

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



Trabajo de Suficiencia Profesional

**Análisis de la Topología del Sistema Eléctrico Selva Central para mejorar la
Confiabilidad de Suministro Eléctrico**

Para Obtener el Título Profesional de:

Ingeniero Mecánico Electricista

Elaborado por:

Winder Berto Pantoja

 [0009-0007-9887-0264](https://orcid.org/0009-0007-9887-0264)

Asesor:

Dr. Fredy Saravia Poicón

 [0000-0002-8097-9524](https://orcid.org/0000-0002-8097-9524)

LIMA-PERÚ

2024

| | |
|------------------------------|--|
| Citar/How to cite | Berto Pantoja [1] |
| Referencia/Reference | [1] W. Berto Pantoja, “ <i>Análisis de la Topología del Sistema Eléctrico Selva Central para mejorar la Confiabilidad de Suministro Eléctrico</i> ” [Trabajo de Suficiencia Profesional]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2022. |
| Estilo/Style: IEEE (2020) | |

| | |
|--------------------------------|---|
| Citar/How to cite | (Berto, 2024) |
| Referencia/Reference | Berto, W. (2024). <i>Análisis de la Topología del Sistema Eléctrico Selva Central para mejorar la Confiabilidad de Suministro Eléctrico</i> . [Trabajo de Suficiencia Profesional, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI. |
| Estilo/Style: APA (7ma ed.) | |

Índice

| | |
|---|-----|
| Resumen | x |
| Abstract | xi |
| INTRODUCCIÓN..... | xii |
| Capítulo I. Planteamiento del Problema | 1 |
| 1.1 Antecedentes Investigativos | 1 |
| 1.2 Descripción de la Realidad Problemática | 3 |
| 1.3 Formulación del Problema | 5 |
| 1.4 Objetivo..... | 5 |
| 1.5 Justificación e Importancia de la Investigación | 5 |
| Capítulo II. Marco Teórico y Marco Conceptual | 7 |
| 2.1 Marco teórico..... | 7 |
| 2.1.1 Sistema Eléctrico | 7 |
| 2.1.2 Topología de Transmisión | 10 |
| 2.1.3 Elementos del Sistema Eléctrico de Transmisión..... | 12 |
| 2.1.4 Planificación de la Transmisión..... | 12 |
| 2.1.5 Confiabilidad | 14 |
| 2.1.6 Análisis de la Confiabilidad | 18 |
| 2.1.7 Modelo de Markov | 19 |
| 2.1.8 Análisis del árbol de fallas | 23 |
| 2.1.9 Simulación Montecarlo | 25 |
| 2.1.10 Indicadores de Confiabilidad Probabilística | 29 |
| 2.1.11 Calidad..... | 32 |
| 2.1.12 Demanda de energía..... | 34 |
| 2.1.13 Factor de potencia..... | 36 |
| 2.2 Marco Conceptual | 37 |
| Capítulo III. Desarrollo del Trabajo de Investigación | 40 |

| | |
|---|-----|
| 3.1 Descripción de las Instalaciones existentes del Sistema Eléctrico Selva Central . | 40 |
| 3.2 Estado Situacional de la Topología y Confiabilidad del Sistema Eléctrico Selva Central | 44 |
| 3.2.1 Estado Situacional de la Topología del Sistema Eléctrico Selva Central .. | 44 |
| 3.2.2 Estado Situacional de la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Selva Central – Análisis Probabilístico..... | 46 |
| 3.2.3 Estado Situacional de la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Selva Central – Análisis Determinista | 48 |
| 3.3 Nueva Propuesta de la Topología y proyección de la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Selva Central | 59 |
| 3.3.1 Alternativa 01 de la Topología para el Sistema Eléctrico Selva Central – Análisis Determinista | 59 |
| 3.3.2 Alternativa 02 de la Topológica para el Sistema Eléctrico Selva Central – Análisis Determinista | 76 |
| 3.3.3 Determinación de la Topología Óptima del Sistema Eléctrico Selva Central | 87 |
| Capítulo IV. Análisis y discusión de Resultados | 93 |
| 4.1 Validación de la Investigación..... | 93 |
| Conclusiones | 98 |
| Recomendaciones | 101 |
| Referencias bibliográficas..... | 102 |
| Anexos | 105 |

Lista de Tablas

| | | |
|-----------|--|----|
| Tabla 1: | Matriz de Consistencia | 6 |
| Tabla 2: | Desconexión por falla del Transformador SE Oxapampa año 2020, 2021 y 2022 | 47 |
| Tabla 3: | Desconexión por falla de la LT 138kV Yaupi – Oxapampa año 2021 y 2022 | 47 |
| Tabla 4: | Desconexión por falla de la LT 60kV Villa Rica – Pichanaki año 2021 y 2022 | 47 |
| Tabla 5: | Desconexión por falla de la LT 60kV Pichanaki – Satipo año 2021 y 2022 | 47 |
| Tabla 6: | Fallas de Elementos e Indisponibilidad del Sistema Eléctrico Selva Central..... | 48 |
| Tabla 7: | Proyección de la Demanda – Diagnóstico del Sistema Eléctrico Selva Central (MW) | 49 |
| Tabla 8: | Diagnóstico del Sistema Eléctrico Selva Central – Perfil de tensión (p.u) . | 52 |
| Tabla 9: | Pérdidas en Potencia – Diagnóstico del Sistema Eléctrico Selva Central . | 52 |
| Tabla 10: | Energía No Suministrada – Salida LT 60kV Villa Rica – Puerto Bermúdez | 56 |
| Tabla 11: | Energía No Suministrada – Salida LT 138 kV Yaupi– Oxapampa..... | 56 |
| Tabla 12: | Energía No Suministrada – Salida LT 138 kV Runatullo - Satipo..... | 56 |
| Tabla 13: | Contingencia N-1 del Sistema Eléctrico Selva Central – Perfil de Tensión | 56 |
| Tabla 14: | Interrupción de Suministro en el Sistema Eléctrico Selva Central | 58 |
| Tabla 15: | Compensación por interrupción de suministro – Salida de LT 138kV Yaupi - Oxapampa..... | 58 |
| Tabla 16: | Compensación por interrupción de suministro – Salida de LT 138kV Runatullo- Satipo | 58 |
| Tabla 17: | Compensación por interrupción de suministro – Salida de LT 60kV Villa Rica – Pto Bermúdez..... | 58 |
| Tabla 18: | Compensación total anual por interrupción de suministro..... | 59 |
| Tabla 19: | Costo de Pérdidas en miles de soles – Diagnóstico del sistema Eléctrico | 59 |

| | |
|--|----|
| Tabla 20: Proyección de la Demanda – Configuración de Topología – Alternativa 01 (MW) | 60 |
| Tabla 21: Demanda Máxima por Alimentador de la SE Pichanaki – Año 2022 | 64 |
| Tabla 22: Demanda Máxima por Alimentador de la SE Chanchamayo – Año 2022.. | 64 |
| Tabla 23: Demanda Máxima por Alimentador de la SE Villa Rica– Año 2022..... | 65 |
| Tabla 24: Perfil de tensión (p.u) - Configuración de la Topología de Transmisión – Alternativa 01..... | 68 |
| Tabla 25: Pérdidas en Potencia – Configuración de la Topología de Transmisión – Alternativa 01..... | 68 |
| Tabla 26: Energía No Suministrada – Salida LT 60kV Villa Rica – Puerto Bermúdez | 73 |
| Tabla 27: Estimación de costo de inversión – Subestación Yurinaki 138/60/22.9kV y enlaces asociados | 74 |
| Tabla 28: Estimación de costo de inversión – LT 138kV Runatullo – Satipo 75km (2do circuito Implementado) | 74 |
| Tabla 29: Compensación por interrupción de suministro – Salida de LT 60kV Villa Rica – Pto Bermúdez..... | 75 |
| Tabla 30: Costo de Pérdidas en miles de soles – Configuración de Topología de Transmisión – Alternativa 01 | 75 |
| Tabla 31: Proyección de la Demanda – Configuración de Topología – Alternativa 02 (MW) | 76 |
| Tabla 32: Perfil de tensión (p.u) - Configuración de Topología de Transmisión – Alternativa 02..... | 81 |
| Tabla 33: Pérdidas en Potencia – Configuración de Topología de Transmisión – Alternativa 02..... | 81 |
| Tabla 34: Energía No Suministrada – Salida LT 60kV Villa Rica – Puerto Bermúdez | 85 |
| Tabla 35: Estimación de costo de inversión – LT 138kV Yaupi – Oxapampa 28.3km (2da terna)..... | 86 |

| | |
|--|----|
| Tabla 36: Estimación de costo de inversión – LT 138kV Runatullo – Satipo 75km (2do circuito Implementado) | 86 |
| Tabla 37: Compensación por interrupción de suministro – Salida de LT 60kV Villa Rica – Pto Bermúdez..... | 87 |
| Tabla 38: Costo de Pérdidas en miles de soles – Configuración de Topología de Transmisión – Alternativa 02 | 87 |
| Tabla 39: Precio en Barra – Venta de Energía | 88 |
| Tabla 40: Precio en Barra – Compra de Energía..... | 89 |
| Tabla 41: Indicadores Económicos Incrementales a Precios Sociales..... | 90 |
| Tabla 42: Fallas de Elementos e Indisponibilidad del Sistema Eléctrico Selva Central Proyectado | 92 |
| Tabla 43: Estimación de costo de inversión – Subestación Yurinaki 138/60/22.9kV y enlaces asociados | 94 |
| Tabla 44: Estimación de costo de inversión – LT 138kV Runatullo – Satipo 75km (2do circuito Implementado) | 94 |
| Tabla 45: Compensación por interrupción de suministro – Salida de LT 138kV Yaupi - Oxapampa..... | 95 |
| Tabla 46: Compensación por interrupción de suministro – Salida de LT 138kV Runatullo- Satipo | 95 |
| Tabla 47: Compensación por interrupción de suministro – Salida de LT 60kV Villa Rica – Pto Bermúdez..... | 96 |
| Tabla 48: Compensación total anual por interrupción de suministro..... | 96 |
| Tabla 49: Costo de Pérdidas en miles de soles – Diagnóstico del sistema Eléctrico | 96 |
| Tabla 50: Compensación por interrupción de suministro – Salida de LT 60kV Villa Rica – Pto Bermúdez..... | 96 |
| Tabla 51: Costo de Pérdidas en miles de soles – Configuración de Topología de Transmisión – Alternativa 01 | 96 |

Lista de Figuras

| | | |
|------------|--|----|
| Figura 1: | Diagrama Unifilar Sistema Eléctrico..... | 8 |
| Figura 2: | Disposición geográfica de las Áreas de Demanda en el territorio peruano . | 9 |
| Figura 3: | Sistema Radial – Topología de Transmisión..... | 10 |
| Figura 4: | Sistema en Anillo – Topología de Transmisión | 11 |
| Figura 5: | Sistema en Malla – Topología de Transmisión | 11 |
| Figura 6: | Ciclo de vida de un componente..... | 16 |
| Figura 7: | Modelo de Markov – Componente Irreparable | 20 |
| Figura 8: | Modelo de Markov – Componente Reparable..... | 21 |
| Figura 9: | Símbolos del árbol de fallas..... | 23 |
| Figura 10: | Compuerta AND | 24 |
| Figura 11: | Compuerta OR | 25 |
| Figura 12: | Algoritmo de simulación Monte Carlo (secuencial) | 26 |
| Figura 13: | Flujograma del Proceso de Proyección de Demanda | 36 |
| Figura 14: | Diagrama Unifilar Sistema Eléctrico Selva Central – Existente | 43 |
| Figura 15: | Fallas en el Sistema de Transmisión | 45 |
| Figura 16: | Las compensaciones por Ley ascendieron en el año 2022 a S/. 729,384.00 | 46 |
| Figura 17: | Demanda expectante de clientes medianos y mayores | 46 |
| Figura 18: | Diagnóstico del sistema eléctrico Selva central – Año 2026 | 50 |
| Figura 19: | Diagnóstico del sistema eléctrico Selva central – Año 2045 | 51 |
| Figura 20: | Salida LT 138kV Yaupi - Oxapampa – Año 2026..... | 54 |
| Figura 21: | Salida LT 138kV Runatullo- Satipo– Año 2026 | 55 |
| Figura 22: | Configuración la Topología de Transmisión del Sistema Eléctrico – Alternativa 01..... | 62 |
| Figura 23: | Ubicación de la nueva SE Yurinaki – Configuración de la Topología de Transmisión – Alternativa 01 | 63 |

| | |
|---|----|
| Figura 24: Configuración de la Topología de Transmisión – Alternativa 01 - Año 2026 | 66 |
| Figura 25: Configuración de la Topología de Transmisión – Alternativa 01 - Año 2045 | 67 |
| Figura 26: Salida LT 138kV Yaupi - Oxapampa – Año 2045 – Configuración Alternativa 01..... | 70 |
| Figura 27: Salida LT 138kV Runatullo- Satipo– Año 2045 – Configuración Alternativa 01 | 71 |
| Figura 28: Salida LT 138kV Santa Ana- Yurinaki– Año 2045 – Configuración Alternativa 01..... | 72 |
| Figura 29: Configuración de la Topología de Transmisión del Sistema Eléctrico – Alternativa 02..... | 78 |
| Figura 30: Configuración de Topología de Transmisión – Alternativa 02 - Año 2026 . | 79 |
| Figura 31: Configuración de Topología de Transmisión – Alternativa 02 - Año 2045 . | 80 |
| Figura 32: Salida LT 138kV Yaupi - Oxapampa – Año 2045 – Configuración Alternativa 02..... | 83 |
| Figura 33: Salida LT 138kV Runatullo- Satipo– Año 2045 – Configuración Alternativa 02 | 84 |
| Figura 34: Topología de Transmisión Óptima del Sistema Eléctrico Selva Central | 91 |

Resumen

La presente investigación tiene como objetivo desarrollar el análisis de la topología de transmisión aplicando criterios técnicos y económicos, y de esta manera determinar el impacto sobre la confiabilidad del suministro eléctrico a través de índices de confiabilidad.

La presente investigación considera como unidad de análisis el sistema eléctrico selva central, cuya topología de transmisión es del tipo radial y presenta una baja confiabilidad, ocasionando una limitada capacidad y una mala calidad en el suministro eléctrico.

Para el análisis de topología, se realiza el diagnóstico del Sistema Eléctrico Selva Central a través del modelamiento eléctrico y el flujo de potencia, asimismo, se obtienen los índices de confiabilidad mediante el análisis probabilístico y determinista. Posteriormente, se analizan nuevas configuraciones de topología teniendo en consideración los criterios técnicos y económicos, y la georreferenciación de cada elemento que conforma el sistema eléctrico. Además, se determinan los nuevos índices de confiabilidad de cada configuración de topología de transmisión.

Finalmente se obtiene el monto de inversión de cada una de estas configuraciones y se determina mediante una evaluación económica, la configuración óptima. Concluyéndose que mediante el análisis de la topología del sistema eléctrico Selva Central se logra mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico del 77.23% al 99.99%.

Palabras Claves: Confiabilidad, topología, sistema, determinista, probabilístico, inversión, calidad, capacidad, suministro, configuración.

Abstract

The objective of this research is to develop the analysis of the transmission topology applying technical and economic criteria, and in this way determine the impact on the reliability of the electrical supply through reliability indexes.

The present research considers as a unit of analysis the central jungle electrical system, whose transmission topology is radial type and presents a low reliability, causing a limited capacity and a bad quality in the electrical supply.

For the topology analysis, the diagnosis of the Selva Central Electric System is carried out through electrical modeling and power flow, and reliability indexes are obtained through probabilistic and deterministic analysis. Subsequently, new topology configurations are analyzed taking into consideration the technical and economic criteria, and the georeferencing of each element that makes up the electrical system. In addition, the new reliability indexes of each transmission topology configuration are determined. Finally, the investment amount of each of these configurations is obtained and the optimal configuration is determined by means of an economic evaluation. It is concluded that by means of the analysis of the topology of the Selva Central electrical system, the reliability of the electrical supply is improved from 77.23% to 99.99%.

Keywords: Analysis, reliability, topology, system, deterministic, probabilistic, investment, quality, capacity, supply, configuration.

INTRODUCCIÓN

La presente investigación consiste en analizar la topología del sistema de transmisión aplicando criterios técnicos y económicos, y de esta manera determinar el impacto sobre la confiabilidad del suministro eléctrico a través de índices de confiabilidad.

La presente investigación se desarrolla en 4 capítulos, que se describen a continuación:

El **primer capítulo**, contiene los antecedentes investigativos, la descripción de la realidad problemática, formulación del problema, los objetivos y la justificación e importancia de la investigación.

El **segundo capítulo**, se describen los conceptos de sistema eléctrico, topología de transmisión, confiabilidad, calidad, y, además, los distintos tipos de análisis de confiabilidad determinista y probabilístico, así mismo, se describe algunos extractos de la normativa peruana aplicado a la confiabilidad, planificación, costos de inversión y remuneración de proyectos a nivel de transmisión eléctrica.

El **tercer capítulo**, se muestra el desarrollo del trabajo de investigación que abarca el procesamiento de información recolectada, tales como reporte de fallas y problemática actual de sistema de transmisión, de esta manera, se procede a implementar nuevas configuraciones de topología al sistema de transmisión y se determina el impacto sobre la confiabilidad a través de la obtención de índices de confiabilidad, y además, se calcula el monto de inversión de cada configuración de topología, y se determina mediante una evaluación económica, la configuración óptima.

El **cuarto capítulo**, implica el análisis y discusión de resultados de la investigación desarrollado en el capítulo tres. Asimismo, se realiza la validación de la investigación.

Finalmente se describen las conclusiones, recomendaciones, referencias bibliográficas y anexos de la presente investigación.

Capítulo I. Planteamiento del Problema

1.1 Antecedentes Investigativos

(Páez, 2021)¹, elaboró los planes para la construcción de la subestación eléctrica destinada a la mina de carbón subterránea MAYAK-1, utilizó un enfoque cuantitativo, de tipo aplicada, de nivel descriptivo y diseño no experimental. Como resultado, obtuvo que los fallos en el sistema eléctrico actual de la mina MAYAK-1 están relacionados con su infraestructura obsoleta, la falta de seguridad en la manipulación de combustibles, la contaminación ambiental, las paradas no programadas y la dependencia de combustibles fósiles. Concluyó, por tanto, que es necesario una nueva configuración de la topología que incluye una subestación eléctrica y la adopción de maquinaria eléctrica moderna y eficiente, para poder subsanar los problemas presentados.

(Camaño & Torres, 2020)², elaboraron el diseño de una subestación digital AIS de 150/60/31.5 kV que cumpla con los estándares establecidos por la norma IEC 61850, utilizaron un enfoque cuantitativo, aplicada, de nivel descriptiva y diseño no experimental. Como resultado, obtuvieron que los fallos detectados en el sistema eléctrico incluyen sobrecarga y saturación en las subestaciones, limitaciones en equipos convencionales, ineficiencias en la detección de fallas, pérdidas técnicas y problemas en la calidad del suministro, así como la falta de redundancia y respuesta adecuada ante contingencias. Concluyeron, por tanto, la necesidad de abordar las deficiencias presentes en el sistema eléctrico actual mediante la adopción de tecnologías avanzadas y eficientes, las cuales deben ser consideradas en el diseño de una nueva subestación.

(Suy, 2005)³, analizó los índices de confiabilidad e incidencias en el Sistema Interconectado de Guatemala cuando uno de los circuitos de la línea Escuintla – Guatemala

¹ Páez, 2021. Diseño de una Subestación Eléctrica para mina de carbón en el municipio de Samacá, Boyacá. [Tesis]

² Camaño & Torres, 2020. Diseño de la subestación digital Plácido Rosas 150/63/31.5kV, conforme a la norma IEC 61850 [Tesis]

³ Suy, 2005. Análisis de Confiabilidad de la Línea Escuintla – Guatemala Sur en 230 kV. [tesis]

Sur está inhabilitado. Utilizó un enfoque cuantitativo, de tipo aplicada, nivel descriptivo y diseño no experimental. Como resultado, obtuvo que la ocurrencia de falla de la línea es de 0.667 veces al año, el cual incide considerablemente en el Sistema Interconectado de Guatemala. Concluyó, por tanto, que los costos generados por una interrupción de la Línea Escuintla-Guatemala Sur sobre el Sistema Nacional Interconectado, van a depender de los indicadores de confiabilidad.

(Cruz, 2020)⁴, analizó las contingencias en la red considerando nueva topología en la red de transmisión de Veracruz. Utilizó un enfoque cuantitativo, de tipo aplicada, nivel descriptivo y diseño no experimental. Como resultado, obtuvo mejoras en la distribución de flujo de potencia activa, mejora en perfil de voltaje y aumento de capacidad. Concluyó, por tanto, que la propuesta de un cambio de topología en la red troncal de 400kV, contribuye positivamente y de manera significativa en la red de transmisión.

(Aquino, 2023)⁵, realizó la remodelación del Sistema de transmisión mediante la implementación de la LT 60kV Huarangal - IPEN para disminuir la cantidad de interrupciones del servicio de energía eléctrica del IPEN. Utilizó un enfoque del tipo experimental aplicada. Como resultado, obtuvo que la infraestructura eléctrica del sistema de transmisión del IPEN ha superado su vida útil, lo que generaba considerables cantidades y duración de interrupciones en el suministro del servicio de energía eléctrica. Concluyó, por tanto, que la propuesta de remodelación del sistema de transmisión logra reducir las interrupciones del servicio de energía eléctrica entre los años 2010 al 2021.

(Gallegos, 2019)⁶, analizó las causas de las interrupciones por el nivel de aislamiento de las líneas de transmisión de 60 kV de acuerdo con las condiciones ambientales presentes en año 2017 en la ciudad de Huancayo. Utilizó un enfoque del tipo experimental aplicada. Como resultado, obtuvo que las líneas de transmisión de 60kV que

⁴ Cruz 2020. Análisis del comportamiento de flujos de potencia en la red de la zona de operación de transmisión Veracruz considerando cambios en la topología de la red troncal de 400 kV. [tesis]

⁵ Aquino, 2023. Propuesta de Remodelación del Sistema de Transmisión para mejorar el Servicio de Energía Eléctrica del IPEN. [tesis].

⁶ Gallgos, 2019. Influencia del nivel de aislamiento en las Líneas de Transmisión de 60 kV – Huancayo 2017. [tesis].

cierran el anillo SE Huayucachi, SE Huancayo Este, SE Salesiano y SE Parque Industrial presentan fallas debido a fenómenos ambientales con pérdidas de energía, en mayor grado en la temporada de invierno. Concluyó, por tanto, que el nivel de aislamiento eléctrico es de mucha importancia para la eficacia de una línea de transmisión eléctrica, debido a que, el nivel de aislamiento está asociado a los diseños de apantallamiento de la línea de transmisión, puestas a tierra y selección de aisladores, las cuales, a su vez, estos diseños están asociados a minimizar las interrupciones por algún problema de fallas de origen ambiental.

(Usnayo & Mamani, 2020)⁷, diseñaron un sistema de puesta tierra óptimo para mejorar la confiabilidad y seguridad de una línea de Transmisión. Utilizaron el método analítico, inductivo y estadístico. Como resultado, obtuvieron que el mejor diseño de una red de tierra de una línea de transmisión es la que se coloca 04 varillas en cada lado del soporte de la estructura. Concluyeron, por tanto, que el diseño óptimo de un sistema de puesta a tierra mejora la confiabilidad y seguridad de la línea de trasmisión.

1.2 Descripción de la Realidad Problemática

Según (Matínez, y otros, 2022), en un mundo en el que la demanda eléctrica ha aumentado a una tasa anual promedio del 3.1% en la última década, la optimización de la confiabilidad del suministro eléctrico se vuelve esencial para evitar pérdidas económicas significativas. Las interrupciones en el suministro eléctrico debido a la baja confiabilidad del sistema han costado a las economías mundiales alrededor de \$110 mil millones al año en promedio, lo que representa un 1% del producto interno bruto (PIB) mundial. Además, la baja confiabilidad se ve reflejado en la falta de una configuración de topología adecuada, el cual, contribuye aproximadamente el 15% de estas pérdidas, lo que subraya la importancia de abordar este problema a nivel global.

⁷ Usnayo & Mamani, 2020. Diseño de un Sistema de Puesta a tierra para la Línea de Transmisión 60 kV desde la SE María Jiray hasta la Unidad Minera Contonga. [tesis].

Así mismo, a nivel internacional, (Romero & Carrión, 2022), menciona que, la inversión en mejoras de calidad de suministro eléctrico se ha incrementado en un 23% en los últimos cinco años, llegando a un total de \$122 mil millones en 2022. Las empresas de servicios públicos a falta de confiabilidad en sus sistemas eléctricos enfrentan sanciones financieras significativas por no cumplir con los estándares de calidad predefinidos, que en promedio han aumentado en un 12% anual en todo el mundo. Además, la falta de una configuración óptima de topología de sus sistemas eléctricos contribuye en un 30% a los incumplimientos de calidad del suministro eléctrico, lo que destaca la necesidad de estrategias efectivas para abordar este desafío.

Sin embargo, en el contexto nacional, (Cuisano, Chirinos, & Barrantes, 2020), señala que las empresas que brindan servicio de energía eléctrica experimentan una tasa de crecimiento de la demanda eléctrica del 6.8% anual en los últimos tres años. Las interrupciones en el suministro eléctrico a falta de confiabilidad resultan en costos directos de aproximadamente \$8 millones al año, y la falta de una configuración de la topología eficiente contribuye en un 20% a estas pérdidas. Además, la satisfacción del cliente ha disminuido en un 15% debido a problemas de calidad de suministro. Para mantener la competitividad y mejorar la calidad del servicio, es imperativo optimizar la configuración de la topología del sistema eléctrico en la región.

A nivel local, el Sistema Eléctrico Selva Central, ubicado dentro del área de concesión de la empresa concesionaria Electrocentro S.A. presenta una baja confiabilidad, ocasionando una limitada capacidad y una mala calidad en el suministro eléctrico, las cuales generan repercusiones económicas significativas. La ausencia de intervenciones en la confiabilidad amenaza con una mala calidad de suministro eléctrico, tales como, desconexiones no planificadas, que en el último año han sumado un total de 1994 horas/año de indisponibilidad dejando a más de 53 mil clientes sin suministro eléctrico. Además, ocasiona caídas de tensión, incumplimiento de la NTCSE (Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos) y por ende el pago de compensaciones. La baja confiabilidad también limita la capacidad del sistema eléctrico originando el uso de grupos

de generación térmica, riesgos de atención a nuevos usuarios y bajas oportunidades de desarrollo del sector productivo, industrial, comercial y residencial. Finalmente, según el Informe Técnico N° GTT-010-2023-ELECTROCENTRO, el promedio de pérdidas o compensación por calidad y capacidad de suministro eléctrico en el Sistema Eléctrico Selva Central ascendieron a S/. 843,399.00 en los últimos 2 años, monto que va en desmedro de los intereses de la concesionaria.

1.3 Formulación del Problema

¿En qué medida se mejora la confiabilidad de suministro del Sistema Eléctrico Selva Central mediante el análisis de su topología de transmisión?

1.4 Objetivo

Mejorar la confiabilidad de suministro eléctrico a través del análisis de la topología del Sistema Eléctrico Selva Central.

1.5 Justificación e Importancia de la Investigación

En la actualidad se puede apreciar lo indispensable que es la energía eléctrica para el desarrollo de ciudades, para ello el sistema eléctrico debe tener la capacidad suficiente para abastecer de energía eléctrica a los usuarios. La indisponibilidad de la energía eléctrica durante un cierto periodo es un factor considerable ya que se traduce en pérdidas económicas, insatisfacción a los usuarios, pago de penalidades, incumplimiento de calidad de suministro, etc. La presente investigación evalúa mediante indicadores de qué manera influye la configuración de la topología de transmisión para mejorar la confiabilidad de suministro en sistemas eléctricos.

La confiabilidad del servicio de energía eléctrica, medida a través de índices de desempeño, tiene dos orientaciones diferentes: el registro de eventos pasados y la predicción de confiabilidad. Las empresas de servicio eléctrico normalmente llevan un registro estadístico de los eventos pasados, con los cuales pueden evaluar el desempeño de sus sistemas y algunos indicadores económicos, especialmente la energía no

suministrada. La predicción de índices de confiabilidad pretende determinar el comportamiento que tendrá la red, basado en desempeño pasado, y ayudar la toma de decisiones sobre modificaciones de elementos componentes de la red y/o topología.

La confiabilidad de un sistema eléctrico es una preocupación principal en la operación del sistema, ya que es importante mantener tanto la seguridad como la adecuación del sistema en niveles aceptables con un costo socioeconómico mínimo.

Tabla 1
Matriz de Consistencia

| Problemática | Objetivo | Variables | | Indicadores | Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos |
|--|--|--|---|--|---|
| | | Dependiente | Independiente | | |
| ¿En qué medida se mejora la confiabilidad de suministro del Sistema Eléctrico Selva Central mediante el análisis de su topología de transmisión? | Mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico a través del análisis de la topología del Sistema Eléctrico Selva Central. | Confiabilidad de suministro eléctrico. | Topología del Sistema Eléctrico Selva Central | - Perfiles de tensión en subestaciones. -Energía no suministrada. - -Compensaciones por interrupción de suministro -Costo por pérdidas de potencia - Índices de Confiabilidad | -Búsqueda y análisis de registros históricos de Información Pública (Osingermin). |

Capítulo II. Marco Teórico y Marco Conceptual

2.1 Marco teórico

2.1.1 Sistema Eléctrico

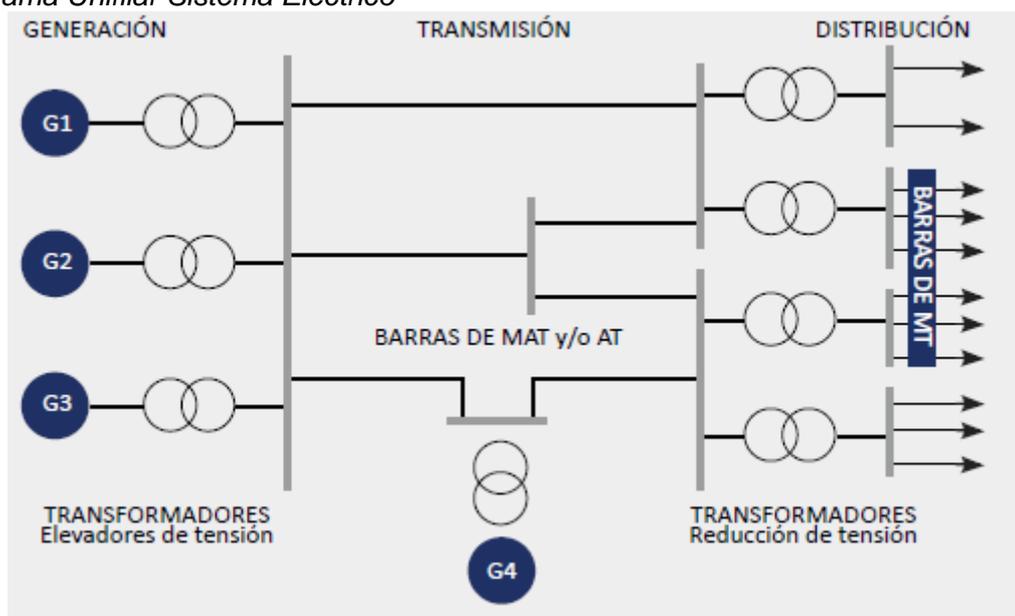
El sistema eléctrico está compuesto por el sistema de generación, sistema de transmisión, sistema de subtransmisión y el sistema de distribución en el cual se desempeñan juntos para cumplir una función del sistema. El sistema de generación y transmisión se considera como el sistema de suministro masivo de energía, y los sistemas de subtransmisión y distribución se consideran como el medio final para transferir la energía eléctrica al cliente final. Si se interrumpe el suministro de energía al cliente final, el sistema eléctrico no puede cumplir su función, y por tanto, se considera no confiable. (Gönen, 2014).

Además, un sistema eléctrico tiene por objetivo equilibrar la oferta y la demanda y al mismo tiempo entregar la energía eléctrica de manera rápida y confiable, para un desarrollo económico sostenible de la sociedad. Por ejemplo, el sistema de transporte, la comunicación sonora y visual, la industria, los negocios, la educación, las instalaciones médicas y la vida familiar dependen de la disponibilidad de la energía eléctrica de bajo costo y altamente confiable. (Jan P. Reynders, 2005)

Asimismo, el sistema de transmisión tiene por objetivo transmitir energía masiva a los centros de carga y a los grandes usuarios industriales y/o libres, y está comprendido por la interconexión de líneas de transmisión, estaciones de conmutación y conversión, entre un punto generador o receptor y un centro de carga o punto mayorista.

En la figura 1, se muestra el diagrama unifilar del sistema eléctrico, en el cual, se diferencia el sistema de generación, transmisión y distribución.

Figura 1
Diagrama Unifilar Sistema Eléctrico



Fuente: La industria de la Electricidad en el Perú – OSINERGMIN

En el sistema eléctrico peruano, según el artículo 20 de la ley N° 28832 “Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica”, el sistema de transmisión del SEIN está integrado por las siguientes instalaciones:

- Sistema Garantizado de Transmisión.
- Sistema Complementario de Transmisión.
- Sistema Principal de Transmisión.
- Sistema Secundario de Transmisión.

Según artículo 27 de la ley N° 28832, se consideran como instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión aquellas que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de la iniciativa propia de uno o varios Agentes. Además, son parte del Sistema Complementario de Transmisión todas aquellas instalaciones no incluidas en el Plan de Transmisión.

Asimismo, mediante Decreto Supremo N° 027-1007-EM, se modificó el Artículo 139° del Reglamento de la LCE, a través del cual se establece que las instalaciones de transmisión se agruparan en las áreas que Osinergmin defina y que se fijara las Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT a un precio único por nivel de tensión en cada una de

estas áreas. En ese sentido, mediante Resolución N° 081-2021-OS/CD, Osinergmin aprueba las Áreas de Demanda y los sistemas eléctricos contenidos, aplicables para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2021 y el 30 de abril de 2027. En la figura 2 se muestra la disposición geográfica aproximada de las 14 áreas de demanda en el territorio peruano.

Figura 2

Disposición Geográfica de las Áreas de Demanda en el territorio peruano



Fuente: Informe COES/DP-02-2022, Anexo M-1: Instalaciones de Transmisión de Conexión

Es de precisar, que la presente investigación tiene como unidad de análisis el sistema eléctrico Selva Central, el cual se encuentra dentro del Área de Demanda 05.

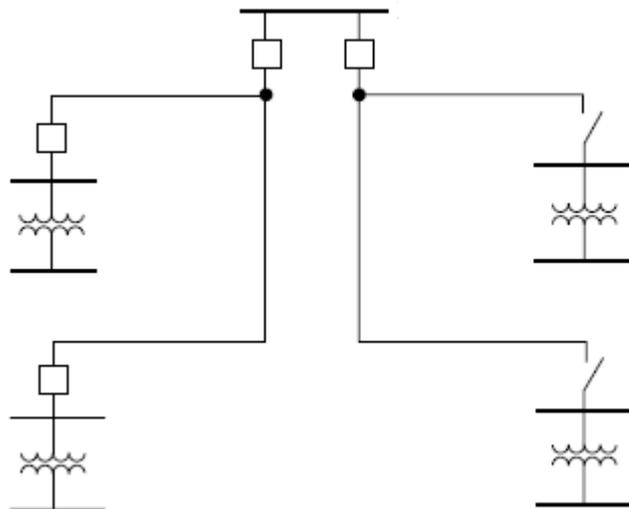
2.1.2 Topología de Transmisión

Se define topología de transmisión al arreglo o esquema del sistema eléctrico de transmisión para el transporte de energía eléctrica desde la fuente de generación hacia el centro de carga, y se clasifican de la manera siguiente:

- **Sistema Radial**

Es un sistema simple y tiene un costo de inversión bajo, pero también tiene baja continuidad del servicio de suministro eléctrico, debido a que solo tiene una única ruta simultánea de flujo de energía hacia la carga tal como se aprecia en la figura 3. (Gönen, 2014).

Figura 3
Sistema Radial – Topología de Transmisión

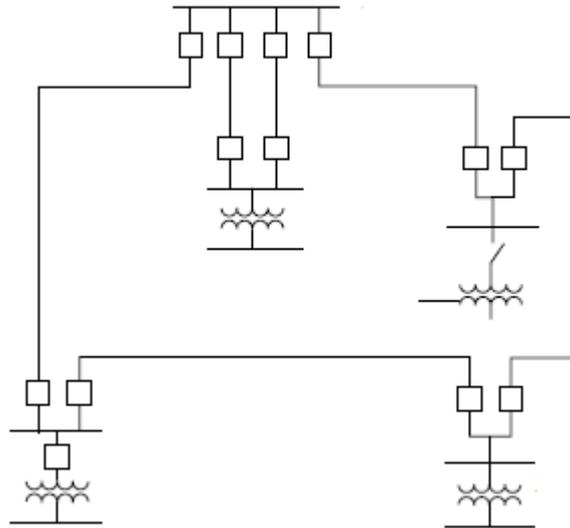


Fuente: Libro "Electrical Power Transmission System Engineering", Turan Gönen)

- **Sistema en Anillo o en bucle**

Es un sistema que garantiza una mayor confiabilidad del servicio de suministro eléctrico, debido a que forma un anillo para el flujo de la energía, es decir, la energía fluye desde una única barra en específica y recorre varias subestaciones y regresa a la misma barra, tal como se aprecia en la figura 4. (Gönen, 2014).

Figura 4
Sistema en Anillo – Topología de Transmisión

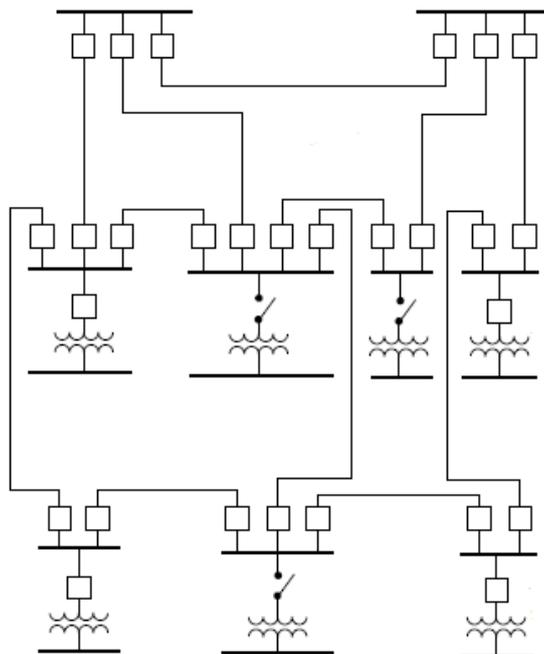


Fuente: Libro "Electrical Power Transmission System Engineering", Turan Gonen)

- **Sistema en Red o Malla**

Es un sistema que garantiza la mayor confiabilidad del servicio de suministro eléctrico, debido a que las subestaciones están interconectadas y la barra de generación también puede tener más de una fuente de energía, tal como se muestra en la figura 5. (Gönen, 2014).

Figura 5:
Sistema en Malla – Topología de Transmisión



Fuente: Libro "Electrical Power Transmission System Engineering", Turan Gonen)

2.1.3 Elementos del Sistema Eléctrico de Transmisión

- **Generador**

Es el elemento principal del sistema eléctrico, su función es suministrar energía eléctrica al sistema. El generador es una maquina eléctrica rotativa que convierte la energía mecánica en energía eléctrica, partiendo de diferentes fuentes de energía primaria; las unidades de generación reciben el nombre de centrales o plantas de generación las cuales se pueden clasificar en hidráulicas, térmica, nucleares, de energía renovables, etc. (Chapman, 2012).

- **Subestación de Transmisión**

Es un elemento del Sistema Eléctrico de Transmisión que tiene por función la transformación de voltaje mediante los transformadores de potencia, proporcionan energía a las subestaciones de distribución, envían gran cantidad de energía desde las centrales eléctricas a los centros de carga, y además, cumplen la función de conmutación y compensación de potencia reactiva. (Gönen, 2014).

- **Líneas de Transmisión**

Es un elemento del Sistema Eléctrico de Transmisión que tiene por objetivo el transporte de energía generada hacia los centros de carga, y se pueden clasificar de acuerdo con el nivel de tensión, tipo y tamaño del conductor, tipo de estructuras, tipo de instalación, etc. Asimismo, la línea de transmisión tiene cuatro parámetros que afectan su capacidad para cumplir su función: resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia. (Grainger & Stevenson, 1996).

2.1.4 Planificación de la Transmisión

El objetivo de la planificación es desarrollar un sistema económicamente estable basados en los sistemas eléctricos existentes, escenarios futuros de carga y generación, capacidades de la línea y los criterios de confiabilidad. (Gönen, 2014).

En el contexto peruano, con Resolución Osinergmin N° 217-2013 se aprueba la Norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas

Complementarios de Transmisión” en la cual establece como consideraciones para los estudios de Planeamiento lo siguiente:

- **Criterios de Confiabilidad:** Se considerará redundancia bajo criterio N-1, para la transmisión que atienda una demanda superior a los 30MW, salvo en los casos que se justifique y se sustente de forma documentada que no es necesaria dicha redundancia, dentro del proceso de aprobación del Plan de Inversiones.
- **Costos de Inversión:** Se determina aplicando los Costos Estándares aprobados por OSINERGMIN, el cual, deberá aplicarse en forma eficiente según las características climáticas, altitud, tipo de terreno, disponibilidad de espacio y zona de ubicación del proyecto.
- **COyM:** El costo de operación y mantenimiento de cada elemento de un sistema eléctrico de transmisión se determina multiplicando el porcentaje respecto a los costos de inversión aprobados por el OSINERGMIN por el respectivo costo de inversión.

Además, para las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión se tendrá en cuenta lo siguiente:

- Deberán contar con la conformidad del COES, mediante un estudio que determine que la nueva instalación no perjudica la seguridad ni la fiabilidad del SEIN.
- OSINERG establecerá el monto máximo a reconocer como costo de inversión, operación y mantenimiento. Las compensaciones y tarifas se regulan considerando los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas para el caso de los Sistemas Secundarios de Transmisión.

Asimismo, según artículo 62 de la ley N° 28832, establece que las compensaciones del Sistema Secundario de Transmisión y Sistema Complementario de Transmisión serán reguladas por OSINERG.

Además, las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión son remuneradas de la siguiente manera:

- Si se trata de instalaciones para entregar electricidad desde una central de generación hasta el Sistema Principal de Transmisión existente son remuneradas íntegramente por los correspondientes generadores;
- Si se trata de instalaciones que transfieren electricidad desde una barra del Sistema Principal de Transmisión hacia un Distribuidor o consumidor final son remuneradas íntegramente por la demanda correspondiente;
- Los casos excepcionales que se presenten en el Sistema Secundario de Transmisión que no se ajusten a las reglas anteriores serán resueltos por OSINERG conforme se señala en el Reglamento.

2.1.5 Confiabilidad

La confiabilidad del sistema eléctrico se puede definir como la adecuación del sistema y seguridad del sistema. Adecuación del sistema, se refiere a la disponibilidad de suficientes instalaciones en el sistema para cumplir su función, mientras que seguridad de sistema, se refiere a la capacidad del sistema a responder a fallas y eventos que ocurren en el sistema. (Tuinema, Stefanov, M., & A.M.M., 2019).

La confiabilidad se relaciona con la capacidad de un sistema, proceso, dispositivo o entidad para realizar consistentemente una función específica de manera precisa y predecible bajo diversas circunstancias y a lo largo del tiempo. En términos simples, la confiabilidad se relaciona con la probabilidad de que algo funcione correctamente y de manera constante, sin fallas o interrupciones inesperadas. (Espinosa et al, 2020).

En contextos más específicos, como en la ingeniería, la confiabilidad se utiliza para describir la posibilidad de que un sistema o componente funcione sin problemas durante un periodo determinado y bajo ciertas condiciones. Para evaluar la confiabilidad, se pueden utilizar medidas como el tiempo medio entre fallos, que indique el promedio de tiempo que pasa entre fallas en un sistema y el tiempo medio de reparación, que representa el tiempo medio requerido para reparar un sistema después de un fallo. (Juviano, 2020).

2.1.5.1 Funciones de Confiabilidad

(Tuinema, Stefanov, M., & A.M.M., 2019), en su libro “Probabilistic Reliability Analysis of Power System” describe lo siguiente:

En el análisis de confiabilidad de componentes, se puede hacer una distinción entre **componentes reparables** y **componentes irreparables**. Los componentes reparables se reparan después de una falla, además, estos componentes también reciben mantenimiento periódico. Sin embargo, si la reparación del componente averiado no es posible o resulta económicamente alta, el componente se reemplaza por uno nuevo, a menos que ya no resulte necesario.

a) F(t): Función de falta de confiabilidad:

La falta de confiabilidad se refiere a la probabilidad de encontrar un componente inicialmente en un estado óptimo en un estado fallido transcurrido un tiempo “*t*”. Es decir, el componente estaba funcionando a $t=0$ y el componente finalmente ha fallado en $t=\infty$. Resultando de esta manera, $F(0)=0$ y $F(\infty)=1$.

La falta de confiabilidad se describe como:

$$F(t) = P[tfalla \leq t] \quad \dots (1)$$

b) R(t): Función de Confiabilidad

La función de confiabilidad se refiere a la probabilidad de encontrar un componente inicialmente en un estado óptimo en un estado saludable transcurrido un tiempo “*t*”.

La función de confiabilidad se describe como:

$$R(t) = P[tfalla > t] = 1 - P[tfalla \leq t] = 1 - F(t) \quad \dots (2)$$

c) f(t): Distribución de densidad de fallas

Se refiere a la velocidad a la que falla un componente en un momento dado. Por lo tanto, la distribución de densidad de fallas es la derivada de la F(t).

La función de distribución de densidad de fallas se describe como:

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} \quad \dots (3)$$

d) $h(t)$: Tasa de riesgo

Se refiere a la velocidad a la que falla un componente en un momento dado “ t ”, dado que todavía está óptimo en el momento “ t ”.

La función tasa de riesgo se describe como:

$$h(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \dots (4)$$

e) Θ : Vida útil esperada

A partir de las funciones de confiabilidad, se puede calcular la vida útil esperada del componente.

La vida útil esperada se describe como:

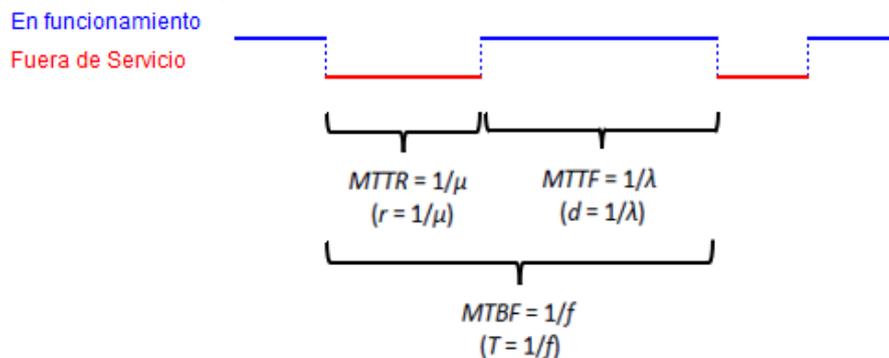
$$\Theta = \int_0^{\infty} tf(t)dt = \int_0^{\infty} R(t)dt \quad \dots (5)$$

2.1.5.2 Ciclo de vida de los componentes

(Tuinema, Stefanov, M., & A.M.M., 2019), en su libro “Probabilistic Reliability Analysis of Power System” describe lo siguiente:

La mayoría de los componentes del sistema eléctrico son reparables, es decir si un componente falla, se repara y se vuelve a poner en funcionamiento. En consecuencia, un componente sigue un ciclo de vida el cual consta de periodos en los que el componente está funcionando y periodos en los que el componente esta fuera de servicio, tal como se ilustra en la siguiente figura:

Figura 6:
Ciclo de vida de un componente



Fuente: Libro” Probabilistic Reliability Analysis of Power System”, (Bart W. Tuinema)

a) MTTF (d): Tiempo medio hasta la falla (años)

El tiempo promedio que tarda un componente en buen estado antes de fallar.

b) MTTR (r): Tiempo promedio de reparación (años)

El tiempo promedio que lleva un reparar un componente defectuoso.

c) MTBF (T): Tiempo promedio entre fallas (años)

Se refiere al tiempo promedio entre dos fallas del componente.

$$MTBF = MTTF + MTTR$$

d) $\lambda=1/MTTF$: Tasa de falla (1/años)

Se refiere a la velocidad a la que falla un componente óptimo.

e) $\mu=1/MTTR$: Tasa de Reparación (1/años)

Se refiere a la velocidad a la que se repara un componente defectuoso.

f) $f=1/MTBF$: Frecuencia de Falla (1/años)

Se refiere a la frecuencia promedio con la que falla un componente.

g) $A=d/T$: Disponibilidad

Se refiere a la probabilidad de que un componente se encuentre en buen estado en un momento dado.

$$A = \frac{MTTF}{MTBF} = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} = \frac{\frac{1}{\lambda}}{\frac{1}{\lambda} + \frac{1}{\mu}} = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad \dots (6)$$

h) $U=r/T$: Indisponibilidad

Se refiere a la probabilidad de que un componente se encuentre en reparación en un momento dado.

$$U = \frac{MTTR}{MTBF} = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} = \frac{\frac{1}{\mu}}{\frac{1}{\lambda} + \frac{1}{\mu}} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad \dots (7)$$

2.1.6 Análisis de la Confiabilidad

El objetivo del sistema eléctrico es que funcione a su máxima capacidad sin aumentar el riesgo de dejar sin suministro eléctrico al usuario final, motivo por el cual, existen nuevas técnicas de análisis de confiabilidad: determinista y probabilísticos:

2.1.6.1 Análisis de Confiabilidad Determinista

Son basados en examinar un número de situaciones restrictivas escogidas de acuerdo al planificador y a la experiencia del operador, tomando en consideración de la incertidumbre de las cargas y la disponibilidad de los componentes del sistema.

El análisis de confiabilidad Determinista en una simulación se extraen componentes del sistema eléctrico y se analizan si las fallas de los componentes provocan problemas graves en el sistema eléctrico, como sobrecargas de los componentes o sobretensiones y subtensiones. Los resultados de las simulaciones se utilizan para determinar si el sistema cumple ciertos criterios deterministas como, por ejemplo, el criterio N-1, el cual establece que una falla de un solo componente no debe resultar en una falla del sistema eléctrico. (Tuinema, Stefanov, M., & A.M.M., 2019).

2.1.6.2 Análisis de Confiabilidad Probabilístico

Debido a la naturaleza aleatoria de los fenómenos que afectan la evaluación cuantitativa de la confiabilidad de los sistemas eléctricos, se tiende a pasar de criterios determinísticos a criterios e índices probabilísticos.

El estudio de la confiabilidad implica el análisis de todos los estados de contingencias posibles, o en lo posible un gran número de ellos, para estimar índices con bastante precisión. Esto conduce a un modelo extremadamente complicado con una enorme cantidad de datos. Consideremos por ejemplo un sistema con 70 componentes, permitiendo que cada línea o generador tenga solo dos estados posibles (disponible o no disponible), el número de estados posibles en que se puede encontrar el sistema es de 2^{70} .

Obviamente un análisis exhaustivo de todos los estados posibles del sistema es imposible, por lo que el número considerado de estados debe ser limitado, por ejemplo, de acuerdo a su contribución a los índices de riesgo. Es decir, se seleccionan los estados con mayor probabilidad de ocurrencia del sistema eléctrico.

El número de combinaciones de estados para un cierto número de fallos en el sistema se puede calcular mediante:

$$\frac{N!}{(N - K)! K!} \quad \dots (8)$$

Donde

N: Es el número de componentes en el sistema eléctrico.

K: es el número de fallas de componentes a ser estudiadas.

Los modelos de confiabilidad probabilísticos se describen en los siguientes numerales.

2.1.7 Modelo de Markov

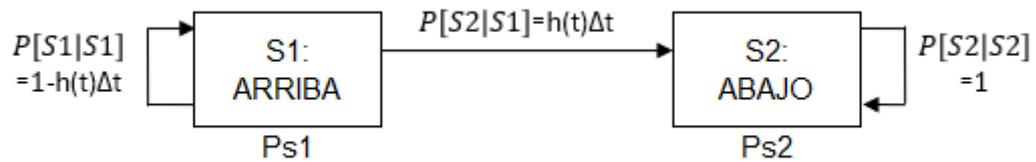
(Tuinema, Stefanov, M., & A.M.M., 2019), en su libro “Probabilistic Reliability Analysis of Power System” describe lo siguiente:

El modelo de Markov es un modelo estocástico basado en los estados en los que puede residir un sistema eléctrico y las posibles transiciones entre estados. Es de precisar, los estados son mutuamente excluyentes y el sistema eléctrico siempre reside en uno de estos estados.

a) Componente Irreparable

El modelo de Markov de un solo componente (irreparable) consta de un estado ARRIBA y un estado ABAJO, como se muestra a continuación:

Figura 7:
Modelo de Markov – Componente Irreparable



Fuente: Libro "Probabilistic Reliability Analysis of Power System", (Bart W. Tuinema)

- S1 : Estado ARRIBA
- S2 : Estado ABAJO
- $P[S1|S1]$: Probabilidad de permanecer el estado S1.
- $P[S2|S2]$: Probabilidad de permanecer el estado S2.
- $P[S2|S1]$: Probabilidad de transición del estado S1 a S2.

La probabilidad de transición de estado S_i a S_j está dado de la siguiente manera:

$$P_{ij}(t, \Delta t) = P[S(t + \Delta t) = j | S(t) = i] = h_{ij}(t)\Delta t \quad \dots (9)$$

En esta ecuación, h_{ij} se denomina tasa de transición entre estados S_i y S_j y se define como:

$$h_{ij}(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P_{ij}(t, \Delta t)}{\Delta t} \quad \dots (10)$$

Por lo tanto, la probabilidad de que el sistema este en un estado particular depende de la probabilidad de que el sistema estuviera en cada estado, las tasas de transición y el tiempo. Por ende:

$$\begin{aligned} P[S(t + \Delta t) = 1]P[S(t + \Delta t) = 2] &= [P[S(t) = 1]P[S(t) = 2]] \cdot \begin{bmatrix} P[S1|S1] & P[S2|S1] \\ P[S1|S2] & P[S2|S2] \end{bmatrix} \\ &= [P[S(t) = 1]P[S(t) = 2]] \cdot \begin{bmatrix} 1 - h(t)\Delta t & h(t)\Delta t \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \\ p(t + \Delta t) &= p(t)T(\Delta t) \quad \dots (11) \end{aligned}$$

Donde, P se le denomina probabilidad de estado y T es la matriz de estado.

Si las tasas de transición en un modelo de Markov son independientes del tiempo, el modelo de Markov se llama homogéneo y la tasa de transición se convierte en la tasa

de falla (λ). De esta manera, la matriz de transición se puede describir de la siguiente manera:

$$T = \begin{bmatrix} 1 - \lambda & \lambda \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad \dots (12)$$

b) Componente Reparable

Para un componente reparable, el proceso de reparación también se incluye en el modelo de Markov de dos estados. La transición de estado ahora se indica con la tasa de falla (λ) y tasa de reparación (μ), respectivamente.

De esta manera, la matriz de transición se convierte en:

$$T = \begin{bmatrix} 1 - \lambda & \lambda \\ \mu & 1 - \mu \end{bmatrix} \quad \dots (13)$$

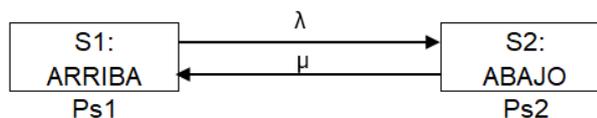
Para el análisis de confiabilidad se considera que el modelo de Markov está en equilibrio. Es decir, las probabilidades de estado ya no cambian con el tiempo, por lo tanto, se vuelven independientes del tiempo.

$$pT = p$$

$$p(T - I) = 0 \quad \dots (14)$$

Donde I es la matriz identidad.

