PATRIA Y EL FUSIBLE existe un tiempo de coordinación de 117 ms.

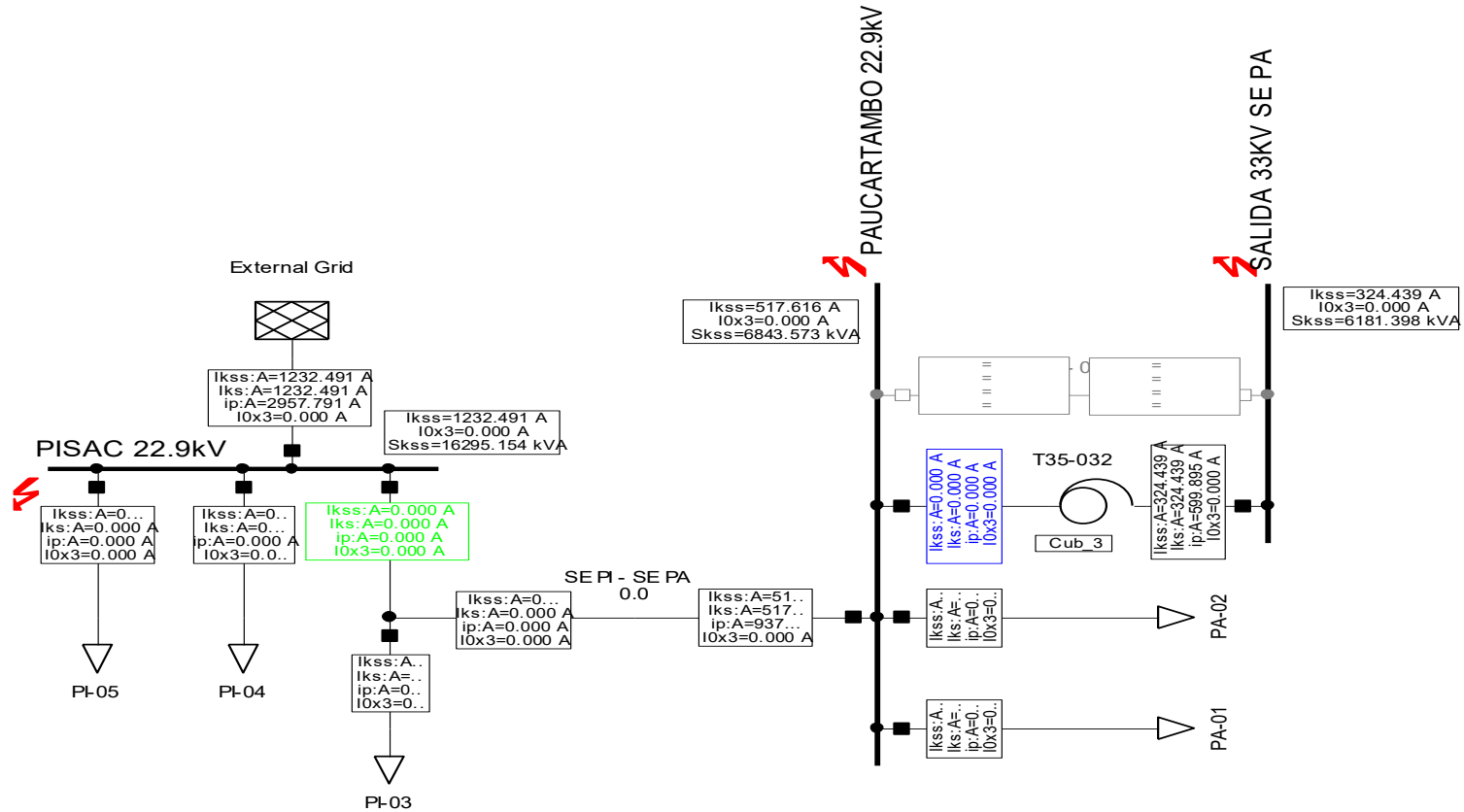
Para una falla bifásica al 99% de SE PILCOPATA a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA, RC_PATRIA actúa en 133ms.
- Segundo: El elemento FUSIBLE actúa en 16 ms.
- Entre el relé RC_PILCOPATA, RC_PATRIA Y EL FUSIBLE existe un tiempo de coordinación de 117 ms.

DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE Tensión ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

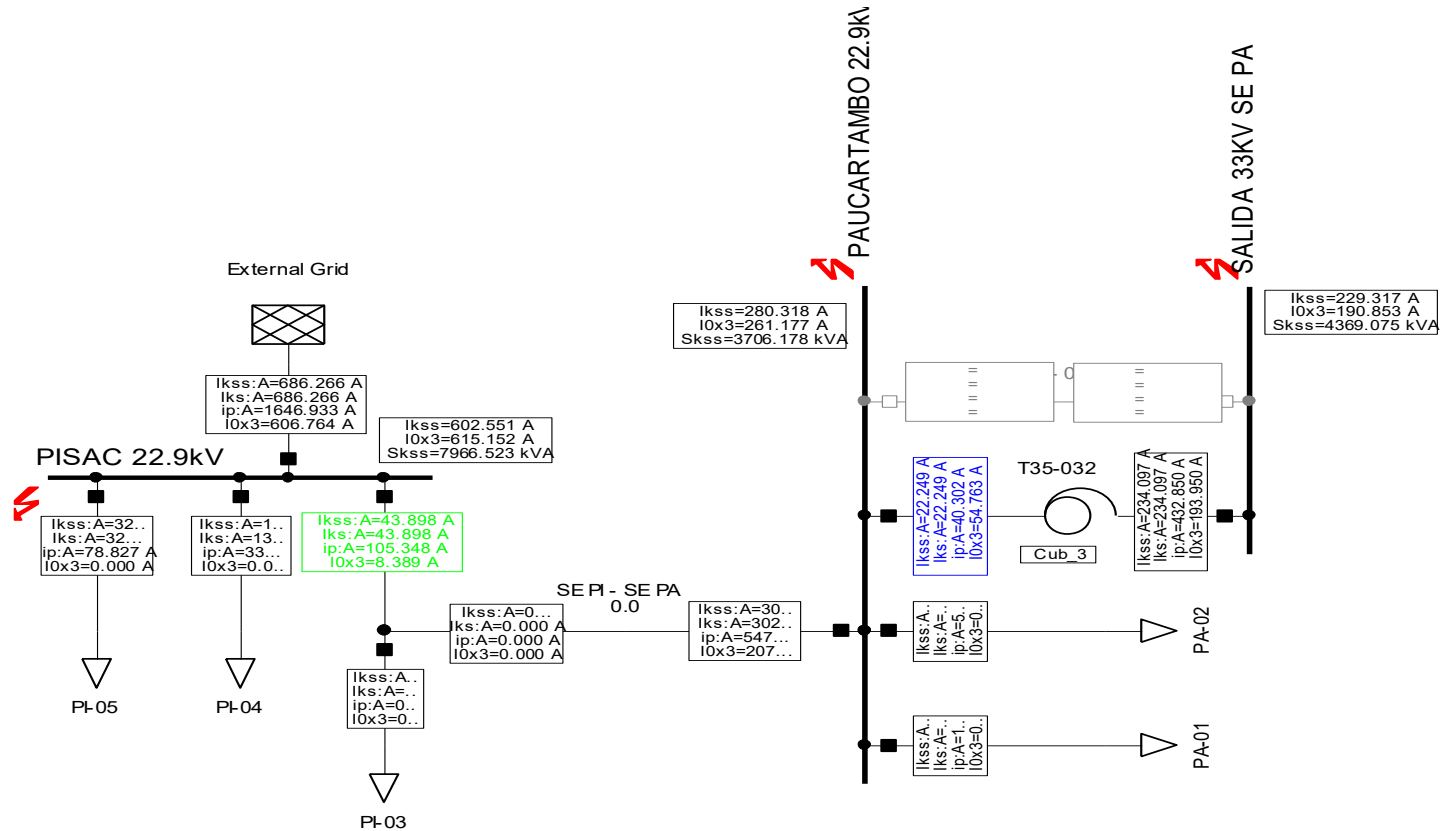
Cortocircuito - falla TRIFASICA, $R_f = 20\Omega$ AVEMAX_33



DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

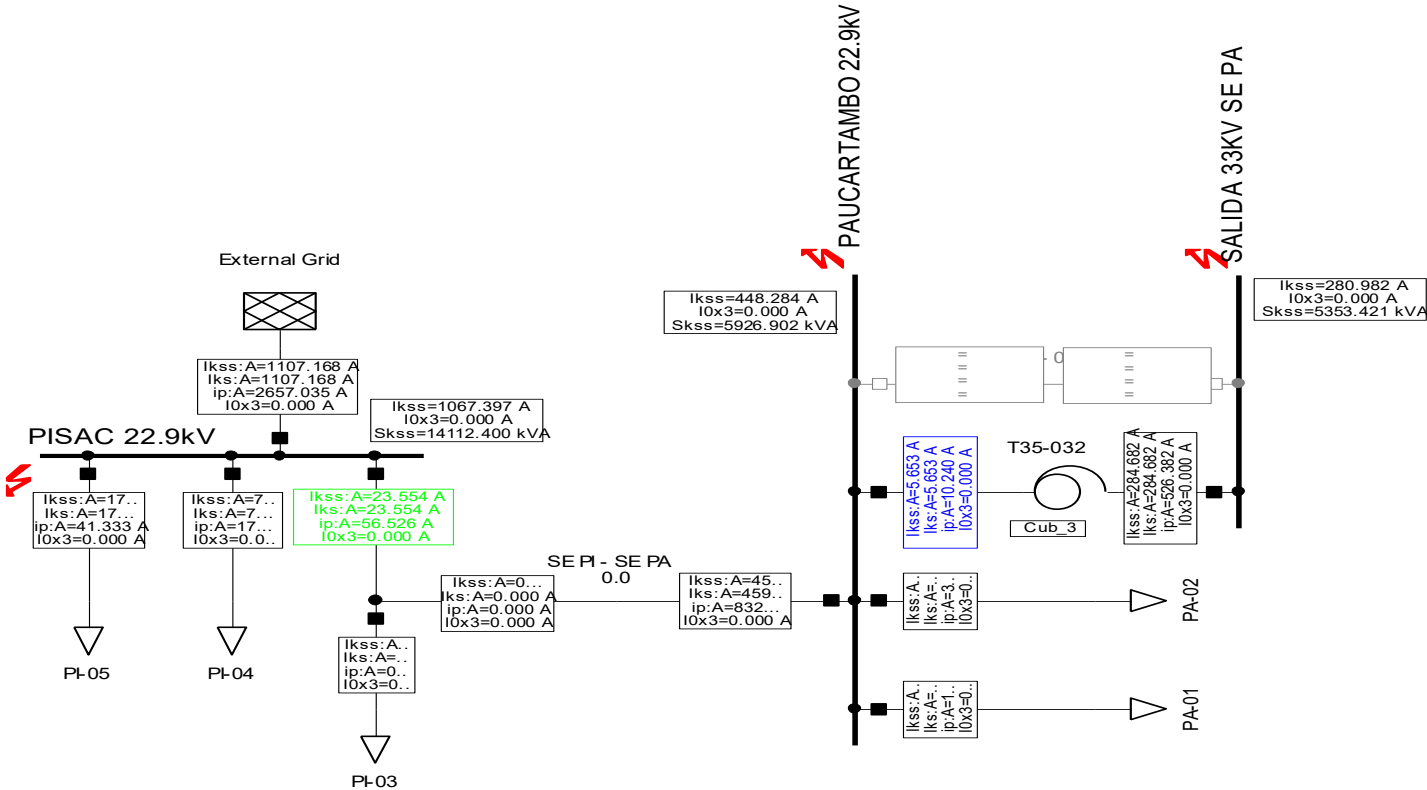
Cortocircuito - falla bifásica tierra, $R_f = 20 \text{ ohm}$ AVEMAX_33



DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE Tensión ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

