

Universidad Nacional de Ingeniería
Facultad de Ingeniería Eléctrica y electrónica



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Plan de inversión en distribución eléctrica de la empresa
Electro Ucayali S.A.

Para obtener el título profesional de Ingeniero Electricista

Elaborado por

Carlos Javier Vargas Farfán

 [0009-0002-4401-2751](https://orcid.org/0009-0002-4401-2751)

Asesor

Mg. Ing. Carlos Alberto Huayllasco Montalva

 [0000-0002-3335-0926](https://orcid.org/0000-0002-3335-0926)

LIMA – PERÚ

2023

Citar/How to cite	Vargas Farfán [1]
Referencia/Reference	[1] C. Vargas Farfán, “ <i>Plan de inversión en distribución eléctrica de la empresa Electro Ucayali S.A.</i> ” [Trabajo de suficiencia profesional]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2023.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

Citar/How to cite	(Vargas, 2023)
Referencia/Reference	Vargas, C. (2023). <i>Plan de inversión en distribución eléctrica de la empresa Electro Ucayali S.A.</i> [Trabajo de suficiencia profesional, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

Dedicatoria:

La presente está dedicada con mucho amor y cariño, a mi padre, quien me enseñó a persistir pese a las adversidades y es quien me guía ahora desde el cielo. Mi madre, hermanas y familiares que constantemente me motivan para alcanzar mis metas.

Agradecimientos

A mi asesor Mg. Ing. Carlos Huayllasco Montalva y especialista asignado Dr. Ing. Manfred Bedriñana Aronés por el apoyo, motivación y guía constante para la realización el presente trabajo. Así también al Dr. Ing. Alfredo Sausa Cornejo, Director de Promoción y Estudios de la DGE-MINEM, por fomentarme el estudio de las bases de la econometría y compartirme actualizaciones en cuanto a normatividad del Sector Eléctrico, para la realización del presente. Al Mg. Ing. Raúl Sanabria Pariona, Supervisor corporativo de Planeamiento del Grupo Distriluz, por compartirme conocimientos clave en base a su vasta experiencia en Planeamiento Eléctrico. Y finalmente a los especialistas y empresas involucradas, que, gracias a la mejora continua a nivel empresa, es posible obtener estudios que sirvan de base para trabajos como el presentado en el presente volumen.

Resumen

El presente trabajo desarrolla el Plan de Inversión en Distribución Eléctrica de la empresa Electro Ucayali S.A. con enfoque en el Sistema Eléctrico de Pucallpa, el cual consta de un estudio de Planeamiento eléctrico de largo plazo, que abarca el diagnóstico operativo del sistema eléctrico existente, análisis de la evolución y pronóstico del mercado eléctrico, y formulación de alternativas de inversión de infraestructura eléctrica para su desarrollo en un horizonte de planeamiento de 20 años, cumpliendo con el requerimiento de las normas técnicas vigentes, de calidad y seguridad. Como resultado, se elabora el Plan de Inversión en Distribución Eléctrica, con la formulación y selección de las mejores alternativas de inversión para los cuatro años del periodo de fijación tarifaria del Valor Agregado de Distribución (VAD). La elaboración del presente trabajo se desarrolla siguiendo los lineamientos de la prepublicación de la “Norma Criterios y Metodología de Planificación para la Elaboración del Plan de Inversión en Distribución Eléctrica”, así como la guía de la metodología de planeamiento del “Libro Power Distribution Planning H. Lee Willis”.

Palabras clave — Inversiones, planeamiento eléctrico, pronóstico de demanda, distribución eléctrica, energía.

Abstract

This paper develops the Investment Plan in Electric Power Distribution of the company Electro Ucayali S.A. focusing on the Pucallpa Electric System, which consists of a study of Long-Term Electric Planning, what includes the operational diagnostic of the existing electric system, analysis of the evolution and forecast of the electrical market, and formulation of investment alternatives for electrical infrastructure for its development in a planning horizon of 20 years, complying with the requirements of current technical standards, including quality and safety standards. As a result, the Investment Plan in Electric Power Distribution is developed, with the formulation and selection of the best investment alternatives for the four years of the Added Value of Distribution (VAD) tariff setting period. The elaboration of this paper is carried out following the guidelines of the pre-publication of the "Norma Criterios y Metodología de Planificación para la Elaboración del Plan de Inversión en Distribución Eléctrica", as well as the guide of the planning methodology of the "Book Power Distribution Planning H Lee Willis."

Keywords — Investments, electrical planning, demand forecast, electrical distribution, energy.

Tabla de Contenido

	Pág.
Agradecimientos	iv
Resumen	v
Abstract	vi
Introducción	xiv
Capítulo I. Parte introductoria del trabajo	1
1.1 Generalidades.....	1
1.2 Descripción del problema de investigación.....	2
1.2.1 Situación problemática	2
1.2.2 Problema a resolver	3
1.3 Objetivos del estudio	3
1.3.1 Objetivo general	3
1.3.2 Objetivos específicos	3
1.4 Antecedentes investigativos	4
Capítulo II. Marco teórico y conceptual	5
2.1 Marco teórico	5
2.1.1 Introducción.....	5
2.1.2 Diagnóstico de las instalaciones eléctricas existentes.....	5
2.1.3 Análisis de mercado eléctrico.....	6
2.1.4 Formulación de proyectos de infraestructura eléctrica.....	12
2.2 Marco conceptual.....	18
2.2.1 Términos y definiciones.....	18
Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación	23
3.1 Diagnóstico del sistema eléctrico existente	23
3.1.1 Descripción de las instalaciones eléctricas existentes.....	23
3.2 Análisis de la máxima demanda.....	35
3.2.1 Máxima demanda a nivel empresa.....	35

3.2.2	Máxima demanda por puntos de compra y generación aislada	35
3.2.3	Máxima demanda por sistemas eléctricos	36
3.2.4	Máxima demanda por subestaciones de transformación y alimentadores	36
3.3	Análisis de la operación del sistema de distribución	37
3.3.1	Sistema de distribución primaria.....	37
3.3.2	Subestaciones de distribución.....	39
3.3.3	Sistema de distribución secundaria	40
3.4	Análisis de la calidad de la energía	40
3.4.1	Análisis de la energía reactiva.....	40
3.4.2	Análisis de la calidad de tensión.....	43
3.4.3	Análisis de la calidad de Suministro	46
3.5	Análisis del mercado eléctrico	50
3.5.1	Proyección global de la demanda del sistema eléctrico Pucallpa	50
3.5.2	Proyección espacial de la demanda del sistema eléctrico Pucallpa.....	56
3.6	Formulación de proyectos de inversión	64
3.6.1	Remodelación de la red primaria de Pucallpa	66
Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados		78
4.1	Análisis y formulación de proyectos de inversión 2019-2023.....	78
4.1.1	Remodelación de la red primaria de Pucallpa 2019-2023.....	78
Conclusiones		90
Recomendaciones		92
Referencias bibliográficas		93

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1: Tolerancia admitida de los Niveles de Tensión	18
Tabla 2: Tolerancia admitida de Calidad de Suministro	19
Tabla 3: Rangos de Cargabilidad.....	20
Tabla 4: Pérdidas estándares de Potencia.....	20
Tabla 5: Pérdidas estándares de Energía.....	20
Tabla 6: Clasificación de los Sistemas Eléctricos de ELUC	23
Tabla 7: Sistema de Generación de ELUC	24
Tabla 8: Sistema de Generación – Sistema Eléctrico Atalaya.....	27
Tabla 9: Líneas de Transmisión del área operativa de ELUC	29
Tabla 10: Subestaciones de Transformación Asociadas a ELUC	30
Tabla 11: Máxima Demanda por puntos de compra de ELUC	36
Tabla 12: Parámetros eléctricos por Sistemas Eléctricos.....	36
Tabla 13: Parámetros eléctricos por SET.....	36
Tabla 14: Parámetros eléctricos por Alimentadores Primarios	37
Tabla 15: Cargabilidad de Alimentadores Primarios	38
Tabla 16: Cargabilidad de Subestaciones de Distribución	39
Tabla 17: Cargabilidad de redes de Baja Tensión.....	41
Tabla 18: Caída de Tensión por Suministro	46
Tabla 19: Proyecciones la variación del PBI Nacional.....	51
Tabla 20: Proyección de crecimiento del PBI Ucayali	52
Tabla 21: Proyección de Cargas Especiales en el SE0057.....	55
Tabla 22: Máxima Demanda del SE0057.....	56
Tabla 23: Rango de nivel de Densidad de las Micro Áreas	57
Tabla 24: Cantidad de Micro Áreas Identificadas.....	57
Tabla 25: Área por tipo de uso de suelo.....	58
Tabla 26: Tamaño por lote y consumo mensual de Energía Promedio	59

Tabla 27: Cálculo de la Energía de Saturación por Micro Área	60
Tabla 28: Resultados al Aplicar Curvas “S”	60
Tabla 29: Ingreso de Micro Áreas Nuevas	62
Tabla 30: Proyectos de Transmisión en desarrollo - ELUC	65
Tabla 31: Pérdidas Técnicas de Energía en MT – Alternativa 1	70
Tabla 32: Pérdidas Técnicas de Energía en MT – Alternativa 2.....	71
Tabla 33: Pérdidas Técnicas de Energía en MT – Alternativa 3.....	71
Tabla 34: Pérdidas Técnicas de Energía en MT – Alternativa 4.....	72
Tabla 35: Demanda promedio de Alimentadores Primarios	72
Tabla 36: Cargabilidad de Alimentadores Primarios	73
Tabla 37: Costo de Inversión de Alternativas Pucallpa – US\$.....	74
Tabla 38: Costo de pérdidas Pucallpa – US\$.....	74
Tabla 39: Costo total de las Alternativas Pucallpa – US\$.....	74
Tabla 40: Listado de Alimentadores Primarios – Alternativa 3	76
Tabla 41: Pérdidas Técnicas de Energía en MT – Alternativa 1	82
Tabla 42: Pérdidas Técnicas de Energía en MT – Alternativa 2.....	82
Tabla 43: Pérdidas Técnicas de Energía en MT – Alternativa 3.....	83
Tabla 44: Demanda promedio de Alimentadores Primarios	84
Tabla 45: Cargabilidad de Alimentadores Primarios	84
Tabla 46: Costo de Inversión por Alimentador – Alternativa 1	85
Tabla 47: Costo de Inversión por Alimentador – Alternativa 2.....	85
Tabla 48: Costo de Inversión por Alimentador – Alternativa 3.....	86
Tabla 49: Costo de Inversión de Alternativas Pucallpa – US\$.....	86
Tabla 50: Costo de Pérdidas de Energía Pucallpa – US\$	86
Tabla 51: Costo Total de las Alternativas Pucallpa – US\$	87

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1: Estructura del Estudio de Planeamiento de Largo plazo y PIDE	2
Figura 2: Proceso de Planificación Eléctrica de Largo Plazo.....	5
Figura 3: Modelo de micro áreas	7
Figura 4: Uso en áreas nuevas	8
Figura 5: Arreglo bidimensional – micro áreas regulares e irregulares.....	8
Figura 6: Identificación de Áreas – Uso de Suelo y Otros	9
Figura 7: Área de Influencia de una SET – Método de las Mediatrices	13
Figura 8: Modelo Topológico Ideal para Operación Radial – Estado Normal	15
Figura 9: Modelo Topológico Ideal para Operación Radial – Estado Contingencia	16
Figura 10: Periodo de evaluación de Transformadores de Distribución	21
Figura 11: Selección de la sección de conductor de aluminio para 10 kV	21
Figura 12: Selección de la sección de conductor de aluminio para 22,9 kV	22
Figura 13: Mapa Político de la Región Ucayali.....	24
Figura 14: Demanda de Energía a Nivel de Generación	25
Figura 15: Energía generada en el Sistema Eléctrico Aislado Atalaya – Año 2017	25
Figura 16: Sistema de Transmisión y Subtransmisión asociada a ELUC	28
Figura 17: Longitud de redes de Alimentadores Primarios.....	31
Figura 18: Longitud de redes MT por Sistemas Eléctricos	32
Figura 19: Cantidad y Potencia Instalada de SEDs por Alimentador.....	33
Figura 20: Cantidad y Potencia Instalada de SEDs por Sistema Eléctrico	33
Figura 21: Longitud de redes de Baja Tensión por Alimentador	34
Figura 22: Longitud de redes de Baja Tensión por Sistema Eléctrico	34
Figura 23: Proporción longitud de redes BT sobre redes MT por Alimentador	34
Figura 24: Proporción longitud de redes BT sobre redes MT por Sistema Eléctrico.....	35
Figura 25: Diagrama de Carga del día de Máxima Demanda de ELUC	35
Figura 26: Pérdidas técnicas de energía en MT por Alimentador.....	40

Figura 27: Porcentaje de Energía Reactiva respecto a la Activa por puntos de Compra y Generación.....	41
Figura 28: Porcentaje de Energía Reactiva respecto a la Activa por Sistemas Eléctricos	42
Figura 29: Porcentaje de Energía Reactiva respecto a la Activa por SETs	42
Figura 30: Porcentaje de la Energía Reactiva respecto a la Activa por Alimentadores Primarios	43
Figura 31: Perfil de Tensión de Operación de la SET Parque Industrial (SEPI)	44
Figura 32: Perfil de Tensión de Operación de la SET Pucallpa (SEPU).....	44
Figura 33: Perfil de Tensión de Operación de la SET Yarinacocha (SEYA).....	44
Figura 34: Perfil de Tensión de Operación de la SED 025	45
Figura 35: Perfil de Tensión por Suministro	45
Figura 36: Evolución de la Compensación anual de ELUC por Calidad de Suministro.....	46
Figura 37: Compensación por Calidad de Suministro año 2017 – Por Sistema Eléctrico.	47
Figura 38: Compensación por Calidad de Suministro 2017 – por Alimentadores	47
Figura 39: SAIFI 2017 ELUC – Por Sistema Eléctrico.....	48
Figura 40: SAIDI 2017 ELUC – Por Sistema Eléctrico	48
Figura 41: Indicadores SAIFI y SAIDI 2017 ELUC - por Alimentadores Primarios.....	48
Figura 42: Participación de interrupciones - Según su Causa.....	49
Figura 43: Participación de interrupciones - Según su Tipo	49
Figura 44: Monto compensado Vs Cantidad de fallas según su Causa.....	50
Figura 45: Monto compensado Vs Cantidad de fallas según su Tipo	50
Figura 46: Línea de Tendencia aplicada para la Proyección del crecimiento Poblacional del SE0057.....	52
Figura 47: Proyección de la población del Sistema SE0057	53
Figura 48: Resultados del modelo Econométrico para el Sistema Eléctrico Pucallpa.....	54
Figura 49: Demanda Vegetativa de Energía del SE0057	54
Figura 50: Demanda Global de Energía del SE0057	56
Figura 51: Clasificación de Micro áreas por tipo de uso de suelo Pucallpa	59

Figura 52: Curvas “S” – Áreas Ocupadas, Cuentan con 6 Registros.....	60
Figura 53: Áreas Ocupadas, Menos de 6 Registros.....	61
Figura 54: Diferencia entre la Proyección Global y la Suma de Curvas “S”.....	62
Figura 55: Mapa de Densidad de Carga Sistema Eléctrico Pucallpa – Año 2017.....	64
Figura 56: Mapa de Densidad de Carga Sistema Eléctrico Pucallpa – Año 2037.....	64
Figura 57: Remodelación de la red Primaria de Pucallpa – Alternativa 1	66
Figura 58: Remodelación de la red Primaria de Pucallpa – Alternativa 2	67
Figura 59: Remodelación de la red Primaria de Pucallpa – Alternativa 3	68
Figura 60: Remodelación de la red Primaria de Pucallpa – Alternativa 4	69
Figura 61: Zonificación por nivel de Tensión - Pucallpa	75
Figura 62: Trazo de ruta de las Troncales y Laterales de los Alimentadores Primarios.....	76
Figura 63: Distribución de Alimentadores Primarios Pucallpa – Alternativa 3.....	77
Figura 64: Remodelación de la red Primaria de Pucallpa – Alternativa 1	79
Figura 65: Remodelación de la red Primaria de Pucallpa – Alternativa 2	80
Figura 66: Remodelación de la red Primaria de Pucallpa – Alternativa 3	81
Figura 67: Zonificación por nivel de Tensión - Pucallpa	88
Figura 68: Trazo de ruta de las Troncales y Laterales de los Alimentadores Primarios.....	88
Figura 69: Distribución de los Alimentadores Primarios	89

Introducción

El Estudio de Planeamiento eléctrico de largo plazo abarca el análisis del mercado eléctrico y el diagnóstico de los sistemas eléctricos de distribución existentes de la empresa, tomando en cuenta el ámbito de su concesión, así como el de su zona de responsabilidad técnica (ZRT).

También, abarca la formulación de alternativas de inversión para el desarrollo de dichos sistemas eléctricos, en coherencia con la empresa modelo eficiente, en un horizonte de planificación de 20 años. De acuerdo con estos resultados, se elabora el PIDE para los 4 años del periodo correspondiente al VAD.

El presente informe cuenta con cuatro capítulos, donde, en el primer capítulo se presenta la descripción del proyecto, su problemática, objetivos y antecedentes investigativos.

El capítulo dos desarrolla el marco teórico y marco conceptual, donde se postula una serie de modelos, métodos y criterios para el desarrollo por etapas del planeamiento eléctrico.

Para el Diagnóstico de las Instalaciones eléctricas existentes, se emplean análisis estadísticos de las características técnicas del equipamiento eléctrico, y el análisis operativo del sistema eléctrico se basa en simulaciones de flujo de potencia.

Para el análisis del mercado eléctrico, se emplean modelos tendenciales y econométricos para la proyección global de la demanda, así como el modelo de las micro áreas para determinar geográficamente el crecimiento espacial de la demanda, representado a través de los mapas de densidad de carga.

Para la formulación de alternativas de inversión, la selección de nuevos alimentadores primarios tiene en cuenta el área de influencia de las Subestaciones de Transformación, para ello se emplea el Método de las Mediatrices, así mismo, se determina el radio óptimo de cada alimentador en función de los parámetros densidad de carga, nivel de tensión, pérdidas de energía, calidad de energía. A fin de darle mayor confiabilidad a la

red de media tensión se aplica el modelo topológico (criterio N-1). Respecto a las Subestaciones de Distribución, se prioriza aquellos sectores donde existen transformadores sobrecargados y/o mala calidad de energía. La elección de la mejor alternativa de inversión se realiza utilizando el método de Análisis Costo-Beneficio.

En el capítulo tres se muestra el desarrollo del Proyecto, donde se presenta el diagnóstico operativo del sistema eléctrico para el año 2017, así mismo se analiza el comportamiento de la demanda para el periodo 2018-2037, y posteriormente se formulan proyectos de infraestructura eléctrica en distribución a fin de atender demanda para el periodo 2018-2037.

Por último, se tiene el capítulo cuatro donde con base a los resultados del planeamiento eléctrico de largo plazo, se formulan proyectos de inversión para el periodo de fijación tarifaria 2019-2023, los cuales se evaluarán técnica y económicamente a fin de priorizar y seleccionar las mejores alternativas.

Y finalmente se indica las conclusiones y recomendaciones donde se mencionan los logros de los objetivos, indicando el estado actual del sistema eléctrico, lo que se espera del crecimiento de la demanda y las alternativas recomendadas que cumplen los criterios de planeamiento eléctrico.

Cabe aclarar que, hasta la fecha de publicación de la presente, el Ministerio de Energía y Minas sigue evaluando la Normativa referente al PIDE, y por ende no hay obligación normativa para las empresas, sin embargo, la metodología empleada en el presente trabajo se puede utilizar para el planeamiento eléctrico de otros sistemas de distribución y como resultado postular alternativas de inversión con mínimo costo, asegurando la calidad del suministro.

Capítulo I. Parte introductoria del trabajo

1.1 Generalidades

En aplicación del Decreto Legislativo N° 1208, las empresas de distribución eléctrica en el ámbito FONAFE (entre ellas Electro Ucayali S.A.), deben de presentar al Organismo Supervisor antes del inicio de cada fijación tarifaria un Estudio de Planeamiento de largo plazo que tenga asociado un Plan de inversión en distribución eléctrica (PIDE), el cual será incorporado en la anualidad de la inversión reconocida en la fijación tarifaria del VAD.

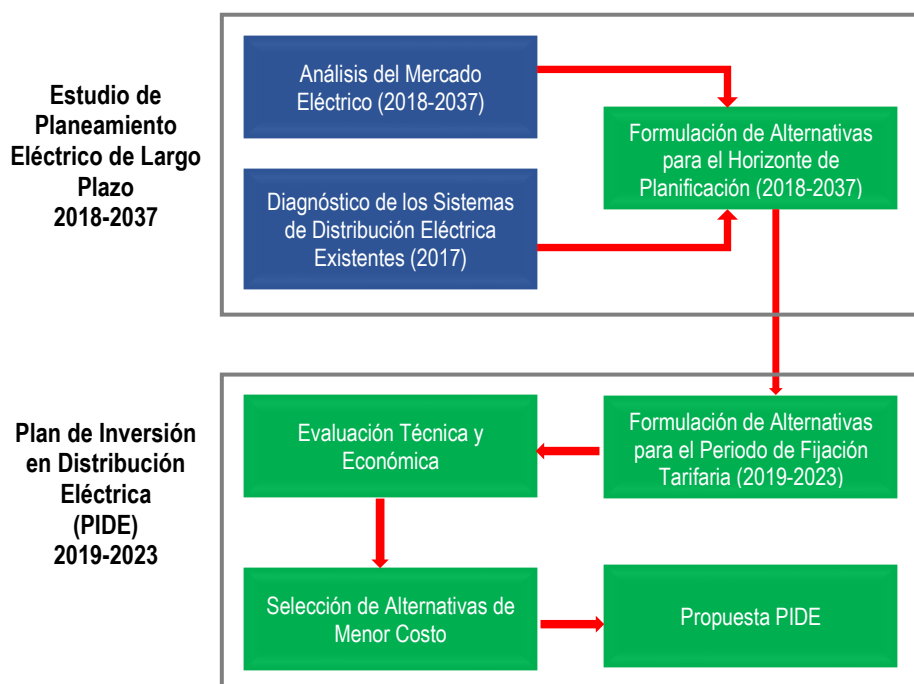
En ese sentido la elaboración del presente estudio se desarrollará siguiendo los lineamientos de la prepublicación de la “Norma Criterios y Metodología de Planificación para la Elaboración del Plan de Inversión en Distribución Eléctrica” (MINEM, 2017), que se dividirá en dos etapas, las cuales se explican a continuación:

Etapa 1: Elaboración del planeamiento eléctrico en distribución para un horizonte de 20 años tomando como año base el año 2017. En esta etapa se presenta el diagnóstico operativo del sistema eléctrico, así mismo se analiza el comportamiento de la demanda para el periodo 2018-2038, posteriormente se formulan proyectos de infraestructura eléctrica en distribución a fin de atender la demanda para este periodo.

Etapa 2: Elaboración del Plan de Inversión en Distribución Eléctrica, para los cuatros años del periodo de fijación tarifaria del Valor Agregado de Distribución (VAD). Esta etapa comprende la formulación de proyectos de inversión para el periodo de fijación tarifaria 2019-2023, los cuales se evalúan técnica y económicamente a fin de priorizar y seleccionar las mejores alternativas.

Figura 1

Estructura del Estudio de Planeamiento de largo plazo y PIDE



Nota: adaptado de Norma Criterios y Metodología de Planificación para la Elaboración del Plan de Inversión en Distribución Eléctrica. (MINEM, 2017)

1.2 Descripción del problema de investigación

1.2.1 Situación problemática

El departamento de Ucayali es un importante destino turístico por su riqueza cultural, flora y fauna, cuyas actividades económicas son principalmente comercio, manufactura, agricultura, caza y silvicultura. Una de las regiones que más ha crecido en la Amazonía pese a desafíos como la geografía, la falta de infraestructura y la dispersión de las comunidades. Con factores climáticos como la temperatura y humedad (altas) y zonas de protección ambiental. Consideraciones que se tienen en cuenta al momento de la elaboración del presente informe (alimentadores, transformadores, que se verían afectados a nivel rendimiento), y el trazado topológico con la finalidad de garantizar la preservación de los recursos naturales y el equilibrio ecológico de la región.

El crecimiento natural de la demanda de energía eléctrica y surgimiento de nuevos consumidores propició la ampliación de la infraestructura eléctrica de Electro Ucayali S.A. sin embargo, esta ampliación no tomó en cuenta un crecimiento acelerado, provocando limitaciones técnicas en su sistema eléctrico, por lo que limita a la empresa hacer frente al

aumento de la demanda eléctrica de manera confiable, limitando oportunidades de negocio para los potenciales clientes que sin suministro del concesionario, optan por otras opciones de generación con combustibles, elevando sus costos de producción.

Lo mencionado en el párrafo anterior, genera la necesidad de planificar en el corto, mediano y largo plazo, que permita desarrollar la infraestructura eléctrica acorde con el crecimiento de la demanda con el fin de asegurar un servicio eléctrico oportuno y de calidad en toda la empresa.

1.2.2 Problema a resolver

Limitada infraestructura eléctrica que no permite garantizar el continuo suministro de energía eléctrica a los usuarios debido al incremento de la demanda de la energía eléctrica, presentando falencias en la calidad de suministro.

1.3 Objetivos del estudio

1.3.1 Objetivo general

Determinar la infraestructura en distribución eléctrica del Sistema Eléctrico de Pucallpa de menor costo, a fin de asegurar el suministro de energía eléctrica acorde a los parámetros de calidad de servicio en la Región Ucayali, para los próximos 20 años (Periodo 2018-2037). Con estos resultados formular el PIDE para el periodo tarifario 2019-2023.

1.3.2 Objetivos específicos

- Determinar las condiciones operativas de servicio del sistema eléctrico existente de la empresa Electro Ucayali S.A.
- Analizar el mercado eléctrico para el Sistema Eléctrico Pucallpa, para el periodo de largo plazo.
- Formular alternativas de Inversión para el Sistema Eléctrico Pucallpa, con la finalidad de atender la demanda proyectada en el horizonte de 20 años.
- Formular y seleccionar las alternativas de Inversión en Distribución para el Sistema Eléctrico Pucallpa, para el periodo de fijación tarifaria 2019-2023.

1.4 Antecedentes investigativos

En el desarrollo del presente informe se tomó como antecedentes; el estudio realizado de Electro Ucayali S.A., Planeamiento Eléctrico del Sistema de Generación, Transmisión, Transformación y Distribución Primaria de Electro Ucayali S.A. en las Provincias de Coronel Portillo, Padre Abad y Atalaya – 2014 (ELECTROUCAYALI, 2014), cuyo objetivo fue identificar y plantear las alternativas de infraestructura eléctrica, con enfoque en transmisión, para garantizar la confiabilidad del servicio eléctrico en la zona de concesión de la empresa Electro Ucayali S.A, en un horizonte de 20 años (2014-2033).

Así como tesis relacionadas al planeamiento, metodologías e inversión asociada a las alternativas formuladas, como son los polígonos de Voronoi, aplicados a las SETs logrando zonas o áreas de influencia y optimizandolas (Navarro, 2007). En la proyección de demanda de energía en sistemas de distribución (Ariza, 2013). Y finalmente para determinar el equipamiento progresivo de cada una de las alternativas formuladas para el desarrollo futuro del sistema eléctrico (León, 2021).

Capítulo II. Marco teórico y conceptual

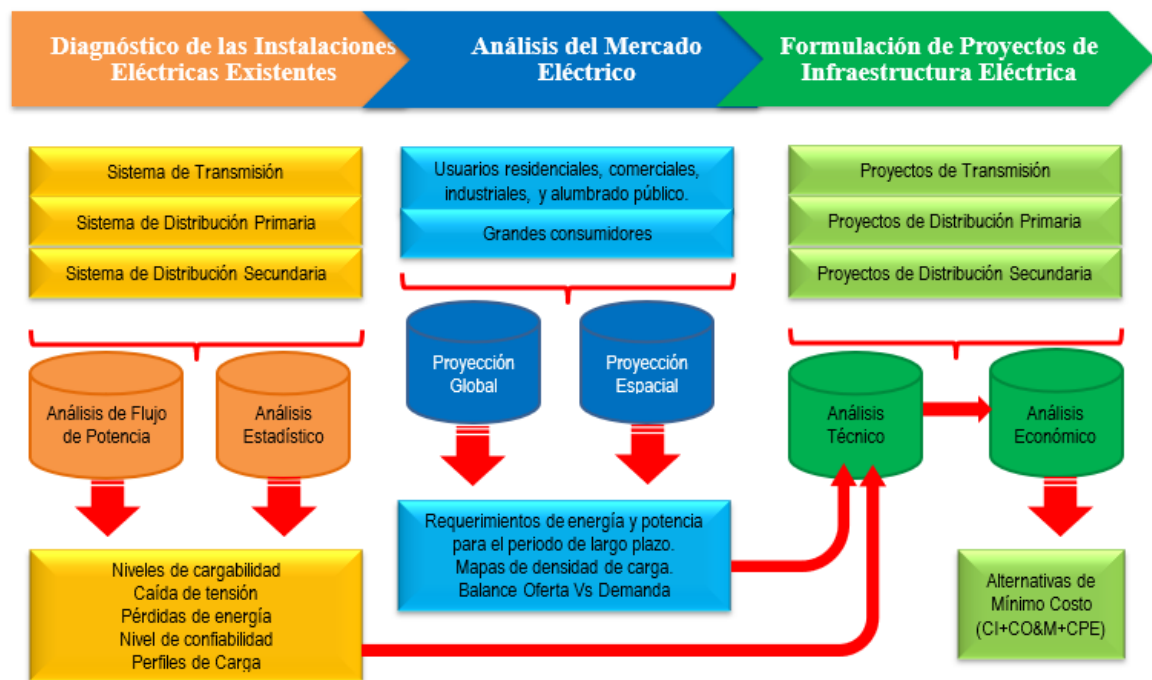
2.1 Marco teórico

2.1.1 Introducción

La planificación del sistema eléctrico de Pucallpa se desarrollará usando un enfoque sistémico; en ese sentido en el presente capítulo se describirá los modelos utilizados en cada etapa del proceso de planificación eléctrica de largo plazo, como se muestra en la figura 2, así como los criterios asumidos.

Figura 2

Proceso de Planificación Eléctrica de Largo Plazo



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

2.1.2 Diagnóstico de las instalaciones eléctricas existentes

El diagnóstico de la infraestructura eléctrica actual (Transmisión, distribución primaria y distribución secundaria), comprende lo siguiente:

- ✓ Evaluación del estado del equipamiento eléctrico.
- ✓ Análisis operativo del sistema eléctrico.
- ✓ Análisis de la calidad de energía.

La evaluación del estado del equipamiento y de la calidad de energía consiste en el análisis estadístico de las características técnicas del equipamiento eléctrico.

Para el análisis operativo del sistema eléctrico se utilizará el software Neplan, el cual cuenta con el método de Newton Rapson, y se utiliza para el momento de máxima demanda de ELUC, simulaciones de flujo de potencia.

2.1.3 Análisis de mercado eléctrico

El análisis del mercado eléctrico comprende la proyección de la demanda para el periodo 2018 - 2037 y la determinación de la capacidad ofertante para cubrir este crecimiento de demanda. Esta proyección de demanda se realizará de modo global y espacial.

La proyección global de la demanda se compone de la proyección de dos componentes importantes que son la demanda vegetativa y la demanda de grandes cargas (cargas especiales, cargas incorporadas y proyectos de ampliación). El crecimiento vegetativo se consigue a través de un modelo econométrico y/o tendencial para lo cual se expresa matemáticamente la relación entre la variable dependiente (demanda de energía) y las variables que explican el comportamiento de la variable dependiente (PBI, precio de energía y población). La demanda de grandes cargas se obtiene mediante la recopilación de información (Potencia, año de operación, ubicación, entre otros).

Por otro lado, la proyección espacial de la demanda permite identificar la ubicación del crecimiento de la demanda mediante la sectorización en pequeñas áreas (también llamadas micro áreas).

Modelo econométrico. El modelo econométrico plantea un conjunto de ecuaciones matemáticas que busca encontrar la relación matemática más real entre la variable explicada y las variables que podrían explicar su comportamiento.

Variable dependiente o endógena. En el modelo econométrico, la demanda de energía, representa la variable endógena o dependiente, a la que se requiere pronosticar su comportamiento.

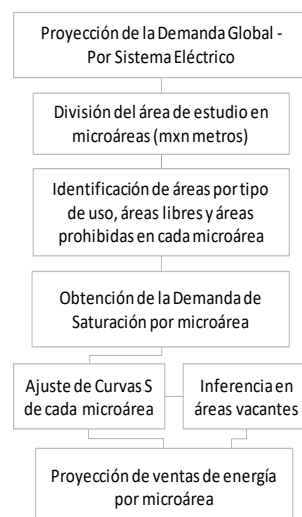
Variables explicativas. Para la usanza del método econométrico en el pronóstico de la demanda de energía se considera emplear las siguientes variables explicativas:

- ✓ Producto Bruto Interno (PBI): Magnitud macroeconómica que refleja el valor de bienes y servicios de un país o región.
- ✓ Población: Población correspondiente al área de análisis.
- ✓ Precio de la energía: Los valores históricos de la tarifa al cliente final.