Figura 8:
Modelo de Markov – Componente Reparable



Fuente: Libro "Probabilistic Reliability Analysis of Power System", (Bart W. Tuinema)

Equilibrio significa que la suma de las frecuencias de transición (de estado) que entran en un estado debe ser igual a la suma de las frecuencias de transición de estado que salen de un estado.

$$f_{s1 \rightarrow s2} = Ps1 \cdot \lambda$$

$$f_{s2 \rightarrow s1} = Ps2 \cdot \mu$$

$$f_{s1 \rightarrow s2} = f_{s2 \rightarrow s1}$$

$$P_{s1} \cdot \lambda = P_{s2} \cdot \mu$$

Además, como el sistema debe estar en uno de los estados de Markov:

$$P_{s1} + P_{s2} = 1$$

De este modo se reduce a:

$$P_{s1} = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = A \quad \dots (15)$$

$$P_{s2} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = U \quad \dots (16)$$

c) Proceso de aplicación del Modelo de Markov

- Comience con un estado del sistema en el que todos los componentes estén funcionando.
- Desde este estado de "todo bien", investigue qué fallas de componentes pueden ocurrir.
- Para cada posible falla de un componente, dibuje un nuevo estado del sistema. La tasa de transición a este nuevo estado del sistema es la tasa de falla del componente específico.
- Si una falla (o reparación) conduce a un nuevo estado del sistema, dibuje este estado del sistema. La tasa de transición a este nuevo estado del sistema es la tasa de falla (o tasa de reparación) del componente específico.
- Si una falla (o reparación) conduce a un estado del sistema ya existente, la tasa de transición a este estado del sistema existente es la tasa de falla (o tasa de reparación) del componente específico.
- Repita el paso hasta que no haya otros estados nuevos o transiciones de estado.
- Verifique nuevamente si todos los posibles estados del sistema y transiciones de estado están incluidos en el modelo de Markov.
- Si es necesario y posible, aplicar técnicas de reducción para reducir el tamaño del modelo de Markov.

- Indique las diferentes categorías de estados del sistema en el modelo de Markov, por ejemplo, el sistema está funcionando o defectuoso, el sistema funciona a plena / media / cero capacidad.

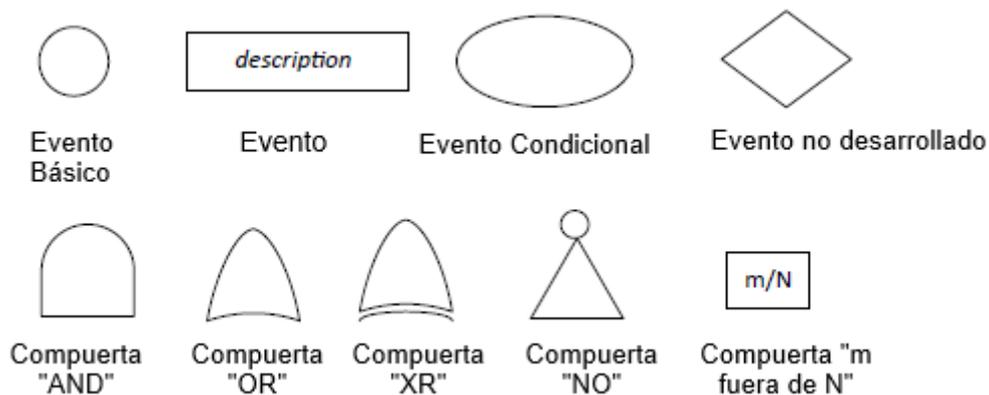
2.1.8 Análisis del árbol de fallas

(Tuinema, Stefanov, M., & A.M.M., 2019), en su libro “Probabilistic Reliability Analysis of Power System” describe lo siguiente:

El análisis del árbol de fallas es una técnica analítica que nos permite realizar una investigación individual de las fallas de los componentes que finalmente conducen a una falla del sistema eléctrico. Es decir, este modelo nos permite obtener conocimientos sobre la relación directa entre causa y efecto mediante operadores booleanos.

Un árbol de fallas consta de eventos y operadores booleanos, como se muestra en la figura N° 14.

Figura 9:
Símbolos del árbol de fallas



Fuente: Libro “ Probabilistic Reliability Analysis of Power System”, (Bart W. Tuinema)

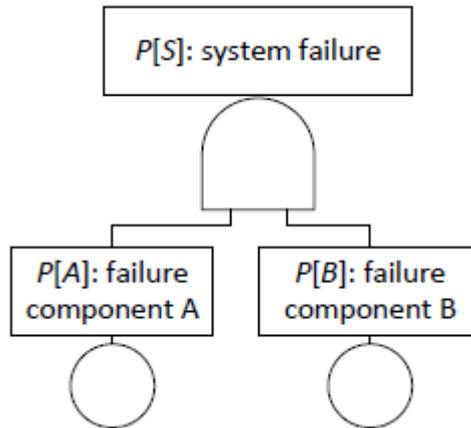
Si las probabilidades de los eventos básicos se describen mediante $P[A]$ y $P[B]$, la probabilidad del evento superior para la compuerta “AND” se puede determinar mediante:

$$P[S] = P[A \cap B] = P[AB] = P[A|B].P[B]$$

Si los eventos A y B son independientes, $P[A|B]=P[A]$;

$$P[S] = P[A \cap B] = P[AB] = P[A] \cdot P[B] \quad \dots (17)$$

Figura 10:
Compuerta AND



Fuente: Libro " Probabilistic Reliability Analysis of Power System", (Bart W. Tuinema)

Asimismo, la probabilidad del evento superior para la compuerta "OR" se puede determinar mediante:

$$P[S] = P[A \cup B] = P[A] + P[B] - P[AB]$$

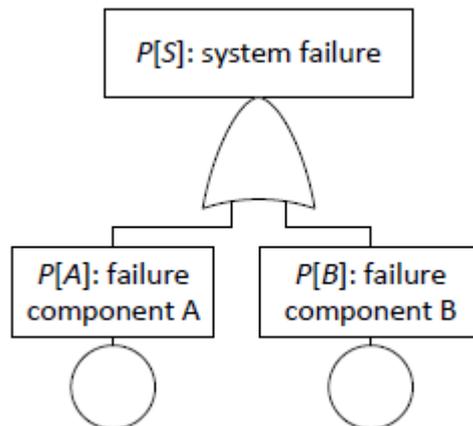
Si los eventos A y B son independientes;

$$P[S] = P[A \cup B] = P[A] + P[B] - P[A] \cdot P[B]$$

En la mayoría de estudios de confiabilidad, las probabilidades de los eventos básicos son muy pequeños, por lo que $P[A] \cdot P[B]$ se considera despreciable.

$$P[S] = P[A \cup B] = P[A] + P[B] \quad \dots (18)$$

Figura 11:
Compuerta OR



Fuente: Libro "Probabilistic Reliability Analysis of Power System", (Bart W. Tuinema)

2.1.9 Simulación Montecarlo

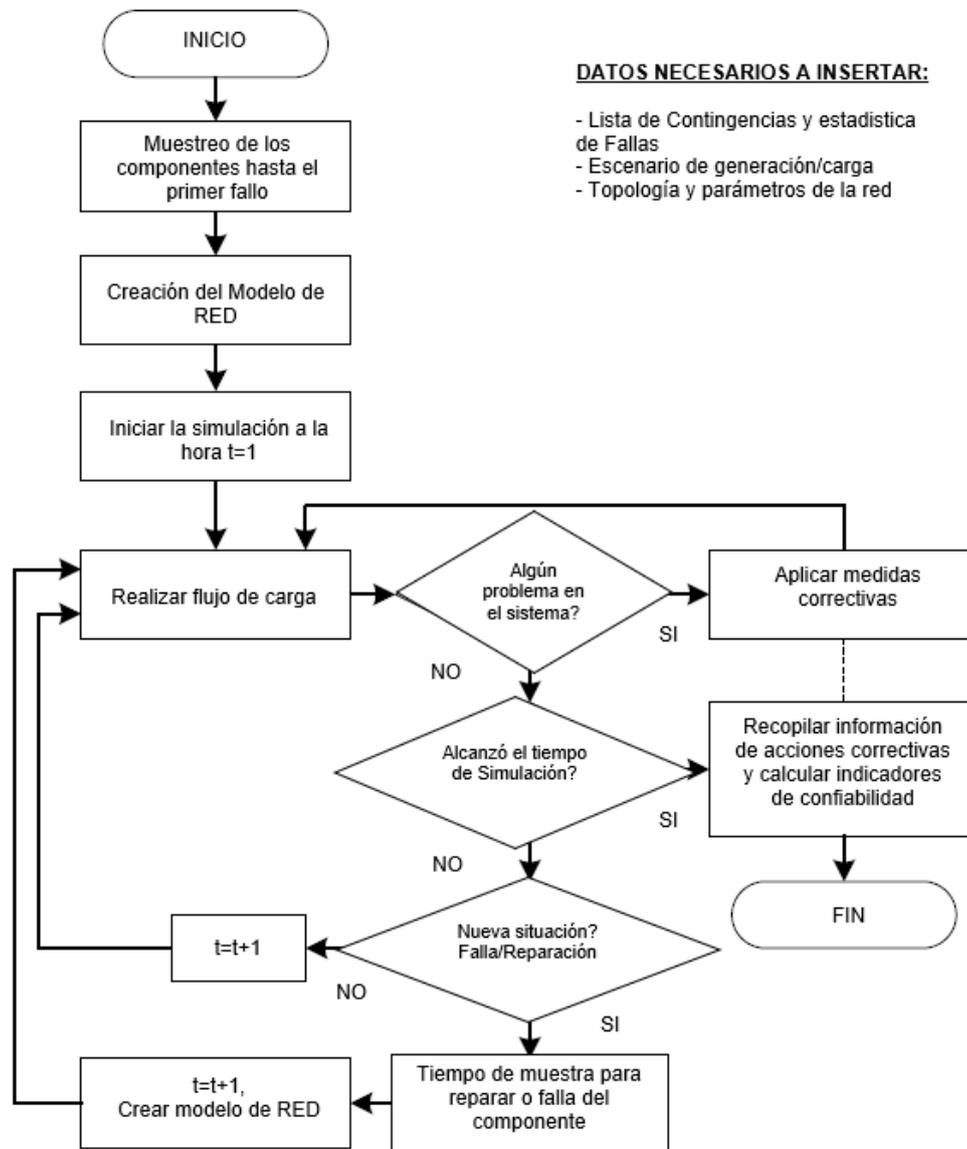
(Tuinema, Stefanov, M., & A.M.M., 2019), en su libro "Probabilistic Reliability Analysis of Power System" describe lo siguiente:

El análisis probabilístico de la confiabilidad de un sistema eléctrico resulta demasiado complicado, principalmente, debido a la alta cantidad de estados y a la gran información solicitada (comportamiento real del sistema, probabilidad de la cantidad de reducción de carga, etc.). En estos casos, es posible simular el comportamiento del sistema eléctrico y obtener indicadores de confiabilidad mediante una simulación de Monte Carlo.

a) Algoritmo de Simulación Monte Carlo

En la figura N° 12, se muestra el algoritmo para la simulación Monte Carlo (secuencial). Como se observa, el algoritmo comienza muestreando los componentes del Sistema Eléctrico hasta el fallo por primera vez. Es de precisar, que todos los componentes están funcionando cuando comienza la simulación. Luego se crea el modelo de red y comienza la simulación (para mayor precisión se requiere simular el mismo año varias veces). El escenario de carga/generación sigue un ciclo hasta que finaliza la simulación de Monte Carlo.

Figura 12:
Algoritmo de simulación Monte Carlo (Secuencial)



Fuente: Libro "Probabilistic Reliability Analysis of Power System", (Bart W. Tuinema)

b) Modelación Matemática

En esta metodología se considera uno de los elementos del sistema a ser evaluado respectivamente, los mismo que experimentan los tiempos de permanencia de cada uno de los estados, es decir la disponibilidad o indisponibilidad. Los cuales pasan por una transición de estados, dada por la siguiente expresión:

$$X = \{x^1, \dots, x^n\} \quad \dots (19)$$

x^n : Cualquier estado posible.

X : Espacio de estados del sistema

Asimismo, se conoce que el tiempo de permanencia del i-ésimo elemento del sistema eléctrico (T_i), dentro del estado actual del sistema (x^k); tiene una singular asociación con la siguiente ecuación:

$$f_i(t) = \lambda_i * \exp(-\lambda_i * t) \quad \dots (20)$$

$f_i(t)$: Distribución de densidad de probabilidades exponencial.

λ_i : Tasa de falla esperada

t : Tiempo

De esta manera, se está logrando que el cambio de los estados del sistema dependa directamente del tiempo de permanencia aleatoria de cada uno de los componentes. Con esto lo que se quiere decir, es que tanto; el estado actual (x^k), como el tiempo de permanencia son variables aleatorias.

$$T = \text{MIN}_i[T_i] \quad \dots (21)$$

T : Tiempo de permanencia del sistema.

T_i : Tiempo de permanencia del elemento (i) del sistema.

Adicionalmente se puede demostrar que la variable (T) tiene una asociación directa con la distribución exponencial, debido a que la variable (T_i) en un estado determinado que se asocia también con la distribución exponencial de la variable (λ_i). Es por ello que se llega a la siguiente ecuación:

$$f(t) = \left(\sum_{i=1}^m \lambda_i \right) * \exp \left(\left(- \sum_{i=1}^m \lambda_i \right) * t \right) \quad \dots (22)$$

$f(t)$: Distribución de densidad de probabilidades.

T_i : Número de componentes.

Además:

$$F(t) = P(T \leq t) = \int_{-\infty}^t f(t) dt \quad \dots (23)$$

$F(t)$: Función de distribución de probabilidades.

P : Probabilidad condicional.

Por consecuencia, la siguiente ecuación nos muestra la función de la distribución de probabilidades asociadas al tiempo de permanencia del sistema.

$$F(t) = 1 - \exp\left(\left(-\sum_{i=1}^m \lambda_i\right) * t\right) \quad \dots (24)$$

Tomando la ecuación anterior, el método de muestreo de los valores de la variable (T), radica en la generación de números aleatorios entre (0 y 1) expresada en variable (U), para así poder determinar el valor de T, expresada en la siguiente ecuación:

$$F(T) = 1 - \exp\left(\left(-\sum_{i=1}^m \lambda_i\right) * T\right) = U$$

$$\left(\left(-\sum_{i=1}^m \lambda_i\right) * T\right) = \ln(1 - U)$$

$$T = -\frac{\ln(1 - U)}{\sum_{i=1}^m \lambda_i} \quad \dots (25)$$

Por consiguiente, se logra obtener valores aleatorios de las variables TTF y TTR, mostrada en las siguientes ecuaciones:

$$TTF = -\frac{1}{\lambda} \ln U_1 \quad \dots (26)$$

$$TTR = -\frac{1}{\mu} \ln U_2 \quad \dots (27)$$

(μ) : Tasa de Reparación.

A partir de la ecuación anterior es posible lograr el cálculo de la disponibilidad de los elementos del sistema:

$$D(X_i) = \frac{m(X_i)}{M} \quad \dots (28)$$

M : Número total de ciclos simulados.

$m(Xi)$: Cantidad de ciclos simulados.

Ahora es necesario definir cual conjunto de elementos (m) es el causante de la transición desde el estado actual hasta el estado siguiente. Es decir, la transición que se da desde el estado (x^k) al estado (x^{k+1}), producido dentro de un tiempo determinado. Esto por consecuencia del cambio de su estado j -ésimo elemento, el cual corresponde a la probabilidad condicional, mostrada en la siguiente ecuación:

$$P_j = P\left(T_j = \frac{t_0}{T} = t_0\right) = \frac{\lambda_j}{\sum_{i=1}^m \lambda_i} \quad \dots (29)$$

P_j : Probabilidad condicional de un componente (j).

t_0 : Instante de tiempo determinado.

Teniendo en cuenta la transición de los elementos del sistema, la misma que puede producir una transición de estados dentro del sistema en su conjunto, esto se consigue desde el estado (x^k). Entonces, cualquier elemento que este dentro del sistema puede lograr un estado siguiente (x^{k+1}).

2.1.10 Indicadores de Confiabilidad Probabilística

2.1.10.1 PLC: Probabilidad de Reducción de Carga

Se refiere a la probabilidad de que la carga no pueda ser suministrada (parcial o totalmente). Este indicador, se determina basándose en un conjunto de contingencias consideradas y un periodo de tiempo estudiado (anualmente).

$$PLC = \sum_{i \in Sc} (P[\text{load curtailment}|i]P_i) = \sum_{i \in Sc} \left(\frac{t_i}{T} P_i\right) \quad \dots (30)$$

Donde:

Sc = Contingencias consideradas

$P[\text{load curtailment}|i]$ = Probabilidad que la contingencia i cause reducción de carga.

P_i = Probabilidad de contingencia i

t_i = Tiempo total de reducción de carga durante la contingencia i (h).

T = Tiempo total del periodo estudiado (h).

2.1.10.2 EENS: Energía Esperada no Suministrada (MWh)

Cantidad total de energía que se espera que no se suministre durante un periodo determinado debido a interrupciones en el suministro.

$$EENS = \sum_{i \in Sc} (EiPi) \quad \dots (31)$$

Donde:

Sc = Contingencias consideradas.

Ei = Energía total restringida en el periodo de estudio y durante la contingencia i .

Pi = Probabilidad de contingencia i

2.1.10.3 SAIDI: Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema (min)

Duración promedio de la interrupción de cada usuario durante un periodo de tiempo determinado (anualmente generalmente).

$$SAIDI = \frac{\sum_i^n (riNi)}{Nt} \quad \dots (32)$$

Donde:

n = Número de Interrupciones.

ri = Duración de la Interrupción i (min).

Ni = Número de usuarios no suministrados debido a una interrupción i .

Nt = Número total de usuarios.

2.1.10.4 SAIFI: Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (min)

Número promedio de interrupciones por usuario durante un periodo de tiempo determinado (anualmente generalmente).

$$SAIFI = \frac{\sum_i^n Ni}{Nt} \quad \dots (33)$$

Donde:

n = Número de Interrupciones.

N_i = Número de usuarios no suministrados debido a una interrupción i .

N_t = Número total de usuarios.

2.1.10.5 CAIDI: Índice de Duración Promedio de Interrupción del Usuario (min)

Duración promedio de la interrupción por usuario interrumpido durante un periodo de tiempo determinado (anualmente generalmente).

$$CAIDI = \frac{\sum_i^n (r_i N_i)}{\sum_i^n N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad \dots (34)$$

Donde:

n = Número de Interrupciones.

r_i = Duración de la Interrupción i (min).

N_i = Número de usuarios no suministrados debido a una interrupción i .

2.1.10.6 Probabilidad de Sobrecarga

Se refiere a la probabilidad de que una o más conexiones del sistema eléctrico estén sobrecargadas durante un periodo de tiempo determinado (anualmente).

$$P_{\text{overload}} = \sum_{i \in S_c} (P[\text{overload}|i] P_i) = \sum_{i \in S_c} \left(\frac{t_{\text{overload},i}}{T} P_i \right) \quad \dots (35)$$

Donde:

S_c = Contingencias consideradas

$P[\text{overload}|i]$ = Probabilidad que la contingencia i cause una sobrecarga.

P_i = Probabilidad de contingencia i

$t_{\text{overload},i}$ = Tiempo total que hay sobrecarga durante el periodo estudiado, dada la contingencia i (h).

T = Tiempo total del periodo estudiado (h).

2.1.11 Calidad

La excelencia de la energía se refiere a la forma en que la electricidad se suministra a los consumidores. Implica que la energía debe ser estable y segura para garantizar el funcionamiento adecuado de dispositivos electrónicos. Problemas como fluctuaciones de voltaje, picos, caídas, ruido eléctrico, armónicos, interrupciones y desequilibrio de fases pueden afectar la calidad (Caicedo, Díaz, & Osorio, 2020). Estos problemas pueden dañar equipos, causar pérdida de productividad y costos de mantenimiento. Por lo tanto, es crucial mantener una buena calidad de energía eléctrica para prevenir estos inconvenientes.

En el contexto peruano, la regulación de la calidad del suministro eléctrico se fundamenta en la “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos” (NTCSE), el cual estipula las obligaciones del suministrador, del cliente y de terceros, la competencia de la autoridad, asimismo, define la calidad de producto y la calidad de suministro; de la siguiente manera:

- **Calidad de Producto:** La calidad de producto suministro al Usuario se evalúa por las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones en los puntos de entrega.
- **Calidad de Suministro:** La calidad de suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los Usuarios, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio.

Estas regulaciones son establecidas y supervisadas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).

Según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), para evaluar la calidad de Suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las misma y la energía no suministrada a consecuencia de ellas. El periodo de control de interrupciones es de 6 meses calendario de duración:

La calidad de suministro se evalúa utilizando los siguientes 2 indicadores que se calculan para periodos de control de un semestre:

a) Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N)

Es el número total de interrupciones en el suministro de cada cliente durante un periodo de control de un semestre.

N = Número de interrupciones; (expresada en: interrupciones/semestre).

b) Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D)

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico del cliente durante un periodo de control de un semestre y esta expresada en horas.

c) Tolerancias

Las tolerancias en los indicadores de Calidad de Suministro para Clientes conectados en distinto nivel de tensión son:

Número de Interrupciones por Cliente (N')

| | | |
|------------------------------------|---|---------------------------|
| Cientes en Muy Alta y Alta Tensión | : | 2 interrupciones/semestre |
| Cientes en Media Tensión | : | 4 interrupciones/semestre |
| Cientes en Baja Tensión | : | 6 interrupciones/semestre |

Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')

| | | |
|------------------------------------|---|-------------------|
| Cientes en Muy Alta y Alta Tensión | : | 4 horas/semestre |
| Cientes en Media Tensión | : | 7 horas /semestre |
| Cientes en Baja Tensión | : | 10 horas/semestre |

Las compensaciones se calculan semestralmente en función de la Energía Teóricamente No Suministrada (ENS), el Número de Interrupciones por Cliente por Semestre (N) y la Duración Total Acumulada de Interrupciones (D), de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\text{Compensaciones por Interrupciones} = e.E.ENS$$

Donde:

e = Es la compensación unitaria por incumplimiento en la Calidad de Suministro, cuyos valores son:

Primera Etapa : $e = 0,00$ US\$/kw.h

Segunda Etapa : $e = 0,05$ US\$/kw.h

Tercera Etapa : $e = 0,35$ US\$/kw.h

E = Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro y está definido de la siguiente manera:

$$E = [1 + \frac{N - N'}{N'} + (D - D')/D']$$

2.1.12 Demanda de energía

La demanda de energía eléctrica se alude a la cantidad de electricidad requerida y es consumida por un sistema, área geográfica, instalación o dispositivo durante un período específico. Esta medida indica la tasa a la cual se requiere la generación y suministro de electricidad para satisfacer las necesidades de consumo en un determinado momento. (Junqueira, Medeiros, & Cohim, 2022)

La demanda de energía eléctrica suele medirse en kilovatios (kW) o megavatios (MW) y puede variar a lo largo del día, la semana o el año debido a factores como el clima, las actividades económicas, los hábitos de consumo y la hora del día. La capacidad de generación y distribución eléctrica debe estar diseñada para manejar picos de demanda con el fin de garantizar un suministro confiable y evitar interrupciones en el servicio. (Martin, Hernandez, Oteiza, & Alonso, 2019)

La fórmula elemental utilizada para estimar la solicitud de energía eléctrica en un sistema o dispositivo es la siguiente:

$$\text{Demanda de Energía Eléctrica} = \text{Potencia} * \text{Tiempo}$$

Donde la potencia (P) se refiere a la medida de energía eléctrica empleada o consumida en un punto particular en el tiempo, y esta medida se expresa en unidades como kilovatios (kW) o megavatios (MW), variando según la escala requerida. Por otro

lado, el tiempo (t) denota el intervalo a lo largo de la cual dicha potencia es utilizada, y esta dimensión temporal se cuantifica en horas (h).

Esta fórmula proporciona la demanda instantánea de energía eléctrica en un punto en el tiempo. Para obtener una demanda promedio durante un período más largo, puedes dividir la suma completa de energía utilizada (expresada en kilovatios-hora o megavatios-hora) entre el tiempo correspondiente en horas.

$$\text{Demanda Promedio de Energía Eléctrica} = \text{Energía Total Consumida} \div \text{Tiempo Total}$$

Donde la Energía Total Consumida es la cantidad total de energía eléctrica utilizada durante el período expresado en unidades de kilovatios-hora (kWh) o megavatios-hora (MWh). Tiempo Total es el período total en horas.

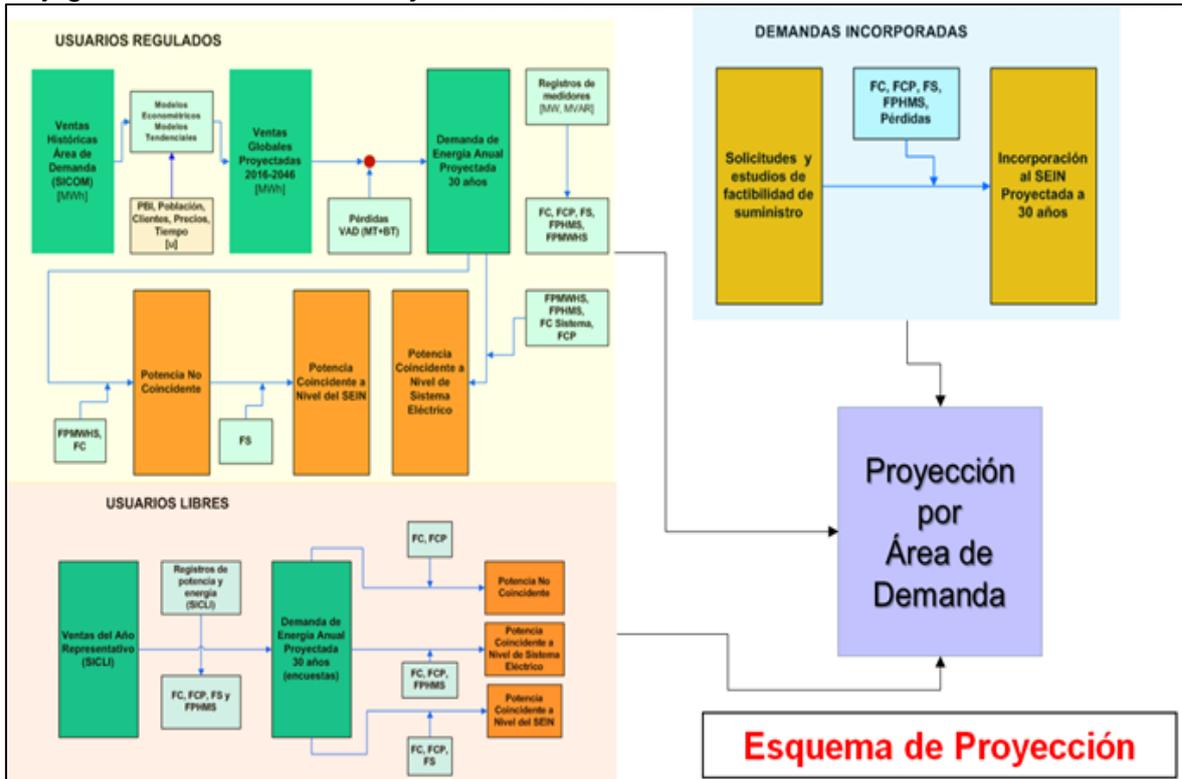
En el contexto peruano, la proyección de demanda está basado según la metodología señalado en la Norma “Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión” aprobado mediante Resolución N ° 217-2013-OS/CD. El proceso de proyección de demanda se muestra a continuación:

- Recolección de datos históricos e información Base: Ventas de energía (SICOM, SICLI), PBI por departamento, población por departamento y área de demanda, número de clientes por área de demanda y la tarifa real por área de demanda.
- Proyección de ventas de energía y potencia: proyección de usuarios regulados mediante modelos tendenciales y econométricos, proyección de usuarios libres existentes e incorporados.
- Proyección del PBI del Área de Demanda: Esta basado en las estimaciones calculados y publicados por el INEI. Asimismo, para la proyección se emplearon tasas de expectativas anuales del 2022, 2023 y 2024 establecidas por los Analistas Económicos en las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas publicadas por el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP).
- Ajuste final de la proyección de demanda teniendo en consideración las variables y modelos de proyección.

- Formatos de Demanda F-100: agrupados en formatos de Información Base, Formatos para Usuarios Regulados, Formatos para Usuarios Libres, Formato de Demanda Total, Formatos para el análisis espacial de la Demanda.

A continuación, se presenta el esquema del proceso de proyección de demanda según lo indicado en la normativa.

Figura 13:
Flujograma del Proceso de Proyección de Demanda



Fuente: Modificatoria del Plan de Inversiones PI 2021-2025.

La presente investigación considera como unidad de análisis el Sistema Eléctrico Selva Central, el cual, se encuentra dentro del área geográfica del Área de Demanda 5, y cuyo resultado de proyección de demanda se muestra en el numeral 5.2.2.

2.1.13 Factor de potencia

El factor de potencia es un indicador fundamental en sistemas de corriente alterna que refleja la eficiencia de la conversión de electricidad en trabajo útil. Se calcula a partir de la disparidad de fase entre la corriente eléctrica y el voltaje en un circuito, donde un factor cercano a 1 denota una eficiente utilización de la energía y un desfase mínimo. En

contraste, un factor de potencia más bajo indica ineficiencias en la conversión energética, con parte de la energía que se disipa en forma de calor. Esta métrica es crucial para evaluar la eficiencia energética, evitar sobrecargas y mejorar la gestión de la infraestructura eléctrica mediante dispositivos correctores. (Almazar, Mejía, Blanco, & Vicini, 2020).

El factor de potencia se convierte en un elemento fundamental en la administración de la energía eléctrica, ya que proporciona información esencial sobre la correspondencia entre la corriente eléctrica y el voltaje en sistemas de corriente alterna. Un factor de potencia ideal, aproximado a 1, señala una utilización eficaz de la energía para realizar trabajos útiles, mientras que un bajo factor puede indicar ineficiencias y disipación de energía en forma de calor. Corregir esta situación puede lograrse mediante la implementación de dispositivos de mejora del factor de potencia, lo que mejora la eficiencia energética y evita problemas en la infraestructura eléctrica (Tipán & Rumipamba, 2019). En resumen, el factor de potencia desempeña un papel esencial en la gestión energética al permitir una evaluación precisa de cómo se está utilizando la electricidad y cómo se puede optimizar su aprovechamiento. El factor de potencia se puede obtener mediante la siguiente fórmula.

$$\text{Factor de Potencia} = \frac{\text{Potencia Activa}}{\text{Potencia Aparente}}$$

2.2 Marco Conceptual

A continuación, se presentan una serie de conceptos a fin de precisar las referencias en el ámbito de la presente investigación.

Usuario: Consumidor final de electricidad localizado en sistemas eléctricos.

Suministro: Potencia y energía consumida por el Usuario en la barra o en un punto del sistema eléctrico.

Configuración: Disposición de las instalaciones eléctricas que conforman un sistema eléctrico.

Demanda: Potencia consumida por el Usuario, usualmente medido en kilovatios (kW) o megavatios (MW).

Barra: Es aquella parte de las instalaciones de una subestación desde donde puede entregarse y/o retirarse energía eléctrica.

Costos Estándares: Corresponden a los costos de inversión de los Módulos Estándares publicado por el OSINERGMIN.

SET: Subestación de transmisión cuya mayor tensión es igual o mayor a 30 kV.

Capacidad: Valor de demanda máxima que puede abastecer una instalación, conductor y/o equipos eléctricos.

Cargabilidad: Valor numérico con dos decimales, igual al cociente de dividir la máxima demanda entre la potencia instalada de una instalación, conductor y/o equipos eléctricos.

Contingencia: Se refiere a la pérdida intempestiva de uno o más elementos del Sistema de Transmisión o Unidades de Generación; así como a la pérdida de bloques de demanda, ocasionada por una falla u otro evento.

Interrupción: Se considera interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega.

Energía no Suministrada: Energía no suministrada en un punto de entrega debido a las interrupciones del servicio eléctrico.

SAIDI: Es un indicador referido a establecer la duración media de las interrupciones de energía eléctrica en los sistemas eléctricos.

SAIFI: Es un indicador referido a establecer la frecuencia media de las interrupciones de energía eléctrica en los sistemas eléctricos.

Topología de Transmisión: Disposición del sistema eléctrico, el cual puede ser configuración radial y configuración mallada.

Configuración Mallada: La disposición del sistema eléctrico es de tal forma que tiene varias fuentes de alimentación de energía eléctrica.

Configuración Radial: La disposición del sistema eléctrico es de tal forma que solo tiene una fuente de alimentación de energía eléctrica desde uno de sus extremos.

Tasa de Falla: Es el cociente del número total de interrupciones en el suministro de cada usuario durante un periodo de control y la cantidad de periodos.

Tasa de Reparación: Es el cociente entre la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al usuario durante un periodo de control y la cantidad de periodos.

Capítulo III. Desarrollo del Trabajo de Investigación

3.1 Descripción de las Instalaciones existentes del Sistema Eléctrico Selva Central

La presente investigación considera como unidad de análisis al Sistema Eléctrico Selva Central, ubicado en el área de concesión de la empresa Electrocentro S.A. y dentro del área de demanda 05. Dicho sistema, está comprendido por las siguientes instalaciones:

- **Central Hidroeléctrica Yaupi**

La central hidroeléctrica Yaupi, cuyo propietario es Statkraft Perú S.A., está ubicado en el distrito de Paucartambo, cuenta con un transformador TP 138/13.8 kV-50MVA y otro TP 138/13.8 kV-75MVA, con tensión de generación en 13.8 kV, conectado a 5 unidades de generación con potencia instalada de 5x21.6 MW. Además, cuenta con tensión de transmisión en 138 kV para evacuar la energía generada a través de la línea de transmisión LT 138 kV Yaupi – Oxapampa 28,3km y otra LT 138 kV Yaupi – Santa Isabel 14.03 km.

- **Subestación Eléctrica Yaupi**

La subestación Eléctrica Yaupi, cuyo propietario es Electrocentro S.A., está ubicado en el distrito de Paucartambo, cuenta con un transformador TP 138/22.9/13.8kV-20-25/3-4/20-25MVA (ONAN/ONAF), con tensión de transmisión en 138 kV, tensión de distribución en 22.9 kV y tensión de generación en 13.8 kV.

- **Línea de transmisión 138kV Yaupi - Oxapampa**

La línea tiene una longitud total de 28.30 km con conductor de aleación de aluminio (AAAC) y sección de 240mm² y un cable de guarda, apoyadas en estructuras de celosía, tipo suspensión y anclaje. Su configuración es de simple terna en forma triangular con torres auto soportadas de celosía en perfiles angulares de acero galvanizado.

- **Subestación Eléctrica Oxapampa**

La subestación Eléctrica Oxapampa, cuyo propietario es Electrocentro S.A., está ubicado en el distrito de Oxapampa, cuenta con un transformador TP 138/60/22.9kV-

25/25/7MVA y otro transformador de reserva TP 138/60/22.9 kV-15/10/8 MVA, con tensión de transmisión en 138 kV y 60kV y tensión de distribución en 22.9 kV.

- **Subestación Eléctrica Villa Rica**

La subestación Villa Rica, cuyo propietario es Electrocentro S.A., está ubicado en el distrito de Villa Rica, cuenta con un transformador TP 60/22.9kV-5MVA, con tensión de transmisión en 60kV y tensión de distribución en 22.9 kV.

- **Subestación Eléctrica Pichanaki**

La subestación Pichanaki, cuyo propietario es Electrocentro S.A., está ubicado en el distrito de Pichanaki, cuenta con un transformador TP 60/22.9/13.2kV-9MVA, con tensión de transmisión en 60kV y tensión de distribución en 22.9 kV.

- **Línea de transmisión 60kV Oxapampa – Villa Rica - Pichanaki**

La línea tiene una longitud total de 80.17 km, esta línea está conformado por tres tramos, el primer tramo en simple terna de 23.97 km entre Oxapampa – Villa Rica, el segundo tramo en simple terna de 8.02 km de longitud entre Villa Rica – Eneñas y el tercer tramo en simple terna de 48.18 km de longitud entre Eneñas – Pichanaki, todos los tramos con conductor ACAR de 253mm² y cable de guarda tipo OPGW de 68.14 mm² de 24 fibras, apoyadas en estructuras de celosía, tipo suspensión y anclaje.

- **Línea de transmisión 60kV Pichanaki – Satipo**

La línea tiene una longitud total de 43.12 km con conductor ACAR y sección de 120mm² y un cable de guarda, apoyados en estructuras de celosía, tipo suspensión y anclaje. Su configuración es de simple terna en forma triangular con torres auto soportadas de celosía en perfiles angulares de acero galvanizado.

- **Subestación Eléctrica Satipo**

La subestación Satipo, cuyo propietario es Electrocentro S.A., está ubicado en el distrito de Satipo, cuenta con 2 transformadores TP 60/22.9/10kV-9/9/4MVA y TP 60/22.9kV 15MVA, con tensión de transmisión en 60kV y tensión de distribución en 22.9 kV y 10kV.

- **Central Hidroeléctrica Chalhuanamayo**

La central hidroeléctrica Chalhuanamayo está ubicada en el distrito de Mazamari cuenta con 3 generadores de potencias 1.4MW, 1.23MW y 1.43MW en 4.16kV. Las cuales mediante el transformador elevador TP 4.16/22.9kV-4MVA, entrega energía a los usuarios de Chalhuanamayo y Satipo, además, mediante una línea en 22.9 kV de 30 km se conecta a la barra de Satipo 22.9 kV.

- **Línea de transmisión 60kV Villa Rica – Puerto Bermudez**

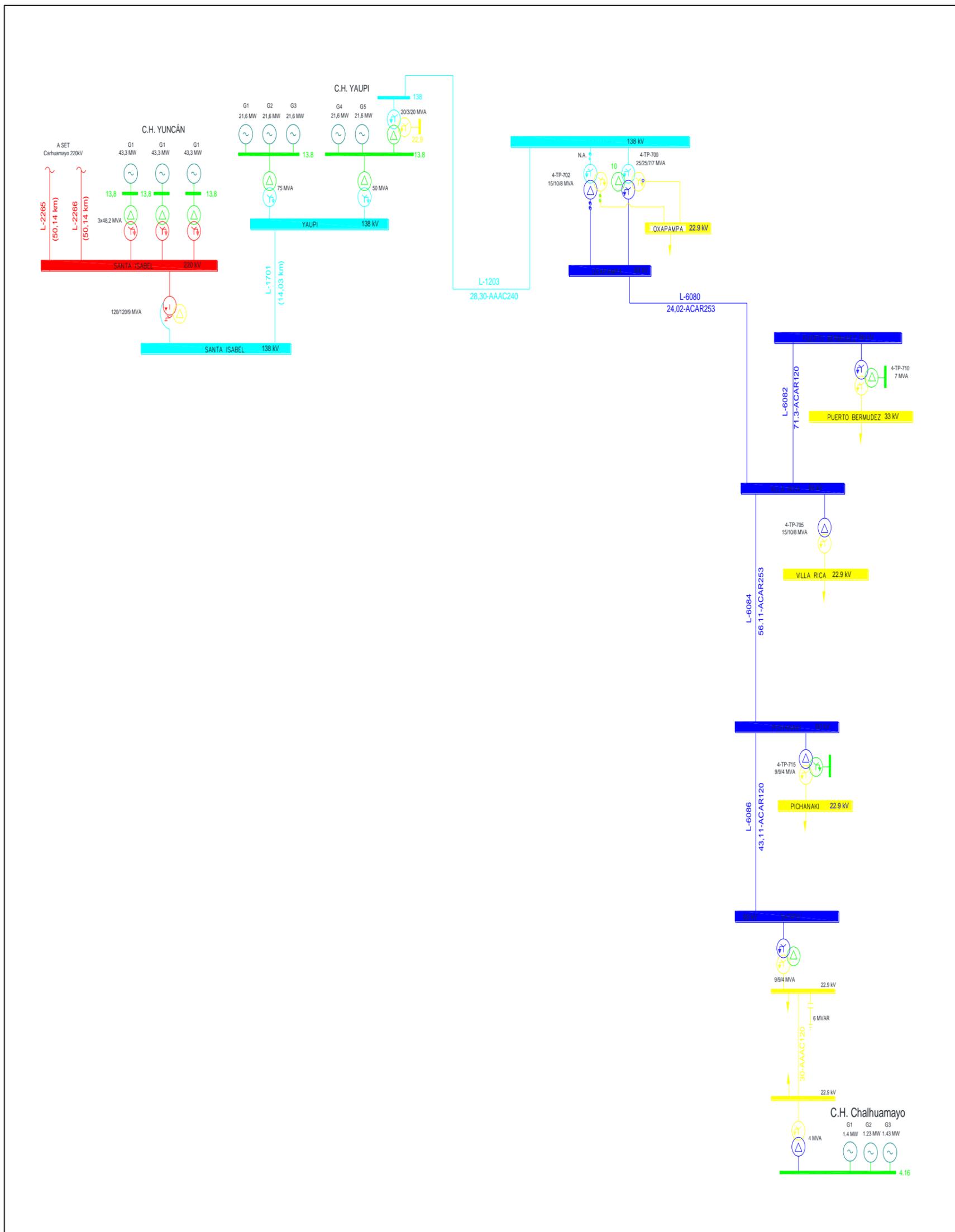
La línea tiene una longitud total de 71.30 km con conductor ACAR y sección de 120mm² y un cable de guarda, apoyados en estructuras de celosía, tipo suspensión y anclaje. Su configuración es de simple terna en forma triangular con torres auto soportadas de celosía en perfiles angulares de acero galvanizado.

- **Subestación Eléctrica Puerto Bermudez**

La subestación Puerto Bermudez, cuyo propietario es Electrocentro S.A., está ubicada en el distrito de Puerto Bermudez, cuenta con un transformador TP 60/33/10kV-7MVA, con tensión de transmisión en 60kV y 33kV y tensión de distribución en 10 kV.

En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar del Sistema Eléctrico Selva Central, elaborado a partir del diagrama unifilar del SEIN del COES y el diagrama unifilar del Plan de Inversiones del Osinergmin.

Figura 14
Diagrama Unifilar Sistema Eléctrico Selva Central - Existente



Fuente: Adecuación del DUCCOES y Plan de Inversiones de Osinergmin.

3.2 Estado Situacional de la Topología y Confiabilidad del Sistema Eléctrico Selva Central

3.2.1 Estado Situacional de la Topología del Sistema Eléctrico Selva Central

La topología del Sistema Eléctrico Selva Central, corresponde a un sistema radial, el cual es alimentado desde la barra de generación de la SET Yaupi y presenta actualmente problemas de baja confiabilidad, ocasionando una limitada capacidad y una mala calidad en el suministro eléctrico.

La empresa concesionaria ELECTROCENTRO mediante informe Técnico N° GTT-010-2023 informa el problema de confiabilidad que actualmente presenta el Sistema Eléctrico Selva Central, el cual genera lo siguiente:

- Frecuente subtensiones debido a que el sistema eléctrico es del tipo radial, es decir mala calidad de suministro eléctrico y, además, pago de compensaciones por calidad de producto de parte de la concesionaria ELECTROCENTRO en cumplimiento de la norma NTCSE (Norma técnica de calidad de servicios eléctricos).
- Sobrecarga en el transformador de 20MVA ubicada en la SET Yaupi, es decir, el sistema eléctrico no cuenta con capacidad suficiente para abastecer el crecimiento de la demanda (actualmente supera los 30MW), ocasionando de esta manera, insatisfacción de clientes a la falta de disponibilidad de energía eléctrica.
- Numerosas fallas en el sistema de transmisión tal como se muestra en la figura N° 15. Lo que ocasiona el desabastecimiento de suministro eléctrico de más de 35 mil clientes (30MW).
- Pago de compensaciones por calidad de suministro de parte de la concesionaria ELECTROCENTRO en cumplimiento de la norma NTCSE (Norma técnica de calidad de servicios eléctricos). En la figura N° 16, se muestra el detalle de las compensaciones realizadas a los usuarios por parte de la concesionaria, las cuales ascendieron en promedio a S/. 843,399.00.

- Limitada capacidad de suministro eléctrico, lo que conlleva el riesgo de no poder atender a nuevos clientes medianos y mayores el cual asciende a 4,150kW tal como se muestra en la figura N°17. Insatisfacción de los usuarios y baja oportunidad de desarrollo del sector productivo, industrial, comercial y residencial.
- Las ciudades de Pichanaki y Satipo presentan un notable crecimiento demográfico, acompañado de un aumento en nuevos negocios y actividades comerciales, lo cual se refleja en las solicitudes de suministro que alcanzan los 4,150 kW tal como se muestra en la figura N°17. Sin embargo, la capacidad limitada de suministro eléctrico implica el riesgo de no poder atender a estos nuevos usuarios y el crecimiento propio de la demanda regulada.

Figura 15
Fallas en el Sistema de Transmisión

| ÍTEM | LÍNEA DE TRANSMISIÓN | 2018 | | 2019 | | 2020 | | 2021 | | 2022 | |
|------|---|----------|-----------|----------|-----------|----------|-----------|----------|-----------|----------|-----------|
| | | # Fallas | Indisp(h) |
| 1 | A4891 CONSTITUCION - I418720 | 11 | 20.79 | 13 | 60.92 | 69 | 195.61 | 21 | 92.31 | 52 | 44.06 |
| 2 | A4892 CONSTITUCION - PUERTO INCA | 9 | 18.35 | 10 | 12.42 | 39 | 96.88 | 25 | 40.50 | 22 | 42.34 |
| 3 | A4895 PUERTO BERMUDEZ - Puerto Bermudez 33 KV | 6 | 1.33 | 7 | 8.72 | 7 | 6.31 | 11 | 28.18 | 17 | 14.06 |
| 4 | A4896 Puerto Bermudez 33 KV - CONSTITUCION | 24 | 46.86 | 19 | 29.73 | 26 | 40.40 | 15 | 62.76 | 20 | 54.23 |
| 5 | A4897 PUERTO BERMUDEZ - Punto Hawai | 8 | 29.47 | 5 | 3.25 | 7 | 67.68 | 11 | 16.42 | 11 | 20.49 |
| 6 | L-1203 Yaupi - OXAPAMPA | | | 1 | 0.22 | 4 | 25.59 | | | 2 | 3.74 |
| 7 | L-6080 OXAPAMPA - VILLA RICA | 2 | 6.33 | 1 | 8.01 | 3 | 0.75 | 1 | 0.51 | 3 | 14.47 |
| 8 | L-6082 VILLA RICA - PUERTO BERMUDEZ | 9 | 13.56 | 6 | 8.22 | 8 | 3.94 | 9 | 3.26 | 11 | 2.53 |
| 9 | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 5 | 1.07 | 1 | 0.32 | 4 | 1.95 | 3 | 1.37 | 8 | 6.75 |
| 10 | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 6 | 1.11 | 1 | 0.37 | 4 | 5.83 | 4 | 3.49 | 4 | 12.45 |
| 11 | L-6087 CHANCHAMAYO - PUNTAYACU | | | 3 | 1.69 | | | 2 | 1.47 | | |

Fuente: Informe Técnico N° GTT-010-2023

Figura 16

Las compensaciones por Ley ascendieron en el año 2022 a S/. 729,384.00

| 2022 | Alimentador | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SET | OCT | NOV | DIC | |
|-------------|-------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|----------------|---------------|---------------|---------------|----------------|-----|
| CHANCHAMAYO | A4802 | | | 123 | 344 | | 43 | | | 73 | 73 | | | |
| | A4803 | 2,109 | | 24 | 44 | 116 | 2 | - | | | | | | |
| | A4804 | | | | | | | | | | | 64 | | |
| | A4811 | 650 | | 909 | | | 1,915 | | | | | | | |
| SATIPO | A4812 | 118 | 940 | 1,825 | 128 | 513 | 674 | 195 | | | | 111 | | |
| | A4821 | | 5,471 | | 3,616 | 1,786 | 8 | 9,489 | 4,908 | 57 | 57 | 435 | | |
| | A4822 | 120 | 595 | 2,056 | 99 | 97 | 443 | 34,735 | 13,314 | 1,077 | 1,077 | 2,668 | 491 | |
| | A4825 | | 4,681 | 16 | 242 | 31 | | 1,608 | 881 | 5,905 | 5,905 | 1,090 | 2,051 | |
| | A4826 | 3,180 | 8,975 | 11,537 | 3,937 | 3,180 | 2,207 | 7,344 | 10,719 | 871 | 871 | 1,806 | 14,632 | |
| | A4827 | | 241 | | 2,277 | 162 | 5 | 7,164 | 2,852 | 296 | 296 | | 1,462 | |
| | A4828 | | 612 | | 0 | 580 | | 15,155 | 9,998 | | | | 145 | 284 |
| | A4830 | 216 | 1,136 | 1,312 | 257 | 670 | 818 | 4,939 | 1,890 | 5,014 | 5,014 | 273 | 2,200 | |
| | A4831 | 34 | 8,284 | 4,512 | 8,767 | 4,355 | 2,085 | 10,708 | 6,752 | 8,447 | 8,447 | 6,537 | 2,360 | |
| | A4832 | 1,487 | 228 | 208 | | | 67 | 1,474 | 749 | 263 | 263 | 1,945 | 486 | |
| | A4833 | 6,106 | 8,334 | 14,470 | 6,324 | 4,547 | 1,166 | 8,320 | 4,765 | 3,998 | 3,998 | 2,861 | 1,315 | |
| PICHANAKI | A4841 | | | | 8,049 | | | | 10,999 | | | | | |
| | A4842 | | 21 | 3,778 | | | 364 | 966 | 12,143 | | | | | |
| | A4843 | 842 | 53 | 30 | 2,794 | 149 | 70 | 16 | 4,307 | 451 | 451 | 3,666 | 915 | |
| | A4847 | | | | | | | | | | | | | |
| OXAPAMPA | A4864 | | | | | | | | 846 | 846 | | | | |
| | A4865 | 1,183 | | 57 | | 1,389 | | | 858 | 2,861 | 2,861 | | | |
| VILLARICA | A4866 | | 128 | | | | | | | | | 181 | | |
| | A4879 | | | | | | | | | | | | | |
| POZUZO | A4880 | | | | - | | 57 | 4,867 | | | | | | |
| | A4891 | 4,924 | 19,289 | 12,882 | 13,875 | 4,262 | 1,610 | 10,375 | 10,263 | 3,958 | 3,958 | 5,544 | 1,511 | |
| | A4892 | 10,149 | 5,633 | 4,706 | 15,302 | 3,090 | 318 | 9,397 | 17,109 | 1,223 | 1,223 | 12,926 | 16,103 | |
| | A4895 | | 560 | | 1,796 | 33 | | | 978 | 3,023 | 3,023 | 1,640 | 3,378 | |
| | A4896 | 133 | 6 | | | | | 74 | 20,472 | | | | 2,765 | |
| | A4897 | 1,542 | 408 | 1,240 | 512 | 1,072 | 879 | 239 | 138 | 573 | 573 | 681 | 1,231 | |
| | A4898 | 2,424 | 1,521 | 6,238 | 3,047 | | | 2,653 | | 2,930 | 2,930 | 1,603 | 89 | |
| | | 35,217 | 67,117 | 65,922 | 79,373 | 26,029 | 12,731 | 129,719 | 134,095 | 41,866 | 41,866 | 44,177 | 51,272 | |
| | | | | | | | | | | | | | 729,384 | |

Fuente: Informe Técnico N° GTT-010-2023

Figura 17

Demanda expectante de clientes medianos y mayores

| Ítem | Cliente importante | Demanda |
|------|----------------------------------|-----------------|
| 1 | Empresa Forestal PAMA SAC | 2,000 kW |
| 2 | Hospital de Apoyo de Pichanaki | 600 kW |
| 3 | Planta Ladrillera | 450 kW |
| 4 | Hospital De San Martin De Pangoa | 1,500 kW |
| | Total | 4,150 kW |

Fuente: Informe Técnico N° GTT-010-2023

3.2.2 Estado Situacional de la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Selva Central – Análisis Probabilístico

Osinergrmin mediante Informe SAIP 202300037129-DEN, en respuesta a la carta de solicitud de acceso a la información pública, proporciona el reporte de fallas de los años 2021 y 2022 de las instalaciones del Sistema Eléctrico Selva Central el cual se presenta en el Anexo N°8, y cuyo resumen se muestra a continuación:

Tabla 2*Desconexión por falla del Transformador SE Oxapampa año 2020, 2021 y 2022*

| Año | #Fallas/año | Horas |
|--------------|--------------------|--------------|
| 2020 | 8 | 48,68 |
| 2021 | 8 | 17,21 |
| 2022 | 4 | 14,96 |
| TOTAL | 20 | 80,85 |

Fuente: Informe SAIP 202300037129 Osinergmin.

Tabla 3*Desconexión por falla de la LT 138kV Yaupi – Oxapampa año 2021 y 2022*

| Año | #Fallas/año | Horas |
|--------------|--------------------|--------------|
| 2021 | 6 | 15,17 |
| 2022 | 5 | 18,28 |
| TOTAL | 11 | 33,45 |

Fuente: Informe SAIP 202300037129 Osinergmin.

Tabla 4*Desconexión por falla de la LT 60kV Villa Rica - Pichanaki año 2021 y 2022*

| Año | #Fallas/año | Horas |
|--------------|--------------------|--------------|
| 2021 | 13 | 22,62 |
| 2022 | 14 | 37 |
| TOTAL | 27 | 59,62 |

Fuente: Informe SAIP 202300037129 Osinergmin.

Tabla 5*Desconexión por falla de la LT 60kV Pichanaki – Satipo año 2021 y 2022*

| Año | #Fallas/año | Horas |
|--------------|--------------------|--------------|
| 2021 | 18 | 41,49 |
| 2022 | 19 | 51,13 |
| TOTAL | 37 | 92,62 |

Fuente: Informe SAIP 202300037129 Osinergmin.

En base al reporte de fallas mencionado previamente, se seleccionaron valores conservadores y, mediante la aplicación del método probabilístico del Modelo de Markov, se determinó que el Sistema Eléctrico Selva Central presenta actualmente una indisponibilidad total de 1994 horas al año y una confiabilidad del 77.23%.

En la tabla siguiente se muestra los valores seleccionados y el valor de indisponibilidad de cada elemento.

Tabla 6***Fallas de Elementos e Indisponibilidad del Sistema Eléctrico Selva Central***

| Ítem | Elemento | #fallas/año | horas | Indisponibilidad (U) | Indisponibilidad total (U) |
|------|---------------------------|-------------|-------|----------------------|----------------------------|
| L1 | LT Yaupi - Oxapampa | 5 | 18,28 | 0,0104 | |
| L2 | TR Oxapampa | 8 | 48,68 | 0,0445 | |
| L3 | LT Oxapampa - Villa Rica | 7 | 29,57 | 0,0236 | 0,2277 |
| L4 | LT Villa Rica - Pichanaki | 14 | 37,00 | 0,0591 | |
| L5 | LT Pichanaki-Satipo | 19 | 51,13 | 0,1109 | |

Fuente: Aplicación Modelo Probabilístico de Markov

3.2.3 Estado Situacional de la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Selva Central – Análisis Determinista

En base a la metodología presentada en el Anexo N° 10 y el análisis determinista, se obtiene el estado situacional de la confiabilidad del Sistema Eléctrico Selva Central el cual abarca lo siguiente:

- Proyección de la Demanda del Sistema Eléctrico.
- Análisis de la Topología de Transmisión del Sistema Eléctrico en Estado Estacionario.
- Análisis de la Topología de Transmisión del Sistema Eléctrico en Condiciones de Contingencia N-1.
- Estimación de los Costos por Compensaciones y Perdidas de Potencia.

3.2.3.1 Proyección de Demanda del Sistema Eléctrico – Diagnóstico

En la tabla siguiente se muestra el resumen de la proyección de la demanda para un periodo de evaluación de 20 años:

Tabla 7:*Proyección de la Demanda – Diagnóstico del Sistema Eléctrico Selva Central (MW)*

| SISTEMA ELÉCTRICO SELVA CENTRAL | | | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 | Año 10 | Año 15 | Año 20 |
|---------------------------------|----------|------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| SUBESTACIÓN | BARRA | kV | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 |
| POZUZO | POZ033 | 33 | 1.68 | 1.72 | 1.76 | 1.80 | 1.84 | 2.06 | 2.31 | 2.59 |
| PUERTO BERMUDEZ | PBERM033 | 33 | 2.52 | 2.57 | 2.63 | 2.69 | 2.76 | 3.09 | 3.47 | 3.89 |
| OXAPAMPA | OXAPA023 | 22.9 | 2.73 | 2.79 | 2.85 | 2.91 | 2.98 | 3.33 | 3.71 | 4.15 |
| VILLA RICA | VRICA023 | 22.9 | 1.84 | 1.89 | 1.93 | 1.98 | 2.02 | 2.27 | 2.54 | 2.85 |
| PICHANAKI (13.2) | PICHA013 | 13.2 | 2.20 | 2.25 | 2.31 | 2.36 | 2.41 | 2.71 | 3.04 | 3.41 |
| PICHANAKI | PICHA023 | 22.9 | 4.71 | 4.81 | 4.92 | 5.03 | 5.14 | 5.74 | 6.41 | 7.17 |
| SATIPO | SATIPO23 | 22.9 | 9.72 | 9.94 | 10.17 | 10.41 | 10.65 | 11.95 | 13.40 | 15.03 |
| CHALHUAMAYO | CHALH023 | 22.9 | 5.00 | 5.12 | 5.24 | 5.36 | 5.48 | 6.15 | 6.90 | 7.74 |
| CHANCHAMAYO | CHANC023 | 22.9 | 8.14 | 8.33 | 8.52 | 8.72 | 8.92 | 10.00 | 11.22 | 12.58 |
| DEMANDA TOTAL (MW) | | | 30.39 | 31.09 | 31.81 | 32.54 | 33.28 | 37.29 | 41.78 | 46.82 |

La nueva subestación Pozuzo asume el 40% de la demanda de la subestación Puerto Bermúdez.

