

**UNIVERSIDAD NACIONAL AGRARIA DE LA SELVA
ESCUELA DE POSGRADO**

**MAESTRÍA EN CIENCIAS,
MENCIÓN: REDES ELECTRICAS INTELIGENTES Y
ENERGIAS RENOVABLES**



**DETERMINACION DE TARIFA DE DISTRIBUCION MEDIANTE
APLICACIÓN DE MODELO PARA SERVICIO CONTINUO DE
UNA CENTRAL SOLAR AISLADA EN MASISEA, UCAYALI**

TESIS

**Para optar al grado académico de
MAESTRO EN CIENCIAS,
MENCIÓN: REDES ELECTRICAS INTELIGENTES Y
ENERGIAS RENOVABLES**

Presentado por:
ALEX ARTHUR SOTELO SOLÍS

TINGO MARÍA – PERÚ

2022



UNIVERSIDAD NACIONAL AGRARIA DE LA SELVA

ESCUELA DE POSGRADO

UNIDAD DE POSGRADO FIME

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA



ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

En la ciudad universitaria, siendo las 12:45 pm del día lunes 01 de agosto de 2022, reunidos de manera presencial en las instalaciones de la sala de grados de la Universidad Nacional Agraria de la Selva, se instaló el Jurado Calificador a fin de proceder a la sustentación de la tesis titulada:

“DETERMINACIÓN DE TARIFA DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE APLICACIÓN DE MODELO PARA SERVICIO CONTINUO DE UNA CENTRAL SOLAR AISLADA EN MASISEA, UCAYALI”

a cargo del candidato al Grado de Maestro en Ciencias con mención en Redes Eléctricas y Energías Renovables **ALEX ARTHUR SOTELO SOLÍS**.

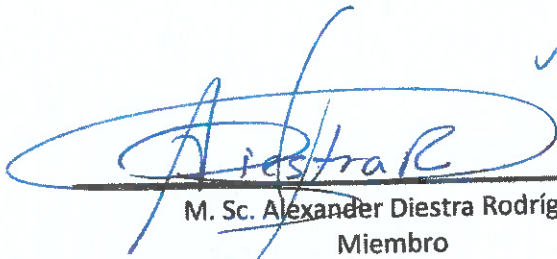
Luego de la exposición y absueltas las preguntas de rigor, el Jurado Calificador procedió a emitir su fallo declarando **APROBADO POR UNANIMIDAD** con el calificativo de **MUY BUENO**.

Acto seguido a horas 1:45 pm el presidente dio por culminada la sustentación; procediéndose a la suscripción de la presente acta por parte de los miembros del jurado, quienes dejan constancia de su firma en señal de conformidad.

JURADOS:




Ing. M. Sc. Edgar W. Rimarachín Valderrama
Presidente


M. Sc. Alexander Diestra Rodríguez
Miembro


Ing. M. Sc. Demetrio León Ayala
Miembro

DEDICATORIA:

A Dios, mi Padre, por concederme vida y salud para el logro de mis objetivos.

A mi madre, por su permanente motivación, paciencia, cariño y apoyo incondicional.

AGRADECIMIENTO

Al Mg. Josías Olivares Ramos, por el asesoramiento y apoyo brindados en la elaboración del presente trabajo de investigación.

Al Mg. Edgar Cáceres Cabana, por su asesoría durante la elaboración de la presente tesis

A la Mg. Katherine Sotelo Solis, por su constante motivación y apoyo en la elaboración del presente trabajo de investigación.

Al personal de la Municipalidad Distrital de Masisea, por el apoyo y facilidades brindados, lo que hizo posible el desarrollo de esta investigación.

ÍNDICE

Contenido	Pág.
I. INTRODUCCION	1
1.1. Objetivo General	2
1.2. Objetivos Específicos	2
II. MATERIALES Y MÉTODOS	4
2.1. Materiales	4
2.2. Método	4
2.3. Metodología	4
2.3.1. Proyección de la cantidad de habitantes	4
2.3.2. Proyección de la cantidad de domicilios	5
2.3.3. Proyección de la cantidad de abonados totales	6
2.3.4. Proyección de máxima demanda	6
2.3.5. Factor de Simultaneidad	7
2.3.6. Balance oferta demanda	10
2.3.7. Tarifas y Mecanismo de compensación de sistemas aislados	11
2.3.8. Criterios aplicados para determinar el componente de generación	13
2..3.9. Criterios aplicados para determinar el componente de distribución	26
III. REVISIÓN DE LITERATURA	32
3.1. La Energía Solar	32
3.2. Problemática Nacional (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional)	32
3.3. Intervención del Gobierno Nacional y Regional	36
3.4. Modelo de Costos	37
3.5. Tarifa Eléctrica	37
3.5.1. Modelo de tarifa eléctrica de distribución	40
3.6. Descripción del Lugar de Estudio	40

3.6.1. Ubicación	40
3.6.2. Condiciones climatológicas	41
3.6.3 Altitud	42
3.6.4. Vías de comunicación	42
3.6.5. Actividades económica y social	43
3.7. Problemática de la localidad de Masisea	43
3.8. Normas Aplicables	44
3.9. Determinación de la tasa de crecimiento Poblacional	45
3.10. Consumo Unitario Doméstico en localidades similares con servicio eléctrico	46
3.10.1 Crecimiento del Consumo Unitario	46
3.11. Proyección del consumo de energía y máxima demanda	48
IV. RESULTADOS	49
4.1. Determinación del Componente de Generación	49
4.2. Determinación del Componente de Distribución	53
4.3. Análisis de la sostenibilidad de la tarifa	64
4.4. Comparación entre un Sistema de Compensación de un sistema aislado con Generación Térmica (Atalaya) y los datos de un Sistema Aislado de Generación con fuentes renovables (Masisea)	65
V. DISCUSIONES	71
VI. CONCLUSIONES	73
VII. RECOMENDACIONES	75
VIII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	76
ANEXOS	83

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla	Pág.
Tabla 1. Análisis general de la demanda	8
Tabla 2. Balance Oferta Demanda del Sistema Eléctrico	10
Tabla 3. Sectores Típicos de Distribución	15
Tabla 4. Precios en Barra de Sistemas Aislados Típicos	16
Tabla 5. Precios en Barra de Sistemas Aislados – Sin Compensación	17
Tabla 6. Precios en barra de subestaciones base del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, en moneda nacional	17
Tabla 7. Precio de referencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional calculado en Media Tensión (MT) - por sistema típico	18
Tabla 8. Precio de referencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) expandido en Media Tensión (MT) para cada Empresa	18
Tabla 9. Compensaciones Anuales	21
Tabla 10. Precios en barra efectivos	21
Tabla 11. Factores de reajuste	22
Tabla 12. Resultado del factor de carga de sistemas aislados (fc)	23
Tabla 13. Valor del factor K en la empresa Electro Ucayali	24
Tabla 14. Cálculo del Precio Medio de Referencia	25
Tabla 15. Condiciones climatológicas Masisea	42
Tabla 16. Número de Habitantes y Tasas de Crecimiento Poblacional	45
Tabla 17. Consumo Unitario doméstico promedio anual en Localidades Similares con Servicio Eléctrico	46
Tabla 18. Consumo Unitario Doméstico final (kWh-mes/abonado)	47
Tabla 19. Sistema Aislado Típico Masisea.	49
Tabla 20. Cálculo del costo medio de generación	50
Tabla 21. Cuadro resumen de cálculo de costo medio de energía	52
Tabla 22. Descripción de costos del Sistema Aislado de Masisea	53
Tabla 23. Balance de Energía y Potencia – Adaptado del Sector típico SER Masisea, año 2022	54

Tabla 24. Resumen de costos fijos anuales comerciales (US\$)	55
Tabla 25. Asignación de costos de operación y mantenimiento- Sistema eléctrico modelo	56
Tabla 26. Fijación del 2018 al 2022 , VAD- Sector típico de Masisea, tipo convencional	58
Tabla 27. Valor Agregado de distribución del año 2018: empresas con usuarios menores a 50 000 usuarios	59
Tabla 28. Valor Agregado de Distribución ponderado de la empresa Eilhicha (S/. KW-mes), actualizado al 04.12.2021	59
Tabla 29. Fijación del 2018 al 2022 , VAD- Sector típico de Masisea, tipo convencional, en moneda extranjera (\$)	60
Tabla 30. Fijación del 2018 al 2022, VAD- Sector típico de Masisea, tipo convencional, conversión a moneda nacional (S/.)	61
Tabla 31. Precio en Barra Efectivo del Servicio Eléctrico Rural de Masisea	62
Tabla 32. Valor Agregado de Distribución del Servicio Eléctrico Rural Masisea	62
Tabla 33. Comparación de mediciones entre energías y potencias activas.	63
Tabla 34. Proyección de la tarifa 2022- 2024 (cent. de S/.)	64
Tabla 35. Cálculo de precios por sistema aislado típico	66
Tabla 36. Precios en barra del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, precios en barra y precios efectivos de Sistemas Aislados, fijación al 04.05.2021	67
Tabla 37. Precios en barra del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, precios en barra y precios efectivos de Sistemas Aislados, actualizado al 04.04.2022 (con redondeo)	68
Tabla 38. Precio en Barra Real del Servicio Eléctrico Rural Masisea	69
Tabla 39. Precio en Barra Efectivo del Sistema Atalaya	69
Tabla 40. Comparación de tarifas sin subsidios	70

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura	Pág.
Figura 1. Monto específico del aporte	12
Figura 2. Programa de Transferencias de Mecanismo Compensatorio para Sistemas Aislados	13
Figura 3: Ubicación geográfica de la Localidad de Masisea: Mapas del Perú, Departamental, Provincial y Distrital.	41
Figura 4. Diagrama de la Proyección del Consumo Unitario Doméstico por año	47
Figura 5. Costo del consumo proyectado al 2040- localidad de Masisea	65

RESUMEN

Este estudio se desarrolló en la localidad de Masisea, departamento de Ucayali, siendo el objetivo determinar la tarifa de un sistema eléctrico aislado con generación, por medio de la aplicación de modelo tarifario, que garantice la sostenibilidad del suministro eléctrico de la central solar aislada ubicada en la localidad mencionada, además de su factibilidad para la población rural a través del análisis de la viabilidad de aplicación del subsidio de un instrumento de compensación de sistemas eléctricos aislados en el componente de generación, instrumento de compensación para la tarifa eléctrica residencial e instrumento de compensación social para la parte eléctrica. La metodología cuantitativa utilizada fue propuesta por la “Agencia de Cooperación Alemana y la Consultora Canadiense (AGRA MONENCO). Se determinó una tarifa eléctrica que incluye una compensación de sistemas eléctricos aislados, la tarifa eléctrica residencial y el fondo de compensación social eléctrico aplicado para población con gasto menor a 100 kWh, siendo el suministro eléctrico continuo factible para la población de la localidad de Masisea, y sostenible en el tiempo, por un horizonte de 20 años.

Palabras clave: tarifa eléctrica, componente de generación, componente de distribución, sostenibilidad, modelo tarifario, central solar.

ABSTRACT

This study was developed in the town of Masisea, department of Ucayali, with the objective of determining electric tariff of solar power plant generation without connection system to the interconnected network electrical, through the application of a electric tariff model, which guarantees the sustainability of the electrical supply of the mencionated power plant which is located in the above locality, in addition this study considered the analysis of the feasibility of applying the subsidy for the rural population through the "Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados" (generation component) for the generation component, the "Mecanismo de Compensacion de Tarifa Electrica Residencial" and "Fondo de Compensación Social Electrica" (distribution component). The methodology used is the one proposed by the "German Cooperation Agency and the Canadian Consultant AGRA MONENCO", the general method used is quantitative. The electricity tariff included the applying a "Compensation Mechanism" mencionated (applied for population with consumption less than 100 kWh), being the continuous electrical supply feasible for the population of the town of Masisea, and sustainable over time, for a horizon of 20 years.

Keywords: Electricity tariff, generation component, distribution component, sustainability, tariff model, solar power plant.

I. INTRODUCCION

Los costos de inversión de los Sistemas Aislados (SA) en el Perú son costos hundidos debido a que los activos son donados por la autoridad gubernamental a empresas municipales u otro tipo de entidades que normalmente reciben el encargo de realizar la explotación de dichos sistemas en la operación, mantenimiento y gestión comercial, siendo fundamental y prioritario el cálculo de una tarifa que permita la sostenibilidad de un suministro eléctrico generado por una central solar aislada.

El distrito de Masisea, perteneciente al Departamento de Ucayali, actualmente cuenta con una demanda de energía suministrada por su propia Municipalidad, la que solo dispone de un generador de electricidad diésel (Caterpillar, 365 KW, 465 KVA, 60 Hz de frecuencia, 1800 RPM de velocidad de giro) para suministrar de energía a la población de manera racional durante 4 horas por día, priorizando que sea por las noches a partir de las 18:00 hasta las 22:00 horas, siendo elevado el precio con consumo de diésel e inviable para atender una demanda continua de electricidad, además de la dificultad para el traslado de combustible (acceso vía pluvial) para este tipo de SIA, cuya posibilidad de interconexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) es improbable en un horizonte medio, por lo que sostener esta generación térmica con diésel en Masisea se traduce en un peligro a la volatilidad del costo de combustibles, por ser un “commodity” a precios de otros países. Además, la demanda de combustible en Masisea es de 6662 galones por mes, para una operación de 04 horas/día mientras que las centrales térmicas de la misma potencia para una operación continua consumen 04 veces su valor mensual.

Debido a esta problemática que se evidencia también en otras localidades a nivel nacional y siendo de su competencia la electrificación rural según Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural (LGER), el Ministerio de Energía y

Minas (MINEM), a través de su Dirección General de Electrificación Rural (DGER), elaboró el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), por el cual el Gobierno Regional de Ucayali ejecutó un proyecto para optimizar el servicio eléctrico por medio de la central solar en Masisea, con la implementación de una central eléctrica utilizando fuentes renovables, con una potencia instalada de 365 KW, con la finalidad de garantizar la demanda continua de la población, el que se encuentra actualmente en ejecución.

Al concluir su ejecución, se desconoce su sostenibilidad económica en el tiempo, siendo necesario determinar la tarifa eléctrica (TE) de este sistema eléctrico aislado con generación basado en fuentes de energías renovables no convencionales, que se obtendrá mediante la aplicación de un modelo tarifario; analizando además su factibilidad para la población de la localidad de Masisea, a través del análisis de la viabilidad de la aplicación de un subsidio a través de un mecanismo como instrumento para la compensación en sistemas eléctricos aislados para la generación, un mecanismo como instrumento para la compensación de la TE residencial y finalmente un instrumento para la compensación social en la parte eléctrica en la obtención de la tarifa del usuario final, con el objetivo de obtener una tarifa accesible para la población de Masisea, y sostenible en el tiempo con un suministro continuo de la demanda de servicio eléctrico de la población por un horizonte de 20 años, contribuyendo además a la seguridad energética por disminuir su supeditación de combustibles fósiles y disminución la huella de carbono.

1.3. Objetivo General

Determinar una tarifa eléctrica para un servicio continuo que garantice la sostenibilidad del suministro eléctrico de la central solar aislada ubicada en Masisea, Provincia Coronel Portillo - Departamento de Ucayali.

1.4. Objetivos Específicos

Determinar el componente de generación solar que garantice la continuidad del servicio en la central solar aislada ubicada en la localidad de Masisea, Ucayali.

Determinar el componente de distribución que garantice la continuidad del servicio en la central solar aislada ubicada en la localidad de Masisea, Ucayali.

Determinar una tarifa eléctrica factible para el servicio continuo de la central solar aislada ubicada en la localidad de Masisea, Ucayali.

Determinar una tarifa eléctrica que garantice la sostenibilidad de la central solar aislada ubicada en la localidad de Masisea, Ucayali.

II. MATERIALES Y MÉTODOS

2.1. Materiales

Útiles de escritorio
Computadora
Impresora
Escáner
Papel bond
Lapicero y lápiz
Software para procesamiento de datos
Cámara fotográfica
Celular
Cuaderno de apuntes

2.2. Método

El método a utilizar es el cuantitativo

2.3. Metodología

Se empleó para la proyección del gasto de energía y máxima demanda, la planteada por Montreal Engineering Consultants (AGRA MONENCO), desarrollada a continuación (Arzapalo, 2020).

2.3.1. Proyección de la cantidad de habitantes

El crecimiento poblacional en las zonas del estudio, fue determinado con datos por distrito (INEI, 1993 y 2007). Se realizó una proyección poblacional por centro poblado en base a su tasa de crecimiento, para 20 años.

La línea basal del 2012 fue calculada con información de campo, relacionada con los índices para determinar el crecimiento poblacional. La proyección poblacional fue calculada utilizando la relación (Ministerio del Ambiente, 2021):

$$P_n = P_o(1 + T_{crec})^n$$

P_n es la población en el horizonte año “n”, **P_o** es la población inicial (2011), **T_{crec}** es la tasa de crecimiento poblacional, constante durante el tiempo de análisis y **n** es el año proyectado de los pobladores.

2.3.2. Proyección de la cantidad de domicilios

Partiendo del análisis de los resultados obtenidos durante la visita en la zona, donde se analiza la cantidad poblacional y de viviendas, se calcula la cantidad de domicilios, utilizando la proyección poblacional y la densidad familiar encontrada al momento de la aplicación de instrumentos para obtención de información realizadas para el horizonte de planeamiento.

Los datos con los que se trabajó la densidad familiar para la obtención de la demanda, permanecen inalterables durante la etapa de análisis en cada una de las localidades.

La cantidad de vivienda se determinó a raíz de la siguiente fórmula (Ministerio del Ambiente, 2021):

$$N_{viv} = \frac{N_{hab}}{(Hab/Viv)}$$

Donde: **N_{viv}** es la cantidad de domicilios, **N_{hab}** es la cantidad de poblador por año, **Hab/Viv** es la relación de pobladores por domicilio.

2.3.3. Proyección de la cantidad de abonados totales

La cantidad de personas beneficiarias resulta de multiplicar la cantidad total de hogares y el resultado de la división de electrificación. Los abonados totales resultan de la suma de la cantidad de hogares a nivel de la población en estudio y la cantidad de cargas especiales.

2.3.4. Proyección de la demanda máxima

Calculada en base al consumo bruto previsto y el tiempo de utilización asumida. La demanda máxima resulta de la sumatoria de las demandas máximas de cada zona, la cual se resume a continuación:

2.3.4.1. Proyección de la energía consumida

Cálculo orientado para sectores de consumo:

Residencial

Comercial

Empresas pequeñas

Por usos generales

Por concepto de alumbrado público (RD N° 017-2003-EM/DGE, 2004).

2.3.4.2. Cálculo de la calificación eléctrica

Para este cálculo se proyectó la demanda máxima unitaria para las cargas domésticas y comerciales, resultando la demanda máxima diversificada y hallando la calificación eléctrica según el tipo de zona, según la siguiente descripción:

En el caso de las localidades se obtuvo 600 W/lote.

En el caso de cargas con uso general (Locales comunales, centros de salud, Instituciones educativas, Oficinas, iglesias, entre otros), se calculó la calificación eléctrica, detallado a continuación:

En Institutos, Colegios Secundarios, Centros de Salud y Postas Médicas se obtuvo 1500 W/lote.

En colegios (nivel Primaria) y Municipalidad, se obtuvo 1000 W/lote.

En centros como locales de Gobernación, Local Comunal, Iglesias, Instituciones educativas nivel Primaria, tiendas, se obtuvo 800 W/lote.

En capillas, Instituciones educativas de nivel Inicial (PRONOEI), Comedor Popular, Telefonía de comunicación comunal y emisora del lugar, se obtuvo 800 W/lote.