Modelo de micro áreas. El modelo de micro áreas busca identificar geográficamente el crecimiento de la demanda, para esto se utiliza el procedimiento presentado en la figura 3.

Figura 3

Modelo de micro áreas

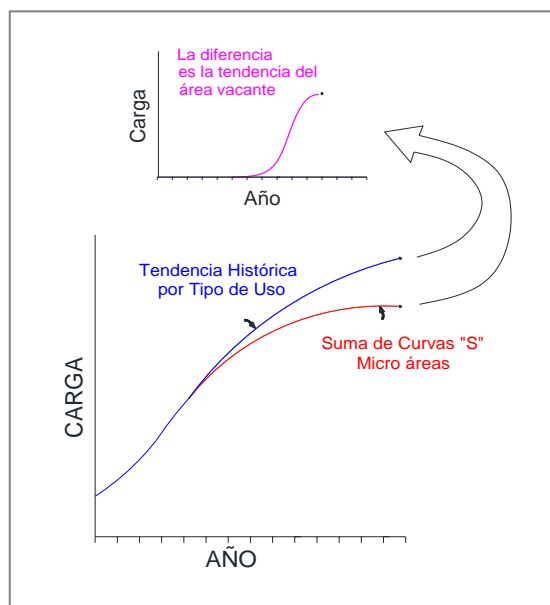


Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

La suma de las demandas de cada micro área existente y cada micro área nueva, en cada año proyectado será igual a la obtenida en la proyección econométrica y/o tendencial. En la figura 4, se presenta como se determina la energía destinada al uso de micro áreas nuevas, mientras las áreas existentes se ajustan con los datos históricos a funciones que representen la curva “S”. La proyección global, define el tope máximo de crecimiento en cada uno de los tipos de uso, la diferencia entre la proyección por tipo de uso y la suma de cada micro área nos permite obtener la demanda de energía que será destinada a las nuevas áreas de crecimiento.

Figura 4

Uso en áreas nuevas



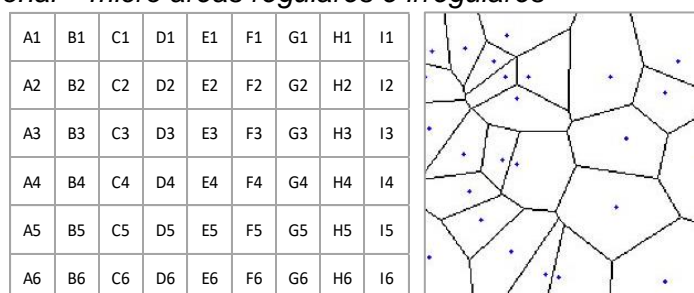
Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Determinación de micro áreas. El modelo de proyección espacial de demanda, utiliza micro áreas regulares o irregulares, el cual se elabora al demarcar el área de estudio y realizar subdivisiones.

El arreglo bidimensional obtenido al dividir el área de estudio en micro áreas regulares o irregulares se muestra en la figura 5.

Figura 5

Arreglo bidimensional – micro áreas regulares e irregulares



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Identificación de áreas por tipo de uso de suelo, áreas libres y áreas prohibidas. La clasificación en tipos de uso de suelo generalmente se realiza en el plan urbano de cada localidad, se basa en el número de habitantes por hectáreas, y considera los tipos de uso de suelo en residencial densidad baja, media y alta, comercial local y

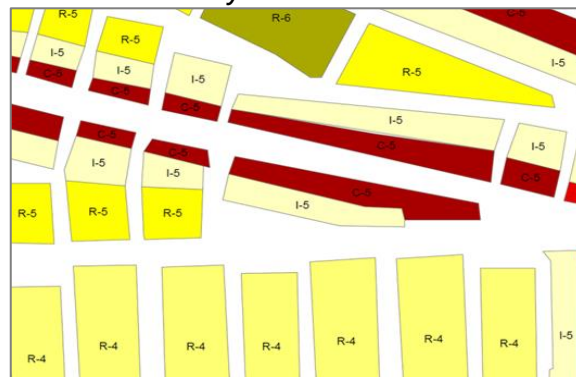
vecinal, debido a que la clasificación que se pretende está ligado al consumo de energía por usuario.

Se determina el uso de suelo, las áreas actualmente libres que en la propuesta del plan están destinadas a un tipo de uso del suelo y las áreas prohibidas.

También se identifica a las viviendas que aún tienen la posibilidad de crecimiento de pisos por lote, y las viviendas multifamiliares, como se muestra en la figura 6.

Figura 6

Identificación de Áreas – Uso de Suelo y Otros



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Demanda de energía en saturación de micro áreas. La demanda de energía en saturación se determina considerando los usuarios existentes, agregando los usuarios en las áreas destinadas a los usos de suelo, también se agrega a los usuarios que se determinan asumiendo el crecimiento de las viviendas residenciales que en etapa de construcción con déficit del máximo número de pisos por lote.

La ecuación 1 y ecuación 2, que intervienen para el cálculo de la demanda de saturación se muestran a continuación:

$$\#Lotes_{nuevos} = \frac{\text{Área Disponible (m}^2\text{)}}{\text{Lote Promedio (m}^2\text{)}} \quad (1)$$

$$\#Sum_{nuevos} = \#Lotes_{nuevos} \times \#Habitantes_{lote} \times \#Sum_{Habitante} \quad (2)$$

Donde:

$\#Lotes_{nuevos}$: Número de nuevos lotes por tipo de uso.

$\text{Área Disponible (m}^2\text{)}$: Área demarcada en el plan de desarrollo urbano reduciendo el 35% que corresponde a las posibles áreas de las calles.

Sum_{nuevos} : Número de suministros en lotes nuevos.

$Sum_{Habitante}$: Número de suministros por habitante, se obtiene de la proyección por tipo de uso de la población y número de suministros.

También se identifica la cantidad de lotes en déficit de construcción y se determina la cantidad de nuevos suministros mediante la ecuación 1. Es decir, en saturación de la demanda se considera el máximo número de pisos que pueda alcanzar una vivienda.

La demanda de saturación de zonas de educación se considera los nuevos equipamientos con demandas promedio obtenidas de los valores actuales y añadiendo un porcentaje determinado de la tasa de crecimiento de global por sistema eléctrico.

La curva de comportamiento “S”. La curva “S” puede ser aproximada por muchas ecuaciones, las curvas que presentan menor error al comportamiento de este tipo son las siguientes:

$$E(t) = E_{sat} \times (1 - e^{(\frac{t-t_0}{T})^2}) \quad (3)$$

$$E(t) = \left(\frac{E_{sat}}{2}\right) \times (1 + \tanh(C \times t + D)) \quad (4)$$

$$E(t) = E_{sat} \times e^{-e^{c(t-T)}} \quad (5)$$

Se ajusta la serie histórica de puntos obtenidos por mínimos cuadrados, y se extrapola según ecuación 3, ecuación 4 y ecuación 5. La curva que presente menor error por mínimos cuadrados será la que represente el comportamiento de cada micro área.

Inferencia en áreas vacantes. Con las demandas de energía obtenidas en las micro áreas, se extrapola la tendencia de cada una de ellas, aplicando la función de la curva “S” que presente menor error. Luego se compara la sumatoria de las cargas obtenidas en estas micro áreas con el valor estimado de demanda de energía total para el año de predicción.

Para el procedimiento de ajuste del método de tendencia histórica con la suma de demandas en las micro áreas, debe cumplirse la siguiente ecuación 6:

$$E_{Tipo\ Uso} > \sum_{k=1}^n E_{mc}^k(t) \quad (6)$$

Dónde:

$E_{Tipo\ Uso}$: Demanda obtenida por tipo de uso en el año “t” de predicción.

$E_{mc}^k(t)$: Demanda obtenida para la micro área k en el año “t” de predicción.

Entonces se ajustan las demandas en el año “t” de las micro áreas a la demanda del área total. El proceso de ajuste se realiza siguiendo los siguientes criterios.

- Inferencia en áreas vacantes
- Grado de desarrollo

El criterio de inferencia en áreas vacantes se aplica si se cumple la condición de la ecuación 6 y si existen micro áreas vacantes, entonces la diferencia de caga se reparte entre las micro áreas, proporcionalmente a su demanda de saturación. Este ajuste se realiza con la siguiente ecuación 7:

$$E_{mc}^k(t) = \left[E_{Tipo\ Uso} - \sum_{k=1}^n E_{mc}^k(t) \right] \times \frac{E_{mc-sat}^k}{\sum_{j=1}^M E_{mc-sat}^j} \quad (7)$$

Este hecho se basa en la suposición que el crecimiento del área total incluye el desarrollo de áreas vacantes.

Dónde:

E_{mc-sat}^k : Demanda de saturación de la micro área k.

M : Cantidad de micro áreas vacantes que crecerán en el año de predicción “t”.

La cantidad de micro áreas vacantes se determina a partir de la siguiente ecuación 8:

$$M(t) = \frac{(Suministros_t - Suministros_{t-1}) \times \text{Área}_{Promedio}(m^2)}{(Area\ m^2)} \quad (8)$$

Dónde:

$Suministros_t$: Cantidad de suministros en el año t.

$\text{Área}_{\text{promedio}} (\text{m}^2)$: Área promedio en m^2 , se considera 120 m^2 que equivale al tipo residencial.

Una vez determinado el valor de M, se ubican las micro áreas que se encuentran más próximas a los polos urbanos. Para ello, se determina la distancia de todas las micro áreas vacantes a puntos de los polos urbanos.

Proyección de la demanda de energía por micro áreas. Finalmente se obtiene la demanda de energía de la micro área y mediante factores de carga representativos de cada micro área se obtienen los valores de potencia. Con los valores de potencia se procede a elaborar los mapas de densidad de carga para cada año de proyección. En este estudio se utiliza el software ArcGis para este propósito.

Adicionalmente a la demanda obtenida en las micros áreas se añaden los nuevos clientes libres y cargas especiales determinados en el estudio de mercado.

2.1.4 Formulación de proyectos de infraestructura eléctrica

Para la formulación de nuevos alimentadores primarios se tiene en cuenta el área de influencia de las Subestaciones de Transformación (SETs), para ello se emplea el Método de las Mediatrices, así mismo, se determina el radio óptimo de cada alimentador en función de los parámetros densidad de carga, nivel de tensión, pérdidas de energía, calidad de energía. A fin de darle mayor confiabilidad a la red de media tensión se aplica el modelo topológico propuesto. Respecto a la formulación de nuevos proyectos de Subestaciones de Distribución (SEDs) y redes de baja tensión, se prioriza aquellos sectores donde existen transformadores sobrecargados y/o mala calidad de energía.

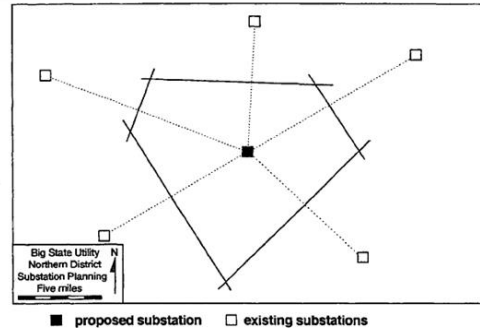
La elección de la mejor alternativa de un conjunto de proyectos propuestos para solucionar un mismo problema se realiza utilizando el método de Análisis Costo-Beneficio.

Método de las mediatrices. El área de influencia de una SET es determinada por el método de las mediatrices, líneas ubicadas en el medio y a su vez perpendiculares a la línea que une la SET propuesta o existente, a la cual se quiere encontrar su área de influencia, y las SETs existentes adyacentes.

En la figura 7, se muestra el área de influencia de una SET propuesta mediante el método planteado.

Figura 7

Área de Influencia de una SET – Método de las Mediatrices



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Modelo Topológico de la Red Primaria. Este criterio considera que la red de distribución debe cumplir con las siguientes características:

- ✓ La operación de este esquema es siempre radial.
- ✓ Es necesario que exista conexión entre alimentadores de dos SET aledaños, a través de puntos normalmente abiertos. La cantidad de alimentadores que se interconecten dependerá de la importancia de la carga a atender. En términos ideales deberían ser todos los alimentadores.
- ✓ Es indispensable establecer la función de los alimentadores troncales y los alimentadores laterales. El alimentador troncal además de alimentar a los laterales, tiene una función principal en la filosofía de la protección selectiva del sistema eléctrico, en esta parte de la red deben instalarse los elementos de protección necesarios para garantizar la selectividad de la protección tramo por tramo del troncal (por lo menos un interruptor automático con protección de sobre corrientes). Se diseña para que la apertura de los alimentadores ocurra siempre en el PPM (Puesto de protección y maniobra) ubicado antes del punto de falla según la dirección de la alimentación. Un PPM es una SED tipo caseta que, dentro de un troncal, tiene la función de puesto de protección y maniobra, dentro de la filosofía de la protección planteada.

- ✓ Los laterales tienen como función básica de alimentar a las SED en general. Sin embargo, algunos tienen una función en la filosofía de la protección, estos laterales se denominan alimentadores auxiliares: consiste en conectar dos alimentadores troncales, físicamente adyacentes, mediante un punto normalmente abierto. Para cumplir con esta función se inician en un PPM del primer troncal y terminan en otro PPM del segundo troncal. Estos auxiliares requieren a la salida y llegada elementos de protección y maniobra, como un seccionador de potencia con fusible de alto poder de ruptura en serie.

En la figura 8, se muestra un esquema unifilar ideal para la operación normal radial, de 6 alimentadores MT desde dos SETs aledaños, que se denominan SET "A" y SET "B". El alimentador N, perteneciente a la SET A, que es el que será analizado; está enlazado a través de una troncal con el alimentador M de la SET B y mediante redes auxiliares con los alimentadores N1 y N2 de la SET A; estos 4 alimentadores se apoyarán mutuamente en caso de contingencias. Para simplificar la comprensión de los conceptos se asumirá que las cargas y las características eléctricas de todos los alimentadores son iguales, así como su distribución, aunque las conclusiones son válidas también en caso que fueran diferentes las cargas. También se considera, para el análisis, que los conductores de cada tramo tienen las secciones adecuadas para transportar sus cargas correspondientes. En todo caso las secciones de la troncal pueden ser troncocónicas (secciones que se reducen al alejarse de la SET) o de sección uniforme. Los porcentajes indicados en cada tramo de las troncales se refieren a la capacidad nominal establecida para el primer tramo del alimentador.

En la figura 9, se analiza la operación ante una eventual falla en el primer tramo del alimentador N, que sería la peor condición que se puede presentar bajo el criterio N-1. Respecto al equipamiento en cada punto de maniobra, es necesario disponer de lo siguiente:

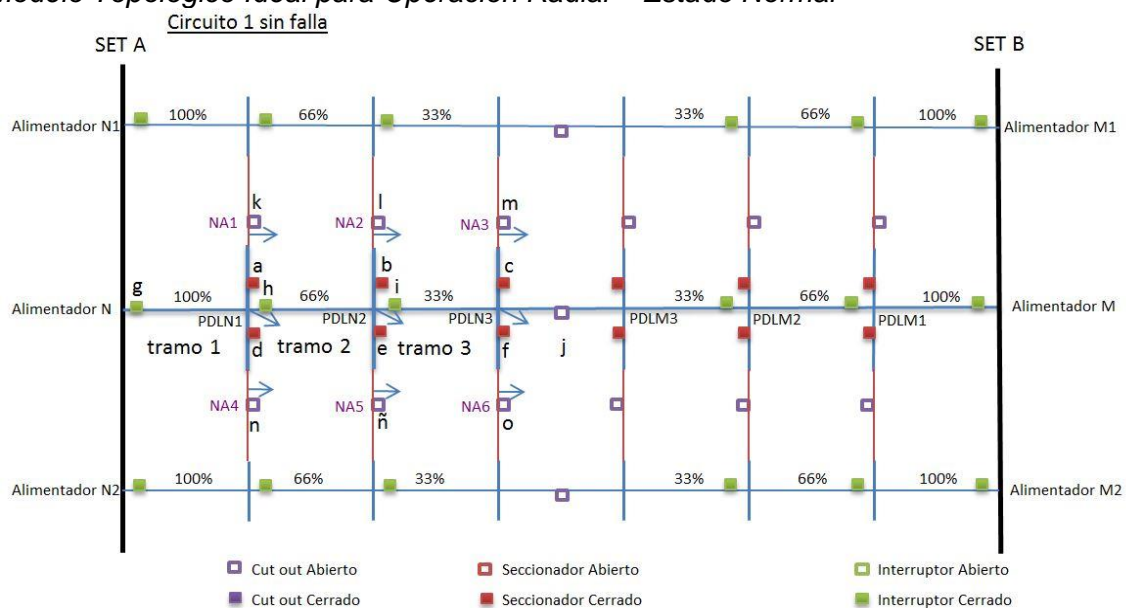
- ✓ A la salida de todos los alimentadores en la SET; interruptor automático con relés de protección de sobre corrientes.

- ✓ En las salidas de los PPM hacia el troncal; interruptores automáticos con relés de protección de sobre corrientes.
- ✓ En las salidas de los PPM hacia los auxiliares; un seccionador de potencia con protección de sobre corrientes (fusibles de alto poder de ruptura).
- ✓ En los puntos normalmente abiertos de las troncales; seccionador operados bajo carga, (Cut Out) de 200 A.
- ✓ En los puntos normalmente abiertos de los auxiliares; seccionador operados bajo carga (Cut Out) de 100 A.

En de la contingencia supuesta, los porcentajes indicados en cada tramo de las troncales son las corrientes previstas respecto a la capacidad admisible establecida para el primer tramo del alimentador. La capacidad admisible es la capacidad nominal del conductor afectado por un f.u. de 0,8 (máxima cargabilidad aceptable para preservar las condiciones de vida de estos elementos). Como consecuencia de la falla, el sistema de protección ubicado en la salida de la SET del alimentador N afectado opera y deja fuera de servicio todo el alimentador N; es decir las SED N1, SED N2 y SED N3, que son los PPM de este alimentador, y los auxiliares que salen de ellas.

Figura 8

Modelo Topológico Ideal para Operación Radial – Estado Normal



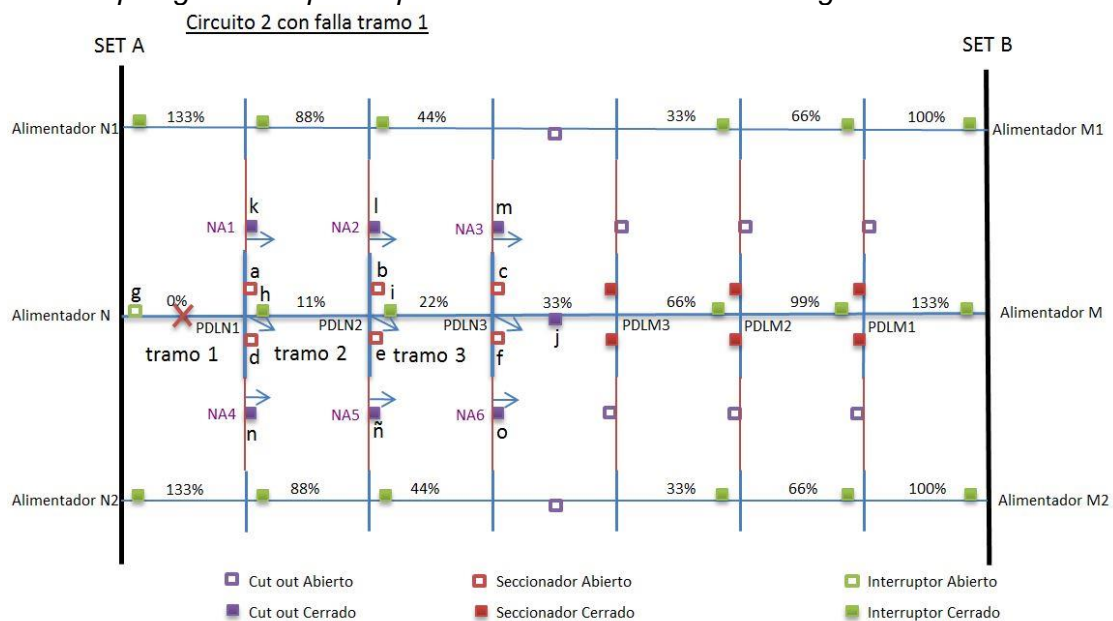
Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

La secuencia de maniobras posteriores son las siguientes:

- i. Se apertura los seccionadores de potencia (a, b, c, d, f) ubicados en los siguientes PPM: SED N1, SED N2 y SED N3 hacia las 6 redes auxiliares que conectan con los alimentadores N1 y N2.
- ii. Se cierran los Cut Out ubicados en los puntos normalmente abiertos siguientes: NA1, NA2, NA3, NA4, NA5 y NA6.
- iii. Se apertura el seccionador simple ubicado a la llegada del primer tramo del alimentador N, en la SED N1.
- iv. Se cierra el Cut Out en el Normalmente Abierto en el troncal (j), ubicado entre la SED N3 y la SED M3.
- v. Concluida esta secuencia de operaciones, se tiene como resultado lo observado en el esquema unifilar de la figura 9.

Figura 9

Modelo Topológico Ideal para Operación Radial – Estado Contingencia



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Como resultado tendremos lo siguiente:

- ✓ Los primeros tramos de los alimentadores N1, N2 y M tendrán una carga adicional del 33%, durante la contingencia.

- ✓ Los segundos tramos, tendrán un f.u. de 99% (alimentador M) y 88% (alimentadores N1 y N2) durante la contingencia.
- ✓ Los terceros tramos tendrán un f.u. de 66% el alimentador M y 44% los alimentadores N1 y N2, durante la contingencia.

En conclusión, para que un alimentador pueda ser receptor adecuado en caso de esta contingencia; es necesario que su máximo F.U. durante la operación normal sea de 0.8. Con este valor durante la operación en contingencia, el receptor principal (alimentador M en caso del ejemplo) tendrá un F.U. entre 0,99 a 1,13. Esta sobrecarga de 13% es aceptable para un tiempo de duración de la interrupción no mayor de 5 horas. Si tenemos en cuenta que el “pico” del diagrama de carga diario no tiene una duración continua mayor a 5 horas, entonces este nivel de sobrecarga podría ser soportado hasta la solución definitiva de la interrupción.

Método de análisis costo - beneficio. El análisis costo - beneficio es un proceso importante que determina la conveniencia del proyecto valorizando los costos y beneficios derivados directa e indirectamente de dicho proyecto.

El valor actual neto (VAN) o valor presente neto, es una medida financiera que permite calcular el valor de una determinada cantidad de flujos de efectivo futuros al presente, derivados de una inversión, a una respectiva tasa de descuento (Para proyectos eléctricos la tasa de descuento o actualización, establecida en la Ley de Concesiones Eléctricas (MINEM, 1993), es del 12%).

El análisis costo beneficio de los proyectos de inversión en infraestructura eléctrica, consiste en comparar el VAN del costo total de cada alternativa el cual está conformado por tres componentes que son: costo de inversión (CI), costo de operación y mantenimiento (CO&M), y costos de pérdidas de energía (CPE), tal como se indica en la ecuación 9:

$$VAN (CT) = VAN (CI) + VAN(CO\&M) + VAN(CPE) \quad (9)$$

2.2 Marco conceptual

2.2.1 Términos y definiciones

Modelo econométrico y tendencial. Para la selección del modelo de pronóstico de demanda, se tomará en cuenta los criterios de la Norma de Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión (OSINERGMIN, 2013):

- Método Tendencial: La calidad y cantidad de datos históricos. Los resultados de las pruebas estadísticas (R^2 , estadísticos T y F)
- Método Econométrico: Pruebas de validación (Autocorrelación, Normalidad de Residuos y Heterocedasticidad)

Calidad de la energía. La calidad de energía está enfocada a la calidad de tensión, la cual está asociada con la presencia de energía reactiva en el sistema eléctrico; así mismo, se orienta a la calidad de suministro.

Calidad de Tensión. Las tolerancias de los niveles de tensión de operación, son establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (MINEM, 2008), dichos valores se muestran en la tabla 1.

Tabla 1

Tolerancia admitida de los Niveles de Tensión

Nivel de Tensión	Tensión	Área	Tolerancia admitida
Alta Tensión (AT)	138 kV 220 kV	Urbano	$\pm 5\% V_N$
		Urbano Rural	
		Rural	
Media Tensión (MT)	22,9 kV 10 kV	Urbano	$\pm 5\% V_N$
		Urbano Rural	
		Rural	$\pm 6\% V_N$
Baja Tensión (BT)	0,38 kV 0,22 kV	Urbano	$\pm 5\% V_N$
		Urbano Rural	$\pm 7,5\% V_N$
		Rural	

Nota: fuente (MINEM, 2008)

Consumo de Energía Reactiva. Se considera aceptable el consumo de energía reactiva inductiva sea como máximo el 30% del consumo de energía activa, a fin de evitar

sobrecargar al sistema eléctrico innecesariamente y evitar problemas de caída de tensión fuera de las tolerancias establecidas.

Por otro lado, tomando como referencia la norma de (OSINERGMIN, 2009), donde se establece un cargo por exceso de consumo de energía reactiva inductiva (>30% del consumo de energía activa) para usuarios con opciones tarifarias MT2, MT3, MT4, BT2, BT3 y BT4.

Calidad de Suministro. Las tolerancias admitidas de los indicadores de calidad de suministro indicados en la tabla 2, son establecidos por (MINEM, 2008) y (OSINERGMIN, 2004):

Tabla 2

Tolerancia admitida de Calidad de Suministro

Sector	Indicador	Tolerancia			
		AT	MT	BT	
Urbano	Por usuario afectado	N (Interrupciones/Semestre)	2	4	6
		D (horas/semestre)	4	7	10
	Por Sistema Eléctrico	SAIFI (/año)		5	
		SAIDI (horas/año)		9	
Urbano Rural	Por usuario afectado	N (Interrupciones/Semestre)	2	4	6
		D (horas/semestre)	4	7	14
	Por Sistema Eléctrico	SAIFI (/año)		7	
		SAIDI (horas/año)		12	
Rural	Por usuario afectado	N (Interrupciones/Semestre)	2	7	10
		D (horas/semestre)	4	28	10
	Por Sistema Eléctrico	SAIFI (/año)		12	
		SAIDI (horas/año)		27	

Nota: fuente Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (MINEM, 2008), Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos, aprobado con Resolución OS N.º 074-2004-OS/CD y sus modificatorias (OSINERGMIN, 2004).

Cargabilidad de líneas y transformadores. El rango de cargabilidad de líneas y transformadores de potencia, se indican en la tabla 3. La cargabilidad de las líneas está limitada por su influencia sobre el nivel de pérdidas de energía y la de los transformadores de potencia está limitada por el criterio de tener una reserva de capacidad mayor o igual al 20%.

Tabla 3*Rangos de Cargabilidad*

Rango de Cargabilidad	Líneas	Subestaciones
<60%	Aceptable	Inaceptable
< 60%;70%]	Óptimo	Aceptable
< 70%;80%]	Aceptable	Óptimo
< 80%;100%]	Inaceptable	Crítico
>100%	Inaceptable	Inaceptable

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Mínimas pérdidas de energía. El nivel de pérdidas técnicas en el sistema eléctrico debe de tener como límite máximo el de pérdidas estándares establecido en (OSINERGMIN, 2016), tal como se muestra en la tabla 4 y tabla 5.

Tabla 4*Pérdidas estándares de Potencia*

Equipamiento Eléctrico	Sector Típico		
	2	3	SER
Redes MT	1,66%	2,69%	0,82%
SEDs MT/BT	2,99%	2,62%	2,62%
Redes BT	2,42%	3,56%	0,77%

Nota: fuente Pérdidas Estandar, Fijación del VAD (OSINERGMIN, 2016)

Tabla 5*Pérdidas estándares de Energía*

Equipamiento Eléctrico	Sector Típico		
	2	3	SER
Redes MT	1,28%	1,71%	1,99%
SEDs MT/BT	2,69%	2,60%	2,86%
Redes BT	1,79%	2,03%	0,34%

Nota: fuente Pérdidas estandar, Fijación del VAD (OSINERGMIN, 2016)

Periodo de evaluación de redes y transformadores. El periodo de evaluación para redes será de 20 años y para SEDs de 10 años. En el caso de los transformadores de distribución resulta más económico implementar una SED para un periodo de demanda de 10 años que para 20 años; tal como se muestra en la figura 10.

Selección del nivel de tensión del alimentador en MT y tipo de conductor. El nivel de tensión de los alimentadores y la selección del tipo de conductor obedece a cumplir con el criterio de mínimas pérdidas de energía, para lo cual se tiene en cuenta la potencia a transmitir y la distancia; tal como se muestra en la figura 11 y figura 12, para niveles de tensión de 10 kV y 22,9 kV respectivamente.

Figura 10

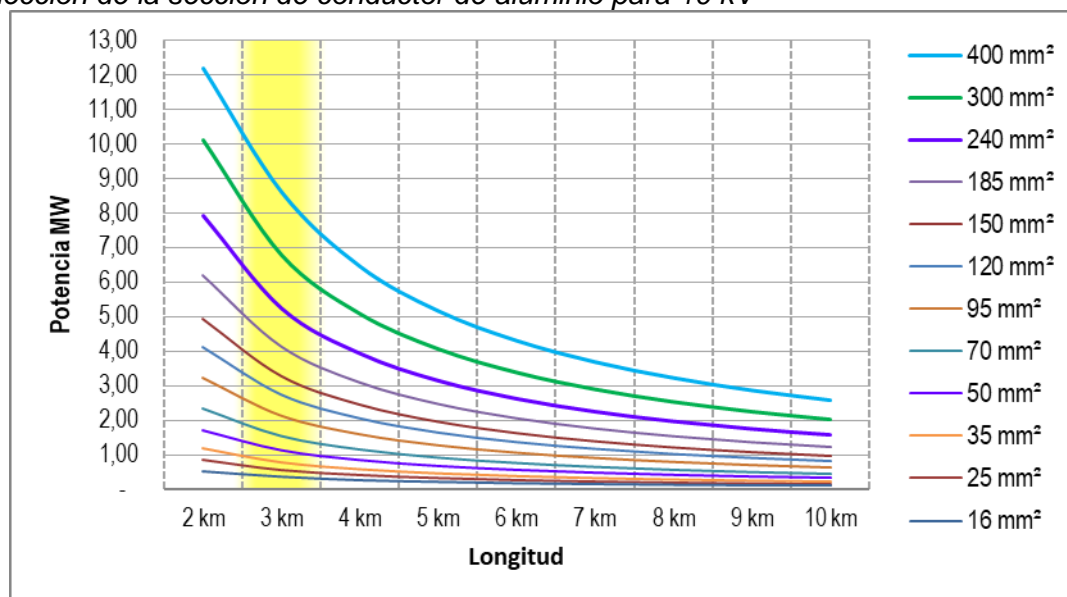
Periodo de evaluación de Transformadores de Distribución

Descripción	Año 0	Año 1	Año 2	...	Año 10	Año 11	Año 12	...	Año 20
Inversión 2x50 kVA	5 752	-	-	-	-	5 752	-	-	-
(US\$) 100 kVA	8 046	-	-	-	-	-	-	-	-
Pérdidas 2x50 kVA	-	171	171	171	171	342	342	342	342
(US\$) 100 kVA	-	364	364	364	364	364	364	364	364
Inversión 2x50 kVA	7 406								
(US\$) 100 kVA	8 046								
Pérdidas 2x50 kVA	1 588								
(US\$) 100 kVA	2 719								
O&M (US\$) 2x50 kVA	222								
100 kVA	241								
Total 2x50 kVA	9 216								
(US\$) 100 kVA	11 006								
Inversión 2x100 kVA	8 046	-	-	-	-	8 046	-	-	-
(US\$) 200 kVA	11 614	-	-	-	-	-	-	-	-
Pérdidas 2x100 kVA	-	364	364	364	364	728	728	728	728
(US\$) 200 kVA	-	565	565	565	565	565	565	565	565
Inversión 2x100 kVA	10 359								
(US\$) 200 kVA	11 614								
Pérdidas 2x100 kVA	3 381								
(US\$) 200 kVA	4 220								
O&M (US\$) 2x100 kVA	311								
200 kVA	348								
Total 2x100 kVA	14 051								
(US\$) 200 kVA	16 183								

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Figura 11

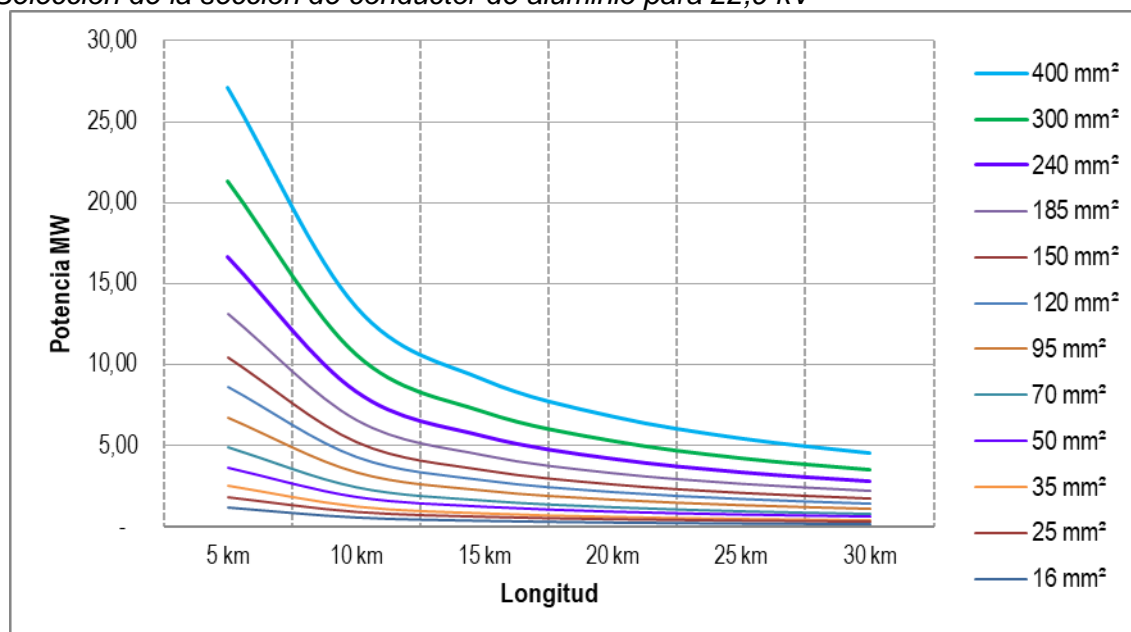
Selección de la sección de conductor de aluminio para 10 kV



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Figura 12

Selección de la sección de conductor de aluminio para 22,9 kV



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

El número de alimentadores a proponer cumpliendo los criterios de calidad de energía, cargabilidad, mínimas pérdidas de energía y mínimo costo dependerá:

- ✓ Demanda Proyectada para el periodo de análisis.
- ✓ Selección del nivel de tensión de los alimentadores primarios.
- ✓ Selección del conductor en función al nivel de tensión.