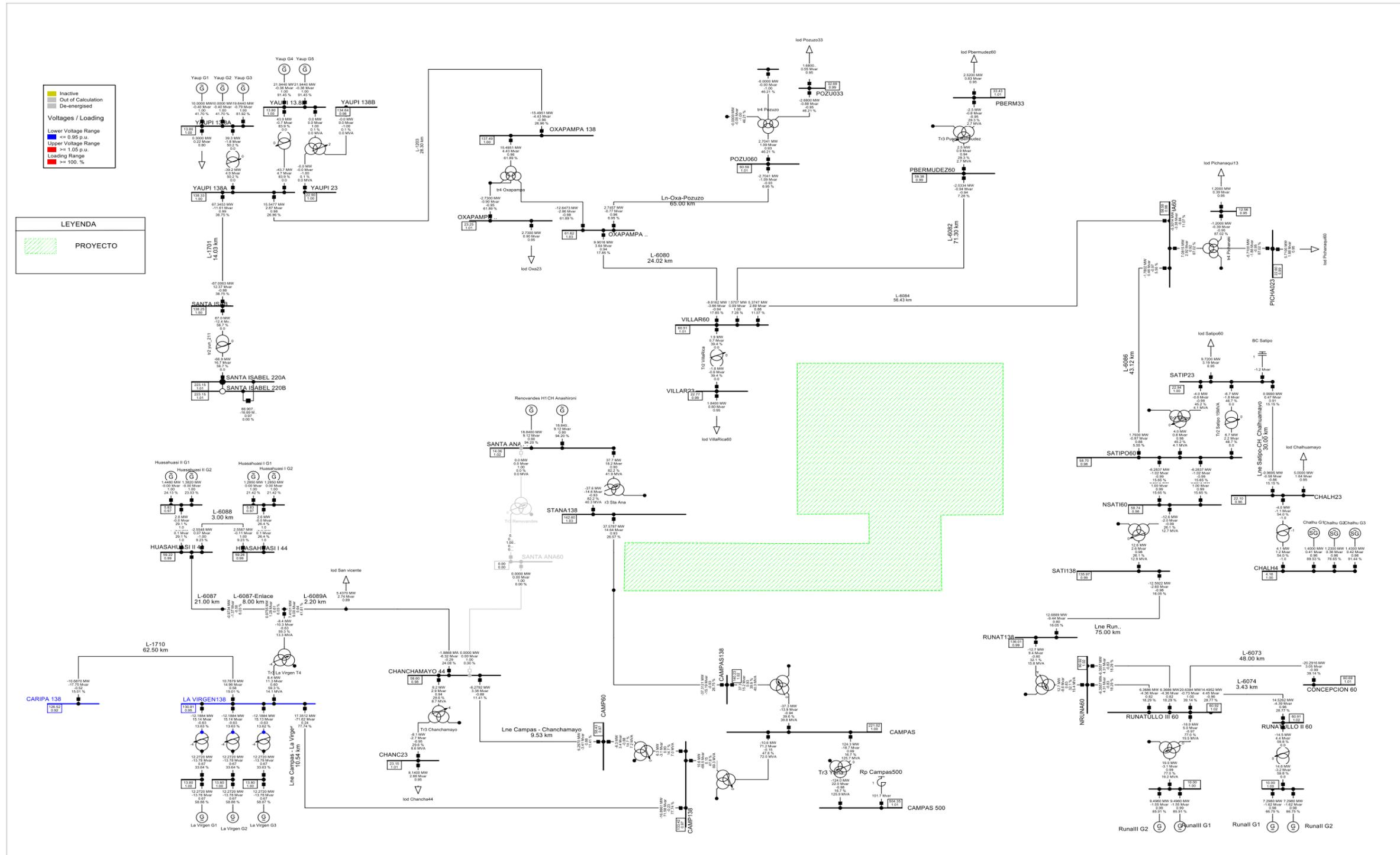
Fuente: Adecuación del Formato F-121 Modificatoria del PI 21-25 Osinergmin

De la tabla anterior, se observa que, a partir del año 2026, el Sistema Eléctrico Selva Central atiende una demanda superior a los 30MW, motivo por el cual, se considera redundancia bajo criterio N-1 en cumplimiento de la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión".

3.2.3.2 Análisis de la Topología de Transmisión del Sistema Eléctrico Selva Central en Estado Estacionario

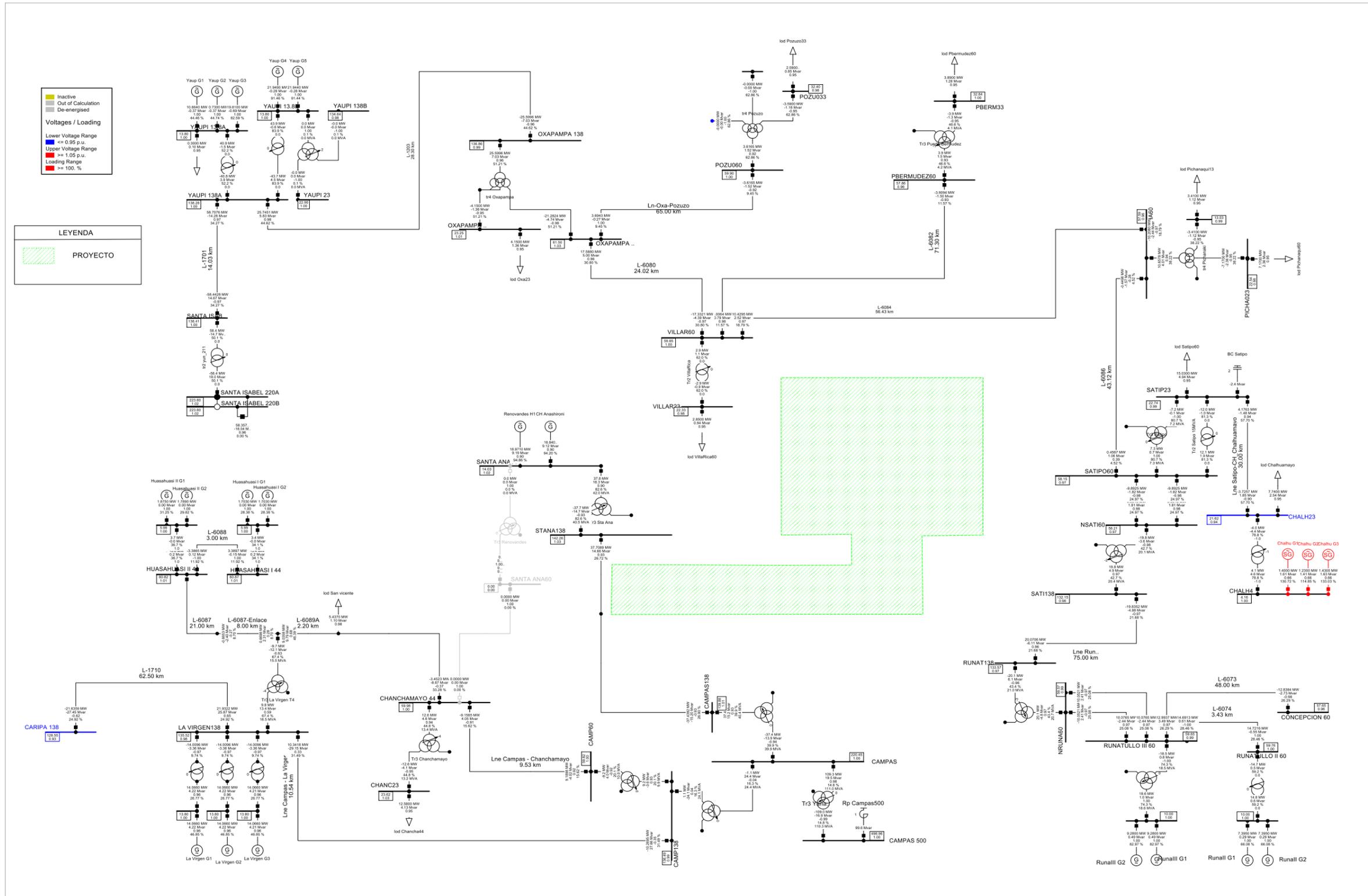
El análisis se realizó para un periodo de evaluación de 20 años, utilizando el archivo de simulación pfd y la proyección de la demanda descrito en el ítem anterior. A continuación, se presenta los resultados obtenidos:

Figura 18:
Diagnóstico del Sistema Eléctrico Selva Central – Año 2026



Fuente: Archivo de Simulación – Anexo 06

Figura 19:
Diagnóstico del Sistema Eléctrico Selva Central – Año 2045



Fuente: Archivo de Simulación – Anexo 06

Tabla 8:
Diagnóstico del Sistema Eléctrico Selva Central – Perfil de Tensión (p.u.)

| BARRA | Año 1 | | Año 5 | | Año 10 | | Año 15 | | Año 20 | |
|--------------------|-------|------|-------|------|--------|------|--------|------|--------|------|
| | 2026 | | 2030 | | 2035 | | 2040 | | 2045 | |
| | kV | p.u | kV | p.u | kV | p.u | kV | p.u | kV | p.u |
| OXAPAMPA 60 | 61.62 | 1.03 | 61.63 | 1.03 | 61.88 | 1.03 | 61.71 | 1.03 | 61.50 | 1.03 |
| OXAPAMPA 23 | 23.25 | 1.01 | 23.24 | 1.01 | 23.45 | 1.02 | 23.36 | 1.02 | 23.25 | 1.01 |
| VILLAR60 | 60.51 | 1.01 | 60.33 | 1.01 | 60.54 | 1.01 | 60.23 | 1.00 | 59.85 | 1.00 |
| VILLAR23 | 22.77 | 0.99 | 22.67 | 0.99 | 22.70 | 0.99 | 22.53 | 0.98 | 22.33 | 0.98 |
| POZU060 | 60.59 | 1.01 | 60.51 | 1.01 | 60.64 | 1.01 | 60.30 | 1.01 | 59.90 | 1.00 |
| POZU033 | 32.69 | 0.99 | 32.60 | 0.99 | 32.96 | 1.00 | 32.70 | 0.99 | 32.40 | 0.98 |
| PBERMUDEZ60 | 59.38 | 0.99 | 59.05 | 0.98 | 59.07 | 0.98 | 58.51 | 0.98 | 57.86 | 0.96 |
| PBERM33 | 33.43 | 1.01 | 33.21 | 1.01 | 33.17 | 1.01 | 33.29 | 1.01 | 32.84 | 1.00 |
| PICHA60 | 58.58 | 0.98 | 58.06 | 0.97 | 58.39 | 0.97 | 58.03 | 0.97 | 57.59 | 0.96 |
| PICHA013 | 12.56 | 0.95 | 12.10 | 0.95 | 13.23 | 1.00 | 13.14 | 1.00 | 13.03 | 0.99 |
| PICHA023 | 22.60 | 0.99 | 21.91 | 0.96 | 22.90 | 1.00 | 22.74 | 0.99 | 22.54 | 0.98 |
| SATIPO60 | 58.70 | 0.98 | 58.17 | 0.97 | 58.55 | 0.98 | 58.36 | 0.97 | 58.15 | 0.97 |
| SATIP23 | 22.94 | 1.00 | 22.74 | 0.99 | 22.85 | 1.00 | 22.86 | 1.00 | 22.74 | 0.99 |
| CHALH23 | 22.10 | 0.96 | 21.99 | 0.96 | 21.91 | 0.96 | 21.79 | 0.95 | 21.62 | 0.95 |

Fuente: Archivo de Simulación – Anexo 06

Tabla 9:
Pérdidas en potencia - Diagnóstico del Sistema Eléctrico Selva Central

| SISTEMA ELÉCTRICO SELVA CENTRAL | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 | Año 10 | Año 15 | Año 20 |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|
| OFERTA | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 |
| LT 138kV Yaupi - Oxapampa (1T) | 15.55 | 15.83 | 16.30 | 16.44 | 16.71 | 19.64 | 22.52 | 25.75 |
| LT 138kV Runatullo - Satipo (1T) | 12.69 | 13.12 | 13.44 | 14.04 | 14.61 | 15.75 | 17.70 | 20.07 |
| C.H. Chaluamayo | 4.06 | 4.06 | 4.06 | 4.06 | 4.06 | 4.06 | 4.06 | 4.06 |
| Demanda SE (MW) | 30.39 | 31.09 | 31.81 | 32.54 | 33.28 | 37.29 | 41.78 | 46.82 |
| Pérdidas SE (MW) | 1.90 | 1.92 | 1.99 | 2.00 | 2.10 | 2.16 | 2.50 | 3.05 |

Fuente: Archivo de Simulación – Anexo 06

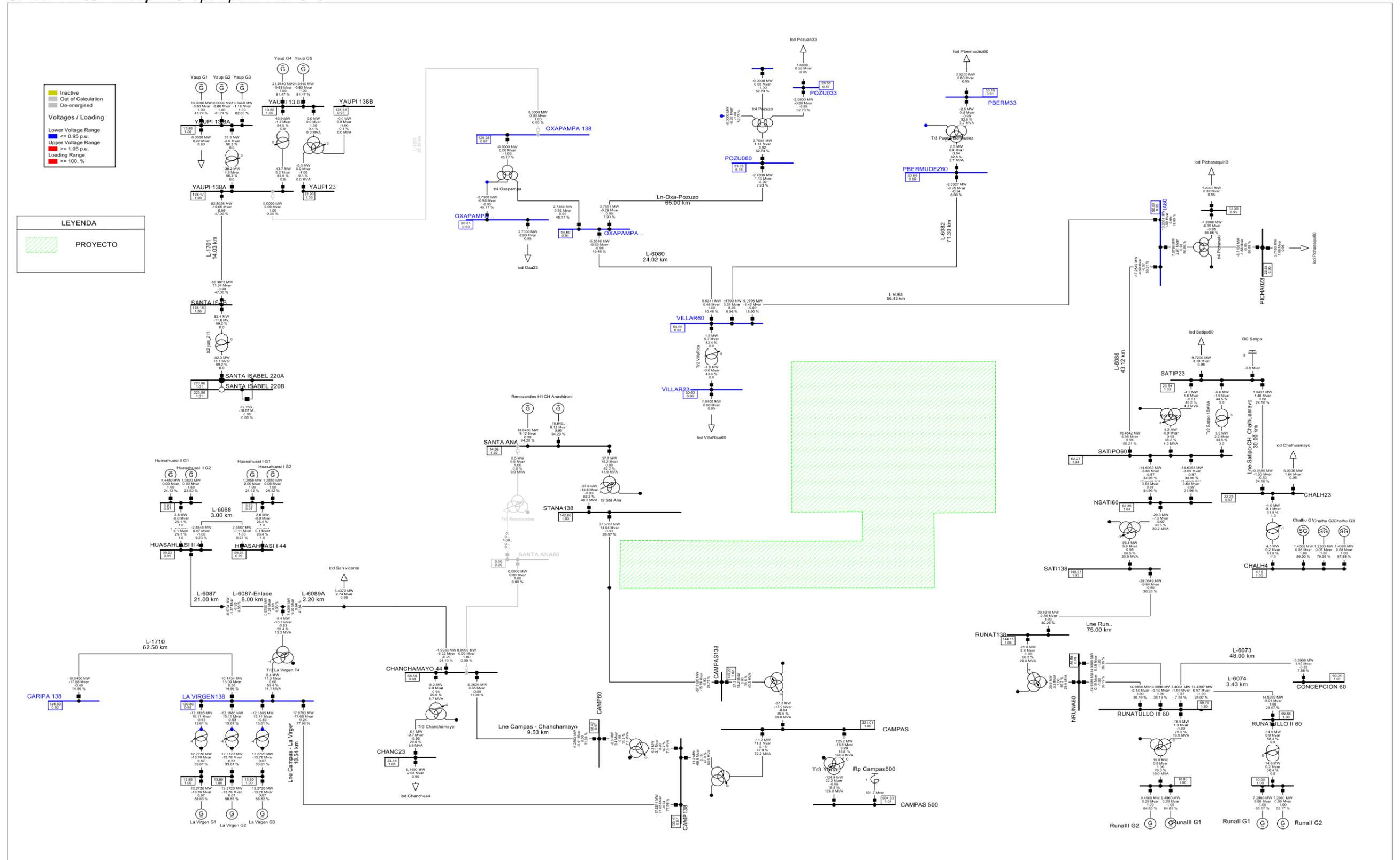
- Los valores de perfiles de tensión en alta y media tensión se encuentran dentro del rango permitido, conforme a la NTCSE. Se determinó una ligera caída de tensión en la barra de la SE Chaluamayo 22.9 kV en el año 2045 cuyo valor resulta 0.95 pu.
- Las pérdidas en potencia del sistema eléctrico selva central, ascienden a 3.05MW al año 2045.

3.2.3.3 Análisis de la Topología de Transmisión del Sistema Eléctrico Selva Central en Condiciones de Contingencia N-1

El análisis se realizó para un periodo de evaluación de 20 años, utilizando el archivo de simulación pfd y la proyección de la demanda descrito en el ítem 3.2.3.1. Se consideran las siguientes contingencias y el resultado se muestra a continuación:

- Fuera de servicio de la LT 138kV Runatullo - Satipo.
- Fuera de servicio de la LT 138kV Yaupi - Oxapampa.

Figura 20:
Salida LT 138kV Yaupi – Oxapampa – Año 2026



Fuente: Archivo de Simulación – Anexo 06

Luego de efectuarse las simulaciones, se obtuvieron los resultados siguientes:

Tabla 10:

Energía No Suministrada – Salida LT 60kV Villa Rica – Puerto Bermúdez

| CONTINGENCIA N-1 | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 | Año 10 | Año 15 | Año 20 |
|--------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| LT 60KV VILLA RICA - BERMUDEZ | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 |
| Potencia (MW) | 2.52 | 2.57 | 2.63 | 2.69 | 2.76 | 3.09 | 3.47 | 3.89 |
| Energía (MWH) | 8812.80 | 9017.47 | 9226.88 | 9441.15 | 9660.39 | 10835.26 | 12152.85 | 13630.51 |

Fuente: Archivo de Simulación – Anexo 02

Tabla 11:

Energía No Suministrada – Salida LT 138kV Yaupi - Oxapampa

| CONTINGENCIA N-1 | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 | Año 10 | Año 15 | Año 20 |
|----------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| LT 138KV YAUPI - OXAPAMPA | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 |
| Potencia (MW) | 4.41 | 4.51 | 4.61 | 4.71 | 4.82 | 5.39 | 6.03 | 6.74 |
| Energía (MWH) | 15439.96 | 15787.79 | 16143.69 | 16507.84 | 16880.44 | 18877.15 | 21116.41 | 23627.69 |

Fuente: Archivo de Simulación – Anexo 02

Tabla 12:

Energía No Suministrada – Salida LT 138kV Runatullo - Satipo

| CONTINGENCIA N-1 | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 | Año 10 | Año 15 | Año 20 |
|------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| LT 138KV RUNATULLO - SATIPO | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 |
| Potencia (MW) | 10.66 | 11.00 | 11.35 | 11.71 | 12.07 | 14.04 | 16.24 | 18.71 |
| Energía (MWH) | 37348.20 | 38545.95 | 39771.47 | 41025.42 | 42308.46 | 49184.07 | 56894.92 | 65542.46 |

Fuente: Archivo de Simulación – Anexo 02

Tabla 13:

Contingencia N-1 del Sistema Eléctrico Selva Central – perfil de Tensión

| BARRA | 2026 | | 2026 | |
|--------------------|-------------------|-----------|------------------------|-----------|
| | CN-1 (LT Yau-Oxa) | | CN-1 (LT Runatu-Satip) | |
| | kV | p.u | kV | p.u |
| OXAPAMPA 60 | 54.59527 | 0.9099212 | 61.91651 | 1.031942 |
| OXAPAMPA 23 | 20.81146 | 0.9048462 | 23.13802 | 1.006001 |
| VILLAR60 | 54.99175 | 0.9165292 | 59.98602 | 0.999767 |
| VILLAR23 | 20.63181 | 0.9009526 | 22.56872 | 0.9855336 |
| POZU060 | 53.28082 | 0.8880136 | 60.90653 | 1.015109 |
| POZU033 | 28.56149 | 0.8654998 | 32.86612 | 0.9959431 |
| PBERMUDEZ60 | 53.67739 | 0.8946232 | 58.83508 | 0.9805847 |
| PBERM33 | 30.14973 | 0.9136283 | 33.11753 | 1.003561 |
| PICHA60 | 56.89205 | 0.9482008 | 56.85665 | 0.9476109 |
| PICHA013 | 12.58493 | 0.9534039 | 12.12723 | 0.9187296 |
| PICHA023 | 22.63668 | 0.9885012 | 21.87096 | 0.9550638 |
| SATIPO60 | 62.26739 | 1.03779 | 55.16941 | 0.9194902 |
| SATIP23 | 23.64273 | 1.032434 | 22.51692 | 0.9832717 |
| CHALH23 | 22.23121 | 0.9707951 | 22.01704 | 0.9614427 |

Fuente: Archivo de Simulación – Anexo 06

- A partir del año 2026, el sistema Eléctrico Selva Central atiende una demanda de 30.39MW. El sistema eléctrico debe tener una redundancia según el criterio N-1 de la Norma Tarifas.
- El sistema eléctrico Selva Central presenta baja confiabilidad, se evidencia un colapso ante la salida de servicio de la LT 138 kV Yaupi – Oxapampa.
- El sistema eléctrico Selva Central presenta baja confiabilidad, se evidencia un colapso ante la salida de servicio de la LT 138 kV Runatullo – Satipo.
- La cargabilidad del transformador 138/60/22.9kV de la SE Oxapampa es del 118% ante la salida de servicio de la LT 138kV Runatullo – Satipo.
- El sistema eléctrico selva central no tiene la capacidad suficiente para garantizar el suministro continuo y confiable ante una contingencia N-1.
- El sistema eléctrico Selva Central no es redundante bajo criterio N-1, es necesario una nueva configuración de la topología de transmisión para corregir esta deficiencia y cumplir con la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión".
- Los valores de perfiles de tensión en alta y media tensión se encuentran fuera del rango permitido conforme a la NTCSE. Se determinó la caída de tensión más desfavorable en el sistema eléctrico, y se encontró que el perfil de tensión en la barra de la SE Pozuzo 22.9 kV en el año 2026 resulta 0.86 p.u.
- La energía no suministrada ante la salida de la LT 60kV Villa Rica – Puerto Bermúdez asciende a 13 630.51 MWH en el año 2045.
- La energía no suministrada ante la salida de la LT 138kV Yaupi – Oxapampa asciende a 23 627.51 MWH en el año 2045.
- La energía no suministrada ante la salida de la LT 138kV Runatullo – Satipo asciende a 65 542.46 MWH en el año 2045.

3.2.3.4 Estimación de los Costos por Compensaciones y Pérdidas de Potencia

A partir de los registros de fallas en el sistema eléctrico Selva Central que se muestran en la figura N°15 y de acuerdo con la metodología de cálculo de compensaciones de la NTCSE detallados en el numeral 2.1.11, se determina la compensación por interrupción de acuerdo con lo siguiente:

Tabla 14:

Interrupción de Suministro en el Sistema Eléctrico Selva Central

| Descripción | LT Ya-Ox | LT VR-PB | LT Ru-Sati |
|------------------------------|----------|----------|------------|
| Interrupciones/ año | 4.00 | 11.00 | 4.00 |
| Horas/ año | 25.59 | 2.53 | 25.59 |
| N (Interrupciones/ semestre) | 2.00 | 5.50 | 2.00 |
| D (Horas/ semestre) | 12.80 | 1.27 | 12.80 |
| e (US\$/kWh) | 0.35 | 0.35 | 0.35 |
| Factor de Consideración (E) | 1.33 | 0.56 | 1.33 |
| Horas Semestrales (NHS) | 4320 | 4320 | 4320 |

Fuente: Aplicación de la NTCSE.

Tabla 15:

Compensación por interrupción de suministro – Salida de LT 138kV Yaupi - Oxapampa

| Descripción | Und | 2026 | 2030 | 2040 | 2045 |
|--|---------|-----------|-----------|------------|------------|
| Energía por Semestre (ERS) | kWh | 7,719,979 | 8,440,219 | 10,558,204 | 11,813,844 |
| Energía no Suministrada por semestre (ENS) | kWh | 22,933 | 25,073 | 31,364 | 35,094 |
| Compensaciones por interrupciones | USD-Sem | 10,658.11 | 11,652.47 | 14,576.53 | 16,310.05 |
| Compensaciones por interrupciones | USD-año | 21,316.22 | 23,304.93 | 29,153.06 | 32,620.11 |
| Compensaciones por interrupciones | S/.-año | 79,935.84 | 87,393.50 | 109,323.98 | 122,325.40 |

Fuente: Aplicación de la NTCSE.

Tabla 16:

Compensación por interrupción de suministro – Salida de LT 138 kV Runatullo - Satipo

| Descripción | Und | 2026 | 2030 | 2040 | 2045 |
|--------------------------------------|---------|------------|------------|------------|------------|
| Energía por Semestre | kWh | 18,674,100 | 21,154,230 | 28,447,460 | 32,771,230 |
| Energía no Suministrada por semestre | kWh | 55,473 | 62,841 | 84,506 | 97,350 |
| Compensaciones por interrupciones | USD-Sem | 25,781.24 | 29,205.28 | 39,274.23 | 45,243.57 |
| Compensaciones por interrupciones | USD-año | 51,562.48 | 58,410.56 | 78,548.45 | 90,487.15 |
| Compensaciones por interrupciones | S/.-año | 193,359.31 | 219,039.60 | 294,556.70 | 339,326.80 |

Fuente: Aplicación de la NTCSE.

Tabla 17:

Compensación por interrupción de suministro – Salida de LT 60kV Villa Rica- Pto Bermúdez

| Descripción | Und | 2026 | 2030 | 2040 | 2045 |
|--------------------------------------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Energía por Semestre | kWh | 4,406,400 | 4,830,194 | 6,076,427 | 6,815,253 |
| Energía no Suministrada por semestre | kWh | 1,291 | 1,415 | 1,780 | 1,996 |
| Compensaciones por interrupciones | USD-Sem | 251.04 | 275.18 | 346.18 | 388.27 |
| Compensaciones por interrupciones | USD-año | 502.07 | 550.36 | 692.36 | 776.54 |
| Compensaciones por interrupciones | S/.-año | 1,882.78 | 2,063.86 | 2,596.35 | 2,912.04 |

Fuente: Aplicación de la NTCSE.

Tabla 18:**Compensación total anual por interrupción de suministro**

| Descripción | Und | 2026 | 2030 | 2040 | 2045 |
|-----------------------------------|---------|------------|------------|------------|------------|
| Compensaciones por interrupciones | S/.-año | 275,177.93 | 308,496.95 | 406,477.03 | 464,564.24 |

Fuente: Aplicación de la NTCSE.

A partir de los resultados de pérdidas de potencia mostrados en la tabla N°09, y considerando un factor de pérdidas 0.23, se determina el costo de pérdidas cuyo resumen se muestra a continuación:

Tabla 19:**Costo de Pérdidas en miles de soles – Diagnóstico del sistema eléctrico**

| Rubro | 0 | 1 | 5 | 10 | 15 | 20 |
|--|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2025 | 2026 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 |
| G1 Costos de Pérdidas (sin IGV) - mil S/ (sin IGV) | 1,511 | 1,668 | 1,713 | 1,988 | 2,427 | |
| Total MWh | MWh | 3,865 | 4,266 | 4,381 | 5,083 | 6,207 |

Fuente: Anexo 05.

3.3 Nueva Propuesta de la Topología y proyección de la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Selva Central

3.3.1 Alternativa 01 de la Topología para el Sistema Eléctrico Selva Central – Análisis Determinista

En base a la metodología presentada en el Anexo N° 10 y el análisis determinista, se propone una nueva topología de transmisión y se obtiene la proyección de la confiabilidad del Sistema Eléctrico Selva Central, cuyo procedimiento comprende lo siguiente:

- Proyección de la Demanda del Sistema Eléctrico – Alternativa 01.
- Análisis de la Topología de Transmisión del Sistema Eléctrico en Estado Estacionario – Alternativa 01.
- Análisis de la Topología de Transmisión del Sistema Eléctrico en Condiciones de Contingencia N-1 – Alternativa 01.
- Estimación de los Costos por Compensaciones y Perdidas de Potencia – Alternativa 01.

3.3.1.1 Proyección de Demanda del Sistema Eléctrico – Alternativa 01

El análisis se llevó a cabo para un periodo de evaluación de 20 años, y se considera el ingreso de la nueva subestación Yurinaki para el año 2026 y el 2do circuito de la LT 138kV Runatullo – Satipo para el año 2036. En la tabla siguiente se muestra el resumen de la proyección de la demanda:

Tabla 20:

Proyección de la Demanda – Configuración de Topología – Alternativa 01 (MW)

| SISTEMA ELÉCTRICO SELVA CENTRAL | | | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 | Año 10 | Año 15 | Año 20 |
|---------------------------------|----------|------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| SUBESTACIÓN | BARRA | kV | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 |
| POZUZO | POZ033 | 33 | 1.68 | 1.72 | 1.76 | 1.80 | 1.84 | 2.06 | 2.31 | 2.59 |
| PUERTO BERMUDEZ | PBERM033 | 33 | 2.52 | 2.57 | 2.63 | 2.69 | 2.76 | 3.09 | 3.47 | 3.89 |
| YURINAKI (1) | YURI023 | 22.9 | 3.23 | 3.30 | 3.38 | 3.45 | 3.53 | 3.95 | 4.42 | 4.95 |
| OXAPAMPA | OXAPA023 | 22.9 | 2.73 | 2.79 | 2.85 | 2.91 | 2.98 | 3.33 | 3.71 | 4.15 |
| VILLA RICA | VRICA023 | 22.9 | 1.73 | 1.77 | 1.81 | 1.85 | 1.90 | 2.13 | 2.39 | 2.68 |
| PICHANAKI (13.2) | PICHA013 | 13.2 | 2.20 | 2.25 | 2.31 | 2.36 | 2.41 | 2.71 | 3.04 | 3.41 |
| PICHANAKI | PICHA023 | 22.9 | 3.11 | 3.18 | 3.25 | 3.32 | 3.39 | 3.79 | 4.23 | 4.73 |
| SATIPO | SATIP023 | 22.9 | 9.72 | 9.94 | 10.17 | 10.41 | 10.65 | 11.95 | 13.40 | 15.03 |
| CHALHUAMAYO | CHALH023 | 22.9 | 5.00 | 5.12 | 5.24 | 5.36 | 5.48 | 6.15 | 6.90 | 7.74 |
| CHANCHAMAYO | CHANC023 | 22.9 | 6.62 | 6.78 | 6.93 | 7.10 | 7.26 | 8.14 | 9.13 | 10.24 |
| DEMANDA TOTAL (MW) | | | 30.39 | 31.09 | 31.81 | 32.54 | 33.28 | 37.29 | 41.78 | 46.82 |

La nueva subestación Pozuzo asume el 40% de la demanda de la subestación Puerto Bermúdez.

(1) Con el ingreso de la nueva SE Yurinaki se redistribuirá la demanda de la siguiente manera: YURI023=34%. PICH023 / YURI023=18.6%. CHANC023 / YURI023=6.1%. VRICA023

Fuente: Adecuación del Formato F-121 Modificatoria del PI 21-25 Osinergmin

3.3.1.2 Análisis de la Topología de Transmisión del Sistema Eléctrico Selva Central en Estado Estacionario – Alternativa 01

Para mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Selva Central de manera que se superen las deficiencias descritas en el numeral 3.2 y se garantice la redundancia según el criterio N-1 en conformidad de la norma tarifas, se propone la implementación de lo siguiente:

Nueva Subestación Yurinaki 138/60/22.9kV (año POC 2026)

- Ampliación de la SET Santa Ana: (01) celdas de línea en 138kV (tecnología Convencional).
- Implementación de la LT 138kV Santa Ana – Yurinaki 20.02km, en simple terna con conductor 240mm² AAAC, cable OPGW con fibra óptica de 48 hilos, torres de acero en la zona rural.
- Nueva SET Yurinaki 138/60/22.9kV-50/50/12 MVA (Tecnología Convencional).

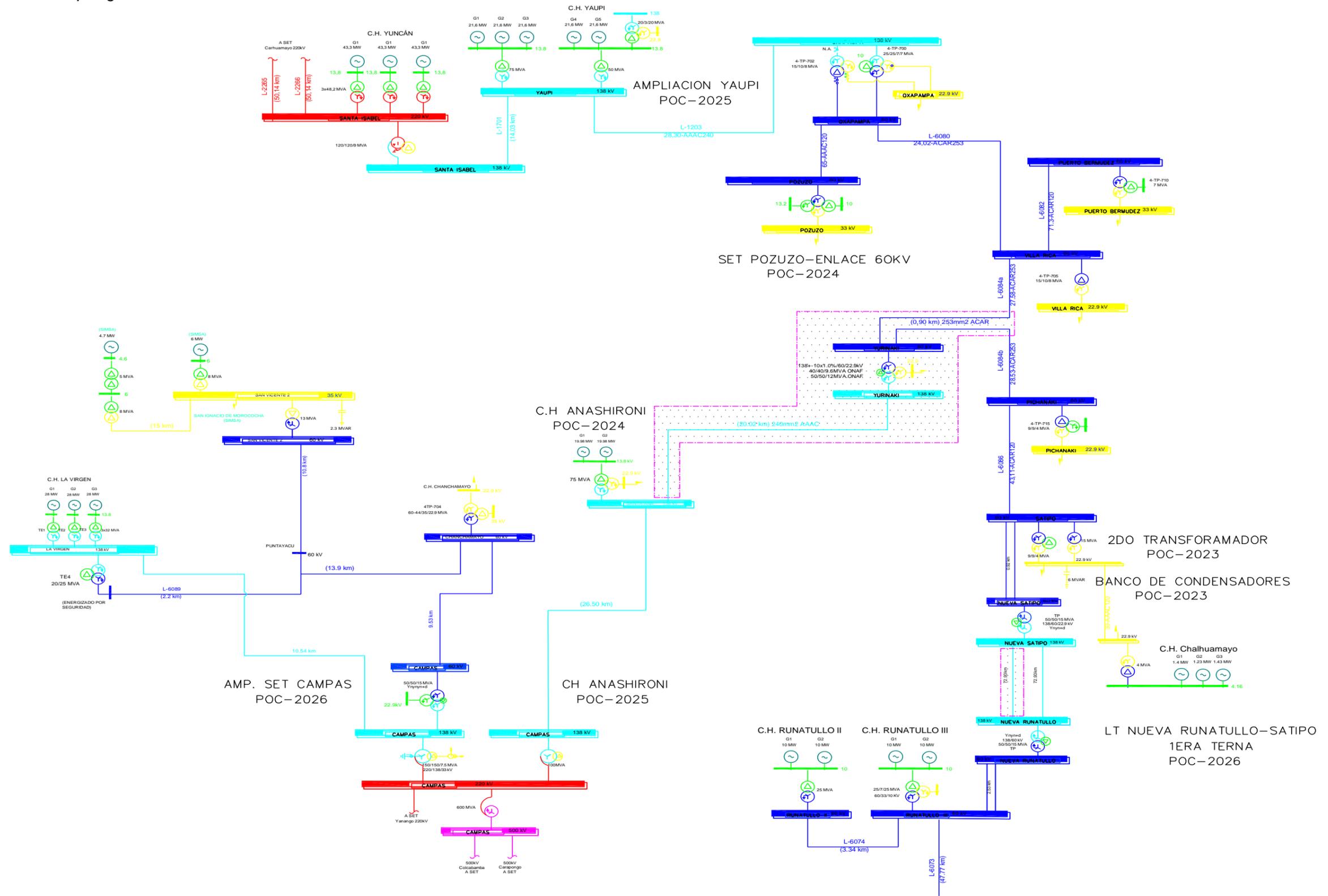
- Implementación de la LT 60kV Yurinaki – Deriv. Villa Rica/Pichanaki 1.44km, en doble terna con conductor 253mm² ACAR, cable OPGW con fibra óptica de 24 hilos, torres de acero.

Implementación del 2do Circuito LT 138kV Runatullo – Satipo (año POC 2036)

- Ampliación de la SET Runatullo: (01) celdas de línea en 138kV (tecnología Convencional).
- Implementación del 2do circuito de la LT 138kV Runatullo – Satipo 75 km, en simple terna con conductor 300mm² AAAC, cable OPGW con fibra óptica de 48 hilos, torres de acero en la zona rural.
- Ampliación de la SET Satipo: (01) celdas de línea en 138kV (tecnología Convencional).

En la siguiente figura se muestra la nueva configuración de la topología de transmisión con la implementación de los proyectos descritos.

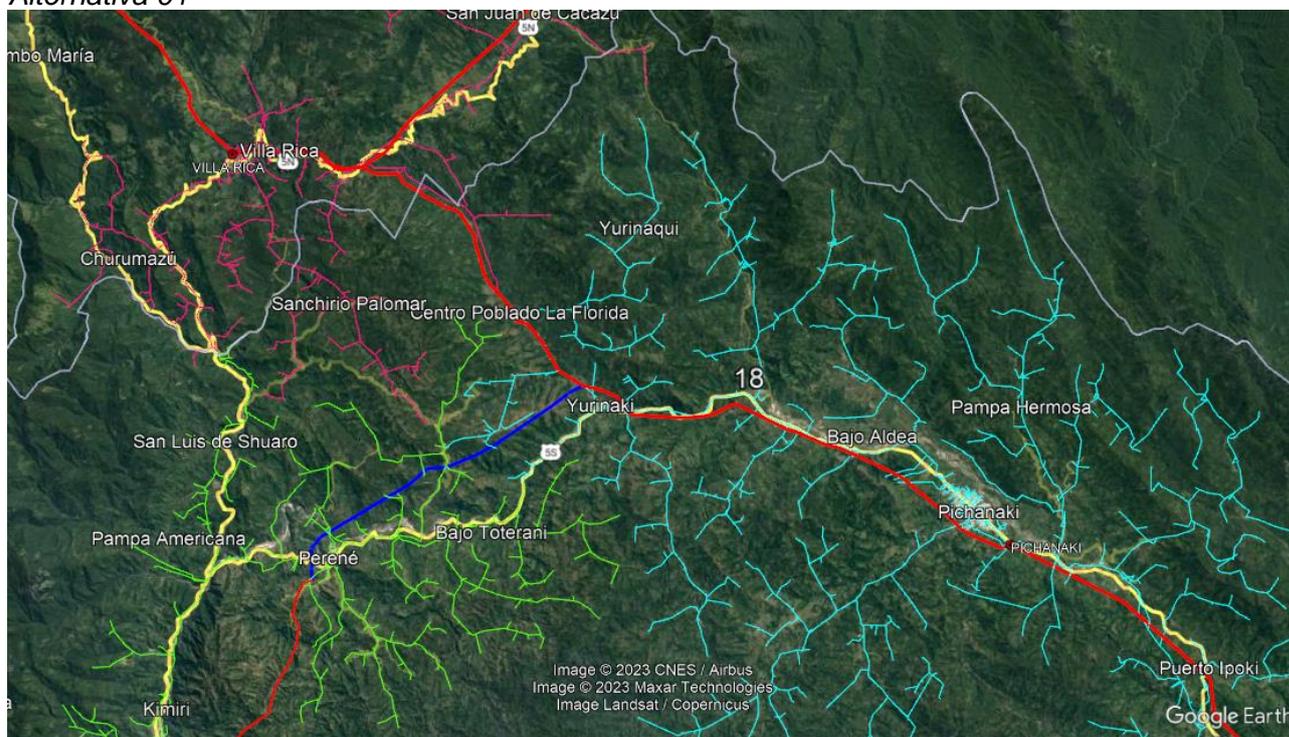
Figura 22:
 Configuración de la Topología de Transmisión del Sistema Eléctrico – Alternativa 01



Es de precisar que, la nueva subestación Yurinaki se ubicará en el distrito de Perené, provincia de Chanchamayo, departamento de Junín, y asumirá cierta carga de la SE Pichanaki, Villa Rica y SE Chanchamayo, tal como se muestra en la siguiente imagen:

Figura 23

Ubicación de la nueva SE Yurinaki – Configuración de la Topología de Transmisión - Alternativa 01



De la imagen anterior, se presenta las líneas en 60kV (color rojo) y redes en MT que llegan a la zona del pueblo de Yurinaki:

- Color magenta: Redes en 22.9kV que vienen de la SE Villa Rica.
- Color celeste: Redes en 22.9kV que vienen de la SE Pichanaki.
- Color verde: Redes en 22.9kV que vienen de la SE Chanchamayo y actualmente conectadas a la SE Santa Ana.

Además, el proyecto de LT Santa Ana – Yurinaki y SE Yurinaki se presenta en color azul, apreciando la cercanía a estas redes por lo que, se define una LT doble terna en 22.9kV que llega a las troncales principales de las redes que vienen desde la SE Villa Rica y Pichanaki.

La demanda que suministrará la nueva subestación Yurinaki se determinó de la siguiente manera.

Tabla 21:***Demanda Máxima por Alimentador de la SE Pichanaki – Año 2022***

| SE PICHANAKI P4118 58/22,9/13,2/6,2 kV; 9/7/2/3 MVA | Ene- 22 | Feb- 22 | Mar- 22 | Abr- 22 | May- 22 | Jun- 22 | Jul- 22 | Ago- 22 | Set- 22 | Oct- 22 |
|--|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| | kW |
| Barra 13,2 kV | 1,865 | 1,678 | 1,695 | 1,559 | 1,975 | 1,765 | 1,555 | 1,452 | 1,476 | 1,696 |
| A4841 13,2 kV | 1,860 | 1,684 | 1,713 | 1,559 | 1,971 | 1,764 | 1,554 | 1,534 | 1,480 | 1,446 |
| Barra 22,9 kV | 3,573 | 3,328 | 3,382 | 3,411 | 3,508 | 3,601 | 3,854 | 3,862 | 4,178 | 4,059 |
| A4842 22,9 kV | 2,060 | 1,956 | 1,849 | 2,771 | 2,858 | 2,988 | 2,998 | 3,090 | 3,251 | 3,166 |
| A4843 22,9 kV | 1,067 | 1,062 | 1,112 | 1,549 | 1,562 | 1,571 | 1,580 | 1,650 | 1,090 | 1,131 |
| (%) A4842 | 66% | 65% | 62% | 64% | 65% | 66% | 65% | 65% | 75% | 74% |
| (%) A4843 | 34% | 35% | 38% | 36% | 35% | 34% | 35% | 35% | 25% | 26% |
| Yurinaki 22.9kV (50% A4842) | 34.00% | | | | | | | | | |

Fuente: Reporte Máxima Demanda – Electrocentro.

- La subestación Chanchamayo cuenta con 02 alimentadores en 22,9kV (A4842 y A4843).
- De acuerdo con la topología del sistema eléctrico en 22.9kV; la nueva SET Yurinaki asume el 50% de la carga del alimentador A4842 de la SET Pichanaki.
- A nivel de barra, la nueva SET Yurinaki asume el 34% de la carga de la barra Pichanaki 22.9kV

Tabla 22:***Demanda Máxima por Alimentador de la SE Chanchamayo – Año 2022***

| SE CHANCHAMAYO P421 60-44/35/22,9 kV; 10/4/7 MVA | Ene- 22 | Feb- 22 | Mar- 22 | Abr- 22 | May- 22 | Jun- 22 | Jul- 22 | Ago- 22 | Set- 22 | Oct- 22 |
|---|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| | kW |
| Barra 60 kV + generación | 7,252 | 7,164 | 7,405 | 7,322 | 6,169 | 5,978 | 6,482 | 6,694 | 6,930 | 6,856 |
| Barra 60 kV | 7,024 | 6,937 | 7,405 | 7,322 | 6,169 | 5,978 | 6,482 | 6,694 | 6,610 | 6,536 |
| Barra 22,9 kV | 6,928 | 6,800 | 7,311 | 7,270 | 6,099 | 5,902 | 6,400 | 6,626 | 6,499 | 6,441 |
| A4802 22,9 kV | 2,609 | 2,449 | 2,571 | 2,673 | 2,565 | 2,499 | 2,629 | 2,678 | 2,652 | 2,702 |
| A4803 22,9 kV | 4,718 | 4,696 | 4,792 | 4,887 | 3,883 | 3,596 | 3,918 | 4,053 | 4,276 | 4,198 |
| (%) A4802 | 36% | 34% | 35% | 35% | 40% | 41% | 40% | 40% | 38% | 39% |
| (%) A4803 | 64% | 66% | 65% | 65% | 60% | 59% | 60% | 60% | 62% | 61% |
| Yurinaki 22.9kV (30% A4803) | 18.66% | | | | | | | | | |

Fuente: Reporte Máxima Demanda – Electrocentro.

- La subestación Chanchamayo cuenta con 02 alimentadores en 22,9kV (A4802 y A4803).
- De acuerdo con la topología del sistema eléctrico en 22.9kV; la nueva SET Yurinaki asume el 30% de la carga del alimentador A4803 de la SET Chanchamayo.
- A nivel de barra, la nueva SET Yurinaki asume el 18.6% de la carga de la barra Chanchamayo 22.9kV

Tabla 23:***Demanda Máxima por Alimentador de la SE Villa Rica – Año 2022***

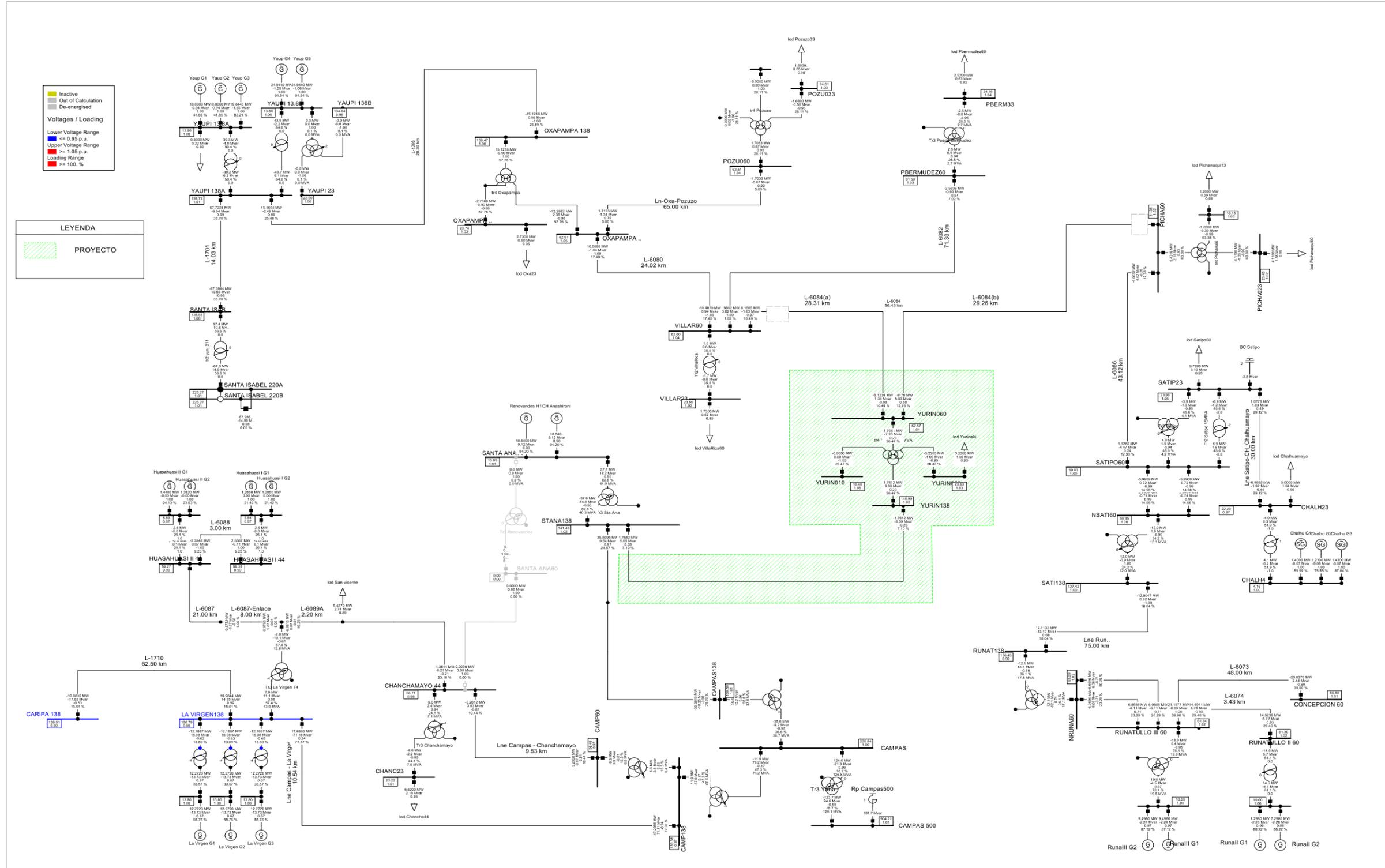
| SE VILLA RICA P499 60/22,9 kV; 5 MVA | Ene-22 | Feb-22 | Mar-22 | Abr-22 | May-22 | Jun-22 | Jul-22 | Ago-22 | Set-22 | Oct-22 |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | kW |
| Barra 60 kV | 1,536 | 1,516 | 1,539 | 1,602 | 1,797 | 1,892 | 1,963 | 1,843 | 1,983 | 1,643 |
| Barra 22,9 kV | 1,383 | 1,363 | 1,375 | 1,444 | 1,632 | 1,725 | 1,833 | 1,654 | 1,470 | 1,452 |
| A4879 22,9 kV | 873 | 861 | 870 | 833 | 961 | 1,026 | 1,115 | 1,020 | 950 | 954 |
| A4880 22,9 kV | 517 | 517 | 536 | 647 | 684 | 746 | 717 | 632 | 545 | 535 |
| (%) A4879 | 63% | 63% | 62% | 56% | 58% | 58% | 61% | 62% | 64% | 64% |
| (%) A4880 | 37% | 38% | 38% | 44% | 42% | 42% | 39% | 38% | 36% | 36% |
| Yurinaki 22.9kV (A4879) | 6.10% | | | | | | | | | |

Fuente: Reporte Máxima Demanda – Electrocentro.

- La subestación Villa Rica cuenta con 02 alimentadores en 22,9kV (A4870 y A4880).
- De acuerdo con la topología del sistema eléctrico en 22.9kV; la nueva SET Yurinaki asume el 10% de la carga del alimentador A4879 de la SET Villa Rica.
- A nivel de barra, la nueva SET Yurinaki asume el 6.1% de la carga de la barra Villa Rica 22.9kV

El análisis se realizó para un periodo de evaluación de 20 años, utilizando el archivo de simulación pfd y la proyección de la demanda descrito en el ítem 3.3.1.1. Además, se considera el ingreso de la nueva subestación Yurinaki para el año 2026 y el 2do circuito de la LT 138kV Runatullo – Satipo para el año 2036. A continuación, se muestra los resultados obtenidos:

Figura 24:
Configuración de la topología de transmisión – Alternativa 01 - Año 2026



Fuente: Archivo de Simulación – Anexo 06

Tabla 24:*Perfil de Tensión (p.u.) - Configuración de la Topología de Transmisión – Alternativa 01*

| BARRA | Año 1 | | Año 5 | | Año 10 | | Año 15 | | Año 20 | |
|--------------------|-------|------|-------|------|--------|------|--------|------|--------|------|
| | 2026 | | 2030 | | 2035 | | 2040 | | 2045 | |
| | kV | p.u | kV | p.u | kV | p.u | kV | p.u | kV | p.u |
| OXAPAMPA 60 | 62.91 | 1.05 | 62.47 | 1.04 | 62.77 | 1.05 | 62.24 | 1.04 | 62.44 | 1.04 |
| OXAPAMPA 23 | 23.74 | 1.03 | 23.58 | 1.03 | 23.80 | 1.03 | 23.59 | 1.03 | 23.65 | 1.03 |
| VILLAR60 | 62.60 | 1.04 | 61.63 | 1.03 | 62.39 | 1.04 | 61.36 | 1.02 | 61.84 | 1.03 |
| VILLAR23 | 23.60 | 1.03 | 23.20 | 1.01 | 23.45 | 1.02 | 23.00 | 1.00 | 23.14 | 1.01 |
| POZU060 | 62.51 | 1.04 | 61.97 | 1.03 | 61.56 | 1.03 | 60.85 | 1.01 | 60.89 | 1.01 |
| POZU033 | 34.01 | 1.03 | 33.67 | 1.02 | 33.49 | 1.01 | 33.02 | 1.00 | 32.96 | 1.00 |
| PBERMUDEZ60 | 61.53 | 1.03 | 60.39 | 1.01 | 60.98 | 1.02 | 59.69 | 0.99 | 59.95 | 1.00 |
| PBERM33 | 34.16 | 1.04 | 33.98 | 1.03 | 34.28 | 1.04 | 33.98 | 1.03 | 34.07 | 1.03 |
| PICHA60 | 61.05 | 1.02 | 59.64 | 0.99 | 60.87 | 1.01 | 59.69 | 0.99 | 60.85 | 1.01 |
| PICHA013 | 13.15 | 1.00 | 12.95 | 0.98 | 13.81 | 1.05 | 13.53 | 1.03 | 13.79 | 1.04 |
| PICHA023 | 23.43 | 1.02 | 23.15 | 1.01 | 23.92 | 1.04 | 23.44 | 1.02 | 23.89 | 1.04 |
| SATIPO60 | 59.83 | 1.00 | 58.78 | 0.98 | 59.71 | 1.00 | 59.23 | 0.99 | 60.84 | 1.01 |
| SATIP23 | 23.96 | 1.05 | 23.56 | 1.03 | 23.89 | 1.04 | 23.79 | 1.04 | 23.83 | 1.04 |
| CHALH23 | 22.29 | 0.97 | 22.15 | 0.97 | 22.11 | 0.97 | 21.98 | 0.96 | 21.85 | 0.95 |

Fuente: Archivo de Simulación – Anexo 06

Tabla 25:*Pérdidas en potencia – Configuración de la Topología de Transmisión – Alternativa 01*

| SISTEMA ELÉCTRICO SELVA CENTRAL | | | | | | | | | | |
|----------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--|--|
| | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 | Año 10 | Año 15 | Año 20 | | |
| OFERTA | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | | |
| LT 138kV Yaupi - Oxapampa (1T) | 15.17 | 15.38 | 14.92 | 15.15 | 14.66 | 17.07 | 18.83 | 20.21 | | |
| LT 138kV Santa Ana - Yurinaki | 1.77 | 2.09 | 2.93 | 3.10 | 3.97 | 6.35 | 7.31 | 9.54 | | |
| LT 138kV Runatullo - Satipo (1T) | 12.11 | 12.32 | 12.63 | 12.98 | 13.44 | 13.96 | 8.05 | 9.03 | | |
| LT 138kV Runatullo - Satipo (2T) | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 8.05 | 9.03 | | |
| C.H. Chalhuanayo | 4.06 | 4.06 | 4.06 | 4.06 | 4.06 | 4.06 | 4.06 | 4.06 | | |
| Demanda SE (MW) | 31.91 | 32.64 | 33.39 | 34.16 | 34.94 | 39.15 | 43.87 | 49.16 | | |
| Pérdidas SE (MW) | 1.20 | 1.21 | 1.14 | 1.14 | 1.18 | 2.29 | 2.42 | 2.71 | | |

Fuente: Archivo de Simulación – Anexo 06

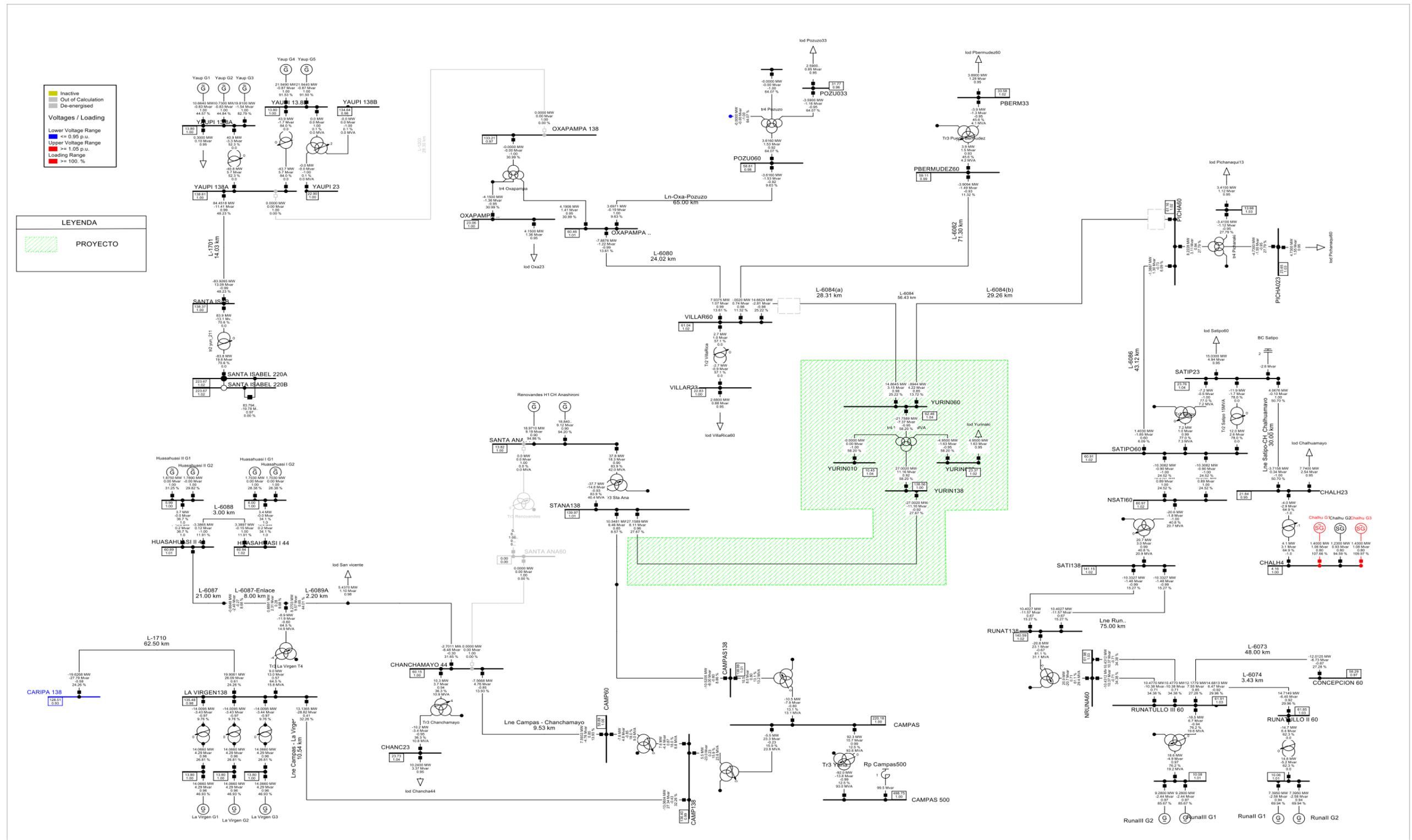
- Los valores de perfiles de tensión en alta y media tensión se encuentran dentro del rango permitido, conforme a la NTCSE. Se determinó una ligera caída de tensión en la barra de la SE Chalhuanayo 22.9 kV en el año 2045 cuyo valor resulta 0.95 pu.
- Las pérdidas en potencia del sistema eléctrico selva central, ascienden a 2.71MW al año 2045.