Respecto al alumbrado público (ap) se hizo el cálculo para lámpara de vapor de sodio (NA), 70 W, incluyendo las pérdidas por uso de equipos de uso auxiliar de potencia 10 W.

2.3.5. Factor de Simultaneidad

Este dato respecto al lugar de estudio es de 1,00 por tener similitud respecto a las características del desarrollo en ocupaciones del día a día en las zonas donde se ubicó el proyecto.

Tabla 1. Análisis general de la demanda**Datos Generales**

Crecimiento anual de la población promedio	330
Crecimiento lineal de la demanda electrificada promedio	28%
Número de habitantes por abonado promedio	8%
Porcentaje de abonados domésticos	21%
Porcentaje de abonados comunales	

AÑO	2018	2023	2028	2033	2038
Habitantes electrificados (Población Beneficiada)	3235	3572	3943	4354	4807
Número de Lotes, Sistema Centralizado					
Número de lotes totales electrificados	647	709	778	853	937
Número de abonados domésticos	596	658	727	802	886
Número de abonados domésticos tipo I	9	9	9	9	9
Número de abonados domésticos tipo II	8	8	8	8	8
Número de abonados domésticos tipo III	0	0	0	0	0
Número de abonados comerciales	34	34	34	34	34
Número de Alumbrado Público*	213	213	213	213	213
Consumo por abonado, Sistema Centralizado					
Consumo anual por abonado doméstico promedio (kWh)	330	334.8	339.6	344.3	349.1
Consumo anual por abonado comunal Tipo I promedio (kWh)	660	664.8	669.6	674.3	679.1
Consumo anual por abonado comunal Tipo II promedio (kWh)	825	829.8	834.6	839.3	844.1
Consumo anual por abonado comunal Tipo III promedio (kWh)	1650	1654.8	1659.6	1664.3	1669.1
Consumo anual por abonado comercial promedio (kWh)	1350	457	1609	1777	1961
Consumo anual por abonado alumbrado público (kWh)	262.8	262.8	262.8	262.8	262.8

Consumo anual, Sistema Centralizado					
Consumo anual por abonado doméstico promedio (kWh)	196.68	220.3	246.89	276.13	309.3
Consumo anual por abonado comunal Tipo I promedio (kWh)	5.94	5.98	6.03	6.07	6.11
Consumo anual por abonado comunal Tipo II promedio (kWh)	6.6	6.64	6.68	6.71	6.75
Consumo anual por abonado comunal Tipo III promedio (kWh)	0	0	0	0	0
Consumo anual por abonado comercial promedio (kWh)	44.88	49.54	54.71	60.42	66.67
Consumo anual por abonado alumbrado público (kWh)	55.98	55.98	55.98	55.98	55.98
<hr/>					
Pérdida de Energía anual (MWh)	17.43	19.02	20.81	22.78	25
Pérdida de Potencia (kW)	7.99	8.72	9.55	10.45	11.47
<hr/>					
Potencia Total Requerida (kW)	186.02	203.04	222.14	243.15	266.86
Energía Total Requerida (MWh)	327.5	357.45	391.08	428.08	469.82
Energía HP (MWh)	152.33	166.26	181.9	199.11	218.52
Energía HFP (MWh)	175.17	191.2	209.18	228.97	251.3

Fuente: Ministerio del Ambiente (2021)

2.3.6. Balance oferta demanda

2.3.6.1. Oferta para el Sistema Eléctrico Aislado

La oferta energética disponible en la zona de influencia procede de la futura Central de Generación Fotovoltaica a instalarse en la localidad de Masisea.

2.3.6.2. Oferta y Demanda

El balance entre la oferta y la demanda resuelve si la demanda actual y proyectada serán cubiertas por la oferta ante una potencia instalada de distribución de 365 kWp (un transformador de 465 kVA). En el Sistema Eléctrico de Masisea, en la actualidad se cuenta con una máxima demanda de 186,02 kW, la oferta es superior a la demanda durante el horizonte del plan (20 años), cuya recopilación se muestra en la tabla 2.

Tabla 2. Balance Oferta Demanda del Sistema Eléctrico

AÑOS	Demanda de Energía (MWH-año)	Oferta de Energía (MWH-año)	Superávit o déficit de Energía (MWH-año)
2018	327.5	609.49	281.99
2019	33.28	609.49	276.21
2020	339.05	609.49	270.44
2021	344.95	609.49	264.54
2022	351.15	609.49	258.3
2023	357.45	609.49	252.04
2024	363.78	609.49	245.71
2025	370.53	609.49	238.96
2026	376.95	609.49	232.55
2027	383.82	609.49	225.67
2028	391.08	609.49	218.41
2029	397.98	609.49	211.52
2030	405.37	609.49	204.12
2031	412.75	609.49	196.74
2032	420.25	609.49	189.25
2033	428.08	609.49	181.41
2034	436.04	609.49	173.45
2035	444.34	609.49	165.15
2036	452.44	609.49	157.05
2037	460.88	609.49	148.61
2038	469.82	609.49	139.68

Fuente: Ministerio del Ambiente (2021)

En esta tabla se observa que la oferta está asegurada para el horizonte establecido en el plan.

2.3.7. Tarifa y Mecanismo de compensación de sistemas aislados

Para las tarifas en barra a nivel de generación (calculado), el Artículo 56° de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), norma que la Comisión de Tarifas de Energía (actualmente OSINERGMIN), establece las tarifas en barra para los SA en base a estándares de eficiencia. Actualmente, debido a la cantidad y diversos SA en Perú, OSINERGMIN ha tipificado según características técnicas al total de SA para realizar el cálculo de precios de barra a nivel generación, en relación a la fuente primaria de provisión.

La Ley N° 28832 menciona estándares de eficiencia según el Art. 8° de la LCE, que permiten decidir los costos de la tarifa en barra a nivel de generación, estructurándose en costos de inversión que contienen la anualidad de la inversión de la unidad de generación, las obras civiles de la central y subestación eléctrica de salida de la central (incluye el costo de un subsistema eficiente de transmisión que conduzca la electricidad desde la central a las redes de distribución); y, para los costos de operación se incluyen los costos fijos de los trabajadores y los costos variables combustibles y no combustibles.

2.3.7.1. Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados (MC SISTEMAS AISLADOS)

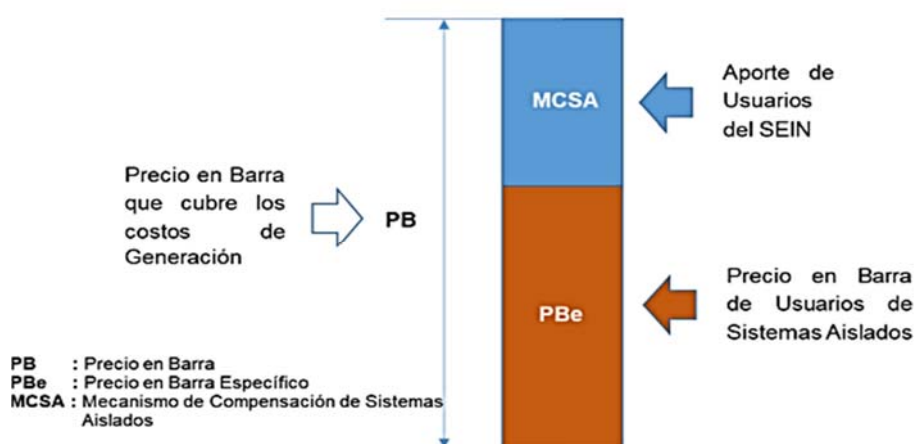
El marco normativo de este mecanismo se sustenta en el Decreto Ley N° 25844, LCE (Nov. 1992) y su Reglamento aprobado por D.S N° 009-93-EM, que trata de resolver los problemas en los ingresos de las empresas de generación de SA, resultado de la diferencia de los valores de venta de Petroperú y los precios referenciales de combustibles líquidos empleados en la obtención de las tarifas en barra.

El Art. 30 de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, establece el MC SISTEMAS AISLADOS, a fin de habilitar el acceso para el uso de la energía eléctrica en los Usuarios Regulados beneficiados en los sistemas mencionados, a través de una

compensación porcentual del diferencial entre los precios en barra de SA y los precios en barra del SEIN.

Este documento señala que el recurso requerido para financiar el MC SISTEMAS AISLADOS provienen hasta en 50% del aporte de los consumidores de electricidad al que señala el inciso h) del Art. 7 de la Ley N° 28749, LGER, y le corresponde al MINEM determinar cada año la cantidad específica del aporte, conforme lo establece su reglamento, según detalle:

Figura 1. Monto específico del aporte



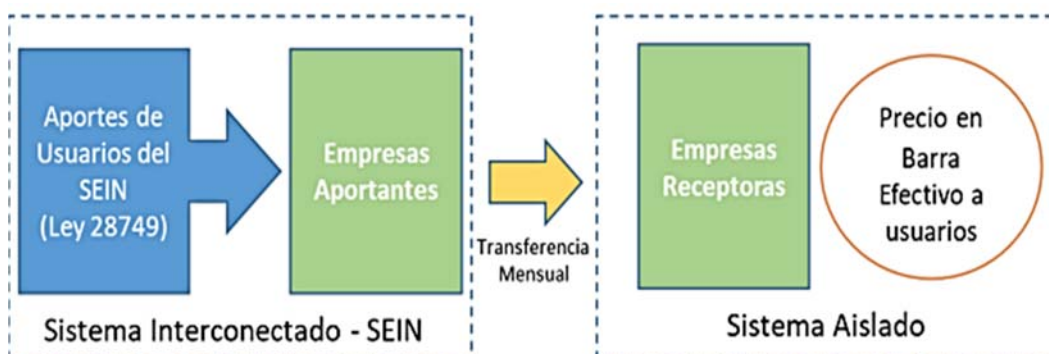
Fuente: OSINERGMIN (2020)

2.3.7.2. Programa de transferencias por aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados

En su forma inicial, el MC SISTEMAS AISLADOS comienza con la aportación de los usuarios del SEIN; además determina que a través las empresas aportantes trasladen el fondo recaudado del mencionado mecanismo a las empresas que reciben el mismo ya que en su infraestructura eléctrica tienen comprendidos los SA, siendo lo referente a nuestro caso materia de análisis.

Por su parte, el OSINERGMIN plantea al MIMEM el monto específico que será cubierto por el mecanismo de compensación, además de la correspondiente asignación a cada empresa receptora, para lo cual, al OSINERGMIN le corresponderá aplicar el procedimiento indicado en el Art. 5 del mencionado reglamento, cuyo detalle se muestra en el siguiente gráfico:

Figura 2. Programa de Transferencias de Mecanismo Compensatorio para Sistemas Aislados



Fuente: OSINERGMIN (2019)

2.3.8. Criterios aplicados para determinar el componente de generación

La Ley N° 28832 considera integrar en el marco determinado en la regulación del sector eléctrico; considerando mantener el criterio de eficiencia a la que hace referencia el Artículo 8° de la LCE. En consecuencia, en para fijar los precios en barra de los SA se considera la utilización de ciertos criterios generales para el cálculo de las tarifas:

El costo de inversión considera la anualidad de la inversión de la unidad de generación, obras civiles de la central y de la subestación eléctrica de salida.

En conclusión, de corresponder, se incluye el costo de un subsistema eficiente de transmisión para transportar la electricidad desde el punto de generación hasta las redes en baja tensión para la actividad de distribución, y los costos de operación que considera los costos fijos del personal más gastos variables, de materiales no combustibles y combustibles.

Finalmente, para calcular la TE se tiene en cuenta que la demanda debe ser cubierta por un sistema de generación que responda a la demanda, debiendo calcularse el costo eficiente, adicionando los componentes de inversión, operación y mantenimiento para garantizar cada kWh de la demanda

(producto del consumo total anual por el costo), que asegura la recuperación de los costos anuales de inversión y operación de una instalación eficiente que satisface la demanda, más una adecuada reserva.

Debido a la variedad de sistemas es difícil tratarlos individualmente, razón por la cual el OSINERGMIN realizó esfuerzos para tipificar considerando las características de cada uno de estos sistemas, y así simplificar la fijación tarifaria. Para ese efecto, primigeniamente estos sistemas se dividen en dos categorías:

A. Mayores: aquellos que tienen una demanda de potencia máxima anual superior a 3 000 kW.

B. Menores: aquellos que tienen una demanda de potencia máxima anual igual o menos a los 3 000 kW.

En la misma línea, el OSINERMIN ha considerado tipificar los SA por otros criterios, como la fuente primaria de abastecimiento¹, a través de la determinación de un conjunto de sistemas, en nuestro caso materia de análisis, califica como categoría Sistema Aislado con generación fotovoltaica del SA Masisea, perteneciente a la Municipalidad Provincial de Masisea.

Adicionalmente, a esta categoría en generación, se han definido su calificación como sector típico – Sistema Eléctrico Rural, considerando los sistemas típicos de distribución actuales:

¹ “Para fines regulatorios, los sistemas aislados menores se subdividen en predominantemente termoeléctricos (Típico A) e hidroeléctricos (Típico B), estableciendo un subconjunto en los termoeléctricos por su ubicación en Selva (Típico I) o por encontrarse en zona de frontera (Típico L), para tomar en cuenta la diferencia en los costos de combustible. Cabe señalar que, a la fecha, los Sistemas Aislados mayores de Jaén Bagua, Puerto Maldonado y San Martín fueron interconectados al SEIN en los años 2009 y 2010; y Chachapoyas en noviembre de 2018”.

Tabla 3. Sectores Típicos de Distribución

Módulo	Caracterización geográfica y densidad de carga
Sector Típico SER	Sistemas Eléctricos Rurales (SER) calificado según la Ley General de Electrificación Rural

Fuente: Resolución de fijación de Precios en barra OSINERGMIN (2020)

Es necesario indicar que, en la mayoría de los SA no se han registrado en economías de escala; y por su eficiencia moderada en las inversiones y operación, dan como resultado un elevado costo de servicio y además se ha incrementado como consecuencia de la tendencia internacional de evolución de los precios de mercado, tomados como referencia de los combustibles líquidos.

2.3.8.1. Costos de inversión, operación y mantenimiento de sistemas aislados

Para calcular los costos de inversión, operación y mantenimiento de la central típica fotovoltaica se ha tomado en consideración la estimación de los importes de energía y potencia del año 2020, teniendo en cuenta la información histórica alcanzada en su oportunidad al OSINERGMIN por las empresas y sobre la información recopilada de la localidad de Masisea. Asimismo, considerando lo indicado en la Ley N° 29661, publicada el 08.02.2011, se considera adicionar en los costos de inversión y operación el 100% del IGV, lo cual será de aplicación en las empresas con operaciones en la zona de selva donde existe exoneraciones de IGV ya que para estas empresas es imposible la transferencia del IGV, el cual viene gravado en los bienes adquiridos en zonas distintas donde se considera las exoneraciones del IGV.

2.3.8.2. Precios en barra en los sistemas aislados

Para posibilitar el acceso al servicio eléctrico a los potenciales clientes que tienen ingresos insuficientes, así como a las poblaciones rurales y a usuarios que provienen del programa de electrificación rural, se han incluido algunos subsidios, entre ellos el Mecanismo de Compensación por Generación Aislada (MCGA), el Fondo de compensación social eléctrica (FOSE) y el Fondo

de Inclusión Social Energético (FISE), los cuales son considerados para el cálculo a usuario final. Para la presente investigación, se aplica el subsidio a los costos de generación de los SA, cuyo procedimiento de cálculo se indica a continuación.

2.3.8.3. Determinación de precios en barra (PB) de sistemas aislados típicos

Los PB de los sistemas aislados corresponden a valores por cada Sector Típico determinados como resultado de un estudio técnico y de costos de las instalaciones de generación de los SA típicos categorizados, que se encuentran actualmente en operación dentro del territorio peruano, los cuales serán considerados para estimar los PB para el periodo 01 de mayo del 2020 al 30 abril del 2021.

Los costos de dichos SA típicos se detallan en la tabla 4.

Tabla 4. Precios de Barra de Sistemas Aislados Típicos

Sistema Aislado Típico	Tensión Kv	PPB S/. /kW-mes	PEBP ctm. S/. /kW-mes	PEBF ctm. S/. /kW-mes	P Medio ctm. S/. /kW-mes
	MT	28.03	18.6	18.6	32.07

Fuente: Resolución de fijación de PB (OSINERGMIN, 2020)

2.3.8.4. Precio en barra de sistemas aislados a nivel empresa

Considerando los PB de cada Sistema Aislado Típico, y en adición a la energía que corresponde a cada uno de los SA que pertenecen a una misma empresa, se hace el cálculo del PB a nivel empresa sin Compensación, como un promedio ponderado de la proporción de la energía de cada sistema, tal como se detalla a continuación.

Tabla 5. Precios en Barra de Sistemas Aislados – Sin Compensación

Empresa	Tensión Kv	PPB S/. /kW- x mes	PEBP ctm. S/. / kW mes	PEBF ctm. S/. / kW mes	P Medio ctm. S/. /kW mes
Electro Ucayali	MT	28.03	55.3	55.3	64.06

Fuente: OSINERGMIN (2020)

2.3.8.5. Precio de referencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (PRESEIN)

El PRESEIN, es determinado a partir de la Fijación de Precio en Barra 2020, que entró en vigencia a partir de mayo de 2020. Del Precio en Barra 2020, se determinó el mayor valor, para ello se calculó un precio promedio considerando un factor de carga en el presente caso de 86%, siendo las proporciones de contribución energética en horas punta y fuera de horas punta de 18.60% y 81,40%, correspondientemente; además, se consideraron los precios reales en el SEIN, correspondiendo el PB de mayor valor a la Subestación Pucallpa 60 kV, tal como se muestra en la tabla 6.

Tabla 6. Precios en barra de subestaciones base del SEIN, en moneda nacional

Subestaciones base	Tensión KV	PPM S/. /KW x mes	PCSPT S/. /KW x mes	PPB S/. /KW x mes	CPSEE ctm. S/. /KW x mes	PEMP ctm. S/. /KW x mes	PEMF ctm. S/. /KW x mes
Aguaytía	220	20.34	37.296	57.64	0	15.38	14.83
Aguaytía	138	20.34	37.296	57.64	0	15.42	14.85
Aguaytía	22.9	20.34	37.296	57.64	0	15.4	14.84
Pucallpa	138	20.34	37.296	57.64	0	15.91	15.21
Pucallpa	60	20.34	37.296	57.64	0	15.92	15.21

Fuente: Res. fijación de PB (OSINERGMIN, 2020)

El PRESEIN a nivel de Media Tensión por cada Sistema Aislado Típico, fue determinado utilizando factores de expansión de pérdidas medias y

considerando el peaje secundario vigente señalado en la Resolución N° 129-2017-OS/CD de OSINERGMIN (2017).

Los resultados de dicho cálculo y por Sistema Aislado Típico se muestran en la tabla 7.

Tabla 7. Precio de referencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional calculado en Media Tensión (MT) - por sistema típico

Precio referencia del SEIN			Parámetro para expansión de precios			Precio referencia SEIN- Expandido a MT		
PPB ctm. S/ /kW- mes	PEBP ctm. S/ /kW- mes	PEBF ctm. S/ /kW- mes	FPME	FPMP	CBPSE ctm. S/ /kW- mes	PPB ctm. S/ /kW- mes	PEBP ctm. S/ /kW- mes	PEBF ctm. S/ /kW- mes
57.64	15.92	15.21	1.0179	1.0146	1.837	58.48	18.04	17.32

Fuente: Resolución de fijación de PB (OSINERGMIN, 2020)

Considerando los PB obtenidos para el SEIN calculados en media tensión para cada Sistema Aislado Típico, se calcula el Precio de Referencia de este Sistema Eléctrico expandido a media tensión por empresa, tomando como referencia a el promedio ponderado de la energía en cada uno de los SA que pertenecen a una misma empresa, cuyos resultados se muestran en la tabla 8.