Por otro lado, de las buenas prácticas de la ingeniería se tiene que por cada kV que incremente el nivel de tensión se puede incrementar en promedio 1 km la longitud de un alimentador en media tensión.

Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación

3.1 Diagnóstico del sistema eléctrico existente

Este capítulo presenta los resultados del desempeño del sistema eléctrico de ELUC correspondiente al año 2017, el cual es considerado como año base para el desarrollo del planeamiento de largo plazo.

3.1.1 Descripción de las instalaciones eléctricas existentes

ELUC, desarrolla sus actividades en la Región Ucayali, cuenta con los sistemas eléctricos: S.E. Pucallpa, S.E. Campo Verde, S.E. Aguaytía, S.E. Atalaya, S.E.R Pucallpa-Campo Verde y el S.E.R Aguaytía. Estos 6 sistemas eléctricos cubren los distritos de Padre Abad, Callería, Yarinacocha, Manantay, Campo Verde y Raimondi, todos ellos pertenecientes a la Región Ucayali, tal como se muestra en la figura 13.

De los 6 sistemas eléctricos de ELUC, solo el Sistema Eléctrico Atalaya es del tipo aislado, mientras que los otros 5 están interconectados al SEIN. En la tabla 6, se indica la clasificación que se le dio a los sistemas eléctricos de ELUC según (OSINERGMIN, 2018).

Tabla 6

Clasificación de los Sistemas Eléctricos de ELUC

Sistema Eléctrico	Código Sistema	Sector Típico	Tipo Sistema
SE Pucallpa	SE0057	2	Interconectado
SE Campo Verde	SE0059	2	Interconectado
SE Aguaytía	SE0171	3	Interconectado
SE Atalaya	SE0058	2	Aislado
SER Pucallpa - Campo Verde	SR0149	SER	Interconectado
SER Aguaytía	SR0291	SER	Interconectado

Nota: fuente Resolución del Consejo Directivo de OSINERGMIN N° 042-2018-OS/CD

El ámbito de influencia comprende el departamento de Ucayali, ubicado en la región centro oriental del Perú, con una extensión de 102,4 km², que representan el 8% del territorio nacional y una población aproximada de 549 mil habitantes; políticamente está integrado por 4 provincias, 15 distritos y 244 comunidades nativas legalmente reconocidas. Para el año 2017, se tuvo cerca de 91 mil clientes, según (ELECTROUCAYALI, 2020).

Posteriormente, se describirá la infraestructura eléctrica de ELUC, con la que se brinda el servicio de suministro eléctrico en la Región Ucayali.

Figura 13

Mapa Político de la Región Ucayali



Nota: fuente Plan Operativo y Presupuesto (ELECTROUCAYALI, 2020)

Sistema de generación y compra de energía. En la tabla 7, se muestra la capacidad de generación efectiva (MW) que dispone ELUC por sistema eléctrico, así como el tipo de fuente y la pertenencia al sistema interconectado o un sistema aislado.

Tabla 7

Sistema de Generación de ELUC

Sistemas Eléctricos	Capacidad Efectiva (MW)		
	Hidro	Térmica	Total
Sistemas Interconectados			
Pucallpa - Campo Verde	-	-	-
Aguaytía	-	-	-
<i>Sub - Total</i>	-	-	-
Sistemas Aislados			
Atalaya	0,85	2,2	3,05
<i>Sub - Total</i>	0,85	2,2	3,05
Total	0,85	2,2	3,05
Total (%)	27,9%	72,1%	100%

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Del cuadro anterior, se puede observar que toda la oferta de generación de ELUC se concentra en el Sistema Eléctrico Aislado de Atalaya, los sistemas eléctricos interconectados al SEIN (Pucallpa, Campo Verde y Aguaytía) no disponen de oferta de generación, todo el aporte de energía eléctrica proviene del SEIN.

ELUC cuenta con la C.T. Yarinacocha con una capacidad instalada de 25,36 MW, sin embargo, por falta de mantenimiento esta central se encuentra inoperativa y fuera de servicio desde marzo de 2011. Así también, desde julio de 2016, ELUC ya no dispone de la capacidad de generación de la C.T. de Emergencia de Pucallpa de 12,3 MW, y que ha sido reemplazada por la Reserva Fría de Pucallpa de 45,6 MW.

En la figura 14, se visualiza la demanda de energía a nivel de generación, incluyendo pérdidas de transmisión y consumo propio, la cual ha pasado de 196,4 GW.h en el año 2008 a 338,5 GW.h en el año 2017, observándose un incremento en este periodo de 72,4% con una tasa promedio anual del 6,2%. Así también, se observa que del total de energía que demandó ELUC, 331,37 GW.h compró al SEIN y 7,18 GW.h fue de generación propia.

Figura 14

Demanda de Energía a Nivel de Generación



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Del total de energía generada, 4,6 GW.h fue del tipo hídrico (64%) y lo restante (36%) del tipo térmico, tal como se visualiza en la figura 15.

Figura 15

Energía generada en el Sistema Eléctrico Aislado Atalaya – Año 2017



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

A continuación, se describirán las condiciones de operación de centrales eléctricas asociadas a cada sistema eléctrico:

Sistemas Eléctricos Pucallpa y Campo Verde. Actualmente los Sistemas Eléctricos Pucallpa y Campo Verde se encuentran interconectados al SEIN, mediante la L.T. Aguaytía - Pucallpa en 138 kV.

Por otro lado, desde el 2016-07-28, estos sistemas de distribución disponen de la Central de Reserva Fría Pucallpa (45,6 MW) – propiedad de Infraestructuras y Energías del Perú S.A.C., debido a su alto costo operativo y su función de “Reserva”, esta central solo opera en casos de contingencias habiendo generado en el año 2017 un total de 2,18 GW.h, valor que representa menos del 1% de la energía comprada por ELUC al SEIN en dicho año.

Se estima que el costo de implementación de la C.T. Pucallpa ascendió a 23,8 millones de US\$, valor que da un ratio de inversión de 521,9 US\$/kW. En total se disponen de 25 unidades de generación con una capacidad de 1,825 kW cada una del tipo dual, operando en esta primera etapa con Diésel B5 pero que a futuro se encuentran preparadas para operar con Gas Natural. El precio por potencia adjudicado fue de 9 147,36 US\$/MW-mes.

Por lo mencionado, se considera que resulta importante para el desarrollo de ELUC la identificación y posterior desarrollo de proyectos de generación que se ubiquen dentro de su área de demanda y que sean de costo competitivo.

Sistema Eléctrico Aguaytía. En el Sistema Eléctrico Aguaytía se encuentra la C.T. Aguaytía cuya capacidad efectiva es de 176,28 MW, esta central es de propiedad de Termoselva S.R.L. (Duke Energy S.A.) y opera bajo la coordinación del COES para atender al SEIN.

Sistema Eléctrico Atalaya. Para atender la demanda del Sistema Eléctrico Atalaya, ELUC cuenta con dos pequeñas centrales de generación, una hidráulica y otra térmica, tal como se muestra en la tabla 8.

Tabla 8*Sistema de Generación – Sistema Eléctrico Atalaya*

Sistema Eléctrico Atalaya	Potencia Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	OBS
C.H. Canuja			
G1 - Kubota	0,24	0,24	Operativo
G2 - Sulzer	0,13	0,12	Operativo
G3 - Francis	0,5	0,49	Operativo
<i>Sub - Total</i>	0,87	0,85	
C.T. Atalaya			
G1 - CAT 3406B	0,32	0	Inoperativo
G2 - CAT 3512	0,5	0,3	Operativo
G3 - Cummis	1	0,9	Operativo
G4 - CAT 3412C - I	0,59	0,5	Operativo
G5 - CAT 3412C - II	0,59	0,5	Operativo
<i>Sub - Total</i>	3	2,2	
Total	3,87	3,05	

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

A la fecha, la unidad G1-CAT 3406B de la Central Térmica Atalaya se encuentra inoperativa, por lo que, la oferta de potencia se ve disminuido de 3,87 MW a 3,05 MW.

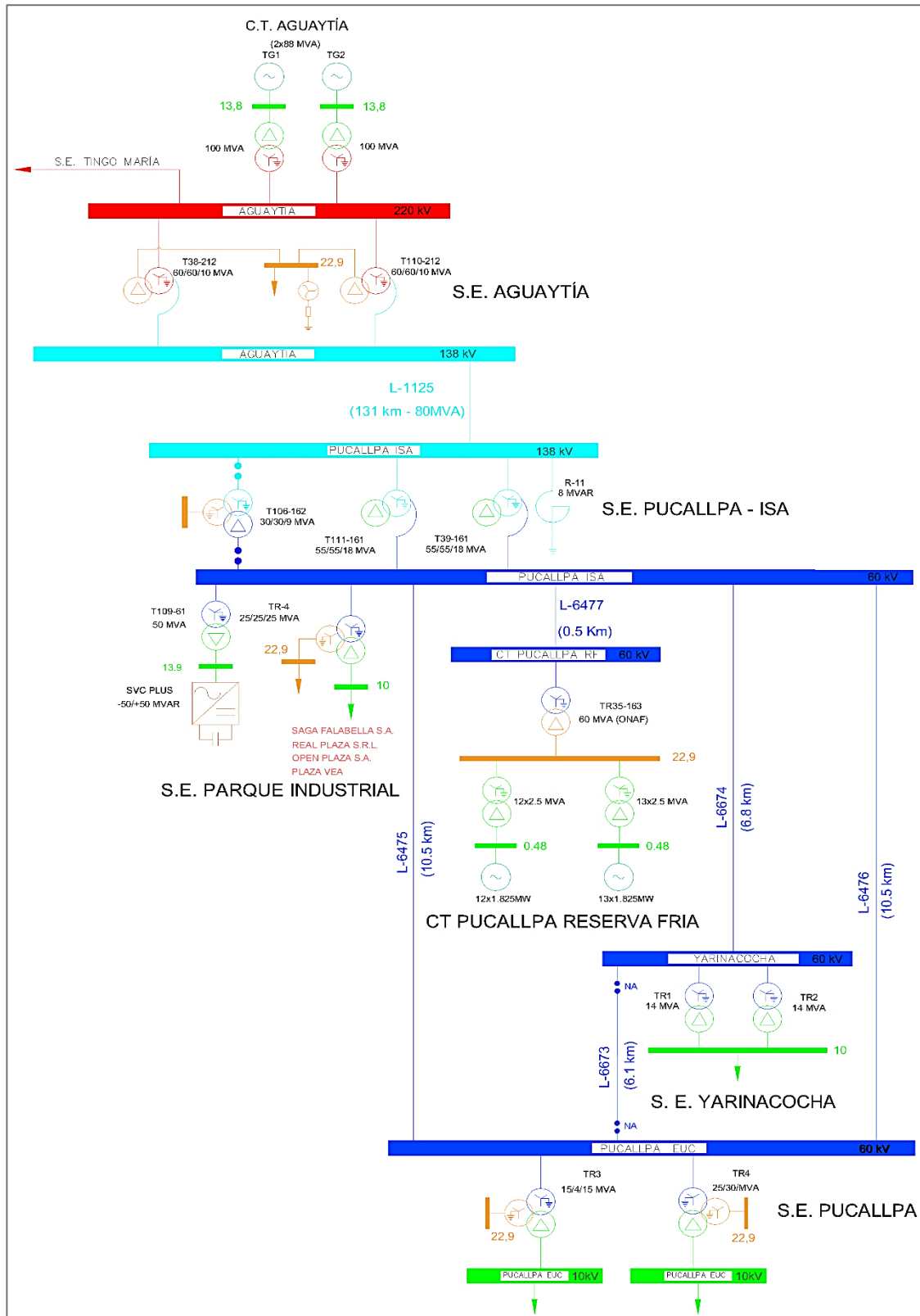
Sistema de Transmisión. En la tabla 9, se indican las características de las líneas de transmisión y sub transmisión asociadas al sistema eléctrico de ELUC.

El sistema de transmisión y subtransmisión dentro de la concesión y zona de responsabilidad de ELUC está conformado por una línea de transmisión en 138 kV, cinco líneas en 60 kV, cuatro subestaciones de potencia y un SVC (implementado en la subestación Pucallpa ISA en el nivel de 60 kV), tal como se visualiza en la figura 16.

En la tabla 9, se observa a la L.T. de 138 kV Aguaytía – Pucallpa ISA (operada por ISA Perú) que fue puesta en operación comercial en el año 2002, posteriormente en el año 2015 fue repotenciada incrementando su capacidad de transporte a 80 MVA en operación normal y hasta 96 MVA en casos de contingencia; su configuración es del tipo triangular, simple terna y posee conductores AAAC – 300 mm². Del Plan de Transmisión 2017-2026 (COES, 2016), se observa que para el año 2020 se implementará el segundo circuito de esta línea de transmisión con lo que se tendría una capacidad adicional de 80 MVA en régimen permanente.

Figura 16

Sistema de Transmisión y Subtransmisión asociada a ELUC



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Tabla 9**Líneas de Transmisión del área operativa de ELUC**

Sistemas Eléctricos	Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión							
	Salida	Llegada	L.T. 220 kV		L.T. 138 kV		L.T. 60 kV	
			L (km)	Conf.	L (km)	Conf.	L (km)	Conf.
Pucallpa - Campo Verde	S.E. Aguaytía	S.E. Pucallpa - ISA	-	-	131	ST	-	-
	S.E. Parque Industrial	S.E. Yarinacocha	-	-	-	-	6,83	ST
	S.E. Yarinacocha	S.E. Pucallpa	-	-	-	-	6,14	DT
	S.E. Parque Industrial	S.E. Pucallpa	-	-	-	-	10,5	DT
	S.E. Pucallpa - ISA	S.E. Pucallpa - RF	-	-	-	-	0,5	ST
Aguaytía	S.E. Tingo María	S.E. Aguaytía	73,27	ST	-	-	-	-
Atalaya	No cuenta con Sistema Complementario de Transmisión							
Longitud Total - km			73,27		131		23,97	
Participación - %			32,10%		57,40%		10,50%	

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Las líneas en el nivel de 60 kV son de propiedad de ELUC. De este grupo de líneas, la de mayor longitud es la línea Pucallpa ISA - Pucallpa con una longitud de 10,5 km en una configuración de doble terna, seguida por la línea Pucallpa ISA – Yarinacocha con 6,83 km de longitud y configuración en simple terna. En tercer lugar, se encuentra la L.T. Yarinacocha - Pucallpa con una longitud de 6,14 km en doble terna. Respecto a la línea Yarinacocha - Pucallpa, solo se encuentra en servicio una terna, la otra terna por incumplimiento de las distancias de seguridad se encuentra fuera de servicio.

A continuación, se describen las características técnicas de las subestaciones de transformación asociadas al sistema eléctrico de ELUC, ver tabla 10.

Sistema Eléctrico Pucallpa – Campo Verde. Este sistema consta de 3 SETs (Parque Industrial, Pucallpa y Yarinacocha) que suman 3 transformadores trifásicos de 3 devanados con tensiones 60/22,9/10 kV y capacidad 70/40,66/70 MVA - ONAF, y 2 transformadores trifásicos de 2 devanados con tensiones 60/10 kV y capacidades de 14 MVA – ONAN cada uno.

Es importante mencionar que entre los años 2015 y 2016 se realizó la repotenciación de la SET Pucallpa ISA, la cual sirve de conexión con el SEIN según lo siguiente:

- ✓ El 2016-07-07, se instaló un nuevo autotransformador de características similares al existente es decir con niveles de tensión 138/60/22,9 kV y capacidad 55/55/18 MVA.
- ✓ El 2016-07-01 se instaló un SVC de capacidad ± 50 MVAR en el nivel de tensión de 60 kV.

Tabla 10

Subestaciones de Transformación Asociadas a ELUC

Sistemas Eléctricos	Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión				
	Subestaciones	Nº	Tensión Nominal (kV)	Capacidad (MVA)	
				ONAN	ONAF
Pucallpa - Campo Verde	S.E. Pucallpa - ISA	1	138/60/10 kV	44/44/14 MVA	55/55/18 MVA
		2	138/60/10 kV	44/44/14 MVA	55/55/18 MVA
		3	138/60/22,9 kV	25/25/25 MVA	30/30/30 MVA
		4	Compensación Reactiva 8 MVAR		
		5	SVC ± 50 MVAR		
	S.E. Parque Industrial	1	60/22,9/10 kV	15/4/15 MVA	20/5,33/20 MVA
	S.E. Pucallpa	1	60/22,9/10 kV	25/25/25 MVA	30/30/30 MVA
		2	60/22,9/10 kV	15/4/15 MVA	20/5,33/20 MVA
	S.E. Yarinacocha	1	60/10 kV	14 MVA	-
		2	60/10 kV	14 MVA	-
Aguaytía	S.E. Aguaytía	1	220/138/22,9 kV	48/48/16 MVA	60/60/10 MVA
		2	220/138/22,9 kV	48/48/16 MVA	60/60/10 MVA
Atalaya	S.E. Atalaya	Sistema Aislado, Subestación Elevadora a 10 kV asociado a Generación - Distribución			

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Sistema Eléctrico Aguaytía. Este sistema eléctrico cuenta con la SET Aguaytía, propiedad de ISA PERU, la cual posee dos autotransformadores de potencia con tensiones 220/138/22,9 kV y capacidades 60/60/10 MVA – ONAF cada uno, totalizando una capacidad de transformación de 120 MVA.

Sistema Eléctrico Atalaya. Este sistema eléctrico en 10 kV no tiene transmisión.

Respecto a los proyectos de transmisión en ELUC, el Plan de Inversiones en Transmisión 2017 – 2021 (OSINERGMIN, 2017) incluye los siguientes proyectos:

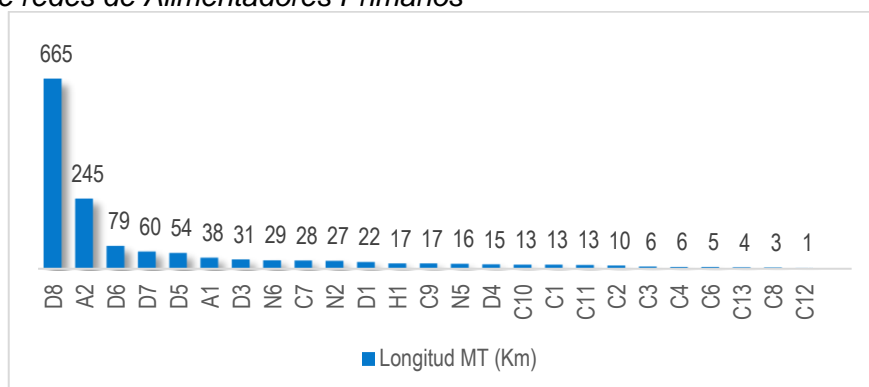
- ✓ Nueva SET Campo Verde 138/22,9 kV de 20 MVA de capacidad, con una inversión estimada de 2,67 millones de US\$. Esta nueva subestación se conectará a la S.E. Pucallpa ISA mediante una L.T. en 138 kV.
- ✓ Nueva SET Manantay 60/22,9/10 kV de 30 MVA de capacidad y un transformador de reserva de 30 MVA, con una inversión estimada de 3,23 millones de US\$.

Sistema de Distribución. En el presente se describirá el estado del equipamiento eléctrico actual en distribución.

Sistema de Distribución Primaria. El sistema de distribución primaria de ELUC, conformado por 25 alimentadores primarios cuyas redes hacen un total de 1 418 km de longitud total, siendo el alimentador más extenso el D8 con 665 km de longitud, seguido del alimentador A2 con 245 km; tal como se visualiza en la figura 17.

Figura 17

Longitud de redes de Alimentadores Primarios



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Los alimentadores D4, D5, D6, D7 y N6 pertenecen a dos sistemas eléctricos que son SE Pucallpa (Conservando los mismos códigos de alimentadores D4, D5, D6, D7 y N6) y SER Pucallpa – Campo Verde (Identificado con nuevos códigos de alimentador D4R, D5R, D6R, D7R y N6R). También los alimentadores D8 y A1 pertenecen a los sistemas eléctricos SER Pucallpa – Campo Verde y SER Aguaytía correspondientemente.

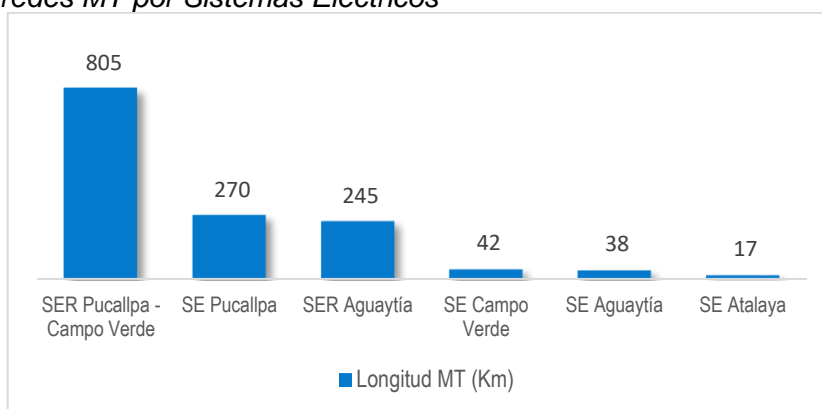
A efectos del desarrollo del presente estudio, cuando se presenten los resultados por alimentador, se considerará el alimentador completo sin diferenciar el sistema eléctrico al que pertenece cada tramo, esto debido a que se debe de tratar de manera integral a

cada alimentador a fin de dimensionar la infraestructura correcta. Sin embargo, a fin de considerar la calificación de cada zona se presentarán los resultados por sistema eléctrico.

Continuando con la descripción del sistema de distribución primaria, a nivel de sistemas eléctricos se tiene que el sistema eléctrico más extenso de ELUC es el SER Pucallpa – Campo Verde con 805 km de longitud total de redes en Media Tensión, seguido del sistema eléctrico Pucallpa con 270 km de longitud total; tal como se visualiza en la figura 18.

Figura 18

Longitud de redes MT por Sistemas Eléctricos



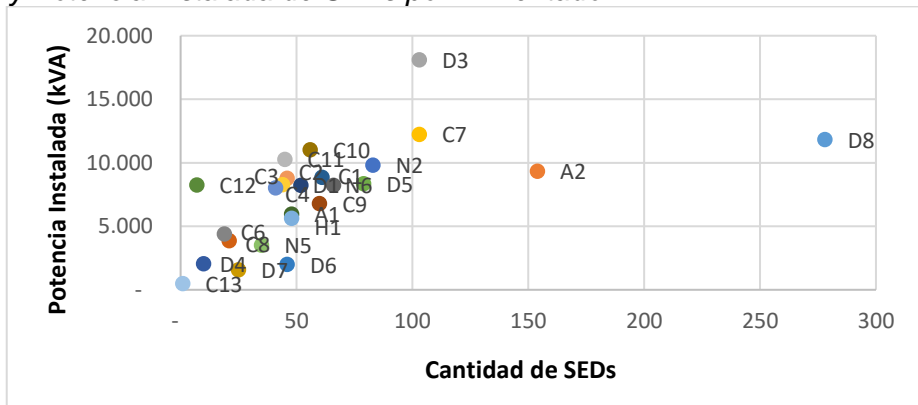
Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Subestaciones de Distribución. ELUC viene operando 1 531 subestaciones eléctricas de distribución (SEDs), las cuales hacen un total 185 906 kVA de potencia instalada. El alimentador con mayor cantidad de SEDs es el D8 (18% del total de SEDs), seguido del A2 (10% del total de SEDs); sin embargo, el alimentador con mayor potencia instalada de SEDs es el D3 (10% del total de potencia instalada); tal como se muestra en la figura 19.

A nivel de sistemas eléctricos, el SE Pucallpa, es el sistema eléctrico con mayor cantidad de SEDs (58% del total de SEDs de ELUC) y mayor potencia instalada (77% del total de potencia instalada de ELUC); tal como se muestra en la figura 20. Esta participación del SE Pucallpa se debe a que la demanda principal de ELUC (como se verá en el apartado de análisis de máxima demanda), se encuentra concentrado en este sistema por lo que se requiere 22 de los 25 alimentadores primarios de ELUC para atender dicha área.

Figura 19

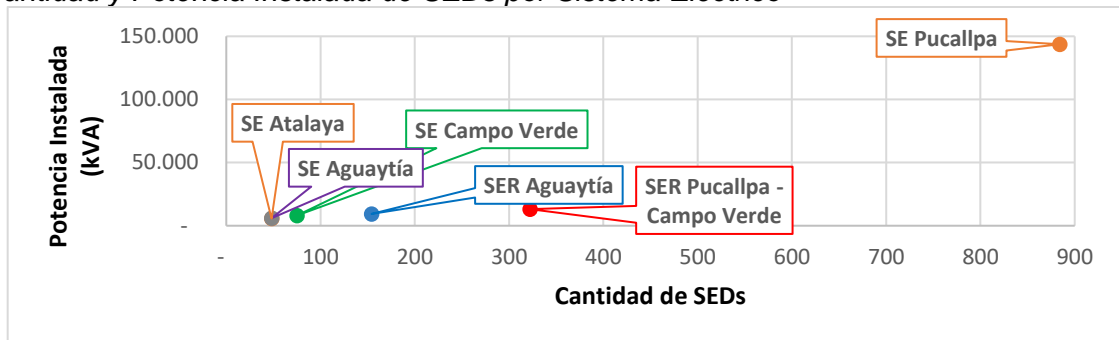
Cantidad y Potencia Instalada de SEDs por Alimentador



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Figura 20

Cantidad y Potencia Instalada de SEDs por Sistema Eléctrico



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Sistema de Distribución Secundaria. La red de Baja Tensión de ELUC tiene una longitud total de 1 450 km, siendo el alimentador D8 el más extenso en redes de BT con una participación del 18% del total de ELUC, seguido del alimentador N2 con una participación del 10% del total de ELUC. La longitud de redes BT por alimentador se muestra en la figura 21.

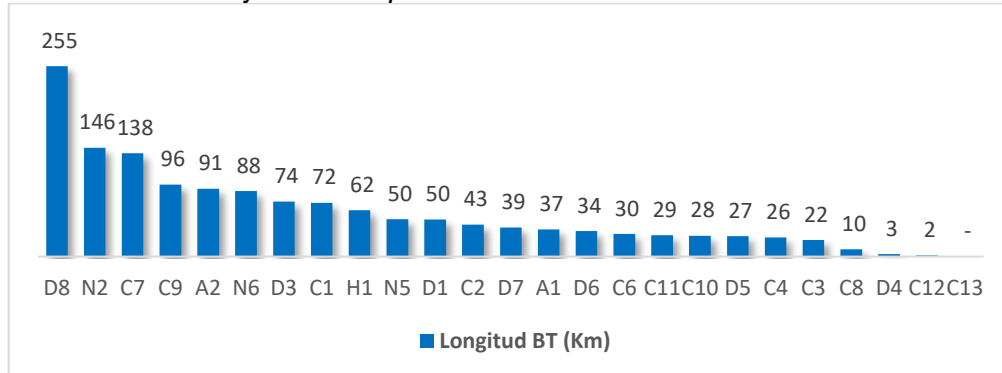
A nivel de sistemas eléctricos, el SE Pucallpa es el sistema eléctrico con mayor longitud de red BT (65% del total de ELUC), seguido del SER Pucallpa - Campo Verde (20% del total de ELUC); tal como se muestra en la figura 22.

Por otra parte, a excepción de los alimentadores C13 y D4 que atienden a grandes clientes, los alimentadores A2, D8, D6, D5, y D7 tienen menos longitud redes de baja tensión que longitud de redes de media tensión, lo cual indica que estos alimentadores

tienen baja densidad de carga, lo que significa que para atender a un usuario se requiere mayor inversión en infraestructura en media tensión que en baja tensión.

Figura 21

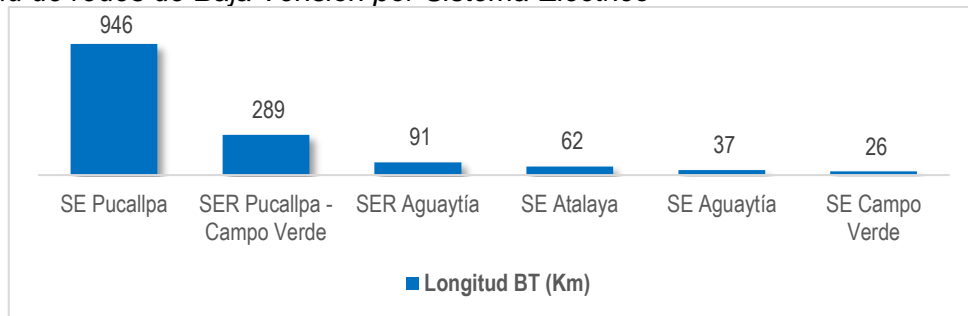
Longitud de redes de Baja Tensión por Alimentador



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Figura 22

Longitud de redes de Baja Tensión por Sistema Eléctrico

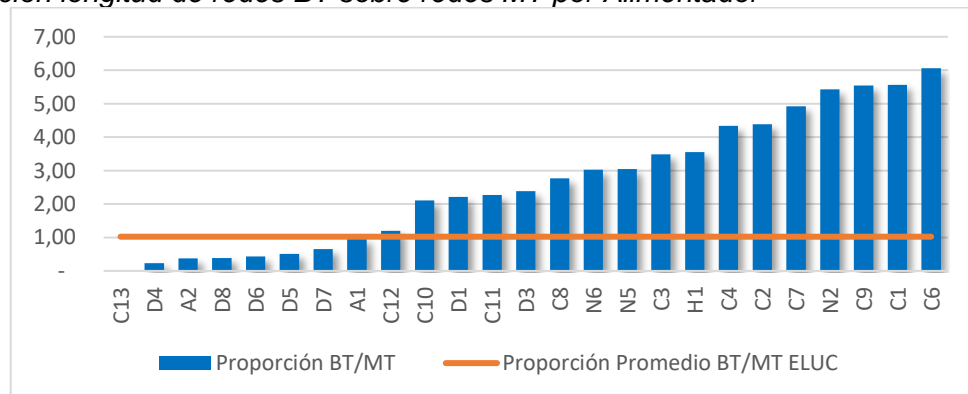


Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

La proporción de longitud de redes de baja tensión respecto a la media tensión por alimentador y por sistema eléctrico se muestra en la figura 23 y figura 24 respectivamente.