3.3.1.3 Análisis de la Topología de Transmisión del Sistema Eléctrico Selva Central en Condiciones de Contingencia N-1 – Alternativa 01

El análisis se realizó para un periodo de evaluación de 20 años, utilizando el archivo de simulación pfd y la proyección de la demanda descrito en el ítem 3.3.1.1. Se consideran las siguientes contingencias y el resultado se muestra a continuación:

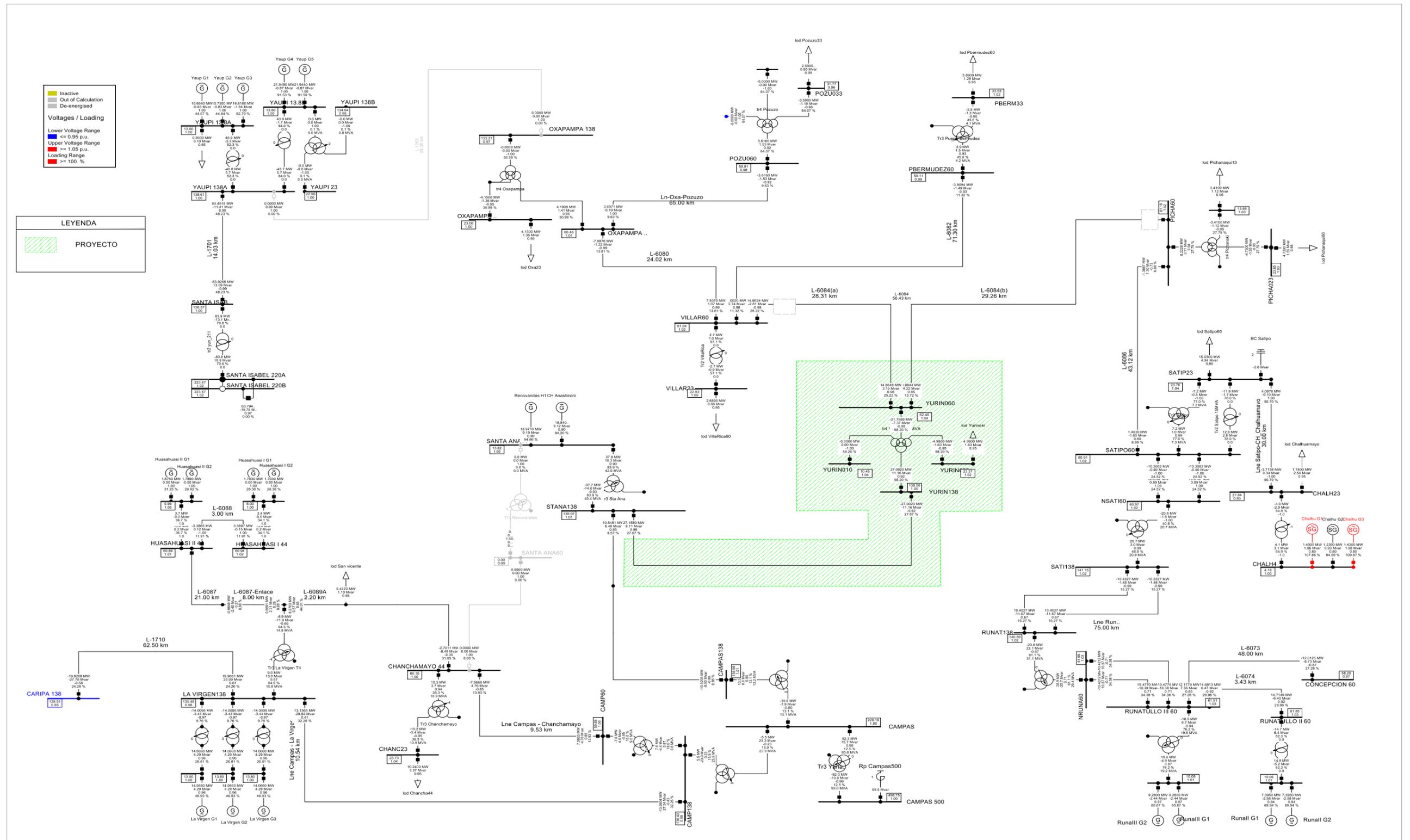
- Fuera de servicio de la LT 138kV Runatullo - Satipo.
- Fuera de servicio de la LT 138kV Yaupi - Oxapampa.
- Fuera de servicio de la LT 138kV Santa Ana - Yurinaki.

Figura 26:
Salida LT 138kV Yaupi – Oxapampa – Año 2045 – Configuración Alternativa 01



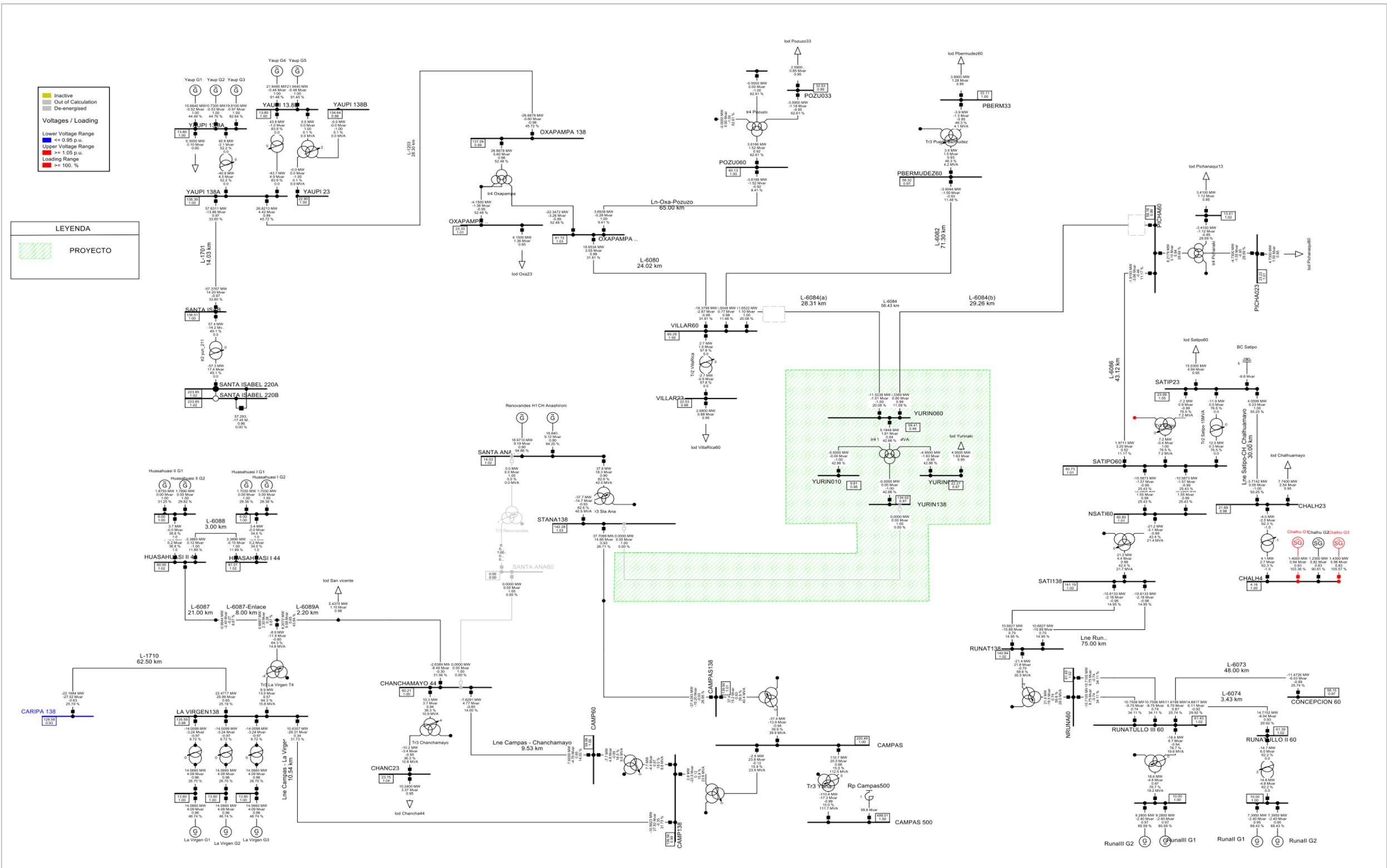
Fuente: Archivo de Simulación – Anexo 06

Figura 27:
Salida LT 138kV Runatullo – Satipo – Año 2045 – Configuración Alternativa 01



Fuente: Archivo de Simulación – Anexo 06

Figura 28:
Salida LT 138kV Santa Ana – Yurinaki– Año 2045 – Configuración Alternativa 01



Fuente: Archivo de Simulación – Anexo 06

Luego de efectuarse las simulaciones, se obtuvieron los resultados siguientes:

Tabla 26:

Energía No Suministrada – Salida LT 60kV Villa Rica – Puerto Bermúdez

| CONTINGENCIA N-1 | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 | Año 10 | Año 15 | Año 20 |
|----------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|
| LT 60KV VILLA RICA - BERMUDEZ | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 |
| Potencia (MW) | 2.52 | 2.57 | 2.63 | 2.69 | 2.76 | 3.09 | 3.47 | 3.89 |
| Energía (MWH) | 8812.80 | 9017.47 | 9226.88 | 9441.15 | 9660.39 | 10835.26 | 12152.85 | 13630.51 |

Fuente: Archivo de Simulación – Anexo 06

- A partir del año 2026, el sistema Eléctrico Selva Central atiende una demanda de 30.39MW. La nueva configuración de la topología de transmisión del sistema eléctrico Selva Central tiene una redundancia según el criterio N-1 de la Norma Tarifas.
- La nueva configuración de la topología de Transmisión del sistema eléctrico selva central asegura que se cuente con la capacidad suficiente para garantizar el suministro continuo y confiable ante una contingencia N-1 cumpliendo de esta manera con la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión".
- Los valores de perfiles de tensión en alta y media tensión se encuentran dentro del rango permitido, conforme a la NTCSE. Se determinó una ligera caída de tensión en la barra de la SE Chalhuanayo 22.9 kV en el año 2045 cuyo valor resulta 0.95 pu.
- La energía no suministrada ante la salida de la LT 60kV Villa Rica – Puerto Bermúdez asciende a 13 630.51 MWH en el año 2045.

3.3.1.4 Estimación de los Costos de Inversión, Compensaciones y Pérdidas de Potencia

El costo de inversión del proyecto “Subestación Yurinki 138/60/22.9kV y enlaces asociados”, se calculó utilizando los módulos de inversión de OSINERGMIN aprobado con resolución N° 080-2022-OS/CD, y cuyo resumen se muestra a continuación:

Tabla 27:

Estimación de Costo de Inversión – Subestación Yurinaki 138/60/22.9kV y enlaces asociados

| Metrado y Presupuesto | | Fecha | Ago-24 |
|---|--|-------|--------|
| "Subestación Yurinaki 138/60/22,9kV y enlaces Asociados" | | TC | 3.75 |

| Ítem | Descripción | Precio Parcial (US\$) |
|---|-------------------------------------|------------------------------|
| 1.0 SUBESTACIONES | | 5,100,539.39 |
| | Suministros subestaciones | 2,618,780.48 |
| | Montaje subestaciones | 538,419.23 |
| | Obras civiles subestaciones | 1,243,339.68 |
| | Costo predial | 700,000.00 |
| 2.0 LINEAS DE TRANSMISIÓN | | 2,521,236.59 |
| | Suministro líneas de transmisión | 514,408.48 |
| | Montaje líneas de transmisión | 378,101.89 |
| | Obras civiles líneas de transmisión | 485,215.83 |
| | Costo predial | 1,143,510.40 |
| 3.0 COSTOS INDIRECTOS | | 1,052,926.13 |
| 4.0 GASTOS GENERALES Y UTILIDADES (% Montaje y OC) | | 527,451.93 |
| 5.0 DISEÑOS Y ESTUDIOS | | 189,171.53 |
| 6.0 SUB TOTAL | | 9,391,325.57 |
| 7.0 OTROS | | 567,514.58 |
| | Gerenciamiento | 567,514.58 |
| 8.0 TOTAL, USD (SIN IGV) | | 9,958,840.15 |
| 9.0 TOTAL, S/. (SIN IGV) | | 37,345,650.56 |

Fuente: Anexo 1.

El costo de inversión del proyecto “LT 138kV Runatullo – Satipo 75km (2do circuito implementado)”, se calculó utilizando los módulos de inversión de OSINERGMIN aprobado con resolución N° 080-2022-OS/CD, y cuyo resumen se muestra a continuación:

Tabla 28:

Estimación de Costo de Inversión – LT 138kV Runatullo – Satipo 75km (2do circuito implementado)

| Metrado y Presupuesto | | Fecha | Ago-24 |
|---|--|-------|--------|
| "LT 138kV Runatullo - Satipo 75km (2do circuito implementado)" | | TC | 3.75 |

| Ítem | Descripción | Precio Parcial (US\$) |
|----------------------------------|-------------------------------------|------------------------------|
| 1.0 SUBESTACIONES | | 652,448.53 |
| | Suministros subestaciones | 518,383.84 |
| | Montaje subestaciones | 74,695.58 |
| | Obras civiles subestaciones | 59,369.11 |
| | Costo predial | 0.00 |
| 2.0 LINEAS DE TRANSMISIÓN | | 1,730,281.87 |
| | Suministros líneas de transmisión | 819,526.05 |
| | Montaje líneas de transmisión | 549,473.77 |
| | Obras civiles líneas de transmisión | 361,282.05 |
| | Costo predial | 0.00 |

| | |
|---|----------------------|
| 3.0 COSTOS INDIRECTOS | 429,234.80 |
| 4.0 GASTOS GENERALES Y UTILIDADES (% Montaje y OC) | 208,964.10 |
| 5.0 DISEÑOS Y ESTUDIOS | 77,750.83 |
| 6.0 SUB TOTAL | 3,098,680.12 |
| 7.0 OTROS | 233,252.50 |
| Gerenciamiento | 233,252.50 |
| 8.0 TOTAL USD (SIN IGV) | 3,331,932.63 |
| 9.0 TOTAL S/. (SIN IGV) | 12,494,747.36 |

Fuente: Anexo 2.

A partir de los registros de fallas en el sistema eléctrico Selva Central que se muestran en la figura N° 15 y de acuerdo con la metodología de cálculo de compensaciones de la NTCSE detallados en el numeral 2.1.11, se determina la compensación por interrupción de acuerdo con lo siguiente:

Tabla 29:

Compensación por interrupción de suministro – Salida de LT 60kV Villa Rica- Pto Bermúdez

| Descripción | Und | 2026 | 2030 | 2040 | 2045 |
|--------------------------------------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Energía por Semestre | kWh | 4,406,400 | 4,830,194 | 6,076,427 | 6,815,253 |
| Energía no Suministrada por semestre | kWh | 1,291 | 1,415 | 1,780 | 1,996 |
| Compensaciones por interrupciones | USD-Sem | 251.04 | 275.18 | 346.18 | 388.27 |
| Compensaciones por interrupciones | USD-año | 502.07 | 550.36 | 692.36 | 776.54 |
| Compensaciones por interrupciones | S/.-año | 1,882.78 | 2,063.86 | 2,596.35 | 2,912.04 |

Fuente: Aplicación de la NTCSE.

A partir de los resultados de pérdidas de potencia mostrados en la tabla N°25, y considerando un factor de perdidas 0.23, se determina el costo de perdidas cuyo resumen se muestra a continuación:

Tabla 30:

Costo de Pérdidas en miles de soles – Configuración de la topología de transmisión – Alternativa 01

| Rubro | 0 | 1 | 5 | 10 | 15 | 20 |
|---------------------------------|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2025 | 2026 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 |
| E5 Costos de Pérdidas (sin IGV) | | 956 | 936 | 1,822 | 1,927 | 2,156 |
| Total MWh | MWh | 2,444 | 2,393 | 4,660 | 4,927 | 5,514 |

Fuente: Anexo 05.

3.3.2 Alternativa 02 de la Topológica para el Sistema Eléctrico Selva Central – Análisis Determinista

En base a la metodología presentada en el Anexo N° 10 y el análisis determinista, se propone una nueva topología de transmisión y se obtiene la proyección de la confiabilidad del Sistema Eléctrico Selva Central, cuyo procedimiento comprende lo siguiente:

- Proyección de la Demanda del Sistema Eléctrico – Alternativa 02.
- Análisis de la Topología de Transmisión del Sistema Eléctrico en Estado Estacionario – Alternativa 02.
- Análisis de la Topología de Transmisión del Sistema Eléctrico en Condiciones de Contingencia N-1 – Alternativa 02.
- Estimación de los Costos por Compensaciones y Perdidas de Potencia – Alternativa 02.

3.3.2.1 Proyección de Demanda del Sistema Eléctrico – Alternativa 02

El análisis se llevó a cabo para un periodo de evaluación de 20 años, y se considera el ingreso de la 2da terna de la LT 138kV Yaupi – Oxapampa para el año 2026 y el 2do circuito de la LT 138kV Runatullo – Satipo para el año 2026. A continuación, se muestra el resumen de la proyección de la demanda:

Tabla 31:

Proyección de la Demanda – Configuración de la Topología – Alternativa 02 (MW)

| SISTEMA ELÉCTRICO SELVA CENTRAL | | | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 | Año 10 | Año 15 | Año 20 |
|---------------------------------|----------|------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| SUBESTACIÓN | BARRA | kV | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 |
| POZUZO | POZ033 | 33 | 1.68 | 1.72 | 1.76 | 1.80 | 1.84 | 2.06 | 2.31 | 2.59 |
| PUERTO BERMUDEZ | PBERM033 | 33 | 2.52 | 2.57 | 2.63 | 2.69 | 2.76 | 3.09 | 3.47 | 3.89 |
| OXAPAMPA | OXAPA023 | 22.9 | 2.73 | 2.79 | 2.85 | 2.91 | 2.98 | 3.33 | 3.71 | 4.15 |
| VILLA RICA | VRICA023 | 22.9 | 1.84 | 1.89 | 1.93 | 1.98 | 2.02 | 2.27 | 2.54 | 2.85 |
| PICHANAKI (13.2) | PICHA013 | 13.2 | 2.20 | 2.25 | 2.31 | 2.36 | 2.41 | 2.71 | 3.04 | 3.41 |
| PICHANAKI | PICHA023 | 22.9 | 4.71 | 4.81 | 4.92 | 5.03 | 5.14 | 5.74 | 6.41 | 7.17 |
| SATIPO | SATIP023 | 22.9 | 9.72 | 9.94 | 10.17 | 10.41 | 10.65 | 11.95 | 13.40 | 15.03 |
| CHALHUAMAYO | CHALH023 | 22.9 | 5.00 | 5.12 | 5.24 | 5.36 | 5.48 | 6.15 | 6.90 | 7.74 |
| CHANCHAMAYO | CHANC023 | 22.9 | 8.14 | 8.33 | 8.52 | 8.72 | 8.92 | 10.00 | 11.22 | 12.58 |
| DEMANDA TOTAL (MW) | | | 30.39 | 31.09 | 31.81 | 32.54 | 33.28 | 37.29 | 41.78 | 46.82 |

La nueva subestación Pozuzo asume el 40% de la demanda de la subestación Puerto Bermúdez.

Fuente: Adecuación del Formato F-121 Modificatoria del PI 21-25 Osinergmin

3.3.2.2 Análisis de la Topología de Transmisión del Sistema Eléctrico Selva Central en Estado Estacionario – Alternativa 02

Para mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Selva Central de manera que se superen las deficiencias descritas en el numeral 3.2 y se garantice la redundancia según el criterio N-1 en conformidad de la norma tarifas, se propone la implementación de lo siguiente:

Implementación de la 2da terna LT 138kV Yaupi – Oxapampa (año POC 2026)

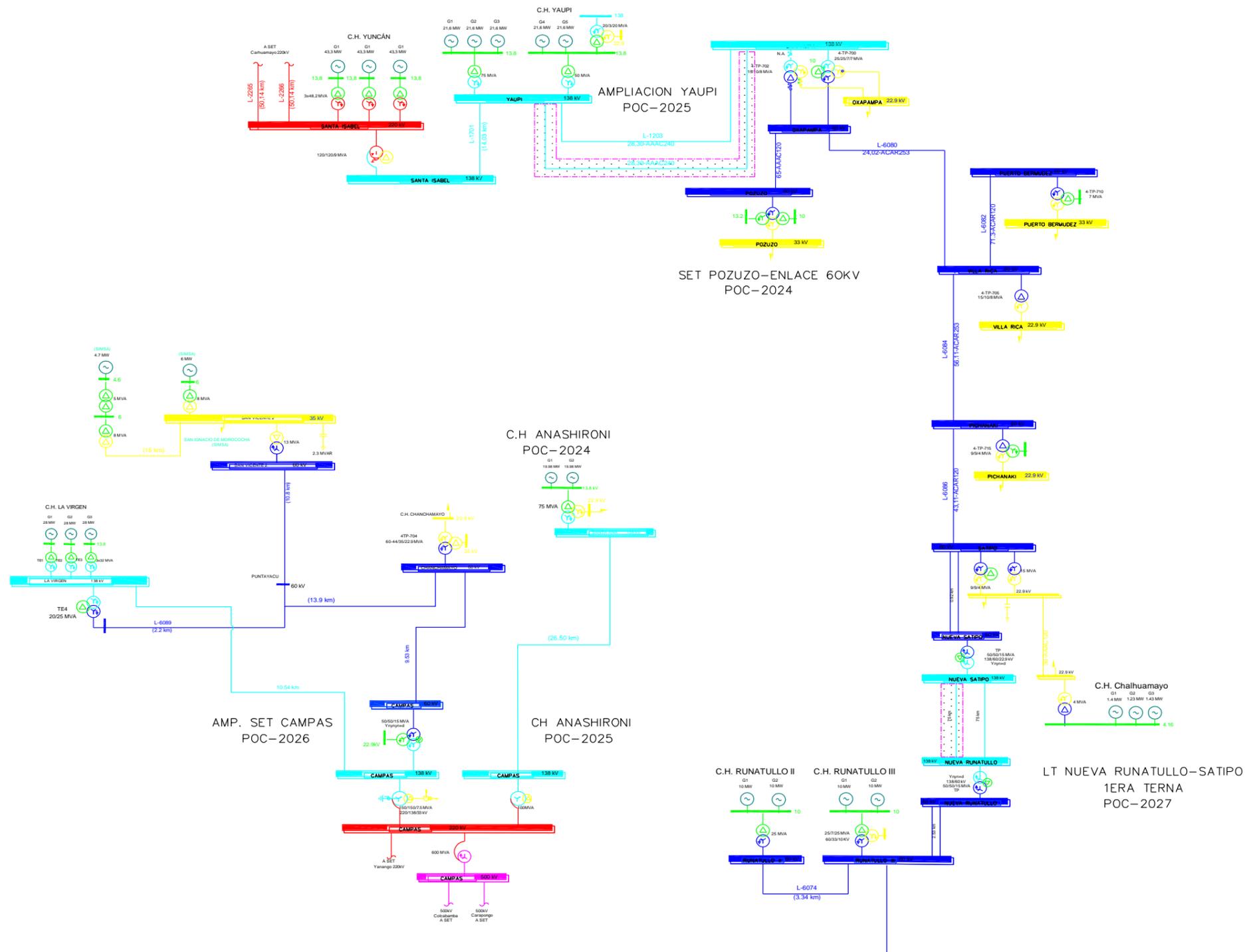
- Ampliación de la SET Yaupi: (01) celdas de línea en 138kV (tecnología Convencional).
- Implementación de la 2da terna de la LT 138kV Yaupi– Oxapampa 28.3 km, en simple terna con conductor 240mm² AAAC, cable OPGW con fibra óptica de 48 hilos, torres de acero en la zona rural.
- Ampliación de la SET Oxapampa: (01) celdas de línea en 138kV (tecnología Convencional).

Implementación del 2do Circuito LT 138kV Runatullo – Satipo (año POC 2036)

- Ampliación de la SET Runatullo: (01) celdas de línea en 138kV (tecnología Convencional).
- Implementación del 2do circuito de la LT 138kV Runatullo – Satipo 75 km, en simple terna con conductor 300mm² AAAC, cable OPGW con fibra óptica de 48 hilos, torres de acero en la zona rural.
- Ampliación de la SET Satipo: (01) celdas de línea en 138kV (tecnología Convencional).

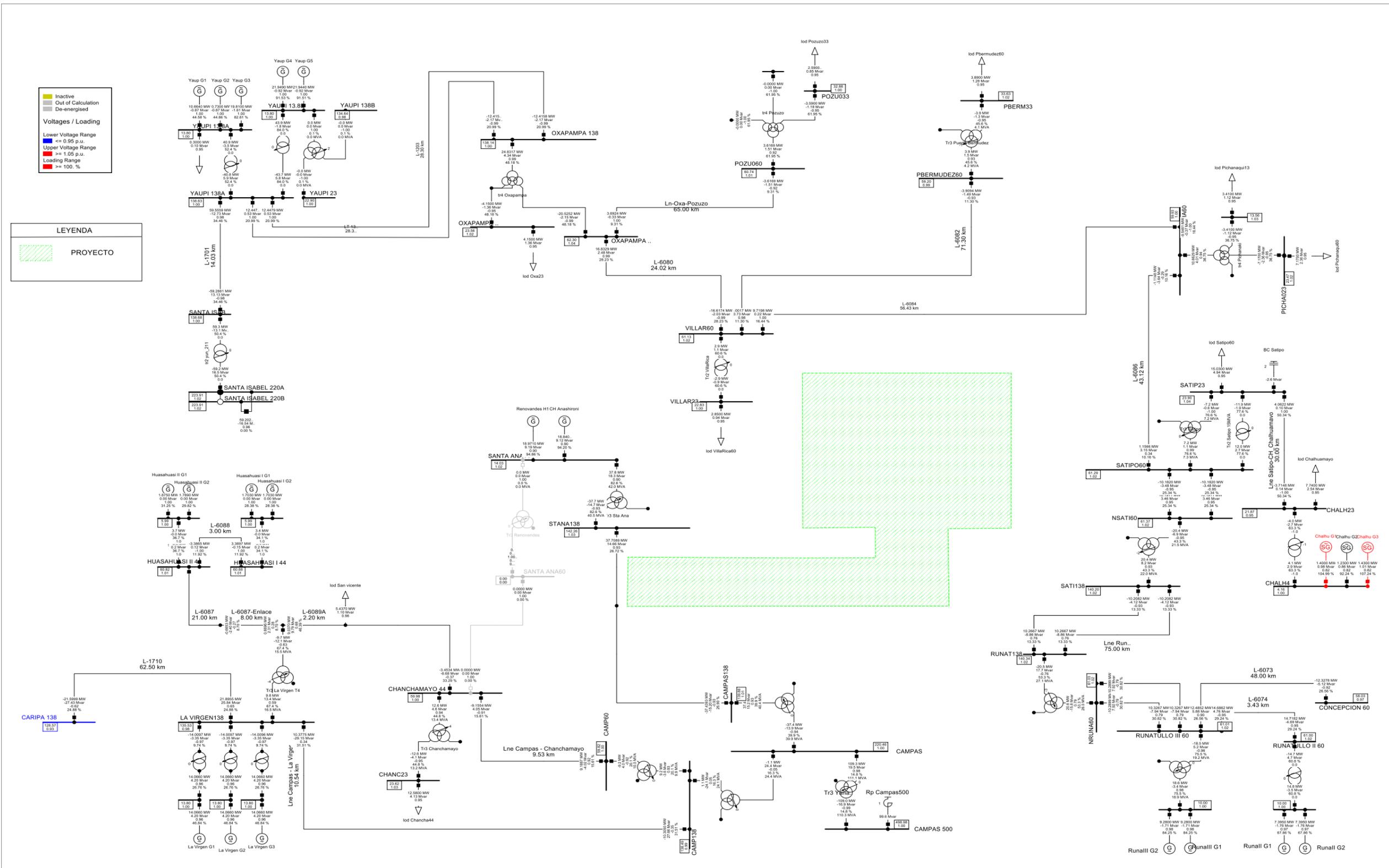
En la siguiente figura se muestra la configuración de topología de transmisión con la implementación de los proyectos descritos.

Figura 29:
Configuración de la Topología de Transmisión del Sistema Eléctrico – Alternativa 02



El análisis se realizó para un periodo de evaluación de 20 años, utilizando el archivo de simulación pfd y la proyección de la demanda descrito en el ítem 3.3.2.1. Además, se considera el ingreso de la 2da terna de la LT 138kV Yaupi – Oxapampa para el año 2026 y el 2do circuito de la LT 138kV Runatullo – Satipo para el año 2026. A continuación, se muestra los resultados obtenidos:

Figura 31:
Configuración de la topología de transmisión – Alternativa 02 - Año 2045



Fuente: Archivo de Simulación – Anexo 06

Tabla 32:*Perfil de Tensión (p.u.) - Configuración de la Topología de Transmisión – Alternativa 02*

| BARRA | Año 1 | | Año 5 | | Año 10 | | Año 15 | | Año 20 | |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|
| | 2026 | | 2030 | | 2035 | | 2040 | | 2045 | |
| | kV | p.u | kV | p.u | kV | p.u | kV | p.u | kV | p.u |
| OXAPAMPA 60 | 62.33 | 1.039 | 62.65 | 1.044 | 62.55 | 1.043 | 62.44 | 1.041 | 62.3 | 1.038 |
| OXAPAMPA 23 | 23.52 | 1.023 | 23.63 | 1.027 | 23.71 | 1.031 | 23.64 | 1.028 | 23.56 | 1.025 |
| VILLAR60 | 61.57 | 1.026 | 61.85 | 1.031 | 61.64 | 1.027 | 61.4 | 1.023 | 61.13 | 1.019 |
| VILLAR23 | 23.18 | 1.012 | 23.26 | 1.016 | 23.13 | 1.01 | 22.99 | 1.004 | 22.83 | 0.997 |
| POZU060 | 61.34 | 1.022 | 61.57 | 1.026 | 61.34 | 1.022 | 61.06 | 1.018 | 60.74 | 1.012 |
| POZU033 | 33.11 | 1.003 | 33.2 | 1.006 | 33.36 | 1.011 | 33.14 | 1.004 | 32.88 | 0.996 |
| PBERMUDEZ60 | 60.47 | 1.008 | 60.62 | 1.01 | 60.21 | 1.003 | 59.73 | 0.996 | 59.2 | 0.987 |
| PBERM33 | 34.06 | 1.032 | 34.11 | 1.034 | 33.83 | 1.025 | 34 | 1.03 | 33.63 | 1.019 |
| PICHA60 | 60.42 | 1.007 | 60.73 | 1.012 | 60.45 | 1.008 | 60.19 | 1.003 | 59.93 | 0.999 |
| PICHA013 | 13.02 | 0.986 | 12.76 | 0.967 | 13.7 | 1.038 | 13.63 | 1.033 | 13.56 | 1.027 |
| PICHA023 | 23.36 | 1.02 | 23.01 | 1.005 | 23.72 | 1.036 | 23.59 | 1.03 | 23.47 | 1.025 |
| SATIPO60 | 61.08 | 1.018 | 61.68 | 1.028 | 61.37 | 1.023 | 61.29 | 1.022 | 61.29 | 1.022 |
| SATIP23 | 23.8 | 1.039 | 24.01 | 1.048 | 23.88 | 1.043 | 23.93 | 1.045 | 23.9 | 1.044 |
| CHALH23 | 22.26 | 0.972 | 22.23 | 0.971 | 22.11 | 0.966 | 22.01 | 0.961 | 21.87 | 0.955 |

Fuente: Archivo de Simulación – Anexo 06

Tabla 33:*Pérdidas en potencia – Configuración de la Topología de Transmisión – Alternativa 02*

| SISTEMA ELÉCTRICO SELVA CENTRAL | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 | Año 10 | Año 15 | Año 20 |
|----------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| OFERTA | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 |
| LT 138kV Yaupi - Oxapampa (1T) | 7.78 | 7.99 | 8.12 | 8.24 | 8.05 | 9.50 | 10.90 | 12.45 |
| LT 138kV Yaupi - Oxapampa (2T) | 7.78 | 7.99 | 8.12 | 8.24 | 8.05 | 9.50 | 10.90 | 12.45 |
| LT 138kV Runatullo - Satipo (1T) | 6.31 | 6.47 | 6.70 | 6.97 | 7.55 | 8.12 | 9.10 | 10.27 |
| LT 138kV Runatullo - Satipo (2T) | 6.31 | 6.47 | 6.70 | 6.97 | 7.55 | 8.12 | 9.10 | 10.27 |
| C.H. Chalhuanayo | 4.06 |
| Demanda SE (MW) | 30.39 | 31.09 | 31.81 | 32.54 | 33.28 | 37.29 | 41.78 | 46.82 |
| Pérdidas SE (MW) | 1.86 | 1.88 | 1.90 | 1.95 | 1.98 | 2.00 | 2.26 | 2.67 |

Fuente: Archivo de Simulación – Anexo 06

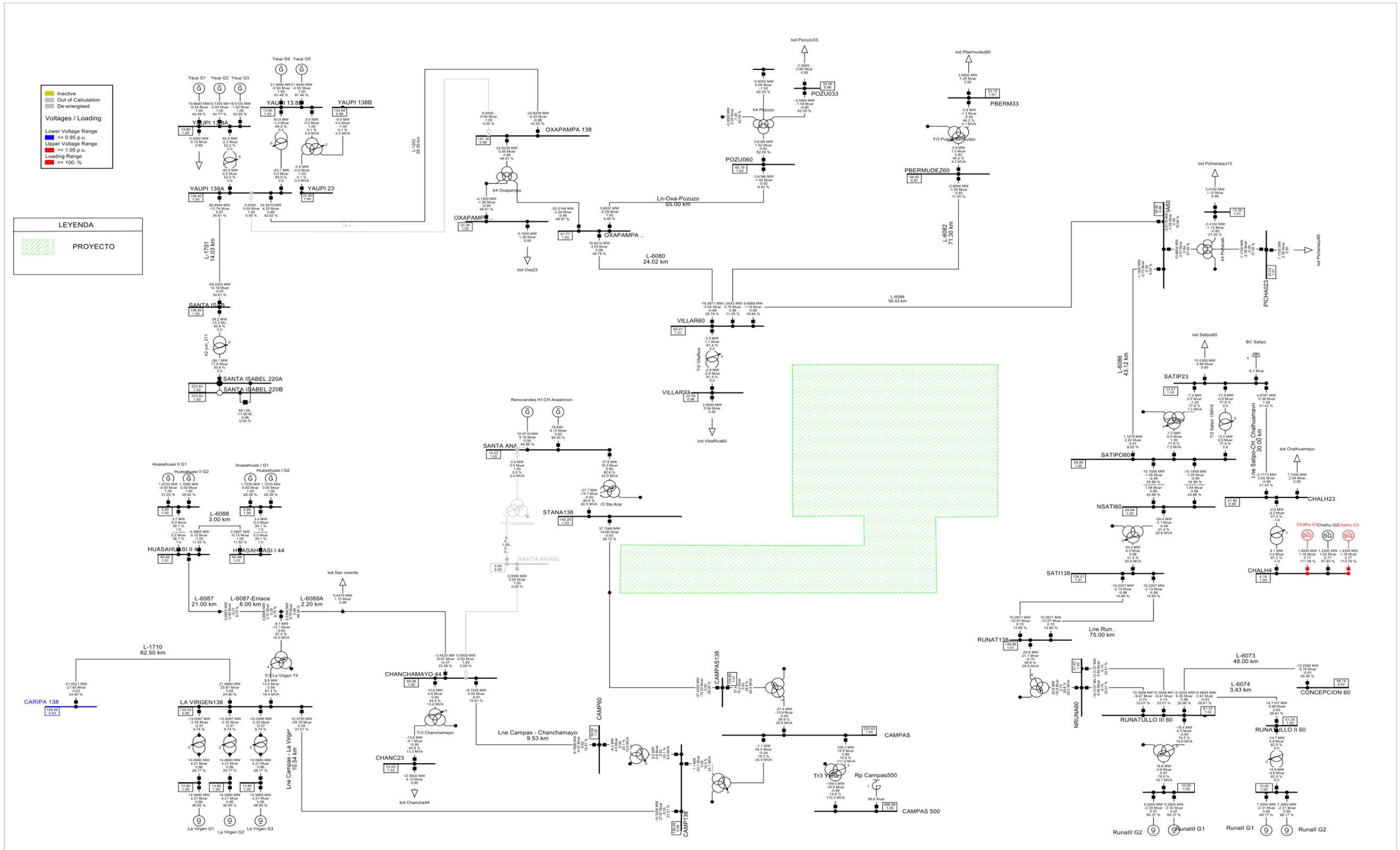
- Los valores de perfiles de tensión en alta y media tensión se encuentran dentro del rango permitido, conforme a la NTCSE. Se determinó una ligera caída de tensión en la barra de la SE Chalhuanayo 22.9 kV en el año 2045 cuyo valor resulta 0.95 pu.
- Las pérdidas en potencia del sistema eléctrico selva central, ascienden a 2.67MW al año 2045.

3.3.2.3 Análisis de la Topología de Transmisión del Sistema Eléctrico Selva Central en Condiciones de Contingencia N-1 – Alternativa 02

El análisis se realizó para un periodo de evaluación de 20 años, utilizando el archivo de simulación pfd y la proyección de la demanda descrito en el ítem 3.3.2.1. Se consideran las siguientes contingencias y el resultado se muestra a continuación:

- Fuera de servicio de la LT 138kV Runatullo - Satipo.
- Fuera de servicio de la LT 138kV Yaupi - Oxapampa.

Figura 32:
Salida LT 138kV Yaupi – Oxapampa – Año 2045 – Configuración Alternativa 02



Fuente: Archivo de Simulación – Anexo 06

Luego de efectuarse las simulaciones, se obtuvieron los resultados siguientes:

Tabla 34:

Energía No Suministrada – Salida LT 60kV Villa Rica – Puerto Bermúdez

| CONTINGENCIA N-1 | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 | Año 10 | Año 15 | Año 20 |
|-------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|
| LT 60KV VILLA RICA - BERMUDEZ | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 |
| Potencia (MW) | 2.52 | 2.57 | 2.63 | 2.69 | 2.76 | 3.09 | 3.47 | 3.89 |
| Energía (MWH) | 8812.80 | 9017.47 | 9226.88 | 9441.15 | 9660.39 | 10835.26 | 12152.85 | 13630.51 |

Fuente: Archivo de Simulación – Anexo 06

- A partir del año 2026, el sistema Eléctrico Selva Central atiende una demanda de 30.39MW. La nueva configuración de la topología de transmisión del sistema eléctrico Selva Central tiene una redundancia según el criterio N-1 de la Norma Tarifas.
- La nueva configuración de la topología de Transmisión del sistema eléctrico selva central asegura que se cuente con la capacidad suficiente para garantizar el suministro continuo y confiable ante una contingencia N-1 cumpliendo de esta manera con la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión".
- Los valores de perfiles de tensión en alta y media tensión se encuentran dentro del rango permitido, conforme a la NTCSE. Se determinó una ligera caída de tensión en la barra de la SE Chalhuanayo 22.9 kV en el año 2045 cuyo valor resulta 0.95 pu.
- La energía no suministrada ante la salida de la LT 60kV Villa Rica – Puerto Bermúdez asciende a 13 630.51 MWH en el año 2045.

3.3.2.4 Estimación de los Costos de Inversión, Compensaciones y Pérdidas de Potencia

El costo de inversión del proyecto “LT 138kV Yaupi – Oxapampa 28,3km (2da terna)”, se calculó utilizando los módulos de inversión de OSINERGMIN aprobado con resolución N° 080-2022-OS/CD, y cuyo resumen se muestra a continuación:

Tabla 35:*Estimación de Costo de Inversión – LT 138kV Yaupi – Oxapampa 28.3km (2da terna)*

| Metrado y Presupuesto | | Fecha | Ago-24 |
|---|---|-----------------------|--------|
| "LT 138kV Yaupi - Oxapampa 28,3km (simple terna)" | | TC | 3.75 |
| Ítem | Descripción | Precio Parcial (US\$) | |
| 1.0 | SUBESTACIONES | 562,091.45 | |
| | Suministros subestaciones | 459,123.39 | |
| | Montaje subestaciones | 62,601.57 | |
| | Obras civiles subestaciones | 40,366.49 | |
| | Costo predial | 0.00 | |
| 2.0 | LINEAS DE TRANSMISIÓN | 3,418,023.40 | |
| | Suministro líneas de transmisión | 687,173.06 | |
| | Montaje líneas de transmisión | 506,098.74 | |
| | Obras civiles líneas de transmisión | 652,629.99 | |
| | Costo predial | 1,572,121.60 | |
| 3.0 | COSTOS INDIRECTOS | 442,965.21 | |
| 4.0 | GASTOS GENERALES Y UTILIDADES (% Montaje y OC) | 252,339.36 | |
| 5.0 | DISEÑOS Y ESTUDIOS | 79,809.98 | |
| 6.0 | SUB TOTAL | 4,755,229.39 | |
| 7.0 | OTROS | 239,429.93 | |
| | Gerenciamiento | 239,429.93 | |
| 8.0 | TOTAL, USD (SIN IGV) | 4,994,659.33 | |
| 9.0 | TOTAL, S/. (SIN IGV) | 18,729,972.48 | |

Fuente: Anexo 3.

El costo de inversión del proyecto "LT 138kV Runatullo – Satipo 75km (2do circuito implementado)", se calculó utilizando los módulos de inversión de OSINERGMIN aprobado con resolución N° 080-2022-OS/CD, y cuyo resumen se muestra a continuación:

Tabla 36:*Estimación de Costo de Inversión – LT 138kV Runatullo – Satipo 75km (2do circuito implementado)*

| Metrado y Presupuesto | | Fecha | Ago-24 |
|--|---|-----------------------|--------|
| "LT 138kV Runatullo – Satipo 75km (2do circuito implementado)" | | TC | 3.75 |
| Ítem | Descripción | Precio Parcial (US\$) | |
| 1.0 | SUBESTACIONES | 652,448.53 | |
| | Suministros subestaciones | 518,383.84 | |
| | Montaje subestaciones | 74,695.58 | |
| | Obras civiles subestaciones | 59,369.11 | |
| | Costo predial | 0.00 | |
| 2.0 | LINEAS DE TRANSMISIÓN | 1,730,281.87 | |
| | Suministros líneas de transmisión | 819,526.05 | |
| | Montaje líneas de transmisión | 549,473.77 | |
| | Obras civiles líneas de transmisión | 361,282.05 | |
| | Costo predial | 0.00 | |
| 3.0 | COSTOS INDIRECTOS | 429,234.80 | |
| 4.0 | GASTOS GENERALES Y UTILIDADES (% Montaje y OC) | 208,964.10 | |

| | |
|--------------------------------|----------------------|
| 5.0 DISEÑOS Y ESTUDIOS | 77,750.83 |
| 6.0 SUB TOTAL | 3,098,680.12 |
| 7.0 OTROS | 233,252.50 |
| Gerenciamiento | 233,252.50 |
| 8.0 TOTAL USD (SIN IGV) | 3,331,932.63 |
| 9.0 TOTAL S/. (SIN IGV) | 12,494,747.36 |

Fuente: Anexo 2.

A partir de los registros de fallas en el sistema eléctrico Selva Central que se muestran en la figura N° 15 y de acuerdo con la metodología de cálculo de compensaciones de la NTCSE detallados en el numeral 2.1.11, se determina la compensación por interrupción de acuerdo con lo siguiente:

Tabla 37:

Compensación por interrupción de suministro – Salida de LT 60kV Villa Rica- Pto Bermúdez

| Descripción | Und | 2026 | 2030 | 2040 | 2045 |
|--------------------------------------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Energía por Semestre | kWh | 4,406,400 | 4,830,194 | 6,076,427 | 6,815,253 |
| Energía no Suministrada por semestre | kWh | 1,291 | 1,415 | 1,780 | 1,996 |
| Compensaciones por interrupciones | USD-Sem | 251.04 | 275.18 | 346.18 | 388.27 |
| Compensaciones por interrupciones | USD-año | 502.07 | 550.36 | 692.36 | 776.54 |
| Compensaciones por interrupciones | S/.-año | 1,882.78 | 2,063.86 | 2,596.35 | 2,912.04 |

Fuente: Aplicación de la NTCSE.

A partir de los resultados de pérdidas de potencia mostrados en la tabla N°33, y considerando un factor de pérdidas 0.23, se determina el costo de pérdidas cuyo resumen se muestra a continuación:

Tabla 38:

Costo de Pérdidas en miles de soles – Configuración de la topología de transmisión – Alternativa 02

| Rubro | 0 | 1 | 5 | 10 | 15 | 20 |
|---------------------------------|------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------|
| | 2025 | 2026 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 |
| C3 Costos de Pérdidas (sin IGV) | 1,475 | 1,573 | 1,593 | 1,797 | 2,120 | |
| Total MWh | MWh 3,771 | 4,023 | 4,072 | 4,594 | 5,421 | |

Fuente: Anexo 05.

3.3.3 Determinación de la Topología Óptima del Sistema Eléctrico Selva Central

3.3.3.1 Beneficios Sociales

Se consideran los beneficios de la situación sin proyecto (diagnóstico) y con proyecto (alternativa 01 y 02 de configuración de topología de transmisión) la venta de potencia y energía en barras de MT, aplicando la tarifa publicada en la pág. Web

Osinermin (ver Anexo 09. Pliego Tarifario). Para las Alternativas 1 y 2 se tiene el siguiente cuadro:

Tabla 39:
Precio en Barra – Venta de Energía

| Item | Precios en Barra Equivalente | ctm S/kwh |
|------|---------------------------------------|-----------|
| 1 | Tarifa en Barra en Sist Eléc Yaupi MT | 57.61 |

Fuente: Anexo 04. Pliego tarifario

Además, se consideran los beneficios de la situación con proyecto (alternativa 01 y 02 de configuración de topología de transmisión) el costo medio anual CMA reconocido por Osinermin con la implementación de los siguientes proyectos:

- LT 138kV Runatullo – Satipo 75km (2do circuito Implementado).
- SET Yurinaki 138/60/22.9kV y enlaces asociados.
- LT 138kV Yaupi – Oxapampa 28.3km (2da terna).

Es de precisar, los beneficios del proyecto a precios sociales se consideran solo flujos sociales, no se consideran impuestos, o demás aspectos propios de los flujos de costos privados.

3.3.3.2 Costos Sociales

Los costos sociales se obtienen considerando modificaciones a los costos a precios de mercado, a través de la aplicación de los factores de corrección, que excluyen las distorsionantes que se presentan en el mercado, estas se pueden clasificar en dos grandes grupos:

- Impuestos directos (impuesto a la renta y el IGV), que no se considerarán como costos adicionales del proyecto, dado que, si bien es una salida de dinero para la respectiva institución, es también un beneficio para el Estado, por lo que su efecto social final es nulo.
- Distorsiones en la valoración de mercado de los bienes y servicios, que hacen que sea distinta a la valoración social. Entre dichas distorsiones se encuentran los impuestos indirectos. Con el fin de corregir estas distorsiones, se estiman los

“factores de corrección” de los bienes y servicios a considerar, de manera tal que el producto del costo a precios de mercado y el factor de corrección arroje su respectivo costo social.

Se consideran los costos de la situación sin proyecto (diagnóstico) y con proyecto (alternativa 01 y 02 de configuración de topología de transmisión) la compra de potencia y energía en barras de MT, aplicando la tarifa publicada en la pág. Web Osinergmin (ver Anexo 09. Pliego Tarifario). Para el diagnóstico, Alternativa 1 y 2 se tiene el siguiente cuadro:

Tabla 40:
Precio en Barra – Compra de Energía

| Item | Precios en Barra Equivalente | ctm S/kwh |
|------|-----------------------------------|-----------|
| 1 | Tarifa en Barra en SE Yaupi 138kV | 39.11 |

Fuente: Anexo 04. Pliego tarifario

Además, se consideran los costos de la situación con proyecto (alternativa 01 y 02 de configuración de topología de transmisión) los costos de inversión y costos de operación y mantenimiento de los siguientes proyectos:

- LT 138kV Runatullo – Satipo 75km (2do circuito Implementado).
- SET Yurinaki 138/60/22.9kV y enlaces asociados.
- LT 138kV Yaupi – Oxapampa 28.3km (2da terna).

Finalmente, se consideran los costos de la situación sin proyecto (diagnóstico) y con proyecto (alternativa 01 y 02 de configuración de topología de transmisión) el costo de pérdidas y los costos por compensación por interrupción de suministro.

3.3.3.3 Estimación de Indicadores de Rentabilidad Social

Con los conceptos establecidos anteriormente se ha efectuado la evaluación económica a precios sociales, cuyos detalles se muestra en el Anexo 05, el resumen se presenta en la siguiente tabla:

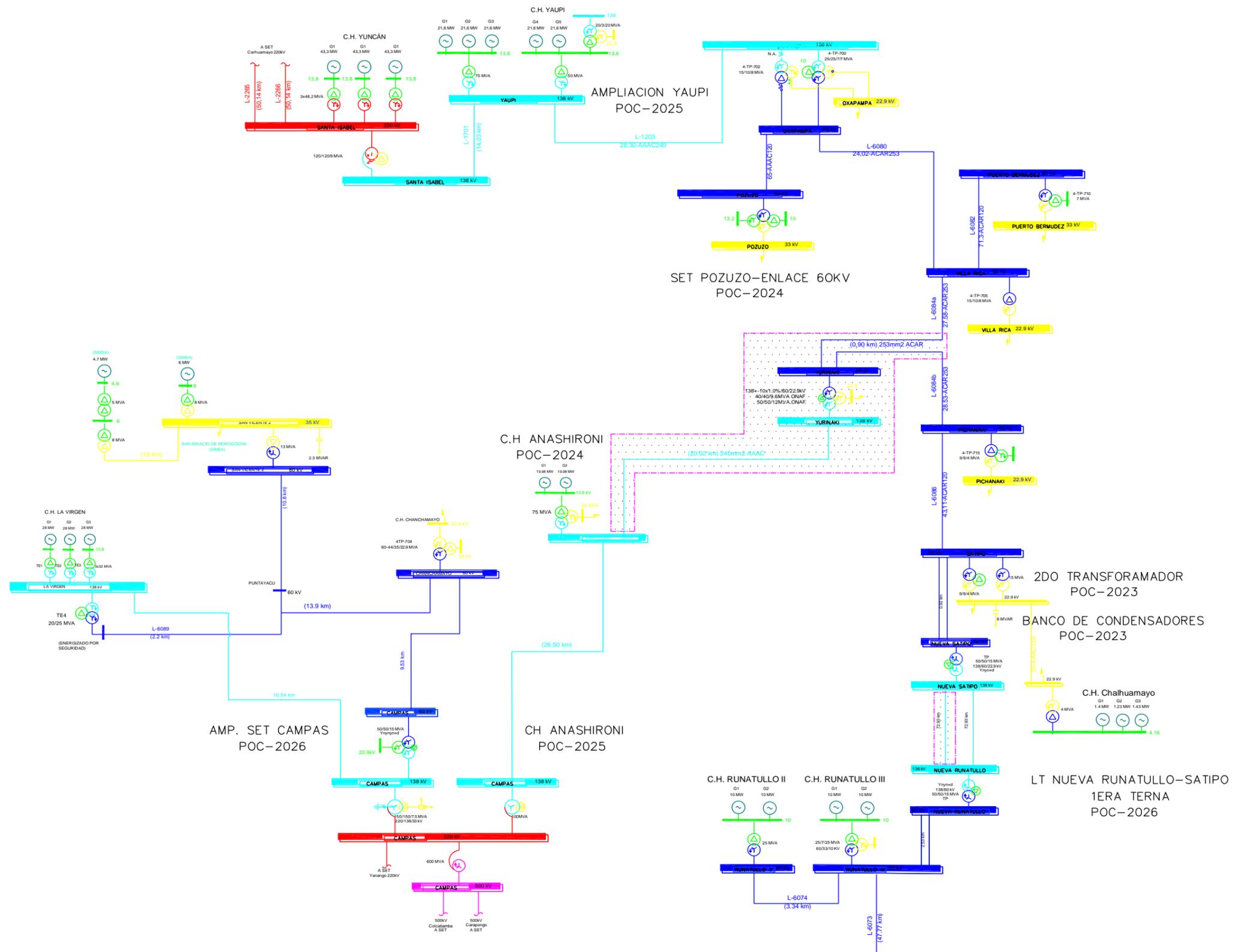
Tabla 41:
Indicadores Económicos Incrementales a Precios Sociales

| Alternativa: | 1 | 2 |
|-------------------------------|--------------|--------------|
| Tasa de Descuento % | 12% | 12% |
| VAN (12%) mil S/. | 1,472 | 931 |
| TIR (%) | 12.7% | 12.5% |
| Relación beneficio Costo (pu) | 1.04 | 1.03 |
| Tiempo de Repago (años) | 17.3 | 17.4 |

Fuente: Anexo 04. Pliego tarifario

- Las evaluaciones económicas indican que la Alternativa 1 tienen mayores valores de VAN, TIR y Relación de Beneficio Costo en comparación con la alternativa 2.
- De las dos alternativas se concluye que la Alternativa 1 es socialmente más rentable.
- La optima configuración de topología de transmisión corresponde a la Alternativa 01.