Tabla 8. Precio de referencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) expandido en Media Tensión (MT) para cada empresa

Empresa	Precio del SEIN por Sistema Aislado			Precio del SEIN por Empresa Pbsein			Precio medio ctm. S/ /KWH
	PPB ctm. S/ /kW- mes	PEBP ctm. S/ /kW-mes	PEBF ctm. S/ /kW-mes	PPB ctm. S/ /kW- mes	PEBP ctm. S/ /kW-mes	PEBF ctm. S/ /kW-mes	
ELUC	58.21	17.62	16.9	58.21	17.62	16.9	26.55
ELUC	58.21	17.62	16.9				

Fuente: Resolución de fijación de PB (OSINERGMIN, 2020)

En el cálculo de demanda de energía de los SA se consideró información validada hasta diciembre de 2019 de la Base de Datos del Sistema Consolidado de Morosidad.

2.3.8.6. Mecanismo de compensación para sistemas aislados

El valor específico considerado para la marcha del mecanismo de compensación en los SA es obtenido en base al Art. 30° de la Ley N° 28832. Se tiene el aporte de los consumidores de electricidad referido en el inciso h) del Artículo 7° de la Ley N° 28749, LGER².

El Reglamento del Mecanismo de Compensación para los SA, señala que este mecanismo es asignado por el OSINERGMIN en cada proceso regulatorio con periodicidad anual de los PB, tomando en consideración los aspectos establecidos en dicho reglamento y los demás procedimientos que señale este organismo.

Para calcular los PB de los SA no se consideró la interconexión al SEIN, ni del SA, con la finalidad de impedir impactos tarifarios negativos de no producirse las interconexiones en las fechas programadas. En la aplicación de lo dispuesto en las normas señaladas, se ha considerado lo siguiente:

En el caso del precio de referencia del SEIN, se ha considerado que el PB de mayor valor concierne a la Subestación “Los Heroes” de la Base Tacna (66 kV); calculándose los precios promedios empleando un factor de carga de 84,0%, con porcentajes de participación de la energía en horas punta y fuera de punta de 18,6% y 81,4%⁹, correspondientemente.

Para el Precio de Referencia del SEIN a nivel de Media Tensión por cada Sistema Aislado Típico, se estimó aplicando factores de expansión de pérdidas medias y de peaje secundario vigentes, en base a la Resolución N° 061-2017-OS/CD y sus modificatorias. Luego, los precios fueron

² “Artículo 7° (Ley N° 28749).- Recursos para electrificación rural h) El aporte de los usuarios de electricidad, de 2/1000 de 1 UIT por Megavatio hora facturado, con excepción de aquellos que no son atendidos por el Sistema Interconectado Nacional; 9 Los valores del factor de carga y los porcentajes de participación de energía en horas punta y fuera de punta corresponden a valores utilizados por la Gerencia de Regulación de Tarifas del Osinergmin para la determinación de precio promedios que puedan ser comparables. Para ello se ha utilizado el criterio de los factores de expansión de pérdidas medias y peajes secundarios de las correspondientes Áreas de Demanda, a la que pertenecerían los sistemas aislados típicos en caso de producirse la interconexión al SEIN, a fin que no generen distorsión de las señales económicas de eficiencia. En el caso de aquellos Sistemas Aislados con posibilidad de interconexión prácticamente inviable (por encontrarse geográficamente muy alejados de los puntos de interconexión al SEIN), se ha adoptado el criterio de tomar los parámetros del Área de Demanda más cercano”.

calculados por empresa, considerando el promedio ponderado de la energía para cada uno de los SA de una misma empresa, considerando estándares de eficiencia establecidos en la normativa vigente.

Para determinar los montos diferenciales a compensar³; además de los PB efectivos, que se aplica cada empresa receptora⁴, se consideró lo indicado en los incisos b) al f) del Art. 5° Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, así como la 42ª disposición complementaria de la Ley N° 30372, que ordena la vigencia de los Art. 1° y 2 del D.U. 001-2015, modificados por el Art. 6° de la Ley 30334, que establece medidas para dinamizar la economía en el año 2015, con vigencia al 31 de diciembre de 2015. Por lo cual, a partir de enero 2016, el OSINERGMIN determinó una banda de precios de combustibles que acate con lo dispuesto en el Art. 2° del D.U. 005- 2012, que establece que la banda de precios de los combustibles utilizados en las diferentes actividades de generación eléctrica en los SA, admite una variación máxima de 5% en los PB efectivos.

En otro contexto, la estructura actual de la demanda en los SA, considera más del 90% del monto específico que sea asignado al único SA mayor del departamento de Iquitos, en atención al reglamento del Mecanismo de Compensación de los Sistemas Aislados (MC SISTEMAS AISLADOS AISLADOS), lo que implica que los otros SA sean sensibles a la variación del monto específico, dando como resultado una aplicación desigual del beneficio que brinda este mecanismo.

Siendo el objetivo fundamental del MC SISTEMAS AISLADOS, apoyar la accesibilidad y uso de la energía eléctrica en los usuarios regulados beneficiados por los SA, e impedir la variación brusca en los PB efectivos, considerando la volatilidad del precio de los combustibles, es necesario aplicar

³ El cálculo de los montos diferenciales a compensar supera el Monto Específico propuesto; en consecuencia, las Compensaciones Anuales se han ajustado según el procedimiento establecido.

⁴ Distribuidor encargado de suministrar energía eléctrica a los usuarios regulados en SIA (no incluye sistemas operados por empresas municipales).

⁵ El artículo 1° del D.U 001-2015, determino que la actualización de la banda de precios objetivo de los combustibles, utilizados en las actividades de generación eléctrica de los SIA, será determinada por Osinergmin, por lo que, para el Diésel BX sea equivalente a 17% de variación en el precio final al consumidor y para el Petróleo Industrial N° 6 (R6) sea equivalente a 19% de variación en el precio final al consumidor.

el Factor de Distribución del Monto Específico (FDME) a cada empresa receptora, factor que favorece a los usuarios pertenecientes a los SA. Por lo tanto, toda variación será absorbida por la empresa, ya que su demanda tendrá mayor participación en este mecanismo (alrededor de 90%), sin considerar que el impacto significativo para la empresa. En la tabla 9 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 9. Compensaciones Anuales

Empresa	Compensación Anual (Soles)	% Participación
Electro Ucayali	3,668,697	3.91%

Fuente: Resolución de fijación de PB (OSINERGMIN, 2020)

Tabla 10. Precios en barra efectivos

Empresa	Tensión KV	PPB ctm. S/. /kW-mes	PEBP ctm. S/. /kW-mes	PEBF ctm. S/. /kW-mes	Precio medio ctm. S/. /KWH
Electro Ucayali	MT	28.03	14.24	14.24	23

Fuente: OSINERGMIN (2020)

La norma que regula el procedimiento de aplicación del MC SISTEMAS AISLADOS, aprobado con Resolución N° 167-2007-OS/CD y modificatorias, establece los procesos de transferencias a las empresas distribuidoras.

Finalmente, para prevenir las variaciones bruscas en el precio de los combustibles y permitir el acceso y uso de la electricidad en los usuarios regulados beneficiarios por los SA, es necesario utilizar el monto específico aprobado, denominado Monto Específico Residual, para ser distribuido en el cálculo de las trasferencias mensuales de este mecanismo.

2.3.8.7. Factores de Actualización de Sistemas Aislados

Los factores de actualización del costo medio de producción integran la potencia y energía. Estos representan la porción del costo total anualizado en la prestación del servicio. Los factores de reajuste utilizados se muestran en la tabla 11.

Tabla 11. Factores de reajuste para los sistemas aislados

Empresa	e	f	g	s	cb
Electro Ucayali	0.5786	0.0000	0.0000	0.4214	0.0000

Fuente: Resolución de fijación de PB (OSINERGMIN, 2020)

El Decreto de Urgencia N° 005-2012 (21 de febrero 2012), ordena que la banda de los precios de los combustibles usados en la generación de energía eléctrica en los SA, es determinada por el OSINERGMIN, considerando una variación máxima de 5% en los PB efectivos.

Los Precios de Energía y Potencia en Barra de los SA deben actualizarse en el momento que el factor de actualización del precio de la energía a nivel Generación presente una variación en +/- 1.5% con relación al valor del mismo factor utilizado en la última actualización.

2.3.8.8. Actualización de los precios en barra efectivos

El procedimiento de actualización de los PB efectivos se describe a continuación. Estos se obtienen del cálculo del Factor de Actualización del Precio de la Energía a Nivel Generación (FAPEM) (OSINERGMIN, 2020).

$$\text{FAPEM} = e * \text{FD2} + f * \text{FR6} + s * \text{FPM} \quad (1)$$

Dónde:

$$\text{FD2} = (\text{PD2} + \text{ISC_D2}) / (\text{PD2o} + \text{ISC_D2o}) \quad (2)$$

$$\text{FR6} = (\text{PR6} + \text{ISC_R6}) / (\text{PR6o} + \text{ISC_R6o}) \quad (3)$$

$$\text{FPM} = \text{IPM} / \text{IPMo} \quad (4)$$

Se define:

FPM : Factor por variación de los Precios al Por Mayor.

IPM : Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

IPMo : Índice de Precios al Por Mayor inicial

PPM0ef : Precio de la Potencia de Punta efectivo en S//kW-mes.

PPM1ef : Precio de la Potencia de Punta efectivo actualizado en S//kW-mes.

PEMP0ef : Precio de la Energía en Horas de Punta efectivo en céntimos de S//kWh.

PEMF0ef : Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta efectivo en céntimos de S//kWh.

PEMP1ef : Precio de la Energía en Horas de Punta efectivo en céntimos de S//kWh.

PEMF1ef : Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta efectivo actualizado en céntimos de S//kWh.

PMsea : Precio Medio actualizado de los Sistemas Aislados definido por:

$$\text{PMsea} = (\text{PPM1ef} * 100 / (720 * \text{fc}) + \text{PEMP1ef} * 0,3 + \text{PEMF1ef} * 0,7)$$

FAPEM: Siendo el factor de actualización del Precio de la Energía a Nivel Generación

fc: Siendo el Factor de carga de los Sistemas Aislados

Tabla 12. Resultado del factor de carga de sistemas aislados (fc)

Empresa	fc
Electro Ucayali	0.444

Fuente: OSINERGMIN (2020)

Para la actualización del precio de la potencia:

$$PPM1ef = PPM0ef * (1 + k) + PPM0 * (FAPEM - 1) \quad (5)$$

Para la actualización de los precios de la energía:

$$PEMP1ef = PEMP0ef * (1+k) + PEMP0 * (FAPEM-1) \quad (6)$$

$$PEMF1ef = PEMF0ef * (1+k) + PEMF0 * (FAPEM-1) \quad (7)$$

En cada sistema eléctrico se aplicarán las ecuaciones de actualización (5), (6) y (7) de forma independiente, mientras se cumpla que $PMsea < PMRsein$; de lo contrario, los factores se sustituirán con los correspondientes precios de referencia del SEIN, el que será actualizado a la fecha del cálculo usando las ecuaciones de actualización en mención.

Además, si como resultado el precio efectivo actualizado da un menor valor al precio vigente, se tendrá en cuenta el precio efectivo vigente con la finalidad de llegar al precio de referencia del SEIN establecido por el correspondiente reglamento.

k: Factor de ajuste considerado para los SA a ser empleado trimestralmente, de manera acumulativa, a partir de mayo 2020, hasta alcanzar el precio medio de referencia del PMRsein, el cual puede ser rectificado y comunicado por la Gerencia de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN.

Tabla 13. Valor del factor K en la empresa Electro Ucayali

Empresa	Factor K
Electro Ucayali	5.43

Fuente: OSINERGMIN (2020)

El PMRsein se define y muestra en la tabla 14.

Tabla 14. Cálculo del Precio Medio de Referencia

Empresa	PPB ctm. S/. /kW- mes	PME ctm. S/. /kW- mes	PMRsein ctm. S/. /kW-mes
Electro Ucayali	58.21	17.11	26.55

Fuente: OSINERGMIN (2020)

2.3.9. Criterios aplicados para determinar el componente de distribución

2.3.9.1. Valor Agregado de Distribución (VAD)

El VAD es determinado cuatrianualmente por el OSINERGMIN y corresponde, fundamentalmente, a un costo medio que considera los costos de inversión y funcionamiento de una empresa modelo con gestión eficiente; de modo que el VAD no considera costos incurridos por las empresas distribuidoras. Al respecto, la LCE define algunos términos que se han utilizado en el presente trabajo de investigación.

En el Art. 63 de la LCE se define los precios máximos de distribución como las tarifas máximas aplicables a los usuarios finales regulados, comprendidos por los precios a nivel generación, el valor agregado de distribución y los peajes unitarios de los correspondientes sistemas de transmisión.

Además, el Art. 64 menciona que:

El Valor Agregado de Distribución se basa en una empresa modelo eficiente y considera los siguientes componentes: costos asociados al usuario (independientes de su demanda de potencia y energía), pérdidas estándares de distribución en potencia y energía y costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, (por unidad de potencia suministrada).

Respecto al Art. 65, define:

El costo de inversión como la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema Económicamente Adaptado, considerando su vida útil y la Tasa de Actualización establecida en el artículo 79° de la presente Ley.

También el Art. 66, indica que:

El Valor Agregado de Distribución se calcula para cada concesionario considerando determinados Sectores de Distribución Típicos que serán establecidos por el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas Eléctricas, de acuerdo al procedimiento que fije el Reglamento.

El Art. 69 indica que:

Los Valores Agregados de Distribución, obtenidos según los artículos precedentes, y los componentes señalados en el artículo 63, estructurando OSINERGMIN un conjunto de precios para cada concesión.

Por último, el Art. 73 señala que:

Las tarifas y sus fórmulas de reajuste tendrán una vigencia de cuatro años, y sólo podrán recalcularse, si sus reajustes duplican el valor inicial de las tarifas durante el período de su vigencia.

La Resolución 168-2019 OS/CD del 11 de octubre de 2019, que aprueba el "Informe Técnico N° 0503-2019-GRT sobre el Valor Agregado de Distribución (VAD), entre noviembre de 2019 a octubre de 2023 dice:

Para las empresas Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A., Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronoroeste S.A., Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A., Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S.A., Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno S.A.A., Electro Sur Este S.A.A., Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad - Electrosur S.A., Empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A., Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A., Electro Oriente S.A. y Electro Ucayali S.A.

El periodo tarifario fue establecido conforme a la prórroga del VAD dispuesta en la Resolución Ministerial.

La función reguladora del OSINERGMIN señalada en el Art. 3 de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, en concordancia con los Art. 26, 27 y 28 del Reglamento General de este Organismo, aprobado con Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, indica como función exclusiva del Consejo Directivo, la facultad de fijar, mediante acto resolutivo, las TE, con criterios y principios advertidos en la normativa sectorial. Asimismo, el Art. 15 del Decreto Ley N° 25844, LCE señala como función del Consejo Directivo del Organismo Supervisor, fijar, revisar y modificar las TE en estricto cumplimiento a los procedimientos establecidos en la referida ley.

En el Art. 8 de la LCE se establece un régimen liberal de precios para los suministros que se realicen en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados para aquellos que por su naturaleza así lo requieran, observando los costos de eficiencia según los criterios dispuestos en el Título V de la LCE.

En correspondencia al Art. 63 de la LCE, las TE de usuarios regulados, consideran los Precios a Nivel Generación (PNG), los Peajes Unitarios de los Sistemas de Transmisión del sistema principal y por otro lado a los sistemas secundarios y complementarios y, el Valor Agregado de Distribución (VAD).

Conforme a lo establecido por el artículo 64 de la LCE:

El Valor Agregado de Distribución se basa en una empresa modelo eficiente con un nivel de calidad preestablecido en las normas técnicas de calidad y considera como componentes: costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía, pérdidas estándares de distribución en potencia y energía y costos estándares de inversión mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

Además, se dispone que adicionalmente al valor agregado de distribución, se incorpore un monto asociado a la innovación tecnológica en los sistemas de distribución, que sea equivalente a una proporción máxima de los ingresos anuales para proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética, en correspondencia a lo dispuesto en el Art. 144-A del reglamento de la LCE (D.S 009-93-EM), que dispone un límite máximo el 1% de los ingresos reportados por cada empresa distribuidora un año antes a la fijación tarifaria.

El Art. 65 de la LCE dice:

El costo de inversión, será la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del Sistema Económicamente Adaptado, considerando su vida útil y la Tasa de Actualización establecida en el Art. 79.

Dicho costo a la fecha es de 12% real anual.

En el Art. 66 de la LCE establece que:

El Valor Agregado de Distribución se calcula individualmente para cada empresa concesionaria de distribución eléctrica que preste servicio a más de 50 000 suministros, de acuerdo al procedimiento que fije el Reglamento de LCE y que, para las demás empresas concesionarias, se calcula de forma agrupada, conforme a lo aprobado por el MINEM, a propuesta del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, de acuerdo al procedimiento que fije el referido reglamento.

El artículo 67 de la LCE, indica que:

Los componentes del Valor Agregado de Distribución se calculan mediante estudios de costos presentados por los concesionarios de distribución, de acuerdo con los Términos de Referencia estandarizados elaborados por el Organismo en mención.

El Anexo de la LCE se define como:

Sector de Distribución Típico a las instalaciones de distribución con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga, características técnicas, así como los costos de inversión, operación y mantenimiento. Asimismo, se precisa que, una concesión puede estar conformada por uno o más Sectores de Distribución Típicos.

En el artículo 145 del RLCE se dispone que la Dirección General de Electricidad, a propuesta del OSINERGMIN, establece los sectores de distribución típicos.

Según el Art. 146 del Reglamento de LCE:

Cada concesionario con más de 50 000 suministros desarrollará un estudio de costos que comprenda la totalidad de sus sistemas eléctricos, los cuales serán evaluados tomando en cuenta la calificación de los sectores de distribución típicos que les correspondan. Para el resto de concesionarios, este Organismo designa para cada sector, la empresa que se encargará del estudio de costos, el cual toma en cuenta sistemas eléctricos representativos seleccionados, de todas las empresas que conforman el grupo”.

De acuerdo al artículo 67 de la LCE:

Los componentes del Valor Agregado de Distribución se calculan mediante estudios de costos presentados por los concesionarios de distribución, de acuerdo con los Términos de Referencia estandarizados”. La norma encarga al Organismo de Supervisión realizar la evaluación de los estudios de costos tomando en consideración los criterios de eficiencia en las inversiones y en la gestión de un concesionario que viene operando en el país. Asimismo, la citada norma señala que el Organismo Supervisor podrá modificar “solo aquellos aspectos de los estudios de costos que, habiendo sido oportunamente observados, no hubiese sido absueltos por los concesionarios de distribución, debiendo acompañarse el sustento de evaluación a cada observación realizada.

Respecto a la Tasa Interna de Retorno (TIR), en el Art.70 de la LCE se establece que:

Para la fijación del Valor Agregado de Distribución, el Organismo regulador calculará la TIR considerando un periodo para su análisis de 25 años.