Figura 23

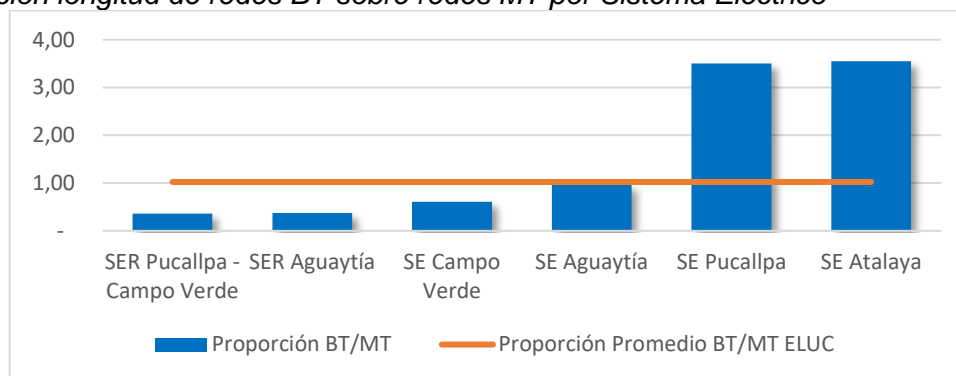
Proporción longitud de redes BT sobre redes MT por Alimentador



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Figura 24

Proporción longitud de redes BT sobre redes MT por Sistema Eléctrico



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

3.2 Análisis de la máxima demanda

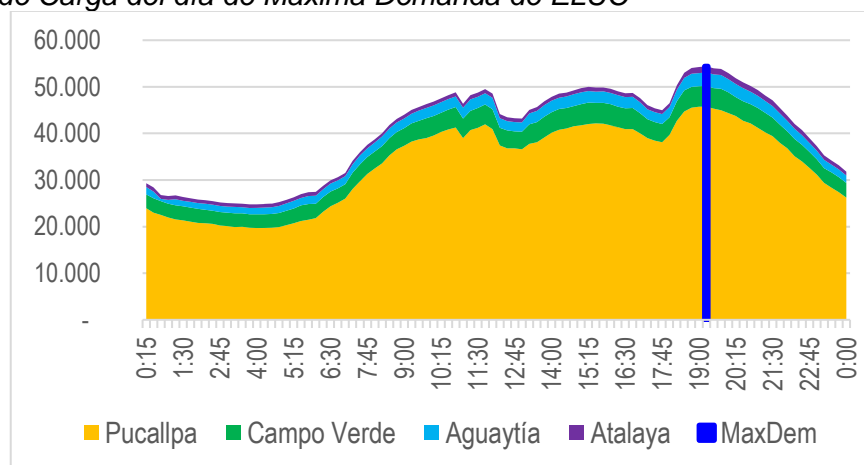
En este numeral se presenta la máxima demanda registrada a nivel de empresa, por sistemas eléctricos, por subestaciones de transformación y alimentadores primarios.

3.2.1 Máxima demanda a nivel empresa

En el año 2017, ELUC alcanzó una máxima demanda de 54 415 kW la cual ocurrió el 18 de octubre a las 19:15 horas, como se visualiza en la figura 25.

Figura 25

Diagrama de Carga del día de Máxima Demanda de ELUC



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

3.2.2 Máxima demanda por puntos de compra y generación aislada

De la máxima demanda de ELUC, el 97,6% corresponde al SEIN y el 2,4% corresponde al sistema aislado Atalaya. Así mismo, de la demanda del sistema interconectado al SEIN, el 92,3% corresponde al punto de compra Pucallpa 60 kV y el 5,3% corresponde al punto de compra Aguaytía 22,9 kV; tal como se indica en la tabla 11.

Tabla 11*Máxima Demanda por puntos de compra de ELUC*

Punto de Compra y Generación	Máxima Demanda (kW)	Demanda coincidente a la MD	Potencia Reactiva (kVAR)	Fc	Fp	cosØ
Pucallpa 60 kV	50 202	50 202	9 722	0,67	0,48	0,98
Aguaytía 22,9 kV	3 052	2 890	733	0,65	0,45	0,96
Atalaya	1 420	1 323	332	0,6	0,38	0,97
Electro Ucayali S.A.	54 415	-	10 787	0,67	0,48	0,98

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

3.2.3 Máxima demanda por sistemas eléctricos

El 84% de la máxima demanda de ELUC corresponde al sistema eléctrico Pucallpa, el 8% corresponde al sistema Eléctrico Campo Verde, el 5% al sistema eléctrico Aguaytía y el 2% corresponde al sistema eléctrico Atalaya. La máxima demanda de cada sistema eléctrico se indica en la tabla 12.

Tabla 12*Parámetros eléctricos por Sistemas Eléctricos*

Sistema Eléctrico	Máxima Demanda (kW)	Demanda Coincidente a la MD	Potencia Reactiva (kVAR)	Fc	Fp	cosØ
Pucallpa	45 718	45 718	8 710	0,67	0,47	0,98
Campo Verde	4 657	4 483	1 013	0,70	0,52	0,97
Aguaytía	3 052	2 890	733	0,65	0,45	0,96
Atalaya	1 420	1 323	332	0,60	0,38	0,97
Electro Ucayali S.A.	54 415	-	10 787	0,67	0,48	0,98

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

3.2.4 Máxima demanda por subestaciones de transformación y alimentadores

Las SETs con mayor participación a la máxima demanda de ELUC en octubre del 2017, fueron la SET SEPU con 60%, seguido de la SET SEPI con 22%. Las demandas de las SETs coincidentes a la máxima demanda de ELUC se indican en la tabla 13.

Tabla 13*Parámetros eléctricos por SET*

SET/Alimentador	Máxima Demanda (kW)	Demanda Coincidente a la MD	Potencia Reactiva (kVAR)	Fc	Fp	cosØ
SEPU 10 kV	33 036	32 811	9 402	0,66	0,48	0,96
SEPI 10/22,9 kV	12 518	11 817	2 976	0,73	0,56	0,97
SEYA 10 kV	9 731	9 578	2 883	0,64	0,43	0,96
Aguaytía 10 kV	3 052	2 890	733	0,65	0,45	0,96
Atalaya	1 420	1 323	332	0,60	0,38	0,97

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Los alimentadores primarios cuyas máximas demandas estuvieron por encima de los 4 MW en octubre de 2017 fueron N2 y C7; así mismo, los alimentadores cuya máxima demanda estuvieron cerca a los 4 MW fueron C2, C1 y C3. En la tabla 14, se indica los parámetros eléctricos por alimentadores primarios.

Tabla 14

Parámetros eléctricos por Alimentadores Primarios

SET/Alimentador	Máxima Demanda (kW)	Demanda Coincidente a la MD ELUC	Potencia Reactiva (kVAR)	Fc	Fp	cosØ
A1	3 052	2 890	733	0,65	0,45	0,96
C1	3 974	3 949	1 422	0,63	0,42	0,94
C10	2 254	1 355	446	0,53	0,32	0,75
C11	3 881	3 881	1 150	0,64	0,45	0,95
C12	2 120	2 120	529	0,64	0,45	0,95
C13	46	46	40	0,64	0,45	0,95
C2	3 994	3 616	457	0,67	0,48	0,98
C3	3 971	3 715	1 411	0,58	0,38	0,93
C4	3 789	3 172	920	0,58	0,38	0,96
C6	2 075	2 045	684	0,64	0,44	0,95
C7	4 358	4 345	1 361	0,64	0,44	0,96
C8	1 859	1 516	619	0,58	0,37	0,87
C9	3 008	2 954	1 298	0,60	0,39	0,91
D1	1 664	1 654	551	0,68	0,48	0,95
D3	3 475	3 199	985	0,69	0,51	0,88
D4	2 892	1 776	464	0,67	0,48	0,94
D5	1 598	955	537	0,55	0,33	0,78
D6	794	537	-	0,42	0,21	0,91
D7	1 390	192	138	0,08	0,01	0,99
D8	3 698	3 528	476	0,65	0,44	0,99
H1	1 420	1 323	332	0,60	0,38	0,97
N2	4 986	4 872	1 427	0,62	0,41	0,96
N5	1 110	1 101	355	0,62	0,41	0,95
N6	3 646	3 566	1 079	0,65	0,45	0,96

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

3.3 Análisis de la operación del sistema de distribución

En el presente numeral se presenta los resultados del análisis bajo el punto de vista de la operación del sistema de distribución para la cual se realizaron simulaciones de flujo de potencia en distribución primaria y secundaria.

3.3.1 Sistema de distribución primaria

Durante el mes de máxima demanda de ELUC, 3 alimentadores estuvieron por encima del 70% de su capacidad nominal; así mismo existen alimentadores con baja cargabilidad; tal como se indica en la tabla 15. Esto indica que es necesario reconfigurar los alimentadores primarios para una mejor distribución de la carga.

En referencia al criterio sobre cargabilidad de líneas, un alimentador de aproximadamente entre 2 km y 3 km de longitud de troncal, está operando óptimamente cuando se encuentra en el rango entre 60% al 70% de su capacidad nominal; cuando este valor es superado se incrementa la caída de tensión, lo cual conlleva a mayores pérdidas de energía.

Tabla 15

Cargabilidad de Alimentadores Primarios

Código de Alimentador	Tipo de Conductor	Capacidad Nominal (MVA)	Capacidad Nominal (MW)	Demanda Máxima (MW)	Cargabilidad %
C1	AA12003	6,29	5,91	3,97	67%
C2	AA12003	6,29	6,14	3,99	65%
C3	AA12003	6,29	5,87	3,97	68%
C4	AA12003	6,29	6,02	3,79	63%
C6	AA12003	6,29	5,96	2,08	35%
C7	AA12003	5,73	5,48	4,36	80%
C8	AA12003	6,29	5,48	1,86	34%
C9	AA12003	6,29	5,74	3,01	52%
C10	AA12003	6,29	4,73	2,25	48%
C11	AA24003	9,75	9,26	3,88	42%
C12	AA24003	9,75	9,26	2,12	23%
C13	AA18503	8,26	7,85	0,05	1%
A1	AA09503	12,38	11,90	1,98	17%
A2	AA18503	18,92	18,19	1,07	6%
D1	AA24003	9,75	9,28	1,66	18%
D3	AA12003	6,29	5,56	3,47	63%
D4	AA12003	6,29	5,88	2,89	49%
D5	AA15003	16,54	12,86	1,60	12%
D6	AA05003	8,25	7,54	0,79	11%
D7	AA05003	8,25	8,18	1,39	17%
D8	AA12003	14,40	14,26	3,70	26%
N2	AA09503	5,40	5,17	4,99	96%
N5	AA24003	9,75	9,28	1,11	12%
N6	AA09503	5,40	5,17	3,65	71%
H1	AA07003	4,45	4,32	1,42	33%

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Respecto a pérdidas de energía en media tensión por alimentador primario (pérdidas técnicas en MT), se tiene el D8, N6, N2, C7, C11, C2, C1, C9 y H1 (localizadas en Pucallpa, Campo Verde y Atalaya), son los alimentadores que pierden más kW.h y que además dichas pérdidas se encuentran por encima de las pérdidas estándares; tal como se muestra en la figura 26. Así también, el total de pérdidas en MT, representa el 1,8% del total de energía que ingresa en Distribución MT.

3.3.2 Subestaciones de distribución

De las 1 531 SED de ELUC, 45 SEDs presentaron sobrecarga en el momento de su máxima demanda, hasta más del 50% sobre su potencia nominal, ver tabla 16.

Tabla 16

Cargabilidad de Subestaciones de Distribución

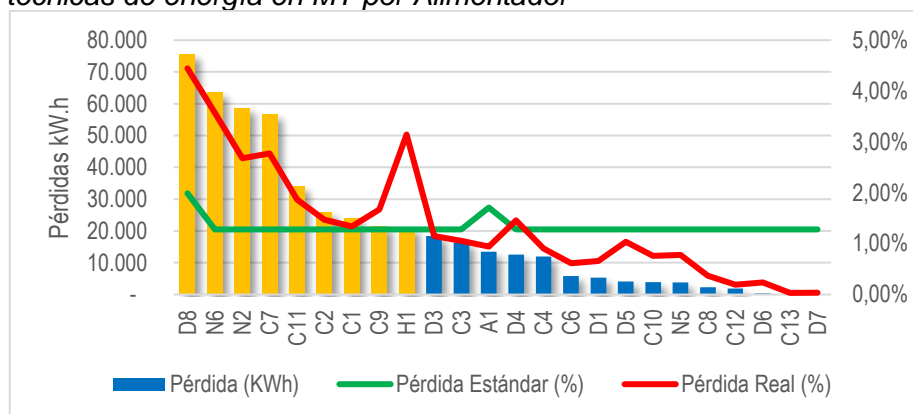
Ítem	Etiqueta	Fecha de Puesta en Servicio	Alimentador	Potencia Nominal (kVA)	Máxima Demanda (kW)	Cargabilidad %
1	3 096	2010-04-05	D5R	15	17,94	154%
2	58	2000-06-30	N6	100	145,65	152%
3	3 195	2010-04-08	D5	25	29,38	151%
4	3 301	2010-05-03	D8	15	20,99	141%
5	1 629	2000-06-30	N2	50	67,34	141%
6	3 216	1970-01-01	D5	5	5,20	134%
7	1 421	2000-06-30	N5	50	61,86	130%
8	1 241	2000-06-30	N2	50	60,60	127%
9	796	2000-06-30	C7	75	90,28	126%
10	839	2006-09-07	N2	38	43,44	121%
11	739	2011-08-18	C7	50	57,86	121%
12	379	2000-06-30	C3	315	354,90	121%
13	1 625	2011-07-21	N2	50	55,48	116%
14	1 023	2006-02-15	C10	160	138,15	115%
15	869	2014-05-18	D3	100	100,44	114%
16	3 080	2005-03-16	D5	15	13,23	113%
17	1 281	2000-06-30	C9	75	77,40	113%
18	3 295	2010-05-29	D8	15	16,77	113%
19	2 232	2000-06-30	D3	50	49,81	113%
20	3 105	2000-06-30	D5	160	139,77	112%
21	2 247	2006-02-10	D3	38	36,90	111%
22	69	2000-06-30	C1	100	104,24	111%
23	1 453	2000-06-30	N2	100	105,77	111%
24	3 535	2010-05-17	D8	10	10,94	110%
25	3 358	2010-05-03	D8	25	27,12	110%
26	3 051	2015-09-03	D8	15	16,26	109%
27	3 53	2014-06-04	C3	250	255,18	109%
28	918	2000-06-30	C9	100	99,54	109%
29	3 095	2000-06-30	D5	25	21,14	109%
30	115	2000-06-30	C1	50	50,88	108%
31	2 216	2010-12-03	D3	100	94,76	107%
32	239	2000-06-30	C1	100	100,00	106%
33	795	2000-06-30	C7	75	75,68	106%
34	2 217	2000-06-30	D3	50	46,59	105%
35	2 288	2012-06-28	D3	80	74,07	105%
36	1 268	2000-06-30	N2	75	74,40	104%
37	3 125	2000-06-30	D5	100	80,58	104%
38	3 065	2005-03-16	D5	10	8,00	103%
39	1 616	2000-06-30	N6	100	98,34	103%
40	755	2000-06-30	C10	75	57,93	103%
41	767	2010-03-05	C10	100	76,85	102%
42	948	2000-06-30	C9	100	92,21	101%
43	816	2000-06-30	C8	38	32,84	101%
44	950	2000-06-30	C9	100	91,72	100%
45	760	2000-06-30	C10	160	120,57	100%

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Un transformador puede operar en estado de sobrecarga, superando hasta en un 20% su carga nominal durante un periodo transitorio, pero no en estado permanente ya que disminuiría su vida útil.

Figura 26

Pérdidas técnicas de energía en MT por Alimentador



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

3.3.3 Sistema de distribución secundaria

Para el análisis del sistema de distribución se han realizado simulaciones de flujo de potencia de las redes BT de una muestra de 84 SEDs. La selección de estas SEDs fue en función a identificar a aquellas SEDs que presentan sobrecarga en el transformador y/o mala calidad de energía. A continuación, se describe los resultados obtenidos.

En el momento de máxima demanda de las SEDs, los circuitos de baja tensión se sobrecargaron, alcanzando valores por encima del 100% de su carga nominal, como es el caso de los circuitos de las SED 495 y 379; tal como se indica en la tabla 17.

3.4 Análisis de la calidad de la energía

En el presente numeral se muestran los resultados del análisis de la calidad, orientado a la tensión de operación, la cual está asociada con la presencia de energía reactiva dentro del sistema eléctrico; así también, se presenta el análisis de la calidad de suministro.

3.4.1 Análisis de la energía reactiva

Para el análisis de la energía reactiva se empleó registros de cada 15 minutos de potencia activa y reactiva correspondiente al mes octubre que es el mes de máxima

demanda de ELUC en el año 2017. A continuación, se presentan los resultados a nivel de empresa, por sistemas eléctricos y alimentadores primarios.

Tabla 17

Cargabilidad de redes de Baja Tensión

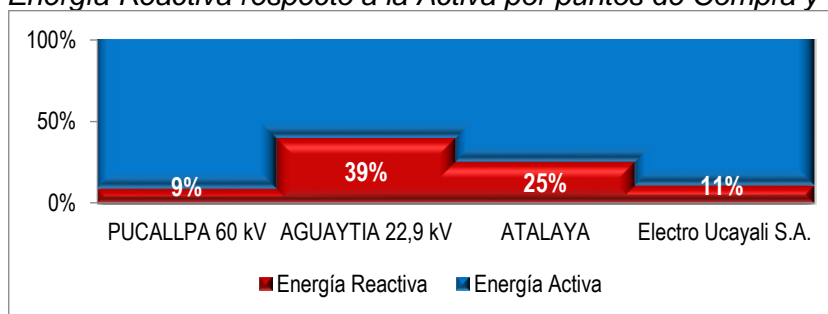
SED	Salida BT	Total (kW)	Caída de tensión (%)	Cargabilidad (%)
495	10280345	140,57	3,76	251,36
379	10320211	165,05	3,51	239,06
1 271	10280627	79,24	3,76	196,67
337	10320244	108,17	5,72	187,41
800	9855492	131,91	0,86	175,8
353	9855375	104,58	2,73	174,15
353	9855376	99,36	4,92	170,16
445	10320281	86,34	2,28	162,72
1 281	10240140	46,19	3,01	155,79
471	9960009	96,63	2,94	155,54
1 453	10320023	69,79	7,31	151,91
840	10280037	59,79	4,27	149,19
2 263	9880041	49,95	3,08	147,34
530	10240375	61,98	4,2	147,32
2 233	10240196	56,47	2,76	145,88
4 044	10440099	59,32	1,01	145,29
2 216	10240026	48,6	3,01	143,28
2 246	10520012	56,29	3,84	142,79
2 316	9855472	67,23	1,61	139,99
337	10320247	86,23	4,46	138,59
4 030	10520017	55,75	0,2	138,24
1 215	10240514	71,99	1,99	136,15
322	10240115	68,19	5	136,11
5 305	10240427	66,6	1,54	135,33
239	9855314	53,99	4,5	132,62

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

A nivel de Empresa y por puntos de compra. En el mes de octubre del 2017, la energía reactiva que ingresó a ELUC es el 11% del total de la energía activa que se consumió. En el punto de compra de energía Aguaytía 22,9 kV, el consumo de energía reactiva representó el 39% del consumo de energía activa; tal como se muestra en la figura 27.

Figura 27

Porcentaje de Energía Reactiva respecto a la Activa por puntos de Compra y Generación

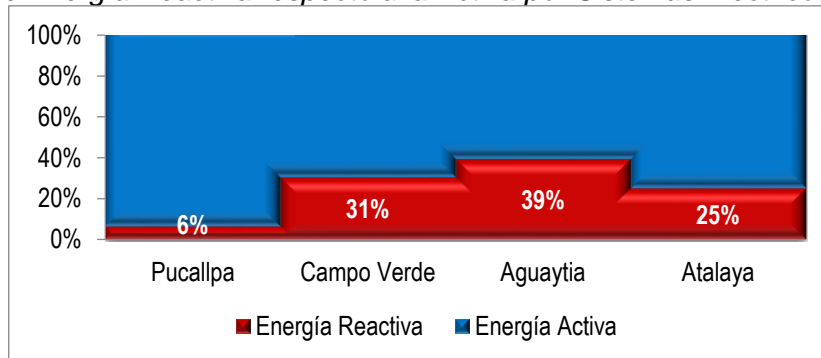


Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

A nivel de Sistemas Eléctricos. El consumo de energía reactiva respecto del consumo de energía activa en los Sistemas Eléctricos Campo Verde y Aguaytía superó el 30%; como se visualiza en la figura 28.

Figura 28

Porcentaje de Energía Reactiva respecto a la Activa por Sistemas Eléctricos

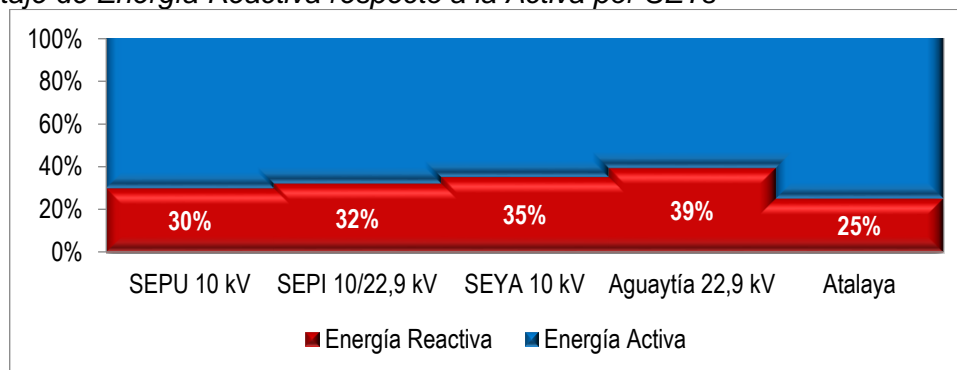


Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

A nivel de Subestaciones de Transformación. A nivel de subestaciones de transformación, la relación de consumo de energía reactiva respecto al consumo de energía activa, solo en la SET Pucallpa se registró 30%, mientras que las demás superaron el 30%; como se visualiza en la figura 29.

Figura 29

Porcentaje de Energía Reactiva respecto a la Activa por SETs

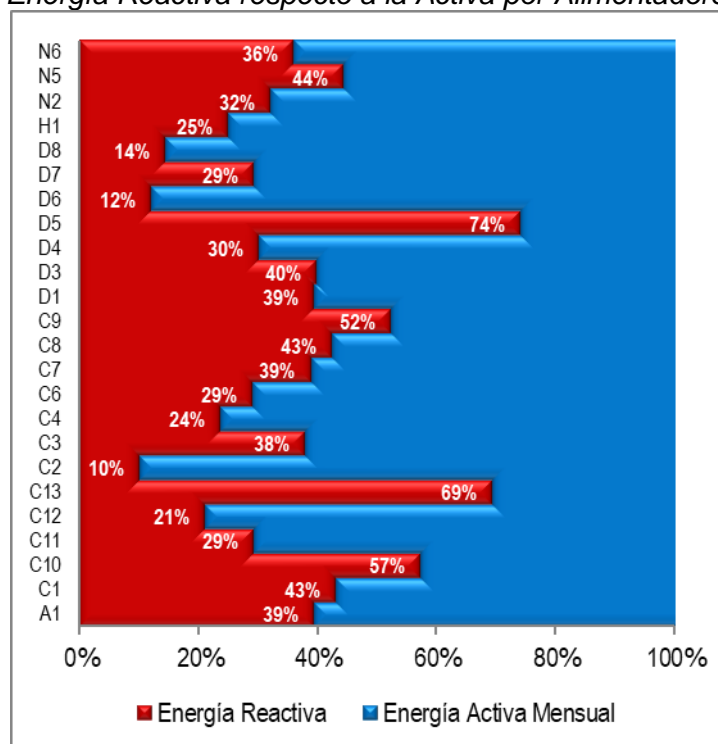


Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

A nivel de Alimentadores Primarios. A nivel de alimentadores primarios, estos presentan un alto consumo de energía reactiva, llegando a alcanzar hasta 74% y 69% en los alimentadores D5 y C13, correspondientemente; como se visualiza en la figura 30.

Figura 30

Porcentaje de la Energía Reactiva respecto a la Activa por Alimentadores Primarios



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

3.4.2 Análisis de la calidad de tensión

En un sistema eléctrico debe de existir una coordinación de tensión a modo integral en los distintos niveles de tensión, empezando en las subestaciones de transformación, subestaciones de distribución secundaria, suministros; además de la óptima operación de otros elementos de compensación como son los bancos de condensadores y SVC.

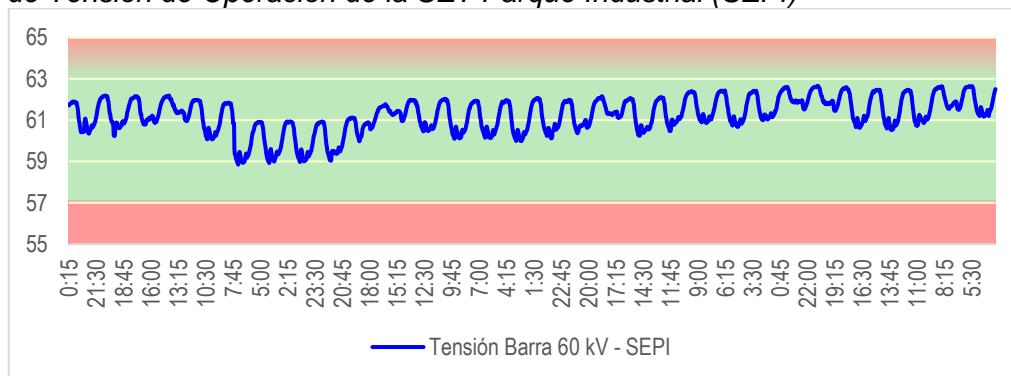
En mención a lo anterior, a continuación, analizaremos los niveles de tensión de operación y la calificaremos si es de buena o mala calidad de energía, según (MINEM, 2008) y (MINEM, 2008).

A nivel de SETs, el nivel de tensión de operación en el lado de 60 kV de las SET SEPI y SET SEPU se encuentran dentro de los límites de tensión establecidos en (MINEM, 2008); como se visualiza en la figura 31 y figura 32 respectivamente. La SET SEYA presenta sobretensión solo durante 6 intervalos de tiempo, como se indica en la figura 33. En resumen, los valores de tensión de operación en las tres SET se encuentran de forma general dentro de las tolerancias permitidas en (MINEM, 2008), valores que se encuentran

(en horas punta y horas fuera de punta), en la banda superior del +5%, los cuales tienen implicancia aguas abajo.

Figura 31

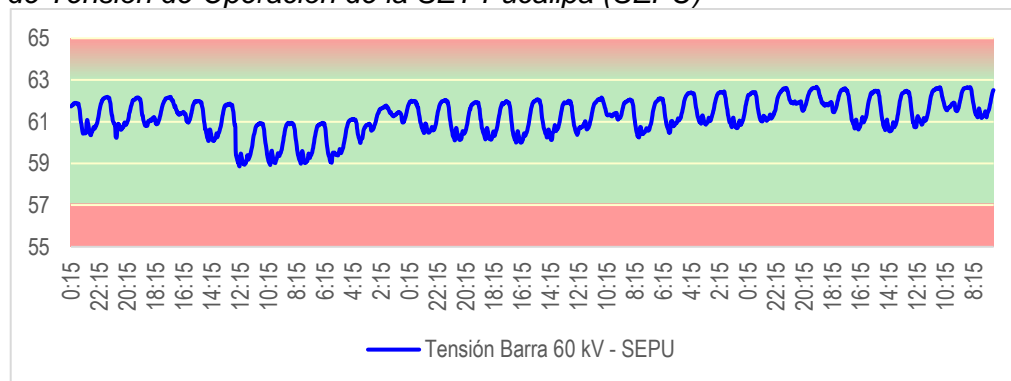
Perfil de Tensión de Operación de la SET Parque Industrial (SEPI)



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Figura 32

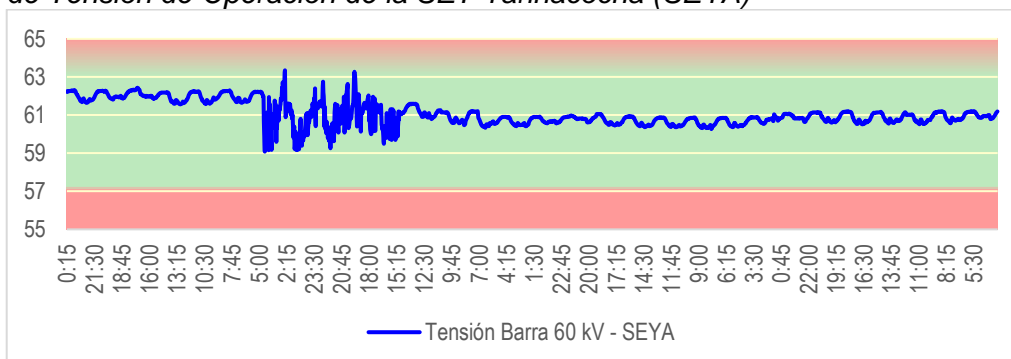
Perfil de Tensión de Operación de la SET Pucallpa (SEPU)



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Figura 33

Perfil de Tensión de Operación de la SET Yarinacocha (SEYA)

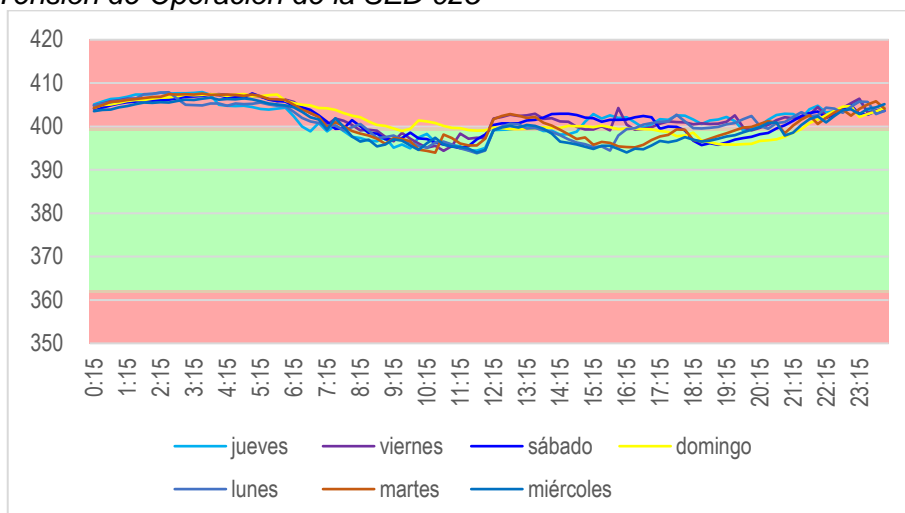


Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

A nivel de SED de acuerdo al registro de mediciones de la SED 25, esta presenta sobretensión durante el 69% del periodo de medición; tal como se indica en la figura 34.

Figura 34

Perfil de Tensión de Operación de la SED 025



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

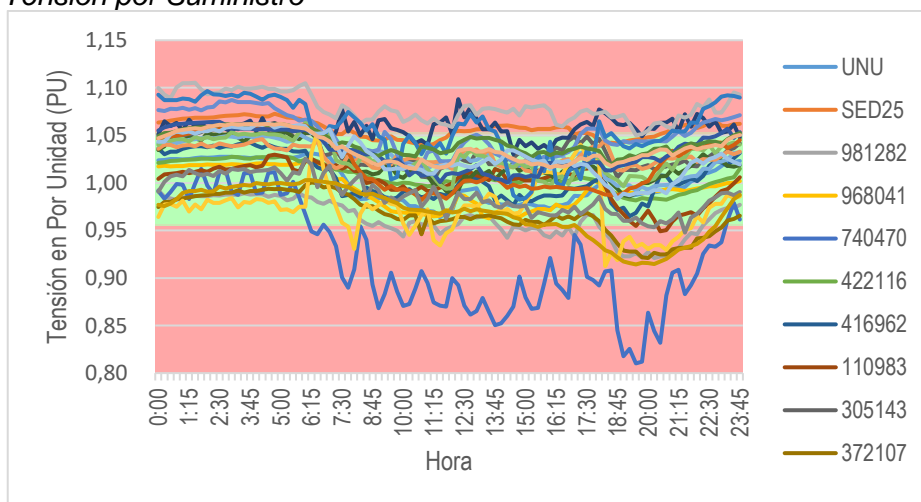
A nivel de suministros, de acuerdo al registro de mediciones del mes de octubre de 2017 se tiene que los problemas de caída tensión fuera de las tolerancias admitidas son en su mayoría del tipo sobretensión; tal como se indica en la tabla 18.

La sobretensión en los suministros se presenta en horas fuera de punta y las sub tensiones en horas punta; como se visualiza en la figura 35.

Los resultados descritos anteriormente muestran que no existe coordinación de tensión entre los distintos niveles de tensión durante el día, diferenciando el requerimiento de tensión en horas punta y fuera de punta.