Figura 34:
Topología de Transmisión Óptima del Sistema Eléctrico Selva Central



3.3.3.4 Proyección de la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Selva Central – Análisis Probabilístico

Se determina el valor de confiabilidad de la nueva configuración de la topología de transmisión basado en el reporte de fallas descritos en el ítem 3.2.2 y mediante la aplicación del método probabilístico del Modelo de Markov. Se obtiene que el Sistema Eléctrico Selva Central presentará una indisponibilidad total de 0.16 horas al año y una confiabilidad del 99.99%.

En la tabla siguiente se muestra el reporte de fallas y el valor de indisponibilidad del Sistema Eléctrico Selva Central.

Tabla 42

Fallas de Elementos e Indisponibilidad del Sistema Eléctrico Selva Central Proyectado

| Ítem | Elemento | #fallas/año | horas | Indisponibilidad (U) | Indisponibilidad total (U) |
|------|--------------------------|-------------|-------|----------------------|----------------------------|
| L1 | LT Yaupi - Oxapampa | 5 | 18,28 | 0,0104 | |
| L2 | TR Oxapampa | 8 | 48,68 | 0,0445 | |
| L3 | LT Oxapampa - Villa Rica | 7 | 29,57 | 0,0236 | 0,00 |
| L4 | LT Villa Rica - Yurinaki | 14 | 37,00 | 0,0591 | |
| L5 | LT Yurinaki - Pichanaki | 14 | 37,00 | 0,0591 | |
| L6 | LT Pichanaki-Satipo | 19 | 51,13 | 0,1109 | |

Fuente: Aplicación Modelo Probabilístico de Markov

Capítulo IV. Análisis y discusión de Resultados

4.1 Validación de la Investigación

A partir del análisis de la topología del Sistema Eléctrico Selva Central, se determinó una configuración óptima técnica y económicamente viable, el cual permite mejorar la confiabilidad de suministro eléctrico del 77.23% al 99.99%.

La nueva configuración de la topología implica la implementación de lo siguiente:

Nueva Subestación Yurinaki 138/60/22.9kV (año POC 2026)

- Ampliación de la SET Santa Ana: (01) celdas de línea en 138kV (tecnología Convencional).
- Implementación de la LT 138kV Santa Ana – Yurinaki 20.02km, en simple terna con conductor 240mm² AAAC, cable OPGW con fibra óptica de 48 hilos, torres de acero en la zona rural.
- Nueva SET Yurinaki 138/60/22.9kV-50/50/12 MVA (Tecnología Convencional).
- Implementación de la LT 60kV Yurinaki – Deriv. Villa Rica/Pichanaki 1.44km, en doble terna con conductor 253mm² ACAR, cable OPGW con fibra óptica de 24 hilos, torres de acero.

Implementación del 2do Circuito LT 138kV Runatullo – Satipo (año POC 2036)

- Ampliación de la SET Runatullo: (01) celdas de línea en 138kV (tecnología Convencional).
- Implementación del 2do circuito de la LT 138kV Runatullo – Satipo 75 km, en simple terna con conductor 300mm² AAAC, cable OPGW con fibra óptica de 48 hilos, torres de acero en la zona rural.
- Ampliación de la SET Satipo: (01) celdas de línea en 138kV (tecnología Convencional).

La implementación de los proyectos descritos anteriormente implica los siguientes

costos de inversión:

Tabla 43:

Estimación de Costo de Inversión – Subestación Yurinaki 138/60/22.9kV y enlaces asociados

| Metrado y Presupuesto | | Fecha | Ago- 24 |
|--|--|-------|------------|
| "Subestación Yurinaki 138/60/22,9kV y enlaces Asociados" | | TC | 3.75 |

| Ítem | Descripción | Precio Parcial (US\$) |
|------------|---|-----------------------|
| 1.0 | SUBESTACIONES | 5,100,539.39 |
| | Suministros subestaciones | 2,618,780.48 |
| | Montaje subestaciones | 538,419.23 |
| | Obras civiles subestaciones | 1,243,339.68 |
| | Costo predial | 700,000.00 |
| 2.0 | LINEAS DE TRANSMISIÓN | 2,521,236.59 |
| | Suministro líneas de transmisión | 514,408.48 |
| | Montaje líneas de transmisión | 378,101.89 |
| | Obras civiles líneas de transmisión | 485,215.83 |
| | Costo predial | 1,143,510.40 |
| 3.0 | COSTOS INDIRECTOS | 1,052,926.13 |
| 4.0 | GASTOS GENERALES Y UTILIDADES (% Montaje y OC) | 527,451.93 |
| 5.0 | DISEÑOS Y ESTUDIOS | 189,171.53 |
| 6.0 | SUB TOTAL | 9,391,325.57 |
| 7.0 | OTROS | 567,514.58 |
| | Gerenciamiento | 567,514.58 |
| 8.0 | TOTAL, USD (SIN IGV) | 9,958,840.15 |
| 9.0 | TOTAL, S/. (SIN IGV) | 37,345,650.56 |

Fuente: Anexo 1.

Tabla 44:

Estimación de Costo de Inversión – LT 138kV Runatullo – Satipo 75km (2do circuito implementado)

| Metrado y Presupuesto | | Fecha | Ago- 24 |
|--|--|-------|------------|
| "LT 138kV Runatullo - Satipo 75km (2do circuito implementado)" | | TC | 3.75 |

| Ítem | Descripción | Precio Parcial (US\$) |
|------------|---|-----------------------|
| 1.0 | SUBESTACIONES | 652,448.53 |
| | Suministros subestaciones | 518,383.84 |
| | Montaje subestaciones | 74,695.58 |
| | Obras civiles subestaciones | 59,369.11 |
| | Costo predial | 0.00 |
| 2.0 | LINEAS DE TRANSMISIÓN | 1,730,281.87 |
| | Suministro líneas de transmisión | 819,526.05 |
| | Montaje líneas de transmisión | 549,473.77 |
| | Obras civiles líneas de transmisión | 361,282.05 |
| | Costo predial | 0.00 |
| 3.0 | COSTOS INDIRECTOS | 429,234.80 |
| 4.0 | GASTOS GENERALES Y UTILIDADES (% Montaje y OC) | 208,964.10 |

| | |
|---------------------------------|----------------------|
| 5.0 DISEÑOS Y ESTUDIOS | 77,750.83 |
| 6.0 SUB TOTAL | 3,098,680.12 |
| 7.0 OTROS | 233,252.50 |
| Gerenciamiento | 233,252.50 |
| 8.0 TOTAL, USD (SIN IGV) | 3,331,932.63 |
| 9.0 TOTAL, S/. (SIN IGV) | 12,494,747.36 |

Fuente: Anexo 2.

Asimismo, se realizó la comparación de los indicadores de confiabilidad probabilísticos y determinísticos a lo largo de un horizonte de evaluación de 20 años, entre la nueva configuración de la topología y el estado situacional del Sistema Eléctrico Selva Central. Donde se observó una reducción en el pago de compensaciones por interrupción de suministro y un sistema eléctrico preparado para garantizar el suministro continuo y confiable ante una contingencia N-1 cumpliendo de esta manera con la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión.

En las tablas siguientes se muestran los indicadores de confiabilidad para el escenario de diagnóstico del sistema eléctrico:

Tabla 45:

Compensación por interrupción de suministro – Salida de LT 138kV Yaupi - Oxapampa

| Descripción | Und | 2026 | 2030 | 2040 | 2045 |
|--|---------|-----------|-----------|------------|------------|
| Energía por Semestre (ERS) | kWh | 7,719,979 | 8,440,219 | 10,558,204 | 11,813,844 |
| Energía no Suministrada por semestre (ENS) | kWh | 22,933 | 25,073 | 31,364 | 35,094 |
| Compensaciones por interrupciones | USD-Sem | 10,658.11 | 11,652.47 | 14,576.53 | 16,310.05 |
| Compensaciones por interrupciones | USD-año | 21,316.22 | 23,304.93 | 29,153.06 | 32,620.11 |
| Compensaciones por interrupciones | S/.-año | 79,935.84 | 87,393.50 | 109,323.98 | 122,325.40 |

Fuente: Aplicación de la NTCSE.

Tabla 46:

Compensación por interrupción de suministro – Salida de LT 138 kV Runatullo - Satipo

| Descripción | Und | 2026 | 2030 | 2040 | 2045 |
|--------------------------------------|---------|------------|------------|------------|------------|
| Energía por Semestre | kWh | 18,674,100 | 21,154,230 | 28,447,460 | 32,771,230 |
| Energía no Suministrada por semestre | kWh | 55,473 | 62,841 | 84,506 | 97,350 |
| Compensaciones por interrupciones | USD-Sem | 25,781.24 | 29,205.28 | 39,274.23 | 45,243.57 |
| Compensaciones por interrupciones | USD-año | 51,562.48 | 58,410.56 | 78,548.45 | 90,487.15 |
| Compensaciones por interrupciones | S/.-año | 193,359.31 | 219,039.60 | 294,556.70 | 339,326.80 |

Fuente: Aplicación de la NTCSE.

Tabla 47:

Compensación por interrupción de suministro – Salida de LT 60kV Villa Rica- Pto Bermúdez

| Descripción | Und | 2026 | 2030 | 2040 | 2045 |
|--------------------------------------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Energía por Semestre | kWh | 4,406,400 | 4,830,194 | 6,076,427 | 6,815,253 |
| Energía no Suministrada por semestre | kWh | 1,291 | 1,415 | 1,780 | 1,996 |
| Compensaciones por interrupciones | USD-Sem | 251.04 | 275.18 | 346.18 | 388.27 |
| Compensaciones por interrupciones | USD-año | 502.07 | 550.36 | 692.36 | 776.54 |
| Compensaciones por interrupciones | S/.-año | 1,882.78 | 2,063.86 | 2,596.35 | 2,912.04 |

Fuente: Aplicación de la NTCSE.

Tabla 48:

Compensación total anual por interrupción de suministro

| Descripción | Und | 2026 | 2030 | 2040 | 2045 |
|-----------------------------------|---------|------------|------------|------------|------------|
| Compensaciones por interrupciones | S/.-año | 275,177.93 | 308,496.95 | 406,477.03 | 464,564.24 |

Fuente: Aplicación de la NTCSE.

Tabla 49:

Costo de Pérdidas en miles de soles – Diagnóstico del sistema eléctrico

| Rubro | 0 | 1 | 5 | 10 | 15 | 20 |
|--|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2025 | 2026 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 |
| G1 Costos de Pérdidas (sin IGV) - mil S/ (sin IGV) | | 1,511 | 1,668 | 1,713 | 1,988 | 2,427 |
| Total MWh | MWh | 3,865 | 4,266 | 4,381 | 5,083 | 6,207 |

Fuente: Anexo 05.

En las tablas siguientes se muestran los indicadores de confiabilidad para el escenario de nueva configuración de la topología del Sistema Eléctrico Selva Central.

Tabla 50:

Compensación por interrupción de suministro – Salida de LT 60kV Villa Rica- Pto Bermúdez

| Descripción | Und | 2026 | 2030 | 2040 | 2045 |
|--------------------------------------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Energía por Semestre | kWh | 4,406,400 | 4,830,194 | 6,076,427 | 6,815,253 |
| Energía no Suministrada por semestre | kWh | 1,291 | 1,415 | 1,780 | 1,996 |
| Compensaciones por interrupciones | USD-Sem | 251.04 | 275.18 | 346.18 | 388.27 |
| Compensaciones por interrupciones | USD-año | 502.07 | 550.36 | 692.36 | 776.54 |
| Compensaciones por interrupciones | S/.-año | 1,882.78 | 2,063.86 | 2,596.35 | 2,912.04 |

Fuente: Aplicación de la NTCSE.

Tabla 51:

Costo de Pérdidas en miles de soles – Configuración de topología de transmisión – Alternativa 01

| Rubro | 0 | 1 | 5 | 10 | 15 | 20 |
|--|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2025 | 2026 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 |
| E5 Costos de Pérdidas (sin IGV) - mil S/ (sin IGV) | | 956 | 936 | 1,822 | 1,927 | 2,156 |
| Total MWh | MWh | 2,444 | 2,393 | 4,660 | 4,927 | 5,514 |

Fuente: Anexo 05.

- Se verifica la reducción de compensación por interrupción de suministro de S/ 275 177.93 a S/ 1 882.78 para el año 2026.

- Se verifica la reducción de costo de pérdidas de S/. 1 511 000 a S/. 956 000 para el año 2026.
- La nueva configuración de la topología del Sistema Eléctrico Selva Central permite mejorar la confiabilidad de suministro eléctrico del 77.23% al 99.99%.

Conclusiones

- El diagnóstico del sistema eléctrico selva central resulta que, los valores de perfiles de tensión en alta y media tensión se encuentran fuera del rango permitido conforme a la NTCSE ante una contingencia N-1. Se determinó la caída de tensión más desfavorable en el sistema eléctrico, y se encontró que el perfil de tensión en la barra de la SE Pozuzo 22.9 kV en el año 2026 resulta 0.86 p.u.
- El estado situación del Sistema Eléctrico Selva Central presenta actualmente una indisponibilidad total de 1994 horas al año y una confiabilidad del 77.23%.
- El diagnóstico del sistema eléctrico selva central resulta que, la cargabilidad del transformador 138/60/22.9kV de la SE Oxapampa es del 118% ante la salida de servicio de la LT 138kV Runatullo – Satipo.
- El diagnóstico del sistema eléctrico selva central resulta que no tiene la capacidad suficiente para garantizar el suministro continuo y confiable ante una contingencia N-1.
- El diagnóstico del sistema eléctrico selva central resulta que la compensación por interrupción de suministro asciende a S/ 464,564.24 anual.
- El diagnóstico del sistema eléctrico selva central resulta que las pérdidas en potencia son de 3.05 MW para el año 2045.
- El diagnóstico del sistema eléctrico selva central resulta que la energía no suministrada es de 102 800.66 MWH para el año 2045.
- El diagnóstico del sistema eléctrico selva central resulta que no es redundante bajo criterio N-1, es necesario una nueva configuración de topología de transmisión para corregir esta deficiencia y cumplir con la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión".

- Los costos de inversión de los proyectos que implican la nueva configuración de Topología de Transmisión – Alternativa 01 en el sistema eléctrico selva central, asciende a S/. 49,840,400.00 sin IGV.
- Los costos de inversión de los proyectos que implican la nueva configuración de Topología de Transmisión – Alternativa 02 en el sistema eléctrico selva central, asciende a S/. 31,224,720.00 sin IGV.
- Las pérdidas en potencia del sistema se redujeron en 11.15 % con la implementación de la nueva configuración de Topología de Transmisión – Alternativa 01.
- Las pérdidas en potencia del sistema se redujeron en 12.46 % con la implementación de la nueva configuración de Topología de Transmisión – Alternativa 02.
- La energía no suministrada del sistema se redujo en 86.74 % con la implementación de la nueva configuración de Topología de Transmisión – Alternativa 01 y 02.
- La compensación por energía no suministrada se redujo en 99.37 % con la implementación de la nueva configuración de Topología de Transmisión – Alternativa 01 y 02.
- Las evaluaciones económicas indican que la Alternativa 1 tienen mayores valores de VAN, TIR y Relación de Beneficio Costo en comparación con la alternativa 2.
- La optima configuración de topología de transmisión corresponde a la Alternativa 01.
- La nueva configuración de la topología del Sistema Eléctrico Selva Central logra una indisponibilidad total de 0.16 horas al año y una confiabilidad del 99.99%.
- El análisis de la topología del Sistema Eléctrico Selva Central permite mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico del 77.23% al 99.99%.

- La presente investigación ha logrado validar que una óptima configuración en la topología del Sistema Eléctrico Selva Central logra un impacto positivo sobre la confiabilidad de suministro eléctrico.

Recomendaciones

- Para el análisis de nuevas configuraciones en la topología de transmisión e ingreso de nuevos proyectos bajo criterio N-1 según la norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión”, se recomienda determinar los indicadores de confiabilidad tanto determinísticos como probabilísticos, con el objetivo de obtener una configuración topológica óptima cuya inversión sea justificada y no impliquen sobrecargos en la tarifa de los usuarios regulados.
- Se recomienda que los nuevos proyectos que implementen las concesionarias realicen un análisis sobre la configuración óptima de la topología de transmisión, evaluando tanto su confiabilidad determinística como probabilística. Esto permitirá lograr una menor inversión y una alta seguridad en la ejecución del proyecto, evitando así compensaciones y multas.

Referencias bibliográficas

- Almazar, I., Mejía, M., Blanco, M., & Vicini, R. (2020). Compensación de reactivos en instalaciones de sistemas solares fotovoltaicos penalizadas por bajo factor de potencia. *Ciencia, Ingenierías y Aplicaciones*, 3(2), 39-63. Retrieved from <https://revistas.intec.edu.do/index.php/cite/article/view/1987>
- Aquino, C. L. (2023). *Propuesta de Remodelación del Sistema de Transmisión para mejorar el Servicio de Energía Eléctrica del IPEN*. Huancayo - Perú: Universidad Nacional del Centro del Perú.
- Caicedo, J., Díaz, F., & Osorio, A. (2020). *Espectroscopia de impedancia eléctrica aplicada al control de la calidad en la industria alimentaria*.
- Camaño, J., & Torres, M. (2020). *Diseño de la subestación digital Plácido Rosas 150/63/31,5 kV, conforme a la norma IEC 61850*. Obtenido de <https://hdl.handle.net/10895/1441>
- Chapman, S. J. (2012). *Máquinas Eléctricas*. Mc Graw Hill.
- Cruz, J. (2020). *Análisis del Comportamiento de Flujos de Potencia en la Red de la Zona de Operación de Transmisión Veracruz considerando cambios en la topología de la Red Troncal de 400 kV*. Puebla - Mexico: Benemérita Universidad Autónoma de Puebla.
- Cuisano, J., Chirinos, L., & Barrantes, E. (2020). Eficiencia energética en sistemas eléctricos de micro, pequeñas y medianas empresas del sector de alimentos. Simulación para optimizar costos de consumo de energía eléctrica. *Información tecnológica*, 31(2), 267-276. doi:dx.doi.org/10.4067/S0718-07642020000200267
- Gallegos, F. G. (2019). *Influencia del Nivel de Aislamiento en las Líneas de Transmisión de 60kV - Huancayo 2017*. Huancayo: Universidad Continental.

- Gönen, T. (2014). *Electrical Power Transmission System Engineering*. California State University, Sacramento, USA: CRC Press.
- Grainger, J. J., & Stevenson, W. D. (1996). *Análisis de Sistemas de Potencia*. Mc Graw Hill.
- Jan P. Reynders, R. L. (2005). *EPRI AC Transmission Line Reference Book - 200kV and Above*. Palo Alto, CA.
- Junqueira, H., Medeiros, D., & Cohim, E. (2022). Gerenciamento de resíduos sólidos urbanos de Feira de Santana: demanda energética e pegada de carbono. *Engenharia Sanitaria e Ambiental*, 27, 125-139. doi:doi.org/10.1590/S1413-415220200358
- Juviano, J. (2020). *Confiabilidad en Colombia como un mecanismo de incentivo a la generación de energía eléctrica*.
- Martin, F., Hernandez, A., Oteiza, I., & Alonso, C. (2019). Distribución de la pobreza energética en la ciudad de Madrid (España). *EURE (Santiago)*, 45(135), 133-152. doi:dx.doi.org/10.4067/S0250-71612019000200133
- Matínez, A., Chere, B., Montes, M., Preciado, J., Yépez, J., Acosta, C., & Ayovi, G. (2022). Electrical protections in electrical substations: documentary analysis. *Journal of Interdisciplinary Studies*, 3(1), 1004-1021. doi:doi.org/10.51798/sijis.v3i1.280
- Páez, A. (2021). *Diseño de una subestación eléctrica para una mina de carbón en el municipio de Samacá, Boyacá*. Obtenido de <https://repository.udistrital.edu.co/bitstream/handle/11349/29107/PaezTorresAndresLeonardo2021.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Romero, D., & Carrión, D. (2022). Análisis bibliométrico de la planeación de expansión de los sistemas eléctricos de potencia. *Iteckne*, 18(2), 150-160. doi:doi.org/10.15332/iteckne.v18i2.2610c

- Suy, J. C. (2005). *Análisis de Confiabilidad de la Línea Escuintla - Guatemala Sur en 230kV*. Guatemala - Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala.
- Tipán, L., & Rumipamba, J. (2019). Determinación del factor de potencia mediante el uso de SBC en clientes. *Revista Técnica "energía"*, 15(2), 66-75.
doi:doi.org/10.37116/revistaenergia.v15.n2.2019.379
- Tuinema, B. W., Stefanov, A. I., M., F., & A.M.M., M. (2019). *Probabilistic Reliability Analysis of Power Systems*. Springer.
- Usnayo, E., & Mamani, E. (2020). *Diseño de un Sistema de Puesta a Tierra para la Línea de Transmisión de 60kV desde la SE María Jiray hasta la Unidad Minera Contonga*. Arequipa: Universidad Continental.

Anexos

| | | |
|-----------|--|----|
| Anexo 01. | Metrado y Presupuesto “Subestación Yurinaki 148/60/22.9kV y Enlaces Asociados” | 1 |
| Anexo 02. | Metrado y Presupuesto “LT 138kV Runatullo – Satipo 75km (2do circuito implementado)” | 8 |
| Anexo 03. | Metrado y Presupuesto “LT 138kV Yaupi – Oxapampa 28.3km (Simple Terna)” | 13 |
| Anexo 04. | “Pliego Tarifario Osinergmin” | 18 |
| Anexo 05. | “Evaluación Económica”..... | 20 |
| Anexo 06. | Análisis Eléctrico Yurinaki. Pfd..... | 28 |
| Anexo 07. | F-100_AD05_Mod PI 2021-2025.xlsx | 29 |
| Anexo 08. | Reporte de Fallas de las Instalaciones del Sistema Eléctrico Selva Central..... | 34 |
| Anexo 09. | Cálculo Probabilístico de Confiabilidad.xlsx | 42 |
| Anexo 10. | Metodología para la Obtención del Modelo Eléctrico del Sistema Eléctrico Selva Central | 45 |
| Anexo 11. | Informe Técnico GT-010-2023-Electrocentro | 54 |

Anexo 01. Metrado y Presupuesto
“Subestación Yurinaki 148/60/22.9kV y Enlaces Asociados”

| Metrado y Presupuesto | | Fecha | Ago- 24 |
|---|---|------------------------------|------------|
| "Subestación Yurinaki 138/60/22,9kV y enlaces Asociados" | | TC | 3.75 |
| Ítem | Descripción | Precio Parcial (US\$) | |
| 1.0 | SUBESTACIONES | 5,100,539.39 | |
| | Suministros subestaciones | 2,618,780.48 | |
| | Montaje subestaciones | 538,419.23 | |
| | Obras civiles subestaciones | 1,243,339.68 | |
| | Costo predial | 700,000.00 | |
| 2.0 | LINEAS DE TRANSMISIÓN | 2,521,236.59 | |
| | Suministros líneas de transmisión | 514,408.48 | |
| | Montaje líneas de transmisión | 378,101.89 | |
| | Obras civiles líneas de transmisión | 485,215.83 | |
| | Costo predial | 1,143,510.40 | |
| 3.0 | COSTOS INDIRECTOS | 1,052,926.13 | |
| 4.0 | GASTOS GENERALES Y UTILIDADES (% Montaje y OC) | 527,451.93 | |
| 5.0 | DISEÑOS Y ESTUDIOS | 189,171.53 | |
| 6.0 | SUB TOTAL | 9,391,325.57 | |
| 7.0 | OTROS | 567,514.58 | |
| | Gerenciamiento | 567,514.58 | |
| 8.0 | TOTAL USD (SIN IGV) | 9,958,840.15 | |
| 9.0 | TOTAL S/. (SIN IGV) | 37,345,650.56 | |

| | | |
|---|-------|--------|
| Metrado y Presupuesto | Fecha | Ago-24 |
| "Subestación Yurinaki 138/60/22,9kV y enlaces Asociados" | TC | 3.75 |

| Ítem | Descripción | Und. | Cant. | Costo Unitario (US\$) | Precio Parcial (US\$) | Fuente |
|----------|---|------|-------|-----------------------|-----------------------|------------------------------|
| 1 | Ampliación SE Santa Ana 138kV | | | 340,801.38 | 340,801.38 | |
| 1.1 | Suministros | | | | | |
| | Equipos Principales | Glb | 1.00 | 120,217.98 | 120,217.98 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Equip. Complem. | Glb | 1.00 | 95,304.57 | 95,304.57 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Transporte y seguros | Glb | 1.00 | 14,039.14 | 14,039.14 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 1.2 | Obras civiles | Glb | 1.00 | 20,183.25 | 20,183.25 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 1.3 | Montaje | | | | | |
| | Ingeniería de Detalle | Und | 1.00 | 10,445.18 | 10,445.18 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Montaje Electromecánico | Und | 1.00 | 16,429.32 | 16,429.32 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Pruebas y Puesta en Servicio | Und | 1.00 | 4,426.28 | 4,426.28 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 1.4 | Gastos generales | Glb | 1.00 | 5,148.40 | 5,148.40 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 1.5 | Utilidades | Glb | 1.00 | 5,148.40 | 5,148.40 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 1.6 | Costos indirectos | | | | | |
| | Supervisión | Glb | 1.00 | 38,195.01 | 38,195.01 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Gastos Administrativos del titular | Glb | 1.00 | 6,220.16 | 6,220.16 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Gastos Financieros | Glb | 1.00 | 5,043.68 | 5,043.68 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 1.7 | Costos prediales | Glb | 1.00 | 0.00 | 0.00 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 2 | LT 138kV Santa Ana - Yurinaki (simple terna) | | | 2,850,710.12 | 2,850,710.12 | |
| 2.1 | Suministros | | | | | |
| | Equipos Principales | Glb | 1.00 | 441,316.37 | 441,316.37 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Equip. Complem. | Glb | 1.00 | 0.00 | 0.00 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Transporte y seguros | Glb | 1.00 | 49,174.65 | 49,174.65 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 2.2 | Obras civiles | Glb | 1.00 | 465,834.84 | 465,834.84 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 2.3 | Montaje | | | | | |
| | Ingeniería de Detalle | Und | 1.00 | 14,947.59 | 14,947.59 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Montaje Electromecánico | Und | 1.00 | 344,422.38 | 344,422.38 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Pruebas y Puesta en Servicio | Und | 1.00 | 1,873.66 | 1,873.66 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 2.4 | Gastos generales | Glb | 1.00 | 82,707.85 | 82,707.85 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 2.5 | Utilidades | Glb | 1.00 | 82,707.85 | 82,707.85 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 2.6 | Costos indirectos | | | | | |

| Metrado y Presupuesto | | | | | Fecha | Ago-24 |
|--|--|------|-------|-----------------------|-----------------------|------------------------------|
| "Subestación Yurinaki 138/60/22,9kV y enlaces Asociados" | | | | | TC | 3.75 |
| Ítem | Descripción | Und. | Cant. | Costo Unitario (US\$) | Precio Parcial (US\$) | Fuente |
| | Supervisión | Glb | 1.00 | 194,419.36 | 194,419.36 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Gastos Administrativos del titular | Glb | 1.00 | 19,990.64 | 19,990.64 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Gastos Financieros | Glb | 1.00 | 31,164.55 | 31,164.55 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 2.7 | Costos prediales | Glb | 1.00 | 1,122,150.40 | 1,122,150.40 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 3 | SE Yurinaki 138/60kV | | | 5,911,229.04 | 5,911,229.04 | |
| 3.1 | Suministros | | | | | |
| | Equipos Principales | Glb | 1.00 | 1,861,021.53 | 1,861,021.53 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Equip. Complem. | Glb | 1.00 | 408,585.18 | 408,585.18 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Transporte y seguros | Glb | 1.00 | 119,612.07 | 119,612.07 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 3.2 | Obras civiles | Glb | 1.00 | 1,223,156.43 | 1,223,156.43 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 3.3 | Montaje | | | | | |
| | Ingeniería de Detalle | Und | 1.00 | 152,184.78 | 152,184.78 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Montaje Electromecánico | Und | 1.00 | 314,523.77 | 314,523.77 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Pruebas y Puesta en Servicio | Und | 1.00 | 40,409.90 | 40,409.90 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 3.4 | Gastos generales | Glb | 1.00 | 172,625.14 | 172,625.14 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 3.5 | Utilidades | Glb | 1.00 | 171,866.44 | 171,866.44 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 3.6 | Costos indirectos | | | | | |
| | Supervisión | Glb | 1.00 | 576,851.63 | 576,851.63 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Gastos Administrativos del titular | Glb | 1.00 | 94,257.02 | 94,257.02 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Gastos Financieros | Glb | 1.00 | 76,135.14 | 76,135.14 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 3.7 | Costos prediales | Glb | 1.00 | 700,000.00 | 700,000.00 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 4 | LT 60kV Yurinaki- Deriv. Pichanaki/Villa Rica | | | 99,413.51 | 99,413.51 | |
| 4.1 | Suministros | | | | | |
| | Equipos Principales | Glb | 1.00 | 21,745.56 | 21,745.56 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Equip. Complem. | Glb | 1.00 | 0.00 | 0.00 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Transporte y seguros | Glb | 1.00 | 2,171.90 | 2,171.90 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 4.2 | Obras civiles | Glb | 1.00 | 19,381.00 | 19,381.00 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 4.3 | Montaje | | | | | |
| | Ingeniería de Detalle | Und | 1.00 | 671.35 | 671.35 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Montaje Electromecánico | Und | 1.00 | 16,093.45 | 16,093.45 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |

| | | |
|---|-------|--------|
| Metrado y Presupuesto | Fecha | Ago-24 |
| "Subestación Yurinaki 138/60/22,9kV y enlaces Asociados" | TC | 3.75 |

| Ítem | Descripción | Und. | Cant. | Costo Unitario (US\$) | Precio Parcial (US\$) | Fuente |
|------------|------------------------------------|------------|-------------|--------------------------|--------------------------|------------------------------|
| | Pruebas y Puesta en Servicio | Und | 1.00 | 93.47 | 93.47 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 4.4 | Gastos generales | Glb | 1.00 | 3,623.93 | 3,623.93 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 4.5 | Utilidades | Glb | 1.00 | 3,623.93 | 3,623.93 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 4.6 | Costos indirectos | | | | | |
| | Supervisión | Glb | 1.00 | 8,836.74 | 8,836.74 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Gastos Administrativos del titular | Glb | 1.00 | 908.61 | 908.61 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Gastos Financieros | Glb | 1.00 | 903.59 | 903.59 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 4.7 | Costos prediales | Glb | 1.00 | 21,360.00 | 21,360.00 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 5 | Diseños y Estudios (3%) | Glb | 1.00 | 189,171.53 | 189,171.53 | |
| 6 | Gerenciamiento | Glb | 1.00 | 567,514.58 | 567,514.58 | |
| 7 | Subtotal Sin IGV | | | | 9,958,840.15 | |

| Metrado y Presupuesto | | | | | | | Fecha | Ago-24 |
|--|---|----------------------|------|-------|-----------|-------------|---------------------|----------------------|
| "Subestación Yurinaki 138/60/22,9kV y enlaces Asociados" | | | | | | | TC | 3.750 |
| Item | Componente | Código | Und | Cant | PU (US\$) | Factor LT's | Total (US\$) | Total (S/.) |
| 1.00 | Ampliación SE Santa Ana 138kV | | | | | | 340,801.38 | 1,278,005.17 |
| 1.01 | Celda 138kV de línea simple barra convencional | CE-138SEC1ESBLI | Unid | 1 | 291,343 | | 291,342.53 | 1,092,534.50 |
| 1.02 | Supervisión | | | | | 13.11% | 38,195.01 | 143,231.27 |
| 1.03 | Gastos Administrativos del titular | | | | | 2.14% | 6,220.16 | 23,325.61 |
| 1.04 | Gastos Financieros | 138C1E | | | | 1.73% | 5,043.68 | 18,913.79 |
| 2.00 | LT 138kV Santa Ana - Yurinaki (simple terna) | | | | | | 1,728,559.72 | 6,482,098.96 |
| 2.01 | LT 138kV aéreo Simple Terna | LT-138SER0TAS1C4240A | km | 20.20 | 69,684 | 1.00 | 1,407,621.85 | 5,278,581.95 |
| 2.02 | Fibra óptica tramo aéreo | FO-SETA-A | km | 20.20 | 3,731 | 1.00 | 75,363.32 | 282,612.44 |
| 2.03 | Supervisión | | | | | 13.11% | 194,419.36 | 729,072.59 |
| 2.04 | Gastos Administrativos del titular | | | | | 1.35% | 19,990.64 | 74,964.90 |
| 2.05 | Gastos Financieros | | | | | 2.10% | 31,164.55 | 116,867.08 |
| 3.00 | SE Yurinaki 138/60kV | | | | | | 5,211,229.04 | 19,542,108.89 |
| 3.01 | Celda 138kV de línea transformador convencional | CE-138SEC1ELT | Unid | 1 | 268,975 | | 268,975.14 | 1,008,656.76 |
| 3.02 | Transformador 138/60/22.9kV - 50MVA | TP-138ATMT-050SEE | Unid | 1 | 1,238,386 | | 1,238,386.03 | 4,643,947.59 |
| 3.03 | Celda 60kV de barra simple barra convencional | CE-060SEC1ESBTR | Unid | 1 | 211,080 | | 211,080.26 | 791,550.99 |
| 3.04 | Celda 60kV de línea simple barra convencional | CE-060SEENISBLI | Unid | 2 | 325,208 | | 650,416.73 | 2,439,062.73 |
| 3.05 | Celda 60kV de medición simple barra convencional | CE-060SEC1ESBMD | Unid | 1 | 29,862 | | 29,861.95 | 111,982.32 |
| 3.06 | Celda 22.9kV de barra simple barra metalclad | CE-023SEMCISBTR | Unid | 1 | 55,135 | | 55,135.05 | 206,756.45 |
| 3.07 | Celda 22.9kV de alimentación simple barra metalclad | CE-023SEMCISBAL | Unid | 2 | 42,567 | | 85,134.80 | 319,255.49 |
| 3.08 | Celda 22.9kV de medición simple barra metalclad | CE-023SEMCISBMD | Unid | 1 | 30,604 | | 30,603.85 | 114,764.43 |
| 3.09 | SSAA | SA-023-250SE | Unid | 1 | 170,320 | | 170,320.38 | 638,701.42 |
| 3.10 | Obras Comunes - Componente Fijo 138kV | OC-SEC1E138SBF | Unid | 1 | 336,871 | | 336,870.95 | 1,263,266.05 |
| 3.11 | Obras Comunes - Componente Variable 138kV | OC-SEC1E138SBV | Unid | 2 | 68,702 | | 137,404.69 | 515,267.59 |
| 3.12 | Obras Comunes - Componente Fijo 60kV | OC-SEC1E060SBF | Unid | 1 | 227,823 | | 227,822.74 | 854,335.28 |
| 3.13 | Obras Comunes - Componente Variable 60kV | OC-SEC1E060SBV | Unid | 4 | 40,688 | | 162,751.62 | 610,318.56 |

| | | | | | | | | |
|-------------|--|----------------------|------|-----------|-----------|--------|---------------------|----------------------|
| 3.14 | Obras Comunes - Componente Fijo 22.9kV | OC-SEC1E023SBF | Unid | 1 | 150,035 | | 150,034.77 | 562,630.41 |
| 3.15 | Obras Comunes - Componente Variable 22.9kV | OC-SEC1E023SBV | Unid | 4 | 20,765 | | 83,061.43 | 311,480.37 |
| 3.16 | Movimiento de Tierras | MT-SED2 | m3 | 35,000 | 16 | | 549,468.96 | 2,060,508.61 |
| 3.17 | Centro de Control - Ampliación | CC-SE-SET | Unid | 1 | 45,038 | | 45,037.74 | 168,891.51 |
| 3.18 | Sistema de Telecomunicaciones | TEL-SE-FO | Unid | 1 | 31,618 | | 31,618.17 | 118,568.12 |
| 3.19 | Supervisión | | | | | 13.11% | 576,851.63 | 2,163,193.62 |
| 3.20 | Gastos Administrativos del titular | | | | | 2.14% | 94,257.02 | 353,463.81 |
| 3.21 | Gastos Financieros | 138C1E | | | | 1.73% | 76,135.14 | 285,506.78 |
| 4.00 | LT 60kV Yurinaki- Deriv. Pichanaki/Villa Rica | | | | | | 78,053.51 | 292,700.66 |
| 4.01 | LT 60kV aéreo Doble Terna | LT-060SER0TAD1C1240A | km | 0.60 | 108,610 | 1.00 | 65,166.05 | 244,372.69 |
| 4.02 | Fibra óptica tramo aéreo | FO-SETA-A | km | 0.60 | 3,731 | 1.00 | 2,238.51 | 8,394.43 |
| 4.03 | Supervisión | | | | | 13.11% | 8,836.74 | 33,137.77 |
| 4.04 | Gastos Administrativos del titular | | | | | 1.35% | 908.61 | 3,407.30 |
| 4.05 | Gastos Financieros | | | | | 1.34% | 903.59 | 3,388.46 |
| 5.00 | Gerenciamiento | | | | | | 567,514.58 | 2,128,179.66 |
| 5.01 | Gerenciamiento | | | | | 9.00% | 567,514.58 | 2,128,179.66 |
| 6.00 | Diseños y estudios | | | | | | 189,171.53 | 709,393.22 |
| 6.01 | Diseños y estudios | | | | | 3.00% | 189,171.53 | 709,393.22 |
| 7.00 | Subtotal (Sin IGV) | | | | | | 8,115,329.75 | 30,432,486.56 |
| 8.00 | Terrenos y Servidumbre | | | | | | 1,843,510.40 | 6,913,164.00 |
| 8.01 | Ampliación SE Santa Ana 138kV | 138SER0 | m2 | 0.00 | 20.00 | | 0.00 | 0.00 |
| 8.02 | LT 138kV Santa Ana - Yurinaki (simple terna) | 138SER0 | km | 20.20 | 55,552.00 | | 1,122,150.40 | 4,208,064.00 |
| 8.03 | SE Yurinaki 138/60kV | 138SER0 | m2 | 35,000.00 | 20.00 | | 700,000.00 | 2,625,000.00 |
| 8.04 | LT 60kV Yurinaki- Deriv. Pichanaki/Villa Rica | 060SER0 | km | 0.60 | 35,600.00 | | 21,360.00 | 80,100.00 |
| 9.00 | Total (Sin IGV) | | | | | | 9,958,840.15 | 37,345,650.56 |

Nota:

- Los Costos presentados se obtuvieron de los Módulos de Inversión de Osinergmin de la Resolución N° 080-2022-OS/CD.

- Los módulos de inversión de líneas de transmisión ya consideran costos de supervisión, gastos administrativos del titular y gastos financieros.

Anexo 02. Metrado y Presupuesto
“LT 138kV Runatullo – Satipo 75km (2do circuito implementado)”

| | | |
|---|-------|--------|
| Metrado y Presupuesto | Fecha | Ago-24 |
| "LT 138kV Runatullo - Satipo 75km (2do circuito implementado)" | TC | 3.75 |

| Ítem | Descripción | Precio Parcial (US\$) |
|------------|---|--------------------------|
| 1.0 | SUBESTACIONES | 652,448.53 |
| | Suministros subestaciones | 518,383.84 |
| | Montaje subestaciones | 74,695.58 |
| | Obras civiles subestaciones | 59,369.11 |
| | Costo predial | 0.00 |
| 2.0 | LINEAS DE TRANSMISIÓN | 1,730,281.87 |
| | Suministros líneas de transmisión | 819,526.05 |
| | Montaje líneas de transmisión | 549,473.77 |
| | Obras civiles líneas de transmisión | 361,282.05 |
| | Costo predial | 0.00 |
| 3.0 | COSTOS INDIRECTOS | 429,234.80 |
| 4.0 | GASTOS GENERALES Y UTILIDADES (% Montaje y OC) | 208,964.10 |
| 5.0 | DISEÑOS Y ESTUDIOS | 77,750.83 |
| 6.0 | SUB TOTAL | 3,098,680.12 |
| 7.0 | OTROS | 233,252.50 |
| | Gerenciamiento | 233,252.50 |
| 8.0 | TOTAL USD (SIN IGV) | 3,331,932.63 |
| 9.0 | TOTAL S/. (SIN IGV) | 12,494,747.36 |

| Metrado y Presupuesto | | | | Fecha | Ago-24 | |
|--|---|------|-------|-----------------------|-----------------------|------------------------------|
| "LT 138kV Runatullo - Satipo 75km (2do circuito implementado)" | | | | TC | 3.75 | |
| Ítem | Descripción | Und. | Cant. | Costo Unitario (US\$) | Precio Parcial (US\$) | Fuente |
| 1 | Ampliación SE Runatullo III 138kV | | | 405,783.24 | 405,783.24 | |
| 1.1 | Suministros | | | | | |
| | Equipos Principales | Glb | 1.00 | 140,101.82 | 140,101.82 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Equip. Complem. | Glb | 1.00 | 111,312.22 | 111,312.22 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Transporte y seguros | Glb | 1.00 | 13,453.82 | 13,453.82 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 1.2 | Obras civiles | Glb | 1.00 | 30,094.15 | 30,094.15 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 1.3 | Montaje | | | | | |
| | Ingeniería de Detalle | Und | 1.00 | 12,384.37 | 12,384.37 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Montaje Electromecánico | Und | 1.00 | 21,450.23 | 21,450.23 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Pruebas y Puesta en Servicio | Und | 1.00 | 4,426.28 | 4,426.28 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 1.4 | Gastos generales | Glb | 1.00 | 6,835.50 | 6,835.50 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 1.5 | Utilidades | Glb | 1.00 | 6,835.50 | 6,835.50 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 1.6 | Costos indirectos | | | | | |
| | Supervisión | Glb | 1.00 | 45,477.79 | 45,477.79 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Gastos Administrativos del titular | Glb | 1.00 | 7,406.18 | 7,406.18 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Gastos Financieros | Glb | 1.00 | 6,005.37 | 6,005.37 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 1.7 | Costos prediales | Glb | 1.00 | 0.00 | 0.00 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 2 | LT 138kV Runatullo III - Satipo (2do circuito) | | | 2,226,355.14 | 2,226,355.14 | |
| 2.1 | Suministros | | | | | |
| | Equipos Principales | Glb | 1.00 | 756,842.04 | 756,842.04 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Equip. Complem. | Glb | 1.00 | 0.00 | 0.00 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Transporte y seguros | Glb | 1.00 | 62,684.01 | 62,684.01 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 2.2 | Obras civiles | Glb | 1.00 | 361,282.05 | 361,282.05 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 2.3 | Montaje | | | | | |
| | Ingeniería de Detalle | Und | 1.00 | 11,597.72 | 11,597.72 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Montaje Electromecánico | Und | 1.00 | 536,155.19 | 536,155.19 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Pruebas y Puesta en Servicio | Und | 1.00 | 1,720.86 | 1,720.86 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 2.4 | Gastos generales | Glb | 1.00 | 91,075.58 | 91,075.58 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 2.5 | Utilidades | Glb | 1.00 | 91,075.58 | 91,075.58 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 2.6 | Costos indirectos | | | | | |

| Metrado y Presupuesto | | | | | Fecha | Ago-24 |
|--|------------------------------------|------------|-------------|-----------------------|-----------------------|------------------------------|
| "LT 138kV Runatullo - Satipo 75km (2do circuito implementado)" | | | | | TC | 3.75 |
| Ítem | Descripción | Und. | Cant. | Costo Unitario (US\$) | Precio Parcial (US\$) | Fuente |
| | Supervisión | Glb | 1.00 | 250,719.97 | 250,719.97 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Gastos Administrativos del titular | Glb | 1.00 | 25,779.60 | 25,779.60 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Gastos Financieros | Glb | 1.00 | 37,422.55 | 37,422.55 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 2.7 | Costos prediales | Glb | 1.00 | 0.00 | 0.00 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 3 | Ampliación SE Satipo 138kV | | | 388,790.90 | 388,790.90 | |
| 3.1 | Suministros | | | | | |
| | Equipos Principales | Glb | 1.00 | 126,283.53 | 126,283.53 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Equip. Complem. | Glb | 1.00 | 111,199.06 | 111,199.06 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Transporte y seguros | Glb | 1.00 | 16,033.38 | 16,033.38 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 3.2 | Obras civiles | Glb | 1.00 | 29,274.96 | 29,274.96 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 3.3 | Montaje | | | | | |
| | Ingeniería de Detalle | Und | 1.00 | 11,864.15 | 11,864.15 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Montaje Electromecánico | Und | 1.00 | 20,144.27 | 20,144.27 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Pruebas y Puesta en Servicio | Und | 1.00 | 4,426.28 | 4,426.28 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 3.4 | Gastos generales | Glb | 1.00 | 6,570.97 | 6,570.97 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 3.5 | Utilidades | Glb | 1.00 | 6,570.97 | 6,570.97 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 3.6 | Costos indirectos | | | | | |
| | Supervisión | Glb | 1.00 | 43,573.39 | 43,573.39 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Gastos Administrativos del titular | Glb | 1.00 | 7,096.05 | 7,096.05 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Gastos Financieros | Glb | 1.00 | 5,753.90 | 5,753.90 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 3.7 | Costos prediales | Glb | 1.00 | 0.00 | 0.00 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 4 | Diseños y Estudios (3%) | Glb | 1.00 | 77,750.83 | 77,750.83 | |
| 5 | Gerenciamiento | Glb | 1.00 | 233,252.50 | 233,252.50 | |
| 6 | Subtotal Sin IGV | | | | 3,331,932.63 | |

| Metrado y Presupuesto | | | | | | | Fecha | Ago-24 |
|--|---|----------------------|------|-------|-----------|-------------|---------------------|----------------------|
| "LT 138kV Runatullo - Satipo 75km (2do circuito implementado)" | | | | | | | TC | 3.750 |
| Item | Componente | Código | Und. | Cant. | PU (US\$) | Factor LT's | Total (US\$) | Total (S/.) |
| 1.00 | Ampliación SE Runatullo III 138kV | | | | | | 405,783.24 | 1,521,687.16 |
| 1.01 | Celda 60kV de línea simple barra convencional | CE-138SIC1EDBLI | Unid | 1 | 346,894 | | 346,893.89 | 1,300,852.10 |
| 1.02 | Supervisión | | | | | | 45,477.79 | 170,541.71 |
| 1.03 | Gastos Administrativos del titular | | | | | | 7,406.18 | 27,773.19 |
| 1.04 | Gastos Financieros | 138C1E | | | | | 6,005.37 | 22,520.15 |
| 2.00 | LT 138kV Runatullo III - Satipo (2do circuito) | | | | | | 2,226,355.14 | 8,348,831.79 |
| 2.01 | LT 60kV aéreo Simple Terna | LT-138SIR1TAD1C1300A | km | 75.00 | 120,978 | 0.21 | 1,912,433.03 | 7,171,623.86 |
| 2.02 | Fibra óptica tramo aéreo | FO-SETA-A | km | 0.00 | 3,731 | 1.00 | 0.00 | 0.00 |
| 2.03 | Supervisión | | | | | | 250,719.97 | 940,199.89 |
| 2.04 | Gastos Administrativos del titular | | | | | | 25,779.60 | 96,673.49 |
| 2.05 | Gastos Financieros | | | | | | 37,422.55 | 140,334.55 |
| 3.00 | Ampliación SE Satipo 138kV | | | | | | 388,790.90 | 1,457,965.89 |
| 3.01 | Celda 60kV de línea simple barra convencional | CE-138SEC1EDBLI | Unid | 1 | 332,368 | | 332,367.57 | 1,246,378.39 |
| 3.02 | Supervisión | | | | | | 43,573.39 | 163,400.21 |
| 3.03 | Gastos Administrativos del titular | | | | | | 7,096.05 | 26,610.18 |
| 3.04 | Gastos Financieros | 138C1E | | | | | 5,753.90 | 21,577.11 |
| 4.00 | Gerenciamiento | | | | | | 233,252.50 | 874,696.89 |
| 4.01 | Gerenciamiento | | | | | | 233,252.50 | 874,696.89 |
| 5.00 | Diseños y estudios | | | | | | 77,750.83 | 291,565.63 |
| 5.01 | Diseños y estudios | | | | | | 77,750.83 | 291,565.63 |
| 6.00 | Subtotal (Sin IGV) | | | | | | 3,331,932.63 | 12,494,747.36 |
| 7.00 | Terrenos y Servidumbre | | | | | | 0.00 | 0.00 |
| 7.01 | Ampliación SE Runatullo III 138kV | 138SIR0 | m2 | 0.00 | 20.00 | | 0.00 | 0.00 |
| 7.02 | LT 138kV Runatullo III - Satipo (2do circuito) | 138SIR0 | km | 0.00 | 45,184.00 | | 0.00 | 0.00 |
| 7.03 | Ampliación SE Satipo 138kV | 138SIR0 | m2 | 0.00 | 20.00 | | 0.00 | 0.00 |
| 8.00 | Total (Sin IGV) | | | | | | 3,331,932.63 | 12,494,747.36 |

Nota:

- Los Costos presentados se obtuvieron de los Modulos de Inversion de Osinergmin de la Resolución N° 080-2022-OS/CD.
- Los módulos de inversion de líneas de transmisión ya consideran costos de supervisión, gastos administrativos del titular y gastos financieros.

Anexo 03. Metrado y Presupuesto
“LT 138kV Yaupi – Oxapampa 28.3km (Simple Terna)”

| | | |
|--|-------|------------|
| Metrado y Presupuesto | Fecha | Ago- 24 |
| "LT 138kV Yaupi - Oxapampa 28,3km (simple terna)" | TC | 3.75 |

| Ítem | Descripción | Precio Parcial (US\$) |
|------------|---|--------------------------|
| 1.0 | SUBESTACIONES | 562,091.45 |
| | Suministros subestaciones | 459,123.39 |
| | Montaje subestaciones | 62,601.57 |
| | Obras civiles subestaciones | 40,366.49 |
| | Costo predial | 0.00 |
| 2.0 | LINEAS DE TRANSMISIÓN | 3,418,023.40 |
| | Suministros líneas de transmisión | 687,173.06 |
| | Montaje líneas de transmisión | 506,098.74 |
| | Obras civiles líneas de transmisión | 652,629.99 |
| | Costo predial | 1,572,121.60 |
| 3.0 | COSTOS INDIRECTOS | 442,965.21 |
| 4.0 | GASTOS GENERALES Y UTILIDADES (% Montaje y OC) | 252,339.36 |
| 5.0 | DISEÑOS Y ESTUDIOS | 79,809.98 |
| 6.0 | SUB TOTAL | 4,755,229.39 |
| 7.0 | OTROS | 239,429.93 |
| | Gerenciamiento | 239,429.93 |
| 8.0 | TOTAL USD (SIN IGV) | 4,994,659.33 |
| 9.0 | TOTAL S/. (SIN IGV) | 18,729,972.48 |

| Metrado y Presupuesto | | | | Fecha | Ago-24 | |
|---|--|------|-------|-----------------------|-----------------------|------------------------------|
| "LT 138kV Yaupi - Oxapampa 28,3km (simple terna)" | | | | TC | 3.75 | |
| Ítem | Descripción | Und. | Cant. | Costo Unitario (US\$) | Precio Parcial (US\$) | Fuente |
| 1 | Ampliación SE Yaupi 138kV | | | 340,801.38 | 340,801.38 | |
| 1.1 | Suministros | | | | | |
| | Equipos Principales | Glb | 1.00 | 120,217.98 | 120,217.98 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Equip. Complem. | Glb | 1.00 | 95,304.57 | 95,304.57 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Transporte y seguros | Glb | 1.00 | 14,039.14 | 14,039.14 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 1.2 | Obras civiles | Glb | 1.00 | 20,183.25 | 20,183.25 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 1.3 | Montaje | | | | | |
| | Ingeniería de Detalle | Und | 1.00 | 10,445.18 | 10,445.18 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Montaje Electromecánico | Und | 1.00 | 16,429.32 | 16,429.32 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Pruebas y Puesta en Servicio | Und | 1.00 | 4,426.28 | 4,426.28 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 1.4 | Gastos generales | Glb | 1.00 | 5,148.40 | 5,148.40 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 1.5 | Utilidades | Glb | 1.00 | 5,148.40 | 5,148.40 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 1.6 | Costos indirectos | | | | | |
| | Supervisión | Glb | 1.00 | 38,195.01 | 38,195.01 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Gastos Administrativos del titular | Glb | 1.00 | 6,220.16 | 6,220.16 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Gastos Financieros | Glb | 1.00 | 5,043.68 | 5,043.68 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 1.7 | Costos prediales | Glb | 1.00 | 0.00 | 0.00 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 2 | LT 138kV Yaupi - Oxapampa (2da terna) | | | 3,993,816.66 | 3,993,816.66 | |
| 2.1 | Suministros | | | | | |
| | Equipos Principales | Glb | 1.00 | 618,279.86 | 618,279.86 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Equip. Complem. | Glb | 1.00 | 0.00 | 0.00 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Transporte y seguros | Glb | 1.00 | 68,893.19 | 68,893.19 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 2.2 | Obras civiles | Glb | 1.00 | 652,629.99 | 652,629.99 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 2.3 | Montaje | | | | | |
| | Ingeniería de Detalle | Und | 1.00 | 20,941.43 | 20,941.43 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Montaje Electromecánico | Und | 1.00 | 482,532.34 | 482,532.34 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Pruebas y Puesta en Servicio | Und | 1.00 | 2,624.98 | 2,624.98 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 2.4 | Gastos generales | Glb | 1.00 | 115,872.87 | 115,872.87 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 2.5 | Utilidades | Glb | 1.00 | 115,872.87 | 115,872.87 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 2.6 | Costos indirectos | | | | | |

| Metrado y Presupuesto | | | | | Fecha | Ago-24 |
|---|-------------------------------------|------|-------|-----------------------|-----------------------|------------------------------|
| "LT 138kV Yaupi - Oxapampa 28,3km (simple terna)" | | | | | TC | 3.75 |
| Ítem | Descripción | Und. | Cant. | Costo Unitario (US\$) | Precio Parcial (US\$) | Fuente |
| | Supervisión | Glb | 1.00 | 272,379.59 | 272,379.59 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Gastos Administrativos del titular | Glb | 1.00 | 28,006.69 | 28,006.69 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Gastos Financieros | Glb | 1.00 | 43,661.23 | 43,661.23 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 2.7 | Costos prediales | Glb | 1.00 | 1,572,121.60 | 1,572,121.60 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 3 | Ampliación SE Oxapampa 138kV | | | 340,801.38 | 340,801.38 | |
| 3.1 | Suministros | | | | | |
| | Equipos Principales | Glb | 1.00 | 120,217.98 | 120,217.98 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Equip. Complem. | Glb | 1.00 | 95,304.57 | 95,304.57 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Transporte y seguros | Glb | 1.00 | 14,039.14 | 14,039.14 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 3.2 | Obras civiles | Glb | 1.00 | 20,183.25 | 20,183.25 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 3.3 | Montaje | | | | | |
| | Ingeniería de Detalle | Und | 1.00 | 10,445.18 | 10,445.18 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Montaje Electromecánico | Und | 1.00 | 16,429.32 | 16,429.32 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Pruebas y Puesta en Servicio | Und | 1.00 | 4,426.28 | 4,426.28 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 3.4 | Gastos generales | Glb | 1.00 | 5,148.40 | 5,148.40 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 3.5 | Utilidades | Glb | 1.00 | 5,148.40 | 5,148.40 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 3.6 | Costos indirectos | | | | | |
| | Supervisión | Glb | 1.00 | 38,195.01 | 38,195.01 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Gastos Administrativos del titular | Glb | 1.00 | 6,220.16 | 6,220.16 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| | Gastos Financieros | Glb | 1.00 | 5,043.68 | 5,043.68 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 3.7 | Costos prediales | Glb | 1.00 | 0.00 | 0.00 | Resolución N° 080-2022-OS/CD |
| 4 | Diseños y Estudios (3%) | Glb | 1.00 | 79,809.98 | 79,809.98 | |
| 5 | Gerenciamiento | Glb | 1.00 | 239,429.93 | 239,429.93 | |
| 6 | Subtotal Sin IGV | | | | 4,994,659.33 | |

| Metrado y Presupuesto "LT 138kV Yaupi - Oxapampa 28,3km (simple terna)" | | | | | | | Fecha | Ago-24 |
|--|--|----------------------|--------|----------|--------------|----------------|---------------------|----------------------|
| | | | | | | | TC | 3.750 |
| Item | Componente | Código | Unidad | Cantidad | PU (US\$) | Factor LT's | Total (US\$) | Total (S/.) |
| 1.00 | Ampliación SE Yaupi 138kV | | | | | | 340,801.38 | 1,278,005.17 |
| 1.01 | Celda 138kV de línea simple barra convencional | CE-138SEC1ESBLI | Unid | 1 | 291,343 | | 291,342.53 | 1,092,534.50 |
| 1.02 | Supervisión | | | 13.11% | | | 38,195.01 | 143,231.27 |
| 1.03 | Gastos Administrativos del titular | | | 2.14% | | | 6,220.16 | 23,325.61 |
| 1.04 | Gastos Financieros | 138C1E | | 1.73% | | | 5,043.68 | 18,913.79 |
| 2.00 | LT 138kV Yaupi - Oxapampa (2da terna) | | | | | | 2,421,695.06 | 9,081,356.46 |
| 2.01 | LT 138kV aéreo Simple Terna | LT-138SER0TAS1C4240A | km | 28.30 | 69,684 | 1.00 | 1,972,064.28 | 7,395,241.05 |
| 2.02 | Fibra óptica tramo aéreo | FO-SETA-A | km | 28.30 | 3,731 | 1.00 | 105,583.26 | 395,937.23 |
| 2.03 | Supervisión | | | 13.11% | | | 272,379.59 | 1,021,423.47 |
| 2.04 | Gastos Administrativos del titular | | | 1.35% | | | 28,006.69 | 105,025.08 |
| 2.05 | Gastos Financieros | | | 2.10% | | | 43,661.23 | 163,729.62 |
| 3.00 | Ampliación SE Oxapampa 138kV | | | | | | 340,801.38 | 1,278,005.17 |
| 3.01 | Celda 138kV de línea simple barra convencional | CE-138SEC1ESBLI | Unid | 1 | 291,343 | | 291,342.53 | 1,092,534.50 |
| 3.02 | Supervisión | | | 13.11% | | | 38,195.01 | 143,231.27 |
| 3.03 | Gastos Administrativos del titular | | | 2.14% | | | 6,220.16 | 23,325.61 |
| 3.04 | Gastos Financieros | 138C1E | | 1.73% | | | 5,043.68 | 18,913.79 |
| 4.00 | Gerenciamiento | | | | | | 239,429.93 | 897,862.26 |
| 4.01 | Gerenciamiento | | | 9.00% | | | 239,429.93 | 897,862.26 |
| 5.00 | Diseños y estudios | | | | | | 79,809.98 | 299,287.42 |
| 5.01 | Diseños y estudios | | | 3.00% | | | 79,809.98 | 299,287.42 |
| 6.00 | Subtotal (Sin IGv) | | | | | | 3,422,537.73 | 12,834,516.48 |
| 7.00 | Terrenos y Servidumbre | | | | | | 1,572,121.60 | 5,895,456.00 |
| 7.01 | Ampliación SE Yaupi 138kV | 138SER0 | m2 | 0.00 | 20.00 | | 0.00 | 0.00 |
| 7.02 | LT 138kV Yaupi - Oxapampa (2da terna) | 138SER0 | km | 28.30 | 55,552.00 | | 1,572,121.60 | 5,895,456.00 |
| 7.03 | Ampliación SE Oxapampa 138kV | 138SER0 | m2 | 0.00 | 20.00 | | 0.00 | 0.00 |
| 8.00 | Total (Sin IGv) | | | | | | 4,994,659.33 | 18,729,972.48 |

Nota:

- Los Costos presentados se obtuvieron de los Modulos de Inversion de Osinergmin de la Resolución N° 080-2022-OS/CD.
- Los módulos de inversion de líneas de transmisión ya consideran costos de supervisión, gastos administrativos del titular y gastos financieros.