Dicho cálculo se realiza para cada concesionario que disponga de un estudio individual del valor agregado de distribución, la TIR y en casos restantes se realiza para todo el conjunto de concesionarios y es fijada evaluando los ingresos que se hubieran percibido si por la aplicación de los precios básicos para todos los suministros en el año inmediato anterior de su ejercicio. Los costos de operación y mantenimiento de su sistema de distribución incluyen las pérdidas y el valor nuevo del remplazo de sus instalaciones, con un valor residual de cero. Para la evaluación de la TIR se incorporan los beneficios alcanzados en los proyectos de innovación tecnológica de la empresa.

Debe tenerse en cuenta que el Decreto Legislativo N° 1207, modificó varios artículos de la Ley N° 28749, LGER, entre ellos, el Art. 14 que dispone que el Valor Agregado de Distribución de los SER, se fija conforme a lo establecido en la LCE y su Reglamento. Es decir, incluye los costos de conexión eléctrica y un fondo para la reposición de las instalaciones del SER, los costos de operación, mantenimiento y gestión comercial del valor agregado de distribución que son revisados y se encuentran sujetos a un valor máximo establecido por el OSINERGMIN en base a mediciones de eficiencia relativa entre los correspondientes SER de las empresas distribuidoras según el criterio que corresponda.

El Reglamento determina la metodología en correspondencia a criterios y procesos regulatorios; que en el caso de los SER, cuya inversión se financia con recursos propios del concesionario de distribución. El costo de inversión considerará a la anualidad del valor nuevo de remplazo del sistema económicamente adaptado; en contraparte, en los SER donde la inversión es financiada con recursos del Estado, se deberá considerar un fondo de reposición, en correspondencia a lo estipulado en el reglamento. Hasta la

fecha de elaboración de la presente tesis, no ha sido aprobada la norma reglamentaria (decreto supremo) con la que se implemente lo dispuesto en la referida modificación del artículo 14 de la LGER; sin embargo, considerando que de conformidad con el Artículo VIII del Título Preliminar del Texto Único Ordenado de la Ley 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS (en adelante TUO de la LPAG), las autoridades administrativas no pueden desistir la resolución de las cuestiones que se le planteen, el Organismo Supervisor debe proceder a fijar el VAD de los SER. En tal sentido, el área técnica del Organismo regulador utiliza para tal efecto criterios razonables y sustentados en el contexto de eficiencia previsto en el Art. 14 de la LGER.

III. REVISIÓN DE LITERATURA

3.1. La Energía Solar

Según Salamanca-Ávila, S. (2017) Es un es un recurso renovable, es decir, es un recurso inagotable cuyo aprovechamiento depende de su fuente de almacenamiento en horas nocturnas. Las condiciones ambientales desafiantes, como la contaminación, los avances tecnológicos para desarrollar celdas solares cada vez más eficientes, contribuyen al fomento del uso de fuentes energéticas renovables, como la solar.

Además, el uso de estos sistemas está aumentando por la baja contaminación que cusan, y porque los costos de instalación se recuperan por la reducción de la facturación por el uso de energía de las empresas de servicios públicos.

3.2. Problemática Nacional (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional)

Comenzaremos por comprender la problemática del MINEM, es así que hace algunos años el Estado gestionó la 1ª Política Energética orientada al 2040, incluida en el DS 064-2010-PCM, donde se establecieron aspectos relacionados al rol del Estado, donde se desarrolló, entre otros temas lo siguiente:

- La diversificación de la matriz energética para asegurar el abastecimiento confiable y oportuno de la demanda de energía, fortaleciendo la competitividad del Perú en un mundo globalizado y garantizando su desarrollo sostenible.
- La promoción de la inversión privada en el sector energético con reglas claras y estables.
- El fomento y ejecución de obras de energización en las zonas rurales y aisladas del país para ampliar la cobertura de la demanda, crea oportunidades para más peruanos y mejorar la calidad de vida de la población.
- El fomento del uso eficiente de la energía.
- La promoción de la integración energética regional. (Complementariedad, Economía de Escala, Fortalecimiento Infraestructura).

No obstante, se ha registrado poco avance en la aplicación de esta política por diversos factores; los cuales, a juicio de los especialistas Julio César Romaní-Aguirre y Víctor Arroyo-Chalco (citado por Friedrich Ebert, 2012), no se logró el desarrollo esperado.

Sin embargo, dado el estado actual de las cosas en un sector muy impulsado por efectos del mercado que, por una adecuada planificación energética, la frontera tiene abiertas sus expectativas de 10 a 15 años, es decir a partir del año 2030. La visión peruana del sector eléctrico, anunciada por el MINEM, representada en su oportunidad por el Econ. Francisco Ismodes, dada a conocer en octubre de 2018 durante el VII Congreso Internacional “Día de la Energía”, estima lo siguiente:

- Alcanzar 100% cobertura de electrificación del territorio nacional al 2021.
- Contar con una codificación u ordenamiento del marco regulatorio que no tiene cambios sustanciales desde el año 2006.
- Alcanzar el 15% de generación de energía con Energías Renovables No Convencionales al 2030, lo que actualmente alcanza únicamente el 4.5%.
- Consolidar la integración eléctrica regional, con países vecinos, como Ecuador, Colombia, Bolivia y Chile.
- Implementar las Smart Grids y la Movilidad Eléctrica a través de autos eléctricos y políticas de eficiencia energética.

Un principal problema que enfrenta el sector en este contexto es la generación de energía, que se concentra esencialmente en la zona central del país, aunque la generación hídrica ha aumentado al igual que la generación con gas natural ha aumentado, así como la generación con las energías renovables. El problema nacional radica, entre otras cosas, en la urgente renovación de la política energética del país, agilizando la oportuna adquisición de herramientas de gestión, certificación ambiental y atención a los álgidos problemas en la ejecución de proyectos, ampliación de plazos y modernización de los procesos.

Al respecto es importante conocer que el ente rector del Estado ha mostrado algunos adelantos, entre ellos:

Para las empresas distribuidoras con potencia sobre contratadas, la publicación del Decreto Supremo 026-2018-EM (2018) que establece medidas para facilitar la suscripción de adendas que permita modificar los contratos derivados de las licitaciones de largo plazo realizadas en el marco de la Ley 28832, entre los distribuidores y los generadores, para que éstos puedan modificar la potencia contratada entre generadores y distribuidores, así como del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

Estas medidas han permitido mitigar el efecto de la sobrecontratación a la que se han visto expuestas las distribuidoras en un contexto de migración de los usuarios libres al mercado regulado.

En cuanto a la generación distribuida, el problema se debe a la falta de normativa para para dicho proceso, en los niveles de micro y mediana generación, afectando su desarrollo. En conclusión, no se tiene un alineamiento con las tendencias mundiales que priorizan el fomento la generación distribuida a pequeña escala, no obstante, la situación es comprensible en un contexto de sobreoferta de generación y sobrecontratación de las empresas distribuidoras.

Paralelamente, hay otros problemas de competitividad de energías renovables, como las centrales de energía solar que no disponen de una potencia firme reconocida, y no les faculta firmar contratos en el mercado libre, en el mercado regulado, ni lograr ingresos por potencia. Dependiendo sus ingresos de la subasta RER convocada por el Estado, tienen un incremento de la prima RER y el costo de las TE para los usuarios finales. En respuesta a esta problemática, existe un procedimiento que establece la metodología para el cálculo de potencia firme de las centrales eólicas, no obstante, no ocurre lo mismo para las centrales solares, dada su capacidad de producir energía solamente durante el día y no cubrir los requerimientos de potencia en las horas que se registra la máxima demanda del SEIN.

Se espera un aumento en las inversiones en recursos energéticos renovables no convencionales, sin necesidad de ayudas o subsidios para su ingreso al mercado eléctrico, al igual que ha sucedido en países vecinos como Chile y Brasil. Cabe precisar que en Perú se vienen desarrollando proyectos del tipo ERNC orientados a cubrir los requerimientos de energía de varios proyectos mineros.

Olivares J. (2022) explica que al realizar ajustes en el diseño del mecanismo de licitaciones a largo plazo de la Ley 28832, es posible incorporar nuevos proyectos de generación a través de la utilización de recursos energéticos renovables no convencionales, con precios competitivos que contribuyan a descarbonizar la matriz energética y obtener precios menores a los de las tecnologías convencionales con la consecuente reducción de tarifas.

Para mitigar el impacto de un alto costo de la electricidad, en el 2006 el gobierno promulgo la Ley 28832 (MINEM, 2006), que permita asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, a través de mecanismos de compensación económica para los SA en sus Art. 29 y 30, encargando la responsabilidad al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería esta importante tarea.

3.3. Intervención del Gobierno Nacional y Regional

La Ley N° 28749, LGER (MINEM, 2015), encarga a la Dirección Ejecutiva de Proyectos la competencia en temas de electrificación rural, y tiene el encargo de ampliar las fronteras eléctricas en los lugares más desfavorecidos del ámbito nacional, para brindar acceso de energía a los centros poblados del interior y apoyar al desarrollo socioeconómico, aliviar la pobreza, mejorar la calidad de vida y reducir la migración a la ciudad, a través a través de la ejecución de proyectos rurales de electrificación técnicas y planes de acción que identifiquen, eviten, prevengan, mitiguen o compensen los impactos sociales, culturales y ambientales. Según esta normativa, el MINEM mediante su órgano desconcentrado DGER se encarga de elaborar y ejecutar el PNER, y tiene como objetivo la consolidación de los todos los planes de desarrollo local y regional concertados, dando factibilidad a los proyectos de expansión de las empresas concesionarias de distribución eléctrica, orientando sus esfuerzos a la electrificación rural.

La política del sector de energía que norma el desarrollo e implementación de la electrificación en zonas rurales se enmarca en la LCE y su reglamento, en el D.S N° 026-2007-EM; en la LGER, en las Normas técnicas Rurales, en la Ley Marco de Modernización de la Gestión del Estado, que crea la DGER mediante la fusión del Proyecto de Mejoramiento de la Electrificación Rural a través de la Aplicación de Fondos Concursables y la Dirección Ejecutiva de Proyectos del MINEM.

Depender de combustible fósil en la matriz eléctrica de la ciudad Masisea tiene mucho tiempo, no existiendo a la fecha otro tipo de fuente energética alternativa en este sistema aislado. Desde los años 60s, cerca de la ciudad de

Iquitos, el departamento de Loreto dispone de una planta refinadora de petróleo crudo, que también atiende a los departamentos cercanos de San Martín, etc. Teniendo en cuenta esta consideración y los subsidios en este SA, la demanda de petróleo para generar energía eléctrica tiene un porcentaje aproximado de 10% de toda la producción de la refinería (Grupo de Trabajo Especializado de Generación Eléctrica, 2020), además que la demanda anual de petróleo para el SA de Iquitos, es aproximadamente de 450,000 barriles.

3.4 Modelo de Costos

Según Klein, Guillermo (2007), el modelo de costos ha surgido como una forma de guiar aún más la política regulatoria para determinar los costos más apropiados de acuerdo con el principio de causalidad de costos para una red determinada. Por lo tanto, es importante establecer una metodología sistemática específica utilizando un conjunto de criterios básicos y cálculos para determinar los costos. Siguiendo el modelo propuesto por Klein se estructuran los costos que dan lugar a las tarifas que se calculan en esta tesis

3.5. Tarifa Eléctrica (TE)

García y Cadavid (2005), definen la TE como la estructura de formación de precios de la energía que refleja los costos económicos de la prestación en cada etapa de la generación, transmisión, distribución y comercialización energética; además, de otros pagos a los reguladores y supervisores. Según Flores (2014), los costos de la tarifa que se cobran al cliente final se componen de: a) los precios en la etapa de generación (PB), b) los precios en la etapa de transmisión (incluyen el cargo por uso de los sistemas de transmisión principal y complementario), y c) el valor agregado de distribución.

Respecto al componente de generación solar, Ramos *et al.* (2017) señala que la tarifa está compuesta por dos elementos importantes; el precio de la potencia instalada y los costos para que el sistema propuesto sea sustentable en el tiempo, la determinación del precio de potencia instalada se hace en base a la suma de los costos de mantenimiento anual y el costo de capital fotovoltaico y el valor de la potencia instalada total.

Con respecto al componente de distribución, Acevedo (2018), menciona que para el Perú se considera la fijación tarifaria en distribución como regulada y a la tarifa valor agregado de distribución (VAD), determinada cada 4 años. Se tiene como componentes del VAD para las tarifas, los costos asociados al consumidor, así como los costos de operación y mantenimiento.

También, Berenguer *et al.* (2017) indica que la continuidad de suministro se caracteriza por el número y duración de las interrupciones, considerando sus características en la onda de tensión y corriente, trayendo una mala calidad consigo daños a la producción, a la economía y la competitividad empresarial.

Hernández y Medina (2006) señalan que la definición de calidad de suministro está asociado a dos aspectos principales: la continuidad de la alimentación y la calidad de la onda de tensión. Por su parte, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (1997), indica que el suministro de calidad responde a la continuidad del servicio eléctrico para los usuarios finales, considerando las posibles interrupciones en el servicio.

A. Componente SAIFI (Cantidad de Interrupciones)

El System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) indica que interrupción es una falta en el suministro del servicio eléctrico público en una parte o toda la zona de concesión como consecuencia de un contexto no planificado o por defecto de algún componente que ocasionaría una o más fallas en la red o en los equipos conexos (Retamozo, 2018).

B. Componente SAIDI (Duración de Interrupciones)

El System Average Interruption Duration Index (SAIDI) brinda respuesta al equilibrio óptimo entre costo y confiabilidad, donde se utilizan técnicas básicas para la evaluación de la confiabilidad donde se observa el periodo de reparación de una falla en función de las diferentes operaciones realizadas para corregir dicha falla, con la finalidad de reponer el servicio eléctrico. (Collantes y Camac, 2010).

Según lo citado en el Decreto Ley N° 25844, LCE (MINEM, 1992), con su Reglamento aprobado con D.S N° 009-93-EM (MINEM, 1992)”; la Ley N° 28832, Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica y sus normas complementarias (MINEM, 2006); la Ley N° 28749, LGER (MINEM, 2020) y su Reglamento aprobado con D.S N° 018-2020-EM (MINEM, 2020); la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas (PCM, 2002), la Resolución N° 080-2012-OS/CD que aprueba los procedimientos para fijación de precios regulados (OSINERGMIN, 2012), entre otras; establecen los principios, criterios y procedimientos para determinar las TE.

Es necesario indicar que los cálculos de las TE Rurales consideran los costos eficientes que inciden en el progreso de las actividades para la generación y distribución eléctrica, para brindar un buen servicio al público (MINEM, 2006).

Las TE rurales en los SER, fueron autorizados por el MINEM, en concordancia con los Art. 23°, 24° y 25° del Reglamento de la LGER.

El VAD considera los costos de la conexión eléctrica, en base a la cantidad de usuarios de la empresa modelo, los costos de instalación eléctrica regulados, la vida útil de estas conexiones en base al Art. 163° del Reglamento de la Ley de Concesionarias Eléctricas y la tasa de actualización normada en la misma Ley. Los costos totales se estimarán por unidad de potencia, considerando la demanda máxima determinada para la empresa modelo.

La TE Rural (VAD), incluye las inversiones realizadas por el Estado, por las compañías de distribución eléctrica, entre otros rubros. En el caso que las inversiones del Sistema Eléctrico Rural (SER) se encuentren integradas por 100% del aporte del Estado. La anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) se multiplicará por el Factor del Fondo de Reposición (FFR).

En el caso que las inversiones de los Servicios Eléctricos Rurales se encuentran conformadas por aportaciones del Estado y otras instituciones, el monto de retribución de la inversión se calculará considerando la anualidad del

Valor N, el factor de proporción (FP) de inversiones de otras instituciones; y, la cantidad de reposición de la inversión se calculará aplicando a la anualidad del VNR, el factor 1 descontado del factor de proporción (1-fp), aplicando posteriormente el FFR. La cantidad total es la sumatoria de los montos de retribución y reposición, más los costos de operación.

3.5.1. Modelo de tarifa eléctrica de distribución

El modelo aplicado para calcular la TE de distribución eléctrica, determinado por medio de una empresa modelo eficiente, está representada por el VAD, que considera los costos asociados al usuario, como cargos fijos, que abarcan los costos eficientes para realizar diversas actividades como la lectura del medidor, el procesamiento de la lectura y la emisión, reparto y cobranza del recibo o factura.

Las pérdidas promedio de distribución se refiere a las pérdidas de potencia y energía relacionadas a las instalaciones de distribución eléctrica reconocidas por medio de Factores de Expansión de Pérdidas.

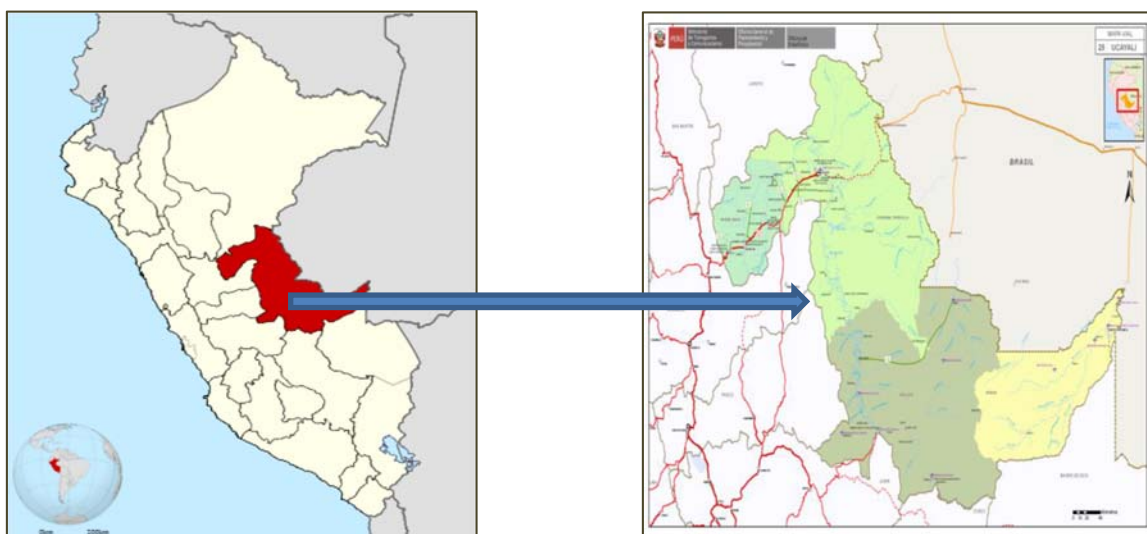
Los costos promedio de inversión, operación y mantenimiento se obtienen a través del Valor Agregado de Distribución de Media Tensión (VADMT) y de baja tensión (VADBT). El costo de inversión es considerado como la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del sistema económicamente adaptado, considerando una vida útil y tasa de actualización del 12%.

3.6. Descripción del Lugar de Estudio

3.6.1. Ubicación

La presente investigación se llevó a cabo en Masisea, ubicada en la Provincia Coronel Portillo, departamento de Ucayali, ubicado en la región geográfica de la Selva Peruana, con una altitud de 174.873 msnm.

Figura 3: Ubicación geográfica de la Localidad de Masisea: Mapas del Perú, Departamental, Provincial y Distrital de la localidad



Fuente: Ministerio del Ambiente (2021).

3.6.2. Condiciones climatológicas

El clima en esta localidad se clasifica como cálido - húmedo, con temperaturas mínima y máxima de 18 y 38°C. Cada 100m de altura se realiza un cambio de medio grado centígrado. La humedad relativa estándar es 90 %.

La precipitación pluvial se relaciona con el nivel altitudinal, reportándose un promedio máximo de 400 mm/mes entre febrero a mayo) y un máximo promedio de 50 mm/mes, para los demás meses.