Figura 35

Perfil de Tensión por Suministro



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

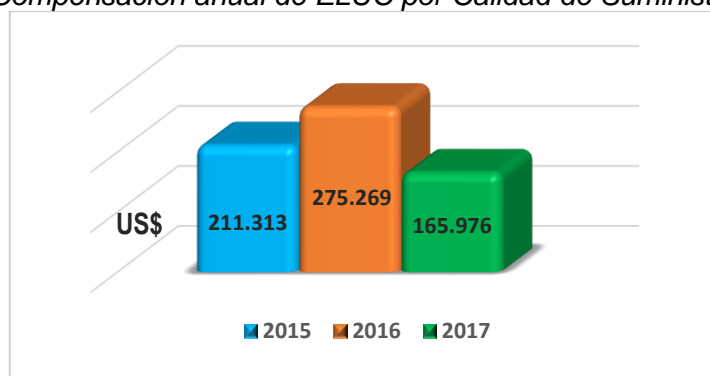
Tabla 18**Caída de Tensión por Suministro**

Sum	Vn	SED	Alim	V Alim	Barra SET	Nro. de Intervalos Medidos	Sub V	Sobre Tensión	Intervalos Fuera del Rango	% Intervalos Fuera de Rango
UNU	10 kV	980	C11	10	SEPU	751	8	0	8	1%
981282	220 V	2 277	N5	10	SEYA	288	151	0	151	0%
740470	220 V	748	C9	10	SEPU	288	195	0	195	0%
422116	380 V	1 421	N5	10	SEYA	288	0	0	0	0%
416962	220 V	777	C7	10	SEPU	288	0	0	0	0%
110983	220 V	1 257	N6	10	SEYA	288	1	0	1	0%
305143	220 V	727	C7	10	SEPU	288	1	59	60	20%
372107	220 V	1 628	N2	10	SEYA	288	53	0	53	0%
291200	220 V	431	C4	10	SEPU	288	0	208	208	72%
339230	220 V	431	C4	10	SEPU	288	0	14	14	5%
865876	380 V	2 277	N5	10	SEYA	288	19	55	74	19%
976264	220 V	3 052	D8	22,9	SEPI	288	0	3	3	1%
975326	220 V	653	D7	22,9	SEPI	288	0	284	284	99%
869461	220 V	1 428	D6	22,9	SEPI	288	44	4	48	1%
648226	220 V	3 363	D8	22,9	SEPI	288	0	119	119	41%
623452	220 V	2 261	D1	10	SEPI	288	0	36	36	13%
353410	220 V	940	C9	10	SEPU	288	0	170	170	59%
324434	380 V	376	C3	10	SEPU	288	0	98	98	34%
145558	220 V	1 458	N2	10	SEYA	288	5	0	5	0%
138116	380 V	1 608	N6	10	SEYA	288	122	0	122	0%
131117	380 V	881	C11	10	SEPU	288	0	101	101	35%
964647	220 V	25	C1	10	SEPU	833	0	184	184	22%
113311	220 V	25	C1	10	SEPU	834	0	68	68	8%
66310	380 V	25	C1	10	SEPU	835	1	290	291	35%

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

3.4.3 Análisis de la calidad de Suministro

Las compensaciones anuales de ELUC por calidad de suministro para el año 2017, han disminuido respecto a los años 2015 y 2016, como se visualiza en la figura 36.

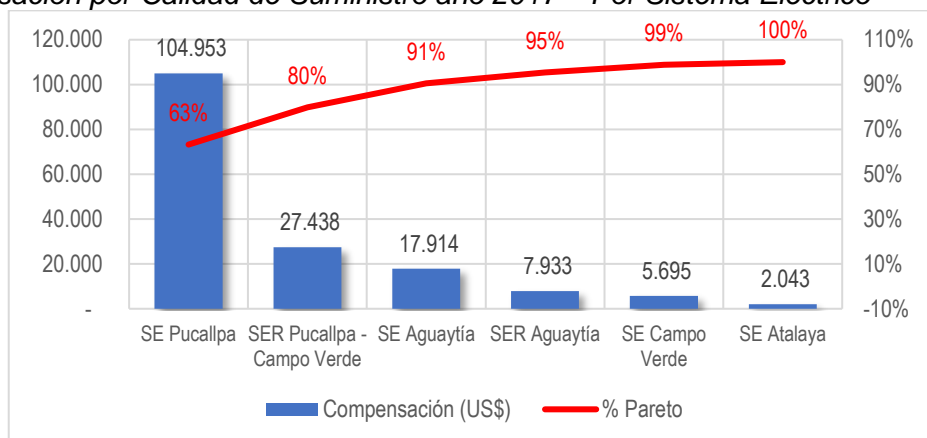
Figura 36**Evolución de la Compensación anual de ELUC por Calidad de Suministro**

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Del total compensado por calidad de suministro durante el año 2017 en ELUC, el 80% perteneció al Sistema Eléctrico Pucallpa; tal como se muestra en la figura 37.

Figura 37

Compensación por Calidad de Suministro año 2017 – Por Sistema Eléctrico

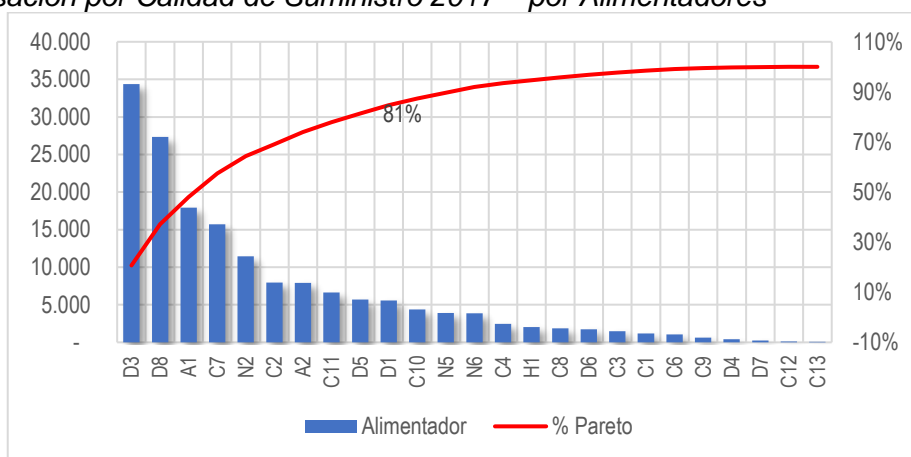


Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

A nivel de alimentadores primarios, del total compensado por calidad de suministro durante el año 2017 en ELUC, los cinco alimentadores en los que se compenso más, fueron el D3, D8, A1, C7 y N2; como se visualiza en la figura 38.

Figura 38

Compensación por Calidad de Suministro 2017 – por Alimentadores



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

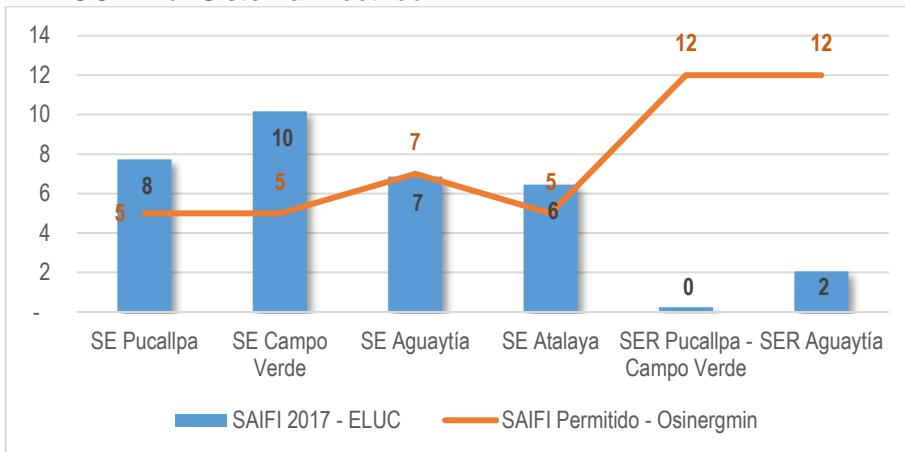
Por otro lado, teniendo en cuenta los indicadores de calidad de suministro para el año 2017, se tiene lo siguiente:

En el año 2017, el S.E. Pucallpa y Campo Verde superaron el límite establecido en, (MINEM, 2008) y (OSINERGMIN, 2004) , en lo que refiere al SAIFI; como se muestra en la figura 39.

Respecto al SAIDI, solo el sistema eléctrico Campo Verde, superó el límite establecido en, (MINEM, 2008) y (OSINERGMIN, 2004); como se muestra en la figura 40.

Figura 39

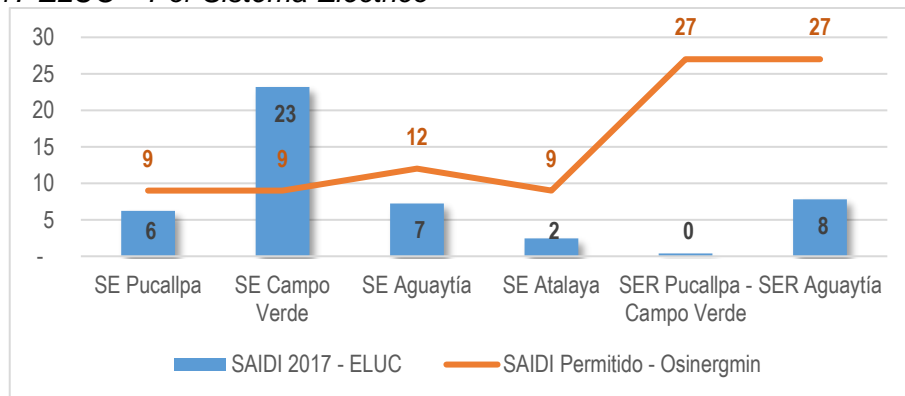
SAIFI 2017 ELUC – Por Sistema Eléctrico



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Figura 40

SAIDI 2017 ELUC – Por Sistema Eléctrico

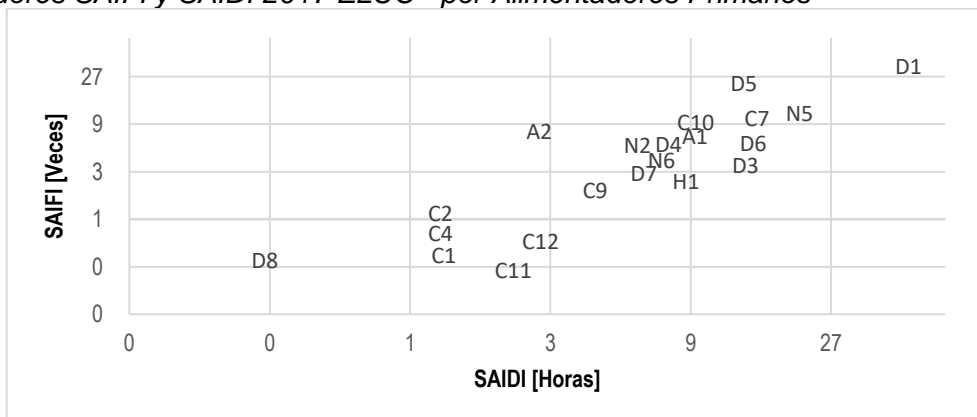


Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

A nivel de alimentadores primarios se tiene que el peor alimentador, es decir con SAIFI y SAIDI más alto es el D1, seguido D5 y N5; tal como se muestra en la figura 41.

Figura 41

Indicadores SAIFI y SAIDI 2017 ELUC - por Alimentadores Primarios



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Por otro lado, del total de interrupciones que se registró en el año 2017, el 24% del total fueron ocasionados por fallas en el sistema eléctrico, el otro 24% fueron ocasionados por fenómenos naturales y un 22% fueron ocasionados por acción de Terceros; tal como se muestra en la figura 42. En este registro de fallas desde el punto de vista de programados y no programados, se tiene que el 88% del total fueron del tipo no programados y el 12% fueron del tipo programado, tal como se observa en la figura 43.

Figura 42

Participación de interrupciones - Según su Causa



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Figura 43

Participación de interrupciones - Según su Tipo

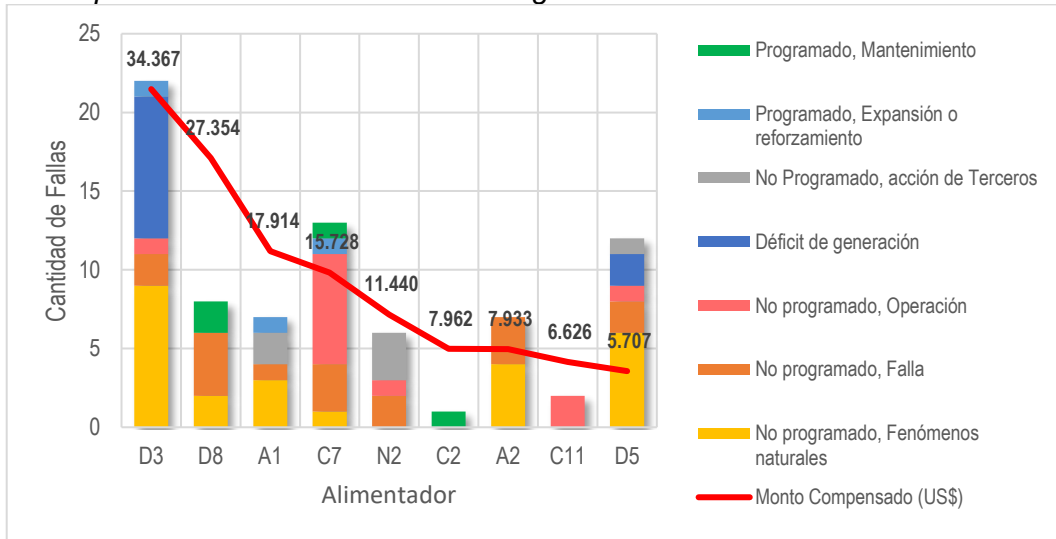


Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

De los alimentadores (D3, D8, A1, C7, N2, C2, A2 C11 y D5) que suman el 81% del monto compensado por mala calidad de suministro durante el año 2017, las causas más preponderantes de las fallas son fenómenos naturales (32%), fallas de operación (22%) y déficit de generación (14%); como se visualiza en la figura 44. Visto desde programados y no programados, se tiene que el 90% del total fueron del tipo no programados y el 10% fueron del tipo programado, tal como se muestra en la figura 45.

Figura 44

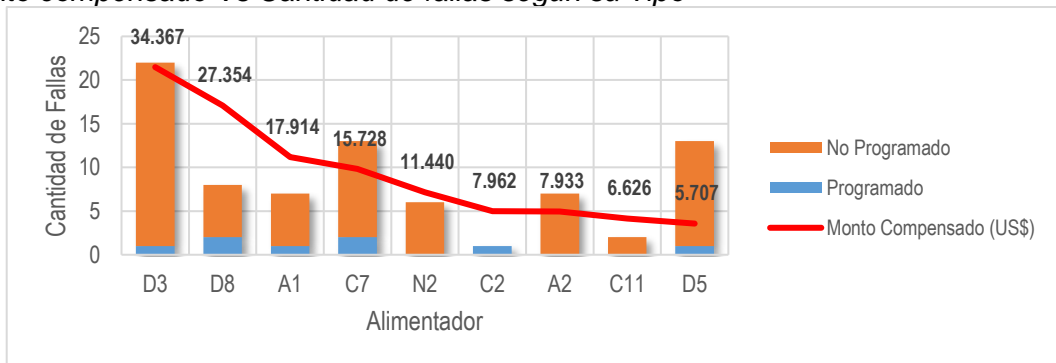
Monto compensado Vs Cantidad de fallas según su Causa



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Figura 45

Monto compensado Vs Cantidad de fallas según su Tipo



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

3.5 Análisis del mercado eléctrico

El análisis del mercado eléctrico comprende la proyección global de la demanda de energía, la proyección espacial de la demanda y el balance de oferta-demanda desde el punto de vista de distribución.

3.5.1 Proyección global de la demanda del sistema eléctrico Pucallpa

Se presentan los resultados de la proyección de la demanda de energía y potencia.

Proyección de la demanda vegetativa. Debido a que el sistema eléctrico Pucallpa es en su mayor parte zona urbana, para la proyección de demanda de energía vegetativa de este sistema se empleará el método econométrico, a continuación, se presentan las variables explicativas y el modelo econométrico empleado.

Producto Bruto Interno (PBI) nacional y regional. Para el desarrollo de este apartado, se realizó la búsqueda de proyecciones de PBI de largo plazo a nivel nacional y regional. Obteniendo la información de las proyecciones realizadas en diferentes estudios. En la tabla 19, se muestra la serie de porcentajes de crecimiento anual.

También, se observa que tanto en las proyecciones realizadas por la Universidad del Pacífico, como el estudio NUMES y el estudio PLANCC, los porcentajes de crecimiento se reducen paulatinamente, esto se debe a los ciclos económicos que afrontan las economías nacionales.

Para obtener la proyección del PBI a utilizarse en el presente estudio, se tomaron como base las proyecciones de PBI Nacional y del PBI del departamento de Pucallpa, realizadas en la Actualización del Plan de Transmisión periodo 2019 – 2028 (COES, 2018). Se complementó dicha proyección, para el periodo 2029 - 2037, considerando un declive hacia los últimos años que coincide con los criterios adoptados en las proyecciones de PBI nacional; según se presenta en la tabla 20.

Tabla 19

Proyecciones la variación del PBI Nacional

Año	U. Pacífico Pronóstico	U. Pacífico Tendencial	NUMES	CITIGROUP	PLANCC	Plan de Transmisión (Sin minería)
2017	6,32%	5,81%	5,10%	4,00%	6,20%	4,70%
2018	4,34%	5,47%	5,20%	4,00%	5,60%	4,60%
2019	5,05%	5,09%	5,30%	4,00%	6,04%	4,80%
2020	4,86%	4,63%	5,30%	4,00%	5,95%	4,60%
2021	5,65%	4,33%	5,10%	4,00%	5,88%	4,70%
2022	6,03%	4,19%	5,10%	4,00%	5,71%	4,70%
2023	7,61%	4,13%	4,50%	4,00%	5,56%	4,70%
2024	6,04%	3,87%	4,50%	4,00%	5,44%	4,70%
2025	3,30%	3,61%	4,50%	4,00%	5,32%	-
2026	-0,68%	3,40%	4,50%	4,00%	5,22%	-
2027	-1,42%	3,31%	4,50%	4,00%	5,13%	-
2028	-1,41%	3,14%	4,50%	4,00%	5,06%	-
2029	2,10%	2,97%	4,50%	4,00%	4,99%	-
2030	6,43%	2,72%	4,50%	4,00%	4,92%	-
2031	8,75%	2,46%	3,00%	4,00%	4,87%	-
2032	4,04%	2,37%	3,00%	4,00%	4,82%	-
2033	0,03%	2,47%	3,00%	4,00%	4,77%	-
Promedio	4,36%	4,11%	4,65%	4,00%	5,46%	4,64%

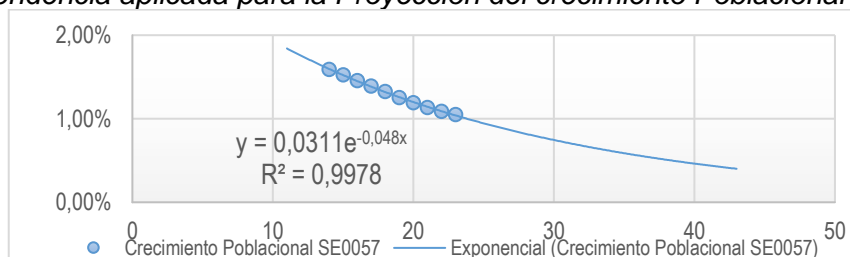
Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Tabla 20*Proyección de crecimiento del PBI Ucayali*

Año	PBI Ucayali (Millones de N.S. de 2007)	Variación anual
2017	4 335	2,5%
2018	4 465	3,0%
2019	4 598	3,0%
2020	4 756	3,4%
2021	4 915	3,3%
2022	5 075	3,3%
2023	5 239	3,2%
2024	5 407	3,2%
2025	5 581	3,2%
2026	5 761	3,2%
2027	5 944	3,2%
2028	6 133	3,2%
2029	6 317	3,0%
2030	6 506	3,0%
2031	6 702	3,0%
2032	6 903	3,0%
2033	7 110	3,0%
2034	7 323	3,0%
2035	7 543	3,0%
2036	7 769	3,0%
2037	8 002	3,0%
Promedio		3,0%

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

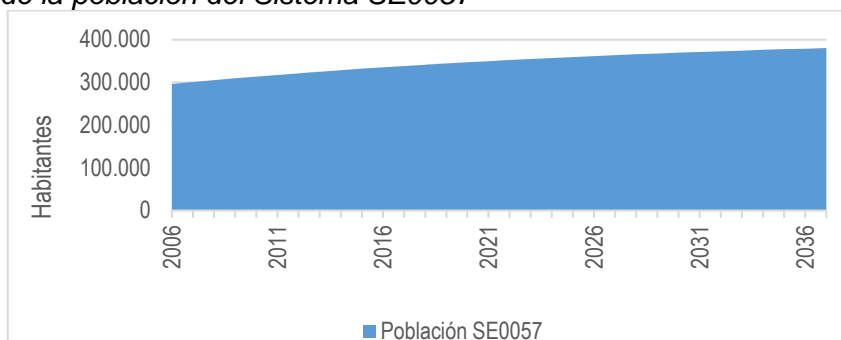
Población. Para realizar la proyección de la población del sistema SE0057 comprendida por los distritos de Yarinacocha y Callería, se ha empleado la proyección de la población por distrito realizada por (INEI, 2018) para el periodo 2005 - 2015. Para completar la proyección del periodo 2016 - 2037, se utiliza el método de tendencia de los porcentajes de crecimiento de población. La figura 46, presenta la curva de tendencia, ecuaciones y coeficientes de determinación aplicados. La figura 47, muestra los resultados del pronóstico de la población del sistema SE0057.

Figura 46*Línea de Tendencia aplicada para la Proyección del crecimiento Poblacional del SE0057*

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Figura 47

Proyección de la población del Sistema SE0057



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Modelo econométrico. Todas las series de datos mensuales fueron evaluadas a través de modelos econométricos, para ello se empleó el software Eviews. Como resultado, se obtuvo que la expresión y/o modelo que mejor explica las ventas de energía del sistema eléctrico SE0057, es la que vincula las variables: PBI regional y Población a través de la siguiente ecuación 10:

$$\hat{V} = C * (-17820.37) + PBI_{UC} * (6.205933) + POB_{PU} * (0.033431) \quad (10)$$

Dónde:

\hat{V} : Ventas mensuales de energía del sistema eléctrico SE0057 en MW.h.

PBI_{UC} : PBI Región Ucayali.

POB_{PU} : Población del sistema SE0057 (distritos de Yarinacocha y Callería)

En la figura 48, se presentan los resultados del software Eviews del modelo econométrico.

El coeficiente de determinación R^2 , los coeficientes positivos y significativos de las variables exógenas, además del análisis de los residuos, el estadístico de Durbin-Watson de 2,1 indica la no autocorrelación; la normalidad es evaluada con la prueba de Jarque-Bera cuya probabilidad es de 0,8, lo que indica que los residuos se aproximan a una distribución normal; así también la no Heterocedasticidad se evalúa con la Prueba de White que tiene un valor de 0,1 indicando similitud en la varianza o dispersión entre los residuos. Con lo anterior mencionado, se acepta el modelo.

Figura 48

Resultados del modelo Econométrico para el Sistema Eléctrico Pucallpa

Dependent Variable: VENTAS

Method: Least Squares

Date: 03/29/18 Time: 11:44

Sample: 2002M01 2017M12

Included observations: 192

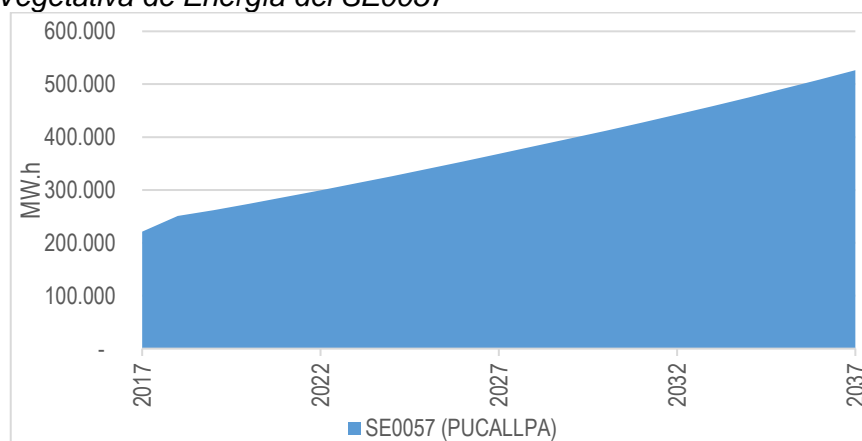
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-17820,37	9257,909	-1,924881	0,0557
PBISM	6,205933	1,328255	4,672245	0,0000
POBTOT	0,033431	0,044234	2,055779	0,0405
R-squared	0,941304	Mean dependent var	13063,21	
Adjusted R-squared	0,940683	S.D. dependent var	4779,678	
S.E. of regression	1164,093	Akaike info criterion	16,97277	
Sum squared resid	2,56E+08	Schwarz criterion	17,02367	
Log likelihood	-1626,386	Hannan-Quinn criter.	16,99339	
F-statistic	1515,497	Durbin-Watson stat	2,127221	
Prob(F-statistic)	0			

Nota: adaptado del Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Como resultado, obtenemos que la venta de energía eléctrica del sistema eléctrico SE0057 al año 2037 ascendería a 526 481 MW.h (no incluye AP) como se indica en la figura 49.

Figura 49

Demanda Vegetativa de Energía del SE0057



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Proyección de Cargas Especiales. ELUC proporcionó una lista de clientes potenciales a considerar para pronosticar las cargas especiales, y también se obtuvieron durante reuniones con organizaciones que promueven el desarrollo económico de la región Ucayali.

La demanda total de las cargas especiales a ser conectadas durante el periodo del planeamiento del sistema SE0057, es de 16,87 MW que representa 97 573 MW.h anuales. En la tabla 21, se indica la relación de cargas especiales con su respectiva demanda y el año de ingreso en operación de cada uno de ellos.

Tabla 21

Proyección de Cargas Especiales en el SE0057

Ítem	Proyecto	Demanda (MW)	Año Ingreso
1	Sistema de utilización en 22,9 kV. Inversiones Técnicas Maderables.	0,75	2019
2	Sistema de distribución primaria 22,9 kV, red secundaria 380/220 V de la habilitación urbana "Divina Montaña"	0,62	2022
3	Sistema de utilización en media tensión 10-22,9 kV para el mejoramiento de los servicios educativos de las especialidades de construcción civil, mecánica automotriz, electrotecnia industrial, administración de recursos forestales y producción agropecuaria del Instituto superior tecnológico publico suiza - Ucayali.	0,53	2020
4	Incremento de potencia para el sistema de utilización en 10 kV para el fortalecimiento de los servicios de salud del Hospital de Pucallpa – región Ucayali.	2,37	2020
5	APEMED industria liviana.	6,30	2025
6	APEMED industria pesada.	6,00	2037
7	Sistema de utilización en 10 – 22,9 kV – incremento de potencia contratada de 1000 kW de la Cervecería San Juan S.A.	1,00	2024
8	Ampliación de potencia de 400 a 1000 kW del sistema de utilización en 22,9 kV para agropecuaria Campo verde.	0,60	2018
9	Sistema de utilización en 10 – 22,9 kV – Incremento de potencia contratada de 1000 kW de la Cervecería San Juan S.A.	1,00	2023
Potencia Proyectada de las Cargas Especiales		16,87	-

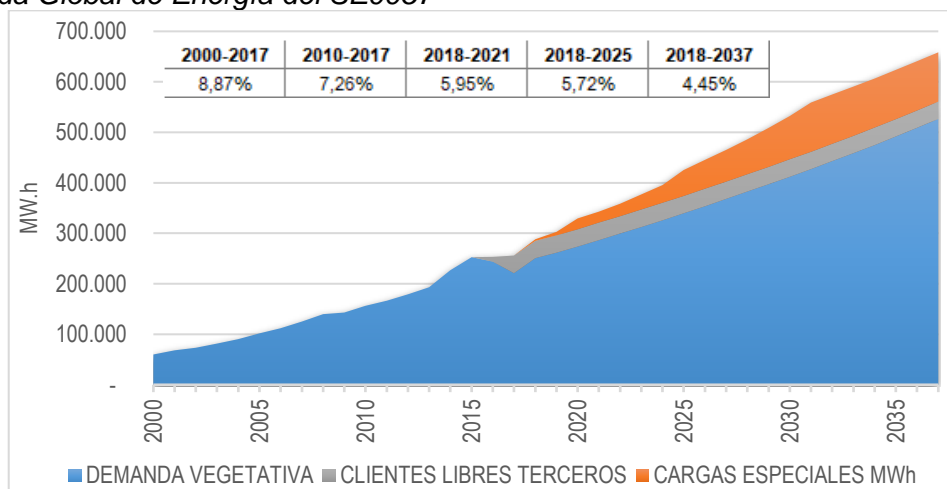
Nota: fuente Revisión y Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 14 (OSINERGMIN, 2018)

Proyección de la demanda del Sistema Eléctrico Pucallpa. En base a los resultados de la proyección de la demanda vegetativa, las cargas especiales identificadas y los clientes libres de terceros, se estima que la demanda global de energía del SE0057, ascendería a 658 471 MW.h en el año 2037. Las tasas de crecimiento anual promedio para el corto, mediano y largo plazo son de 5,95%, 5,72% y 4,45%, respectivamente, tal como se visualiza en la figura 50.

Esta cantidad de energía, representa una máxima demanda de 127,7 MW en el año 2037, tal como se indica en la tabla 22. Las tasas de crecimiento anual promedio en términos de potencia para el corto, mediano y largo plazo son de 5,44%, 5,27% y 4,12%, respectivamente.

Figura 50

Demanda Global de Energía del SE0057



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Tabla 22

Máxima Demanda del SE0057






Descripción	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Energía (MW.h)	255 769	288 097	302 913	329 705	342 609	358 702	376 880
Consumo AP (MW.h)	7 700	8 909	9 256	9 602	9 946	10 290	10 633
Pérdidas	12,51%	12,33%	12,15%	11,97%	11,79%	11,62%	11,45%
Potencia (MW)	52,9	59,3	62,1	67,0	69,5	72,6	76,0
Descripción	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Energía (MW.h)	395 316	425 336	445 213	465 380	485 855	509 195	532 550
Consumo AP (MW.h)	10 975	11 316	11 655	11 992	12 329	12 664	12 997
Pérdidas	11,28%	11,12%	10,95%	10,79%	10,63%	10,48%	10,32%
Potencia (MW)	79,5	85,0	88,7	92,4	96,3	100,6	104,9
Descripción	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Energía (MW.h)	559 183	574 648	590 526	606 833	623 582	640 789	658 471
Consumo AP (MW.h)	13 328	13 658	13 987	14 313	14 638	14 961	15 282
Pérdidas	10,17%	10,02%	9,88%	9,73%	9,59%	9,45%	8,50%
Potencia (MW)	109,8	112,7	115,7	118,8	122,0	125,3	127,7

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

3.5.2 Proyección espacial de la demanda del sistema eléctrico Pucallpa

En el presente apartado, se presenta los resultados del pronóstico de la demanda por micro áreas considerando la demanda global proyectada para el escenario medio. Para la elaboración de los mapas de densidad de carga se ha considerado 5 niveles; tal como se visualiza en la tabla 23.

Tabla 23*Rango de nivel de Densidad de las Micro Áreas*

Zona	Rango (MW/km ²)	Color
Muy Alta	>4.00	
Alta 1	<4.00;2.50]	
Alta 2	<2.50;1.50]	
Media	<1.50;0.25]	
Baja	<0.25	

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Los resultados de la proyección de la demanda por micro áreas, permitirán segmentar la demanda según los sectores de consumo (residencial, comercial e industrial), por subestaciones de transformación y por localidades. A continuación, se muestran los resultados de la proyección espacial según los sectores de consumo.

La proyección espacial de la demanda del Sistema Eléctrico Pucallpa, se realizó teniendo en cuenta el uso de suelo considerado en el “Plan de Desarrollo Urbano de la Ciudad de Pucallpa 2017-2027” y la ubicación de cada una de las futuras cargas especiales identificadas en este sistema eléctrico, incluidos los sistemas eléctricos rurales.

Determinación de las micro áreas. La proyección espacial se enfocará en las micro áreas identificadas tanto del casco urbano de la ciudad de Pucallpa, como del área que se extiende entre los 10 km y 15 km de la carretera “Federico Basadre”. Las micro áreas identificadas, son de forma irregular y cada una responde a un solo tipo de uso de suelo, el cual fue previamente definido en el plan de desarrollo urbano. Tomando en cuenta dichos criterios, el sistema eléctrico Pucallpa se dividió en 7 709 micro áreas, las cuales de acuerdo a su clasificación se agrupan en 6 categorías principales, ver la tabla 24.