Anexo 04.
“Pliego Tarifario Osinergmin”

| Pliego Tarifario Osinergmin | | | |
|--|--|-------------------|------------------------|
| Nomb. Und | Medición de dos energías activas y dos potencia activa (2E2P) | Unidad | Yaupi 138kV MT2 |
| Cfj | Cargo Fijo Mensual | S/.mes | 13.89 |
| Cep | Cargo por Energía Activa en Horas de Punta | Ctm. S/kWh | 35.96 |
| Cefp | Cargo por Energía Activa en Horas Fuera de Punta | Ctm. S/kWh | 30.74 |
| Cpg | Cargo por Potencia de Generación en HP | S/kW-mes | 64.17 |
| Cpd | Cargo por Potencia de Distribución en HP | S/kW-mes | 30.55 |
| --- | Cargo por Exceso de Potencia de Distribución en HFP | S/kW-mes | 29.47 |
| Cer-1,03 | Cargo por Energía Reactiva | ctm. S/kVarh | 4.84 |
| Cp = Cpg + Cpd | | S/kW-mes | 94.72 |
| Pe = (Cep*0.27+Cefp*0.73) para fc = 0,58 | | ctm. S/kWh | 32.15 |
| Pp = Cp*100/(720*Fc) | | ctm. S/kWh | 22.68 |
| Pe = (Pe+Pp) | | ctm. S/kWh | 54.83 |
| Cr = 1,03 | | Cr | 1.03 |
| Cfj= 1.02 | | Cfj | 1.02 |
| Pet = Pe*Cr*Cfj | | ctm. S/kWh | 57.61 |
| Precio en Barra Diferentes a las del SEIN | | | |
| Precios en Barra Yaupi 138kV | | Unidad | Monto |
| Precio de la Potencia en Barra+Peaje del SPGT | | S/kW-mes | 55.39 |
| Precio de la Energía HP en Barra | | ctm. S/kWh | 19.69 |
| Precio de la Energía HFP en Barra | | ctm. S/kWh | 19.27 |
| Se tiene que: | | | |
| Peaje del SSCT para el AD 05 | | ctm. S/kWh | 5.2955 |
| Factor de Pérdidas Medias de Energía FPMdE-AT | | - | 1.0332 |
| Factor de Pérdidas Medias de Potencia FPMdP-AT | | - | 1.0392 |
| Precios en Barra Yaupi 138 kV | | Unidad | Monto |
| Precio promedio de Potencia en Barra | | ctm. S/kWh | 13.78 |
| Precio promedio de Energía en Barra | | ctm. S/kWh | 25.32 |
| Precio promedio en Barra Total | | ctm. S/kWh | 39.11 |

Anexo 05.
“Evaluación Económica”

Formato 2: Proyección de la Demanda Máxima de Potencia en el Sistema Eléctrico Selva Central (MW/año)

| Ítem | Año | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 |
|---|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 10 | 15 | 20 |
| Proyección de la Demanda Sist. Elec. Selva Central - Alternativa 1 | | | | | | | | | |
| 1 | Demanda | 30.39 | 31.09 | 31.81 | 32.54 | 33.28 | 37.29 | 41.78 | 46.82 |
| 2 | Pérdidas de Potencia | 1.20 | 1.21 | 1.14 | 1.14 | 1.18 | 2.29 | 2.42 | 2.71 |
| Demanda de Selva Central + Pérdidas | | 31.60 | 32.30 | 32.95 | 33.67 | 34.46 | 39.58 | 44.21 | 49.54 |
| Demanda Total de Selva Central (MW) | | 31.6 | 32.3 | 33.0 | 33.7 | 34.5 | 39.6 | 44.2 | 49.5 |
| Proyección de la Demanda Sist. Elec. Selva Central - Alternativa 2 | | | | | | | | | |
| 1 | Demanda | 30.39 | 31.09 | 31.81 | 32.54 | 33.28 | 37.29 | 41.78 | 46.82 |
| 2 | Pérdidas de Potencia | 1.86 | 1.88 | 1.90 | 1.95 | 1.98 | 2.00 | 2.26 | 2.67 |
| Demanda de Selva Central + Pérdidas | | 32.25 | 32.97 | 33.71 | 34.48 | 35.26 | 39.29 | 44.04 | 49.49 |
| Demanda Total de Selva Central (MW) | | 32.3 | 33.0 | 33.7 | 34.5 | 35.3 | 39.3 | 44.0 | 49.5 |
| Proyección de la Demanda de la LT 60kV - Diagnóstico | | | | | | | | | |
| 1 | Demanda | 30.39 | 31.09 | 31.81 | 32.54 | 33.28 | 37.29 | 41.78 | 46.82 |
| 1.1 | Suministrada Sin CT | 30.39 | 31.09 | 31.81 | 32.54 | 33.28 | 37.29 | 41.78 | 46.82 |
| 1.2 | Suministrada con Bajo Perfil de Tensión | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 1.3 | Potencia Atendida con CT | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 2 | Pérdidas de Potencia | 1.90 | 1.92 | 1.99 | 2.00 | 2.10 | 2.16 | 2.50 | 3.05 |
| Demanda de Selva Central + Pérdidas | | 32.30 | 33.01 | 33.80 | 34.54 | 35.38 | 39.45 | 44.28 | 49.88 |
| Demanda Total de Selva Central (MW) | | 32.3 | 33.0 | 33.8 | 34.5 | 35.4 | 39.4 | 44.3 | 49.9 |

Formato 3: Proyección de la Demanda de Energía en el Sistema Eléctrico Selva Central (MWh/año)

| Ítem | Año | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2034 | 2039 | 2044 |
|---|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 10 | 15 | 20 |
| Proyección de Demanda Total de Energía en el Sist. Elec. Selva Central (MWh/año) - Alternativa 1 | | | | | | | | | |
| 1 | Energía | 106,504 | 108,949 | 111,451 | 114,011 | 116,630 | 130,667 | 146,409 | 164,063 |
| 2 | Pérdidas de Energía | 2,444 | 2,453 | 2,324 | 2,309 | 2,393 | 4,660 | 4,927 | 5,514 |
| Energía de Selva Central + Pérdidas | | 108,947 | 111,402 | 113,775 | 116,320 | 119,023 | 135,327 | 151,336 | 169,578 |
| Energía Total de Selva Central | | 108,947 | 111,402 | 113,775 | 116,320 | 119,023 | 135,327 | 151,336 | 169,578 |
| Proyección de Demanda Total de Energía en el Sist. Elec. Selva Central (MWh/año) - Alternativa 2 | | | | | | | | | |
| 1 | Energía | 106,504 | 108,949 | 111,451 | 114,011 | 116,630 | 130,667 | 146,409 | 164,063 |
| 2 | Pérdidas de Energía | 3,771 | 3,824 | 3,871 | 3,957 | 4,023 | 4,072 | 4,594 | 5,421 |
| Energía de Selva Central + Pérdidas | | 110,275 | 112,773 | 115,321 | 117,968 | 120,653 | 134,739 | 151,003 | 169,485 |
| Energía Total de Selva Central | | 110,275 | 112,773 | 115,321 | 117,968 | 120,653 | 134,739 | 151,003 | 169,485 |
| Proyección de Demanda Total de Energía en el Sist. Elec. Selva Central (MWh/año) - Diagnóstico | | | | | | | | | |
| 1 | Energía Suministrada Sin C.térmicas | 106,504 | 108,949 | 111,451 | 114,011 | 116,630 | 130,667 | 146,409 | 164,063 |
| 2 | Energía periodo Bajo Perfil de Tensión | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | Energía Suministrada con C.Térmica | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | Pérdidas de Energía | 3,865 | 3,893 | 4,052 | 4,064 | 4,266 | 4,381 | 5,083 | 6,207 |
| Energía de Selva Central + Pérdidas | | 110,368 | 112,842 | 115,503 | 118,075 | 120,897 | 135,048 | 151,492 | 170,270 |
| Energía Total de Selva Central | | 110,368 | 112,842 | 115,503 | 118,075 | 120,897 | 135,048 | 151,492 | 170,270 |

Formato 5: Costos Incrementales a Precios Sociales

Configuración de Topología de Transmisión - Alternativa 1

| Rubro | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 10 | 15 | 20 |
|---|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 |
| A Inversiones LT 138kV Sta Ana - Yurinaki + SET Yurinaki - mil S/. | 34,731 | | | | | | | | |
| A.1 Total de Inversiones sin IG V | 34,731 | | | | | | | | |
| A.2 Impuesto General a las Ventas IG V | 0 | | | | | | | | |
| B Inversiones LT 138kV Runatullo - Satipo (2do circuito) - mil S/. | | | | | | | 11,620 | | |
| B.1 Total de Inversiones sin IG V | | | | | | | 11,620 | | |
| B.2 Impuesto General a las Ventas IG V | | | | | | | 0 | | |
| C Costos con Proyecto - mil S/. | | 43,714 | 44,673 | 45,602 | 46,597 | 47,654 | 54,030 | 60,701 | 67,835 |
| C1 COyM LT 138kV Sta Ana - Yurinaki + SET Yurinaki -mil S/ (sin IG V) | | 1,107 | 1,107 | 1,107 | 1,107 | 1,107 | 1,107 | 1,107 | 1,107 |
| C2 COyM LT 138kV Runatullo - Satipo (2do circuito) - mil S/ (sin IG V) | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 410 | 410 |
| C3 Costos de Pérdidas (sin IG V) | | 956 | 959 | 909 | 903 | 936 | 1,822 | 1,927 | 2,156 |
| Total MWh | MWh | 2,444 | 2,453 | 2,324 | 2,309 | 2,393 | 4,660 | 4,927 | 5,514 |
| C4 Compra de Energía y Potencia - SE Barra 138kV(sin IG V) | | 41,650 | 42,606 | 43,584 | 44,585 | 45,610 | 51,099 | 57,255 | 64,159 |
| Total - MWh HP | MWh | 106,504 | 108,949 | 111,451 | 114,011 | 116,630 | 130,667 | 146,409 | 164,063 |
| C5 Costo Producción Central térmica (En contingencia) | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total - MWh | MWh | 0 |
| C6 Costos por Compensaciones por Interrupción - (sin IG V) | | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 3 | 3 |
| C7 Impuesto General a las Ventas IG V | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| D Total Costos con Proyecto (A+B) | 34,731 | 43,714 | 44,673 | 45,602 | 46,597 | 47,654 | 65,650 | 60,701 | 67,835 |
| E Total Costos sin Proyecto | | 43,436 | 44,411 | 45,460 | 46,475 | 47,587 | 53,167 | 59,650 | 67,051 |
| E1 Costos de Pérdidas (sin IG V) - mil S/ (sin IG V) | | 1,511 | 1,522 | 1,585 | 1,589 | 1,668 | 1,713 | 1,988 | 2,427 |
| Total MWh | MWh | 3,865 | 3,893 | 4,052 | 4,064 | 4,266 | 4,381 | 5,083 | 6,207 |
| E2 Compra de Energía y Potencia - SE Barra 138kV(sin IG V) | | 41,650 | 42,606 | 43,584 | 44,585 | 45,610 | 51,099 | 57,255 | 64,159 |
| Total - MWh HP | MWh | 106,504 | 108,949 | 111,451 | 114,011 | 116,630 | 130,667 | 146,409 | 164,063 |
| E3 Costo Producción Central térmica (En contingencia) | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total - MWh | MWh | 0 |
| E4 Costo Producción Central térmica (Condiciones normales) | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total - MWh | MWh | 0 |
| E5 Costo Compensación Calidad de Producto mil S/. | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total - MWh | MWh | 0 |

| | | | | | | | | | | |
|----------|--|---------------|------------|------------|------------|------------|-----------|---------------|--------------|------------|
| E6 | Costos por Compensaciones por Interrupción - (sin IGV) | 275 | 283 | 291 | 300 | 308 | 355 | 406 | 465 | |
| E7 | Impuesto General a las Ventas IGV | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| F | Total de Costos Incrementales (Con IGV) | 34,731 | 278 | 262 | 141 | 122 | 67 | 12,483 | 1,052 | 784 |

Formato 5: Costos Incrementales a Precios Sociales

Configuración de Topología de Transmisión - Alternativa 2

| Rubro | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 10 | 15 | 20 |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 |
| A Inversiones LT 138kV Runatullo - Satipo (2do circuito) - mil S/. | 11,620 | | | | | | | | |
| A.1 Total de Inversiones sin IGV | 11,620 | | | | | | | | |
| A.2 Impuesto General a las Ventas IGV | 0 | | | | | | | | |
| B Inversiones LT 138kV Yaupi - Oxapampa - mil S/. | 17,419 | | | | | | | | |
| B.1 Total de Inversiones sin IGV | 17,419 | | | | | | | | |
| B.2 Impuesto General a las Ventas IGV | 0 | | | | | | | | |
| C Costos de Oper y Man con Proyecto - mil S/. | | 44,097 | 45,074 | 46,071 | 47,106 | 48,156 | 53,665 | 60,025 | 67,253 |
| C1 COyM LT 138kV Runatullo - Satipo (2do circuito) - mil S/ (sin IGV) | | 410 | 410 | 410 | 410 | 410 | 410 | 410 | 410 |
| C2 COyM LT 138kV Yaupi - Oxapampa - mil S/ (sin IGV) | | 561 | 561 | 561 | 561 | 561 | 561 | 561 | 561 |
| C3 Costos de Pérdidas (sin IGV) | | 1,475 | 1,495 | 1,514 | 1,547 | 1,573 | 1,593 | 1,797 | 2,120 |
| Total MWh | MWh | 3,771 | 3,824 | 3,871 | 3,957 | 4,023 | 4,072 | 4,594 | 5,421 |
| C4 Compra de Energía y Potencia - SE Barra 138kV(sin IGV) | | 41,650 | 42,606 | 43,584 | 44,585 | 45,610 | 51,099 | 57,255 | 64,159 |
| Total - MWh HP | MWh | 106,504 | 108,949 | 111,451 | 114,011 | 116,630 | 130,667 | 146,409 | 164,063 |
| C5 Costo Producción Central térmica (En contingencia) | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total - MWh | MWh | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| C6 Costos por Compensaciones por Interrupción - (sin IGV) | | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 3 | 3 |
| C7 Impuesto General a las Ventas IGV | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| D Total Costos con Proyecto (A+B) | 29,039 | 44,097 | 45,074 | 46,071 | 47,106 | 48,156 | 53,665 | 60,025 | 67,253 |
| E Total Costos sin Proyecto | | 43,436 | 44,411 | 45,460 | 46,475 | 47,587 | 53,167 | 59,650 | 67,051 |
| E1 Costos de Pérdidas (sin IGV) | | 1,511 | 1,522 | 1,585 | 1,589 | 1,668 | 1,713 | 1,988 | 2,427 |
| Total MWh | MWh | 3,865 | 3,893 | 4,052 | 4,064 | 4,266 | 4,381 | 5,083 | 6,207 |
| E2 Compra de Energía y Potencia - SE Barra 138kV(sin IGV) | | 41,650 | 42,606 | 43,584 | 44,585 | 45,610 | 51,099 | 57,255 | 64,159 |
| Total - MWh HP | MWh | 106,504 | 108,949 | 111,451 | 114,011 | 116,630 | 130,667 | 146,409 | 164,063 |

| | | | | | | | | | | |
|----------|---|-----|---------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| E3 | Costo Producción Central térmica (En contingencia) | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Total - MWh | MWh | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| E4 | Costo Producción Central térmica (Condiciones normales) | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Total - MWh | MWh | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| E5 | Costo Compensación Calidad de Producto mil S/. | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Total - MWh | MWh | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| E6 | Costos por Compensaciones por Interrupción - (sin IGV) | | 275 | 283 | 291 | 300 | 308 | 355 | 406 | 465 |
| E7 | Impuesto General a las Ventas IGV | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| F | Total de Costos Incrementales (Con IGV) | | 29,039 | 661 | 663 | 611 | 631 | 569 | 498 | 202 |

| Formato 6: Beneficios Incrementales a Precios Sociales | | | | | | | | | | |
|---|---|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|
| Configuración de Topología de Transmisión - Alternativa 1 | | | | | | | | | | |
| N° | Descripción | Und | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 10 | 15 | 20 |
| | | | 2,026 | 2,027 | 2,028 | 2,029 | 2,030 | 2,035 | 2,040 | 2,045 |
| 1 | Situación con Proyecto | Mil S/. | 66,743 | 68,151 | 69,593 | 71,067 | 72,576 | 80,662 | 91,547 | 101,717 |
| | Venta de Potencia y Energía en MT | Mil S/. | 61,352 | 62,761 | 64,202 | 65,677 | 67,186 | 75,272 | 84,340 | 94,510 |
| | Energía Total MWh | MWh | 106504 | 108949 | 111451 | 114011 | 116630 | 130667 | 146409 | 164063 |
| | CMA - LT 138kV Sta Ana - Yurinaki + SET Yurinaki | Mil S/. | 5,391 | 5,391 | 5,391 | 5,391 | 5,391 | 5,391 | 5,391 | 5,391 |
| | CMA - LT 138kV Runatullo - Satipo (2do circuito) | Mil S/. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,816 | 1,816 |
| | Impuesto General a las Ventas IGV | Mil S/. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | Situación sin Proyecto | Mil S/. | 61,352 | 62,761 | 64,202 | 65,677 | 67,186 | 75,272 | 84,340 | 94,510 |
| | Venta de Potencia y Energía en MT Sin C. Térmicas | Mil S/. | 61,352 | 62,761 | 64,202 | 65,677 | 67,186 | 75,272 | 84,340 | 94,510 |
| | Energía Total MWh | MWh | 106504 | 108949 | 111451 | 114011 | 116630 | 130667 | 146409 | 164063 |
| | Venta de Potencia y Energía en MT Con C. Térmicas | Mil S/. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Energía Total MWh | MWh | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Costo Medio Anual CMA | Mil S/. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Impuesto General a las Ventas IGV | Mil S/. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | Beneficios Incrementales | Mil S/. | 5,391 | 5,391 | 5,391 | 5,391 | 5,391 | 5,391 | 7,207 | 7,207 |

| Formato 6: Beneficios Incrementales a Precios Sociales | | | | | | | | | | |
|--|---|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Configuración de Topología de Transmisión - Alternativa 2 | | | | | | | | | | |
| N° | Descripción | Und | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 10 | 15 | 20 |
| | | | 2,026 | 2,027 | 2,028 | 2,029 | 2,030 | 2,035 | 2,040 | 2,045 |
| 1 | Situación con Proyecto | Mil S/. | 65,906 | 67,315 | 68,756 | 70,231 | 71,740 | 79,826 | 88,894 | 99,064 |
| | Venta de Potencia y Energía en MT | Mil S/. | 61,352 | 62,761 | 64,202 | 65,677 | 67,186 | 75,272 | 84,340 | 94,510 |
| | Energía Total MWh | MWh | 106504 | 108949 | 111451 | 114011 | 116630 | 130667 | 146409 | 164063 |
| | CMA - LT 138kV Runatullo - Satipo (2do circuito) | Mil S/. | 1,816 | 1,816 | 1,816 | 1,816 | 1,816 | 1,816 | 1,816 | 1,816 |
| | CMA - LT 138kV Yaupi - Oxapampa | Mil S/. | 2,738 | 2,738 | 2,738 | 2,738 | 2,738 | 2,738 | 2,738 | 2,738 |
| | Impuesto General a las Ventas IGV | Mil S/. | 0 |
| 2 | Situación sin Proyecto | Mil S/. | 61,352 | 62,761 | 64,202 | 65,677 | 67,186 | 75,272 | 84,340 | 94,510 |
| | Venta de Potencia y Energía en MT Sin C. Térmicas | Mil S/. | 61,352 | 62,761 | 64,202 | 65,677 | 67,186 | 75,272 | 84,340 | 94,510 |
| | Energía Total MWh | MWh | 106504 | 108949 | 111451 | 114011 | 116630 | 130667 | 146409 | 164063 |
| | Venta de Potencia y Energía en MT Con C. Térmicas | Mil S/. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Energía Total MWh | MWh | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Costo Medio Anual CMA | Mil S/. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Impuesto General a las Ventas IGV | Mil S/. | 0 |
| 3 | Beneficios Incrementales | Mil S/. | 4,554 |

Configuración Topológica - Alternativa 01

| Ítem | Descripción | | Periodo | | | | | | | | |
|------|------------------------------------|--|----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|
| | Nº | | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 10 | 15 | 20 |
| | Año | | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2034 | 2039 | 2044 |
| 1 | Beneficios Incrementales (mil S/.) | | | 5,391 | 5,391 | 5,391 | 5,391 | 5,391 | 5,391 | 7,207 | 7,207 |
| 2 | Costos Incrementales (mil S/.) | | 34,731 | 278 | 262 | 141 | 122 | 67 | 12,483 | 1,052 | 784 |
| 3 | Beneficios Netos (mil S/.) | | -34,731 | 5,113 | 5,128 | 5,249 | 5,268 | 5,323 | -7,093 | 6,155 | 6,423 |

Configuración Topológica - Alternativa 02

| Ítem | Descripción | | Periodo | | | | | | | | |
|------|------------------------------------|--|----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | Nº | | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 10 | 15 | 20 |
| | Año | | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2034 | 2039 | 2044 |
| 1 | Beneficios Incrementales (mil S/.) | | | 4,554 | 4,554 | 4,554 | 4,554 | 4,554 | 4,554 | 4,554 | 4,554 |
| 2 | Costos Incrementales (mil S/.) | | 29,039 | 661 | 663 | 611 | 631 | 569 | 498 | 376 | 202 |
| 3 | Beneficios Netos (mil S/.) | | -29,039 | 3,893 | 3,891 | 3,944 | 3,923 | 3,985 | 4,056 | 4,178 | 4,352 |

Indicadores Económicos Incrementales a Precios Sociales

| Alternativa: | 1 | 2 |
|-------------------------------|--------|--------|
| Tasa de Descuento % | 12 % | 12 % |
| VAN (12%) mil S/. | 1,472 | 931 |
| TIR (%) | 12.7 % | 12.5 % |
| Relación beneficio Costo (pu) | 1.04 | 1.03 |
| Tiempo de Repago (años) | 17.3 | 17.4 |

Anexo 06. Análisis Eléctrico Yurinaki. Pfd

(Archivo de simulación en formato digital:

https://drive.google.com/drive/folders/16AkdgZggT0WH7_VCLMVnH4pDKFMtVPus?usp=sharing)

Anexo 07. F-100_AD05_Mod PI 2021-2025.xlsx

(Formulario de Demanda de Osinergmin en formato digital:

https://drive.google.com/drive/folders/16AkdgZggT0WH7_VCLMVnH4pDKFMtVPus?usp=sharing)

| OSINERGMIN | | | | F-101 | | | | | |
|---|-------------------|-----------|------|--------------|-------|--------------|----|-----|----|
| FACTOR DE CARGA, CONTRIBUCIÓN A LA PUNTA y SIMULTANEIDAD ⁽¹⁾ | | | | | | | | | |
| AREA DE DEMANDA: 5 | | | | | | | | | |
| Total Sistema 5 | | | | 0.33 | | | | | |
| SISTEMA ELÉCTRICO 6 | | | | SET | Barra | Tensión (kV) | FC | FCP | FS |
| Pasco y Pasco Rural | CARHUAMAYO (22.9) | CARHU023 | 22.9 | 0.71 | 0.95 | 0.87 | | | |
| Pasco y Pasco Rural | CARHUAMAYO (13.2) | CARHU013 | 13.2 | 0.73 | 1.00 | 0.85 | | | |
| Pasco y Pasco Rural | CHAPRIN (2.4) | CHAPR002 | 2.4 | 0.66 | 1.00 | 0.87 | | | |
| Pasco y Pasco Rural | CURIPATA | CURIP010 | 10 | 0.55 | 1.00 | 0.70 | | | |
| Pasco y Pasco Rural | CHUMPE | CHUMP012 | 12 | 0.58 | 1.00 | 0.82 | | | |
| Pasco y Pasco Rural | GOYLLARISQUIZGA | GOYLL013 | 13.2 | 0.77 | 1.00 | 0.75 | | | |
| Pasco y Pasco Rural | BELLAVISTA | BELLA010 | 10 | 0.57 | 1.00 | 0.71 | | | |
| Pasco y Pasco Rural | MARCAVALLE | MARCA010 | 10 | 0.77 | 1.00 | 0.95 | | | |
| Pasco y Pasco Rural | PASCO | PASCO023 | 22.9 | 0.76 | 1.00 | 0.93 | | | |
| Pasco y Pasco Rural | JUNÍN | JUNIN013 | 13.2 | 0.73 | 1.00 | 0.86 | | | |
| Pasco y Pasco Rural | NUEVA MOROCOCHA | NMOROC023 | 22.9 | 0.75 | 1.00 | 0.95 | | | |
| Pasco y Pasco Rural | ANDAYCHAGUA | ANDAY023 | 22.9 | 0.65 | 1.00 | 0.82 | | | |
| Pasco y Pasco Rural | OXAPAMPA | OXAPA023 | 22.9 | 0.74 | 1.00 | 0.87 | | | |
| Pasco y Pasco Rural | VILLA RICA | VRICA023 | 22.9 | 0.63 | 1.00 | 0.76 | | | |
| Pasco y Pasco Rural | PACHACAYO | PACHY013 | 13.2 | 0.67 | 1.00 | 0.80 | | | |
| Pasco y Pasco Rural | PACHACHACA | PACHA010 | 10 | 0.56 | 1.00 | 0.85 | | | |
| Pasco y Pasco Rural | SHELBY | SHELB010 | 10 | 0.72 | 1.00 | 0.91 | | | |
| Total Sistema 6 | | | | ELÉCTRICO 6 | 0.79 | | | | |
| SISTEMA ELÉCTRICO 7 | | | | SET | Barra | Tensión (kV) | FC | FCP | FS |
| Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo | PICHANAKI (13.2) | PICHA013 | 13.2 | 0.33 | 0.87 | 0.62 | | | |
| Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo | PICHANAKI | PICHA023 | 22.9 | 0.36 | 0.99 | 0.91 | | | |
| Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo | PUERTO BERMUDEZ | PBERM033 | 33 | 0.36 | 1.00 | 0.93 | | | |
| Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo | CHALHUAMAYO | CHALH023 | 22.9 | 0.37 | 1.00 | 0.92 | | | |
| Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo | SATIPO | SATIP023 | 22.9 | 0.37 | 1.00 | 0.43 | | | |
| Total Sistema 7 | | | | ELÉCTRICO 7 | 0.37 | | | | |
| SISTEMA ELÉCTRICO 8 | | | | SET | Barra | Tensión (kV) | FC | FCP | FS |
| Tarma - Chanchamayo, Tarma Rural y Tarma - Chanchamayo SER | CHANCHAMAYO | CHANC023 | 22.9 | 0.60 | 1.00 | 0.93 | | | |
| Tarma - Chanchamayo, Tarma Rural y Tarma - Chanchamayo SER | NINATAMBO | NINAT023 | 22.9 | 0.53 | 0.99 | 0.78 | | | |
| Tarma - Chanchamayo, Tarma Rural y Tarma - Chanchamayo SER | NINATAMBO | NINAT010 | 10 | 0.58 | 0.99 | 0.95 | | | |
| Total Sistema 8 | | | | ELÉCTRICO 8 | 0.62 | | | | |
| SISTEMA ELÉCTRICO 9 | | | | SET | Barra | Tensión (kV) | FC | FCP | FS |
| Tingo María y Tingo María SER | TINGO MARÍA | TINGO023 | 22.9 | 0.43 | 0.89 | 0.95 | | | |
| Tingo María y Tingo María SER | TINGO MARÍA | TINGO010 | 10 | 0.47 | 0.96 | 0.90 | | | |
| Total Sistema 9 | | | | ELÉCTRICO 9 | 0.49 | | | | |
| SISTEMA ELÉCTRICO 10 | | | | SET | Barra | Tensión (kV) | FC | FCP | FS |
| Tocache y Tocache Rural | TOCACHE | TOCAC023 | 22.9 | 0.48 | 1.00 | 0.84 | | | |
| Tocache y Tocache Rural | AUCAYACU | AUCAY023 | 22.9 | 0.48 | 1.00 | 0.89 | | | |
| Total Sistema 10 | | | | ELÉCTRICO 10 | 0.48 | | | | |

(1) Estos valores corresponden a todo el Año Representativo. Se determinan con base en la información reportada en el Formato F-102

(2) Para "Total Sistema" solo se consigna el valor del "FC" correspondiente

INFORMACIÓN DE LA CARGA - USUARIOS REGULADOS ⁽¹⁾

| Area de Demanda: 5 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|-------------------|-----------|--------------|---|-------|--------------------|------------------------|---------------------------------------|-------|--------------------|------------------------|--------------------------------------|-------|--------------------|------------------------|--|-------|--------------------|
| Nombre Sistema Eléctrico | SET | Barra (2) | Tensión (kV) | En el Día de Max. Dem Anual del Sistema Eléctrico | | | | En el Día de Max. Dem Anual de la SET | | | | En el Día de Max. Dem Anual del SEIN | | | | Max. Dem anual por devanado (No necesariamente coincidente con la Max de la SET) | | |
| | | | | Fecha | Hora | Potencia Activa kW | Potencia Reactiva kVAR | Fecha | Hora | Potencia Activa kW | Potencia Reactiva kVAR | Fecha | Hora | Potencia Activa kW | Potencia Reactiva kVAR | Fecha | Hora | Potencia Activa kW |
| Pasco y Pasco Rural | CARHUAMAYO (22.9) | CARHU023 | 22.9 | 2021/11/25 | 19:15 | 809.52 | | 2021/05/25 | 19:15 | 849.59 | | 2021/12/13 | 19:45 | 782.61 | | 2021/10/21 | 19:15 | 894.82 |
| Pasco y Pasco Rural | CARHUAMAYO (13.2) | CARHU013 | 13.2 | 2021/11/25 | 19:15 | 664.38 | | 2021/05/25 | 19:15 | 718.92 | | 2021/12/13 | 19:45 | 613.26 | | 2021/10/21 | 19:15 | 718.92 |
| Pasco y Pasco Rural | CHAPRIN (2.4) | CHAPR002 | 2.4 | 2021/11/25 | 19:15 | 522.67 | | 2021/10/21 | 19:15 | 626.54 | | 2021/12/13 | 19:45 | 545.75 | | 2021/10/21 | 19:15 | 626.54 |
| Pasco y Pasco Rural | CURIPATA | CURIP010 | 10 | 2021/11/25 | 19:15 | 139.70 | | 2021/10/21 | 19:15 | 199.20 | | 2021/12/13 | 19:45 | 138.70 | | 2021/10/21 | 19:15 | 199.20 |
| Pasco y Pasco Rural | CHUMPE | CHUMP012 | 12 | 2021/11/25 | 19:15 | 96.40 | | 2021/10/21 | 19:15 | 132.00 | | 2021/12/13 | 19:45 | 108.00 | | 2021/10/21 | 19:15 | 132.00 |
| Pasco y Pasco Rural | GOYLLARISQUIZGA | GOYLL013 | 13.2 | 2021/11/25 | 19:15 | 763.01 | | 2021/10/21 | 19:15 | 786.41 | | 2021/12/13 | 19:45 | 586.94 | | 2021/10/21 | 19:15 | 786.41 |
| Pasco y Pasco Rural | BELLAVISTA | BELLA010 | 10 | 2021/11/25 | 19:15 | 82.50 | | 2021/10/21 | 19:15 | 114.90 | | 2021/12/13 | 19:45 | 81.80 | | 2021/10/21 | 19:15 | 114.90 |
| Pasco y Pasco Rural | MARCAVALLE | MARCA010 | 10 | 2021/11/25 | 19:15 | 1,694.45 | | 2021/10/21 | 19:15 | 1,735.78 | | 2021/12/13 | 19:45 | 1,641.31 | | 2021/10/21 | 19:15 | 1,735.78 |
| Pasco y Pasco Rural | PASCO | PASCO023 | 22.9 | 2021/11/25 | 19:15 | 5,813.74 | | 2021/10/21 | 19:15 | 6,014.55 | | 2021/12/13 | 19:45 | 5,581.16 | | 2021/10/21 | 19:15 | 6,014.55 |
| Pasco y Pasco Rural | JUNIN | JUNIN013 | 13.2 | 2021/11/25 | 19:15 | 792.00 | | 2021/10/21 | 19:15 | 853.05 | | 2021/12/13 | 19:45 | 730.29 | | 2021/10/21 | 19:15 | 853.05 |
| Pasco y Pasco Rural | NUOVA MOROCOCHA | NMOROC023 | 22.9 | 2021/11/25 | 19:15 | 709.40 | | 2021/10/21 | 19:15 | 742.90 | | 2021/12/13 | 19:45 | 709.40 | | 2021/10/21 | 19:15 | 742.90 |
| Pasco y Pasco Rural | ANDAYCHAGUA | ANDAY023 | 22.9 | 2021/11/25 | 19:15 | 570.26 | | 2021/10/21 | 19:15 | 690.97 | | 2021/12/13 | 19:45 | 564.39 | | 2021/10/21 | 19:15 | 690.97 |
| Pasco y Pasco Rural | OXAPAMPA | OXAPA023 | 22.9 | 2021/11/25 | 19:15 | 2,185.81 | | 2021/10/21 | 19:15 | 2,346.34 | | 2021/12/13 | 19:45 | 2,037.40 | | 2021/10/21 | 19:15 | 2,346.34 |
| Pasco y Pasco Rural | VILLA RICA | VRICA023 | 22.9 | 2021/11/25 | 19:15 | 1,551.55 | | 2021/10/21 | 19:15 | 1,948.47 | | 2021/12/13 | 19:45 | 1,489.24 | | 2021/10/21 | 19:15 | 1,948.47 |
| Pasco y Pasco Rural | PACHACAYO | PACHY013 | 13.2 | 2021/11/25 | 19:15 | 292.68 | | 2021/10/21 | 19:15 | 342.84 | | 2021/12/13 | 19:45 | 275.04 | | 2021/10/21 | 19:15 | 342.84 |
| Pasco y Pasco Rural | PACHACHACA | PACHA010 | 10 | 2021/11/25 | 19:15 | 409.90 | | 2021/10/21 | 19:15 | 579.50 | | 2021/12/13 | 19:45 | 491.20 | | 2021/10/21 | 19:15 | 579.50 |
| Pasco y Pasco Rural | SHELBY | SHELB010 | 10 | 2021/11/25 | 19:15 | 462.43 | | 2021/10/21 | 19:15 | 504.81 | | 2021/12/13 | 19:45 | 460.25 | | 2021/10/21 | 19:15 | 504.81 |
| Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo | PICHANAKI (13.2) | PICHA013 | 13.2 | 2021/08/17 | 19:00 | 1,852.61 | | 2021/08/10 | 19:30 | 1,812.88 | | 2021/12/13 | 19:45 | 1,303.22 | | 2021/10/21 | 19:15 | 2,089.89 |
| Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo | PICHANAKI | PICHA023 | 22.9 | 2021/08/17 | 19:00 | 3,782.47 | | 2021/08/10 | 19:30 | 3,891.16 | | 2021/12/13 | 19:45 | 3,577.68 | | 2021/10/21 | 19:15 | 3,942.41 |
| Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo | PUERTO BERMUDEZ | PBERM033 | 33 | 2021/08/17 | 19:00 | 3,527.18 | | 2021/10/21 | 19:15 | 3,666.31 | | 2021/12/13 | 19:45 | 3,396.40 | | 2021/10/21 | 19:15 | 3,666.31 |
| Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo | CHALHUAMAYO | CHALH023 | 22.9 | 2021/08/17 | 19:00 | 4,209.50 | | 2021/10/21 | 19:15 | 4,209.50 | | 2021/12/13 | 19:45 | 3,859.00 | | 2021/10/21 | 19:15 | 4,209.50 |
| Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo | SATIPO | SATIP023 | 22.9 | 2021/08/17 | 19:00 | 8,175.60 | | 2021/10/21 | 19:15 | 8,175.60 | | 2021/12/13 | 19:45 | 3,502.70 | | 2021/10/21 | 19:15 | 8,175.60 |
| Tarma - Chanchamayo, Tarma Rural y Tarma - Chanchamayo SER | CHANCHAMAYO | CHANCO23 | 22.9 | 2021/08/09 | 18:45 | 6,846.69 | | 2021/10/21 | 19:15 | 6,997.42 | | 2021/12/13 | 19:45 | 6,527.83 | | 2021/10/21 | 19:15 | 6,997.42 |
| Tarma - Chanchamayo, Tarma Rural y Tarma - Chanchamayo SER | NINATAMBO | NINAT023 | 22.9 | 2021/08/09 | 18:45 | 1,842.08 | | 2021/07/05 | 19:15 | 2,151.68 | | 2021/12/13 | 19:45 | 1,690.94 | | 2021/10/21 | 19:15 | 2,163.59 |
| Tarma - Chanchamayo, Tarma Rural y Tarma - Chanchamayo SER | NINATAMBO | NINAT010 | 10 | 2021/08/09 | 18:45 | 3,638.04 | | 2021/07/05 | 19:15 | 3,848.04 | | 2021/12/13 | 19:45 | 3,681.72 | | 2021/10/21 | 19:15 | 3,895.08 |
| Tingo María y Tingo María SER | TINGO MARÍA | TINGO023 | 22.9 | 2021/11/02 | 19:15 | 1,499.72 | | 2021/11/02 | 19:15 | 1,499.72 | | 2021/12/13 | 19:45 | 1,586.97 | | 2021/10/21 | 19:15 | 1,679.26 |
| Tingo María y Tingo María SER | TINGO MARÍA | TINGO010 | 10 | 2021/11/02 | 19:15 | 8,834.46 | | 2021/11/02 | 19:15 | 8,834.46 | | 2021/12/13 | 19:45 | 8,275.53 | | 2021/10/21 | 19:15 | 9,170.97 |
| Tocache y Tocache Rural | TOCACHE | TOCAC023 | 22.9 | 2021/07/13 | 15:00 | 8,082.90 | | 2021/07/13 | 15:00 | 8,082.90 | | 2021/12/13 | 19:45 | 6,792.10 | | 2021/10/21 | 19:15 | 8,082.90 |
| Tocache y Tocache Rural | AUCAYACU | AUCAY023 | 22.9 | 2021/07/13 | 15:00 | 2,423.10 | | 2021/07/13 | 15:00 | 2,423.10 | | 2021/12/13 | 19:45 | 2,160.63 | | 2021/10/21 | 19:15 | 2,423.10 |

(1) No incluye la demanda de Usuarios Libres

(2) Según estructura de código utilizada por OSINERGMIN en las simulaciones de flujo de potencia.

| OSINERGMIN | | | | | | | F-103 |
|--|-------------------|---------------------|--------------|--|----------------------|---|-----------------------|
| FACTORES POR SET - USUARIOS REGULADOS | | | | | | | |
| Área de Demanda: 5 | | | | | | | |
| Sistema Eléctrico | SET | Barra (Devanado) | Tensión (kV) | Potencia a la Hora de Max Dem. del Sistema Eléctrico - Pmax ⁽¹⁾ kW | FPHMS ⁽²⁾ | Energía del Año Representativo ⁽³⁾ MWh | FPMWHS ⁽⁴⁾ |
| Pasco y Pasco Rural | CARHUAMAYO (22.9) | CARHU023 | 23 | 809.52 | 4.6% | 5,155.30 | 4.6% |
| Pasco y Pasco Rural | CARHUAMAYO (13.2) | CARHU013 | 13 | 664.38 | 3.8% | 4,231.02 | 3.8% |
| Pasco y Pasco Rural | CHAPRIN (2.4) | CHAPR002 | 2 | 522.67 | 3.0% | 3,328.56 | 3.0% |
| Pasco y Pasco Rural | CURIPATA | CURIP010 | 10 | 139.70 | 0.8% | 889.66 | 0.8% |
| Pasco y Pasco Rural | CHUMPE | CHUMP012 | 12 | 96.40 | 0.5% | 613.91 | 0.5% |
| Pasco y Pasco Rural | GOYLLARISQUIZGA | GOYLL013 | 13 | 763.01 | 4.3% | 4,859.13 | 4.3% |
| Pasco y Pasco Rural | BELLAVISTA | BELLA010 | 10 | 82.50 | 0.5% | 525.39 | 0.5% |
| Pasco y Pasco Rural | MARCAVALLE | MARCA010 | 10 | 1,694.45 | 9.6% | 10,790.89 | 9.6% |
| Pasco y Pasco Rural | PASCO | PASCO023 | 23 | 5,813.74 | 33.1% | 37,024.11 | 33.1% |
| Pasco y Pasco Rural | JUNÍN | JUNIN013 | 13 | 792.00 | 4.5% | 5,043.76 | 4.5% |
| Pasco y Pasco Rural | NUEVA MOROCOCHA | NMOROC023 | 23 | 709.40 | 4.0% | 4,517.73 | 4.0% |
| Pasco y Pasco Rural | ANDAYCHAGUA | ANDAY023 | 23 | 570.26 | 3.2% | 3,631.66 | 3.2% |
| Pasco y Pasco Rural | OXAPAMPA | OXAPA023 | 23 | 2,185.81 | 12.4% | 13,920.08 | 12.4% |
| Pasco y Pasco Rural | VILLA RICA | VRICA023 | 23 | 1,551.55 | 8.8% | 9,880.89 | 8.8% |
| Pasco y Pasco Rural | PACHACAYO | PACHY013 | 13 | 292.68 | 1.7% | 1,863.90 | 1.7% |
| Pasco y Pasco Rural | PACHACHACA | PACHA010 | 10 | 409.90 | 2.3% | 2,610.40 | 2.3% |
| Pasco y Pasco Rural | SHELBY | SHELB010 | 10 | 462.43 | 2.6% | 2,944.95 | 2.6% |
| Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo | PICHANAKI (13.2) | PICHA013 | 13 | 1,852.61 | 8.6% | 5,527.24 | 8.6% |
| Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo | PICHANAKI | PICHA023 | 23 | 3,782.47 | 17.6% | 11,284.93 | 17.6% |
| Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo | PUERTO BERMUDEZ | PBERM033 | 33 | 3,527.18 | 16.4% | 10,523.28 | 16.4% |
| Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo | CHALHUAMAYO | CHALH023 | 23 | 4,209.50 | 19.5% | 12,558.97 | 19.5% |
| Chalhuamayo-Satipo-Pichanaki-Pozuzo | SATIPO | SATIP023 | 23 | 8,175.60 | 37.9% | 24,391.76 | 37.9% |
| Tarma - Chanchamayo, Tarma Rural y Tarma - Chanchamayo SER | CHANCHAMAYO | CHANC023 | 23 | 6,846.69 | 55.5% | 34,063.16 | 55.5% |
| Tarma - Chanchamayo, Tarma Rural y Tarma - Chanchamayo SER | NINATAMBO | NINAT023 | 23 | 1,842.08 | 14.9% | 9,164.57 | 14.9% |
| Tarma - Chanchamayo, Tarma Rural y Tarma - Chanchamayo SER | NINATAMBO | NINAT010 | 10 | 3,638.04 | 29.5% | 18,099.72 | 29.5% |
| Tingo María y Tingo María SER | TINGO MARÍA | TINGO023 | 23 | 1,499.72 | 14.5% | 5,877.55 | 14.5% |
| Tingo María y Tingo María SER | TINGO MARÍA | TINGO010 | 10 | 8,834.46 | 85.5% | 34,623.08 | 85.5% |
| Tocache y Tocache Rural | TOCACHE | TOCAC023 | 23 | 8,082.90 | 76.9% | 31,353.01 | 76.9% |
| Tocache y Tocache Rural | AUCAYACU | AUCAY023 | 23 | 2,423.10 | 23.1% | 9,399.02 | 23.1% |
| | | | | | | 940,990.34 | |

(1) Corresponde al valor consignado en la columna "Potencia Activa" del Formato F-102 en el día de máxima demanda del Sistema Eléctrico, por subestación y nivel de tensión.
(2) FPHMS: Factor de participación en potencia a la hora de máxima demanda del Sistema Eléctrico, determinado como el cociente del Pmax entre la máxima demanda anual del Sistema Eléctrico.
(3) Corresponde al valor de energía registrado en el Año Representativo, expresado en MWh
(4) FPMWHS: Factor de participación en energía respecto a la demanda de energía total del Sistema Eléctrico, determinado como el cociente entre el valor de la Energía del Año Representativo de cada fila entre la Energía del Año Representativo total del Sistema Eléctrico. La sumatoria por Sistema Eléctrico debe ser igual a 1,00

RESUMEN DE LA PROYECCION DE LA POTENCIA COINCIDENTE A NIVEL SISTEMA (MW)

AREA DE DEMANDA: 5

| SISTEMA | SUBESTACIÓN | BARRA | Tensión (kV) | POTENCIA (MW) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | TC | | | |
|--|-------------------|-----------|-----------------|---------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
| | | | | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 | 2047 | | 2048 | 2049 | 2050 |
| Pasco y Pasco Rural | CARHUAMAYO (22.9) | CARHU023 | 23 | 0.81 | 0.83 | 0.87 | 0.91 | 0.94 | 0.96 | 0.98 | 1.01 | 1.03 | 1.05 | 1.08 | 1.10 | 1.13 | 1.16 | 1.18 | 1.21 | 1.24 | 1.27 | 1.30 | 1.33 | 1.36 | 1.39 | 1.42 | 1.45 | 1.49 | 1.52 | 1.56 | 1.59 | 1.63 | 1.67 | 2.5% |
| Pasco y Pasco Rural | CARHUAMAYO | CARHU013 | 13.2 | 1.13 | 1.15 | 1.18 | 1.21 | 1.24 | 1.26 | 1.28 | 1.30 | 1.32 | 1.34 | 1.36 | 1.38 | 1.40 | 1.42 | 1.44 | 1.46 | 1.49 | 1.51 | 1.53 | 1.56 | 1.58 | 1.61 | 1.64 | 1.66 | 1.69 | 1.72 | 1.75 | 1.78 | 1.81 | 1.84 | 1.7% |
| Pasco y Pasco Rural | CHAPRIN (2.4) | CHAPR002 | 2.4 | 0.52 | 0.54 | 0.56 | 0.59 | 0.61 | 0.62 | 0.64 | 0.65 | 0.67 | 0.68 | 0.70 | 0.71 | 0.73 | 0.75 | 0.76 | 0.78 | 0.80 | 0.82 | 0.84 | 0.86 | 0.88 | 0.90 | 0.92 | 0.94 | 0.96 | 0.98 | 1.01 | 1.03 | 1.05 | 1.08 | 2.5% |
| Pasco y Pasco Rural | CURIPATA | CURIP010 | 10.0 | 0.14 | 0.14 | 0.15 | 0.16 | 0.16 | 0.17 | 0.17 | 0.17 | 0.18 | 0.18 | 0.19 | 0.19 | 0.20 | 0.20 | 0.21 | 0.21 | 0.22 | 0.22 | 0.23 | 0.23 | 0.24 | 0.25 | 0.25 | 0.26 | 0.26 | 0.27 | 0.28 | 0.28 | 0.29 | 2.5% | |
| Pasco y Pasco Rural | CHUMPE | CHUMP012 | 12.0 | 1.33 | 1.33 | 1.33 | 1.34 | 1.34 | 1.34 | 1.35 | 1.35 | 1.35 | 1.36 | 1.36 | 1.36 | 1.37 | 1.37 | 1.37 | 1.38 | 1.38 | 1.38 | 1.39 | 1.39 | 1.40 | 1.40 | 1.41 | 1.41 | 1.41 | 1.42 | 1.42 | 1.43 | 1.43 | 0.3% | |
| Pasco y Pasco Rural | GOYLLARISQUIZGA | GOYLL013 | 13.2 | 0.76 | 0.79 | 0.82 | 0.85 | 0.89 | 0.91 | 0.93 | 0.95 | 0.97 | 0.99 | 1.02 | 1.04 | 1.06 | 1.09 | 1.11 | 1.14 | 1.17 | 1.19 | 1.22 | 1.25 | 1.28 | 1.31 | 1.34 | 1.37 | 1.40 | 1.44 | 1.47 | 1.50 | 1.54 | 1.57 | 2.5% |
| Pasco y Pasco Rural | BELLAVISTA | BELLA010 | 10.0 | 0.08 | 0.08 | 0.09 | 0.09 | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.11 | 0.11 | 0.11 | 0.11 | 0.12 | 0.12 | 0.12 | 0.12 | 0.13 | 0.13 | 0.13 | 0.14 | 0.14 | 0.14 | 0.14 | 0.15 | 0.15 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.17 | 0.17 | 2.5% |
| Pasco y Pasco Rural | MARCAVALLE | MARCA010 | 10.0 | 1.69 | 1.74 | 1.82 | 1.90 | 1.97 | 2.01 | 2.06 | 2.11 | 2.16 | 2.21 | 2.26 | 2.31 | 2.36 | 2.42 | 2.48 | 2.53 | 2.59 | 2.65 | 2.71 | 2.78 | 2.84 | 2.91 | 2.97 | 3.04 | 3.11 | 3.19 | 3.26 | 3.34 | 3.41 | 3.49 | 2.5% |
| Pasco y Pasco Rural | PASCO | PASCO023 | 22.9 | 5.81 | 5.98 | 6.25 | 6.51 | 6.75 | 6.91 | 7.07 | 7.23 | 7.40 | 7.57 | 7.75 | 7.93 | 8.11 | 8.30 | 8.49 | 8.69 | 8.89 | 9.10 | 9.31 | 9.53 | 9.75 | 9.98 | 10.21 | 10.44 | 10.69 | 10.93 | 11.19 | 11.45 | 11.71 | 11.99 | 2.5% |
| Pasco y Pasco Rural | JUNIN | JUNIN013 | 13.2 | 0.79 | 0.82 | 0.85 | 0.89 | 0.92 | 0.94 | 0.96 | 0.99 | 1.01 | 1.03 | 1.06 | 1.08 | 1.11 | 1.13 | 1.16 | 1.18 | 1.21 | 1.24 | 1.27 | 1.30 | 1.33 | 1.36 | 1.39 | 1.42 | 1.46 | 1.49 | 1.52 | 1.56 | 1.60 | 1.63 | 2.5% |
| Pasco y Pasco Rural | NUEVA MOROCOCHA | NMOROC023 | 22.9 | 2.20 | 2.22 | 2.26 | 2.29 | 2.32 | 2.34 | 2.36 | 2.38 | 2.40 | 2.42 | 2.44 | 2.46 | 2.48 | 2.51 | 2.53 | 2.55 | 2.58 | 2.60 | 2.63 | 2.66 | 2.68 | 2.71 | 2.74 | 2.77 | 2.80 | 2.83 | 2.86 | 2.89 | 2.92 | 2.96 | 1.0% |
| Pasco y Pasco Rural | ANDAYCHAGUA | ANDAY023 | 22.9 | 0.57 | 0.59 | 0.61 | 0.64 | 0.66 | 0.68 | 0.69 | 0.71 | 0.73 | 0.74 | 0.76 | 0.78 | 0.80 | 0.81 | 0.83 | 0.85 | 0.87 | 0.89 | 0.91 | 0.93 | 0.96 | 0.98 | 1.00 | 1.02 | 1.05 | 1.07 | 1.10 | 1.12 | 1.15 | 1.18 | 2.5% |
| Pasco y Pasco Rural | OXAPAMPA | OXAPA023 | 22.9 | 2.32 | 2.38 | 2.48 | 2.58 | 2.67 | 2.73 | 2.79 | 2.85 | 2.91 | 2.98 | 3.05 | 3.11 | 3.18 | 3.25 | 3.33 | 3.40 | 3.48 | 3.55 | 3.63 | 3.71 | 3.80 | 3.88 | 3.97 | 4.06 | 4.15 | 4.24 | 4.34 | 4.44 | 4.54 | 4.64 | 2.4% |
| Pasco y Pasco Rural | VILLA RICA | VRICA023 | 22.9 | 1.55 | 1.60 | 1.67 | 1.74 | 1.80 | 1.84 | 1.89 | 1.93 | 1.98 | 2.02 | 2.07 | 2.12 | 2.17 | 2.22 | 2.27 | 2.32 | 2.37 | 2.43 | 2.49 | 2.54 | 2.60 | 2.66 | 2.72 | 2.79 | 2.85 | 2.92 | 2.99 | 3.06 | 3.13 | 3.20 | 2.5% |
| Pasco y Pasco Rural | PACHACAYO | PACHY013 | 13.2 | 0.29 | 0.30 | 0.31 | 0.33 | 0.34 | 0.35 | 0.36 | 0.36 | 0.37 | 0.38 | 0.39 | 0.40 | 0.41 | 0.42 | 0.43 | 0.44 | 0.45 | 0.46 | 0.47 | 0.48 | 0.49 | 0.50 | 0.51 | 0.53 | 0.54 | 0.55 | 0.56 | 0.58 | 0.59 | 0.60 | 2.5% |
| Pasco y Pasco Rural | PACHACHACA | PACHA010 | 10.0 | 0.41 | 0.42 | 0.44 | 0.46 | 0.48 | 0.49 | 0.50 | 0.51 | 0.52 | 0.53 | 0.55 | 0.56 | 0.57 | 0.59 | 0.60 | 0.61 | 0.63 | 0.64 | 0.66 | 0.67 | 0.69 | 0.70 | 0.72 | 0.74 | 0.75 | 0.77 | 0.79 | 0.81 | 0.83 | 0.85 | 2.5% |
| Pasco y Pasco Rural | SHELBY | SHELBO10 | 10.0 | 0.46 | 0.48 | 0.50 | 0.52 | 0.54 | 0.55 | 0.56 | 0.58 | 0.59 | 0.60 | 0.62 | 0.63 | 0.65 | 0.66 | 0.68 | 0.69 | 0.71 | 0.72 | 0.74 | 0.76 | 0.78 | 0.79 | 0.81 | 0.83 | 0.85 | 0.87 | 0.89 | 0.91 | 0.93 | 0.95 | 2.5% |
| Chalhuanayo-Salpo-Pichanaki-Pozuzo | PICHANAKI (13.2) | PICHA013 | 13.2 | 1.85 | 1.91 | 1.99 | 2.07 | 2.15 | 2.20 | 2.25 | 2.31 | 2.36 | 2.41 | 2.47 | 2.53 | 2.59 | 2.65 | 2.71 | 2.77 | 2.83 | 2.90 | 2.97 | 3.04 | 3.11 | 3.18 | 3.25 | 3.33 | 3.41 | 3.48 | 3.57 | 3.65 | 3.73 | 3.82 | 2.5% |
| Chalhuanayo-Salpo-Pichanaki-Pozuzo | PICHANAKI | PICHA023 | 22.9 | 4.00 | 4.11 | 4.28 | 4.45 | 4.61 | 4.71 | 4.81 | 4.92 | 5.03 | 5.14 | 5.26 | 5.37 | 5.49 | 5.62 | 5.74 | 5.87 | 6.00 | 6.13 | 6.27 | 6.41 | 6.56 | 6.70 | 6.85 | 7.01 | 7.17 | 7.33 | 7.49 | 7.66 | 7.83 | 8.01 | 2.4% |
| Chalhuanayo-Salpo-Pichanaki-Pozuzo | PUERTO BERMUDEZ | PBERM033 | 33 | 3.53 | 3.63 | 3.79 | 3.95 | 4.10 | 4.19 | 4.29 | 4.39 | 4.49 | 4.59 | 4.70 | 4.81 | 4.92 | 5.04 | 5.15 | 5.27 | 5.40 | 5.52 | 5.65 | 5.78 | 5.91 | 6.05 | 6.19 | 6.34 | 6.48 | 6.63 | 6.79 | 6.95 | 7.11 | 7.27 | 2.5% |
| Chalhuanayo-Salpo-Pichanaki-Pozuzo | CHALHUAMAYO | CHALH023 | 23 | 4.21 | 4.33 | 4.53 | 4.71 | 4.89 | 5.00 | 5.12 | 5.24 | 5.36 | 5.48 | 5.61 | 5.74 | 5.87 | 6.01 | 6.15 | 6.29 | 6.44 | 6.59 | 6.74 | 6.90 | 7.06 | 7.22 | 7.39 | 7.56 | 7.74 | 7.92 | 8.10 | 8.29 | 8.48 | 8.68 | 2.5% |
| Chalhuanayo-Salpo-Pichanaki-Pozuzo | SATIPO | SATIPO23 | 23 | 8.18 | 8.41 | 8.79 | 9.15 | 9.50 | 9.72 | 9.94 | 10.17 | 10.41 | 10.65 | 10.90 | 11.15 | 11.41 | 11.67 | 11.95 | 12.22 | 12.51 | 12.80 | 13.09 | 13.40 | 13.71 | 14.03 | 14.35 | 14.69 | 15.03 | 15.38 | 15.73 | 16.10 | 16.47 | 16.85 | 2.5% |
| Tarma - Chanchamayo, Tarma Rural y Tarma - Chanchamayo SER | CHANCHAMAYO | CHANC023 | 23 | 6.85 | 7.05 | 7.36 | 7.66 | 7.95 | 8.14 | 8.33 | 8.52 | 8.72 | 8.92 | 9.13 | 9.34 | 9.56 | 9.78 | 10.00 | 10.24 | 10.47 | 10.72 | 10.97 | 11.22 | 11.48 | 11.75 | 12.02 | 12.30 | 12.58 | 12.88 | 13.18 | 13.48 | 13.79 | 14.11 | 2.5% |
| Tarma - Chanchamayo, Tarma Rural y Tarma - Chanchamayo SER | NINATAMBO | NINAT023 | 23 | 1.84 | 1.90 | 1.98 | 2.06 | 2.14 | 2.19 | 2.24 | 2.29 | 2.35 | 2.40 | 2.46 | 2.51 | 2.57 | 2.63 | 2.69 | 2.75 | 2.82 | 2.88 | 2.95 | 3.02 | 3.09 | 3.16 | 3.23 | 3.31 | 3.39 | 3.46 | 3.54 | 3.63 | 3.71 | 3.80 | 2.5% |
| Tarma - Chanchamayo, Tarma Rural y Tarma - Chanchamayo SER | NINATAMBO | NINAT010 | 10 | 3.64 | 3.74 | 3.91 | 4.07 | 4.23 | 4.32 | 4.42 | 4.53 | 4.63 | 4.74 | 4.85 | 4.96 | 5.08 | 5.20 | 5.32 | 5.44 | 5.57 | 5.69 | 5.83 | 5.96 | 6.10 | 6.24 | 6.39 | 6.54 | 6.69 | 6.84 | 7.00 | 7.16 | 7.33 | 7.50 | 2.5% |
| AREA | TOTAL MAT | | | 138.8 | 138.8 | 138.8 | 138.8 | 138.8 | 138.8 | 138.8 | 138.8 | 138.8 | 138.8 | 138.8 | 138.8 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | |
| | TOTAL AT | | | 185.8 | 185.9 | 190.3 | 193.9 | 199.2 | 199.3 | 199.4 | 199.5 | 199.6 | 199.7 | 199.8 | 199.9 | 200.0 | 200 | 200 | 200 | 200 | 201 | 201 | 201 | 201 | 201 | 201 | 201 | 202 | 202 | 202 | 202 | 202 | 202 | |
| | TOTAL MT | | | 266.5 | 272.8 | 282.8 | 292.2 | 301.2 | 307.0 | 312.9 | 319.0 | 325.2 | 331.5 | 338.0 | 344.7 | 351.5 | 358 | 366 | 373 | 380 | 388 | 396 | 404 | 412 | 420 | 429 | 437 | 446 | 456 | 465 | 475 | 484 | 494 | |
| | TOTAL | | | 591.2 | 597.5 | 611.9 | 624.9 | 639.2 | 645.1 | 651.1 | 657.3 | 663.6 | 670.0 | 676.6 | 683.4 | 690.3 | 697 | 705 | 712 | 720 | 727 | 735 | 743 | 752 | 760 | 769 | 778 | 787 | 796 | 806 | 815 | 825 | 836 | 1.2% |

(1) Se debe colocar la sumatoria de los valores consignados en los Formatos F-111 y F-117.