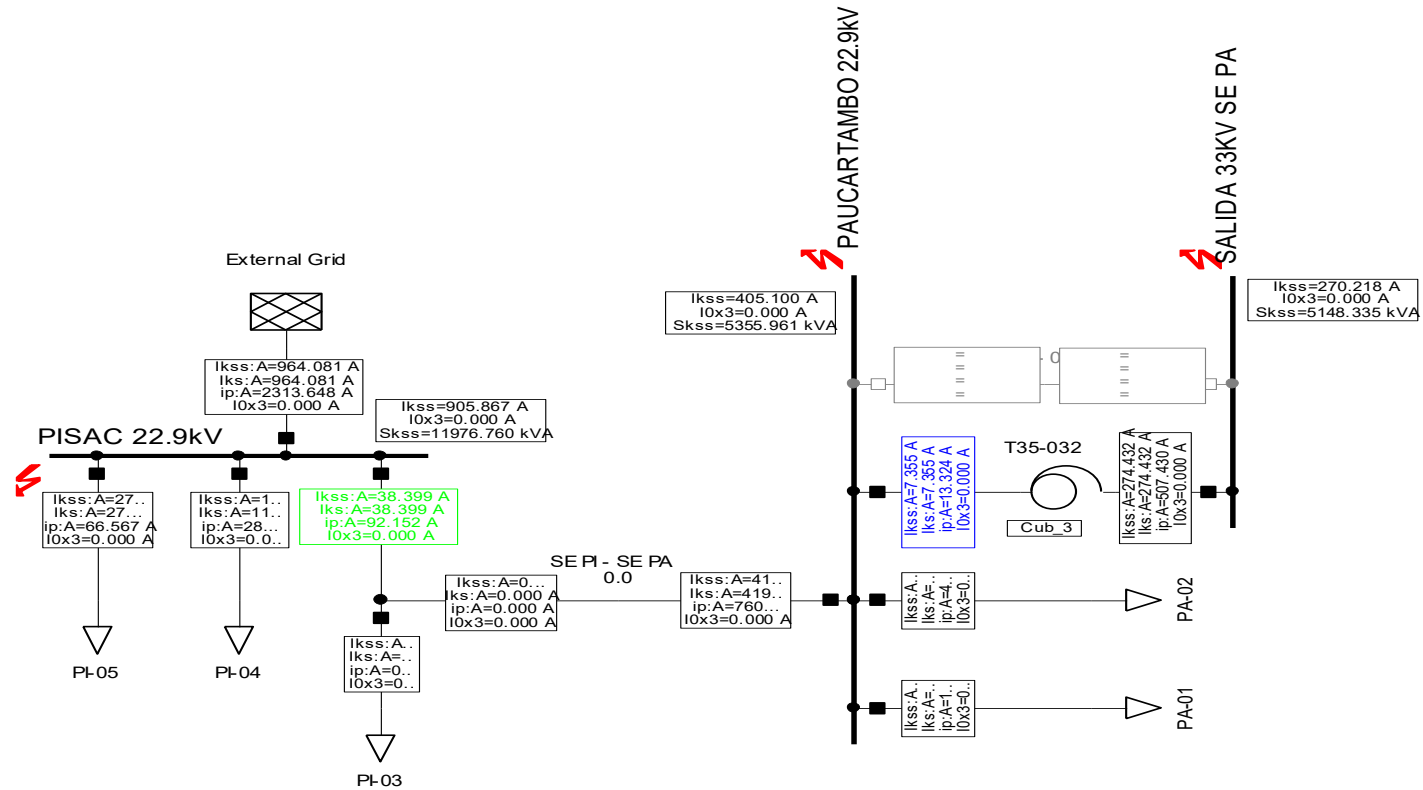
Cortocircuito - falla bifásica tierra, $R_f = 0\text{ohm}$ AVEMAX_33



DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL
ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

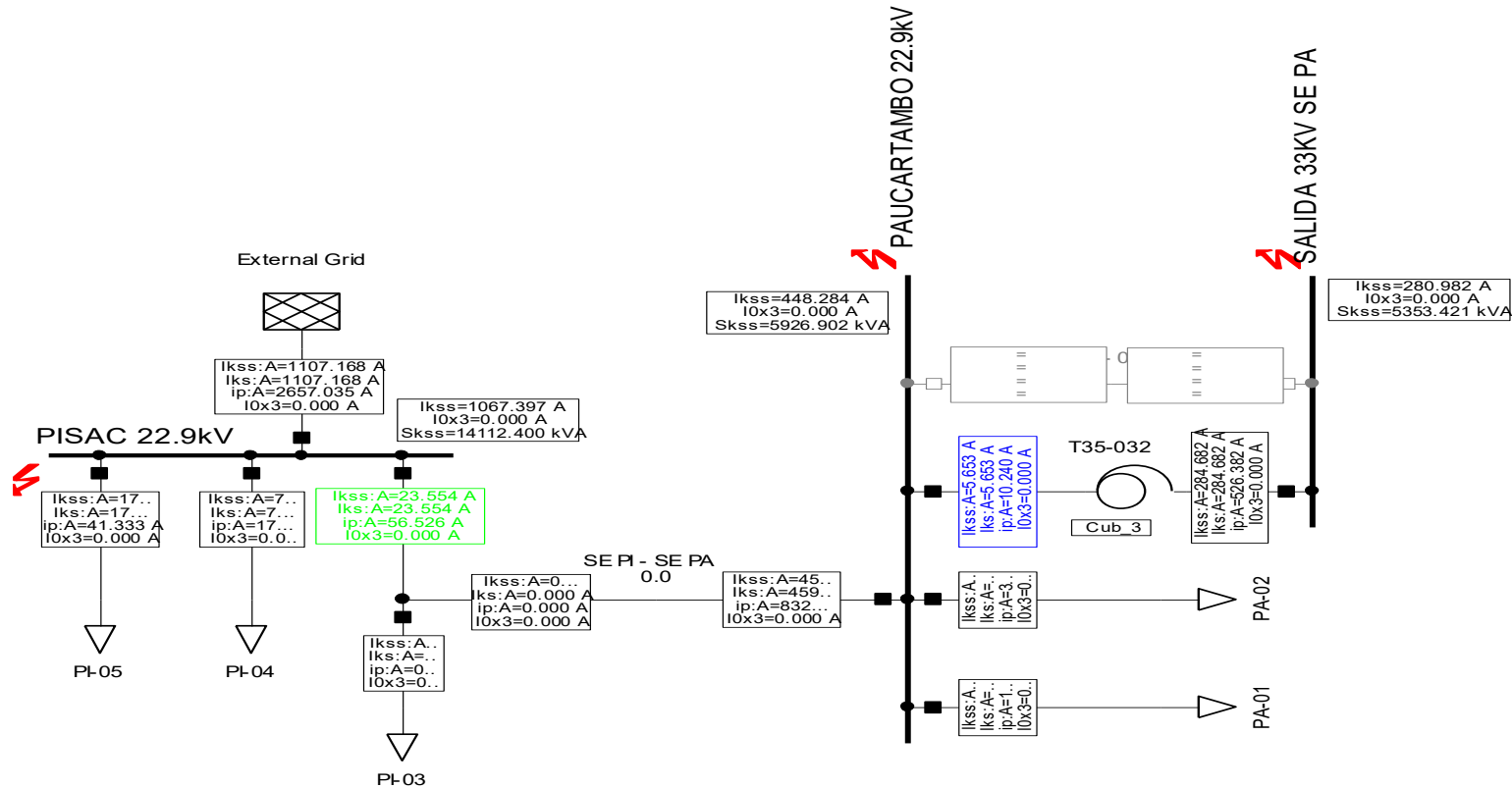
Cortocircuito - falla bifásica, $R_f = 10\Omega$ al AVEMAX_33



DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE Tensión ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

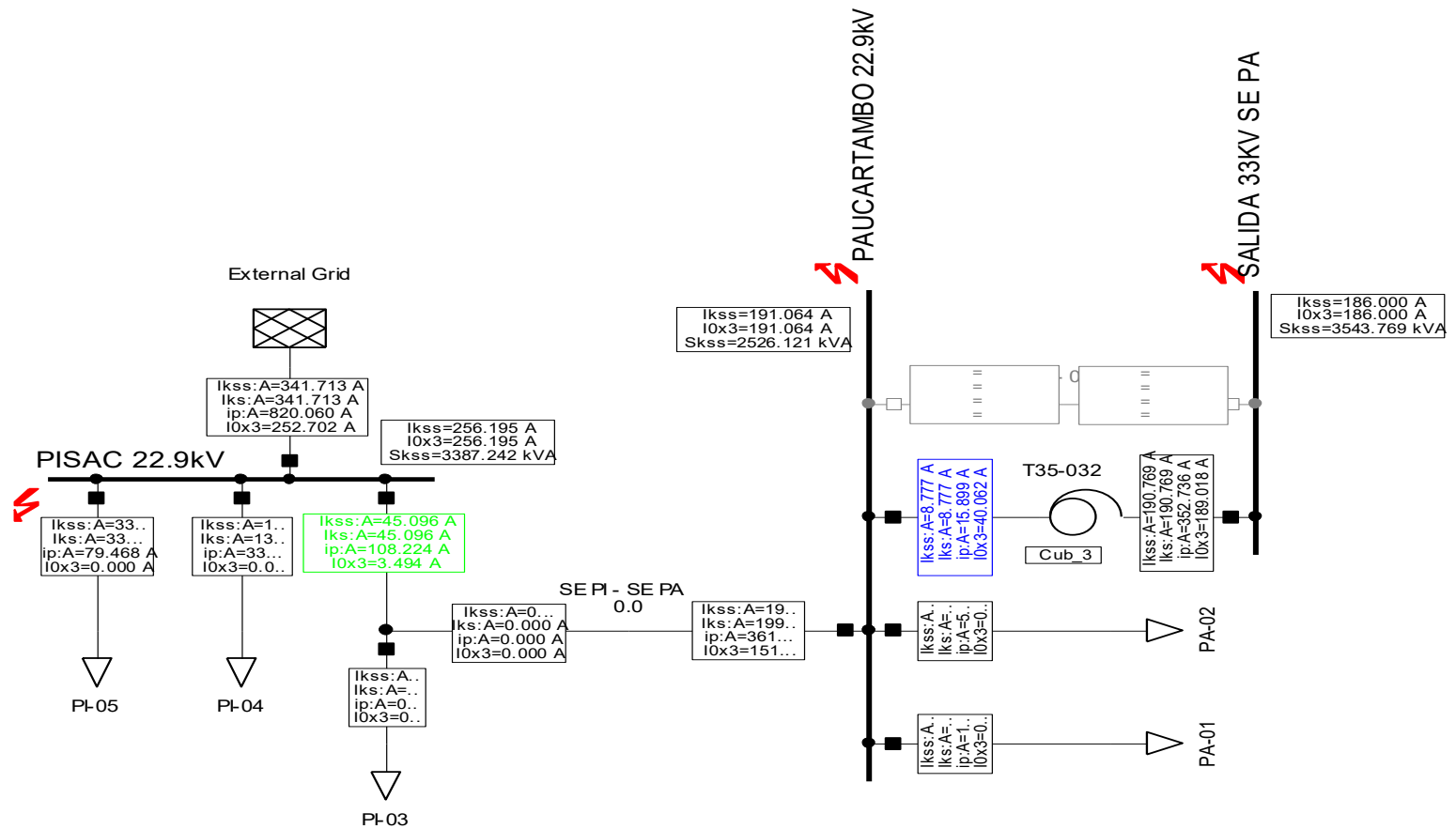
Cortocircuito - falla bifásica, $R_f = 0\text{ohm}$ AVEMAX_33



DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

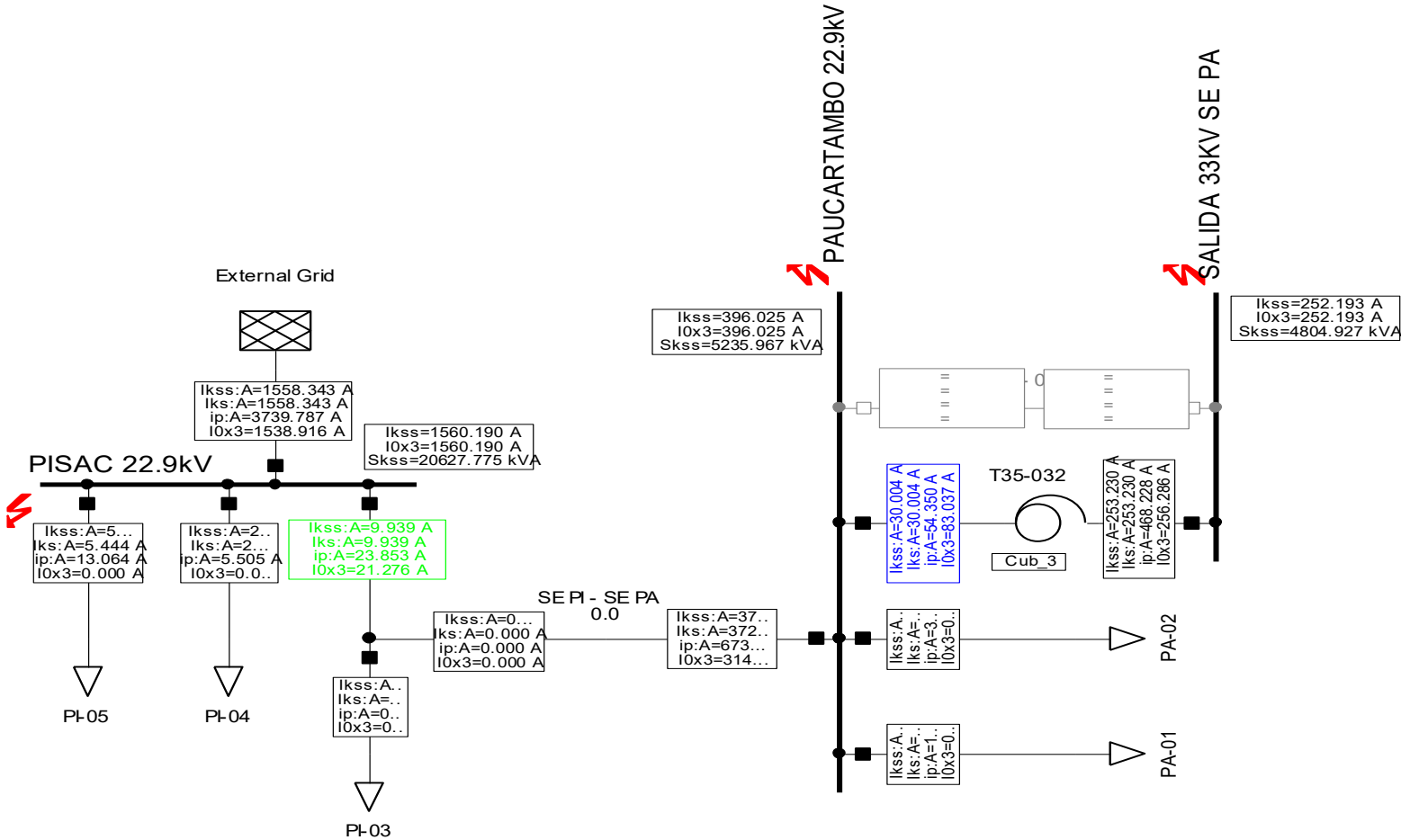
Cortocircuito – falla monofásico tierra, $R_f = 50 \text{ ohm}$ AVEMAX_33



DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

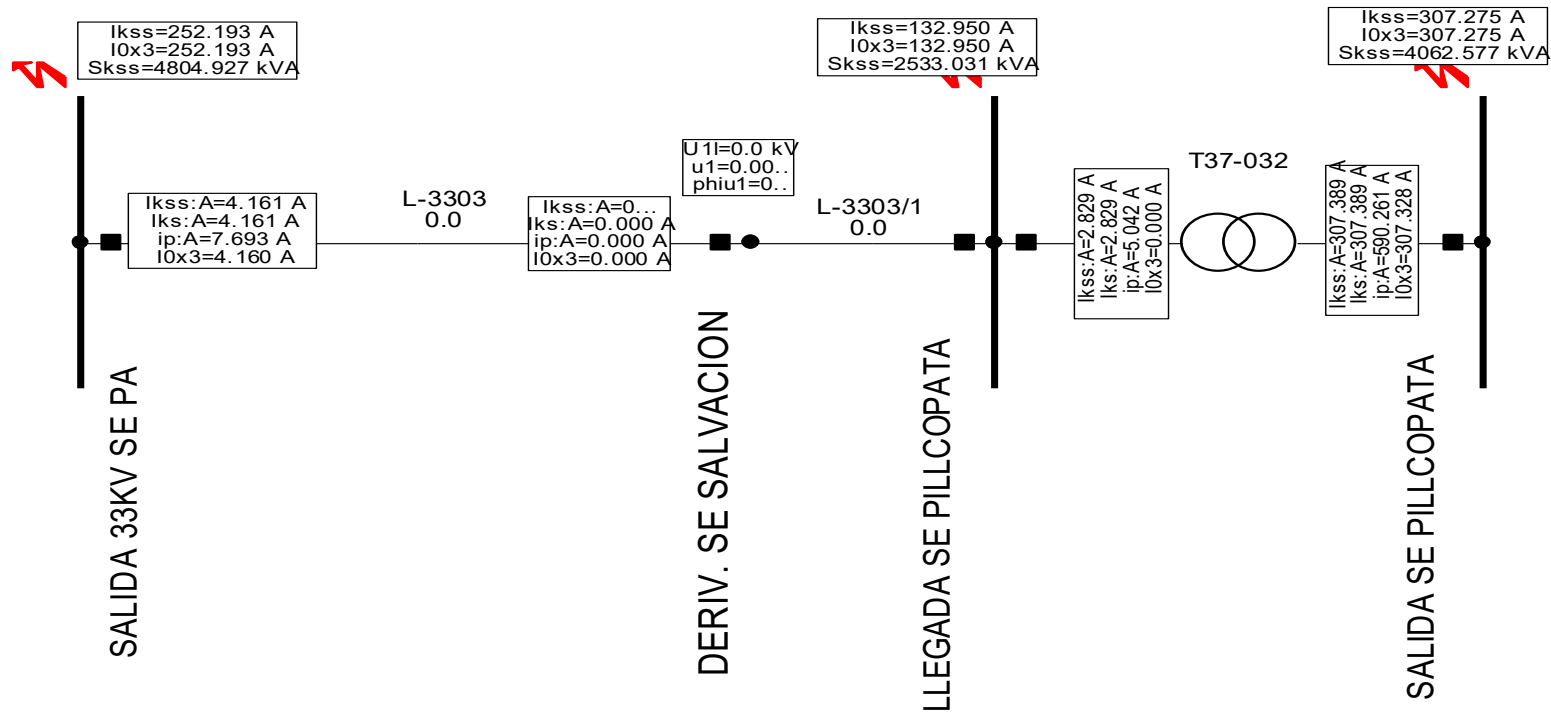
Cortocircuito - falla Monofásico Tierra, $R_f = 0\text{ohm}$ AVEMAX_33



DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03.
SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

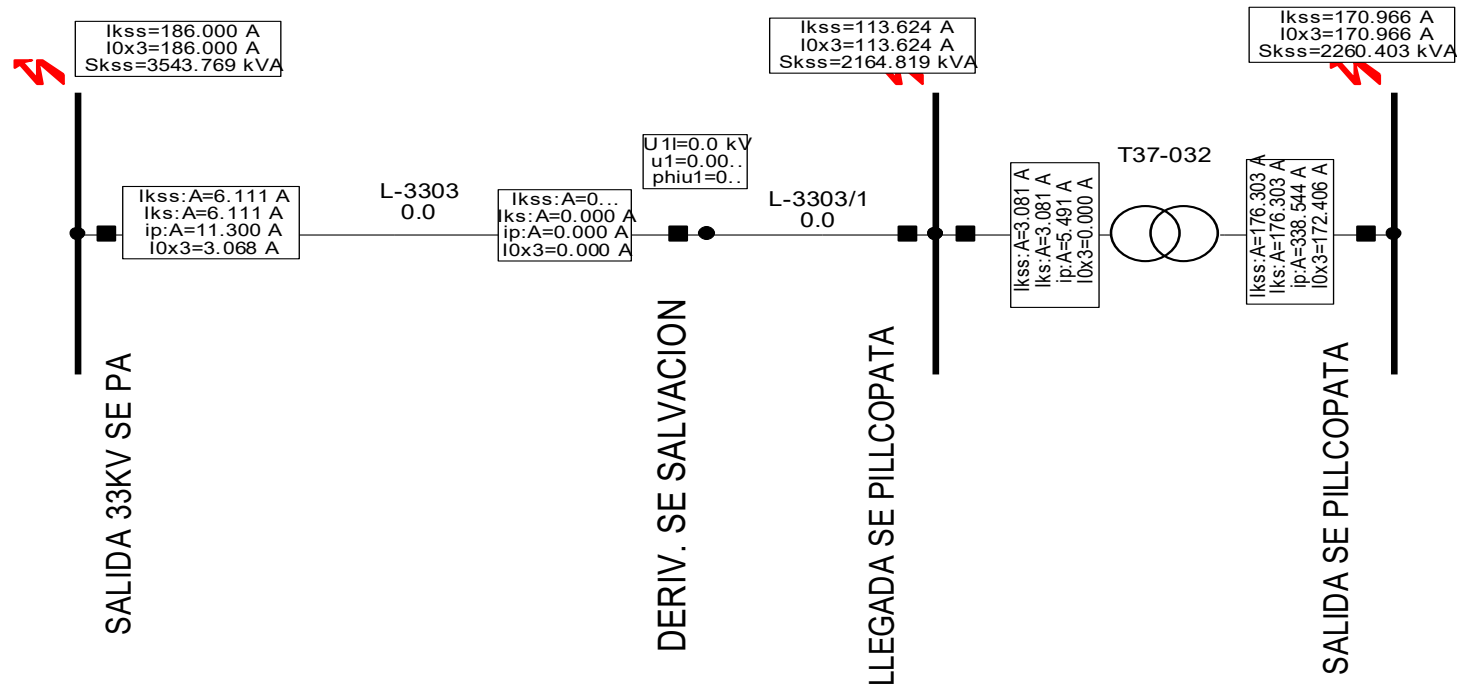
Cortocircuito - falla Monofásico Tierra, $R_f = 0\text{ohm}$ AVEMAX_33



DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03.
SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

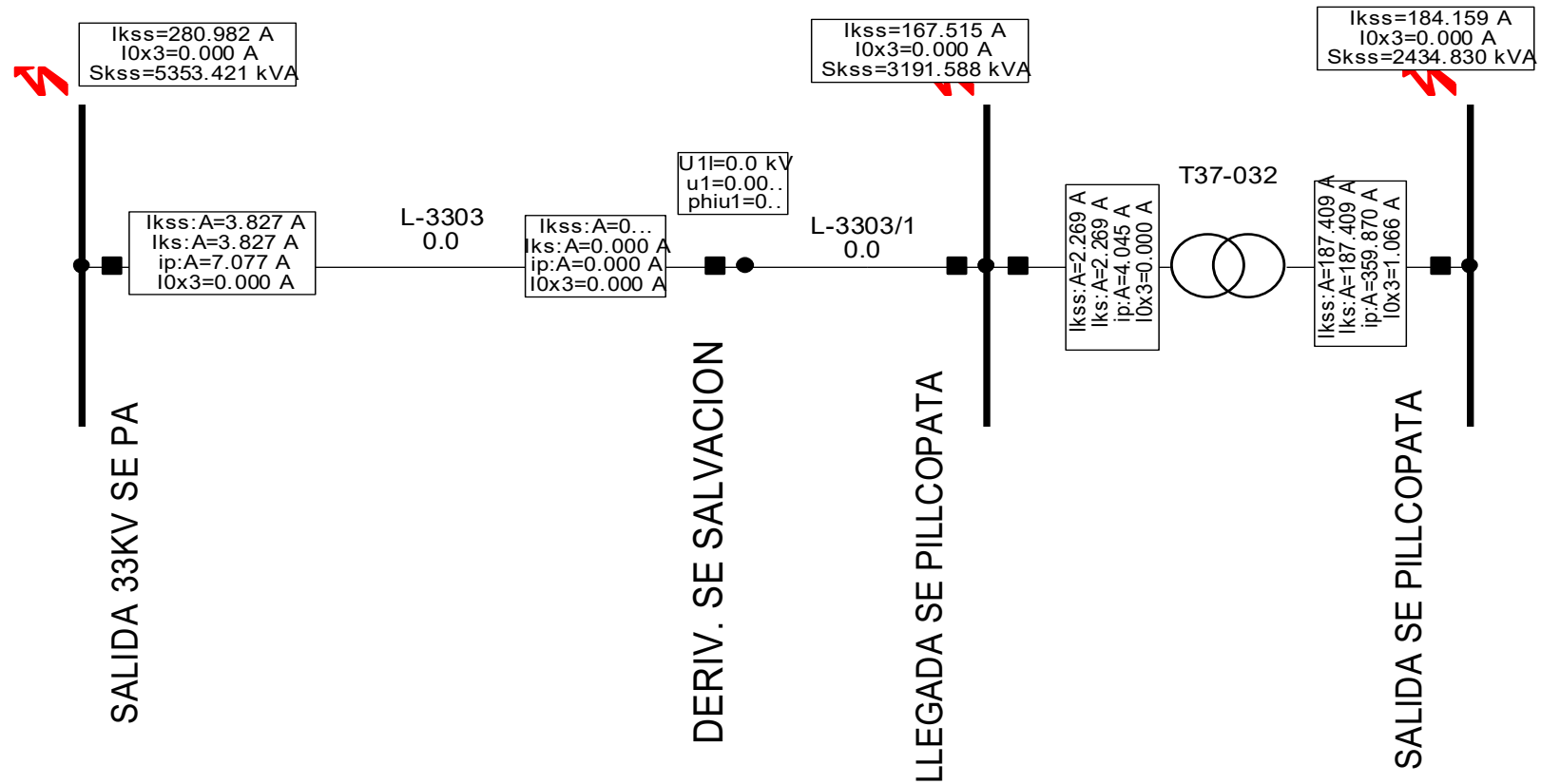
ocircuito – falla monofásico tierra, $R_f = 50 \text{ ohm}$ AVEMAX_33



DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03.
SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

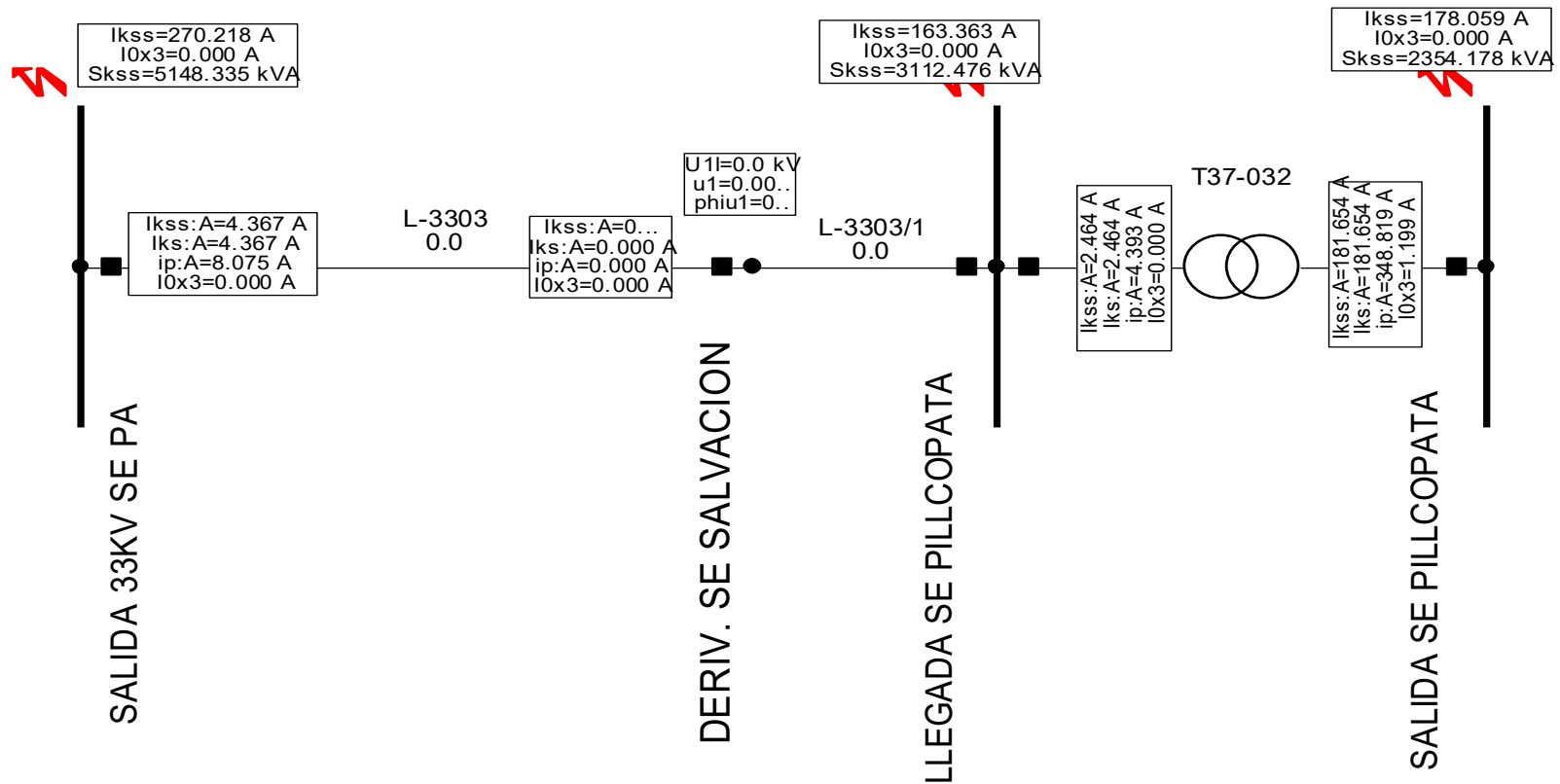
Cortocircuito - falla bifásica, $R_f = 0\text{ohm}$ AVEMAX_33



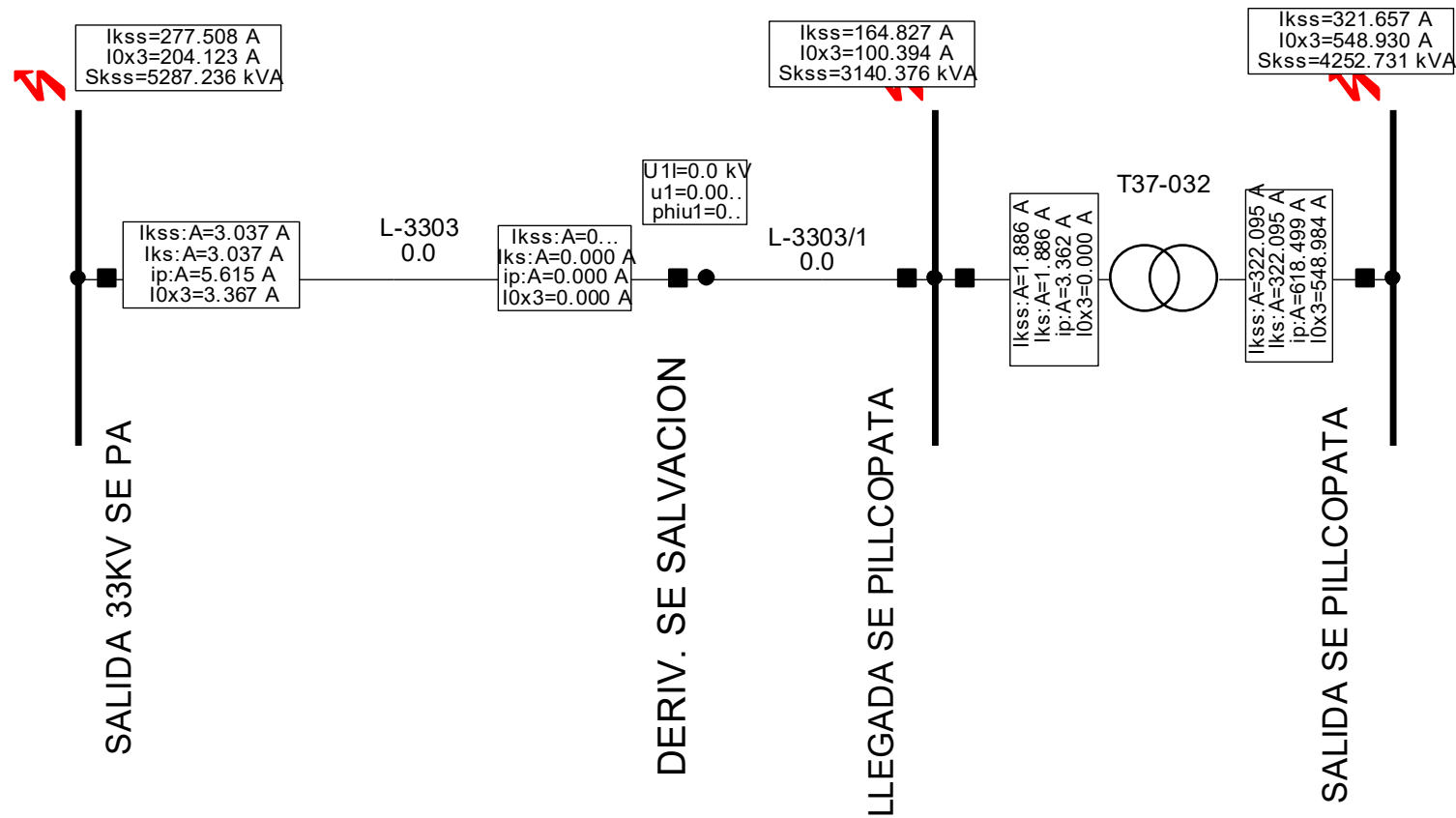
DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03.
SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

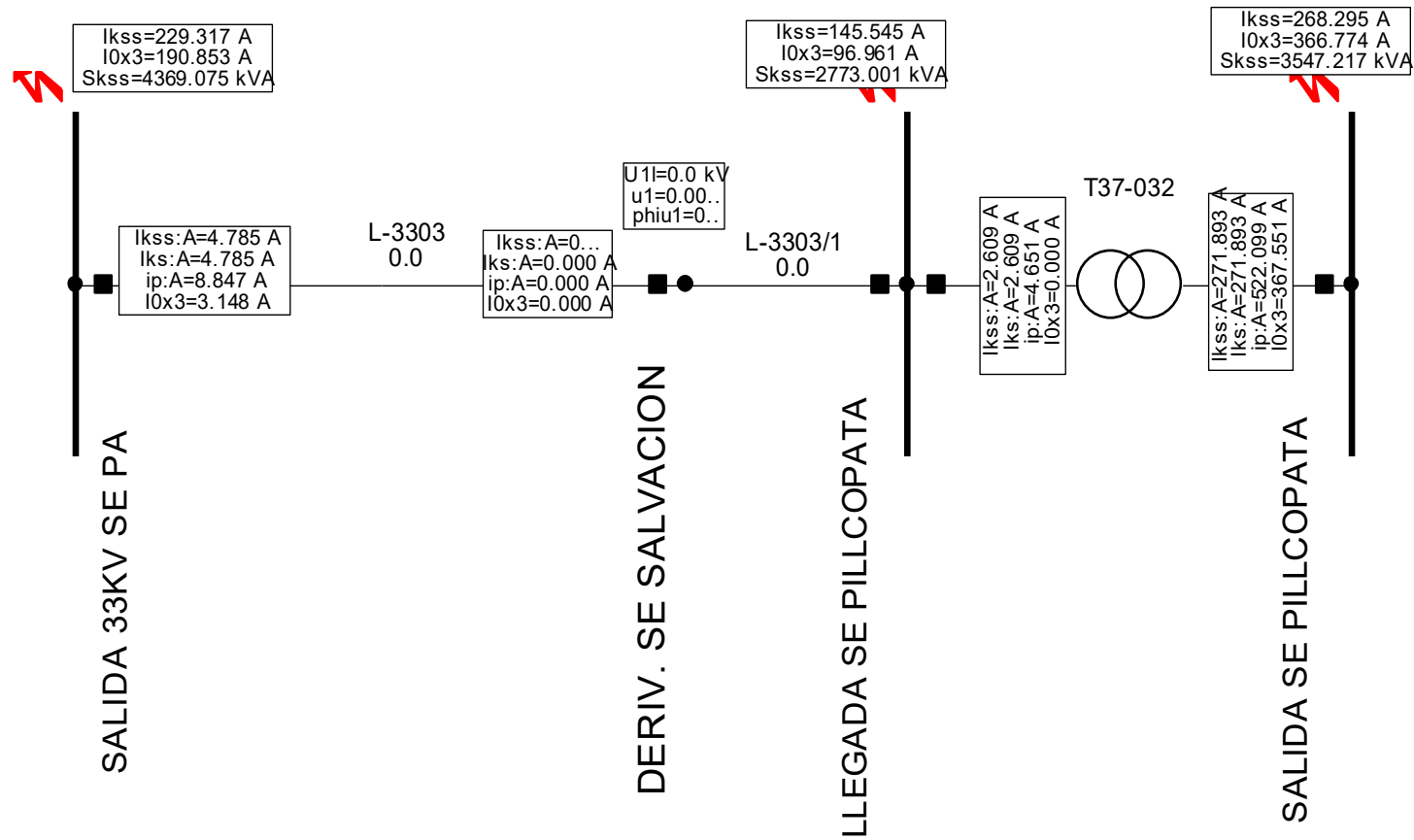
Cortocircuito - falla bifásica, $R_f = 10\Omega$ al AVEMAX_33