Tabla 24*Cantidad de Micro Áreas Identificadas*

CATEGORÍA	CON CARGA	NUEVAS	TOTAL
R-C-I	5 372	1 631	7 003
E	112	25	137
S	17	8	25
RP-RA-OU	256	209	465
ZPA-ZPE	28	50	78
OT	1	-	1
TOTAL	5 758	1 873	7 709

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Donde:

R-C-I: Uso residencial, comercial e industrial.

E: Institución educativa.

S: Institución de salud.

RP-RA-OU: Recreación pasiva, activa y otros usos.

ZPA-ZPE: Zona de protección ambiental, zona de protección ecológica.

OT: Otros.

Demanda de Energía de Saturación. Cada micro área identificada, consta de un solo tipo de uso de suelo (R4, R6, I, entre otros). En la figura 51, se presenta un conjunto de micro áreas con los usos de suelo identificados por colores. Asimismo, se calcula el área total de cada micro área, la tabla 25 presenta el resumen de área por tipo de uso de suelo, se observa que en forma total el área bajo análisis comprende 10 098 ha, y las áreas con uso de suelo Comercial, Residencial e Industrial ascienden a 1 047 ha, 6 361 ha y 569 ha, respectivamente.

Tabla 25

Área por tipo de uso de suelo

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	ÁREA (ha)
E	EDUCACIÓN	281,71
S	SALUD	27,02
C	COMERCIAL	1 047,08
RE	RECREACIÓN	415,18
OU	OTROS USOS	331,74
R	RESIDENCIAL	6 361,39
ZRE	ZONA DE REGLAMENTACIÓN ESPECIAL	949,10
I	INDUSTRIAL	569,35
A	AEROPUERTO	116,19
TOTAL		10 098,77

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

También, se tipifica cada tipo de uso de suelo, se establece un tamaño por lote promedio y un consumo mensual promedio de electricidad (kW.h). Como se presenta en la tabla 26.

Figura 51

Clasificación de Micro áreas por tipo de uso de suelo Pucallpa



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Tabla 26

Tamaño por lote y consumo mensual de Energía Promedio

Cod.	Cod	Uso General	Descripción	Pisos	Área Lote (m ²)	Prom. (kW.h)
R6	R	Residencial	Residencial densidad alta	6	1 000	1 320
R4	R	Residencial	Residencial densidad media	4	300	220
R3	R	Residencial	Residencial densidad media	3	300	110
R2	R	Residencial	Residencial densidad baja	2	300	90
ZPU	R	Residencial	Zona pre urbana	3	500	90
CM	C	Comercial	Comercio metropolitano	8	450	2 400
CE	C	Comercial	Comercio especializado	6	450	2 160
CI	C	Comercial	Comercio intensivo	6	300	1 860
CD	C	Comercial	Comercio distrital	6	300	720
CS	C	Comercial	Comercio sectorial	3	300	240
CV	C	Comercial	Comercio vecinal	2	300	240
ZRU	R	Residencial	Zona de renovación urbana	-	300	1 050
I4	I	Industrial	Industria pesada básica	-	-	207 000
I3	I	Industrial	Gran industria	-	2 500	10 000
I2	I	Industrial	Industria liviana	-	2 500	10 000
PI	I	Industrial	Parque industrial	-	-	-
RSU	R	Residencial	Residencial semi urbano	2	250	90

Nota: adaptado del Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Finalmente, empleando el tamaño por lote y el consumo mensual de electricidad promedio por tipo de uso se calcula la energía de saturación para cada micro área. Por ejemplo, la micro área 1, tiene un tipo de suelo R4 y un área de 4 585 m², albergará un

máximo de 16 lotes y una energía de saturación anual de 42 240 kW.h, como se presenta en la tabla 27.

Tabla 27

Cálculo de la Energía de Saturación por Micro Área

Micro Área	Tipo de Uso	Área (m ²)	Uso	Área por Lote (m ²)	Promedio (kW.h)	Max N° Usuarios	Energía Sat (kW.h)
1	R4	4 585	RESIDENCIAL	300	220	16	42 240

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

La Curva de Comportamiento “S”. El comportamiento de las curvas “S”, se aplica a micro áreas que cuentan con información histórica de los últimos 6 años, debido a que corresponden a micro áreas ocupadas; es decir, que se encuentran actualmente habitadas.

A continuación, se aplica el ajuste por mínimo cuadrados a 4 383 micro áreas. De estas micro áreas, 1 802 micro áreas se ajustan a la ecuación 3, 936 a la ecuación 4, y 1 645 a la ecuación 5, los resultados se muestran en la tabla 28.

Tabla 28

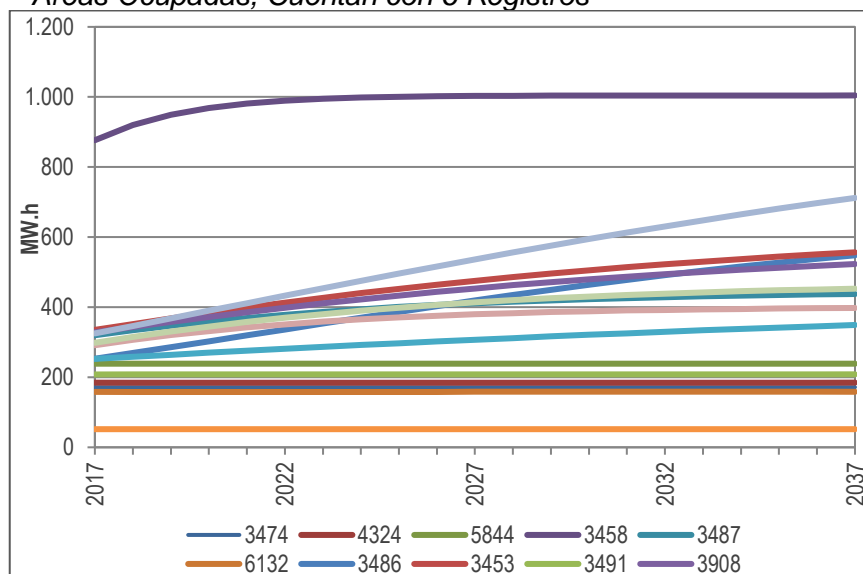
Resultados al Aplicar Curvas “S”

N° Ecuación	Descripción	Cantidad	Porcentaje
(3)	$E = E_{max}(1 - \exp(-1 * ((t-t_0)/T)^2))$	1 802	41%
(4)	$E = (E_{max}/2) * (1 + \tanh(C * t + D))$	936	21%
(5)	$E = E_{max} * \exp(-1 * \exp(c * (t - T)))$	1 645	38%
TOTAL		4 383	100%

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Figura 52

Curvas “S” – Áreas Ocupadas, Cuentan con 6 Registros



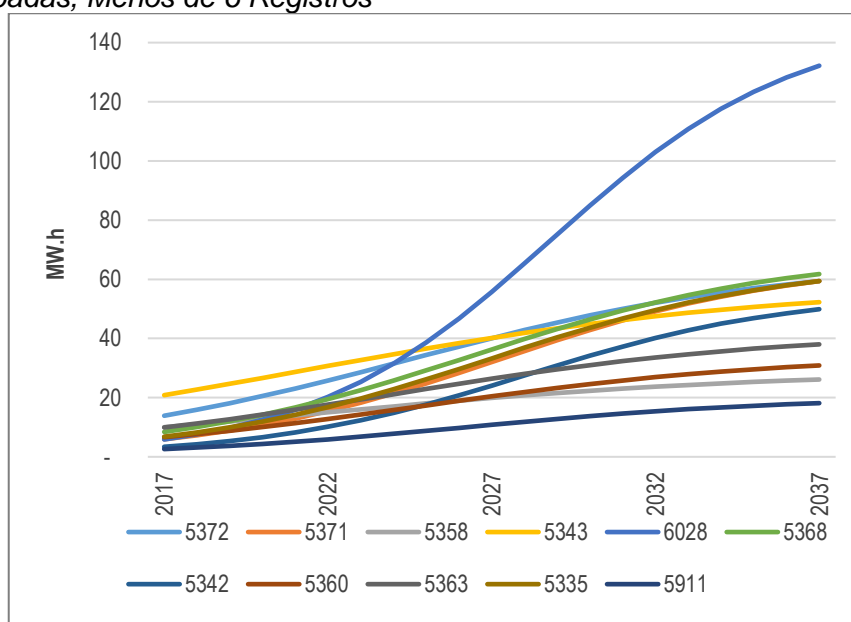
Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

La figura 52, presenta algunos resultados de la aproximación de los datos históricos a las curvas tipo “S”, en esta figura se puede distinguir que cada curva tiene un inicio distinto y una demanda de saturación particular.

Asimismo, se cuenta con 511 micro áreas que tienen menos de 6 registros históricos, lo cual indica que acaban de iniciar con la evolución de su demanda, para estos casos se asume que dichas micro áreas seguirán el comportamiento de curva "S" definida por la ecuación 3, por ser la que presenta el comportamiento de la mayoría de las micro áreas evaluadas (41% de los casos). Los resultados se muestran en la figura 53.

Figura 53

Áreas Ocupadas, Menos de 6 Registros

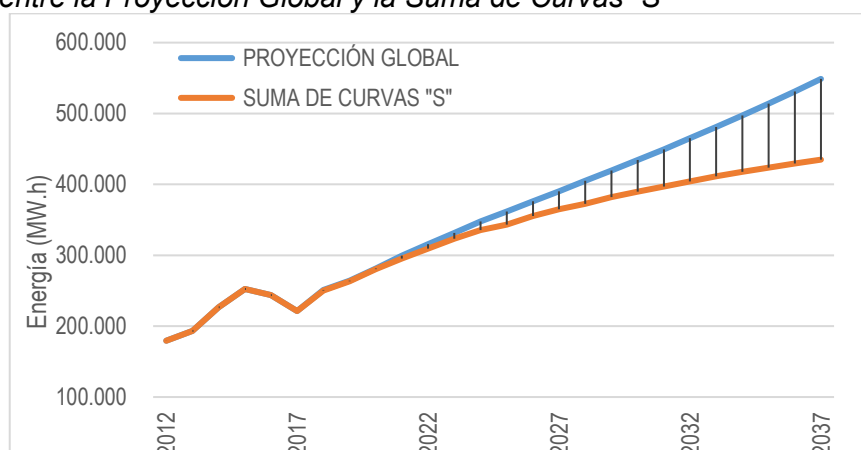


Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Crecimiento Horizontal. La diferencia entre la proyección Global y la suma de curvas “S” de todas las micro áreas, nos da como resultado el crecimiento en energía de las áreas vacantes. Dicho resultado se presenta en la figura 54, en donde la curva de color azul representa a la proyección global y el color anaranjado a la suma de las curvas “S” de todas las micro áreas.

Figura 54

Diferencia entre la Proyección Global y la Suma de Curvas "S"



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

La diferencia de energía en el año 2037 es de 113 883 MW.h, este valor corresponde al crecimiento horizontal o crecimiento en áreas vacantes.

El ingreso de micro áreas nuevas, es determinado de acuerdo a la cercanía al centro de la ciudad. En total, se estima un crecimiento de 1 630 micro áreas nuevas, las cuales deberían de cubrir la demanda de 113 883 MW.h y tienen una energía de saturación de 467 310 MW.h. La tabla 29, presenta el número de micro áreas nuevas que se incorporarán anualmente.

Tabla 29

Ingreso de Micro Áreas Nuevas

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
MW.h	724	875	1 014	3 982	6 095	8 041	12 155	18 515	20 760	25 441
Micro Áreas	141	168	177	466	647	699	893	1 096	1 123	1 236
Año	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
MW.h	32 398	37 749	44 666	52 327	60 633	69 656	79 464	90 101	101 581	113 883
Micro Áreas	1 297	1 346	1 382	1 410	1 418	1 432	1 452	1 470	1 514	1 630

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Mapas de Densidad de Carga. Como contribución para el desarrollo de este apartado, se empleó la data del consumo de energía de clientes regulados (BT, MT), clientes libres y Grandes Clientes, empleando micro áreas irregulares para la representación por mapas de densidad de carga.

Diferenciándose de otros estudios donde normalmente se utiliza rejillas o cuadrículas regulares para visualizar mapas de calor o mapas de densidad de carga de la máxima demanda de las subestaciones de distribución en un área de estudio determinada.

Para esto se utilizó como fuente de información de entrada el plan de desarrollo urbano, identificando las zonas de demandas según sus usos y en función a ello se desarrolló la proyección espacial con el modelo S (de proyección de demanda espacial). La planificación eléctrica está ligada estrechamente al plan de desarrollo urbano, los usos del tipo de suelo; zonas del tipo residencial, comercial, industrial, educación, salud, áreas libres, etc.

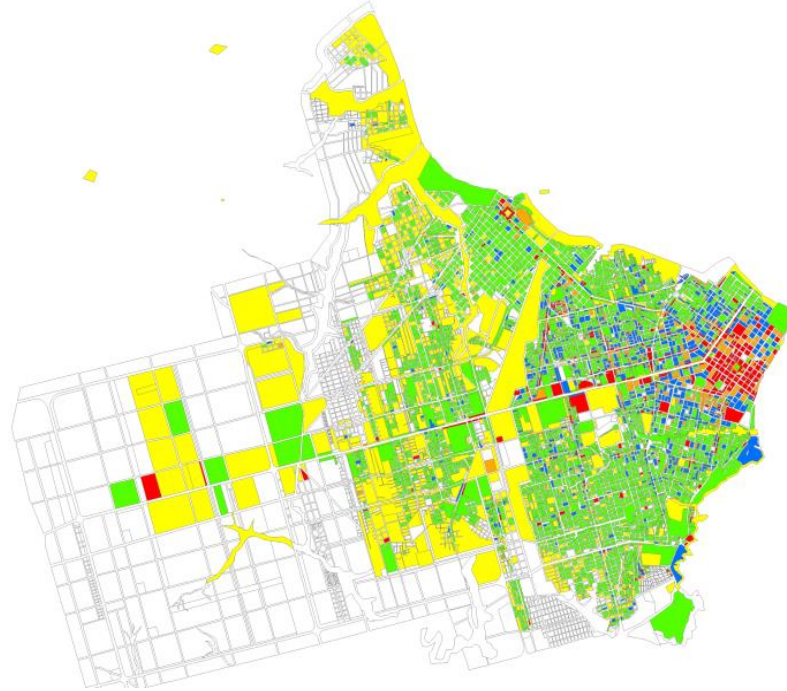
Los rangos de densidad (MW/km^2) establecidos en la tabla 23, nos permite entender como está comportándose la demanda en cuanto a crecimiento horizontal, vertical y grandes cargas. En los mapas siguientes podemos observar zonas de alta densidad (color rojo), cargas importantes que se concentran en la ciudad de Pucallpa, y que existe una tendencia de presencia de demanda en la zona oeste (Parque Industrial), donde se observa cargas alejadas que puntualmente concentran demanda importante que requiere ser atendida.

Como se indica en el apartado anterior, se muestra un crecimiento de la demanda en las áreas cercanas al centro, concluyendo que para el año 2017, la zona de mayor densidad de carga corresponde al área de influencia de la Subestación SEPU con una participación del 61% de la demanda, seguido de la Subestación SEPI con una participación del 21% de la demanda. Estos porcentajes cambiarán en el año 2037 donde el 46% de la demanda correspondería a la Subestación SEPU y el 39% correspondería a la Subestación SEPI.

A continuación, se muestra los mapas de densidad de carga del sistema eléctrico Pucallpa para los años 2018 y 2037, se muestra en la figura 55 y figura 56 respectivamente.

Figura 55

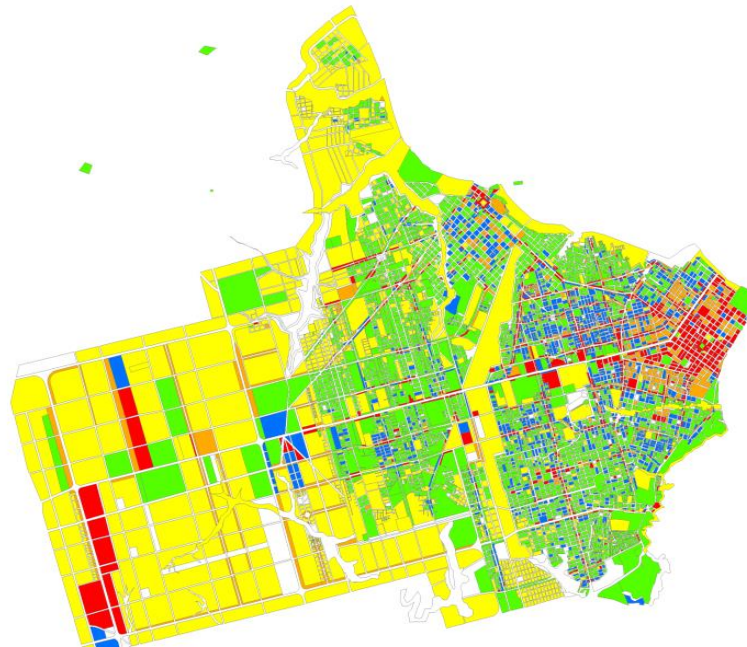
Mapa de Densidad de Carga Sistema Eléctrico Pucallpa – Año 2017



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Figura 56

Mapa de Densidad de Carga Sistema Eléctrico Pucallpa – Año 2037



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

3.6 Formulación de proyectos de inversión

Conforme a los resultados del diagnóstico de los sistemas de distribución existente y del análisis del mercado eléctrico se formularán alternativas de inversión en distribución

eléctrica a fin de atender la demanda proyectada en el horizonte de planificación 2018-2037, respetando los criterios de confiabilidad, buena calidad de tensión y nivel de pérdidas por debajo de las pérdidas estándares. Las alternativas de inversión para el planeamiento de largo plazo, están orientados a:

- i. Determinar la cantidad de alimentadores primarios necesarios para atender la demanda proyectada para el periodo 2018-2037 respetando los criterios de confiabilidad de suministro, calidad de energía y mínimas pérdidas.
- ii. Determinar la ruta de las troncales y laterales principales con el fin de aumentar la confiabilidad de suministro mediante la transferencia de energía entre alimentadores primarios.
- iii. Definir el nivel de tensión y el tipo de conductor de los alimentadores primarios, a fin de que las pérdidas de energía en MT estén por debajo de las pérdidas estándares (OSINERGMIN, 2016).

ELUC a la fecha viene desarrollando proyectos en transmisión y proyectos de inversión privada en distribución, ver Tabla 30, los cuales se consideran como proyectos existentes para el corto plazo del presente estudio. Por otro lado, dado que el presente estudio está orientado a la planificación en distribución se considerará válida la alternativa 3 de transmisión de largo plazo del estudio (ELECTROUCAYALI, 2014).

Tabla 30

Proyectos de Transmisión en desarrollo - ELUC

N°	Año	Proyecto	Instalación	Inversión US\$
1	2018	LT 60 kV, Der Manantay – Manantay, 1,7 km y Nueva SET Manantay 60/22,9/10 kV, 30 MVA; incluye dos (02) celdas de línea, celdas de transformador conexas y celdas en MT.	Nueva SET Manantay	2 043 590
2	2018	Transformador de Reserva 60/22,9/10, 30 MVA, ubicado en SET Manantay.	Nueva SET Manantay	1 185 099
3	2018	Nueva SET Campo Verde 138/22,9 kV, 20 MVA; incluye dos (02) celdas de línea y celdas de transformador conexas.	Nueva SET Campo Verde	2 670 818
4	2018	Ocho (08) celdas de alimentador en MT para las nuevas SET's Manantay y Campo Verde.	Nueva SET's Manantay y Campo Verde	-

Nota: fuente Revisión y Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 14 (OSINERGMIN, 2018)

3.6.1 Remodelación de la red primaria de Pucallpa

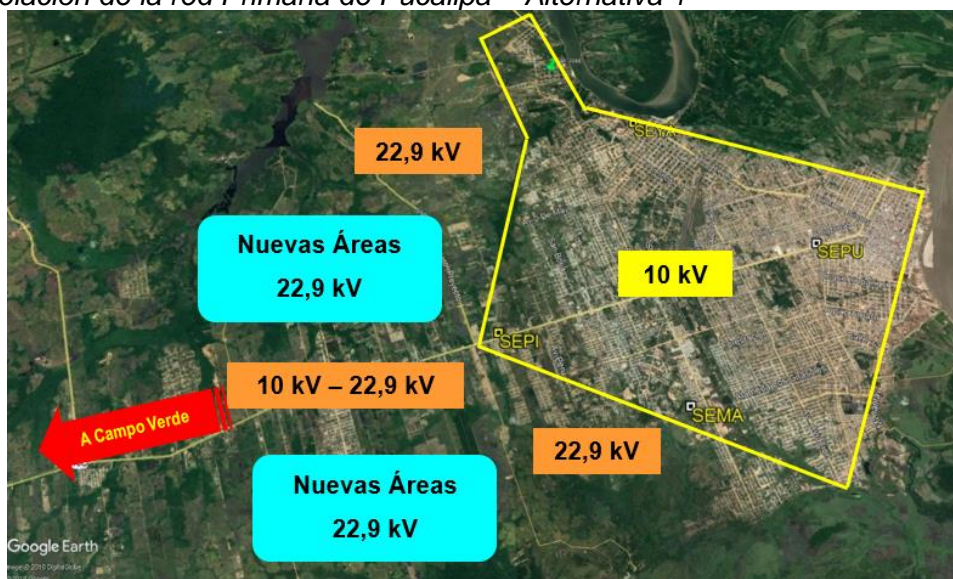
Descripción de las alternativas de inversión. Se identificaron 4 alternativas de inversión para el Sistema Eléctrico de Pucallpa.

Alternativa 1. La Alternativa 1 incluye lo siguiente:

- ✓ Mantener el nivel de tensión en 10 kV, de los alimentadores primarios existentes localizados dentro del polígono de color amarillo; como se muestra en la figura 57.
- ✓ Mantener el nivel de tensión en 10 kV del alimentador D4 y en 22,9 kV de los alimentadores D5 y D8, cuyas troncales recorren la Avenida Centenario a partir de la Subestación SEPI con dirección a Campo Verde.
- ✓ Las nuevas áreas de demanda deben ser atendidas en 22,9 kV, para lo cual se modificará la ruta de las troncales de los alimentadores D6 y D7 (Actual en 22,9 kV).
- ✓ Implementación de 4 alimentadores primarios a partir de la futura Subestación SEMA (SEMA se ubicará en Manantay).
- ✓ Para el cumplimiento de todas las características descritas de la Alternativa 1, Pucallpa debe de ser atendido mediante 24 alimentadores (19 en 10 kV y 5 en 22,9 kV). Esto implica que los alimentadores C10 y C13 son desactivados y sus cargas son atendidas por alimentadores aledaños.

Figura 57

Remodelación de la red Primaria de Pucallpa – Alternativa 1



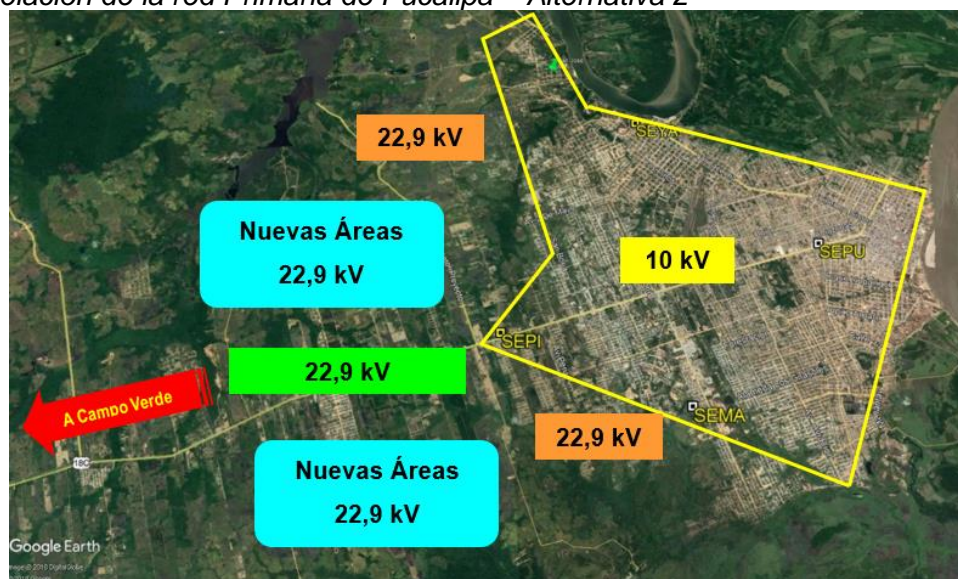
Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Alternativa 2. La Alternativa 2 incluye las siguientes características:

- ✓ Mantener el nivel de tensión en 10 kV, de los alimentadores primarios existentes localizados dentro del polígono de color amarillo; como se muestra en la figura 58.
- ✓ Cambiar a 22,9 kV el nivel de tensión de suministro desde la Subestación SEPI con dirección a Campo Verde. En consecuencia, el alimentador D4 se deja sin uso y toda su carga pasa a ser atendida por el alimentador D5. Por otro lado, el Alimentador D8 se usaría para atender la demanda del cliente libre “Cervecería San Juan”, así como también a las futuras cargas especiales ubicadas en la zona (Industria Liviana e industria pesada cuya demanda en conjunto sumarian 15 MW).
- ✓ Las nuevas áreas de demanda deben ser atendidas en 22,9 kV, para lo cual se modificará la ruta de las troncales de los alimentadores D6 y D7 (Actual en 22,9 kV).
- ✓ Implementación de 4 alimentadores primarios a partir de la futura Subestación SEMA.
- ✓ Para el cumplimiento de todas las características descritas de la Alternativa 2, Pucallpa debe de ser atendido mediante 23 alimentadores (18 en 10 kV y 5 en 22,9 kV). Esto implica que los alimentadores C10, C13 y D4 son desactivados y sus cargas son atendidas por alimentadores aledaños.

Figura 58

Remodelación de la red Primaria de Pucallpa – Alternativa 2



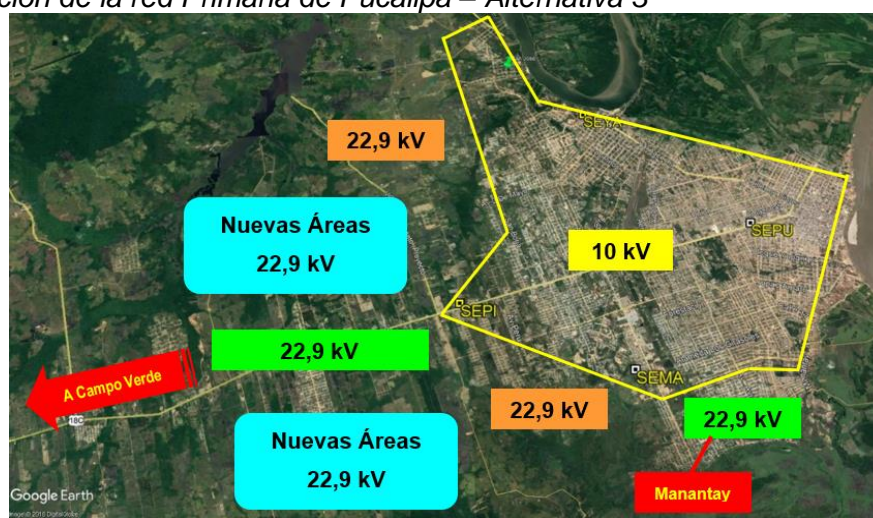
Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Alternativa 3. La Alternativa 3 incluye las siguientes características:

- ✓ Mantener el nivel de tensión en 10 kV los alimentadores primarios existentes localizados dentro del polígono de color amarillo; como se muestra en la figura 59.
- ✓ Cambiar a 22,9 kV el nivel de tensión los alimentadores primarios desde la Subestación SEPI con dirección a Campo Verde. En consecuencia, el alimentador D4 se deja sin uso y toda su carga pasa a ser atendida por el alimentador D5. Por otro lado, el Alimentador D8 se usaría exclusivamente para atender la demanda del cliente libre “Cervecería San Juan”, así como también a las futuras cargas especiales ubicadas en la zona (Industria Liviana e industria pesada cuya demanda en conjunto sumarían 15 MW).
- ✓ Las nuevas áreas de demanda deben ser atendidas en 22,9 kV, se modificará la ruta de las troncales de los alimentadores D6 y D7 (Actualmente en 22,9 kV).
- ✓ Cambiar el nivel de tensión a 22,9 kV la zona Sur de Manantay.
- ✓ Implementación de 3 alimentadores primarios a partir de la futura SET SEMA.
- ✓ Para el cumplimiento de todas las características descritas de la Alternativa 3, Pucallpa debe de ser atendido mediante 22 alimentadores (17 en 10 kV y 5 en 22,9 kV). Esto implica que los alimentadores C10, C13 y D4 son desactivados y sus cargas son atendidas por alimentadores aledaños.

Figura 59

Remodelación de la red Primaria de Pucallpa – Alternativa 3



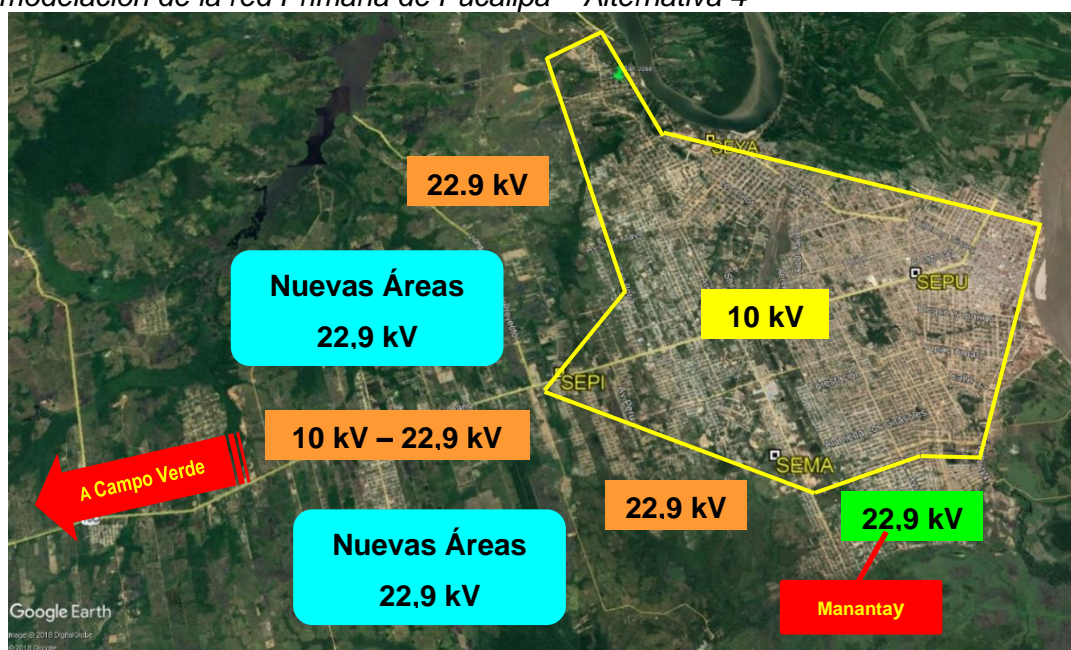
Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Alternativa 4. La Alternativa 4 incluye las siguientes características:

- ✓ Mantener el nivel de tensión en 10 kV los alimentadores primarios existentes localizados dentro del polígono de color amarillo; como se muestra en la figura 60.
- ✓ Mantener el nivel de tensión en 10 kV del alimentador D4 y de 22,9 kV de los alimentadores D5 y D8, cuyas troncales recorren la Avenida Centenario a partir de la Subestación SEPI con dirección a Campo Verde.
- ✓ Las nuevas áreas de demanda deben ser atendidas en 22,9 kV, para lo cual se modificará la ruta de las troncales de los alimentadores D6 y D7.
- ✓ Cambiar el nivel de tensión a 22,9 kV la zona Sur de Manantay, tal como se presenta en la figura 60.
- ✓ Implementación de 3 alimentadores primarios a partir de la futura Subestación SEMA.
- ✓ Para el cumplimiento de todas las características descritas de la Alternativa 4, Pucallpa debe de ser atendido mediante 23 alimentadores (18 en 10 kV y 5 en 22,9 kV). Esto implica que los alimentadores C10 y C13 son desactivados y sus cargas son atendidas por alimentadores aledaños.

Figura 60

Remodelación de la red Primaria de Pucallpa – Alternativa 4



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Evaluación técnica de las Alternativas de Inversión. Para la evaluación técnica se realizó simulaciones de flujo de potencia para cada una de las Alternativas.