(2) TC corresponde a la tasa de crecimiento promedio (%) de la máxima demanda proyectada.

(3) El año "0" corresponde al año anterior al de vigencia de la fijación de tarifas. Se consigna el segundo valor proyectado

**Anexo 08. Reporte de Fallas de las Instalaciones del Sistema
Eléctrico Selva Central**

Desconexión de Transformador SE Oxapampa

| Código | Empresa | Sub- Estación | Código de Equipo de Empresa | Rel. Transf. | Fecha de Inicio Int. | Fecha de Fin Int. | Duración (Horas) | Causa Int. |
|--------|---------|------------------|-----------------------------------|----------------|----------------------|-------------------|---------------------|---------------|
| 240831 | ELC | OXAPAMPA | 4-TP-700 | 132/60/22.9 kV | 21/08/2022 1:34 | 21/08/2022 14:16 | 12,69 | Solicitada |
| 239626 | ELC | OXAPAMPA | 4-TP-700 | 132/60/22.9 kV | 22/07/2022 9:44 | 22/07/2022 19:56 | 10,2 | Falla externa |
| 239615 | ELC | OXAPAMPA | 4-TP-700 | 132/60/22.9 kV | 22/07/2022 9:26 | 22/07/2022 9:41 | 0,26 | Falla externa |
| 238590 | ELC | OXAPAMPA | 4-TP-700 | 132/60/22.9 kV | 21/06/2022 23:17 | 22/06/2022 0:12 | 0,92 | Falla externa |
| 237593 | ELC | OXAPAMPA | 4-TP-700 | 132/60/22.9 kV | 29/05/2022 3:35 | 29/05/2022 17:41 | 14,1 | Solicitada |
| 236242 | ELC | OXAPAMPA | 4-TP-700 | 132/60/22.9 kV | 25/04/2022 2:55 | 25/04/2022 6:29 | 3,58 | Falla externa |
| 231532 | ELC | OXAPAMPA | 4-TP-700 | 132/60/22.9 kV | 30/12/2021 22:00 | 30/12/2021 22:20 | 0,33 | Falla externa |
| 231495 | ELC | OXAPAMPA | 4-TP-700 | 132/60/22.9 kV | 29/12/2021 19:00 | 29/12/2021 21:22 | 2,35 | Falla externa |
| 231472 | ELC | OXAPAMPA | 4-TP-700 | 132/60/22.9 kV | 29/12/2021 16:40 | 29/12/2021 17:51 | 1,17 | Falla externa |
| 231435 | ELC | OXAPAMPA | 4-TP-700 | 132/60/22.9 kV | 29/12/2021 3:18 | 29/12/2021 14:05 | 10,78 | Falla externa |
| 229181 | ELC | OXAPAMPA | 4-TP-700 | 132/60/22.9 kV | 15/11/2021 22:16 | 15/11/2021 22:45 | 0,48 | Falla externa |
| 226311 | ELC | OXAPAMPA | 4-TP-700 | 132/60/22.9 kV | 18/09/2021 9:52 | 18/09/2021 10:16 | 0,4 | Falla externa |
| 225754 | ELC | OXAPAMPA | 4-TP-700 | 132/60/22.9 kV | 05/09/2021 6:15 | 05/09/2021 18:34 | 12,32 | Solicitada |
| 225162 | ELC | OXAPAMPA | 4-TP-700 | 132/60/22.9 kV | 19/08/2021 18:30 | 19/08/2021 19:09 | 0,64 | Falla externa |
| 222790 | ELC | OXAPAMPA | 4-TP-700 | 132/60/22.9 kV | 14/06/2021 3:39 | 14/06/2021 4:42 | 1,06 | Falla externa |
| 222692 | ELC | OXAPAMPA | 4-TP-700 | 132/60/22.9 kV | 13/06/2021 8:01 | 13/06/2021 17:01 | 9,01 | Solicitada |
| 217591 | ELC | OXAPAMPA | 4-TP-700 | 132/60/22.9 kV | 27/12/2020 22:24 | 27/12/2020 22:26 | 0,03 | Falla externa |
| 216465 | ELC | OXAPAMPA | 4-TP-700 | 132/60/22.9 kV | 29/11/2020 0:19 | 29/11/2020 8:20 | 8,02 | Falla externa |
| 216233 | ELC | OXAPAMPA | 4-TP-700 | 132/60/22.9 kV | 22/11/2020 18:44 | 23/11/2020 5:23 | 10,64 | Falla externa |
| 215598 | ELC | OXAPAMPA | 4-TP-700 | 132/60/22.9 kV | 10/11/2020 3:02 | 10/11/2020 7:21 | 4,32 | Falla externa |
| 215432 | ELC | OXAPAMPA | 4-TP-700 | 132/60/22.9 kV | 05/11/2020 4:14 | 05/11/2020 17:34 | 13,33 | Falla externa |
| 213983 | ELC | OXAPAMPA | 4-TP-700 | 132/60/22.9 kV | 27/09/2020 14:34 | 27/09/2020 15:01 | 0,45 | Falla externa |
| 213486 | ELC | OXAPAMPA | 4-TP-700 | 132/60/22.9 kV | 13/09/2020 6:02 | 13/09/2020 16:39 | 10,62 | Falla externa |
| 211369 | ELC | OXAPAMPA | 4-TP-702 | 132/60/22.9 kV | 07/07/2020 5:52 | 07/07/2020 7:08 | 1,27 | Falla externa |

Desconexión LT 138kV Yaupi - Oxapampa

| Código | Empresa | Código de Línea de Empresa | Tensión | Fecha de Inicio | Fecha de Fin | Duración (Horas) | Causa Int. |
|--------|---------|----------------------------|---------|------------------|------------------|------------------|---------------|
| 222690 | ELC | L-1203 Yaupi - OXAPAMPA | 138 | 13/06/2021 8:08 | 13/06/2021 16:13 | 8,08 | Solicitada |
| 222785 | ELC | L-1203 Yaupi - OXAPAMPA | 138 | 14/06/2021 3:39 | 14/06/2021 4:40 | 1,02 | Falla externa |
| 225753 | ELC | L-1203 Yaupi - OXAPAMPA | 138 | 05/09/2021 6:24 | 05/09/2021 18:30 | 12,11 | Solicitada |
| 229170 | ELC | L-1203 Yaupi - OXAPAMPA | 138 | 15/11/2021 22:16 | 15/11/2021 22:44 | 0,46 | Falla externa |
| 231420 | ELC | L-1203 Yaupi - OXAPAMPA | 138 | 29/12/2021 3:18 | 29/12/2021 13:58 | 10,66 | Falla externa |
| 231473 | ELC | L-1203 Yaupi - OXAPAMPA | 138 | 29/12/2021 16:40 | 29/12/2021 17:51 | 1,17 | Falla externa |
| 231470 | ELC | L-1203 Yaupi - OXAPAMPA | 138 | 29/12/2021 19:00 | 29/12/2021 20:33 | 1,54 | Falla externa |
| 231529 | ELC | L-1203 Yaupi - OXAPAMPA | 138 | 30/12/2021 22:00 | 30/12/2021 22:19 | 0,32 | Falla externa |
| 236249 | ELC | L-1203 Yaupi - OXAPAMPA | 138 | 25/04/2022 2:55 | 25/04/2022 6:25 | 3,51 | Falla propia |
| 237599 | ELC | L-1203 Yaupi - OXAPAMPA | 138 | 29/05/2022 3:35 | 29/05/2022 17:41 | 14,1 | Solicitada |
| 238106 | ELC | L-1203 Yaupi - OXAPAMPA | 138 | 29/05/2022 15:30 | 29/05/2022 17:41 | 2,19 | Falla propia |
| 237653 | ELC | L-1203 Yaupi - OXAPAMPA | 138 | 29/05/2022 15:30 | 29/05/2022 17:41 | 2,19 | Falla propia |
| 239614 | ELC | L-1203 Yaupi - OXAPAMPA | 138 | 22/07/2022 9:26 | 22/07/2022 9:40 | 0,23 | Falla propia |
| 239629 | ELC | L-1203 Yaupi - OXAPAMPA | 138 | 22/07/2022 9:44 | 22/07/2022 19:53 | 10,16 | Falla propia |
| 240808 | ELC | L-1203 Yaupi - OXAPAMPA | 138 | 21/08/2022 1:35 | 21/08/2022 14:11 | 12,59 | Solicitada |

Desconexión LT 60kV Oxapampa – Villa Rica

| Código | Empresa | Código de Línea de Empresa | Tensión | Fecha de Inicio | Fecha de Fin | Duración (Horas) | Causa Int. |
|--------|---------|------------------------------|---------|------------------|------------------|------------------|---------------|
| 220183 | ELC | L-6080 OXAPAMPA - VILLA RICA | 60 | 30/03/2021 0:48 | 30/03/2021 1:19 | 0,51 | Falla propia |
| 222691 | ELC | L-6080 OXAPAMPA - VILLA RICA | 60 | 13/06/2021 8:01 | 13/06/2021 17:02 | 9,03 | Solicitada |
| 222786 | ELC | L-6080 OXAPAMPA - VILLA RICA | 60 | 14/06/2021 3:39 | 14/06/2021 4:43 | 1,08 | Falla externa |
| 225152 | ELC | L-6080 OXAPAMPA - VILLA RICA | 60 | 19/08/2021 18:30 | 19/08/2021 19:11 | 0,68 | Falla externa |
| 225759 | ELC | L-6080 OXAPAMPA - VILLA RICA | 60 | 05/09/2021 6:15 | 05/09/2021 18:34 | 12,32 | Solicitada |
| 226308 | ELC | L-6080 OXAPAMPA - VILLA RICA | 60 | 18/09/2021 9:52 | 18/09/2021 10:34 | 0,71 | Falla externa |
| 229176 | ELC | L-6080 OXAPAMPA - VILLA RICA | 60 | 15/11/2021 22:16 | 15/11/2021 22:45 | 0,48 | Falla externa |
| 231421 | ELC | L-6080 OXAPAMPA - VILLA RICA | 60 | 29/12/2021 3:18 | 29/12/2021 14:22 | 11,06 | Falla externa |
| 231475 | ELC | L-6080 OXAPAMPA - VILLA RICA | 60 | 29/12/2021 16:40 | 29/12/2021 17:51 | 1,17 | Falla externa |
| 231474 | ELC | L-6080 OXAPAMPA - VILLA RICA | 60 | 29/12/2021 19:00 | 29/12/2021 21:30 | 2,49 | Falla externa |
| 231531 | ELC | L-6080 OXAPAMPA - VILLA RICA | 60 | 30/12/2021 22:00 | 30/12/2021 22:21 | 0,34 | Falla externa |
| 232950 | ELC | L-6080 OXAPAMPA - VILLA RICA | 60 | 06/02/2022 9:07 | 06/02/2022 23:05 | 13,97 | Falla propia |
| 236251 | ELC | L-6080 OXAPAMPA - VILLA RICA | 60 | 25/04/2022 2:55 | 25/04/2022 6:31 | 3,6 | Falla externa |
| 237600 | ELC | L-6080 OXAPAMPA - VILLA RICA | 60 | 29/05/2022 3:35 | 29/05/2022 17:46 | 14,18 | Solicitada |
| 238589 | ELC | L-6080 OXAPAMPA - VILLA RICA | 60 | 21/06/2022 23:17 | 22/06/2022 0:15 | 0,98 | Falla externa |
| 239630 | ELC | L-6080 OXAPAMPA - VILLA RICA | 60 | 22/07/2022 9:26 | 22/07/2022 9:43 | 0,3 | Falla externa |
| 239678 | ELC | L-6080 OXAPAMPA - VILLA RICA | 60 | 22/07/2022 9:44 | 22/07/2022 19:57 | 10,22 | Falla externa |
| 240811 | ELC | L-6080 OXAPAMPA - VILLA RICA | 60 | 21/08/2022 1:33 | 21/08/2022 14:25 | 12,88 | Solicitada |
| 244570 | ELC | L-6080 OXAPAMPA - VILLA RICA | 60 | 09/11/2022 14:27 | 09/11/2022 14:40 | 0,22 | Falla propia |
| 246580 | ELC | L-6080 OXAPAMPA - VILLA RICA | 60 | 25/12/2022 9:36 | 25/12/2022 9:53 | 0,28 | Falla propia |

Desconexión LT 60kV Villa Rica – Pichanaki

| Código | Empresa | Código de Línea de Empresa | Tensión | Fecha de Inicio | Fecha de Fin | Duración (Horas) | Causa Int. |
|--------|---------|-------------------------------|---------|------------------|------------------|------------------|---------------|
| 218241 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 20/01/2021 5:34 | 20/01/2021 17:17 | 11,71 | Solicitada |
| 218285 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 20/01/2021 16:00 | 20/01/2021 17:17 | 1,29 | Falla propia |
| 219037 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 15/02/2021 6:31 | 15/02/2021 6:57 | 0,43 | Falla propia |
| 220178 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 30/03/2021 0:48 | 30/03/2021 1:26 | 0,62 | Falla externa |
| 222695 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 13/06/2021 8:01 | 13/06/2021 17:02 | 9,03 | Solicitada |
| 222788 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 14/06/2021 3:39 | 14/06/2021 4:43 | 1,08 | Falla externa |
| 225154 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 19/08/2021 18:30 | 19/08/2021 19:24 | 0,89 | Falla externa |
| 225766 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 05/09/2021 6:13 | 05/09/2021 18:34 | 12,35 | Solicitada |
| 226312 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 18/09/2021 9:52 | 18/09/2021 10:35 | 0,72 | Falla externa |
| 228649 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 03/11/2021 5:30 | 03/11/2021 6:13 | 0,72 | Falla propia |
| 229185 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 15/11/2021 22:16 | 15/11/2021 22:48 | 0,53 | Falla externa |
| 231097 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 20/12/2021 5:12 | 20/12/2021 5:25 | 0,22 | Falla propia |
| 231430 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 29/12/2021 3:18 | 29/12/2021 14:42 | 11,39 | Falla externa |
| 231487 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 29/12/2021 16:40 | 29/12/2021 18:24 | 1,73 | Falla externa |
| 231492 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 29/12/2021 19:00 | 29/12/2021 21:39 | 2,65 | Falla externa |
| 231534 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 30/12/2021 22:00 | 30/12/2021 22:21 | 0,35 | Falla externa |
| 232514 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 27/01/2022 11:45 | 27/01/2022 11:55 | 0,17 | Falla propia |
| 232939 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 06/02/2022 9:07 | 06/02/2022 23:07 | 14 | Falla externa |
| 236255 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 25/04/2022 2:55 | 25/04/2022 6:45 | 3,83 | Falla externa |
| 237602 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 29/05/2022 3:30 | 29/05/2022 17:49 | 14,32 | Solicitada |
| 237798 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 02/06/2022 6:48 | 02/06/2022 7:13 | 0,42 | Falla propia |
| 237803 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 02/06/2022 8:03 | 02/06/2022 8:08 | 0,1 | Falla propia |
| 238593 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 21/06/2022 23:17 | 22/06/2022 0:22 | 1,09 | Falla externa |
| 239632 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 22/07/2022 9:26 | 22/07/2022 19:58 | 10,54 | Falla externa |
| 240814 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 21/08/2022 1:30 | 21/08/2022 14:28 | 12,96 | Solicitada |
| 240947 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 24/08/2022 7:36 | 24/08/2022 8:00 | 0,4 | Falla propia |

| Código | Empresa | Código de Línea de Empresa | Tensión | Fecha de Inicio | Fecha de Fin | Duración (Horas) | Causa Int. |
|---------------|----------------|-----------------------------------|----------------|------------------------|---------------------|-------------------------|-------------------|
| 240975 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 24/08/2022 22:09 | 25/08/2022 3:19 | 5,16 | Falla propia |
| 241848 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 07/09/2022 1:01 | 07/09/2022 2:55 | 1,9 | Solicitada |
| 244572 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 09/11/2022 14:27 | 09/11/2022 14:47 | 0,34 | Falla externa |
| 245364 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 25/11/2022 18:06 | 25/11/2022 18:23 | 0,28 | Falla propia |
| 245541 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 28/11/2022 12:57 | 28/11/2022 13:04 | 0,12 | Falla propia |
| 245630 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 30/11/2022 10:37 | 30/11/2022 10:43 | 0,1 | Falla propia |
| 246590 | ELC | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 60 | 25/12/2022 9:36 | 25/12/2022 10:03 | 0,45 | Falla externa |

Desconexión LT 60kV Pichanaki – Satipo

| Código | Empresa | Código de Línea de Empresa | Tensión | Fecha de Inicio | Fecha de Fin | Duración (Horas) | Causa Int. |
|--------|---------|----------------------------|---------|------------------|------------------|------------------|---------------|
| 218242 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 20/01/2021 5:34 | 20/01/2021 17:18 | 11,72 | Falla externa |
| 219038 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 15/02/2021 6:31 | 15/02/2021 6:57 | 0,43 | Falla externa |
| 219684 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 11/03/2021 15:33 | 11/03/2021 16:03 | 0,5 | Falla propia |
| 220180 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 30/03/2021 0:48 | 30/03/2021 1:26 | 0,62 | Falla externa |
| 222706 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 13/06/2021 8:01 | 13/06/2021 17:02 | 9,03 | Solicitada |
| 222787 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 14/06/2021 3:39 | 14/06/2021 4:43 | 1,08 | Falla externa |
| 225155 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 19/08/2021 18:30 | 19/08/2021 19:24 | 0,89 | Falla externa |
| 225586 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 31/08/2021 16:08 | 31/08/2021 16:23 | 0,25 | Falla propia |
| 225776 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 05/09/2021 6:13 | 05/09/2021 18:34 | 12,35 | Solicitada |
| 226329 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 18/09/2021 9:52 | 18/09/2021 13:04 | 3,2 | Falla externa |
| 226383 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 18/09/2021 11:15 | 18/09/2021 13:04 | 1,82 | Falla externa |
| 226751 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 25/09/2021 3:05 | 25/09/2021 4:39 | 1,58 | Solicitada |
| 226875 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 26/09/2021 17:38 | 26/09/2021 17:43 | 0,09 | Falla propia |
| 228457 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 30/10/2021 15:10 | 30/10/2021 17:49 | 2,65 | Falla propia |
| 228650 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 03/11/2021 5:30 | 03/11/2021 6:15 | 0,76 | Falla externa |
| 229189 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 15/11/2021 22:16 | 15/11/2021 22:51 | 0,57 | Falla externa |
| 231102 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 20/12/2021 5:12 | 20/12/2021 5:25 | 0,22 | Falla externa |
| 231431 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 29/12/2021 3:18 | 29/12/2021 14:51 | 11,54 | Falla externa |
| 231489 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 29/12/2021 16:40 | 29/12/2021 18:24 | 1,73 | Falla externa |
| 231493 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 29/12/2021 19:00 | 29/12/2021 22:04 | 3,06 | Falla externa |
| 231536 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 30/12/2021 22:00 | 30/12/2021 22:22 | 0,36 | Falla externa |
| 232515 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 27/01/2022 11:45 | 27/01/2022 12:01 | 0,26 | Falla externa |
| 232940 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 06/02/2022 9:07 | 06/02/2022 23:07 | 14 | Falla externa |

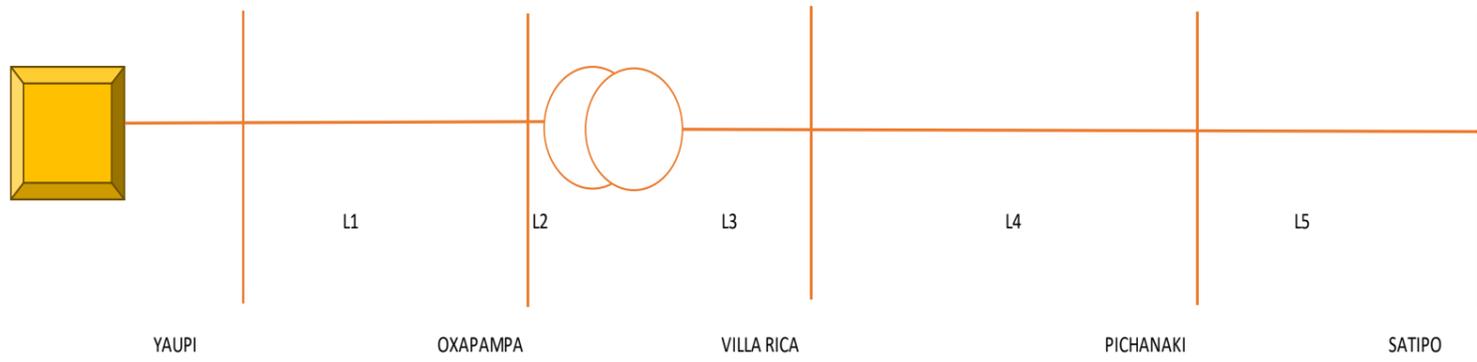
| Código | Empresa | Código de Línea de Empresa | Tensión | Fecha de Inicio | Fecha de Fin | Duración (Horas) | Causa Int. |
|--------|---------|----------------------------|---------|------------------|------------------|------------------|---------------|
| 233534 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 21/02/2022 15:11 | 21/02/2022 15:16 | 0,07 | Falla propia |
| 233725 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 24/02/2022 15:00 | 24/02/2022 15:08 | 0,13 | Falla propia |
| 233868 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 28/02/2022 15:22 | 28/02/2022 15:35 | 0,21 | Falla propia |
| 236257 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 25/04/2022 2:55 | 25/04/2022 6:45 | 3,83 | Falla externa |
| 237603 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 29/05/2022 3:30 | 29/05/2022 17:52 | 14,36 | Solicitada |
| 237762 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 01/06/2022 11:15 | 01/06/2022 23:17 | 12,04 | Falla propia |
| 237799 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 02/06/2022 6:48 | 02/06/2022 7:18 | 0,5 | Falla externa |
| 237805 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 02/06/2022 8:03 | 02/06/2022 8:10 | 0,12 | Falla externa |
| 238595 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 21/06/2022 23:17 | 22/06/2022 0:22 | 1,09 | Falla externa |
| 239633 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 22/07/2022 9:26 | 22/07/2022 20:39 | 11,22 | Falla externa |
| 240815 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 21/08/2022 1:30 | 21/08/2022 14:44 | 13,24 | Solicitada |
| 240948 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 24/08/2022 7:36 | 24/08/2022 8:13 | 0,62 | Falla externa |
| 240976 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 24/08/2022 22:09 | 25/08/2022 3:28 | 5,31 | Falla externa |
| 241849 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 07/09/2022 1:01 | 07/09/2022 2:55 | 1,9 | Solicitada |
| 244573 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 09/11/2022 14:27 | 09/11/2022 14:48 | 0,35 | Falla externa |
| 245365 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 25/11/2022 18:06 | 25/11/2022 18:25 | 0,3 | Falla externa |
| 245542 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 28/11/2022 12:57 | 28/11/2022 13:05 | 0,14 | Falla externa |
| 245639 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 30/11/2022 10:37 | 30/11/2022 10:47 | 0,16 | Falla externa |
| 245748 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 02/12/2022 13:10 | 02/12/2022 13:30 | 0,33 | Falla externa |
| 246591 | ELC | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 60 | 25/12/2022 9:36 | 25/12/2022 10:03 | 0,45 | Falla externa |

Anexo 09. Cálculo Probabilístico de Confiabilidad.xlsx

(Cálculo en formato digital:

https://drive.google.com/drive/folders/16AkdgZggT0WH7_VCLMVnH4pDKFMtVPus?usp=sharing

Estado Situacional de la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Selva Central – Análisis Probabilístico

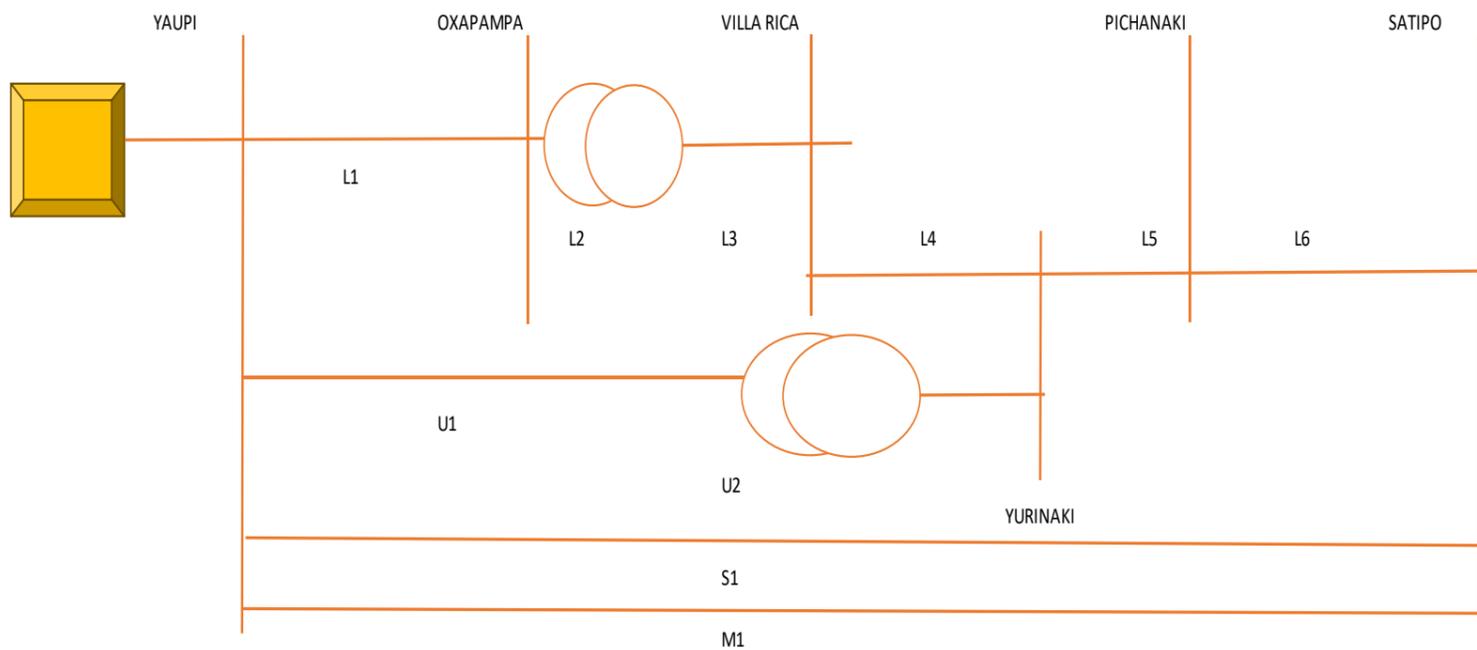


| | | | #fallas/año | horas | U | 1-U |
|---|----|---------------------------|-------------|-------|------------|------------|
| 1 | L1 | LT Yaupi - Oxapampa | 5 | 18.28 | 0.01043379 | 0.98956621 |
| 2 | L2 | TR Oxapampa | 8 | 48.68 | 0.04445662 | 0.95554338 |
| 3 | L3 | LT Oxapampa - Villa Rica | 7 | 29.57 | 0.023629 | 0.976371 |
| 4 | L4 | LT Villa Rica - Pichanaki | 14 | 37 | 0.05913242 | 0.94086758 |
| 5 | L5 | LT Pichanaki-Satipo | 19 | 51.13 | 0.1108984 | 0.8891016 |

UTOTAL 0.228 INDISPONIBILIDAD 1994.59 horas/año
 ATOTAL 0.772 DISPONIBILIDAD

77.23% DISPONIBILIDAD

Confiabilidad del Sistema Eléctrico Selva Central - Alternativa 01 – Análisis Probabilístico

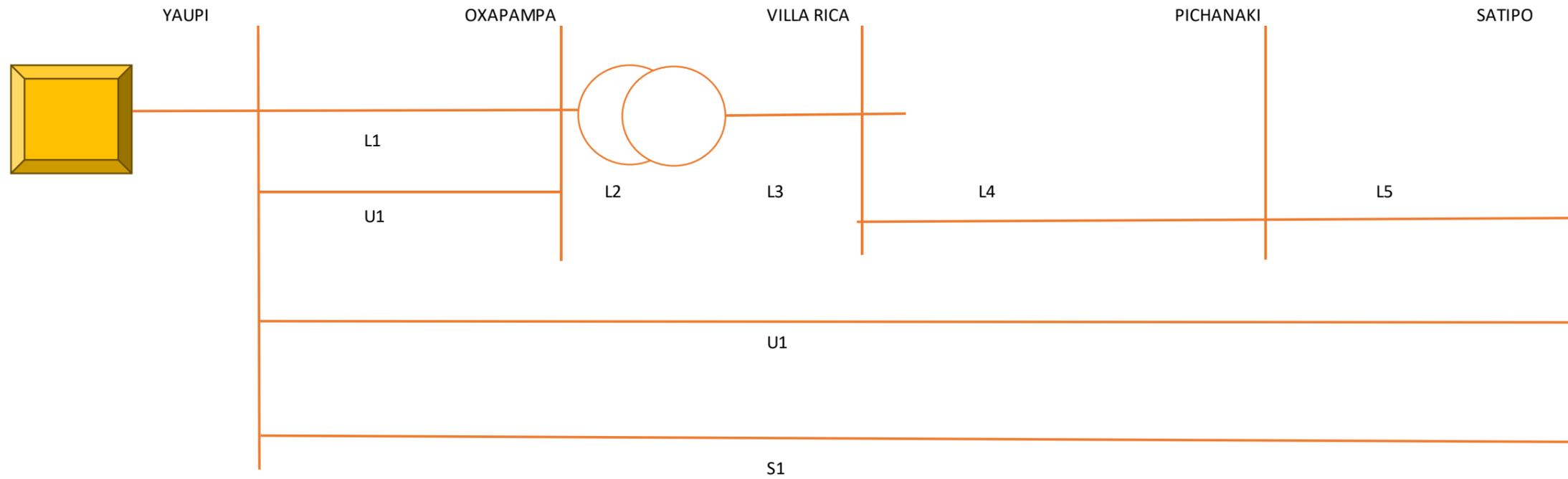


| | | | #fallas/año | horas | U | 1-U | | TRAMO 1 | TRAMO 2 |
|---|----|--------------------------|-------------|-------|------------|------------|-----------------|-------------|----------------------|
| 1 | L1 | LT Yaupi - Oxapampa | 5 | 18.28 | 0.01043379 | 0.98956621 | UTOTAL L1,2,3,4 | 0.131362364 | |
| 2 | L2 | TR Oxapampa | 8 | 48.68 | 0.04445662 | 0.95554338 | UTOTAL L5,6 | | 0.16347313 |
| 3 | L3 | LT Oxapampa - Villa Rica | 7 | 29.57 | 0.023629 | 0.976371 | UTOTAL U1,2 | 0.05442656 | 0.0071496 0.16945396 |
| 4 | L4 | LT Villa Rica - Yurinaki | 14 | 37 | 0.05913242 | 0.94086758 | US1 | 0.01043379 | |
| 5 | L5 | LT Yurinaki - Pichanaki | 14 | 37 | 0.05913242 | 0.94086758 | UM1 | 0.01043379 | |
| 6 | L6 | LT Pichanaki-Satipo | 19 | 51.13 | 0.1108984 | 0.8891016 | UTOTAL | 1.84474E-05 | |
| 1 | U1 | LT YAUPI-YURINAKI | 5 | 18.28 | 0.01043379 | 0.98956621 | | | |
| 2 | U2 | TR Yurinaki | 8 | 48.68 | 0.04445662 | 0.95554338 | | | |
| 1 | S1 | LT Runatullo Satipo | 5 | 18.28 | 0.01043379 | 0.98956621 | | | |

UTOTAL 0.000 INDISPONIBILIDAD 0.16 horas/año
 ATOTAL 0.99998 DISPONIBILIDAD

99.998% DISPONIBILIDAD

Confiabilidad del Sistema Eléctrico Selva Central - Alternativa 02 – Análisis Probabilístico



| | | | #fallas/año | horas | U | 1-U | | | | |
|---|----|---------------------------|-------------|-------|------------|------------|----------------|-------------|---|---|
| 1 | L1 | LT Yaupi - Oxapampa | 5 | 18.28 | 0.01043379 | 0.98956621 | UTOTAL L1, U1 | 0.000108864 | | |
| 2 | L2 | TR Oxapampa | 8 | 48.68 | 0.04445662 | 0.95554338 | UTOTAL TRAMO 1 | 0.219634799 | | |
| 3 | L3 | LT Oxapampa - Villa Rica | 7 | 29.57 | 0.023629 | 0.976371 | | | 0 | 0 |
| 4 | L4 | LT Villa Rica - Pichanaki | 14 | 37 | 0.05913242 | 0.94086758 | | | | |
| 6 | L5 | LT Pichanaki-Satipo | 19 | 51.13 | 0.1108984 | 0.8891016 | UTOTAL | 2.39103E-05 | | |
| 1 | U1 | LT YAUPI-Oxapampa | 5 | 18.28 | 0.01043379 | 0.98956621 | | | | |
| 1 | S1 | LT Runatullo Satipo | 5 | 18.28 | 0.01043379 | 0.98956621 | | | | |

UTOTAL
ATOTAL

0.00002 INDISPONIBILIDAD
0.99998 DISPONIBILIDAD

0.21 horas/año

99.998% DISPONIBILIDAD

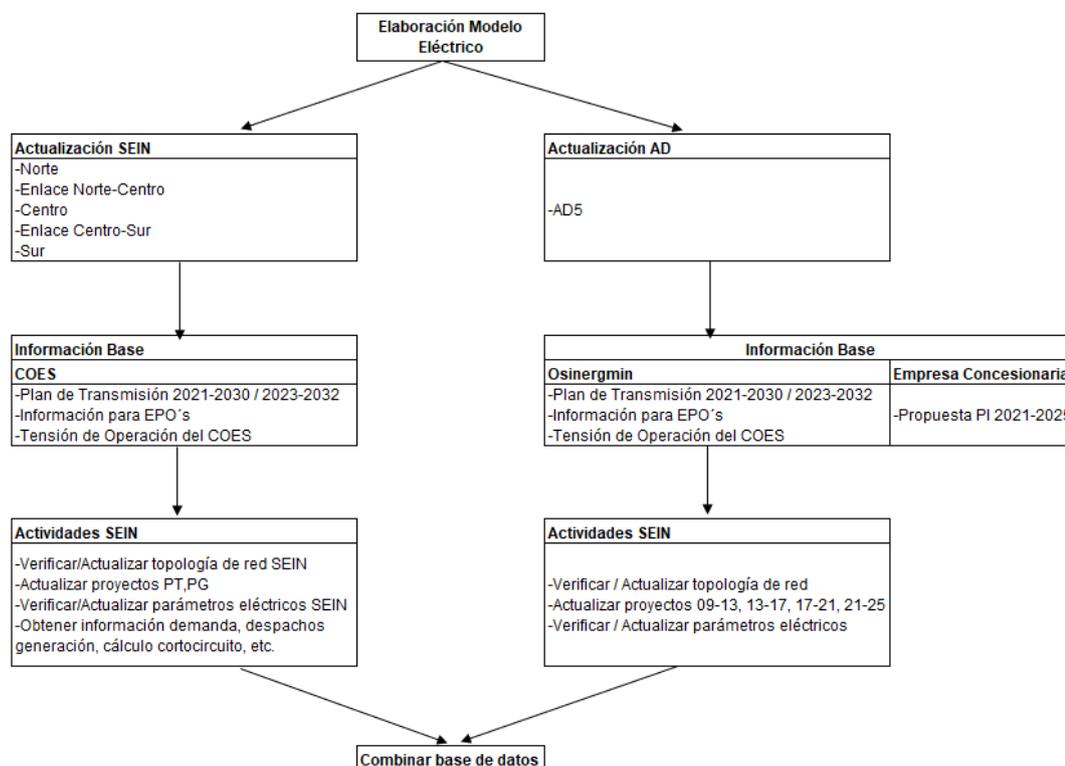
**Anexo 10. Metodología para la Obtención del Modelo Eléctrico del
Sistema Eléctrico Selva Central**

En el presente anexo se describe la metodología para la obtención del modelo eléctrico del Sistema Eléctrico Selva Central, necesario para el análisis de la confiabilidad determinista y el cual incluye lo siguiente:

a. Modelo Eléctrico del Sistema Eléctrico Selva Central

La información necesaria para el desarrollo de la presente investigación es obtener un modelo eléctrico georreferenciado de los elementos que conforman el sistema eléctrico Selva Central. En la siguiente figura, se muestra el procedimiento de recolección de información para obtener dicho resultado.

Esquema de recolección de información



Información referencial de Osinermin: Osinermin es el organismo encargado de la aprobación del plan de Inversiones en Transmisión en el procedimiento para fijación de peajes y compensaciones para SST y SCT, asimismo, la información fuente usados para dicho procedimiento, tales como, archivo de simulación, diagramas unifilares, demanda en las barras, etc, se encuentran publicados en portal web del Osinermin.

De esta manera, a través del portal web del Osinermin, se obtuvieron los archivos de la publicación y su modificatoria del Plan de Inversiones 2021-2025 del área de

demanda 05, el cual abarca el sistema eléctrico Selva Central. La información recolectada es la siguiente:

- Diagramas unifilares con la inclusión de proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025.
- Archivos de Simulación “*.pfd”,
- Formatos del Sistema Eléctrico a Remunerar.
- Información proporcionada de la concesionaria Electrocentro.
- Georreferenciación de las instalaciones en google earth.

Información referencial del COES: El comité es el encargado de gestionar el sistema eléctrico Interconectado Nacional, proponiendo planes para su desarrollo a fin de garantizar sosteniblemente la seguridad y calidad del suministro de electricidad al país de la manera más económica posible.

La información recolectada es la siguiente:

- Diagramas unifilares del SEIN.
- Plan de transmisión 2021-2030 / 2023-2032.
- Estudios de Pre Operatividad.
- Archivos de Simulación para Estudios de Pre Operatividad “*.pfd”,

Se consideran instalaciones proyectadas por el COES de las fuentes citadas, de tal manera que se verifiquen y plasme la información de los proyectos futuros para la elaboración del modelo eléctrico base usada en la presente investigación.

Se utilizó el archivo de flujo del COES disponible en su página web.

Información referencial de la empresa concesionaria: Las empresas concesionarias proporcionaron a OSINERGMIN, a través de la presentación de las propuestas del Plan de Inversiones 2021 – 2025, sus archivos Digsilent (Extensión “*.pfd”) que sustentan sus flujos de carga. Se utilizaron dichos archivos para la verificación de la topología y actualización de proyectos ejecutados, ya que en dichos archivos se cuenta con datos de los parámetros eléctricos del equipamiento que ingreso durante el periodo mencionado.

b. Información Referencial de Proyecto del COES y Osinergmin

▪ SE Campas 500/220kV y enlaces

Proyecto aprobado en el PT del COES y actualmente en etapa final de construcción. El proyecto considera enlaces en 500kV con las subestaciones Carapongo y Colcabamba y enlaces en 220kV con la subestación Yanango. En una primera etapa no tiene conexiones directas con las instalaciones del sistema eléctrico Selva Central, pero a futuro, se prevé el proyecto de Ampliación SE Campas que incluye enlace con instalaciones en 138 y 60kV de este sistema eléctrico. Actualmente, se están realizando pruebas de conexión de los equipos y ya ha entrado en operación algunos de los enlaces del proyecto (como la LT 500kV Campas Carapongo y celdas de conexión). La POC prevista del proyecto completo se estima a finales del año.

▪ SE Pozuzo y enlace con LT 60kV Oxapampa - Pozuzo

Proyecto aprobado en el PI 17-21 del Osinergmin y actualmente en etapa de construcción. Se prevé una POC a mediados del año 2024.

▪ 2do TP en la SE Satipo

Proyecto aprobado en el PI 17-21 del Osinergmin y se cuenta con el TP comprado y en los almacenes de ELECTROCENTRO, el cual, viene realizando las gestiones para su instalación. Se prevé una POC a mediados del año 2023.

▪ BC 22.9kV en la SE Satipo

Proyecto aprobado en el PI 21-25 del Osinergmin, el banco capacitivo previsto será de 5 x 1,2 MVar en 22.9kV y actualmente no se cuenta con avances en la realización del proyecto a cargo de ELECTROCENTRO. Se prevé una POC a finales del año 2023.

▪ Ampliación de SE Campas

Proyecto aprobado en el PT 23-32 del COES, el cual, considera un TP 220/138kV y una LT 138kV Campas – La Virgen y un TP 138/60kV y LT 60kV Campas – Chanchamayo. Se prevé una POC a finales del año 2026 en correspondencia con el cronograma del PT.

- **CH Anashironi**

El proyecto de CH Anashironi comprende en la implementación de generación hídrica de 20MW que se conectará a la SE Santa Ana en 13.8kV la cual será ampliada, y que actualmente cuenta con Concesión Definitiva de Transmisión y Generación, Licencia Ambiental, Licencia Arqueológica y EPO aprobado, además, de adquisición de los terrenos para la servidumbre. Según el EPO aprobado, su POC se prevé para finales de 2023, sin embargo, a la fecha no se tiene avances de obra, pero se han cerrado las negociaciones para la adquisición de los equipos en las subestaciones involucradas (SE Campas y SE Santa Ana) y de la generación.

Las instalaciones de transmisión previstas son las siguientes:

- Celdas de TP en 220kV en la SE Campas
- TP 220/138kV 100MVA en la SE Campas
- Celda de salida en 138kV en la SE Campas
- LT 138kV Santa Ana – Campas
- Celda de Línea-Transformador en 138kV en la SE Santa Ana
- TP 138/33/13.8kV 75MVA en la SE Santa Ana

El cronograma de obra considera 20 meses, por lo que se prevé una POC a inicios del año 2025.

- **Ampliación de SE Yaupi**

Proyecto aprobado en el PI 17-21 del Osinergmin a cargo de ELECTROCENTRO y que posteriormente pasó a cargo del MINEM mediante el DS N° 018-2021-EM y que, a la fecha, no se asigna una empresa que se encargue de la ejecución de este proyecto.

Cabe mencionar, que el proceso de adjudicación del proyecto se daría por medio de Pro Inversión, en el cual, aún no se verifica la información de dicho proyecto. Pro Inversión se toma en promedio de 6 meses a 1 año para adjudicarlo y el plazo promedio de proyectos de esta magnitud son 1 años, por lo que, en el mejor de los casos, se prevé la POC a mediados del año 2025.

Por su lado, ELECTROCENTRO, prevé instalar los equipos que permitan que el TP existente en la SE Yaupi alcance su capacidad OFAF 33.4MVA con la finalidad de evitar problemas en la atención del suministro del sistema eléctrico Selva Central.

▪ **LT Runatullo – Satipo 1ra Terna**

Proyecto aprobado en el PI 17-21 del Osinergmin a cargo de ELECTROCENTRO y que posteriormente pasó a cargo del MINEM mediante el DS N° 018-2021-EM y que, a la fecha, no se asigna una empresa que se encargue de la ejecución de este proyecto. Inicialmente, el proyecto fue planteado en 60kV, sin embargo, el COES, en su última actualización del PT 23-32, consideró a este proyecto en 138kV y considerando:

- LT 60kV Runatullo III – Nueva Runatullo doble terna de 2.5km
- SE Nueva Runatullo con TP 138/60kV de 50MVA
- LT 138kV Nueva Runatullo – Nueva Satipo de 73km
- SE Nueva Satipo con TP 138/60kV de 50MVA
- LT 60kV Nueva Satipo – Satipo doble terna de 1.0km

En el mejor de los casos, y dada la magnitud del proyecto, se prevé la POC a finales del año 2026.

A continuación, se muestra una tabla que resume los proyectos referenciales del COES y Osinergmin, y las cuales serán considerados en la presente investigación.

Listado de Proyectos del COES y Osinergmin

| Ítem | Proyectos considerados | Titular | Año POC previsto |
|------|--|---------------|------------------|
| 1 | SE Campas 500/220kV y enlaces | MINEM | 2024 |
| 2 | SE Pozuzo y enlace 60kV | Electrocentro | 2024 |
| 3 | 2do TP de Satipo | ELC | 2023 |
| 4 | BC en SE Satipo 22.9kV | ELC | 2023 |
| 5 | Ampliación SE Campas - TP 220/138kV y LT a La Virgen - TP 138/60kV y LT a Chanchamayo | PT 2023-2032 | 2026 |
| 6 | CH Anashironi que incluye: - Ampliación Santa Ana 138kV - LT 138kV Santa Ana – Campas - TP 220/138kV - SET Campas | Renovandes | 2024 |
| 7 | Ampliación SE Yaupi -Celda de Acoplamiento 138kV Celda de Medición 138kV | COES | 2025 |
| 8 | LT Runatullo - Satipo 1ra Terna | COES | 2026 |
| 9 | SE Yurinaki 138kV | ELC | 2026 |

Fuente: Osinergmin, información Electrocentro y COES.

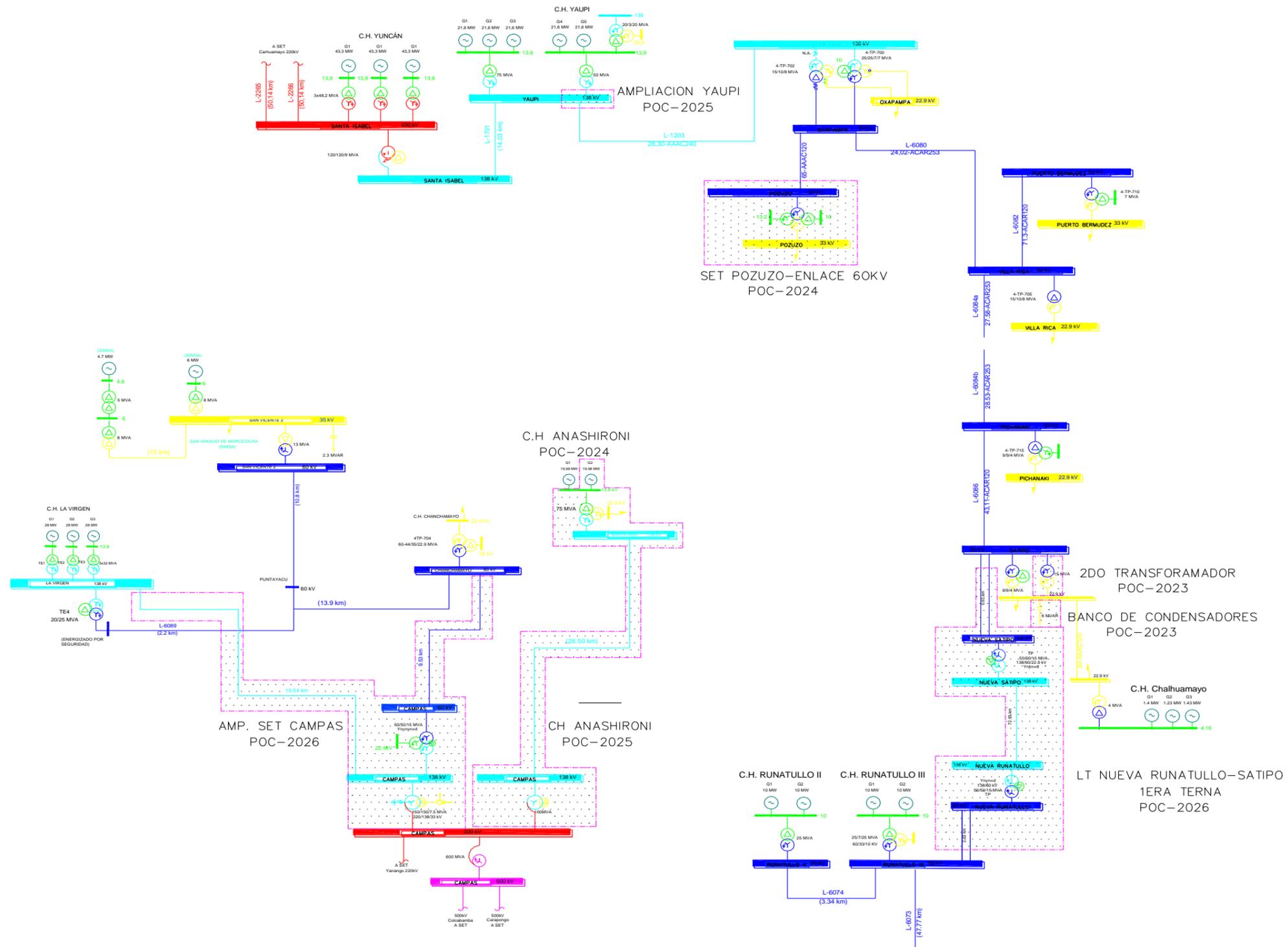
c. Formularios de Demanda del Sistema Eléctrico Selva Central

En el proceso de aprobación de la modificatoria del Plan de Inversión periodo 2021 – 2025, Osinergmin determino la proyección de demanda para el Área de Demanda 05 basándose en la metodología establecida en la norma “Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión”. Osinergmin presenta esta proyección de demanda en el Formato F-100 (formulario de demanda), el cual, se incluye en el Anexo 07 de la presente investigación.

d. Procesamiento de Datos – Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico Selva Central

A continuación, se muestra el diagrama unifilar que resume los proyectos futuros a implementarse y las cuales serán considerados en la presente investigación.