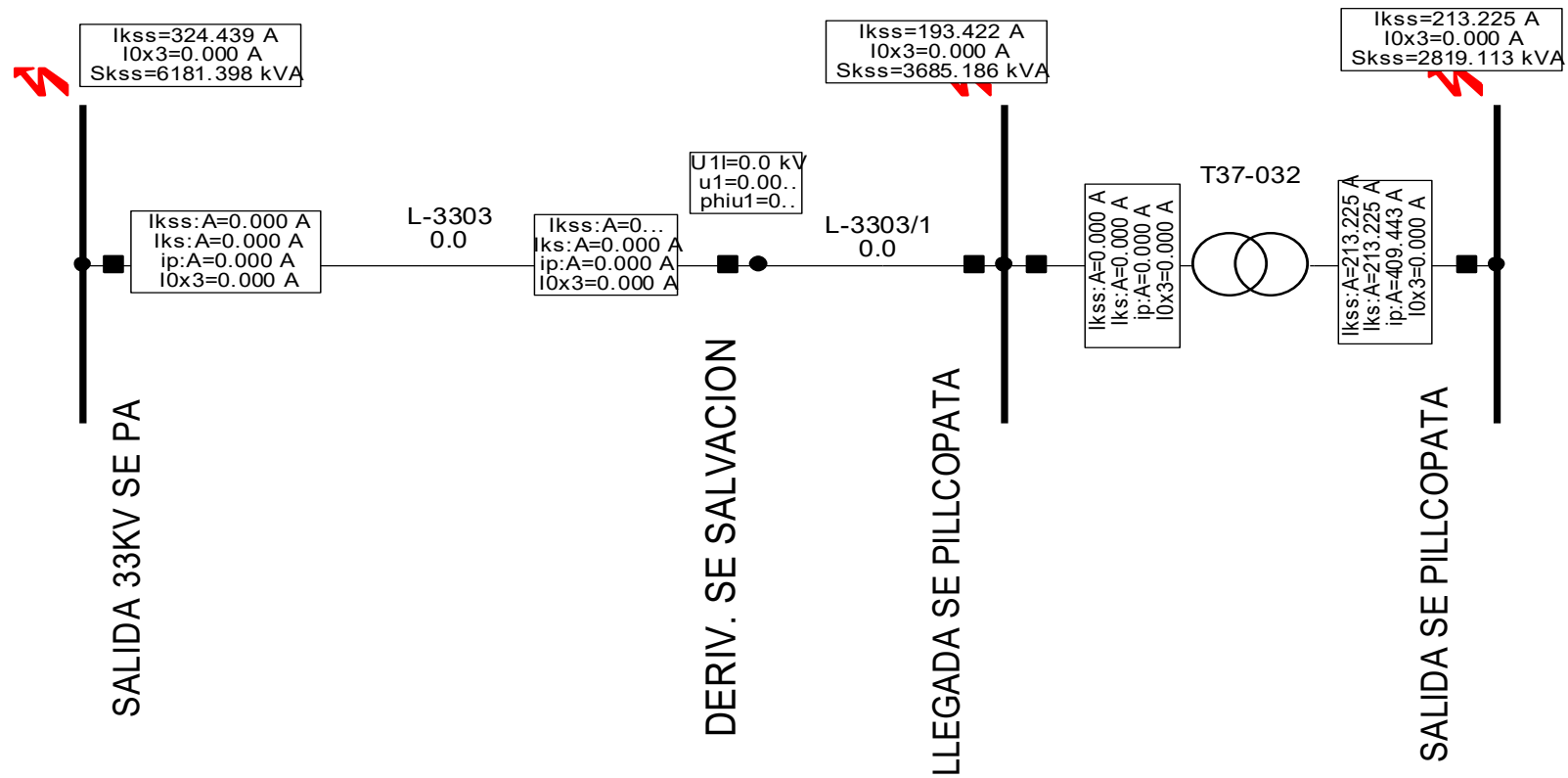
Cortocircuito - falla bifásica tierra, $R_f = 0\text{ohm}$ AVEMAX_33



Cortocircuito - falla BIFASICA, $R_f = 20 \text{ ohm}$ AVEMAX_33



Cortocircuito - falla TRIFASICA, $R_f = 20\Omega$ AVEMAX_33



OBRA:

**“INSTALACION DEL SISTEMA ELECTRICO EN EL DISTRITO DE KOSÑIP ATA DE LA
PROVINCIA DE PAUCARTAMBO”**

PROYECTO:

**DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y
MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES
PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024**

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

CONTENIDO:

- *ANÁLISIS DE FLUJO D E POTENCIA*
- *ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO.*
- *ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.*

ESCENARIO 22.9 KV

	DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024	
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		

1 ASPECTOS GENERALES

1.1 INTRODUCCION

Para el presente proyecto: “**DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024**” las instalaciones deben contar con el equipamiento necesario para poder detectar fallas de manera efectiva, para lo cual se realizará el análisis de coordinación de protecciones donde se evaluará el efecto de las fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas con baja y alta impedancia, el cual permitirá definir el dimensionamiento del equipamiento requerido.

Las características generales del proyecto son las siguientes:

Tensión nominal de MT	: 22.9 KV
Alimentador de MT	: PA-03 (Paucartambo N°03)
Subestación	: S.E. Pilcopata
Tipo de distribución	: trifásica
Frecuencia	: 60HZ

A continuación, se muestra la configuración de la red eléctrica del sistema de distribución en media tensión en 22.9KV del AMT PA-03 y la S.E. Pilcopata.

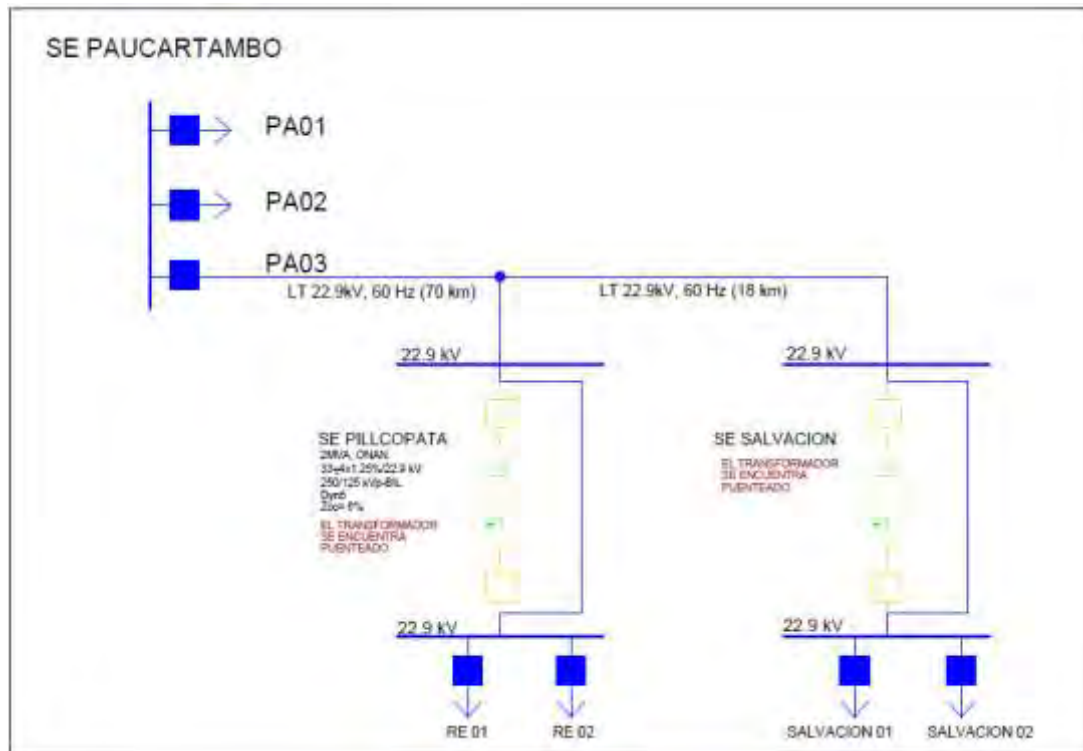


Figura 1: Diagrama unifilar – SE Pilcopata

DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024		
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		

Para análisis del estudio de coordinación se asigna el código RC_PATRIA para la salida Patria y RC_PICOPATA a la salida Pilcopata.

2 OBJETIVOS GENERALES

Verificar la adecuada coordinación de las protecciones según la información otorgada por el suministrador ELECTRO SUR ESTE S.A.A. Así mismo con los resultados del estudio de cortocircuito se evaluará y se verificará el equipamiento, a fin de garantizar, que la operación del sistema sea confiable y segura.

3 ALCANCES

Dentro del alcance del análisis de protecciones se encuentra los siguientes Estudios eléctricos:

- Estudio de flujo de potencia.
- Estudio de cortocircuito.
- Estudio de coordinación de las protecciones.

Dentro de estos estudios se tienen los siguientes alcances:

- Mostrar las corrientes de fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas en las barras y nodos pertenecientes al proyecto en estudio.
- Verificar la adecuada coordinación de las protecciones entre los equipos de protección nuevos implementados en la S.E. Pilcopata (Salida a Patria y salida a Pilcopata) y el equipo de protección del AMT PA03.

4 INFORMACION EMPLEADA

4.1 DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Para desarrollar el estudio de coordinación de protecciones se ha considerado la siguiente información:

- Diagrama unifilar del proyecto.
- Parámetros eléctricos del AMT PA03.

4.2 SUMINISTRO ELÉCTRICO TRANSFORMACIÓN

Para el desarrollo del presente estudio se han empleado valores referenciales entregados por el concesionario según como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1: Valores en avenida 2023 maximo

AVENIDA 2023 MAXIMO			
BARRA DE 22.9KV_PISAC			
TRIFASICO		MONOFASICO	
SK	51.2567749	R0	0.14028099
IK	1.29227569	X0	4.11199183
R	1.3774129	X1	11.1695315
X	11.1695315	X0/X1	0.38143627
R/X	0.12331877	R0/X0	0.0341151
TENSION/ANGULO	1.0091	157.1812	

Tabla 2: Valores de estiaje 2023 mínimo

DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024		
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		

ESTIAJE 2023 MAXIMO

BARRA DE 22.9KV_PISAC				
TRIFASICO		MONOFASICO		
SK	51.0797581	R0	0.14028099	
IK	1.28781278	X0	4.111991825	
R	1.38094647	X1	11.20839226	
X	11.2083923	X0/X1	0.36686723	
R/X	0.12320647	R0/X0	0.034115095	
TENSION/ANGULO	.0091		156.9116	

4.3 SOFTWARE UTILIZADO

Las simulaciones desarrolladas para el análisis de flujo de potencia, cálculo de cortocircuito y coordinación de las protecciones han sido realizadas utilizando el software y librerías Digsilent Power Factory versión 15.1.7 .La información del sistema eléctrico interconectado nacional fue tomada del portal del organismo operador (COES-SINAC), en formato *.pfd (archivo generado por el programa Digsilent Power Factory), en el cual se encuentra el modelo de red del SEIN para el año 2023

5 ANALISIS DE FLUJO DE POTENCIA

Resultados de flujo de potencia configuración de línea en 22.9KV

Tabla 3: Escenario Avenida Máxima Demanda

Salida red de MT	Tensión (p.u)	Cargabilidad (%)	Potencia (KW)
Salida PI03	1.01	19.67	1904
Salida PA03	0.99	4.13	469
Salida Pilcopata 01	0.96	1.35	89.4
Salida Patria 02	0.96	1.99	177

Tabla 4 : Escenario Estiaje mínima demanda

Salida red de MT	Tensión (p.u)	Cargabilidad (%)	Potencia (KW)
Salida PI03	1.01	9.56	943
Salida PA03	1.00	1.98	232
Salida Pilcopata 01	0.99	0.63	44.7
Salida patria	0.99	0.93	88.7

DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024		
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		

6 ANALISIS DE CORTOCIRCUITO

6.1 OBJETIVO

Los resultados de cortocircuito de la red modelada nos proporcionan los valores de las potencias, corrientes de cortocircuito inicial y corrientes de cortocircuito, que serán tomadas como referencia para determinar los ajustes de los relés de protección que forma parte del presente estudio.