Pérdidas de energía. Las 4 Alternativas de inversión cumplen que las pérdidas técnicas de energía en MT del sistema eléctrico de Pucallpa en su totalidad se encuentran por debajo de las pérdidas estándares establecidas en (OSINERGMIN, 2016), en el siguiente orden:

- ✓ Alternativa 1: 1,06% de pérdidas técnicas de energía en MT; ver Tabla 31.
- ✓ Alternativa 2: 1,02% de pérdidas técnicas de energía en MT; ver Tabla 32.
- ✓ Alternativa 3: 1,01% de pérdidas técnicas de energía en MT; ver Tabla 33.
- ✓ Alternativa 4: 1,00% de pérdidas técnicas de energía en MT; ver Tabla 34.

Tabla 31

Pérdidas Técnicas de Energía en MT – Alternativa 1

Alimentador	Nivel de Tensión (kV)	MD (kW)	Pérdida (kW)	Pérdida (kW.h)	Pérdida Real (%)	Pérdida Estándar (%)	Calificación
C1	10	5 314	64	22 257	0,86%	1,28%	√
C2	10	4 965	83	28 546	1,18%	1,28%	√
C3	10	5 487	93	32 161	1,21%	1,28%	√
C4	10	6 128	89	30 767	1,03%	1,28%	√
C6	10	4 094	67	23 330	1,17%	1,28%	√
C7	10	5 053	62	21 434	0,87%	1,28%	√
C8	10	5 012	74	25 467	1,05%	1,28%	√
C9	10	4 798	82	28 391	1,22%	1,28%	√
C10	-	-	-	-	-	-	-
C11	10	5 092	57	19 656	0,80%	1,28%	√
C12	10	5 748	84	28 889	1,04%	1,28%	√
C13	-	-	-	-	-	-	-
D1	10	3 690	64	22 209	1,24%	1,28%	√
D3	10	4 740	64	22 133	0,96%	1,28%	√
D4	10	6 770	115	39 727	1,21%	1,28%	√
D5	22,9	6 553	109	29 622	1,05%	1,99%	√
D6	22,9	7 586	125	43 401	1,18%	1,28%	√
D7	22,9	12 024	167	57 639	0,99%	1,28%	√
D8	22,9	7 753	138	47 735	1,27%	1,28%	√
N2	10	4 029	58	19 960	1,02%	1,28%	√
N5	10	3 586	46	15 999	0,92%	1,28%	√
N6	10	4 114	66	22 966	1,15%	1,28%	√
M01	10	4 031	53	18 210	0,93%	1,28%	√
M02	10	4 729	75	25 993	1,13%	1,28%	√
M03	10	5 120	99	34 109	1,37%	1,28%	x
M04	22,9	3 054	9	3 127	0,21%	1,28%	√
Total Pérdidas de Energía en MT				663 728	1,06%	1,28%	√

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Tabla 32

Pérdidas Técnicas de Energía en MT – Alternativa 2

Alimentador	Nivel de Tensión (kV)	MD (kW)	Pérdida (kW)	Pérdida (kW.h)	Pérdida Real (%)	Pérdida Estándar (%)	Calificación
C1	10	5 314	64	22 264	0,86%	1,28%	√
C2	10	4 965	83	28 553	1,18%	1,28%	√
C3	10	5 487	93	32 168	1,21%	1,28%	√
C4	10	6 187	91	31 518	1,05%	1,28%	√
C6	10	4 036	66	22 738	1,16%	1,28%	√
C7	10	5 053	62	21 437	0,87%	1,28%	√
C8	10	5 012	74	25 474	1,05%	1,28%	√
C9	10	4 798	82	28 401	1,22%	1,28%	√
C10	-	-	-	-	-	-	-
C11	10	5 092	57	19 663	0,80%	1,28%	√
C12	10	5 748	84	28 896	1,04%	1,28%	√
C13	-	-	-	-	-	-	-
D1	10	3 690	64	22 202	1,24%	1,28%	√
D3	10	4 740	64	22 126	0,96%	1,28%	√
D4	-	-	-	-	-	-	-
D5	22,9	10 125	161	43 725	1,01%	1,99%	√
D6	22,9	7 562	101	34 949	0,95%	1,28%	√
D7	22,9	12 024	167	57 878	0,99%	1,28%	√
D8	22,9	10 907	157	54 173	1,02%	1,28%	√
N2	10	4 029	58	20 078	1,03%	1,28%	√
N5	10	3 592	52	18 026	1,03%	1,28%	√
N6	10	3 566	40	13 699	0,79%	1,28%	√
M01	10	4 031	53	18 213	0,93%	1,28%	√
Total Pérdidas de Energía en MT				632 085	1,02%	1,28%	√

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Tabla 33

Pérdidas Técnicas de Energía en MT – Alternativa 3

Alimentador	Nivel de Tensión (kV)	MD (kW)	Pérdida (kW)	Pérdida (kW.h)	Pérdida Real (%)	Pérdida Estándar (%)	Calificación
C1	10	5 314	64	22 257	0,86%	1,28%	√
C2	10	4 965	83	28 546	1,18%	1,28%	√
C3	10	5 487	93	32 158	1,21%	1,28%	√
C4	10	6 187	91	31 490	1,05%	1,28%	√
C6	10	4 036	66	22 731	1,16%	1,28%	√
C7	10	5 053	62	21 430	0,87%	1,28%	√
C8	10	5 012	74	25 467	1,05%	1,28%	√
C9	10	4 798	82	28 391	1,22%	1,28%	√
C10	-	-	-	-	-	-	-
C11	10	5 092	57	19 656	0,80%	1,28%	√
C12	10	5 748	84	28 889	1,04%	1,28%	√
C13	-	-	-	-	-	-	-
D1	10	3 690	64	22 202	1,24%	1,28%	√
D3	10	4 740	64	22 126	0,96%	1,28%	√
D4	-	-	-	-	-	-	-
D5	22,9	10 125	161	43 725	1,01%	1,99%	√
D6	22,9	5 212	85	29 484	1,17%	1,28%	√
D7	22,9	12 024	167	57 878	0,99%	1,28%	√
D8	22,9	13 296	212	73 369	1,14%	1,28%	√
N2	10	3 366	35	12 263	0,75%	1,28%	√
N5	10	4 253	73	25 108	1,22%	1,28%	√
N6	10	4 107	59	20 337	1,02%	1,28%	√
M01	10	4 030	52	18 151	0,93%	1,28%	√
Total Pérdidas de Energía en MT				626 938	1,01%	1,28%	√

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Tabla 34**Pérdidas Técnicas de Energía en MT – Alternativa 4**

Alimentador	Nivel de Tensión (kV)	MD (kW)	Pérdida (kW)	Pérdida (kW.h)	Pérdida Real (%)	Pérdida Estándar (%)	Calificación
C1	10	5 314	64	22 257	0,86%	1,28%	√
C2	10	4 965	83	28 546	1,18%	1,28%	√
C3	10	5 487	93	32 158	1,21%	1,28%	√
C4	10	6 187	91	31 490	1,05%	1,28%	√
C6	10	4 036	66	22 731	1,16%	1,28%	√
C7	10	5 053	62	21 430	0,87%	1,28%	√
C8	10	5 012	74	25 467	1,05%	1,28%	√
C9	10	4 798	82	28 391	1,22%	1,28%	√
C10	-	-	-	-	-	-	-
C11	10	5 092	57	19 656	0,80%	1,28%	√
C12	10	5 748	84	28 889	1,04%	1,28%	√
C13	-	-	-	-	-	-	-
D1	10	3 690	64	22 209	1,24%	1,28%	√
D3	10	4 740	64	22 133	0,96%	1,28%	√
D4	10	6 770	115	39 727	1,21%	1,28%	√
D5	22,9	6 553	109	29 619	1,05%	1,99%	√
D6	22,9	7 545	84	29 204	0,80%	1,28%	√
D7	22,9	12 024	167	57 636	0,99%	1,28%	√
D8	22,9	7 751	136	47 036	1,25%	1,28%	√
N2	10	4 029	58	20 002	1,02%	1,28%	√
N5	10	3 592	52	17 961	1,03%	1,28%	√
N6	10	4 102	54	18 566	0,93%	1,28%	√
M01	10	4 030	52	18 151	0,93%	1,28%	√
M02	10	4 729	75	25 907	1,13%	1,28%	√
M03	0	-	-	-	-	-	-
M04	22,9	8 111	45	15 581	0,40%	1,28%	√
Total Pérdidas de Energía				624 746	1,00%	1,28%	√

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Cargabilidad de Alimentadores Primarios. La demanda promedio de los alimentadores primarios obtenidas con la remodelación de la red primaria para cada Alternativa, se encuentra en el rango de 4,73 MW a 4,85 MW en 10 kV y de 7,39 MW a 9,75 MW en 22,9 kV; tal como se indica en la Tabla 35.

Tabla 35**Demanda promedio de Alimentadores Primarios**

Tensión del Alimentador	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
10 kV	4,87 MW	4,73 MW	4,74 MW	4,85 MW
22,9 kV	7,39 MW	8,73 MW	9,75 MW	8,40 MW

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

En relación a lo anterior, se obtuvo que la cargabilidad promedio de los alimentadores primarios se encuentra en el orden del 50% para las 4 Alternativas; tal como se indica en la Tabla 36.

Tabla 36**Cargabilidad de Alimentadores Primarios**

Alimentador	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
C1	57,3%	57,3%	57,3%	57,3%
C2	53,5%	53,5%	53,5%	53,5%
C3	59,2%	59,2%	59,2%	59,2%
C4	66,1%	66,7%	66,7%	66,7%
C6	44,2%	43,5%	43,5%	43,5%
C7	54,5%	54,5%	54,5%	54,5%
C8	54,0%	54,0%	54,0%	54,0%
C9	51,7%	51,7%	51,7%	51,7%
C10	-	-	-	-
C11	54,9%	54,9%	54,9%	54,9%
C12	62,0%	62,0%	62,0%	62,0%
C13	-	-	-	-
D1	39,8%	39,8%	39,8%	39,8%
D3	51,1%	51,1%	51,1%	51,1%
D4	73,0%	-	-	73,0%
D5	30,9%	47,7%	47,7%	30,9%
D6	35,7%	35,6%	24,5%	35,5%
D7	56,6%	56,6%	56,6%	56,6%
D8	29,3%	41,2%	50,2%	29,3%
N2	43,4%	43,4%	36,3%	43,4%
N5	38,7%	38,7%	45,9%	38,7%
N6	44,4%	38,5%	44,3%	44,2%
M01	43,5%	43,5%	43,5%	43,5%
M02	51,0%	51,0%	51,0%	51,0%
M03	55,2%	55,3%	-	-
M04	14,4%	14,4%	38,2%	38,2%
Promedio	48,5%	48,4%	49,4%	49,2%

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Evaluación Económica de las Alternativas de Inversión. Para la evaluación económica, se calculará el valor actual neto del costo total (CT) el cual será igual a la suma del valor actual neto de: Costo de Inversión (CI), costo de operación y mantenimiento (CO&M) y costo de las pérdidas de energía (CP); tal como se indica en la ecuación 9 antes descrita.

La valorización del equipamiento de la red de distribución primaria se realizó utilizando los Costos Estándar de Inversión de las Instalaciones de Distribución Eléctrica (SICODI) (OSINERGMIN, 2018) .El costo de operación y mantenimiento se considera el 3% del costo de la inversión. Para la valorización de las pérdidas de energía se consideró el costo de la energía en 84,81 US\$/MW.h.

Costo de Inversión. La alternativa que presenta un menor Costo de Inversión es la Alternativa 4, seguido de la Alternativa 3; tal como se indica en la Tabla 37.

Tabla 37*Costo de Inversión de Alternativas Pucallpa – US\$*

ítem	Descripción	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
1	Red Primaria Instalación Nueva	3 527 288	3 506 319	1 764 129	3 369 564
1.2	Redes MT - Instalación Nueva	3 196 921	3 175 951	1 500 552	3 105 988
1.3	Celdas de Salida MT	330 368	330 368	263 577	263 577
2	Redes MT - Reemplazo Instalación Existente	2 890 355	2 848 478	5 740 816	2 884 438
3	Sistema de Compensación Reactiva	143 478	143 478	143 478	143 478
4	Control y Protección	1 582 037	1 516 119	1 450 200	1 516 119
5	Costo de SEDs	1 212 308	1 469 050	1 643 732	1 382 023
2.1	SEDs para nuevas Áreas de Demanda	735 352	757 355	757 355	735 352
2.2	Cambio de SEDs sobrecargadas de alimentadores con cambio de nivel de tensión 22,9 kV	377 270	210 193	-	174 399
2.3	Cambio de SEDs de alimentadores con cambio de nivel de tensión a 22,9 kV	99 686	501 502	886 376	472 271
	COSTO DE INVERSIÓN	9 355 466	9 483 444	10 742 355	9 295 622
	VAN	5 236 678	5 345 921	5 231 651	5 208 449

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Costo de pérdidas de Energía. La alternativa que presenta un menor Costo de Pérdidas de Energía es la Alternativa 4, seguido de la Alternativa 3; tal como se indica en la Tabla 38.

Tabla 38*Costo de pérdidas Pucallpa – US\$*

Descripción	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
Costo Total	646 274	615 464	610 452	608 317
VAN	179 571	171 010	169 617	169 024

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Costo Total de las Alternativas de Inversión. La alternativa que presenta un menor Costo Total es la Alternativa 4, seguido de la Alternativa 3; tal como se indica en la Tabla 39.

Tabla 39*Costo total de las Alternativas Pucallpa – US\$*

ítem	Descripción	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
1	Costo de Inversión en Distribución Primaria	5 236 678	5 345 921	5 231 651	5 208 449
2	Costo de Operación y Mantenimiento	157 100	160 378	156 950	156 253
3	Costo de Pérdidas de Energía en MT	179 571	171 010	169 617	169 024
	Costo Total	5 573 349	5 677 309	5 558 218	5 533 727
	Variación de Costos	101%	103%	100%	100%

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

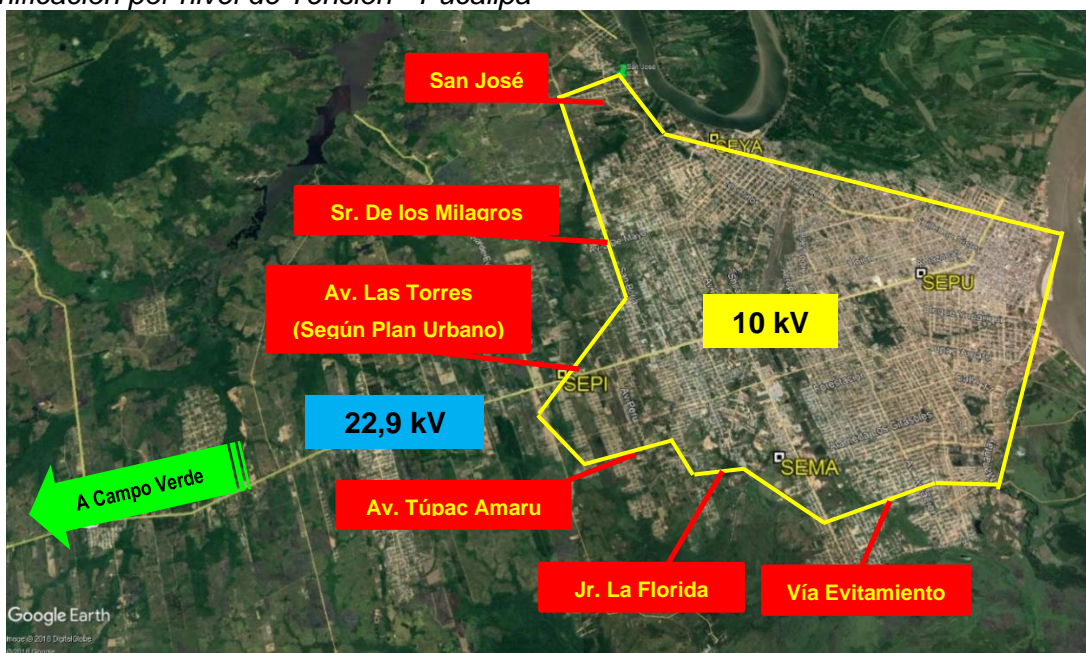
Alternativa de Inversión recomendada. Teniendo en cuenta que la Alternativa 3 tiene un costo ligeramente mayor que la Alternativa 4 (Diferencia irrelevante) se recomienda la Alternativa 3 como mejor Alternativa de Planeamiento de Largo Plazo, ya que al estar bien diferenciado el nivel de tensión (10 kV y 22,9 kV), en dos zonas distintas se incrementa el nivel de confiabilidad mediante la transferencia de cargas entre alimentadores a través de los circuitos laterales. También dicha Alternativa será mucho más adaptable frente a un horizonte de muy largo plazo, ya que permitirá acortar las redes de 10 kV e incrementar las redes en 22,9 kV con lo cual se tendrá mayor capacidad de transporte de los alimentadores.

A continuación, se describe complementariamente la remodelación de la red primaria de Pucallpa según la Alternativa 3 (Alternativa Recomendada).

Delimitación de las zonas según el nivel de Tensión. De acuerdo al nivel de tensión, el Sistema Eléctrico de Pucallpa estará dividido en dos zonas: La primera zona en 10 kV cuya área se encuentra dentro del polígono de color amarillo y la segunda zona en 22,9 kV corresponde al área fuera del polígono de color amarillo; tal como se muestra la figura 61.

Figura 61

Zonificación por nivel de Tensión - Pucallpa

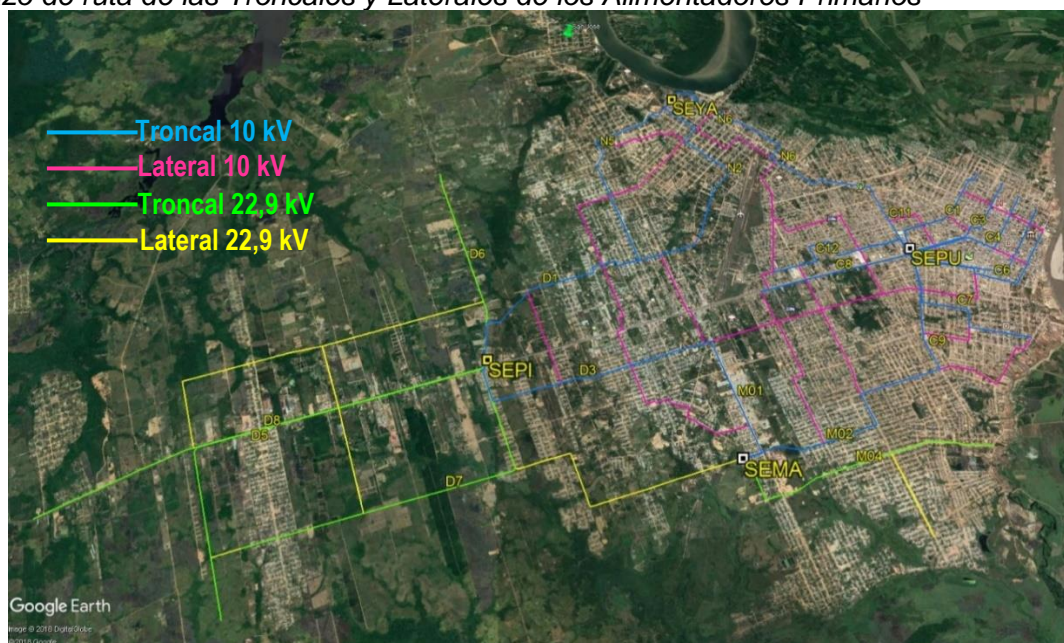


Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Trazo de ruta de troncales y laterales de los Alimentadores Primarios. Se ha determinado que el tipo de conductor a implementar en las troncales de los alimentadores primarios (en 10 kV y 22,9 kV) localizados en la zona urbana es AAAC de 240 mm² y el tipo de conductor para los circuitos laterales es AAAC 120 mm². La ruta de las troncales y laterales de los alimentadores primarios se muestra en la figura 62.

Figura 62

Trazo de ruta de las Troncales y Laterales de los Alimentadores Primarios



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Distribución de los Alimentadores Primarios. La red primaria del Sistema Eléctrico Pucallpa estará constituida por 22 alimentadores primarios de los cuales 17 son en 10 kV y 5 son en 22,9 kV, como se indica en la Tabla 40.

Tabla 40

Listado de Alimentadores Primarios – Alternativa 3

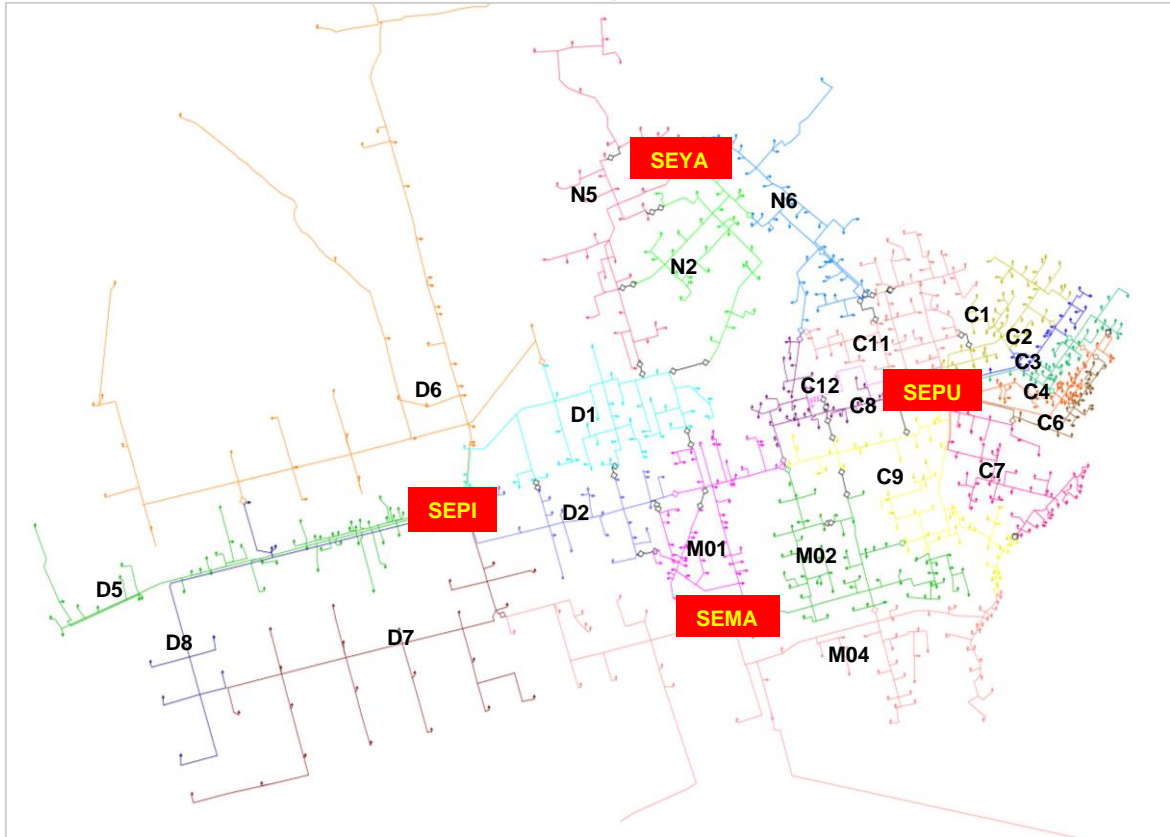
ítem	Código de Alimentador	Nivel de Tensión (kV)	SET	Observación
1	C1 al C12	10	SEPU	Alimentador Existente
2	D1-D3	10	SEPI	Alimentador Existente
3	D5 al D8	22,9	SEPI	Alimentador Existente
4	N2	10	SEYA	Alimentador Existente
5	N5	10	SEYA	Alimentador Existente
6	N6	10	SEYA	Alimentador Existente
7	M01	10	SEMA	Alimentador Nuevo
8	M02	10	SEMA	Alimentador Nuevo
9	M04	22,9	SEMA	Alimentador Nuevo

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

La distribución de los alimentadores primarios se muestra en la figura 63.

Figura 63

Distribución de Alimentadores Primarios Pucallpa – Alternativa 3



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados

4.1 Análisis y formulación de proyectos de inversión 2019-2023

De acuerdo a los resultados del diagnóstico del sistema eléctrico Pucallpa y del análisis del mercado eléctrico plasmados en el Planeamiento eléctrico de largo plazo, se formulan proyectos de inversión en distribución eléctrica a fin de atender la demanda proyectada en el horizonte 2019-2023; respetando el modelo topológico a fin de dar confiabilidad al sistema eléctrico, buena calidad de tensión y nivel de pérdidas por debajo de las pérdidas estándares.

Por su parte ELUC a la fecha viene desarrollando proyectos en transmisión; tal como se indicó en la Tabla 30, cuya puesta en operación se estima para el año 2021.

4.1.1 Remodelación de la red primaria de Pucallpa 2019-2023

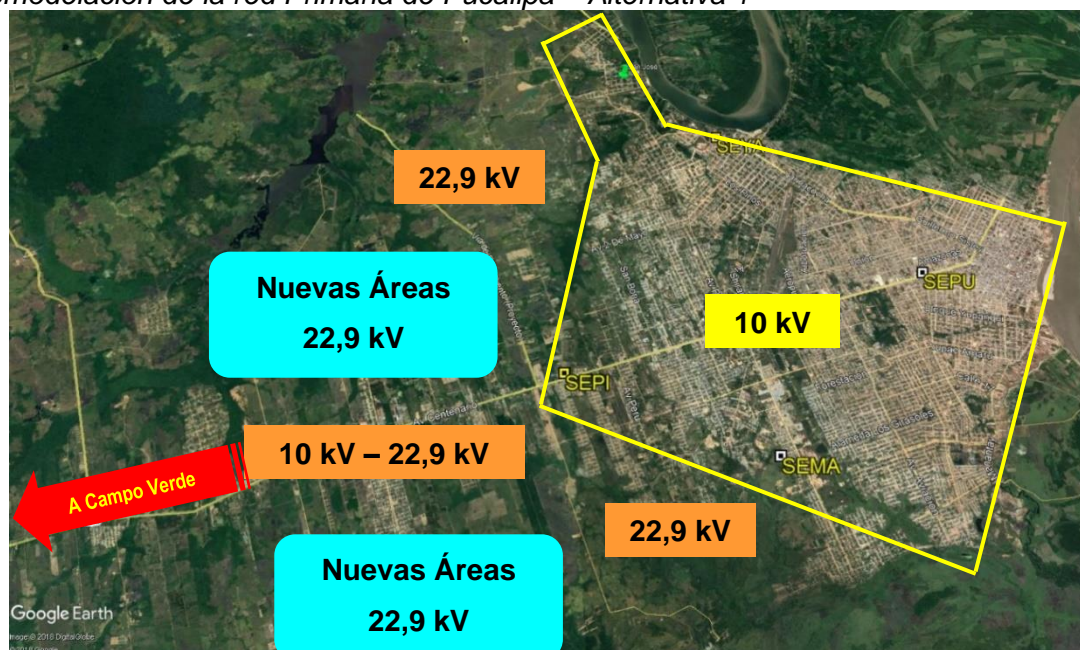
Descripción de las Alternativas de Inversión. Se identificaron 3 Alternativas de inversión para el Sistema Eléctrico de Pucallpa:

Alternativa 1. La Alternativa 1 incluye lo siguiente:

- ✓ Mantener el nivel de tensión en 10 kV, de los alimentadores primarios existentes localizados dentro del polígono de color amarillo; como se muestra en la figura 64.
- ✓ Mantener el nivel de tensión en 10 kV del alimentador D3 y D4 y en 22,9 kV de los alimentadores D5 y D8, cuyas troncales recorren la Avenida Centenario a partir de la Subestación SEPI con dirección a Campo Verde.
- ✓ Las nuevas áreas de demanda deben ser atendidas en 22,9 kV, para lo cual se modificará la ruta de las troncales de los alimentadores D6 y D7 (22,9 kV).
- ✓ Implementación de 3 alimentadores primarios en 10 kV a partir de la futura Subestación SEMA (se ubicará en Manantay).
- ✓ Para el cumplimiento de todas las características descritas en la Alternativa 1, Pucallpa debe de ser atendido mediante 24 alimentadores (20 en 10 kV y 4 en 22,9 kV). Esto implica que el alimentador C13 es desactivado y la instalación existente es aprovechada para utilizarla en el alimentador C1.

Figura 64

Remodelación de la red Primaria de Pucallpa – Alternativa 1



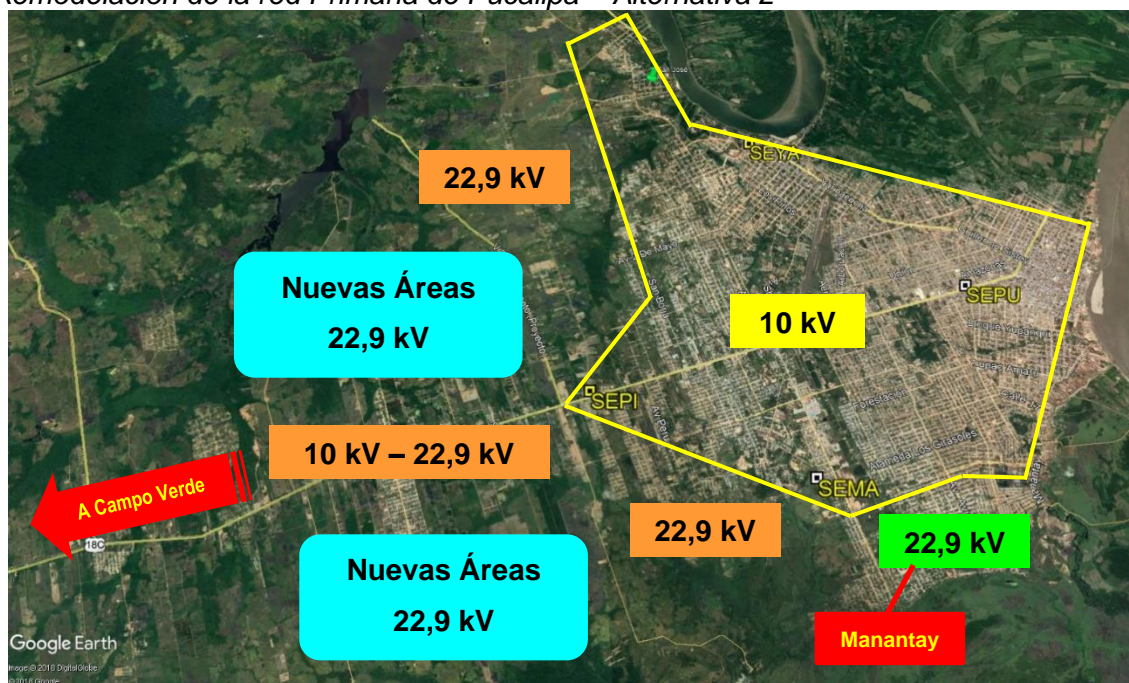
Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Alternativa 2. La Alternativa 2 incluye lo siguiente:

- ✓ Mantener el nivel de tensión en 10 kV de los alimentadores primarios existentes localizados dentro del polígono de color amarillo; como se muestra en la figura 65.
- ✓ Mantener el nivel de tensión en 10 kV del alimentador D4 y D3 y en 22,9 kV los alimentadores D5 y D8, cuyas troncales recorren la Avenida Centenario a partir de la Subestación SEPI con dirección a Campo Verde.
- ✓ Las nuevas áreas de demanda deben ser atendidas en 22,9 kV, para lo cual se modificará la ruta de las troncales de los alimentadores D6 y D7.
- ✓ Cambiar el nivel de tensión a 22,9 kV la zona Sur de Manantay (a partir de Vía Evitamiento)
- ✓ Implementación de 3 alimentadores primarios a partir de la futura Subestación SEMA (2 en 10 kV y 1 en 22,9 kV).
- ✓ Para el cumplimiento de todas las características descritas en la Alternativa 2, Pucallpa debe de ser atendido mediante 24 alimentadores (19 en 10 kV y 5 en 22,9 kV). Esto implica que el alimentador C13 es desactivado y la instalación existente es aprovechada para utilizarla en el alimentador C1.