Diagrama unifilar – Proyectos COES y Osinerghin

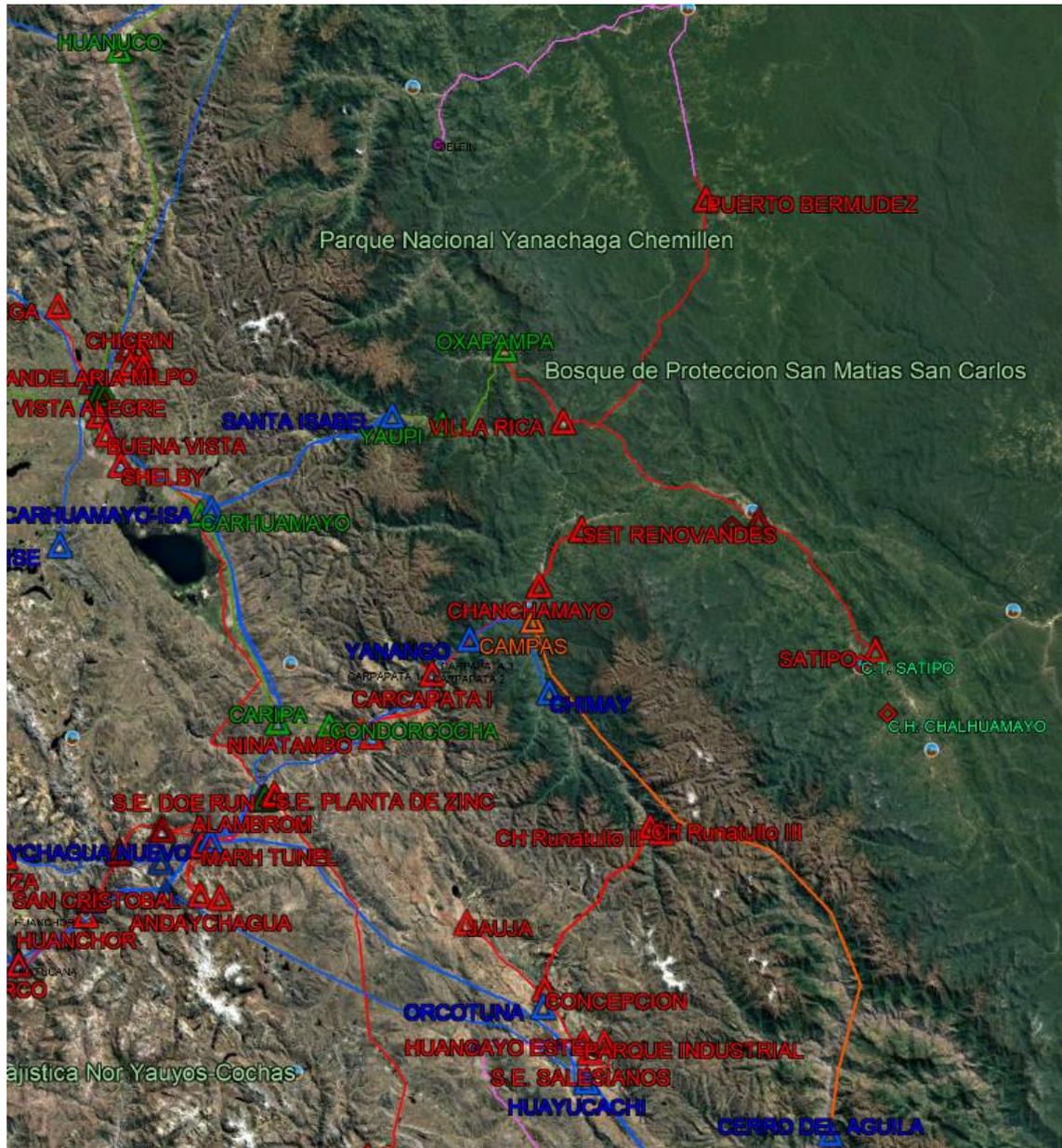


Fuente: Adecuación del DU COES y Plan de Inversiones de Osinerghin.

e. Modelo Georreferenciado del Sistema Eléctrico Selva Central

Se presenta el modelo georreferenciado, el cual, muestra la ubicación de las subestaciones y el recorrido de ruta de líneas de transmisión diferenciadas por colores según el nivel de tensión.

Modelo Georreferenciado del Sistema Eléctrico Selva Central



Fuente: Mapa SEIN – Osinergmin

f. Archivo de Simulación del Sistema Eléctrico Selva Central

Finalmente se ha obtiene el archivo de simulación. pfd, que se empleará para el desarrollo de la presente investigación y que se incluye en el Anexo 02.

Anexo 11. Informe Técnico GT-010-2023-Electrocentro

(Informe Técnico en formato digital:

https://drive.google.com/drive/folders/16AkdgZggT0WH7_VCLMVnH4pDKFMtVPus?usp=sharing)

INFORME TECNICO N° GTT- 010 -2023

IMPLEMENTACION DE NUEVA SET YURINAKI (50 MVA, 138/60 kV) Y LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV SANTA ANA – YURINAKI (18 km), RIESGO DE ALIMENTACION PRINCIPAL DE SET YAUPI 25 MVA, LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 60 Y 138 KV Y DESABASTECIMIENTO DE ENERGÍA DE 53,068 CLIENTES

I. OBJETIVO

Informar a la Gerencia Técnica, Gerencia de Administración Finanzas y Gerencia Regional, Especialista en Pre-Inversión de la GCP, la necesidad imperiosa de implementar una nueva Subestación y Línea de Transmisión en el Sistema de Transmisión de Selva Central para alimentación eléctrica de redundancia y contingencia, con el objeto de incrementar la Confiabilidad del suministro de energía eléctrica en esta zona e impulsar el conocido crecimiento urbano y rural de Selva Central.

En este mismo sistema, se tiene la sobrecarga en el transformador de 20 MVA ABB ubicado en la SET Yaupi (año de fabricación 1995, 27 años de operación) y la necesidad de la implementación URGENTE de la ventilación forzada de aceite OFAF del transformador y disminuir el riesgo de la alimentación eléctrica del transformador de 20 MVA en 13.8 KV desde CH YAUPI, con la elaboración de la Ingeniería e implementación de nueva celda de conexión directa en 138 kV para conexión a la LT Yaupi - Oxapampa.

II. ANTECEDENTES

- 2.1** La SET YAUPI 20 MVA fue puesta en servicio el año 1995, alimentando el sistema de Selva Central a OXAPAMPA y VILLA RICA.
- 2.2** Posteriormente se construyeron e integraron las subestaciones de PICHANAKI, PUERTO BERMUDEZ y SATIPO en 60 kV.
- 2.3** El sistema de transmisión de Selva Central es radial, cuenta en su extensión con 127 km de LT en 138 kV y 60 kV, desde la SET Yaupi hasta la SET Satipo (teniendo frecuentemente sub-tensiones, cuando la CH Chalhuamayo está fuera de servicio).
- 2.4** El transformador 20 MVA de SET YAUPI se alimenta en 13.8 kV de la barra de servicios auxiliares de la CH YAUPI de la empresa STATKRAFT, este transformador eleva la tensión a 138 kV para alimentar a la SET OXAPAMPA, SET VILLA RICA, SET PUERTO BERMUDEZ, SET PICHANAKI, SET SATIPO Y AL SISTEMA DE SUB-TRANSMISIÓN EN 33 KV DE PUERTO BERMUDEZ-CONSTITUCIÓN-PUERTO INKA-POZUZO.
- 2.5** En la SET SATIPO (en la cola del sistema 60 kV) esta interconectada la Central

| | |
|-----------|------------|
| CODIGO: | PRF08-R01 |
| REVISION: | 02 |
| FECHA: | 08.01.2007 |



Hidroeléctrica de CHALHUAMAYO de potencia instalada de 7 MW, habiendo generado en su mejor momento 5.5 MW y que actualmente genera 5.2 MW, funcionando en forma intermitente con frecuentes salidas de servicio del sistema, que ocasionan SOBRECARGAS en la SET YAUPI, la potencia llega a 30 MVA cuando se desconecta la CH CHALHUAMAYO. El transformador de SET YAUPI es de 20 MVA ONAN, 25 MVA ONAF. No tiene implementado la ventilación OFAF (33.4 MVA), pero está diseñado para funcionar en OFAF (sin embargo, no cuenta con el equipamiento). Teniendo la CH CHALHUAMAYO conectada al sistema, la máxima demanda en el transformador alcanza los 26 MVA (22.11 MW, con factor de potencia=0.85).

2.6 El transformador 20 MVA de SET YAUPI es alimentado en 13.8 kV DESDE UN INTERRUPTOR que tiene más de 25 años de operación y a través de cables de energía (2 por fase) que por fase soportan más de 1,000 amperios de corriente. Esto hace crítico la instalación, ya que de fallar el interruptor no tenemos un equipo de contingencia. En la SET YAUPI, tenemos cable de energía N2XSJ 8.7/15 KV de 400 mm² para atender la contingencia en caso de que colapsen los cables de energía.

2.7 El área de proyectos a considerado en su planeamiento el paso a 138 kV de la alimentación de la LT Yaupi – Oxapampa, al habilitar una nueva celda en 138 kV en las instalaciones de STATKRAFT, el cual depende de la decisión del MEM, este proyecto aún no tiene fecha de implementación, debido a que no es de interés de los postores de transmisión (en 2da convocatoria), a la fecha se tiene un estudio del COES actualizado al 2021 y que tiene un mayor presupuesto al indicado en la solicitud en el PIT.

III. FALLAS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El número de fallas en el Sistema de Transmisión de Selva Central se verifica en el cuadro a continuación, donde, el número de fallas se ha ido acentuando año a año, debido a su crecimiento de implementación de nuevas ampliaciones, sin embargo, el tiempo acumulado anual de interrupción ha ido disminuyendo año a año.

| ÍTEM | LÍNEA DE TRANSMISIÓN | 2018 | | 2019 | | 2020 | | 2021 | | 2022 | |
|------|---|----------|-----------|----------|-----------|----------|-----------|----------|-----------|----------|-----------|
| | | # Fallas | Indisp(h) |
| 1 | A4891 CONSTITUCION - I418720 | 11 | 20.79 | 13 | 60.92 | 69 | 195.61 | 21 | 92.31 | 52 | 44.06 |
| 2 | A4892 CONSTITUCION - PUERTO INCA | 9 | 18.35 | 10 | 12.42 | 39 | 96.88 | 25 | 40.50 | 22 | 42.34 |
| 3 | A4895 PUERTO BERMUDEZ - Puerto Bermudez 33 KV | 6 | 1.33 | 7 | 8.72 | 7 | 6.31 | 11 | 28.18 | 17 | 14.06 |
| 4 | A4896 Puerto Bermudez 33 KV - CONSTITUCION | 24 | 46.86 | 19 | 29.73 | 26 | 40.40 | 15 | 62.76 | 20 | 54.23 |
| 5 | A4897 PUERTO BERMUDEZ - Punto Hawai | 8 | 29.47 | 5 | 3.25 | 7 | 67.68 | 11 | 16.42 | 11 | 20.49 |
| 6 | L-1203 Yaupi - OXAPAMPA | | | 1 | 0.22 | 4 | 25.59 | | | 2 | 3.74 |
| 7 | L-6080 OXAPAMPA - VILLA RICA | 2 | 6.33 | 1 | 8.01 | 3 | 0.75 | 1 | 0.51 | 3 | 14.47 |
| 8 | L-6082 VILLA RICA - PUERTO BERMUDEZ | 9 | 13.56 | 6 | 8.22 | 8 | 3.94 | 9 | 3.26 | 11 | 2.53 |
| 9 | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 5 | 1.07 | 1 | 0.32 | 4 | 1.95 | 3 | 1.37 | 8 | 6.75 |
| 10 | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 6 | 1.11 | 1 | 0.37 | 4 | 5.83 | 4 | 3.49 | 4 | 12.45 |
| 11 | L-6087 CHANCHAMAYO - PUNTAYACU | | | 3 | 1.69 | | | 2 | 1.47 | | |
| | | 151 | 571.04 | 142 | 423.21 | 222 | 556.64 | 197 | 372.93 | 254 | 380.21 |

Es de imperiosa necesidad, mejorar la confiabilidad del sistema de transmisión de Selva Central, debido al número de interrupciones, una opción favorable es la implementación

| | |
|-----------|------------|
| CODIGO: | PRF08-R01 |
| REVISION: | 02 |
| FECHA: | 08.01.2007 |

de nueva fuente de suministro a esta red de transmisión, dado que actualmente, es recomendable tener redundancia en un sistema que tiene una demanda importante (25 MW) y más 53 mil clientes.

IV. GASTO EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El gasto de mantenimiento del Sistema de Transmisión de Electrocentro S.A., ascendió a **S/. 5,001,422** en el año 2022.

Gasto Mantenimiento de Transmisión

Periodo: 2022 (Ejecutado)

| Ítem | Descripción | Área | Ene-22 | Feb-22 | Mar-22 | Abr-22 | May-22 | Jun-22 | Jul-22 | Ago-22 | Set-22 | Oct-22 | Nov-22 | Dic-22 | 2022 |
|------|--|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| 1 | Asesoría Legal Externo - Dr. Conchucos | GT | 9,770 | 9,770 | 9,770 | 9,770 | 9,770 | 9,770 | 9,770 | 9,770 | 9,770 | 9,770 | 9,770 | 9,770 | 117,240 |

Expresado en soles

| Ítem | Descripción | Área | Ene-22 | Feb-22 | Mar-22 | Abr-22 | May-22 | Jun-22 | Jul-22 | Ago-22 | Set-22 | Oct-22 | Nov-22 | Dic-22 | 2022 |
|------|---|------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|-----------|---------|---------|---------|-----------|
| 0 | Presupuesto proyectado de gasto/mes NEMETSA | | - | - | - | - | - | 773,838 | 773,838 | 773,838 | 773,838 | 773,838 | 773,838 | 773,838 | 5,416,868 |
| 1 | Servicio de Manto LTs y SETs - NEMETSA | GTT | - | - | - | - | - | 409,564 | 412,554 | 609,841 | 765,215 | 819,758 | 921,955 | 431,734 | 4,370,622 |
| 2 | Análisis Aceites de Transfor. de Potencia Hitachi | GTT | - | - | - | - | - | - | - | - | 248,800 | - | - | - | 248,800 |
| 3 | Materiales de LTs y SETs | GTT | - | - | - | - | - | 65,000 | 127,000 | 50,000 | 35,000 | 25,000 | 35,000 | 45,000 | 382,000 |
| | | | | | | | | 474,564 | 539,554 | 659,841 | 1,049,015 | 844,758 | 956,955 | 476,734 | 5,001,422 |

Notas:

1.- Se acentuó o incrementaron actividades en los meses de octubre y noviembre, debido a que se debía acelerar actividades como la tala de árboles en todas las LTs de Selva Central antes del inicio de lluvias (a fin de evitar fallas).

2.- Por otro lado, se hicieron trabajos como tendido de conductor en la LT Goyllarisquizga, intervenciones en las SETs de Ayacucho e implementación del nuevo Transformador de 5 MVA en la SET Chupaca.

Gasto en Mantenimiento de Líneas de Transmisión y Subestaciones de Selva Central:

El gasto de mantenimiento en Líneas de Transmisión de **Selva Central** mayores a 60 kV, en el año 2022 fue de **S/. 1,155,965.52**.

En gasto de mantenimiento en Subestaciones de Potencia de **Selva Central** mayores a 60 kV, en el año 2022 fue de **S/. 459,878.57**.

V. NUMERO DE CLIENTES INCORPORADOS EN EL 2022

En el año 2022, se incorporaron **3,617 nuevos clientes**, lo cual significa un crecimiento

| | |
|-----------|------------|
| CODIGO: | PRF08-R01 |
| REVISION: | 02 |
| FECHA: | 08.01.2007 |

de **7.3%** respecto de diciembre de 2021, lo cual es, un significativo ascenso en el crecimiento en la zona urbana y rural de Selva Central.

| PERIODO | NÚMERO DE CLIENTES | CRECIMIENTO |
|--------------|--------------------|--------------|
| dic-21 | 49,451 | - |
| ene-22 | 49,816 | 365 |
| feb-22 | 50,205 | 389 |
| mar-22 | 50,333 | 128 |
| abr-22 | 50,571 | 238 |
| may-22 | 50,758 | 187 |
| jun-22 | 51,002 | 244 |
| jul-22 | 51,150 | 148 |
| ago-22 | 52,208 | 1,058 |
| Set-22 | 52,325 | 117 |
| oct-22 | 52,449 | 124 |
| nov-22 | 52,682 | 233 |
| dic-22 | 53,068 | 386 |
| Total | | 3,617 |

A diciembre de 2022, el número de clientes en Selva Central alcanzó **53,068 usuarios**.



Figura 1, Número de clientes en el 2022.

| | |
|-----------|------------|
| CODIGO: | PRF08-R01 |
| REVISION: | 02 |
| FECHA: | 08.01.2007 |



VI. GRUPOS DE GENERACIÓN TÉRMICA EN SELVA CENTRAL

Los grupos de generación térmicos a Diesel de Electrocentro S.A. en Selva Central, se lista en el cuadro, donde en suma se tienen **3,000 kW** de potencia nominal, los cuales se ponen en servicio cuando la demanda de energía en la troncal de Selva Central es insuficiente, ya sea debido a fallas en el sistema de transmisión, sobrecarga en el transformador de la SET Yaupi o salida de servicio de la CH Chalhuanayo.

| ITEM | GRUPOS TERMICOS | CANTIDAD | MARCA, MODELO, POTENCIA |
|------|------------------------------|----------|-------------------------|
| 1 | CENTRAL TERMICO POZUZO: | 01 UND. | VOLVO PENTA, 500 KW |
| 2 | CENTRAL TERMICO CODO POZUZO: | 01 UND. | CAT 3412, 500 KW |
| 3 | CENTRAL TERMICO PTO. INCA: | 01 UND. | DETROIT, 500 KW |
| 4 | CENTRAL TERMICO ISCOZACIN: | 01 UND. | PERKINS, 500 KW |
| 5 | CENTRAL TERMICA SATIPO: | 02 UND. | CAT C-27, 2 x 500 KW |

Figura 2, cuadro de grupos térmicos ubicados en Selva Central

La energía térmica a Diesel producida en el año 2022, ascendió a **187,583 kWh**, lo cual, indica que se tuvo que suplir la insuficiencia de energía de la red principal de transmisión, ya sea por falla, sobrecarga del transformador de la SET Yaupi, salida de servicio de la CH Chalhuanayo y/o Líneas de Transmisión, lo cual indica que el sistema radial de una sola fuente y limitada en potencia es insostenible en el tiempo, esto afecta a miles de clientes.

| Unidades | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | TOTAL |
|-------------|-------|--------|--------|--------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|----------------|
| Energía kWh | 5,094 | 16,743 | 18,457 | 11,343 | 6,050 | 9,075 | 29,253 | 13,963 | 19,539 | 25,599 | 26,724 | 5,744 | 187,583 |

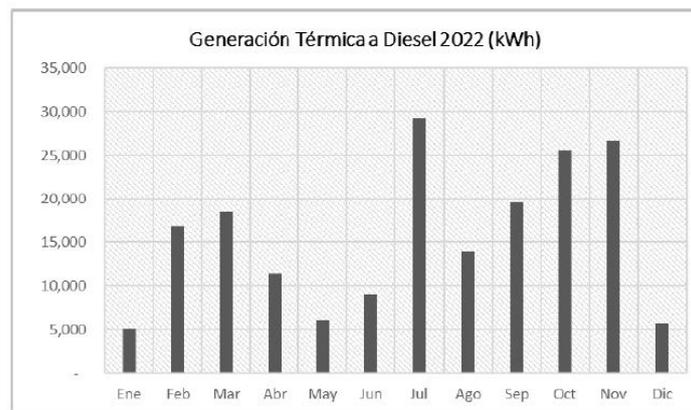


Figura 3, generación térmica a Diesel producida en el 2022 en Selva Central.

| | |
|-----------|------------|
| CODIGO: | PRF08-R01 |
| REVISION: | 02 |
| FECHA: | 08.01.2007 |



VII. COMPENSACIONES O PERDIDAS A LA ORGANIZACIÓN

COMPENSACIONES POR LEY - 2021

Las compensaciones por Ley ascendieron en el año 2021 a **S/. 957,414.00.**

| 2021 | Alimentador | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SET | OCT | NOV | DIC | |
|-------------|-------------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|
| CHANCHAMAYO | A4802 | 2,085 | | 1,428 | | | | | | 15,731 | 170 | 5 | 19,419 | |
| | A4803 | 19 | | 1,363 | | | | | | 35,667 | | 7 | 37,055 | |
| | A4811 | 710 | | 1,799 | 885 | | 594 | | | | | | | |
| | A4812 | | 214 | | | | | | 280 | 293 | | | | |
| SATIOPO | A4821 | | | | | | | | | | 3,107 | | 37,385 | |
| | A4822 | | | | | 3,333 | | | 593 | | 80 | 1,651 | 35,179 | |
| | A4825 | | 627 | | 461 | | 549 | 529 | | | 205 | 1,870 | 5,838 | |
| | A4826 | | 119 | | | | | 1,374 | | | 3,829 | 6,487 | 41,062 | |
| | A4827 | | | | | | | | | 1,434 | 1,515 | 94 | 12,301 | |
| | A4828 | | | 738 | | | | | | | | | 25,551 | |
| | A4830 | 960 | | 196 | 2,658 | 16 | 237 | | | 19 | 947 | 2,059 | 5,535 | |
| | A4831 | 6 | | 994 | | 15 | | | | | 2,032 | 15,747 | 58,710 | |
| | A4832 | | | | | | | | | 410 | | 626 | 4,164 | |
| | A4833 | | 68 | 1,444 | 186 | 266 | 627 | | 2,018 | | 4,197 | 26,106 | 36,148 | |
| PICHANAKI | A4841 | | | | 0 | | | | | 8,815 | | | 45,905 | |
| | A4842 | | | | | | | | 85 | | 6,326 | | 65,923 | |
| | A4843 | | | 5,448 | | | | 5,692 | 666 | 8,403 | 3,786 | 4,734 | 40,256 | |
| | A4847 | | | | | | | | | | | | 20 | |
| OXAPAMPA | A4864 | 0 | | | | | | | | | | | 17,668 | |
| | A4865 | 1 | | | | 4,993 | | | | | | | 8,379 | |
| | A4866 | | | | | | | | | 132 | | | 724 | |
| VILLARICA | A4879 | | | | | | | | | | | | 20,998 | |
| | A4880 | | 2 | | | | | | | | | | 10,671 | |
| POZUZO | A4891 | 12,201 | 10,514 | | 1,917 | 3,869 | | 911 | 3,673 | 3,361 | 3,008 | 3,438 | 25,219 | |
| | A4892 | | 9,345 | 438 | 6,290 | 3,185 | 1,151 | 1,351 | 2,922 | 4,162 | 4,237 | 16,782 | 29,107 | |
| | A4895 | 2,565 | | 620 | 2,848 | | | | | | 37 | 1,048 | 18,240 | |
| | A4896 | | 2,682 | | 2,617 | 2,809 | | | | | | | 2,615 | |
| | A4897 | | 14 | 93 | 293 | 266 | 263 | 60 | 28 | 251 | 1,723 | 1,139 | 3,535 | |
| | A4898 | 1,061 | 873 | | 1,188 | 21 | | | | 2,543 | 799 | | | 2,692 |
| | | 19,608 | 24,457 | 15,451 | 19,343 | 18,772 | 3,422 | 9,916 | 12,809 | 79,514 | 37,079 | 83,359 | 633,683 | |
| | | | | | | | | | | | | | | 957,414 |

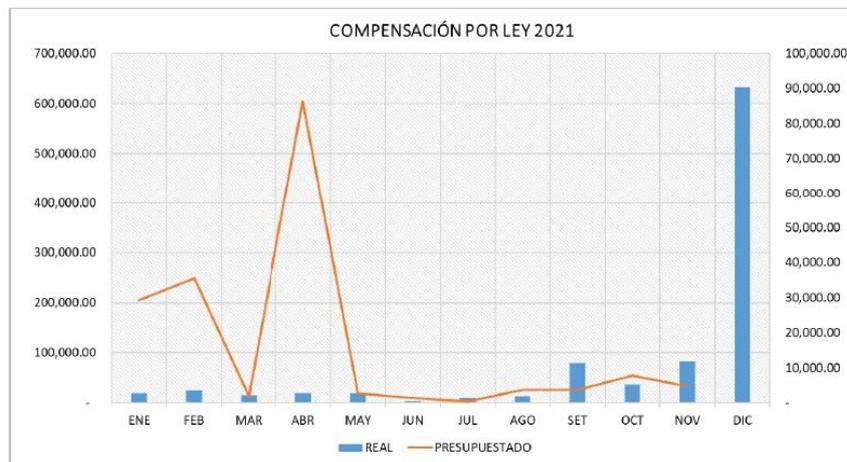


Figura 4, compensaciones realizadas a los clientes por interrupciones de servicio de 2021 en Selva Central.

| | |
|-----------|------------|
| CODIGO: | PRF08-R01 |
| REVISION: | 02 |
| FECHA: | 08.01.2007 |

**COMPENSACIONES POR LEY - 2022**

Las compensaciones por Ley ascendieron en el año 2022 a **S/. 729,384.00.**

| 2022 | Alimentador | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SET | OCT | NOV | DIC |
|-------------|-------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|--------|--------|--------|----------------|
| CHANCHAMAYO | A4802 | | | 123 | 344 | | 43 | | | 73 | 73 | | |
| | A4803 | 2,109 | | 24 | 44 | 116 | 2 | - | | | | | |
| | A4804 | | | | | | | | | | | 64 | |
| | A4811 | 650 | | 909 | | | 1,915 | | | | | | |
| SATIPO | A4812 | 118 | 940 | 1,825 | 128 | 513 | 674 | 195 | | | | 111 | |
| | A4821 | | 5,471 | | 3,616 | 1,786 | 8 | 9,489 | 4,908 | 57 | 57 | 435 | |
| | A4822 | 120 | 595 | 2,056 | 99 | 97 | 443 | 34,735 | 13,314 | 1,077 | 1,077 | 2,668 | 491 |
| | A4825 | | 4,681 | 16 | 242 | 31 | | 1,608 | 881 | 5,905 | 5,905 | 1,090 | 2,051 |
| | A4826 | 3,180 | 8,975 | 11,537 | 3,937 | 3,180 | 2,207 | 7,344 | 10,719 | 871 | 871 | 1,806 | 14,632 |
| | A4827 | | 241 | | 2,277 | 162 | 5 | 7,164 | 2,852 | 296 | 296 | | 1,462 |
| | A4828 | | 612 | | 0 | 580 | | 15,155 | 9,998 | | | 145 | 284 |
| | A4830 | 216 | 1,136 | 1,312 | 257 | 670 | 818 | 4,939 | 1,890 | 5,014 | 5,014 | 273 | 2,200 |
| | A4831 | 34 | 8,284 | 4,512 | 8,767 | 4,355 | 2,085 | 10,708 | 6,752 | 8,447 | 8,447 | 6,537 | 2,360 |
| | A4832 | 1,487 | 228 | 208 | | | 67 | 1,474 | 749 | 263 | 263 | 1,945 | 486 |
| | A4833 | 6,106 | 8,334 | 14,470 | 6,324 | 4,547 | 1,166 | 8,320 | 4,765 | 3,998 | 3,998 | 2,861 | 1,315 |
| | PICHANAKI | A4841 | | | | 8,049 | | | | 10,999 | | | |
| A4842 | | | 21 | 3,778 | 7,961 | | 364 | 966 | 12,143 | | | | |
| A4843 | | 842 | 53 | 30 | 2,794 | 149 | 70 | 16 | 4,307 | | 451 | 451 | 3,666 |
| A4847 | | | | | | | | | | | | | |
| OXAPAMPA | A4864 | | | | | | | | | 846 | 846 | | |
| | A4865 | 1,183 | | 57 | | 1,389 | | | 858 | 2,861 | 2,861 | | |
| VILLARICA | A4866 | | 128 | | | | | | | | | 181 | |
| | A4879 | | | | | | | | | | | | |
| | A4880 | | | | - | | 57 | 4,867 | | | | | |
| POZUZO | A4891 | 4,924 | 19,289 | 12,882 | 13,875 | 4,262 | 1,610 | 10,375 | 10,263 | 3,958 | 3,958 | 5,544 | 1,511 |
| | A4892 | 10,149 | 5,633 | 4,706 | 15,302 | 3,090 | 318 | 9,397 | 17,109 | 1,223 | 1,223 | 12,926 | 16,103 |
| | A4895 | | 560 | | 1,796 | 33 | | | 978 | 3,023 | 3,023 | 1,640 | 3,378 |
| | A4896 | 133 | 6 | | | | | 74 | 20,472 | | | | 2,765 |
| | A4897 | 1,542 | 408 | 1,240 | 512 | 1,072 | 879 | 239 | 138 | 573 | 573 | 681 | 1,231 |
| | A4898 | 2,424 | 1,521 | 6,238 | 3,047 | | | | 2,653 | | 2,930 | 2,930 | 1,603 |
| | | 35,217 | 67,117 | 65,922 | 79,373 | 26,029 | 12,731 | 129,719 | 134,095 | 41,866 | 41,866 | 44,177 | 51,272 |
| | | | | | | | | | | | | | <u>729,384</u> |



Figura 5, compensaciones realizadas a los clientes por interrupciones de servicio de 2022 en Selva Central.

Las compensaciones en los últimos cinco años ascendieron a más de **2 millones y medio de soles**, tal como se verifica en el registro del cuadro a continuación.

| | |
|-----------|------------|
| CODIGO: | PRF08-R01 |
| REVISION: | 02 |
| FECHA: | 08.01.2007 |

| Año | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SET | OCT | NOV | DIC | Total S/. |
|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|--------|--------|--------|---------|-----------|
| 2023 | 52,059 | | | | | | | | | | | | 52,059 |
| 2022 | 35,217 | 67,117 | 65,922 | 79,373 | 26,029 | 12,731 | 129,719 | 134,095 | 41,866 | 41,866 | 44,177 | 51,272 | 729,384 |
| 2021 | 19,608 | 24,457 | 15,451 | 19,343 | 18,772 | 3,422 | 9,916 | 12,809 | 79,514 | 37,079 | 83,359 | 633,683 | 957,414 |
| 2020 | 5,528 | 13,326 | 3,835 | 9,554 | 20,414 | - | 23,230 | 21,058 | 26,154 | 25,260 | 13,021 | 409,024 | 570,405 |
| 2019 | 2,436 | 5,889 | 3,835 | 6,996 | 6,260 | 3,463 | 4,649 | 1,220 | 22,805 | 17,211 | 23,759 | 23,388 | 121,911 |
| 2018 | 32,386 | 39,402 | 2,115 | 95,668 | 3,014 | 1,622 | 473 | 1,397 | 5,115 | 15,647 | 2,436 | 36,682 | 235,956 |

2,615,069

Promedio 2y 843,399

El promedio de pérdida o compensación de los dos últimos dos años asciende a **S/ 843,399.00**, monto que va en desmedro de los intereses de la organización.

VIII. DEMANDA FUTURA DE CORTO PLAZO

El pronóstico de demanda futura en el sistema eléctrico de Selva Central, se puede inferir con la siguiente información.

A la fecha, se tiene la expectativa **1,667 kW** de potencia proveniente de clientes medianos y mayores, la cual está en riesgo de no ser atendida debido a la limitación del transformador de SET Yaupi, ya argumentada en párrafos anteriores.

| Ítem | Usuario o Empresa | RUC/DNI | Potencia (kW) | Ejecución |
|------|--|-----------------|---------------|-----------|
| 1 | AGRO DEVELOP PERU SAC | RUC-20604671842 | 50 | abr-2021 |
| 2 | AGROINDUSTRIAS JAS EMPRESA INDIVIDUAL DE RESPONSABILIDAD LIMITADA-AGROINDUSTRIA JAS E.I.R.L. | RUC-20543733769 | 350 | ene-2022 |
| 3 | Banco Internacional del Perú-Interbank | RUC-20100053455 | 40 | may-2021 |
| 4 | CAPCHA GUTIERRES, CRISOSTOMO CRISTOBAL | DNI-19812722 | 49 | abr-2021 |
| 5 | CONSTRUCCIONES & SERVICIOS RANDY E.I.R.L. | RUC-20607227277 | 77 | nov-2021 |
| 6 | COOPERATIVA AGRARIA CAFETALERA LA FLORIDA | RUC-20140181405 | 25 | jun-2021 |
| 7 | Corporación Peruana de Aeropuertos y Aviación Comercial Sociedad Anonima - Corpac S.A. | RUC-20100004675 | 77 | oct-2021 |
| 8 | EMPRESA COPACABANA INDUSTRIAL E.I.R.L. | RUC-20486228106 | 100 | ago-2022 |
| 9 | Gomez Concepcion, Javier | DNI-20584396 | 20 | jun-2021 |
| 10 | GRANJAS ORIHUELA S.A.C. | RUC-20486319161 | 50 | may-2022 |
| 11 | GRANJAS ORIHUELA S.A.C. | RUC-20486319161 | 150 | abr-2021 |
| 12 | INMOBILIARIA JARDINES DEL EDÉN S.A.C | RUC-20602420150 | 15 | nov-2022 |
| 13 | INTERLOOM S.A.C. | RUC-20109714039 | 15 | nov-2021 |
| 14 | MANTARI ROMERO, NESTOR ADRIAN | DNI-20998027 | 153 | oct-2022 |
| 15 | OROCOM S.A.C | RUC-20603080590 | 6 | ago-2022 |
| 16 | OROCOM S.A.C | RUC-20603080590 | 6 | ago-2022 |
| 17 | OROCOM S.A.C | RUC-20603080590 | 6 | ago-2022 |
| 18 | OROCOM S.A.C | RUC-20603080590 | 6 | ago-2022 |
| 19 | PEREZ SACO DE SUAREZ, LUZ ESMILA | DNI-20581464 | 60 | ago-2022 |
| 20 | PROYECTO ESPECIAL PICHIS PALCAZU | RUC-20204060623 | 30 | nov-2021 |
| 21 | Rodriguez Inga, Cristhian | DNI-43430606 | 75 | abr-2022 |
| 22 | SBA TORRES PERU S.A. | RUC-20550009561 | 20 | jun-2022 |
| 23 | SBA TORRES PERU S.A. | RUC-20550009561 | 20 | dic-2021 |
| 24 | Unidad Ejecutora 108 Programa Nacional de Infraestructura Educativa - PRONIED | RUC-20514347221 | 211 | mar-2023 |
| 25 | Universidad Nacional Intercultural de la Selva Central Juan Santos Atahualpa | RUC-20568019521 | 31 | dic-2022 |
| 26 | VIETTEL PERU S.A.C | RUC-20543254798 | 5 | abr-2021 |
| 27 | VIETTEL PERU S.A.C | RUC-20543254798 | 20 | nov-2020 |

1,667

| | |
|-----------|------------|
| CODIGO: | PRF08-R01 |
| REVISION: | 02 |
| FECHA: | 08.01.2007 |



Figura 6, potencia y clientes expectantes de ejecución en los años 2020, 2021, 2022 y 2023 en Selva Central.

CLIENTES MEDIANOS Y MAYORES:

La demanda expectante de clientes medianos y mayores asciende a **4,150 kW**, lo cual representa **18%** respecto de la actual máxima demanda, son empresas que vienen haciendo la revalidación de las solicitudes de nuevos suministros. Esta en riesgo atender este importante incremento.

| Ítem | Cliente importante | Demanda |
|------|----------------------------------|-----------------|
| 1 | Empresa Forestal PAMA SAC | 2,000 kW |
| 2 | Hospital de Apoyo de Pichanaki | 600 kW |
| 3 | Planta Ladrillera | 450 kW |
| 4 | Hospital De San Martin De Pangoa | 1,500 kW |
| | Total | 4,150 kW |

Las ciudades de Pichanaki y Satipo son las zonas que se evidencia una mayor explosión demográfica, en torno a nuevos negocios, incremento en el comercio, entre otros rubros. En anexos, se puede apreciar las cartas de estas nuevas solicitudes de demanda de energía eléctrica en las zonas de Selva Central.

IX. EVALUACIÓN ECONÓMICA

En relación con la evaluación económica, es importante tomar en cuenta que se pueden evitar pérdidas como; compensaciones por Ley y Norma a los clientes (debido a interrupciones), producción térmica a Diesel (costosa y contaminante), en ingresos de clientes afectados (racionamiento por sobrecarga), nuevos clientes (expectativa debido al crecimiento urbano y rural), clientes importantes (solicitudes de nuevos clientes importantes) y fallas en líneas de transmisión (tala de árboles por terceros, limpieza de franja de servidumbre), tal como se describen en el cuadro de evaluación económica:

| Caso: | | SET Yurinaki y LT 138 kV Yurinaki - Santa Ana | | | | | | | | | | | |
|--------------------|-----------------------------|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | | Años → | | | | | | | | | | | |
| | | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2048 | 2049 | 2050 | 2051 | 2052 | 2053 |
| Expresado en soles | | | | | | | | | | | | | |
| | Inversión (Investment) | (40,120,000) | | | | | | | | | | | |
| | Inversión estudio | (525,693) | | | | | | | | | | | |
| | Inversión supervisión | (194,424) | | | | | | | | | | | |
| Crecimiento | Compensación Ley Clientes | 843,399 | 885,569 | 929,847 | 976,340 | 1,025,157 | 2,720,046 | 2,856,048 | 2,998,851 | 3,148,793 | 3,306,233 | 3,471,545 | |
| Crecimiento | Compensación Norma Clientes | 1,244 | 1,307 | 1,372 | 1,440 | 1,512 | 4,013 | 4,214 | 4,424 | 4,646 | 4,878 | 5,122 | |
| Crecimiento | Producción térmica Diesel | 155,694 | 166,592 | 178,254 | 190,732 | 204,083 | 789,737 | 845,018 | 904,169 | 967,461 | 1,035,184 | 1,107,646 | |
| interrumpidos | Ingresos clientes afectados | 78,540 | 82,467 | 86,590 | 90,920 | 95,466 | 253,299 | 265,964 | 279,263 | 293,226 | 307,887 | 323,281 | |
| nuevos | Ingresos nuevos clientes | 7,505 | 8,031 | 8,593 | 9,194 | 9,838 | 38,070 | 40,734 | 43,586 | 46,637 | 49,901 | 53,394 | |
| kW | Clientes importantes | 2,482,496 | 2,606,621 | 2,736,952 | 2,873,800 | 3,017,490 | 8,006,299 | 8,406,614 | 8,826,945 | 9,268,292 | 9,731,706 | 10,218,292 | |
| Fallas/año | Fallas al año (2 fallas) | 493,750 | 496,219 | 498,700 | 501,193 | 503,699 | 556,535 | 559,318 | 562,114 | 564,925 | 567,750 | 570,588 | |
| | Free Cash Flow | (40,840,117) | 4,062,629 | 4,246,806 | 4,440,308 | 4,643,619 | 4,857,245 | 12,367,999 | 12,977,911 | 13,619,352 | 14,293,980 | 15,003,539 | 15,749,869 |
| | Tasa de interés anual | 12.00% | | | | | | | | | | | |
| | VNA | 7,313,495 | | | | | | | | | | | |
| | TIR | 13.80% | | | | | | | | | | | |

| | |
|-----------|------------|
| CODIGO: | PRF08-R01 |
| REVISION: | 02 |
| FECHA: | 08.01.2007 |



Se evidencia, que las pérdidas son considerables para la organización cada año, los cuales sustentan la implementación de una inversión de aproximadamente 40 millones de soles, monto que se sustenta ampliamente con las cifras mostradas.

X. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 3.1** Se tiene un riesgo alto de desabastecimiento de energía eléctrica en Selva Central, por las razones explicadas en el presente informe, por lo que se recomienda imperiosamente la implementación de una nueva Subestación Yurinaki 50 MVA, 138/60 kV y Línea de Transmisión 138 kV Yurinaki – Santa Ana (18 km), como segunda fuente de alimentación, a fin de mejorar la fiabilidad del sistema eléctrico de Selva Central, en beneficio de miles de usuarios (satisfacer la demanda y mejorar la confiabilidad).
- 3.2** Se tiene el riesgo de colapso del transformador de 20 MVA de la SET Yaupi de Electrocentro S.A., debido a la sobrecarga (100% a 118%) que se viene presentando, es importante y urgente tomar acciones a fin de preservar la instalación, en este mismo tema, se requiere implementar una terna de cables de contingencia, e iniciar con la Ingeniería e implementación de la nueva celda de conexión en 138 kV en la SET Yaupi de STATKRAFT.
- 3.3** Es imperiosa necesidad de implementación del sistema OFAF (ventilación forzada por aire y refrigeración forzada por aceite) ya que la potencia cuando sale de servicio la CH CHALHUAMAYO alcanza los 30 MVA, superando la actual capacidad del transformador de potencia en ONAF (25 MVA). En caso de que colapse el transformador 20 MVA de SET YAUPI no contamos con otro que pueda reemplazarlo, poniéndose en riesgo todo el sistema eléctrico 138 y 60 kV de Selva Central.
- 3.4** El área de Mantenimiento de Generación y Centro de Control deberán tomar las medidas técnicas necesarias para hacer más estable la Operación del Sistema y evitar las frecuentes salidas de servicio del sistema de la CH Chalhuanayo.
- 3.5** Según la información alcanzada para la evaluación económica para la nueva instalación (SET Yurinaki y LT Yurinaki – Santa Ana), esta resulta positiva, por lo que es recomendable tomar una decisión en ese sentido, en tal sentido, se recomienda la implementación de la SET Yurinaki y LT Yurinaki – Santa Ana, debido a los beneficios que indican los indicadores económicos, el VAN asciende a **S/. 7,313,495** y TIR **13.8%**, evaluado en 30 años. Con lo que no es necesario que el proyecto sea incluido en los PIT, el proyecto se sustenta por sus propias necesidades y características. Cabe indicar que posteriormente a su implementación se puede insistir en el Alta para el reconocimiento de la inversión en la tarifa por el OSN.

Huancayo, 22 de febrero de 2023

Atentamente,

Marcos Yovan Mallqui Alcocer
Jefe de Transmisión

Firmado digitalmente
por Marcos
Mallqui Alcocer
Fecha:
2023.02.24
05:06:20 -05'00'

| | |
|-----------|------------|
| CODIGO: | PRF08-R01 |
| REVISION: | 02 |
| FECHA: | 08.01.2007 |



Anexo 1 – Número de Fallas en Líneas de Transmisión 2018 a 2022

| ÍTEM | LÍNEA DE TRANSMISIÓN | 2018 | | 2019 | | 2020 | | 2021 | | 2022 | |
|------|---|----------|-----------|----------|-----------|----------|-----------|----------|-----------|----------|-----------|
| | | # Fallas | Indisp(h) |
| 1 | A4891 CONSTITUCION - I418720 | 11 | 20.79 | 13 | 60.92 | 69 | 195.61 | 21 | 92.31 | 52 | 44.06 |
| 2 | A4892 CONSTITUCION - PUERTO INCA | 9 | 18.35 | 10 | 12.42 | 39 | 96.88 | 25 | 40.50 | 22 | 42.34 |
| 3 | A4895 PUERTO BERMUDEZ - Puerto Bermudez 33 KV | 6 | 1.33 | 7 | 8.72 | 7 | 6.31 | 11 | 28.18 | 17 | 14.06 |
| 4 | A4896 Puerto Bermudez 33 KV - CONSTITUCION | 24 | 46.86 | 19 | 29.73 | 26 | 40.40 | 15 | 62.76 | 20 | 54.23 |
| 5 | A4897 PUERTO BERMUDEZ - Punto Hawai | 8 | 29.47 | 5 | 3.25 | 7 | 67.68 | 11 | 16.42 | 11 | 20.49 |
| 6 | L-1203 Yaupi - OXAPAMPA | | | 1 | 0.22 | 4 | 25.59 | | | 2 | 3.74 |
| 7 | L-3413 PARQUE INDUSTRIAL - CHUPACA | 3 | 5.67 | 1 | 0.14 | 1 | 2.05 | 3 | 0.61 | 2 | 0.33 |
| 8 | L-3414 CHUPACA - HUARISCA | | | 3 | 48.95 | 1 | 0.11 | 4 | 26.08 | 1 | 1.21 |
| 9 | L-3415 HUARISCA - CHALA NUEVA | 5 | 9.49 | 8 | 21.24 | 2 | 1.89 | 3 | 1.10 | 1 | 0.48 |
| 10 | L-3416 INGENIO - COMAS | 9 | 46.60 | 10 | 68.86 | 13 | 17.78 | 17 | 21.07 | 11 | 13.02 |
| 11 | L-3417 COMAS - MATAPA | | | | | 1 | 4.59 | | | 1 | 26.65 |
| 12 | L-3422 CHALA NUEVA - EL MACHU | 9 | 36.22 | 4 | 1.93 | 2 | 2.40 | 22 | 15.36 | 18 | 3.06 |
| 13 | L-6061 CELDA COBRIZA II - MACHAHUAY | 2 | 194.01 | 1 | 0.30 | | | | | | |
| 14 | L-6062 MACHAHUAY - HUANTA | 2 | 0.91 | | | 1 | 1.01 | | | | |
| 15 | L-6063 HUANTA - MOLLEPATA | 1 | 0.64 | 5 | 24.08 | 1 | 0.83 | 6 | 1.58 | 10 | 5.47 |
| 16 | L-6064 MOLLEPATA - AYACUCHO | | | | | | | | | 1 | 0.89 |
| 17 | L-6065 MOLLEPATA - CANGALLO | 12 | 2.66 | 14 | 5.26 | 5 | 19.74 | 7 | 0.63 | 10 | 1.12 |
| 18 | L-6066 Cobriza I - PAMPAS | 6 | 1.03 | 7 | 1.70 | 4 | 0.62 | 4 | 2.86 | 6 | 2.07 |
| 19 | L-6067 Huallanca Nueva - HUARICASHASH | 1 | 0.24 | 2 | 0.42 | | | | | | |
| 20 | L-6069 Der. HUANTA - HUANTA | 1 | 0.64 | | | | | | | 1 | 4.03 |
| 21 | L-6070 SALESIANOS - PARQUE INDUSTRIAL | | | | | | | | | 1 | 2.18 |
| 22 | L-6072 CONCEPCION - XAUXA | | | | | 2 | 2.24 | 1 | 0.24 | 4 | 0.61 |
| 23 | L-6076 CELDA CONDORCOCHA - NINATAMBO | | | | | 1 | 0.24 | | | | |
| 24 | L-6078 PARQUE INDUSTRIAL - CONCEPCION | 3 | 5.36 | 1 | 1.40 | 2 | 2.57 | 3 | 5.33 | 3 | 5.73 |
| 25 | L-6079 MOLLEPATA - SAN FRANCISCO | 5 | 62.80 | 7 | 4.20 | 5 | 28.58 | 10 | 8.31 | 7 | 0.61 |
| 26 | L-6080 OXAPAMPA - VILLA RICA | 2 | 6.33 | 1 | 8.01 | 3 | 0.75 | 1 | 0.51 | 3 | 14.47 |
| 27 | L-6082 VILLA RICA - PUERTO BERMUDEZ | 9 | 13.56 | 6 | 8.22 | 8 | 3.94 | 9 | 3.26 | 11 | 2.53 |
| 28 | L-6084 VILLA RICA - PICHANAKI | 5 | 1.07 | 1 | 0.32 | 4 | 1.95 | 3 | 1.37 | 8 | 6.75 |
| 29 | L-6086 PICHANAKI - SATIPO | 6 | 1.11 | 1 | 0.37 | 4 | 5.83 | 4 | 3.49 | 4 | 12.45 |
| 30 | L-6087 CHANCHAMAYO - PUNTAYACU | | | 3 | 1.69 | | | 2 | 1.47 | | |
| 31 | L-6168 HUARICASHASH - LA UNION | 2 | 0.13 | | | 5 | 2.40 | 6 | 4.67 | 5 | 2.36 |
| 32 | L-6524C Huiçra - Antagasha | 2 | 3.97 | | | | | 1 | 18.08 | 2 | 10.75 |
| 33 | L-6524E Antagasha - Goyllar | | | | | | | 1 | 5.80 | 2 | 1.90 |
| 34 | L-6631 HUAYUCACHI - SALESIANOS | | | | | 1 | 0.93 | 1 | 0.85 | 6 | 6.13 |
| 35 | L-6632 HUAYUCACHI - HUANCAYO ESTE | 1 | 0.29 | 2 | 2.31 | | | 2 | 2.09 | 1 | 0.56 |
| 36 | L-I418720 I418720 - PRUSIA | 7 | 61.51 | 10 | 108.55 | 4 | 23.72 | 4 | 8.00 | 11 | 75.93 |
| | | 151 | 571.04 | 142 | 423.21 | 222 | 556.64 | 197 | 372.93 | 254 | 380.21 |

| | |
|-----------|------------|
| CODIGO: | PRF08-R01 |
| REVISION: | 02 |
| FECHA: | 08.01.2007 |



Anexo 2 – Gasto de Transmisión 2022

Table with columns: ítem, CeCo, Instalación, UT, Ubicación, Actividad, S/.. Contains detailed data for transmission and substation activities across various regions like Ayacucho, Huancayo, and Pasco.

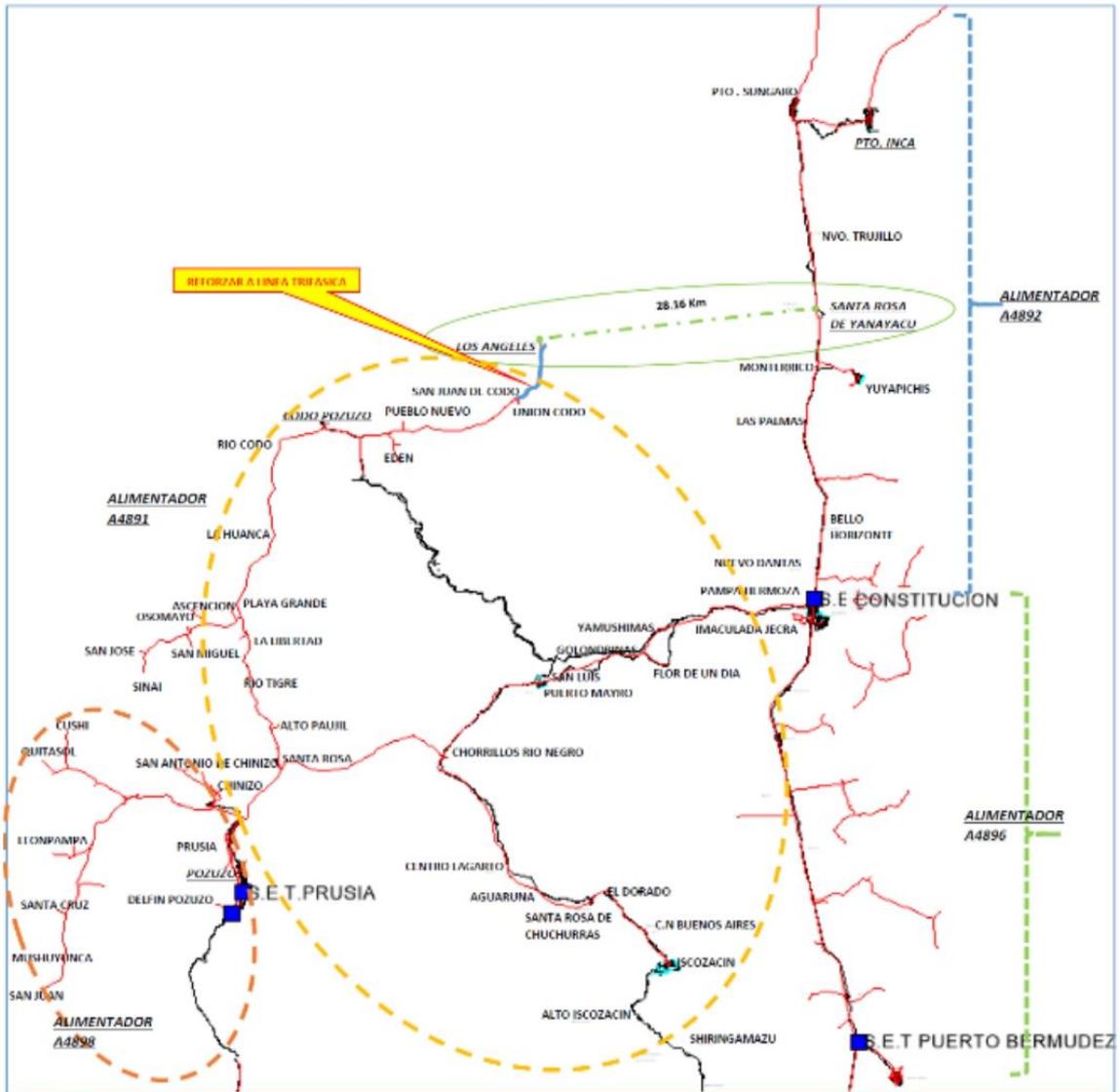
Total 4,619,422

Summary table with fields: CODIGO: PRF08-R01, REVISION: 02, FECHA: 08.01.2007

Anexo 3: Sistema de Sub-Transmisión en 33 kV

El sistema de Transmisión en 33 kV que integra: Puerto Bermúdez – Ciudad Constitución – Prusia, Ciudad Constitución – Puerto Inca

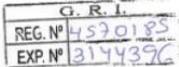
Conformada por las líneas **A4891, A4892, A4895, A4896, A4897**, muestra indicadores de performance de transmisión críticos, debido a que las mismas vienen siendo supervisadas como Transmisión, sin embargo, éstas están siendo utilizadas como Distribución.



| | |
|-----------|------------|
| CODIGO: | PRF08-R01 |
| REVISION: | 02 |
| FECHA: | 08.01.2007 |



Anexo 7: HOSPITAL DE SAN MARTIN DE PANGO, 1,600 kVA

| | | |
|--|---|---|
|  |  |  |
| GOBIERNO REGIONAL DE JUNÍN | | |
| *AÑO DEL BICENTENARIO DEL PERÚ: 200 AÑOS DE INDEPENDENCIA* | | |
| | | 20 ENE 2021 |
| HUANCAYO, | | |
| OFICIO N° 51 -2021-GRJ/GRI | | |
| Señor: | | |
| Ing. ROMEO ROJAS BRAVO | | |
| Gerente Regional de ELECTROCENTRO S.A. | | |
| Jr. Amazonas N° 641 – Huancayo | | |
| Teléfono 064 481300 | | |
| PANGO.- | | |
| ASUNTO | : | SOLICITO FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA Y PUNTO DE DISEÑO |
| OBRA | : | "MEJORAMIENTO DE LOS SERVICIOS DE SALUD EN EL HOSPITAL DE SAN MARTIN DE PANGO, DISTRITO DE PANGO, PROVINCIA SATIPO - JUNÍN", CON CUI N°2281455. |
| Mediante la presente me dirijo a su digno despacho para saludarlo cordialmente, asimismo aprovecho la oportunidad para informar que el Gobierno Regional Junín viene ejecutando la obra "MEJORAMIENTO DE LOS SERVICIOS DE SALUD EN EL HOSPITAL DE SAN MARTIN DE PANGO, DISTRITO DE PANGO, PROVINCIA SATIPO - JUNÍN", ubicada en el Sector Kiatari –Pampa Tigre – Villa María II Etapa, Distrito de Pangoa, Provincia de Satipo, Departamento de Junín. | | |
| Por lo tanto, solicitamos a su despacho la FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO EN MEDIA TENSION, para una máxima demanda de 1600 KVA. Adjuntamos para ello, plano de ubicación, documento mediante el cual DIRECCION REGIONAL DE SALUD otorga autorización de disponibilidad de terreno para ejecución del proyecto, título de propiedad, inscripción SUNARP y cuadro de cargas. | | |
| En tal sentido, recurrimos a su digno despacho, disponer a quien corresponda la evaluación, factibilidad correspondiente y punto de diseño. Cualquier consulta al celular 954090800 – Ing. Giannina Hinostroza Quijada, o favor de remitirse a la mesa de partes virtual del GRJ (SISDORE JUNIN) con cargo a: infraestructura.grj@gmail.com | | |
| Sin otro particular, me suscribo de usted. | | |
| Atentamente, | | |
| | |  |
| | | Ing. LUIS ANGEL RUIZ ORE Gerente Regional de Infraestructura GOBIERNO REGIONAL JUNÍN |

| | |
|-----------|------------|
| CODIGO: | PRF08-R01 |
| REVISION: | 02 |
| FECHA: | 08.01.2007 |