6.2 METODOLOGÍA

Para obtener las máximas corrientes de falla en operación normal se han simulado fallas francas, de baja y alta impedancia en las principales barras del sistema eléctrico en estudio.

Los tipos de falla simulados son los siguientes:

- Falla trifásica a franca.
- Falla bifásica franca.
- Falla bifásica entre fases a 10 ohms.
- Falla monofásica a 0 ohms y 50 ohms.
- Falla bifásica a tierra a 20 ohms.

Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas de acuerdo con el método completo para la verificación del equipamiento.

6.3 RESULTADOS

Los resultados de flujo de potencia se muestran en el Anexo 01 y los cálculos de las corrientes de cortocircuito se muestran en el Anexo 02 del presente documento.

En la Tabla 3 se muestra el resumen de las corrientes de cortocircuito de fallas entre fases y tierra simulados en la S.E. Pisac, S.E. Paucartambo y S.E. Pilcopata:

Tabla 5: Resultados de cortocircuito falla entre fases

Ubicación	V nom	Falla Trifásica franca	Falla Monofásica	
	kV	Rf= 0 ohm	Rf= 0 ohm	Rf= 50 ohm
		Ik –ABC (kA)	3 x Io (kA)	3 x Io (kA)
S.E Pisac	22.9	1.111	1.427	0.255
S.E Paucartambo	22.9	0.498	0.339	0.179
S.E. Pilcopata	22.9	0.197	0.121	0.096

7 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

7.1 INTRODUCCION

El objetivo principal del sistema de protección es de proporcionar en forma rápida, el aislamiento de un área de falla en el sistema y de este modo poder mantener en funcionamiento la mayor parte del sistema eléctrico restante. Dentro de este contexto existen cinco requerimientos básicos para análisis de coordinación de protecciones.

	DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024	
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		

Fiabilidad: Seguridad de que la protección se llevara a cabo correctamente, tiene dos componentes, confianza y seguridad.

Selectividad: Continuidad máxima del servicio con mínima desconexión del sistema.

Rapidez de operación: Duración mínima de servicio con mínima desconexión del sistema.

Simplicidad: Menor equipo de protección y circuitos asociados para lograr los objetivos de protección.

Economía: Mayor protección a menor costo total.

El término protección no implica que el equipo de protección pueda prevenir fallas o deficiencias de los equipos. Los relés de protección solo se ponen en funcionamiento después que haya ocurrido una condición insostenible. Sin embargo, su función es minimizar los daños a equipos fallados, reducir el tiempo y costo de interrupción, así como el de reparación y problemas afines que pudieran ocurrir.

La protección del sistema eléctrico y de los equipos es muy importante, en vista que una falla en cualquiera de ellos pueda dejar sin suministro un área entera, además de poner en riesgo la estabilidad del sistema de distribución.

CRITERIO DE AJUSTES

7.1.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN – FUSIBLE DE MEDIA TENSION

Para la selección de los ajustes de protección de los reconectadores RC_PATRIA (salida a Patria) y RC_PILCOPATA (salida a Pilcopata) se requiere las siguientes consideraciones:

Capacidad nominal: Los valores serán seleccionados en porcentaje según la capacidad de corriente nominal de cada una de las salidas.

Tiempo de actuación: El tiempo mínimo de coordinación no debe estar por debajo de los 00ms.

7.2 CALCULOS JUSTIFICATIVOS

7.2.1 AJUSTES DE PROTECCION ACTUALES

A continuación, se presenta los ajustes de protección de fases y tierra actuales del AMT QU03 el cual deberá coordinar con los equipos de protección salida a Patria y Salida a Pilcopata.

En la Tabla 4 y 5 se muestra los ajustes actuales del AMT PA03 y los ajustes propuestos para las salidas Patria y Pilcopata.

DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024		
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		

SOBRECORRIENTE DE FASES							
NOMBRE	CODIGO DE RELE	KV	TC	TIEMPO INVERSO			Ciclo de recierre
				Ajuste Temporizado			
				Amp Prim	DIAL	curva	
BARRA 22.9 Kv SE PISAC	RE3PIT21	22.9	200/5	220	0.12	IEC-NI	-
ARMT PI-03	RE1PI03	22.9	-	80	0.11	IEC-NI	IR+LOCK
AMT PA-03	PA03	22.9	-	42	0.14	IEC-VI	-

SOBRECORRIENTE DE FASES									
NOMBRE	CODIGO DE RELE	KV	TC	TIEMPO INVERSO			TIEMPO DEFINIDO		Ciclo de recierre
				Ajuste Temporizado			Ajuste tiempo definido		
				Amp Prim	DIAL	Curva	Amp Sec	Amp Prim	
BARRA 22.9 Kv SE PISAC	RE3PIT21	22.9	-	-	-	-	50	1.00	-
ARMT PI-03	RE1PI03	22.9	-	30	0.15	IEC-NI	-	-	1R+LOCK
AMT PA-03	PA03	22.9	-	15	0.15	IEC-NI	250	0.05	-

7.3 RESULTADOS DE LA COORDINACION DE PROTECCIONES

A continuación, se presentan las gráficas con las curvas de coordinación de protección sobrecorriente fases y tierra.

7.3.1 Coordinación de protecciones del RC_PATRIA (salida a PILCOPATA)

En la Figura 2 se muestra la coordinación de protección sobrecorriente fases para una falla trifásica.

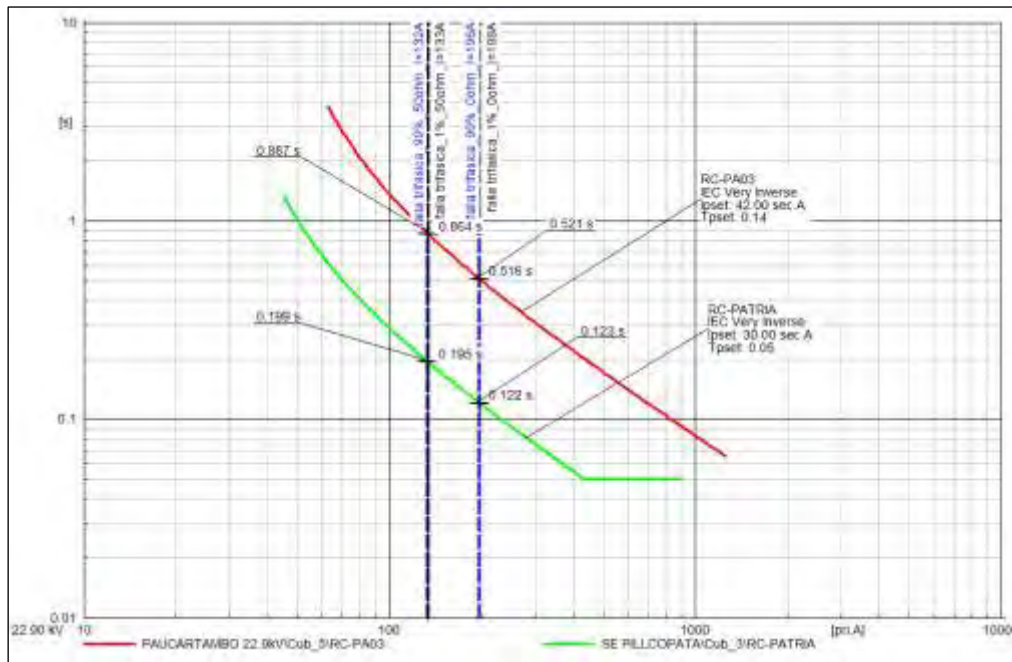


Figura 2: Coordinación de sobrecorriente fases – falla trifásica

Para una falla trifásica al 1% del RE01 a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé PA03 actúa en 516ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA actúa en 122ms.
- Entre el relé PA03 y RC_PATRIA existe un tiempo de coordinación de 394ms.

Para una falla trifásica al 1% del RC_PATRIA a 50 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé PA03 actúa en 864ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA actúa en 195ms.
- Entre el relé PA03 y RC_PATRIA existe un tiempo de coordinación de 669ms.

Para una falla trifásica al 99% del RC_PATRIA a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé PA03 actúa en 521ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA actúa en 123ms.
- Entre el relé PA03 y RC_PATRIA existe un tiempo de coordinación de 398ms.

Para una falla trifásica al 99% del RC_PATRIA a 50 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé PA03 actúa en 887ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA actúa en 199ms.
- Entre el relé PA03 y RC_PATRIA existe un tiempo de coordinación de 688ms.

En la Figura 3 se muestra la coordinación de protección sobrecorriente fases para una falla bifásica.

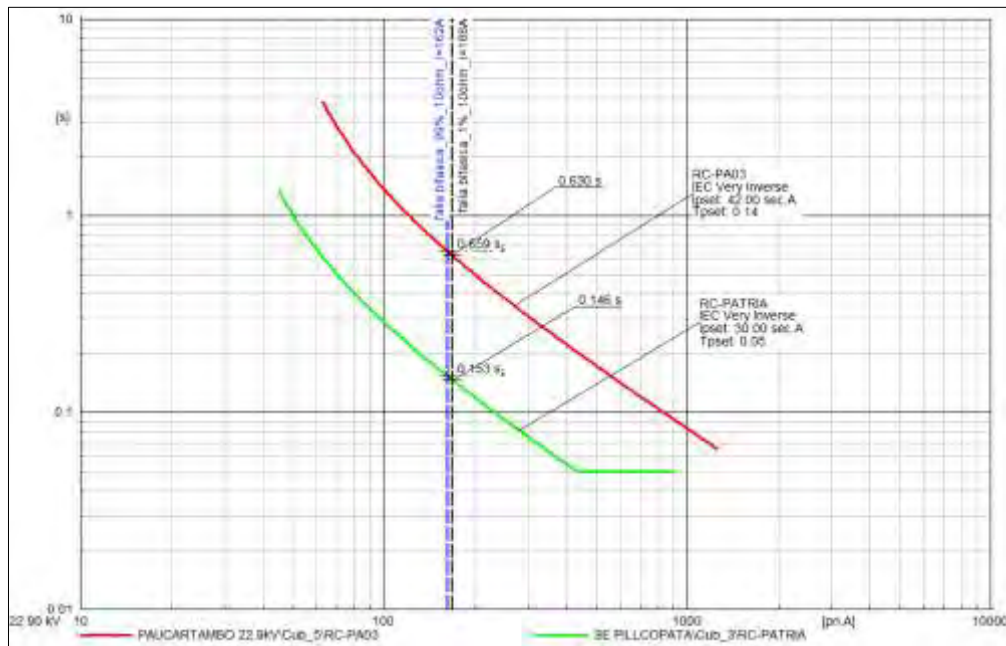


Figura 3: Coordinación de sobrecorriente fases, falla bifásica fase-fase

Para una falla bifásica al 1% del RC_PATRIA a 10 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé PA03 actúa en 630ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA actúa en 146ms.
- Entre el relé PA03 y RC_PATRIA existe un tiempo de coordinación de 484ms.

Para una falla bifásica al 99% del RC_PATRIA a 10 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé PA03 actúa en 659ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA actúa en 153ms.
- Entre el relé PA03 y RC_PATRIA existe un tiempo de coordinación de 506ms.

	DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024	
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		

En la Figura 4 se muestra la coordinación de protección sobrecorriente a tierra para una falla monofásica.