Figura 65

Remodelación de la red Primaria de Pucallpa – Alternativa 2



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

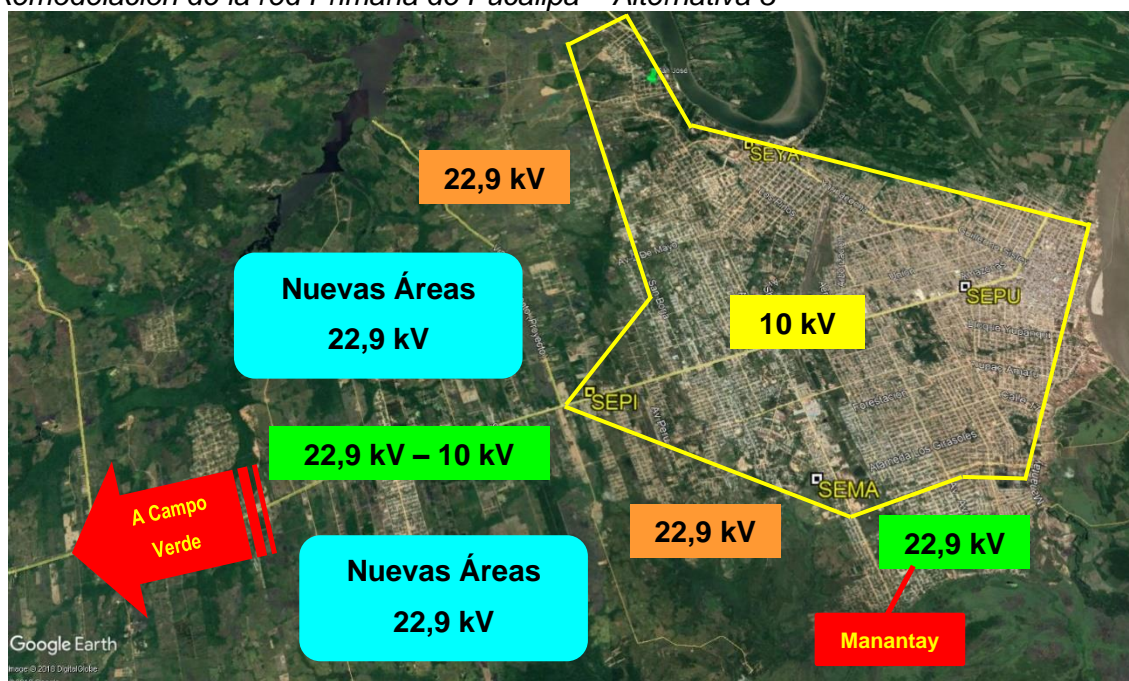
Alternativa 3. La implementación de esta alternativa dentro del periodo tarifario 2019-2023 formaría parte de la alternativa recomendada para el largo plazo 2018-2037. Esta alternativa incluye lo siguiente:

- ✓ Mantener el nivel de tensión en 10 kV de los alimentadores primarios existentes localizados dentro del polígono de color amarillo; como se muestra en la figura 66.
- ✓ Cambiar las SEDs 10/0,38 kV de propiedad de ELUC conectados a los alimentadores D3 y D4 (a partir de SEPI con dirección a Campo Verde), por SEDs 22,9/0,38 kV a fin de reconectarlos al alimentador D8. Este cambio resulta muy importante ya que sería el primer paso del cambio gradual de 10 kV a 22,9 kV de todas las subestaciones ubicadas en este sector.
- ✓ Las nuevas áreas de demanda deben ser atendidas en 22,9 kV, para lo cual se modificará la ruta de las troncales de los alimentadores D6 y D7 (Actualmente en 22,9 kV).
- ✓ Cambiar el nivel de tensión a 22,9 kV la zona Sur de Manantay (a partir de vía Evitamiento).

- ✓ Implementación de 3 alimentadores primarios a partir de la futura Subestación SEMA (2 en 10 kV y 1 en 22,9 kV).
- ✓ Para el cumplimiento de todas las características descritas en la Alternativa 3, Pucallpa debe de ser atendido mediante 24 alimentadores (19 en 10 kV y 5 en 22,9 kV). Esto implica que el alimentador C13 es desactivado y la instalación existente es aprovechado para utilizarlo en el alimentador C1.

Figura 66

Remodelación de la red Primaria de Pucallpa – Alternativa 3



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Evaluación técnica de las Alternativas de Inversión. Para la evaluación técnica se realizó simulaciones de flujo de potencia para cada una de las Alternativas.

Pérdidas de energía. Las 3 Alternativas de inversión cumplen que las pérdidas técnicas de energía en MT del sistema eléctrico de Pucallpa se encuentran por debajo de las pérdidas estándares establecidas en (OSINERGMIN, 2016) (1,28%), en el siguiente orden:

- ✓ Alternativa 1: 1,06% de pérdidas técnicas de energía en MT; ver Tabla 41.
- ✓ Alternativa 2: 1,02% de pérdidas técnicas de energía en MT; ver Tabla 42.
- ✓ Alternativa 3: 0,96% de pérdidas técnicas de energía en MT; ver Tabla 43.

Tabla 41

Pérdidas Técnicas de Energía en MT – Alternativa 1

ítem	Alim.	Nivel de Tensión (kV)	MD (kW)	Pérdida (kW)	Demanda (kW.h)	Pérdida (kW.h)	Pérdida Real (%)	Pérdida Estándar (%)	Calif
1	C1	10	5 651	89	2 743 114	30 715	1,12%	1,28%	√
2	C2	10	4 887	76	2 372 205	26 194	1,10%	1,28%	√
3	C3	10	5 115	80	2 483 045	27 692	1,12%	1,28%	√
4	C4	10	5 854	89	2 841 571	30 653	1,08%	1,28%	√
5	C6	10	5 274	94	2 560 419	32 670	1,28%	1,28%	√
6	C8	10	5 510	84	2 674 973	29 204	1,09%	1,28%	√
7	C9	10	1 983	11	962 509	3 722	0,39%	1,28%	√
8	C10	10	1 818	26	882 611	9 053	1,03%	1,28%	√
9	C11	10	5 874	62	2 851 348	21 361	0,75%	1,28%	√
10	C12	10	6 038	98	2 931 285	34 047	1,16%	1,28%	√
11	D1	10	2 876	43	1 395 948	14 751	1,06%	1,28%	√
12	D3	10	4 328	60	2 100 922	20 714	0,99%	1,28%	√
13	D4	10	3 369	62	1 635 279	21 330	1,30%	1,28%	x
14	D5	22,9	879	12	377 593	3 343	0,89%	1,99%	√
15	D6	22,9	675	3	327 807	1 135	0,35%	1,28%	√
16	D8	22,9	832	2	404 075	827	0,20%	1,28%	√
17	N2	10	3 533	37	1 715 119	12 844	0,75%	1,28%	√
18	N5	10	1 681	25	816 208	8 780	1,08%	1,28%	√
19	N6	10	3 964	56	1 924 130	19 265	1,00%	1,28%	√
20	M01	10	4 532	71	2 199 845	24 444	1,11%	1,28%	√
21	M02	10	4 072	65	1 976 509	22 344	1,13%	1,28%	√
22	M04	10	4 127	73	2 003 601	25 391	1,27%	1,28%	√
Total Pérdidas de Energía					42 890 760	454 690	1,06%	1,28%	√

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Tabla 42

Pérdidas Técnicas de Energía en MT – Alternativa 2

ítem	Alim.	Nivel de Tensión (kV)	MD (kW)	Pérdida (kW)	Demanda (kW.h)	Pérdida (kW.h)	Pérdida Real (%)	Pérdida Estándar (%)	Calif.
1	C1	10	5 651	89	2 743 119	30 719	1,12%	1,28%	√
2	C2	10	4 887	76	2 372 210	26 197	1,10%	1,28%	√
3	C3	10	5 115	80	2 483 050	27 695	1,12%	1,28%	√
4	C4	10	5 854	89	2 841 576	30 656	1,08%	1,28%	√
5	C6	10	5 274	94	2 560 424	32 673	1,28%	1,28%	√
6	C8	10	5 510	84	2 674 978	29 207	1,09%	1,28%	√
7	C9	10	1 983	11	962 509	3 722	0,39%	1,28%	√
8	C10	10	1 818	26	882 611	9 053	1,03%	1,28%	√
9	C11	10	5 874	62	2 851 348	21 361	0,75%	1,28%	√
10	C12	10	6 038	98	2 931 290	34 050	1,16%	1,28%	√
11	D1	10	2 876	43	1 395 904	14 719	1,05%	1,28%	√
12	D3	10	4 328	60	2 100 859	20 669	0,98%	1,28%	√
13	D4	10	3 369	62	1 635 216	21 285	1,30%	1,28%	x
14	D5	22,9	879	12	377 593	3 343	0,00%	1,99%	√
15	D6	22,9	675	3	327 802	1 131	0,35%	1,28%	√
16	D8	22,9	832	2	404 065	820	0,20%	1,28%	√
17	N2	10	3 533	37	1 715 119	12 844	0,75%	1,28%	√
18	N5	10	1 681	25	816 208	8 780	1,08%	1,28%	√
19	N6	10	3 964	56	1 924 130	19 265	1,00%	1,28%	√
20	M01	10	4 532	71	2 199 772	24 392	1,11%	1,28%	√
21	M02	10	4 071	64	1 976 441	22 295	1,13%	1,28%	√
22	M04	22,9	4 895	26	2 376 147	8 939	0,38%	1,28%	√
Total Pérdidas de Energía					42 863 313	435 131	1,02%	1,28%	√

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Tabla 43**Pérdidas Técnicas de Energía en MT – Alternativa 3**

ítem	Alim.	Nivel de Tensión (kV)	MD (kW)	Pérdida (kW)	Demanda (kW.h)	Pérdida (kW.h)	Pérdida Real (%)	Pérdida Estándar (%)	Calif.
1	C1	10	5 651	89	2 743 119	30 719	1,12%	1,28%	√
2	C2	10	4 887	76	2 372 210	26 197	1,10%	1,28%	√
3	C3	10	5 115	80	2 483 050	27 695	1,12%	1,28%	√
4	C4	10	5 854	89	2 841 576	30 656	1,08%	1,28%	√
5	C6	10	5 274	94	2 560 424	32 673	1,28%	1,28%	√
6	C7	10	4 761	91	2 310 942	31 314	1,36%	1,28%	X
7	C8	10	5 510	84	2 674 978	29 207	1,09%	1,28%	√
8	C9	10	1 983	11	962 509	3 722	0,39%	1,28%	√
9	C10	10	1 818	26	882 611	9 053	1,03%	1,28%	√
10	C11	10	5 874	62	2 851 348	21 361	0,75%	1,28%	√
11	C12	10	6 038	98	2 931 290	34 050	1,16%	1,28%	√
12	D1	10	2 874	41	1 395 196	14 214	1,02%	1,28%	√
13	D3	10	2 091	15	1 014 864	5 054	0,50%	1,28%	√
14	D4	10	2 086	27	1 012 728	9 413	0,93%	1,28%	√
15	D5	22,9	-	-	-	-	0,00%	1,99%	√
16	D6	22,9	689	4	334 230	1 214	0,36%	1,28%	√
17	D7	22,9	-	-	-	-	0,00%	1,28%	√
18	D8	22,9	5 150	26	2 499 880	8 901	0,36%	1,28%	√
19	N2	10	3 533	37	1 715 119	12 844	0,75%	1,28%	√
20	N5	10	1 681	25	816 208	8 780	1,08%	1,28%	√
21	N6	10	3 964	56	1 924 130	19 265	1,00%	1,28%	√
22	M01	10	4 532	71	2 199 772	24 392	1,11%	1,28%	√
23	M02	10	4 071	64	1 976 441	22 295	1,13%	1,28%	√
24	M04	22,9	4 895	26	2 376 147	8 939	0,38%	1,28%	√
Total Pérdidas de Energía					42 878 770	411 959	0,96%	1,28%	√

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Respecto a la caída de tensión en media tensión, este se encuentra dentro del rango establecido en (MINEM, 2008) (La restricción de mínimas pérdidas es más exigente que la restricción de caída de tensión, por lo tanto, se cumple el criterio de que las pérdidas técnicas de energía se encuentren por debajo de las pérdidas estándares, entonces se cumple que la caída de tensión se encuentra dentro del rango permitido)

Cargabilidad de Alimentadores Primarios. La demanda promedio de los alimentadores primarios obtenidas con la remodelación de la red primaria para cada alternativa, se encuentra en el orden de los 4 MW en 10 kV y desde 0,8 MW a 3,58 MW en 22,9 kV; tal como se indica en la Tabla 44. Estos resultados indican que habrá un mejor uso de la infraestructura en 22,9 kV con la Alternativa 3.

Tabla 44*Demanda promedio de Alimentadores Primarios*

Tensión del Alimentador	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
10 kV	4,26	4,27	4,08
22,9 kV	0,80	1,82	3,58

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

En relación a lo anterior, se obtuvo que la cargabilidad promedio de los alimentadores primarios es del 39,7% con la Alternativa 1 y de 40,4% con la Alternativa 3; tal como se indica en la Tabla 45.

Tabla 45*Cargabilidad de Alimentadores Primarios*

Alimentador	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
C1	60,9%	60,9%	60,9%
C2	52,7%	52,7%	52,7%
C3	55,2%	55,2%	55,2%
C4	63,1%	63,1%	63,1%
C6	56,9%	56,9%	56,9%
C7	70,8%	70,8%	70,8%
C8	59,4%	59,4%	59,4%
C9	34,3%	34,3%	34,3%
C10	15,6%	15,6%	0,0%
C11	63,3%	63,3%	63,3%
C12	65,1%	65,1%	65,1%
C13	-	-	-
D1	31,0%	31,0%	31,0%
D3	46,7%	46,7%	22,5%
D4	36,3%	18,0%	11,1%
D5	5,7%	5,7%	-
D6	8,9%	8,9%	9,1%
D7	10,8%	-	-
D8	3,1%	3,1%	19,4%
N2	38,1%	38,1%	38,1%
N5	18,1%	18,1%	18,1%
N6	42,7%	42,7%	42,7%
M01	48,9%	48,9%	48,9%
M02	43,9%	43,9%	43,9%
M04	22,3%	23,1%	23,1%
Promedio	39,7%	40,2%	40,4%

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Evaluación Económica de las Alternativas de Inversión. Para la evaluación económica, se calculará el Costo Total (CT) el cual será igual a la suma de: Costo de Inversión (CI), costo de operación y mantenimiento (CO&M) y costo de las pérdidas de energía (CP); tal como se indica en la ecuación 9 antes descrita.

La valorización del equipamiento de la red de distribución primaria se realizó utilizando los costos estándares (OSINERGMIN, 2018). El costo de operación y

mantenimiento se considera el 5% del costo de la inversión. Para la valorización de las pérdidas de energía se consideró el costo de la energía en 84,81 US\$/MW.h.

Costo de Inversión. En la Tabla 46, Tabla 47 y Tabla 48, se indican los montos de inversión por alimentador primarios de las Alternativas 1, 2 y 3 respectivamente.

Tabla 46

Costo de Inversión por Alimentador – Alternativa 1

Alimentador	Red Primaria	Celdas	Cambio de SEDs	Sistema de Protección	Total (US\$)	Año de Inversión
C1	110 973	66 791	-	65 918	243 683	2019
C2	100 546	66 791	-	65 918	233 256	2019
C3	98 242	66 791	-	65 918	230 951	2019
C4	129 244	66 791	-	65 918	261 953	2019
C6	86 110	66 791	-	65 918	218 820	2019
C8	129 384	66 791	-	65 918	262 094	2018
C11	101 797	-	-	-	101 797	2018
D4	88 169	66 791	-	65 918	220 878	2019
N2	210 251	66 791	-	65 918	342 961	2018
N6	148 495	66 791	-	65 918	281 204	2018
M01	143 076	66 791	-	65 918	275 785	2020
M02	269 726	66 791	-	65 918	402 436	2020
M04	305 883	66 791	-	65 918	438 593	2020
Total	1 921 896	801 494	-	791 018	3 514 408	

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Tabla 47

Costo de Inversión por Alimentador – Alternativa 2

Alimentador	Red Primaria	Celdas	Cambio de SEDs	Sistema de Protección	Total (US\$)	Año de Inversión
C1	110 973	66 791	-	65 918	243 683	2019
C2	100 546	66 791	-	65 918	233 256	2019
C3	98 242	66 791	-	65 918	230 951	2019
C4	129 244	66 791	-	65 918	261 953	2019
C6	86 110	66 791	-	65 918	218 820	2019
C8	129 384	66 791	-	65 918	262 094	2018
C11	101 797	-	-	-	101 797	2018
D4	88 169	-	-	-	88 169	2020
N2	210 251	66 791	-	65 918	342 961	2018
N6	148 495	66 791	-	65 918	281 204	2018
M01	143 076	66 791	-	65 918	275 785	2020
M02	269 726	66 791	-	65 918	402 436	2020
M04	191 191	64 997	368 213	65 918	690 320	2020
Total	1 807 204	732 909	368 213	725 100	3 633 427	

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Tabla 48**Costo de Inversión por Alimentador – Alternativa 3**

Alimentador	Red Primaria	Celdas	Cambio de SEDs	Sistema de Protección	Total (US\$)	Año de Inversión
C1	110 973	66 791	-	65 918	243 683	2019
C2	100 546	66 791	-	65 918	233 256	2019
C3	98 242	66 791	-	65 918	230 951	2019
C4	129 244	66 791	-	65 918	261 953	2019
C6	86 110	66 791	-	65 918	218 820	2019
C8	129 384	66 791	-	65 918	262 094	2018
C11	101 797	-	-	-	101 797	2018
D3	-	-	45 005	-	45 005	2020
D4	-	-	29 961	-	29 961	2020
N2	210 251	66 791	-	65 918	342 961	2018
N6	148 495	66 791	-	65 918	281 204	2018
M01	143 076	66 791	-	65 918	275 785	2020
M02	269 726	66 791	-	65 918	402 436	2020
M04	191 191	64 997	379 037	65 918	701 143	2020
Total	1 719 036	732 909	454 002	725 100	3 631 047	

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

La alternativa que presenta un menor Costo de Inversión es la Alternativa 1, seguido de la Alternativa 3; tal como se indica en la Tabla 49.

Tabla 49**Costo de Inversión de Alternativas Pucallpa – US\$**

Descripción	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Red Primaria	1 921 896	1 807 204	1 719 036
Celdas de Alimentador	801 494	732 909	732 909
Sistema de Protección	725 100	725 100	725 100
Cambio de SEDs	-	368 213	454 002
Costo de Inversión	3 448 490	3 633 427	3 631 047
VAN (Costo de Inversión)	3 136 890	3 210 640	3 208 743

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Costo de Pérdidas de Energía. La alternativa que presenta un menor Costo de Pérdidas de Energía es la Alternativa 3, seguido de la Alternativa 2; tal como se indica en la Tabla 50.

Tabla 50**Costo de Pérdidas de Energía Pucallpa – US\$**

ítem	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Costo Total	193 207	186 250	178 009
VAN	145 569	140 662	134 848

Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Costo Total de las Alternativas de Inversión. La alternativa que presenta un menor costo total es la Alternativa 1, seguido de la Alternativa 3; tal como se indica en la Tabla 51.

Tabla 51

Costo Total de las Alternativas Pucallpa – US\$

ítem	Descripción	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
1	Costo de Inversión en Distribución Primaria	3 136 890	3 210 640	3,208,743
2	Costo de Operación y Mantenimiento	156 844	160 532	160,437
3	Costo de Pérdidas de Energía en MT	145 569	140 662	134,848
	Costo Total	3 439 303	3 511 834	3 504 029
	Variación de Costos	100%	102%	102%

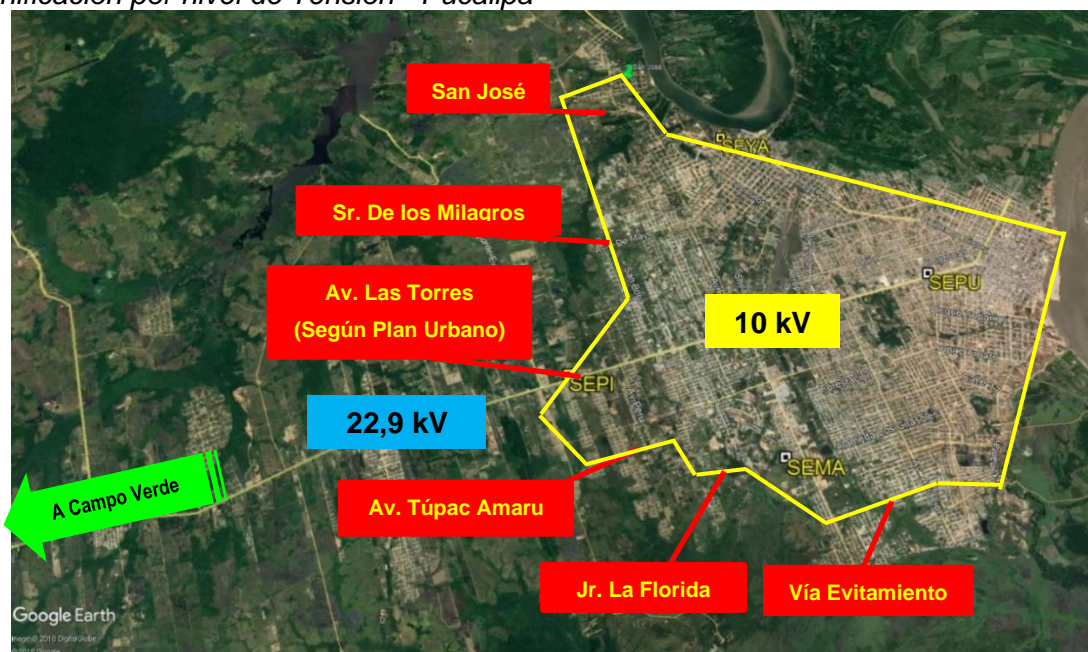
Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Alternativa de Inversión Recomendada. Teniendo en cuenta que la Alternativa 3 tiene un costo ligeramente mayor que la Alternativa 1 (Diferencia irrelevante del 2%) se recomienda la Alternativa 3 como mejor alternativa de inversión para el periodo tarifario 2019-2023, ya que esta alternativa formara parte de la alternativa óptima para el periodo 2018-2037. La Alternativa 3 pretende ampliar las redes en 22,9 kV y recortar las redes en 10 kV; así mismo establece que el tipo de conductor a estandarizar para las troncales y laterales de los alimentadores primarios es AAAC 240 mm² y AAAC 120 mm² respectivamente. A continuación, se describe los beneficios de la Alternativa 3.

Mayor calidad de suministro. Al estar diferenciado el área de demanda de Pucallpa en dos zonas con un nivel de tensión cada una (como se muestra en la figura 67, visión de Largo Plazo), permitirá la transferencia de carga entre alimentadores durante las interrupciones, acortándose la duración de las interrupciones, lo cual incrementará la satisfacción del cliente.

Figura 67

Zonificación por nivel de Tensión - Pucallpa



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Mayor calidad de tensión. El estandarizar el tipo de conductor a emplear en las troncales y laterales de los alimentadores primarios (ver figura 68), permitirá que el nivel de tensión en las redes primarias se encuentre dentro del rango permitido por (MINEM, 2008), lo cual conlleva a que la tensión de suministro de los clientes en MT sea de mayor calidad; así mismo que el nivel de tensión en el lado de media tensión de las SEDs que atienden a los clientes BT sea más estable en hora punta y en hora fuera de punta.

Figura 68

Trazo de ruta de las Troncales y Laterales de los Alimentadores Primarios

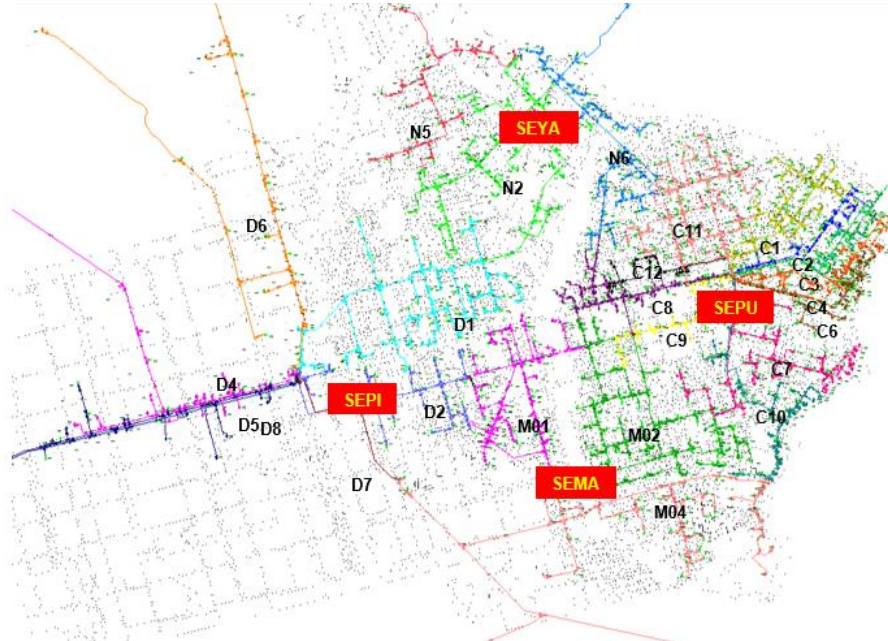


Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Ganancia económica para ELUC. Dicha ganancia resulta de la diferencia entre la pérdida estándar menos la pérdida real. En la figura 69, se muestra la distribución de los alimentadores primarios en función de la Alternativa 3.

Figura 69

Distribución de los Alimentadores Primarios



Nota: fuente Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (ELECTROUCAYALI, 2018)

Conclusiones

- En el año 2017, ELUC alcanzó una máxima demanda de 54,4 MW de la cual el 84% corresponde al sistema eléctrico Pucallpa (50,2 MW). 3 alimentadores estuvieron por encima del 70% de su capacidad nominal; así mismo existen alimentadores con baja cargabilidad. Respecto a pérdidas de energía en media tensión, 8 alimentadores localizados en Pucallpa y Campo Verde, son los que pierden más en kW.h y se encuentran por encima de las pérdidas estándares. 45 SEDs presentaron sobrecarga. La energía reactiva inductiva consumida en el sistema eléctrico de ELUC representó el 11% del total de la energía activa; sin embargo, en el punto de compra de energía Aguaytía 22,9 kV el consumo de energía reactiva representó el 39% del consumo de energía activa, esta situación a la operación del sistema disminuye la capacidad de las redes de MT y transformadores de distribución, a su vez incrementa la caída de tensión y con ello se incrementa el nivel de pérdidas de energía.

A nivel de SEDs y suministros, existen fluctuaciones de tensión fuera de las tolerancias permitidas por las normas de calidad, siendo la más crítica la sobretensión en horas fuera de punta, concluyendo la mala calidad de energía que presenta el sistema eléctrico, lo que indica que es necesario reconfigurar los alimentadores primarios para una mejor distribución de la carga y optimizar las redes.

- Como resultado de la proyección de la demanda vegetativa, las cargas especiales identificadas y los clientes libres, se estima que la demanda global de energía del Sistema Eléctrico Pucallpa, ascendería a 658 471 MW.h (127,7 MW) en el año 2037, representando el 71% de la energía proyectada para ELUC.

Se estima un crecimiento horizontal de 1 630 micro áreas nuevas (de un total de 7.709 micro áreas en Pucallpa), las cuales deberían de cubrir la demanda de 113 883 MW.h, valor que corresponde al crecimiento en áreas vacantes.

Para el año 2017, la zona de mayor densidad de carga corresponde al área de influencia de la Subestación SEPU con una participación del 61% de la demanda, seguido de la Subestación SEPI con una participación del 21% de la demanda. Estos porcentajes cambiarán en el año 2037 donde el 46% correspondería a la Subestación SEPU y el 39% correspondería a la Subestación SEPI.

- Para el sistema eléctrico Pucallpa se plantearon 4 alternativas, las cuales cumplen con los requerimientos técnicos de límite de caída de tensión, cargabilidad de los elementos y mínimas pérdidas. La alternativa de menor costo para el periodo de análisis (2018-2037) es la Alternativa 4. Sin embargo, teniendo en cuenta que la Alternativa 3 tiene un costo ligeramente mayor de US\$ 5 558 218, se recomienda como mejor Alternativa de Planeamiento de Largo Plazo, ya que al estar bien diferenciado el nivel de tensión (10 kV y 22,9 kV), en dos zonas distintas se incrementa el nivel de confiabilidad mediante la transferencia de cargas entre alimentadores a través de los circuitos laterales. También dicha Alternativa será mucho más adaptable frente a un horizonte de muy largo plazo, ya que permitirá acortar las redes de 10 kV e incrementar las redes en 22,9 kV con lo cual se tendrá mayor capacidad de transporte de los alimentadores.
- La alternativa de inversión recomendada (remodelación de la red primaria del sistema eléctrico Pucallpa), para el periodo tarifario 2019-2023 forma parte de la alternativa óptima seleccionada para el horizonte de largo plazo 2018-2037. Teniendo la Alternativa 3, un costo de inversión de US\$ 3 504 029.

Recomendaciones

- Atender inmediatamente aquellas SEDs que presentan sobrecargas, por encima del 20% de su valor nominal, a fin de evitar daños del transformador y/o disminución de la vida útil y mala calidad de tensión.
- Teniendo en cuenta que el alcance del presente estudio está enfocado en distribución, evaluar la posibilidad de implementar un sistema de transmisión en muy alta tensión desde la SET Pucallpa-ISA hasta la SET Pucallpa ELUC, que generaría grandes beneficios, como son reducción de pérdidas de energía, mejoramiento del nivel de tensión y mayor confiabilidad del sistema eléctrico.
- Fijar como requisito indispensable para la atención de sistemas de utilización en MT, que los transformadores a instalar tengan dos devanados en el lado de MT: 22,9 kV y 10 kV. Esto permitirá a la Empresa Electro Ucayali realizar el cambio de nivel de tensión a los alimentadores de MT en el momento que considera necesario.
- Se recomienda el modelo de las microáreas (proyección espacial de la demanda), planteado en el presente trabajo, para determinar de forma georeferenciada el crecimiento horizontal, vertical y grandes cargas, de la demanda a través del tiempo, reflejados a través de los mapas de densidad de carga. Permitiendo entender cómo está comportándose la demanda, y con ello postular las soluciones pertinentes para cubrir dicha necesidad.
- Se recomienda un planeamiento integral que comprenda los sistemas de Transmisión, y Distribución ya que involucraría un mejor análisis en base a las necesidades del usuario final y el crecimiento de carga, con el fin de evitar acumular ineficiencias en las redes eléctricas aguas abajo.
- En posteriores estudios, para el pronóstico de demanda bajo el modelo econométrico se recomienda hacer uso de variables dicotómicas “Dummy” para aislar el fenómeno en el periodo de pandemia Covid-2019, con el fin de amortiguar el cambio abrupto en el mercado.

Referencias bibliográficas

- Ariza, A. (2013). *Métodos utilizados para el pronóstico de demanda de energía eléctrica en sistemas de distribución* [Tesis de licenciatura, Universidad Tecnológica de Pereyra]. Repositorio UTP.
- COES. (2016). *Plan de Transmisión 2017-2026*.
<https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTT>
- COES. (2018). *Actualización del Plan de Transmisión 2019-2028*.
<https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTT>
- ELECTROUCAYALI. (2014). *Planeamiento Eléctrico del Sistema de Generación, Transmisión, Transformación y Distribución Primaria de Electro Ucayali S.A. en las Provincias de Coronel Portillo, Padre Abad y Atalaya*.
- ELECTROUCAYALI. (2018). *Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (PIDE) de la Empresa Electro Ucayali S.A.*
- ELECTROUCAYALI. (2020). *Plan Operativo y Presupuesto*.
https://www.electroucayali.com.pe/WebTransparenciaAdmin/archivos_subidos/2PLAN%20OPERATIVO%20Y%20PRESUPUESTO_2020-total.pdf
- INEI. (2018). *Estimaciones y proyecciones de la Población 2005-2015*.
<https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>
- León, A. (2021). *Metodología para mercado eléctrico y planeamiento eléctrico en empresa de distribución eléctrica* [Tesis de maestría, Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo]. Repositorio UNPRG.
- MINEM. (1993). *Ley de Concesiones Eléctricas y Reglamento*.
- MINEM. (2008). *Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos*.
- MINEM. (2008). *Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales*.
- MINEM. (2017). *Decreto Legislativo N° 1208*.

- MINEM. (2017). *Norma Criterios y Metodología de Planificación para la Elaboración del Plan de Inversión en Distribución Eléctrica*.
- Navarro, A. (2007). *Planificación de redes de distribución: Aproximación vía clustering, diagramas de voronoi y búsqueda tabú* [Tesis de maestría, Universidad Católica de Chile]. Repositorio UCHILE.
- OSINERGMIN. (2004). *Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos, aprobado con Resolución OS N.º 074-2004-OS/CD y sus modificatorias*.
- OSINERGMIN. (2009). *Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final*.
- OSINERGMIN. (2013). *Norma de Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión*.
- OSINERGMIN. (2017). *Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución (VAD) para el Sector Típico 2, 3 y SER 2013-2017*.
<https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/vad/fijacion-tarifaria-noviembre-2013>
- OSINERGMIN. (2017). *Plan de Inversiones en Transmisión 2017-2021*.
https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-PIT-2017-2021.pdf
- OSINERGMIN. (2018). *Revisión y Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 14. Regulación para el periodo 2017-2021*.
<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/969968/Informe-No.0094-2016-GART20200708-22286-1mz4v3d.pdf>
- OSINERGMIN. (2018). *Costos Estándar de Inversión (SICODI)*.
<https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/informacion-tecnica/modulos-estandares#>
- OSINERGMIN. (2018). *Resolución del Consejo Directivo de OSINERGMIN N° 042-2018-OS/CD*.