Tabla 15. Condiciones climatológicas Masisea

Descripción	Parámetro
Temperatura máxima (°C)	38
Temperatura media (°C)	28
Temperatura mínima (°C)	18
Velocidad del viento (km/h)	70

Fuente: SENAMHI para el periodo año 2000 hasta el año 2011

3.6.3 Altitud

En este lugar la altitud es de 174 msnm. La topografía predominantemente es plana, con pocas ondulaciones, en la zona urbana abundan los árboles, en especial en zonas poco desarrolladas. Se caracterizan por tener tierras arcillosas y disolverse con facilidad, volviéndose barrosas. Su inclinación terrestre tiene ± 3 metros de elevación en promedio.

3.6.4. Vías de comunicación

El río de nombre Ucayali, es considerado la principal vía fluvial para la comunicación con otras localidades que se encuentran en sus márgenes, siendo el recorrido Pucallpa – Iquitos, utilizado para las transacciones comerciales en los ámbitos agrícola y forestal, siendo el centro de negocios la ciudad de Pucallpa. Entre Iquitos y Pucallpa hay una distancia fluvial de 1,021 Km, con una duración del viaje entre 4 a 5 días en la época de seca y de 6 a 8 días en época de lluvia, debido a los cambios del caudal del río.

El acceso a la zona de estudio se da por el río Ucayali, aguas arriba. desde Pucallpa con un viaje de aproximadamente 2 horas en bote a motor denominado El Rápido.

3.6.5. Actividades económicas y sociales

Las principales actividades económicas y sociales en la zona del proyecto, son silvicultura, agricultura y el comercio.

3.6.5.1. Silvicultura

Mediante técnicas de explotación forestal, la actividad económica de mayor importancia en la zona es la silvicultura. En la majestuosa selva tropical se explota intensivamente la madera de Caoba, Cedro, y otras, que son trasladados a aserraderos para su procesamiento. También se comercializa jebe, caucho, palo de rosa, palmeras y otras plantas ornamentales.

3.6.5.2. Agricultura

Los principales cultivos son el maíz, yuca, plátano y piña. Los principales cultivos permanentes son el café, palmito, cacao y la papaya. La ubicación próxima de las unidades agropecuarias a los mercados de los centros poblados es determinante para que la mayor parte de los productos principales y estacionales se expendan en los centros de abasto de la zona.

3.6.5.3. Industria y Comercio

Respecto a la actividad industrial, hay empresas Aserradoras cuya actividad es la transformación de la madera como materia prima, en sus diversos productos obtenidos con la finalidad de ser vendidos en la localidad, Región y a nivel Nacional, además existen empresas que fabrican parquet y triplay. A nivel del sector comercial, hay establecimientos medianos y pequeños cuya actividad es la compra y venta de diversos productos.

3.7. Problemática de la localidad de Masisea

En la zona del proyecto la demanda de energía actualmente es suministrada por la Municipalidad Distrital de Masisea, mediante un grupo electrógeno el que suministra de energía a la zona de forma racional estableciendo que el servicio se realice de noche a partir de las 06:00 pm hasta las 10:00 pm, dándose a un alto costo de producción por el uso de petróleo diésel; debido a este factor y buscando un mejor servicio y progreso para la población se realiza el montaje de una central eléctrica solar-eólica de una

potencia instalada de 365 KW, asegurando de la necesidad de energía para la población, en un horizonte de 20 años.

La Municipalidad Distrital de Masisea es la empresa municipal que tendrá a su cargo la operación, mantenimiento y comercialización el proyecto: Mejoramiento del Servicio Eléctrico mediante Central Solar - Eólica en Masisea, Coronel Portillo - Ucayali, el que también se hará cargo de las etapas posteriores.

Este proyecto permitirá el desarrollo agroindustrial y socio-económico del área de influencia del proyecto, beneficiando a más 4000 pobladores, estando la remuneración de las redes de distribución a cargo de la municipalidad y que el reconocimiento se realice utilizando el valor agregado de distribución de la empresa distribuidora a través de un modelo eficiente.

3.8. Normas Aplicables

- 3.8.1. Ley 28832: Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, elaborado por la Oficina de Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
- 3.8.2. El Decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión en Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables (2008), tiene por objeto promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad.
- 3.8.3. El diseño mecánico se ha desarrollado, en conformidad a las prescripciones de las Normas Técnicas de la Dirección General de Electricidad para Electrificación Rural y el Código Nacional de Electricidad Suministro 2011 y normas Internacionales
- 3.8.4. RD 016-2003-EM: Especificaciones Técnicas de Montaje de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.
- 3.8.5. RD 018-2003-EM: Bases para el Diseño de Línea y Redes Primarias para Electrificación Rural.
- 3.8.6. RD 024-2003-EM: Especificaciones Técnicas de Soportes Normalizados de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.

3.8.7. RD 026-2003-EM: Especificaciones Técnicas para el Suministro de Materiales y Equipos de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural.

3.8.8. RD 030-2003-EM: Especificaciones Técnicas para levantamientos Topográficos para Electrificación Rural.

3.8.9. Normas internacionales IEC, ANSI-IEEE, VDE, REA y DIN.

3.9. Cálculo de la tasa de crecimiento Poblacional

Este procedimiento se encuentra detallado en el Proyecto de Masisea, divulgado por el MINEM (2019), el que se detalla a continuación:

Para el cálculo de la tasa de crecimiento se consideró las poblaciones a nivel distrital de los censos de población y vivienda realizados los años 1993 y 2007, mostrados en la tabla 16.

Tabla 16. Cantidad de pobladores y Tasa de Crecimiento de la Población

Em	Departamento	Prov.	Distrito	Pob.	Pob.	Tasa De Crecimiento
				1993	2007	1993-2007
1	Ucayali	Coronel Portillo	Yarinacocha	35582	85 605	6,47%
2	Ucayali	Coronel Portillo	Calleria	173297	146 478	-1,69%
3	Ucayali	Coronel Portillo	Manantay	58405	70 745	1,38%

Fuente: INEI (1993, 2007).

Para la proyección de la cantidad de habitantes se calculó la tasa de crecimiento intercensal por distrito, asimismo se asumió una tasa de crecimiento vegetativa mínima de 1% y máxima de 3%, respecto a la proyección de viviendas se consideró el número de habitantes/vivienda.

3.10. Consumo Unitario Doméstico en zonas parecidas con servicio eléctrico

Los consumos unitarios domésticos (CUD) de energía de zonas con un nivel de desarrollo socio-económico similar al área de influencia del proyecto, pertenecientes al sistema eléctrico Pucallpa, se calcularon obteniendo valores promedio anuales de los últimos cinco años, como se muestra en la tabla 17.

Tabla 17. Consumo Unitario doméstico promedio anual en zonas parecidas con Servicio Eléctrico

Año	X	CUD/mes kWH	CUD/año kWH
2007	1	33	397
2008	2	36	432
2009	3	38	459
2010	4	40	484
2011	5	44	522

Fuente: Electro Ucayali S.A. (2011)

3.10.1 Crecimiento del Consumo por Persona

3.10.1.1. Cálculo de la Tasa de Crecimiento del Consumo de Energía

Para calcular el consumo unitario final se emplearon datos estadísticos históricos de zonas similares a la del proyecto, estimando una curva de tendencia del crecimiento, obtenido del promedio del consumo unitario doméstico de los años 2007 al 2011.

El consumo unitario doméstico inicial y el consumo unitario doméstico final se obtienen mediante la aplicación de la ecuación potencial por tipo de zona Ax^B , calculado del reporte antiguo de consumo unitario de energía, cuyos valores se estimaron de la siguiente manera (Electro Ucayali, 2011):

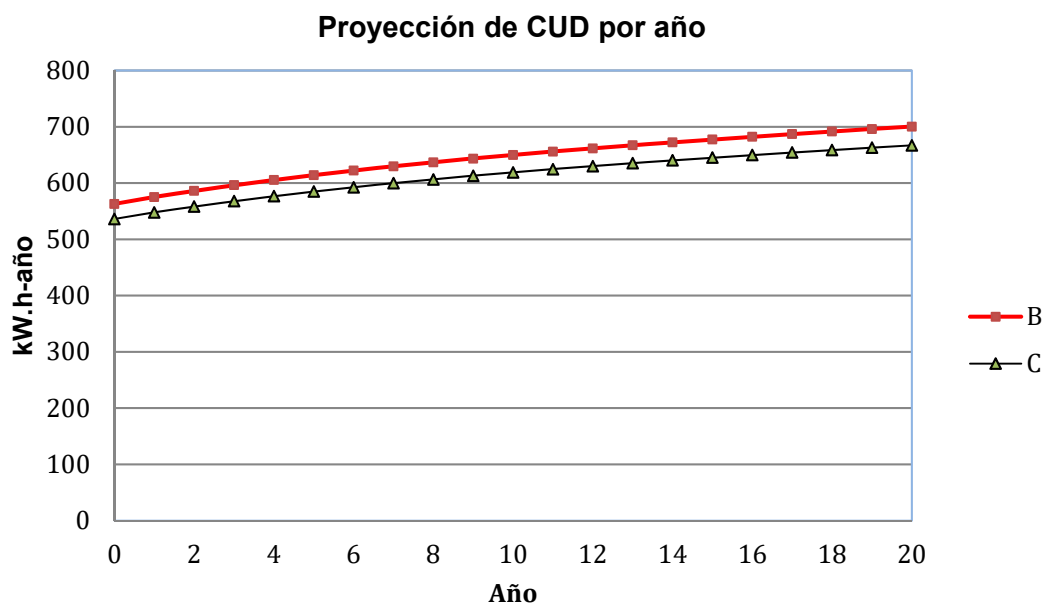
$$Y = A.X^B$$

Donde $A = 391,308$ y $B = 0,162$.

Realizando un reemplazo en la ecuación potencial para un año inicial 7 (2013) se hizo el cálculo del Consumo Unitario Doméstico inicial.

Reemplazando las ecuaciones potenciales para el año 27 (2033) se calculó el CUD final, de acuerdo a lo indicado en la tabla 18.

Figura 4. Gráfico de la Proyección del Consumo Unitario Doméstico por año



Fuente: Ministerio del Ambiente (2021).

Tabla 18. Consumo Unitario Doméstico final (kWh-mes/abonado)

Descripción	(kW.h-año/abonado)
CUDi	536
CUDf	667
T.C de Consumo de Energía	1,2%

Fuente: Electro Ucayali, 2011

3.10.1.2. Cálculo del coeficiente de electrificación (CE)

EL CE se calcula como la relación entre la cantidad de abonados domésticos y el total de abonados posibles de electrificar.

En el caso de la zona del Proyecto “Mejoramiento de Servicio Eléctrico a través de Central Solar – Eólica en Masisea, Coronel Portillo, Región Ucayali” se hizo un cálculo del CE entre el total de encuestados empadronados y los abonados con servicio eléctrico acorde con el radio de influencia de la subestación de distribución; consecuentemente, la cantidad de abonados electrificables se evidencian en el mapa de ubicación de beneficiarios.

En algunos lugares se consideró el CE del 100% en un año inicial, por el alcance de las subestaciones de distribución y del lugar donde viven los abonados.

3.11. Proyección del consumo de energía y máxima demanda

Arzapalo, P. (2020) menciona que, para cálculos de la proyección del consumo de energía y máxima demanda, se recomienda utilizar un método apropiado como la sugerida por AGRA MONENCO (Montreal Engineering Consultants), empleada en países en desarrollo, y centros poblados de la zona rural que son de tamaño reducido. Esta metodología consiste en establecer una relación funcional entre el consumo de energía por abonado doméstico (kWH/Abon) y la cantidad de abonados/año. Esto significa que el crecimiento urbano por el desarrollo poblacional está vinculado con las actividades productivas que elevan el ingreso y consecuentemente, el incremento de consumo de energía eléctrica per-cápita.

IV. RESULTADOS

4.1. Determinación del Componente de Generación

Comenzaremos con la descripción del Sistema Aislado típico de Masisea, cuya información se encuentra calculada en la Tabla 1 de la presente investigación.

Tabla 19. Sistema Aislado Típico Masisea.

Descripción	Característica	
Vida útil central Fotovoltaica	25	Años
Central Fotovoltaica	145.6	kUS\$/año
Personal de operación y gestión	55.9	kUS\$/año
Costos Variables (combustible y no combustible)	3.3	kUS\$/año
Factor de Carga	28.9	%
Margen de Reserva	30	%
Máxima Demanda Anual	0.267	MW
Energía Anual	0.676	GWh

Fuente: Tabla 1

A continuación, se realizó el cálculo del costo medio de generación, cuyo procedimiento y resultado se describen en la siguiente tabla:

Tabla 20. Cálculo del costo medio de generación

Procedimiento de Cálculo:	COSTO MEDIO DE GENERACIÓN				
Tarifa del Sistema (Cent. S./kWh):	Calculada	Vigente ⁽¹⁾	Variación (%)		
	117.48				
Costos Fijos:	Tarifa (ctvs US\$/kWh)				
Inversión	US\$/kW	M. Extranjera	M. Nacional	Total	%
Obras Civiles (30 años)	356.1	0.00	2.27	2.27	7.5%
Equipos Electromecánicos (25 años)	2,781.6	13.26	4.95	18.21	60.1%
Subestación elevadora (30 años)	68.5	0.00	0.17	0.17	0.5%
Total, Inversión	3,306.2	13.26	8.29	21.556	71.1%
Operación y Mantenimiento	US\$/kW-año				
Personal de Operación y Gestión	209.5	0.00	8.28	8.276	27.3%
Costos Variables:					
Costo Variable Combustible		0.00	0.00	0.00	0.0%
Costo Variable No Combustible		0.00	0.49	0.49	1.6%
Costo Total:				30.325"	

Factores de Anualidad:	Factor	años
Obras Civiles (30 años)	0.1241	30
Equipos Electromecánicos (25 años)	0.1275	25
Subestación elevadora (30 años)	0.1241	30

Tasa	12%
Margen Reserva	30%
Tipo Cambio	3.874
Factor de Carga	28.9%
Horas Anuales	8760
Demanda (MW)	0.267

TARIFAS PROPUESTAS

Precios en Barra:	Calculado	Vigente	Variación (%)
Tarifa de Potencia (S/./kW-mes)	30.325		
Tarifa de Energía (Cent S/./kWh)	102.91		

Factores de Actualización de Energía:

	Promedio		
Moneda Extranjera	0.4373	0.516	0.000
Moneda Nacional	0.5627	0.484	1.000
Combustible	0.000	0.000	0.000
Total	1.0000		

(1) Tarifa vigente al 01 de mayo del 2021, calculada con el factor de carga del sistema

(2) La tarifa de potencia ha sido determinada como la equivalente a la tarifa de potencia del Sistema Típico A

Factores de Actualización de Potencia:

	Promedio
Moneda Extranjera	0.4445
Moneda Nacional	0.5555
Total	1.0000

Seguidamente, se determinó los PB para pequeños sistemas aislados fotovoltaicos (menores de 500 Kw).

Tabla 21. Cuadro resumen de cálculo de costo medio de energía

Ítem	Descripción	Unidad	267kW
1	Información general		
1.1	Ubicación		Selva
1.2	Potencia unitaria kWpico		287
2	Información del Sistema		
2.1	Máxima demanda	kWpico	287
2.2	Factor de carga del diagrama de carga	%	28.9%
2.3	Tipo de generación		
2.4	Número de unidades	unid	1056
2.5	Capacidad unitaria	kWpico	0.27
2.6	Capacidad unitaria efectiva	kW	
2.7	Capacidad efectiva de planta	kWpico	285.12
3	Características de operación		
3.1	Horas de operación anuales		2,150.00
	Promedio	h	2,150.00
3.2	Factor de utilización de la planta		65%
	Promedio	%	65%
4	Costos de generación		
4.1	Costos fijos		
	Inversiones		
	O. Civiles Central Fotovoltaica	US \$	95,067.56
	Equipos elec-mec.	US \$	742,679.40
	Subtransmisión	US\$	45,000.00
	Personal de operación y gestión	US \$-año	55,939.98
	Costos fijos anuales		
	O. Civiles Central Fotovoltaica	US \$/año	11,802.04
	Equipam. Elec-meca.	US \$/año	94,691.80
	Subtransmisión	US \$/año	5,586.46
	Personal de operación y gestión	US \$/año	55,939.98
	Reserva (MRT =30%)	US \$/año	33,624.03
	Total, costo fijo anual	US \$/año	201,644.11
4.2	Costos variables	US cents/kWh	0.49
5	Costo medio de generación		
5.1	Costo variable no combustible	US cents/kWh	0.494
5.2	Costo fijo de inversión	US cents/kWh	21.556
5.3	Costo fijo de personal de operación y gestión	US cents/kWh	8.276

Costo medio de la potencia = 30.325 S/. cents/kWh

Fuente. Elaboración propia

Además, se analizó los costos del Sistema Aislado de la localidad de Masisea, descritos en el cuadro siguiente:

Tabla 22. Descripción de costos del Sistema Aislado de Masisea

Descripción	Unidad	Valor
Información del Sistema		
Factor de carga del sistema	%	28.90%
Costos Fijos		
Costos de Inversión	US\$/kW	3,308.17
Costos de Personal	Miles US\$/año	209.51
Costo medio de generación		
Costo Variable Combustible	US\$ cents/kWh	0.00
Costo Variable No Combustible	US\$ cents/kWh	0.49
Costo Fijo de Inversión	US\$ cents/kWh	21.56
Costo Fijo de Personal	US\$ cents/kWh	8.28
Factor de Pérdidas de Transmisión	%	0.00%
Costo medio de generación Total		
	US\$ cents/kWh	30.32
	ctm S/./kWh	117.48
Tarifa vigente al 2020		
	US\$ cents/kWh	0.00
	ctm S/./kWh	0.00
Variación respecto a tarifa vigente		
	%	0.00%

Fuente. Elaboración propia

4.2. Determinación del Componente de Distribución

Se realizaron cálculos para determinar el componente de distribución, comenzando por realizar un balance entre energía y potencia adaptado en el sector Típico- Servicio Eléctrico Rural de Masisea.

Tabla 23. Balance de Energía y Potencia – Adaptado del Sector típico SER Masisea, año 2022

	Energía anual (MW.h)	Factor de carga/pérdidas	Factor de coincidencia	Potencia (kW)
Ingreso MT	0			0
Pérdidas MT	5	0.571		1
Ventas MT	0			0
MT2				
MT3P				
MT3FP				
MT4P				
MT4FP				
Ingreso BT	0			0
Pérdidas Técnicas BT	14	0.400		4
Pérdidas No Técnicas BT	7			3
Ventas BT	2,373			1,025
BT2				
BT3P				
BT3FP				
BT4P				
BT4FP				
BT5A.A				
BT5NR	264	0.280	1.000	107
BT5B	1,992	0.255	1.000	891
BT5C				
BT5C-AP	117	0.500	1.000	27
BT5D				
BT5E				
BT6				
BT7				

Fuente. Elaboración propia

Se realizó una evaluación de los costos fijos anuales comerciales para los segmentos tarifarios de Baja tensión 5B y 5C característicos de Masisea, detallados a continuación.