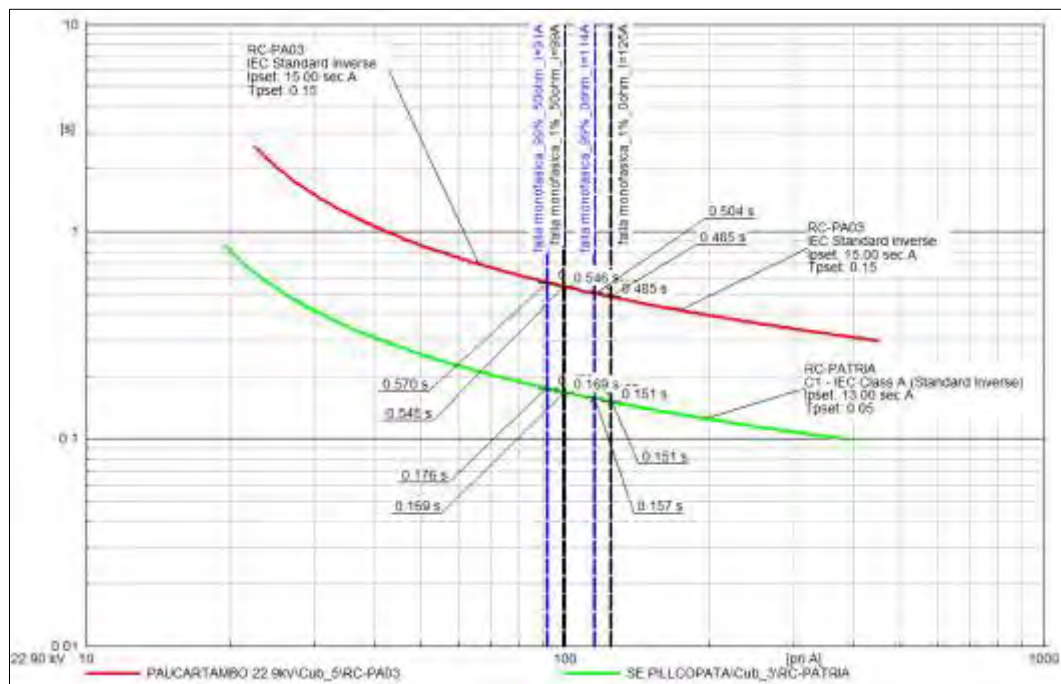


Figura 4: Coordinación de sobrecorriente tierra, falla monofásica

Para una falla monofásica al 1% del RC PATRIA a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé PA03 actúa en 485ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RE01 actúa en 151ms.
- Entre el relé PA03 y RC PATRIA existe un tiempo de coordinación de 334ms.

Para una falla monofásica al 1% del RC PATRIA a 50 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé PA03 actúa en 545ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA actúa en 169ms.
- Entre el relé PA03 y RC PATRIA existe un tiempo de coordinación de 376ms.

Para una falla monofásica al 99% del RC PATRIA a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé PA03 actúa en 504ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA actúa en 157ms.
- Entre el relé PA03 y RC PATRIA existe un tiempo de coordinación de 347ms.

Para una falla monofásica al 99% del RC PATRIA a 50 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé PA03 actúa en 570ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA actúa en 176ms.
- Entre el relé PA03 y RE01 existe un tiempo de coordinación de 394ms.

	DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024	
	ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	

En la Figura 5 se muestra la coordinación de protección de sobrecorriente a tierra para una falla bifásica a tierra.

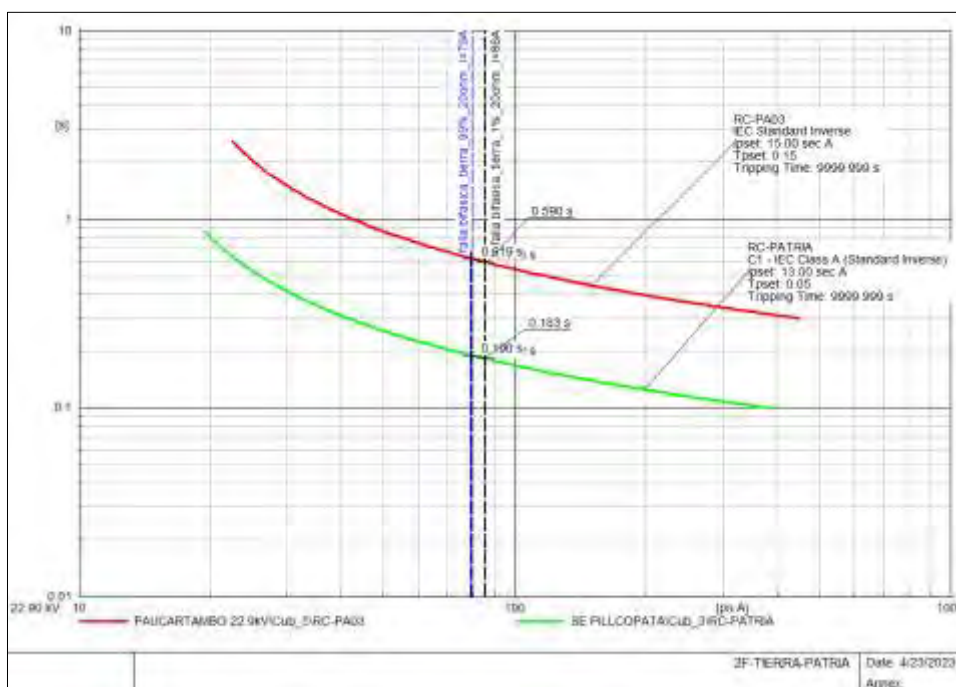


Figura 5: Coordinación de sobrecorriente a tierra, falla bifásica a tierra

Para una falla bifásica a tierra al 1% del RC_PATRIA a 20 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé PA03 actúa en 570ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA actúa en 176ms.
- Entre el relé PA03 y RC_PATRIA existe un tiempo de coordinación de 394ms.

Para una falla bifásica a tierra al 99% del RC_PATRIA a 20 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé PA03 actúa en 619ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA actúa en 190ms.
- Entre el relé PA03 y RC_PATRIA existe un tiempo de coordinación de 429ms.

7.3.2 Coordinación de protecciones del PILCOPATA (salida a Pilcopata)

En la Figura 2 se muestra la coordinación de protección sobrecorriente fases para una falla trifásica.

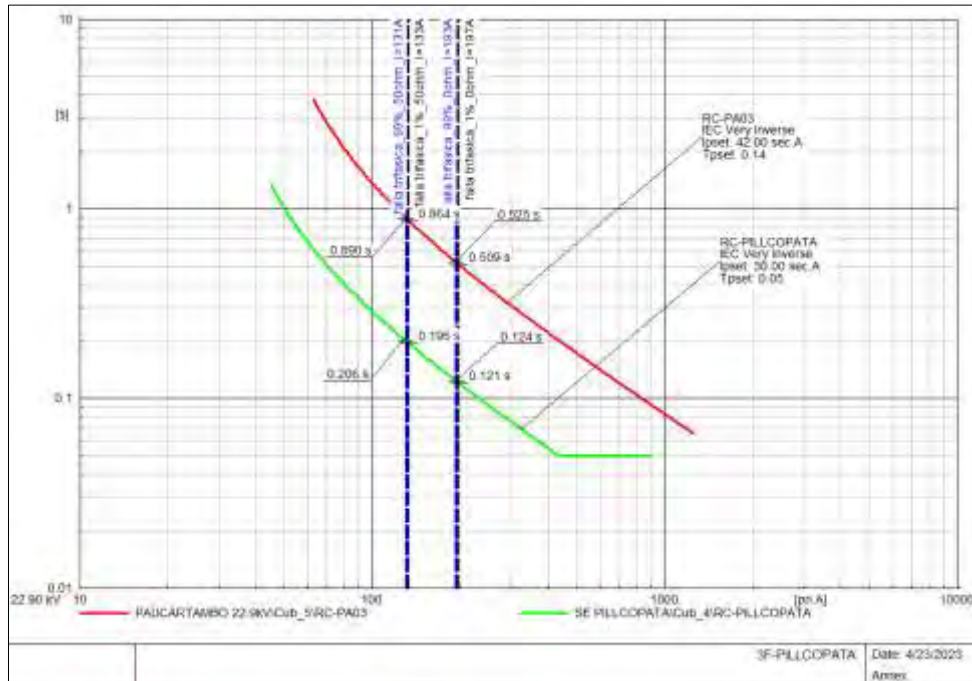


Figura 6: Coordinación de sobrecorriente fases, falla trifásica

Para una falla trifásica al 1% del RC_PILCOPATA a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé PA03 actúa en 509ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA actúa en 121ms.
- Entre el relé PA03 y RE02 existe un tiempo de coordinación de 388ms.

Para una falla trifásica al 1% del RC_PILCOPATA a 50 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé PA03 actúa en 864ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA actúa en 195ms.
- Entre el relé PA03 y RE02 existe un tiempo de coordinación de 669ms.

Para una falla trifásica al 99% del RC_PILCOPATA a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé PA03 actúa en 525ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA actúa en 124ms.
- Entre el relé PA03 y RE02 existe un tiempo de coordinación de 401ms.

Para una falla trifásica al 99% del RC_PILCOPATA a 50 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé PA03 actúa en 890ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA actúa en 206ms.
- Entre el relé PA03 y RC_PILCOPATA existe un tiempo de coordinación de 684ms.

	DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024	
	ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	

En la Figura 7 se muestra la coordinación de protección sobrecorriente fases para una falla bifásica entre fases.

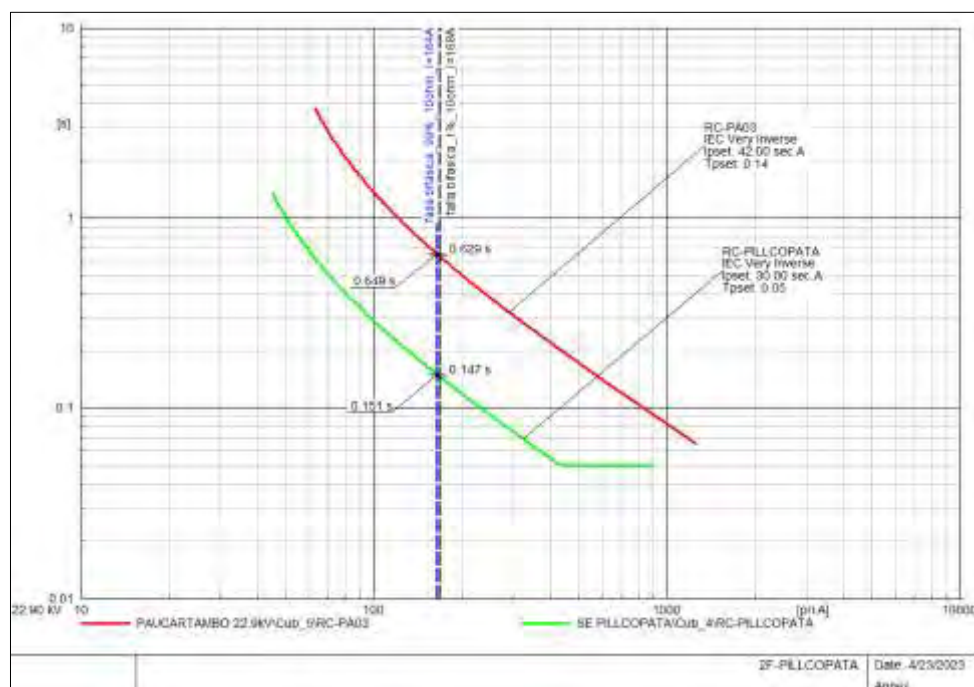


Figura 7: Coordinación de sobrecorriente fases, falla bifásica fase-fase

Para una falla bifásica al 1% del RC_PILCOPATA a 10 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé PA03 actúa en 629ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA actúa en 147ms.
- Entre el relé PA03 y RC_PILCOPATA existe un tiempo de coordinación de 482ms.

Para una falla bifásica al 99% del RC_PILCOPATA a 10 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé PA03 actúa en 649ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA actúa en 151ms.
- Entre el relé PA03 y RC_PILCOPATA existe un tiempo de coordinación de 498ms.

En la Figura 8 se muestra la coordinación de protección sobrecorriente a tierra para una falla monofásica a tierra.