Tabla 24. Resumen de costos fijos anuales comerciales (US\$)

Segmento Tarifario	Cantidad de Usuarios	Costo Unitario/factura	Total
BT5B	841	1.414	14268
BT5C	1	1.414	17
Total	842		14285

Fuente. Elaboración propia

También se realizó una asignación de costos de operación y mantenimiento al sistema eléctrico modelo, detallado a continuación

Tabla 25. Asignación de costos de operación y mantenimiento- Sistema eléctrico modelo

Concepto	Costos de OyM Técnicos				TOTAL	Comercialización			TOTAL
	Distribución MT	Distribución BT	Distribución SED	Alumbrado Público		Gestión Comercial	Operación Comercial	Costo asocia- do al Usuario	
Item Costos Directos									
1 Materiales	0.00	0.16	0.00	0.04	0.20	0.00	0.00	2.26	2.26
2 Supervisión Directa	2.29	3.64	0.00	0.42	6.35	2.61	2.61	7.82	13.04
3 Personal Propio	0.00	0.00	0.00		0.00	3.72	0.41	0.00	4.13
4 Servicio de Terceros	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	9.02	9.02
5 Cargas Diversas y Otros	0.34	0.55	0.00	0.06	0.95	0.95	0.45	1.17	2.57
6 Total	2.63	4.35	0.00	0.54	7.52	7.28	3.47	20.27	31.02
Costos Indirectos (Actividades de Apoyo)									
1 Personal	0.52	0.86	0.00	0.11	1.49	1.44	0.69	0.00	2.13
2 Materiales	0.09	0.15	0.00	0.02	0.26	0.24	0.12	0.00	0.36
3 Servicio de Terceros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4 Aporte Organismo Regulador	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
5 Costo Capital de Trabajo	0.01	0.02	0.00	0.00	0.03				
6 Total	0.62	1.03	0.00	0.13	1.78	1.68	0.81	0.00	2.49
Asignación de Costo de Gestión Comercial									
1 Materiales	0.09	0.14	0.00	0.02	0.24				
2 Supervisión Directa	0.94	1.49	0.00	0.17	2.61				
3 Personal Propio	1.86	2.96	0.00	0.34	5.16				
4 Servicio de Terceros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
5 Cargas Diversas y Otros	0.34	0.54	0.00	0.06	0.95				
6 Total	3.23	5.13	0.00	0.59	8.96				

Asignación de Costo de Operación Comercial

1	Materiales	0.04	0.07	0	0.01	0.12	
2	Supervisión Directa	0.94	1.49	0	0.17	2.61	
3	Personal Propio	0.4	0.63	0	0.07	1.1	
4	Servicio de Terceros	0	0	0	0	0	
5	Cargas Diversas y Otros	0.16	0.26	0	0.03	0.45	
6	Total	1.54	2.45	0	0.28	4.28	
Costos Totales de O y M		8.02	12.96	0	1.54	22.54	Costos Totales Asociado al Usuario
							20.27

Se realizó el cálculo de la fijación 2018-2022 del Valor Agregado de Distribución del Servicio Eléctrico Rural de Masisea, descrito en el cuadro siguiente:

Tabla 26. Fijación del 2018 al 2022, VAD- Sector típico de Masisea, tipo convencional

Descripción	Unidad	VAD - 100% Empresa			Cargo Fijo			
		VADMT	VADBT	SED MT/BT	CFE	CFS	CFH	CFEAP
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	205	3,727	707				
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles US\$	25	463	88				
Costo Anual de OyM	miles US\$	8	13	2	20	0	0	0
Total Costo Anual	miles US\$	33	476	2	20	0	0	0
Demanda	kW	102	1,025	1,025				
Número de clientes	unidad				841	8	0	0
VAD Inversión	US\$/kW-mes	19.635	35.695	6.775				
VAD OyM	US\$/kW-mes	6.526	1.054	0.125				
VAD	US\$/kW-mes	26.161	36.749	6.900				
Cargo Fijo	US\$/cliente- mes				1.965	4.527	4.527	1.965

Fuente. Elaboración propia

Comparando con la regulación actual, se observa que los valores obtenidos son similares a los obtenidos en el VAD 2018 para un sistema aislado.

Tabla 27. Valor Agregado de distribución del año 2018: empresas con usuarios menores a 50 000 usuarios

Valor Agregado de Distribucion (VAD)			
Sector Tipico	VADMT	VADBT	VADSED
	s./KW-mes		
SER	99,073	139,168	26,132

Fuente. OSINERGMIN 2018

Actualizando el valor del VAD con el pliego actualizado a diciembre 2021, con los valores obtenidos en el cuadro 25, se toma como base un Sistema Eléctrico SER existente de la Empresa Eilhicha (Empresa con la menor infraestructura a nivel nacional)

Tabla 28. Valor Agregado de Distribución ponderado de la empresa Eilhicha (S/. KW-mes), actualizado al 04.12.2021

Empresa	VADMT	VADBT	VADSED
Eilhicha	117,286	165,564	31,174

Fuente. Elaboración propia

Luego se realizó un cálculo de la fijación del 2018 al 2022 del VAD del Sector típico de la localidad de Masisea, en dólares y en soles.

Tabla 29. Fijación del 2018 al 2022, VAD- Sector típico de Masisea, tipo convencional, en moneda extranjera (\$)

Descripción	Unidad	VAD - 100% Empresa			Cargo Fijo			
		VADMT	VADBT	SED MT/BT	CFE	CFS	CFH	CFEAP
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	205	3,727	707				
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles US\$	25	463	88				
Costo Anual de OyM	miles US\$	8	13	2	20	0	0	0
Total Costo Anual	miles US\$	33	476	2	20	0	0	0
Demanda	kW	102	1,025	1,025				
Número de clientes	unidad				841	8	0	0
VAD Inversión	US\$/kW-mes	19.635	35.695	6.775				
VAD OyM	US\$/kW-mes	6.526	1.054	0.125				
VAD	US\$/kW-mes	26.161	36.749	6.900				
Cargo Fijo	US\$/cliente- mes				1.965	4.527	4.527	1.965

Fuente. Elaboración propia

Tabla 30. Fijación del 2018 al 2022, VAD- Sector típico de Masisea, tipo convencional, conversión a moneda nacional (S/.)

Descripción	Unidad	VAD - 100% Empresa				Cargo Fijo			
		VADMT	VADBT	SED MT/BT	CFE	CFS	CFH	CFEAP	
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	205	3,727	707					
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles US\$	25	463	88					
Costo Anual de OyM	miles US\$	8	13	2	20	0	0	0	
Total Costo Anual	miles US\$	33	476	2	20	0	0	0	
Demanda	kW	102	1,025	1,025					
Número de clientes	unidad				841	8	0	0	
VAD Inversión	US\$/kW-mes	19.635	35.695	6.775					
VAD OyM	US\$/kW-mes	6.526	1.054	0.125					
VAD	US\$/kW-mes	26.161	36.749	6.900					
Cargo Fijo	US\$/cliente-mes				1.965	4.527	4.527	1.965	
Tipo de Cambio	(S./US\$)	3.787	4/05/2022						
Valor Nuevo de Reemplazo	miles S/.	776	14,113	2,678					
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles S/.	174	3,163	600					
Costo Anual de OyM	miles S/.	30	49	6	75	2	0	0	
Total Costo Anual	miles S/.	204	3,212	606	75	2	0	0	
Demanda	kW	102	1,025	1,025					
Número de clientes	unidad				841	8	0	0	
VAD Inversión	S/./kW-mes	74.358	135.177	25.657					
VAD OyM	S/./kW-mes	24.714	3.991	0.473					
VAD	S/./kW-mes	99.072	139.168	26.130					
Cargo Fijo	S/./cliente-mes				7.441	17.144	17.144	7.441	
VAD Inversión	S/./kW-mes	74.358	135.177	25.657					
VAD OyM	S/./kW-mes	24.714	3.991	0.473					
VAD	S/./kW-mes	99.072	139.168	26.130					
Cargo Fijo	S/./mes				7.441	17.144	17.144	7.441	

Fuente. Elaboración propia

Para calcular la tarifa a usuario final, se asume que la empresa se encuentra formalizada, porque debido a sus características puede acceder a mecanismos de compensación en el marco de la LCE, su reglamento y las propias leyes que regulan dichos mecanismos de compensación.

Luego de la aplicación del MC SISTEMAS AISLADOS, el PB efectivo “obtenido” se muestra en la tabla 31.

Tabla 31. Precio en Barra Efectivo del Servicio Eléctrico Rural de MASISEA

Empresa	Nivel de Tensión	Precio de la potencia	Precio de la energía en horas punta	Precio de la energía en horas fuera de punta
MASISEA	Media tensión	30.325	21.44	21.44

Fuente. Elaboración propia

A estos precios se agrega el Valor Agregado de Distribución del Servicio Eléctrico Rural de Masisea, cuyo resultado es menor en comparación a los resultados de la tabla 28.

Tabla 32. Valor Agregado de Distribución - Servicio Eléctrico Rural MASISEA

Empresa	VAD Media Tensión	VAD Baja Tensión	VAD Subestaciones
MASISEA	99.03	139.168	26.132

Fuente. Elaboración propia

De los resultados se obtiene que el valor de la tarifa para un usuario doméstico, es de 197,22 ctm S//kWH. A este valor se le aplicó el Mecanismo de Compensación de la TE residencial, resultando 77,65 ctm S//kWH. (Tabla 40); luego se le aplicó el FOSE, resultando que un usuario que consume hasta 30 kWH mensualmente, pagaría una tarifa de 17,28 ctm S//kWH y uno que consume 65 kWH, pagaría una tarifa de 49,88 ctm S//kWH.

Posteriormente se evaluó la factibilidad de la tarifa del servicio eléctrico comparando el cálculo para la población de la localidad de ATALAYA, zona rural (de responsabilidad de la empresa municipal), aplicando el cálculo de los MC SISTEMAS AISLADOS, usando el Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial (MCTER), por el incremento del costo del combustible en 79% y 29% en los cálculos del MC SISTEMAS AISLADOS.

Tabla 33. Comparación de mediciones entre energías y potencias activas

Pliego Tarifario (sin FOSE). 04/ABR/2022		Empresa: Electro Ucayali Sector Típico 2/ AISL	
Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P)			
	Unidad	Media Tensión	Baja Tensión
		MT2	BT2
Cargo Fijo Mensual	S./mes	9.18	9.18
Cargo por Energía Activa en Horas de Punta	ctm. S./kW.h	93.02	97.54
Cargo por Energía Activa en Horas Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	93.02	97.54
Cargo por Potencia de Generación en HP	S./kW-mes	40.98	40.36
Cargo por Potencia de Distribución en HP	S./kW-mes	13.49	67.71
Cargo por Exceso de Potencia de Distribución en HFP	S./kW-mes	14.66	51.30
Cargo por Energía Reactiva	ctm. S./kVar.h	4.60	4.60
Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P)			
	Unidad	Media Tensión	Baja Tensión
		MT3	BT3
Cargo Fijo Mensual	S./mes	8.48	8.48
Cargo por Energía Activa en Horas de Punta	ctm. S./kW.h	93.02	97.54
Cargo por Energía Activa en Horas Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	93.02	97.54
Cargo por Potencia de generación Presentes en Punta	S./kW-mes	35.83	29.92
Cargo por Potencia de generación Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	22.38	27.29
Cargo por Potencia de distribución Presentes en Punta	S./kW-mes	14.63	67.30
Cargo por Potencia de distribución Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	14.64	64.59
Cargo por Energía Reactiva	ctm. S./kVar.h	4.60	4.60
Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P)			
	Unidad	Media Tensión	Baja Tensión
		MT4	BT4
Cargo Fijo Mensual	S./mes	8.48	8.48
Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	93.02	97.54
Cargo por Potencia de generación Presentes en Punta	S./kW-mes	35.83	29.92
Cargo por Potencia de generación Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	22.38	27.29
Cargo por Potencia de distribución Presentes en Punta	S./kW-mes	14.63	67.30
Cargo por Potencia de distribución Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	14.64	64.59
Cargo por Energía Reactiva	ctm. S./kVar.h	4.60	4.60
Medición de dos energías activas (2E)			
	Unidad	Baja Tensión BT5A	
Cargo Fijo Mensual	S./mes	8.48	
Cargo por Energía Activa en Horas de Punta, 20 kW en Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	217.50	
Cargo por Energía Activa en Horas de Punta, 50 kW en Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	244.00	
Cargo por Energía Activa en Horas Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	97.54	
Cargo por Exceso de Potencia en Horas Punta y/o Horas Fuera de Punta	S./kW-mes	63.43	
Alumbrado Público, medición de una energía activa (1E)			
	Unidad	BT5C	BT5C-AP
		Illum.Esp&Mun.	Art.184.RLCE
Cargo Fijo Mensual	S./mes	4.20	5.13
Cargo por Energía Activa	ctm.S./kW.h	132.53	132.53
Medición de una potencia activa (1P) / BT6			
	Unidad	Baja Tensión BT6	
Cargo Fijo Mensual	S./mes	4.20	
Cargo por Potencia	ctm.S./Watts	45.17	
Servicio Prepago de Energía Eléctrica, medición de Energía Activa (1E) / B			
	Unidad	Baja Tensión BT7	
Cargo Fijo Mensual - Códigos	S./mes	3.45	
Cargo Fijo Mensual - Tarjetas	S./mes	3.45	
Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	132.86	
Medición de una energía activa (1E) / BT5B / BT5D / BT5E			
	Unidad	BT5B	BT5D
			BT5E
Cargo Fijo Mensual	S./mes	4.20	4.20
Cargo Fijo Semestral	S./mes	0.00	0.00
Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	135.25	115.43
Medición de una energía activa (1E) / BT5F			
	Unidad	BT5F	BT5F0
Cargo Fijo Mensual	S./mes	0	8.48
Cargo por energía activa en horas de punta	ctm. S./kW.h	0	156.81
Cargo por energía activa en horas fuera de punta	ctm. S./kW.h	0	121.17

Fuente: OSINERGMIN (2022)

4.3. Análisis de la sostenibilidad de la tarifa

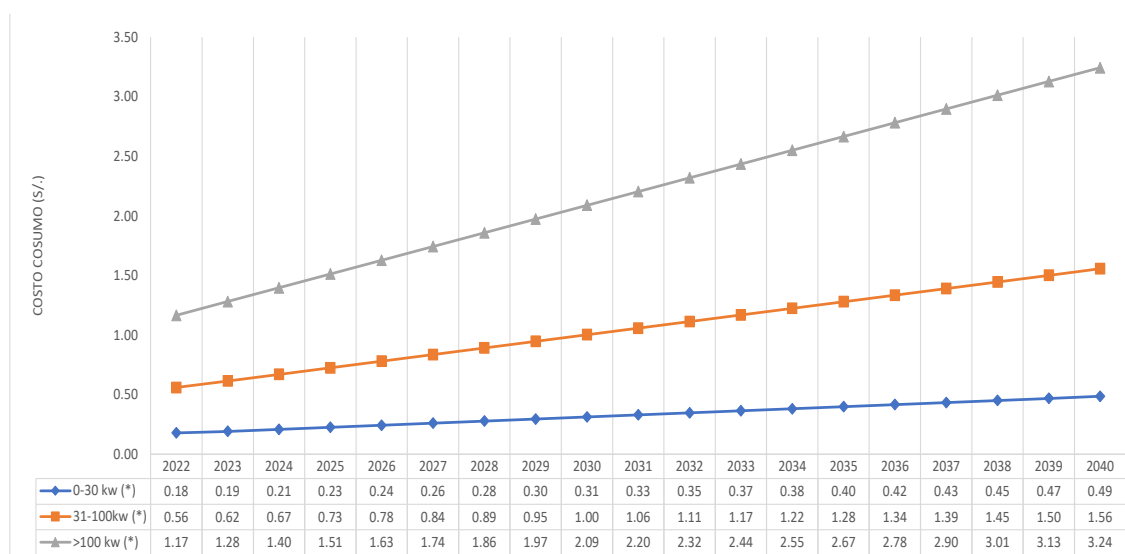
Se presentan los cálculos realizados para la evaluación de su sostenibilidad en el tiempo.

Tabla 34. Proyección de la tarifa 2022- 2024 (cent. de S/.)

Año/ cent.S/.	0-30 kw (*)	31-100kw (*)	>100 kw (*)
2022	0.18	0.56	1.17
2023	0.19	0.62	1.28
2024	0.21	0.67	1.40
2025	0.23	0.73	1.51
2026	0.24	0.78	1.63
2027	0.26	0.84	1.74
2028	0.28	0.89	1.86
2029	0.30	0.95	1.97
2030	0.31	1.00	2.09
2031	0.33	1.06	2.20
2032	0.35	1.11	2.32
2033	0.37	1.17	2.44
2034	0.38	1.22	2.55
2035	0.40	1.28	2.67
2036	0.42	1.34	2.78
2037	0.43	1.39	2.90
2038	0.45	1.45	3.01
2039	0.47	1.50	3.13
2040	0.49	1.56	3.24

(*) considerando MCTER y MC SISTEMAS AISLADOS

Fuente. Elaboración propia

Figura 5. Costo del consumo proyectado al 2040- localidad de Masisea

Fuente. Elaboración propia

4.4. Comparación entre un Sistema de Compensación de un sistema aislado con Generación Térmica (Atalaya) y los datos obtenidos de un Sistema Aislado de Generación con fuentes renovables (Masisea)

Para esta comparación, se consideró lo mencionado en la Resolución N° 194-2021-OS/CD e Informe N° 569-2021-GRT sobre el proceso de regulación de los PB entre Mayo 2021 a Abril 2022, que modifica parcialmente la Resolución N° 067-2021-OS/CD, y su Informe N° 226-2021-GRT que fija los PB entre mayo 2021 a abril 2022, numeral 6.4, que dice para fijar los PB del 2020 se encuentran dos SA típicos que incluye sistemas de generación con sus propias características, siendo “el SA típico Q, de generación fotovoltaica autónoma el que otorga este servicio a 10 ciudades en la Isla Amantani, que pertenece a Electro Puno S.A.; y el SA típico R de generación térmica diésel entre 12 a 20 kW que brinda servicio a 12 ciudades del Datem - Marañón, correspondientes a Adinelsa. Incorporan a su despacho económico a las centrales solares, resultado de contratos entre Electro Ucayali y la compañía Novum Solar, que comenzó su ejercicio comercial en octubre y diciembre de 2020 en los SA de Purús y Atalaya.

Para cálculos posteriores, se tomó como referencia los precios por SA típico sobre en base a parámetros empleados en el cálculo de los precios por cada SA típico, establecidos por el OSINERGMIN (2020).

Tabla 35. Cálculo de precios por sistema aislado típico

Sistema Aislado	Tensión KV	PPM S/./KW-mes	PEMP ctm. S/./KW-mes	PEMF ctm. S/./KW-mes
A	MT	29.35	84.49	84.49
B	MT	29.35	33.78	33.78
E	MT	29.35	49.07	49.07
I	MT	29.35	81.65	81.65
L	MT	29.35	68.63	68.63
M	MT	29.35	53.89	53.89
N	MT	29.35	0	0
P	MT	29.35	249.47	249.47
Q	MT	29.35	49.14	49.14
R	MT	29.35	233.39	233.39

Fuente. OSINERGMIN (2020)

Donde:

PPM : Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación, expresado en S/ /kW-mes.

PEMP: Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S/ /kWh.

PEMF: Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S/ /kWh.

Al respecto, de la revisión de los PB y precios efectivos de SA, al 04 de abril de 2022, se obtuvo el siguiente valor para los SA:

Tabla 36. Precios en barra del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, precios en barra y precios efectivos de Sistemas Aislados, fijación al 04.05.2021

	TENSIÓN kV	PPMo S/./kW-mes	PEMPo ctm. S/./kW.h	PEMFo ctm. S/./kW.h
Sistemas Aislados - Res. Barra (Cuadro 1) - Precios en Barra				
Adinelsa	MT	29.35	37.67	37.67
Chavimochic	MT	29.35	33.78	33.78
Edelnor	MT	29.35	33.78	33.78
Eilhicha	MT	29.35	33.78	33.78
Electro Oriente	MT	29.35	52.97	52.97
Electro Sur Este	MT	0.00	0.00	0.00
Electro Puno	MT	29.35	49.14	49.14
Electro Ucayali	MT	29.35	61.51	61.51
Electronorte	MT	0.00	0.00	0.00
Hidrandina	MT	29.35	33.78	33.78
Seal	MT	29.35	84.49	84.49
Sistemas Aislados - Res. Barra (Cuadro 13) - Precios Efectivos				
Adinelsa	MT	29.35	19.68	19.68
Chavimochic	MT	29.35	19.64	19.64
Edelnor	MT	29.35	19.64	19.64
Eilhicha	MT	29.35	17.19	17.19
Electro Oriente	MT	29.35	25.24	25.24
Electro Sur Este	MT	0.00	0.00	0.00
Electro Puno	MT	29.35	14.96	14.96
Electro Ucayali	MT	29.35	24.76	24.76
Electronorte	MT	0.00	0.00	0.00
Hidrandina	MT	29.35	19.64	19.64
Seal	MT	29.35	22.01	22.01

Fuente. OSINERGMIN (2021)

Tabla 37. Precios en barra del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, precios en barra y precios efectivos de Sistemas Aislados, actualizado al 04.04.2022 (con redondeo)

TENSIÓN kV	PPM S./kW-mes	PEMP ctm. S./kW.h	PEMF ctm. S./kW.h	PCSPT S./kW-mes	CPSEE ctm. S./kW.h	(PPM+PCSPT) S./kW-mes	(PEMP + CPSEE) ctm. S./kW.h	(PEMF + CPSEE) ctm. S./kW.h	Potencia ctm. S./kW.h	Energía ctm. S./kW.h	Promedio ctm. S./kW.h
Sistemas Aislados - Res. Barra (Cuadro 1) - Precios en Barra											
Adinelsa	MT	33.24	42.66	42.66		33.24	42.66	42.66	8.39	42.66	51.05
Chavimochic	MT	32.75	37.70	37.70		32.75	37.70	37.70	8.27	37.70	45.97
Edelnor	MT	32.75	37.70	37.70		32.75	37.70	37.70	8.27	37.70	45.97
Eilhicha	MT	32.75	37.70	37.70		32.75	37.70	37.70	8.27	37.70	45.97
Electro Oriente	MT	37.56	67.78	67.78		37.56	67.78	67.78	9.48	67.78	77.26
Electro Sur Este	MT										
Electro Puno	MT	32.75	54.84	54.84		32.75	54.84	54.84	8.27	54.84	63.11
Electro Ucayali	MT	43.26	90.66	90.66		43.26	90.66	90.66	10.92	90.66	101.58
Electronorte	MT	47%	47%	47%							
Hidrandina	MT	32.75	37.70	37.70		32.75	37.70	37.70	8.27	37.70	45.97
Seal	MT	45.94	132.24	132.24		45.94	132.24	132.24	11.60	132.24	143.84
Sistemas Aislados - Res. Barra (Cuadro 10) - Precios Efectivos											
Adinelsa	MT	36.17	26.64	26.64		36.17	26.64	26.64	9.13	26.64	35.77
Chavimochic	MT	35.83	25.62	25.62		35.83	25.62	25.62	9.05	25.62	34.67
Edelnor	MT	35.83	25.62	25.62		35.83	25.62	25.62	9.05	25.62	34.67
Eilhicha	MT	35.83	22.91	22.91		35.83	22.91	22.91	9.05	22.91	31.96
Electro Oriente	MT	37.56	40.05	40.05		37.56	40.05	40.05	9.48	40.05	49.53
Electro Sur Este	MT										
Electro Puno	MT	34.57	21.58	21.58		34.57	21.58	21.58	8.73	21.58	30.31
Electro Ucayali	MT	43.26	53.91	53.91		43.26	53.91	53.91	10.92	53.91	64.83
Electronorte	MT	47%	118%	118%							
Hidrandina	MT	35.83	25.62	25.62		35.83	25.62	25.62	9.05	25.62	34.67
Seal	MT	45.94	69.76	69.76		45.94	69.76	69.76	11.60	69.76	81.36

Fuente. OSINERGMIN (2021)

Las variables para actualizar los PB y precios efectivos de los Sistemas Aislados , son los siguientes (OSINERGMIN, 2021):

Adinelsa = 1.1325	Electro Oriente = 1.2796	Electronorte =
Chavimochic = 1.1159	Electro Sur Este =	Hidrandina = 1.1159
Edelnor = 1.1159	Electro Puno = 1.1159	Seal = 1.5651
Eilhicha = 1.1159	Electro Ucayali = 1.4739	

Por lo tanto, comparando el precio real para el componente de generación de la tabla 31, y el precio real del Sistema Aislado Atalaya (tablas 36 y 37), se obtiene una diferencia de 42.6% menor en el precio efectivo de potencia en barra, aun considerando la economía de escala (tamaño de la infraestructura eléctrica), siendo también un 251.44% menor “en el precio efectivo de energía en horas punta y fuera de horas punta, en barra”.

Tabla 38. Precio en Barra Real del Servicio Eléctrico Rural Masisea

Empresa	Nivel de Tensión	Precio de la potencia	Precio de la energía en horas punta	Precio de la energía en horas fuera de punta
		S/. /kW-mes	ctm. S/. /kW.h	ctm. S/. /kW.h
MASISEA	Media tensión	30.325	21.44	21.44

Fuente. Elaboración propia

Tabla 39. Precio en Barra Efectivo del Sistema Atalaya

Empresa	Nivel de Tensión	Precio de la potencia	Precio de la energía en horas punta	Precio de la energía en horas fuera de punta
		S/. /kW-mes	ctm. S/. /kW.h	ctm. S/. /kW.h
Atalaya	Media tensión	43.26	53.91	53.91

Fuente. Elaboración propia

El MC SISTEMAS AISLADOS Aislados es aplicado en barra para el componente generación, y para la tarifa a usuario final se aplica el mecanismo de Compensación de la TE residencial , usando el pliego a mayo 2022, como se

puede apreciar en el cuadro para el pliego tarifario del Sistema Aislado Atalaya siguiente:

Tabla 40. Comparación de tarifas sin subsidios

Tarifa sin subsidios	Ctm S//kW.h	Diferencia		Usuario 30 kW.h
	135.25	Ctm S/	%	
Con MCSA	95.71	-39.5	-29%	-11.862
Con Mcter	77.65	-57.6	-43%	-17.28
con FOSE-30 kW.h	38.83	-96.4	-71%	-28.926
con FOSE-65 kW.h	49.88	-85.37	-63%	

Fuente. Elaboración propia

En este resultado se observa una tarifa sostenible en el tiempo, en comparación a los resultados obtenidos en el pliego tarifario a abril 2022 en el Servicio Eléctrico Atalaya

V. DISCUSIÓN

El costo unitario del componente de generación de la central solar, es obtenido del precio de la potencia de 30.325 cm S/.kWh, para el costo de la energía horas punta fue 21.44 ctm S//kWh y en horas fuera de punta fue 21.44 ctm S//kWh, siendo 42.6% inferior en el costo de potencia en barra, aun considerando la economía de escala de ambos (tamaño de la infraestructura eléctrica) y de 251.44% inferior en el precio efectivo en horas punta y fuera de punta en barra del valor de energía del componente de generación, en comparación con una central térmica tipo A, con costo de la potencia 43.26 S/. kWh, energía en horas punta a ctm S//kWh 53.91 y fuera de horas punta a ctm S//kWh 53.91 ya que no se utiliza combustibles fósiles cuyo costo en el mercado internacional se viene incrementando de manera exponencial.

En base a los resultados obtenidos, es conveniente incorporar la central solar instalada de 500 kWp (máxima demanda proyectada 267kWp) para asegurar la confiabilidad y suficiencia del suministro de MASISEA, teniendo a la central térmica existente como un elemento de generación de respaldo que permitirá garantizar el suministro cuando se realice la actividad de mantenimiento programado de los componentes de la Central Fotovoltaica.

El costo unitario del componente de distribución de la central fotovoltaica determinado es de 1.9722 S//kWh que incluye el componente de generación además del VAD, mediante cálculos de costos eficientes de operación y mantenimiento establecidos en la normativa vigente.

El MC SISTEMA AISLADO es aplicado solo a los PB (precio efectivo en barra) , por lo tanto, al ser considerada la Municipalidad Distrital de Masisea como una empresa formalizada, corresponde aplicarle el MCTER considerando que en el presente año es inferior al MC SISTEMAS AISLADOS AISLADOS, obteniendo una TE de 77,65 ctm S//kWH.

Por las características de los datos obtenidos de la central solar aislada de Masisea, le corresponde también la aplicación del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) resultando que un usuario que consume hasta 30 kWh mensualmente, pagará una TE de 17,28 ctm S//kWH y uno que consume 65 kWh, pagará 49,88 ctm S//kWH.

Al ser viable la aplicación del mecanismo de compensación de la TE residencial y el FOSE para el componente de distribución de la tarifa determinada, se obtiene un Servicio Eléctrico Rural con un costo factible para la población de la localidad de Masisea- Ucayali y competitivo a nivel nacional para una central solar aislada de servicio continuo.

VI. CONCLUSIONES

1. El cálculo de la tarifa eléctrica obtenido de la aplicación de un modelo tarifario, garantiza que el suministro eléctrico generado por la Central Solar aislada ubicada en la ciudad y distrito de Masisea, provincia Coronel Portillo, departamento Ucayali, sea sostenible en el tiempo, con un horizonte de 20 años.
2. El componente de generación solar y de distribución determinados, garantizan la continuidad del servicio en la central solar aislada ubicada en la localidad de Masisea.
3. El cálculo la tarifa de generación y distribución de la central fotovoltaica con una potencia instalada de 500 kWp (máxima demanda proyectada 267kWp) formarán parte de una micro red eléctrica financiada por el MINEM, donde la central térmica existente funcionará como un elemento de respaldo (en casos de mantenimiento de la Central Fotovoltaica), siendo parte del proyecto de electrificación rural de Masisea.
4. Los costos de operación y mantenimiento (OPEX) y los de gestión comercial obtenidos, son altos en comparación a un sistema aislado con aplicación de un mecanismo de compensación, considerando el precio efectivo en barra, debido a que las concesionarias son empresas formalizadas ante el MINEM, siendo necesario su acceso al mecanismo de compensación, que estará a cargo de la empresa municipal de Masisea.
5. La formalización del sistema eléctrico de Masisea, como Servicio Público de Electricidad permitirá acceder a los mecanismos de compensación establecidos en la normativa eléctrica peruana, como el MCSA, el MCTER y el FOSE, obteniendo tarifas factibles para los usuarios finales de la localidad

de Masisea, además de optimizar la calidad del servicio, así como la disminución de interrupciones, la calidad de la energía eléctrica y el alumbrado público y el aseguramiento de sus derechos de los usuarios.

6. La sostenibilidad de la micro red propuesta (central solar y térmica) será regulada por el OSINERGMIN, que permitirá cubrir los costos eficientes de la prestación del servicio eléctrico.
7. La tarifa eléctrica obtenida es de 197,22 ctm S//kWH., la que disminuirá considerablemente luego de la aplicación del MCTER y FOSE, siendo los valores de 17,28 ctm S//kWH para consumos hasta 30 kWh., 49,88 ctm S//kWH. para consumos hasta 65 kWh., costos competitivos para una localidad con central solar aislada de servicio continuo, como es el caso de la localidad de Masisea.

VII. RECOMENDACIONES

1. Formalizar este proyecto por parte de la empresa municipal que administra actualmente el sistema eléctrico de Masisea, dentro del marco de la Ley de Concesiones Eléctricas , con la finalidad que las tarifas eléctricas brinden sostenibilidad a las inversiones realizadas y que los usuarios puedan acceder a los diversos mecanismos de compensación existentes: MCSA, MCTER y el FOSE.
2. Aplicar este modelo para determinar una tarifa eléctrica accesible por la población, en otras zonas rurales con centrales solares aisladas implementadas por el MINEM.
3. Continuar con la intervención del Gobierno Nacional a través del MINEM, de la implementación de sistema eléctricos a nivel nacional, considerando la fase de evaluación en los proyectos presentados a fin de garantizar su sostenibilidad en el tiempo y el uso adecuado de los recursos.

VIII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Acevedo, J. 2018. Influencia de la tarifa, el pago de compensaciones y el tipo de empresa sobre la calidad del suministro eléctrico por interrupciones en el sistema de distribución de media tensión urbano (en línea). Consultado 02 mar 2022. Disponible en: https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/bitstream/handle/20.500.12404/12439/ACEVEDO_WOGL_JOSE_INFLUENCIA_TARIFA.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Arzapalo, P. 2020. Estudio de ingeniería del proyecto de electrificación rural SER Pichanaki III etapa lote 3 en base a la metodología de Agra Monenco para la proyección de demanda eléctrica (en línea). Consultado 11 mar 2022. Disponible en: https://repositorio.uncp.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12894/6156/T010_45113627_T_1.pdf
- Berenguer, M; Conde, R; Deás, D; Hernández, N; Arias, R. 2017. Gestión de la calidad de la energía eléctrica (en línea). Consultado 08 mar 2022. Disponible en: <https://www.redalyc.org/journal/3291/329158888009/html/>.
- Collantes, R; Camac, D. 2010. Análisis de mejora de la confiabilidad de los sistemas de distribución eléctrica de alta densidad de carga (en línea). Consultado 09 mar 2022. Disponible en: <http://cybertesis.uni.edu.pe/handle/uni/152>
- Electro Ucayali S.A. 2011. Memoria Anual 2011 (en línea). Consultado 09 abr 2022. Disponible en: https://www.electroucayali.com.pe/Portal/uploadFiles/MA_2011.pdf
- Flores, C. 2014. Exigencias de calidad de suministro en base a densidad de consumo mediante técnicas de minería de datos (en línea). Consultado 08 mar 2022. Disponible en: <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/115571>

- García, J; Cadavid, J. 2005. Análisis de los criterios de eficiencia económica y calidad para la determinación de las tarifas del sector eléctrico en Colombia (en línea). Consultado 07 mar 2022. Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=329027258004>
- García, P. 2001. Tecnologías energéticas e impacto ambiental. Madrid- España. McGraw-Hill. 682 p.
- De Cusa, J. 2004. Energía solar para viviendas. Barcelona- España. CEAC. 190 p.
- Escudero, J; Bornay J. 2008. Manual de energía eólica: Investigaciones, desarrollo, promoción, construcción y exploración de distintos tipos de instalaciones. Mundi Prensa Libros S.A. España. 471 p.
- Friedrich, E. 2012. Matriz Energética en el Perú y Energías Renovables. V. Eficiencia Energética, políticas públicas y acciones pendientes en el Perú. SINCO Editores. Perú. 61 p.
- Grupo de trabajo especializado: generación eléctrica. 2020. Informe de Promoción de energías renovables no convencionales en Sistemas Aislados". Lima- Perú.
- Hernandez, J; Medina, A. 2006. Conexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica: calidad de suministro (en línea). Consultado 09 mar 2022. Disponible en: https://www.cismamagina.es/app_sumuntan/pdf/23/23-33.pdf
- INEI. 2022. Estimaciones y proyecciones de población (en línea). Consultado 07 abr 2022. Disponible en: <https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>
- Klein, G. 2007. Estudio sobre la aplicación de modelo de costos en América Latina y el Caribe. Unión Internacional de Telecomunicaciones. Buenos Aires, Argentina. 104 p.
- MINEM. 1992. Decreto Ley N° 25844. Ley de Concesiones Eléctricas. Ministerio de Energía y Minas. Ministerio de Energía y Minas. (en línea). Consultado 15 ene 2022. Disponible en: https://www.osinergmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/LEY_CONCESIONES_ELECTRICAS.pdf

- MINEM. 1993. Decreto Supremo N° 009-93- EM. Reglamento de Ley de Concesiones Eléctricas. Ministerio de Energía y Minas (en línea). Consultado 15 ene 2022. Disponible en: <https://www.osinergmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/DS-009-93-EM-REGLAMENTO-LCE.pdf>
- MINEM. 2003. Resolución Directoral N° 018-2003-EM/DGE: Bases para el Diseño de Línea y Redes Primarias para Electrificación Rural. Ministerio de Energía y Minas (en línea). Consultado 05 dic 2021. Disponible en: http://srvapp03.osinerg.gob.pe:8888/snl/normaPortalGeneral.htm?_formAction=show&_id=25
- MINEM. 2003. Resolución Directoral N° 024-2003-EM/DGE: Especificaciones Técnicas de Soportes Normalizados de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural. Ministerio de Energía y Minas. (en línea). Consultado 08 dic 2021. Disponible en: http://srvapp03.osinerg.gob.pe:8888/snl/normaPortalGeneral.htm?_formAction=show&_id=25
- MINEM. 2003. Resolución Directoral N° 026-2003-EM/DGE: Especificaciones Técnicas para el Suministro de Materiales y Equipos de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural. Ministerio de Energía y Minas. (en línea). Consultado 08 dic 2021. Disponible en: http://srvapp03.osinerg.gob.pe:8888/snl/normaPortalGeneral.htm?_formAction=show&_id=25
- MINEM. 2003. Resolución Directoral N° 030-2003-EM/DGE: Especificaciones Técnicas para levantamientos Topográficos para Electrificación Rural. Ministerio de Energía y Minas. (en línea). Consultado 12 dic 2021. Disponible en: http://srvapp03.osinerg.gob.pe:8888/snl/normaPortalGeneral.htm?_formAction=show&_id=25
- MINEM. 2004. Resolución Directoral N° 016-2003-EM/DGE, Especificaciones Técnicas de Montaje de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural. Ministerio de Energía y Minas (en línea). Consultado 07 dic 2021. Disponible en: http://srvapp03.osinerg.gob.pe:8888/snl/normaPortalGeneral.htm?_formAction=show&_id=25
- MINEM. 2006. Ley 28832. Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica. Ministerio de Energía y Minas. (en línea). Consultado 04 abr 2022. Disponible en: <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales/732274-28832>

- MINEM. 2016. Resolución Ministerial N° 530-2016-MEM/DM. Actualización del Plan Estratégico Sectorial Multianual-PSESM 2016-2021 y el Plan Estratégico Institucional – PEI 2017-2019 del MINEM. Ministerio de Energía y Minas. (en línea). Consultado 04 abr 2022. Disponible en: <https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/prorrogan-plazos-de-vigencia-de-valores-agregados-de-distrib-resolucion-ministerial-no-530-2016-memdm-1465724-1/>
- MINEM. 2018. Decreto Supremo N° 026-2018-EM. Disposición complementaria transitoria del Reglamento de Licitaciones del Suministro de electricidad. Ministerio de Energía y Minas. (en línea). Consultado 05 abr 2022. Disponible en: <https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/decreto-supremo-que-perfecciona-el-procedimiento-establecido-decreto-supremo-n-026-2018-em-1697202-1/>
- MINEM. 2020. Decreto Supremo N° 018-2020-EM, Reglamento de la Ley 28749, Ley general de electrificación Rural. Ministerio de Energía y Minas. (en línea). Consultado 15 ene 2022. Disponible en: <https://spijweb.minjus.gob.pe/decreto-supremo-n-018-2020-em/>
- MINEM. 2021. Resumen de expediente técnico. Municipalidad Distrital de Masisea, Ucayali. Ministerio del Ambiente. 17 p.
- Olivares, J. 2022. Las Subastas de Contratos como Mecanismo para la Garantía de Suministro: El Caso Peruano. Tesis para obtener el grado académico de Magister en Regulación de los Servicios Públicos.
- OSINERG. 2004. Norma de alumbrado de vías públicas en áreas rurales. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (en línea). Consultado 28 dic 2021. Disponible en: http://srvapp03.osinerg.gob.pe:8888/snl/normaPortalGeneral.htm?_formAction=show&_id=25.
- OSINERG. 2005. Norma “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (en línea). Consultado 16 dic 2021. Disponible en: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2005/OSINERG%20No.236-2005-OS-CD-Norma.pdf>