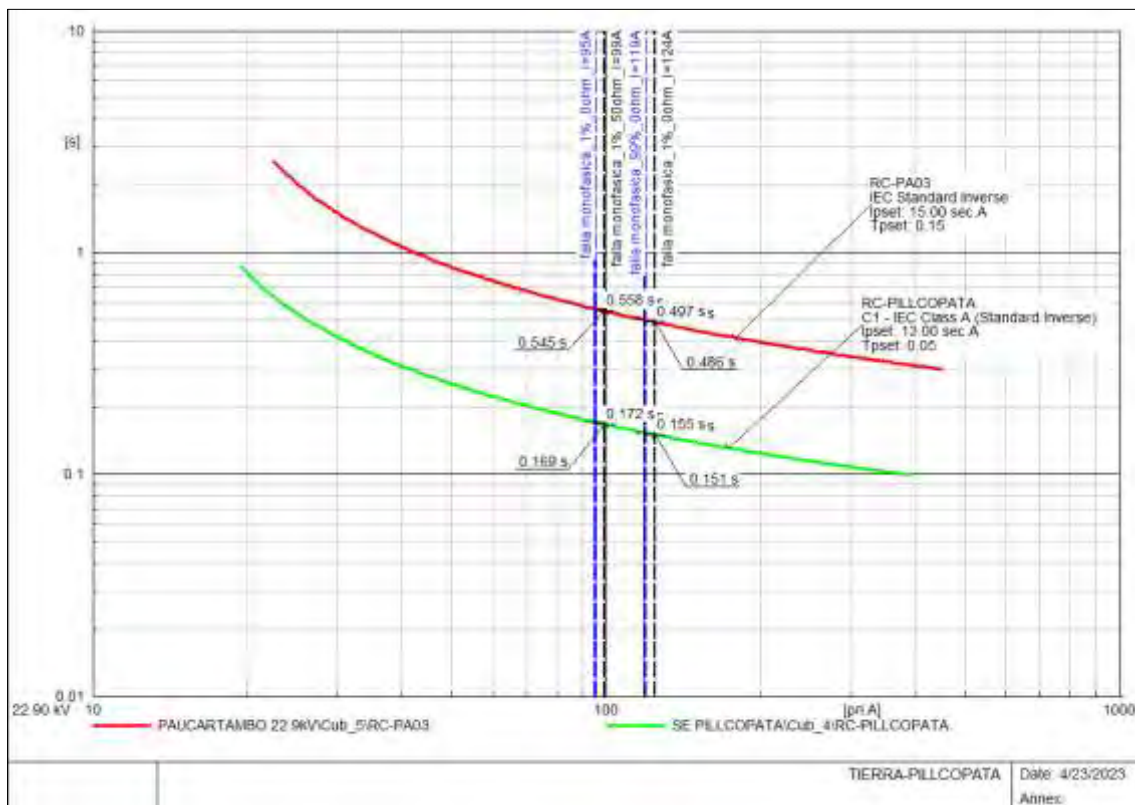


Figura 8: Coordinación de sobrecorriente tierra, falla monofásica

Para una falla monofásica al 1% del RC_PILCOPATA a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé PA03 actúa en 486ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA actúa en 151ms.
- Entre el relé PA03 y RC_PILCOPATA existe un tiempo de coordinación de 335ms.

Para una falla monofásica al 1% del RC_PILCOPATA a 50 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé PA03 actúa en 545ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA actúa en 169ms.
- Entre el relé PA03 y RC_PILCOPATA existe un tiempo de coordinación de 376ms.

Para una falla monofásica al 99% del RC_PILCOPATA a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé PA03 actúa en 497ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA actúa en 155ms.
- Entre el relé PA03 y RC_PILCOPATA existe un tiempo de coordinación de 342ms.

Para una falla monofásica al 99% del RC_PILCOPATA a 50 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé PA03 actúa en 558ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA actúa en 172ms.
- Entre el relé PA03 y RC_PILCOPATA existe un tiempo de coordinación de 386ms.

En la Figura 9 se muestra la coordinación de protección sobrecorriente a tierra para una bifásica a tierra.

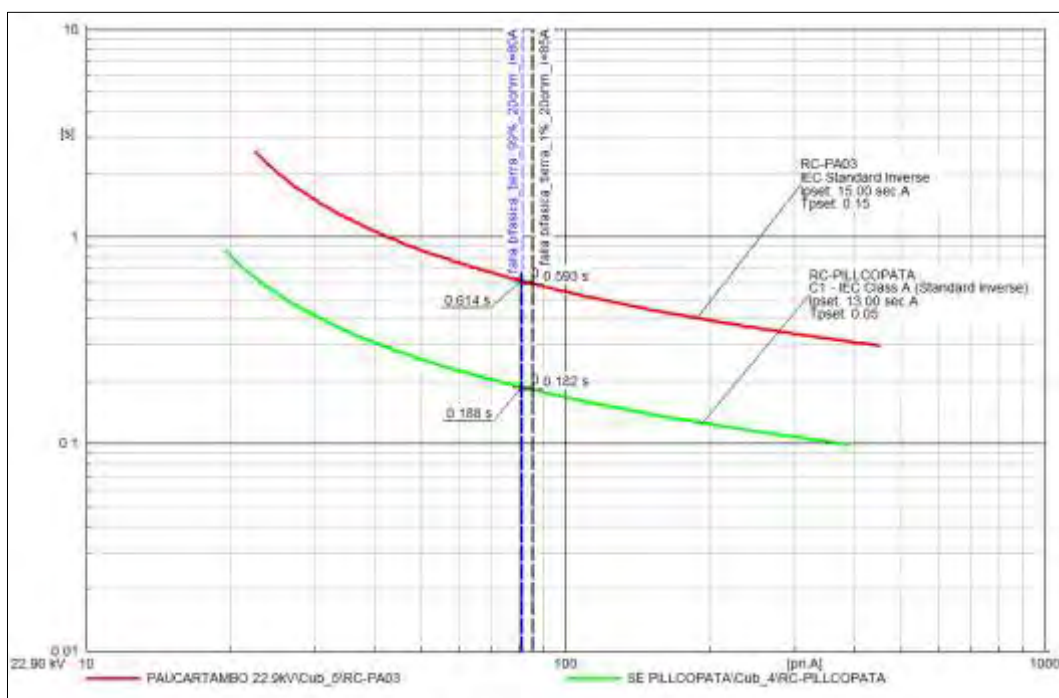


Figura 9: Coordinación de sobrecorriente a tierra, falla bifásica a tierra a 20 ohm

Para una falla bifásica a tierra al 1% del RE02 a 20 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé PA03 actúa en 593ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA actúa en 182ms.
- Entre el relé PA03 y RC_PILCOPATA existe un tiempo de coordinación de 411ms.

Para una falla bifásica a tierra al 99% del RE02 a 20 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé PA03 actúa en 614ms.
- Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PILCOPATA actúa en 188ms.
- Entre el relé PA03 y RC_PILCOPATA existe un tiempo de coordinación de 426ms.

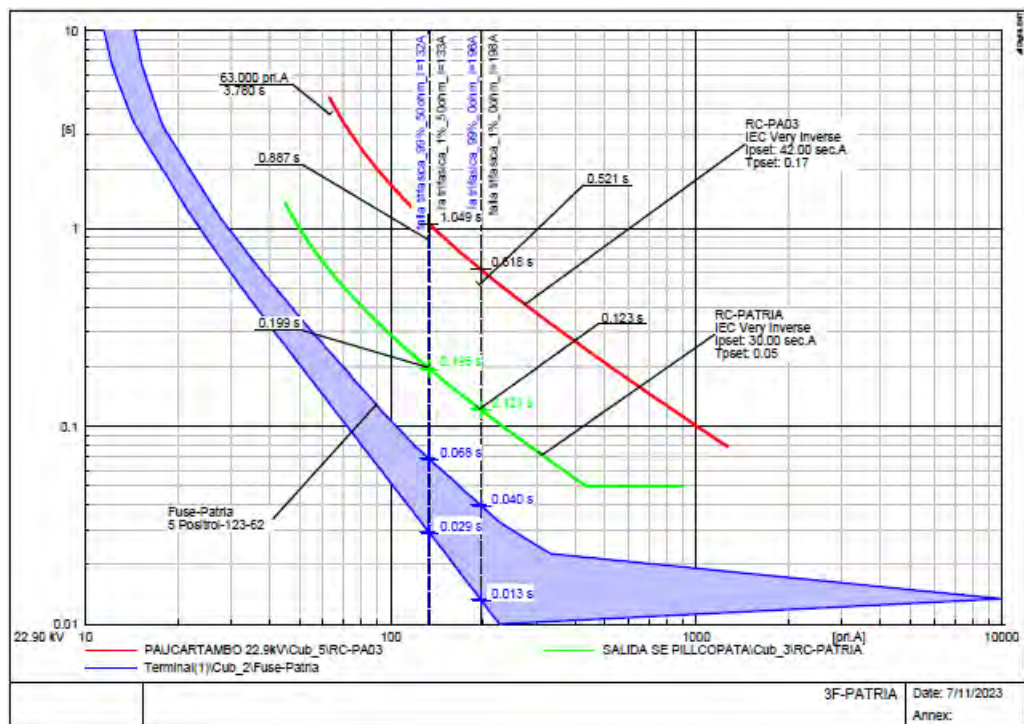


Figura 10 Coordinación de fusibles, falla trifásica

Para una falla trifásica al 1% del RC_PILCOPATA a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA, RC_PILCOPATA actúa en 121ms.
- Segundo: El elemento de fusible actúa en 13 ms.
- Entre el relé RC_PATRIA, RC_PILCOPATA y el fusible existe un tiempo de coordinación de 108 ms.

Para una falla trifásica al 99% del RC_PILCOPATA a 0 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA, RC_PILCOPATA actúa en 121ms.
- Segundo: El elemento de fusible actúa en 13 ms.
- Entre el relé RC_PATRIA, RC_PILCOPATA y el fusible existe un tiempo de coordinación de 108 ms.

Para una falla trifásica al 1% del RC_PILCOPATA a 50 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA, RC_PILCOPATA actúa en 195 ms.
- Segundo: El elemento de fusible actúa en 29 ms.
- Entre el relé RC_PATRIA, RC_PILCOPATA y el fusible existe un tiempo de coordinación de 166 ms.

Para una falla trifásica al 99% del RC_PILCOPATA a 50 ohms:

- Primero: El elemento de sobrecorriente de fases del relé RC_PATRIA, RC_PILCOPATA actúa en 195 ms.

	DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN ADECUADO PARA LA OPERACIÓN Y MEJORA DE LA CALIDAD DEL ALIMENTADOR PA-03. SUBESTACIONES PAUCARTAMBO – PILCOPATA - SALVACIÓN 2024	
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		

- Segundo: El elemento de fusible actúa en 29 ms.
- Entre el relé RC_PATRIA, RC_PILCOPATA y el fusible existe un tiempo de coordinación de 166 ms.

CONCLUSIONES

- Se verifica que para la coordinación de protecciones para una falla trifásica entre fases existe un margen de coordinación adecuada mayor a los 200ms entre la el RC_PATRIA (salida Patria) y PA03.
- Se verifica que para la coordinación de protecciones para una falla bifásica entre fases existe un margen de coordinación adecuada mayor a los 200ms entre la el RC_PATRIA (salida Patria) y PA03.
- Se verifica que para la coordinación de protecciones para una falla monofásica a tierra existe un margen de coordinación adecuada mayor a los 200ms entre la el RC_PATRIA (salida Patria) y PA03.
- Se verifica que para la coordinación de protecciones para una falla bifásica a tierra existe un margen de coordinación adecuada mayor a los 200ms entre la el RC_PATRIA (salida Patria) y PA03.
- Se verifica que para la coordinación de protecciones para una falla trifásica entre fases existe un margen de coordinación adecuada mayor a los 200ms entre la el RC_PILCOPATA (salida Pilcopata) y PA03.
- Se verifica que para la coordinación de protecciones para una falla bifásica entre fases existe un margen de coordinación adecuada mayor a los 200ms entre la el RC_PILCOPATA (salida Pilcopata) y PA03.
- Se verifica que para la coordinación de protecciones para una falla monofásica a tierra existe un margen de coordinación adecuada mayor a los 200ms entre la el RC_PILCOPATA (salida Pilcopata) y PA03.
- Se verifica que para la coordinación de protecciones para una falla bifásica a tierra existe un margen de coordinación adecuada mayor a los 200ms entre la el RC_PILCOPATA (salida Pilcopata) y PA03.