- OSINERGMIN. 2012. Resolución de Consejo Directivo N° 080-2012 OS/CD, Procedimientos para Fijación de Precios Regulados. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (en línea). Consultado 09 abr 2022. Disponible en: <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales/675744-080-2012-os-cd>
- OSINERGMIN. 2017. Resolución de Consejo Directivo N° 129-2017 OS/CD, Complementa fijación de peajes y compensaciones para el periodo mayo 2017-abril 2018. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (en línea). Consultado 04 abr 2022. Disponible en: <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales/745077-129-2017-os-cd>
- OSINERGMIN. 2017. Resolución de Consejo Directivo N° 129-2017 OS/CD, Complementa fijación de peajes y compensaciones para el periodo mayo 2017-abril 2018. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (en línea). Consultado 04 abr 2022. Disponible en: <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales/745077-129-2017-os-cd>
- OSINERGMIN. 2020. Resolución de Consejo Directivo N° 068-2020 OS/CD, Tarifas de Generación y de transmisión. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (en línea). Consultado 08 abr 2022. Disponible en: <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales/706168-068-2020-os-cd>
- OSINERGMIN. 2021. Resolución de Consejo Directivo N° 194-2021 OS/CD, Proceso de Regulación de los precios en Barra correspondiente al periodo mayo 2021- abril 2022. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (en línea). Consultado 04 abr 2022. Disponible en: <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales/2473717-194-2021-os-cd>
- OSINERGMIN. 2021. Informe N° 226-2021-GRT. Informe Técnico que sustenta la Fijación de Precios en Barra. Periodo mayo 2021- abril 2022. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (en línea). Consultado 05 abr 2022. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/2453150/Osinergmin-226-2021-GRT-IT.pdf>

- OSINERGMIN. 2022. Pliegos tarifarios: Electricidad-componente de generación- abril 2022. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (en línea). Consultado 08 abr 2022. Disponible en: <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/pliegos-tarifarios/electricidad>
- Pardo C. 1993. Las fuentes de Energía. Madrid, España. Editorial Síntesis. 255 p.
- PCM. 2000. Ley N° 27332. Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos. Presidencia de Consejo de Ministros (en línea). Consultado 05 abr 2022. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/722426/Ley-27332.pdf>
- PCM. 2001. Decreto Supremo N° 054-2001-PCM. Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía- OSINERG. Presidencia de Consejo de Ministros (en línea). Consultado 03 abr 2022. Disponible en: https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/902221/DS_054-2001-PCM.pdf
- PCM. 2002. Ley N° 27838. Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas. Presidencia de Consejo de Ministros (en línea). Consultado 18 feb 2022. Disponible en: <https://www.sunass.gob.pe/wp-content/uploads/2020/09/Ley-N%C2%BA-27838-Ley-de-Transparencia-y-Simplificaci%C3%B3n-de-los-Procedimientos-Regulatorios-de-Tarifas.pdf>
- Ramos, C; Iriarte, A; Cadena, C. 2018. Propuesta y análisis de tarifas para usuarios residenciales del mercado disperso de la provincia de Catamarca. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente. (en línea). Consultado 08 abr 2022. p. 73-84. Disponible en: <http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/108828>
- Retamozo, J. 2018. Optimización de Estrategias de Operación de Sistemas Eléctricos para el control del Saida-Saifi en empresas distribuidoras de electricidad - SEAL. (en línea). Consultado 09 mar 2022. Disponible en: <http://repositorio.unsa.edu.pe/handle/UNSA/7094>
- Salamanca, S. 2017. Propuesta de diseño de un sistema de energía solar fotovoltaica. Caso de aplicación en la ciudad de Bogotá. Universidad

Distrital Francisco José de Caldas. Colombia. Revista Científica. 30 (3), 263-277 p.

SENAMHI. 2022. Condiciones climáticas actuales. Consultado 08 abr 2022. Disponible en: [https://www.senamhi.gob.pe/servicios/?p=condiciones - climáticas](https://www.senamhi.gob.pe/servicios/?p=condiciones-climaticas)

ANEXOS

Anexo 1. Cálculos del Costo de Operación y Mantenimiento

Costo De Vehículos y Equipos

A) VEHÍCULOS QUE CONFORMAN LA FLOTA DE LA EMPRESA:

COSTOS INDIRECTOS (C.I.) = 1.25

Detalle de transporte	SIN C.I.	CON C.I.
CAMIÓN (*)	0.00	0.00
CAMIONETA	1.00	1.25
UTILITARIO	0.00	0.00
MOTO	0.00	0.00

(*) incluye vehículos con caja volcadora y/o pluma.

B) EQUIPOS DE TRANSPORTE Y ELEVACIÓN:

Equipo	U\$/h	U\$/h c/gi
HIDROELEVADOR (1) 15m 200kg	0.00	0.00
GRUA CHICA 2,5Tn	0.00	0.00
GRUA GRANDE 9,5Tn	0.00	0.00
SEMIRREMOLQUE (1) 15m	0.00	0.00

(*) Costo según valores de mercado.

C) EQUIPOS DE PRUEBA Y ESPECIALES:

Equipo	U\$/h	
LOCALIZACIÓN DE FALLAS	0.00	
TERMOGRAFÍA	0.00	(*)
REGISTRADOR	1.00	(**)
EQUIPO PRUEBA ACEITE	0.00	
EQUIPO LAVADO AISLADORES	0.00	
LOCALIZACIÓN DE DESCARGAS	0.00	

(*) Incluye procesamiento y entrega de imágenes.

(**) Incluye procesamiento y entrega de registros.

Anexo 2. Costos de mano de obra

	Mano de Obra	Unidad	US\$
A	CAPATAZ	h-h	5.74
B	OFICIAL	h-h	4.28
C	OPERARIO	h-h	5.24
D	PEÓN	h-h	3.87

	Transporte y Equipo	Unidad	US\$
1	Camioneta 4x4 DC	h-m	9.46
2	Cortadora de Concreto	h-m	5
3	Camión 10 tn	h-m	0
4	Camión 4 tn	h-m	0
5	Grúa chica 2,5 tn	h-m	0
6	Grúa grande	h-m	0
7	Mezcladora de concreto	h-m	0
8	Vibrador	h-m	0

COMPOSICION DE CUADRILLAS Y COSTO POR HORA

Cuadrilla	Descripción de cuadrilla	Mano de Obra	Transporte		Costo Transporte US\$/h		TOTAL
		US\$/h	Vehículo	Chofer	Vehículo	Chofer	US\$/h
E	1 OFICIAL + 1 AYUDANTE	8.15	CAMION 50%	0.5	0.00	2.62	10.77

REPARACIONES EN CABLES DE MEDIA TENSION

Descripción de la tarea	Codigo	U	Cuad.	Integ.	Tiempo minutos	Cuadrilla U\$\$	Eq transp U\$\$	Eq prueba U\$\$	Materiales U\$\$	SySE
Acciones de reparacion de fallas en cables MT										
Excavación zanja y tendido de tramo de cable de reemplazo	CMT.R.3.1	m	N	4	43	0.00			5	5.00
Reparación vereda (ml)	CMT.R.3.2	m	J	5	12	0.00			10	10.00

REPARACIONES EN LINEAS AEREAS DE MEDIA TENSION

Descripción de la tarea	Codigo	U	Cuad.	Integ.	Tiempo minutos	Cuadrilla U\$\$	Eq transp U\$\$	Eq prueba U\$\$	Materiales U\$\$	SySE
Cambio poste simple de hormigón.	LMT.R.3.1	C/U	H	4	300	0.00	0.00		36	36.00

MANTENIMIENTO EN LINEAS AEREAS DE MEDIA TENSION

Descripción de la tarea	Codigo	U	Cuad.	Integ.	Tiempo minutos	Cuadrilla U\$\$	Eq transp U\$\$	Eq prueba U\$\$	Materiales U\$\$	SySE
Mejorado químico de puesta a tierra tipo jabalina (sales).	LMT.M.3.2	C/U	B	2	60	0.00			10	10.00
Ret. objetos extraños, c/u c/tensión	LMT.M.4.1	C/U	H	4	12	0.00	0.00		5	5.00

MANTENIMIENTO EN CENTROS DE TRANSFORMACION MT/BT TIPO PLATAFORMAS (se complementa con Línea Aérea y CT tipo cámara)

Descripción de la tarea	Codigo	U	Cuad.	Integ.	Tiempo minutos	Cuadrilla U\$\$	Eq transp U\$\$	Eq prueba U\$\$	Materiales U\$\$	SySE
Reparacion de perfilera de hierro estructura soporte biposte	CTA.M.4.1	cto	F	3	180	0.00	0.00		5	5.00
Reparacion de perfilera de hierro estructura soporte monoposte	CTA.M.4.2	cto	F	3	120	0.00	0.00		15	15.00

REVISIÓN Y MANTENIMIENTO EN CENTROS DE TRANSFORMACION MT/BT TIPO CAMARAS CONVENCIONALES Y BOVEDA

Descripción de la tarea	Codigo	U	Cuad.	Integ.	Tiempo minutos	Cuadrilla U\$\$	Eq transp U\$\$	Eq prueba U\$\$	Materiales U\$\$	SySE
Cambio transformador hasta 1000 kVA	CTP.R.4.1	c/u	J	5	553	0.00	0.00		1	1.00
Provisión y cambio de barras Al (kg)	CTP.R.5.2	kg	F	3	31	0.00			2	2.00
Provisión y cambio de amperímetro térmico (p.u. en grupo)	CTP.R.6.4	c/u	B	2	35	0.00			30	30.00

MANTENIMIENTO EN CENTROS DE TRANSFORMACION MT/BT TIPO CAMARAS CONVENCIONALES Y TIPO BOVEDA

Descripción de la tarea	Codigo	U	Cuad.	Integ.	Tiempo minutos	Cuadrilla U\$\$	Eq transp U\$\$	Eq prueba U\$\$	Materiales U\$\$	SySE
Mejorado químico de puesta a tierra en cra (sales).	CTP.M.4.2	C/U	B	2	100	0.00			20	20.00
Colocación de membrana p/m2	CTP.M.6.5	C/U	B	2	15	0.00			5	5.00
Cambio artefacto iluminacion	CTP.M.6.8	C/U	B	2	45	0.00			70	70.00
Adecuación rejas y tapas de centro pozo. Trabajos de herrería	CTP.M.10.1	cto	F	3	240	0.00			120	120.00

REPARACIONES EN CABLES DE BAJA TENSION

Descripción de la tarea	Codigo	U	Cuad.	Integ.	Tiempo minutos	Cuadrilla U\$\$	Eq transp U\$\$	Eq prueba U\$\$	Materiales U\$\$	SySE
Acciones de reparacion de fallas en cables BT										
Excavación zanja y tendido de tramo de cable de reemplazo BT	CBT.R.3.1	m	N	4	36	0.00			5	5.00

Anexo 3. Resumen de Costos

Instalación	Unidad	Cantidad	UNITARIO			TOTALES		
			Materiales	Servicios de Terceros	Costo unitario anual	Materiales	Servicios de Terceros	Costo anual
			US\$/unidad	US\$/unidad	US\$/unidad	US\$	US\$	US\$
Red BT								
SEDs monoposte MT/BT hasta 10 kVA	u	2	6	0	6	12	0	13
Línea aérea de BT (con conductor AP) CAC	km	24	6	0	6	147	2	149
SUBTOTAL BT						159	3	162
Red AP								
Luminaria alumbrado público	u	10	4	2	6	39	25	64
SUBTOTAL AP						39	25	64
TOTAL COSTOS DIRECTOS DE OYM (US\$/Año)						198	28	226

Costos Directos Estándar de Explotación Técnica

LINEA AEREA EN MEDIA TENSION

COSTOS DIRECTOS ESTANDAR DE EXPLOTACION TECNICA

RED TECNO-ECONOMICAMENTE ADAPTADA

DESCRIPCION	CONSIDERACIONES	COEF	CANT.				COSTO MATERIAL		COSTO MANO DE OBRA UNITARIO		S-TOTAL	
							US\$U	US\$ MATERIAL	US\$U	US\$ M de O		
MANT. CORRECTIVO												
Cambio de aisladores Tipo Pin	15.0%	0.045	4.5	APS03	1		11.53	18	0.00	0	52	
Cambio de aisladores tipo suspensión	3.0%	0.009	0.9	ASS02	1		26.53	6	0.00	0	24	
Reparación de línea cortada	26.0%	0.076	7.6	CXS120	1		7.21	15	0.00	0	56	
Reparación de Conexiones	8.8%	0.026	2.6	CXS118	1		3.34	9	0.00	0	9	
Cambio de pararrayos	1.4%	0.004	0.4	SP202	1		41.37	6	0.00	0	17	
Cambio de poste roto de CAC	0.5%	0.002	0.2	PPC16	1.2		347.508	6	36.00	5	58	
Cambio de secc. Unipolar (Cut Out)	3.5%	0.011	1.1	SSE18	1		65.19	2	0.00	0	68	
Cambio de tramo de conductor en mal estado	2.3%	0.007	0.7	CAA13	70		112	8	0.00	0	77	
	100.0%		30					70		5	362	
MANT. PREVENTIVO												
Cambio de cadenas de aisladores	2 TERNA CADA 25 KM/AÑO	0.080	8.0	ASS02	2.0		53.26	10	0.00	0	17%	
Cambio de aislador tipo PIN	1 TERNA CADA 3 KM/AÑO	0.333	33.3	APS03	1.0		11.53	10	0.00	0	10	
Adecuación de P.A.T.	10% DE PAT REVISADAS	1.000	100.0	GXS01	1.0	GWW01	0.2	13.73	15	10.00	1,000	1,015
Retiro de objetos extraños (con tensión)	1 CADA KM/AÑO	1.000	100.0				0	0	5.00	500	500	
Cambio de pararrayos	58 C/JTO C/ 1000 KM/AÑO	0.058	5.8	SP202	1.0		41.37	10	0.00	0	10	
Adecuación de conductor deshilachado	1 CADA 6 KM/AÑO	0.167	16.7	CXS120	1.0		7.21	10	0.00	0	10	
Cambio de secc. unipolar (Cut Out)	2 TERNA CADA 15 KM/AÑO	0.133	13.3	SSE22	1.0		216.9	5	0.00	0	5	
Adecuación de conexiones	7 C/JTO CADA 50 KM/AÑO	0.140	14.0	CXS118	1.0		3.34	47	0.00	0	47	
Cambio de soporte y aislador tipo PIN	4.2 CADA 50 KM/AÑO	0.084	8.4	APS03	1.0		11.53	15	0.00	0	15	
Adecuación de señalización	4 CADA 50 KM/AÑO	0.080	8.0				6.00	15	0.00	0	15	
Cambio de vano de Conductor	1 VANO COMP C/50 KM/A	0.038	3.8	CAA13	210.0		336	30	0.00	0	30	
Calibrado de fusibles de MT	1 TERNA CADA 10 KM/AÑO	0.100	10.0				10.00	100	0.00	0	100	
Tensado de LAMT	2 TRAMOS CADA 50 KM/AÑO	0.040	4.0				0	0	0.00	0	0	
								267		1,500	1,767	
											83%	
COSTO ANUAL (US\$)							materiales	337	mano de obr	1,505	2,128	

SED BIPOSTE

COSTOS DIRECTOS ESTANDAR DE EXPLOTACION TECNICA

RED TECNO-ECONOMICAMENTE ADAPTADA

DESCRIPCION	CONSIDERACION	COEF	CANT				COSTO MAT. UNITARIO		COSTO M.O. UNITARIO		S-TOTAL	
							US\$u	US\$ MATERIAL	\$u	US\$ M de O		
MANT. CORRECTIVO												
REP. AVERIA. FUSIBLES MT/BT Y REP MENOR	15%	0.015	1.5	SFE04	3.0		16.32	24	0.00	0	24	
CAMBIO DE TRANSFORMADOR (reparado)	30%	0.030	1.0	TTA218	1.0		4437.38	4,437	0.00	0	4,437	
CSIO EQ. PROTEC Y MANIOB MT (desc/secc.)	20%	0.020	2.0	SSE09	1.0		84.26	169	0.00	0	169	
CAMBIO 1 BORNE COMPLETO DE MT	5%	0.005	0.5				32.54	16	0.00	0	16	
CAMBIO BORNES QUEMADOS DE BT	10%	0.010	1.0				24.65	25	0.00	0	25	
CAMBIO ELEMENTO PROTEC Y MANIOBRA BT	20%	0.020	2.0	SIB05	1.0		1081.46	2,163	0.00	0	2,163	
	100%		8					6,834		0	6,834	
MANT. PREVENTIVO												
ADECUACION TRANSFORMADOR "in-situ"	2 CADA 3 AÑOS	0.667	1.0				0	0	109.70	110	110	
CAMBIO CONEXIONADO COMPLETO BT	6 % POR AÑO	0.060	1.0				121.70	122	0.00	0	122	
CAMBIO CONEXIONADO COMPLETO MT	10 % POR AÑO	0.100	1.0				97.61	98	0.00	0	98	
ADECUACIÓN DE FERRETERIA	6 % POR AÑO	0.060	6.0				0	0	5.00	30	30	
CBIO SECC. PORTAFUSIBLES MT (TERNA)	4 % POR AÑO	0.040	4.0	SSE22	1.0		216.9	868	0.00	0	868	
ADECUACION FUSIBLES DE MT	20 % POR AÑO	0.200	5.0				6.16	31	0.00	0	31	
ADECUAR PUESTAS A TIERRA (PAT AD 20%)	25 % DE PAT REV.	0.500	10.0	GXS01	1.0	GWW01	0.2	13.73	137	10.00	100	237
								1,255		240	1,495	
COSTO ANUAL (US\$)							MATERIALES	8,089	MANO DE OBRA	240	8,329	
											18%	

SED MONOPOSTE

COSTOS DIRECTOS ESTANDAR DE EXPLOTACION TECNICA

RED TECNO-ECONOMICAMENTE ADAPTADA

DESCRIPCION	CONSIDERACION	COEF	CANT				COSTO MAT. UNITARIO				S-TOTAL
							US\$/u	US\$ MATERIAL	US\$/u	US\$ M de O	
MANT. CORRECTIVO											
CAMBIO DE TRANSFORMADOR (reparado)	30% 100%	0.030	1.0	TMC09	1.0		532.52	533	0.00	0	533
			1					533		0	533
MANT. PREVENTIVO											
CBIO SECC. PORTAFUSIBLES MT	4 % POR AÑO	0.040	2.0	SSE09	1.0		28.08667	56	0.00	0	56
ADECUAR PUESTAS A TIERRA (20% agregado)	10 % DE PAT REV.	0.020	2.0	GXS01	1.0	GVM01	0.2	13.73	27	10.00	47
								84		20	104
											16%
COSTO ANUAL (US\$)							MATERIALES	616	DE OBRA	20	636

LINEA AEREA EN BAJA TENSION

COSTOS DIRECTOS ESTANDAR DE EXPLOTACION TECNICA

RED TECNO-ECONOMICAMENTE ADAPTADA

DESCRIPCION	CONSIDERACIONES	COEF	CANT.	COSTO MAT. UNITARIO		COSTO DE MANO DE OBRA		S-TOTAL
				US\$/u	US\$ MATERIAL	US\$/u	US\$ M de O	
MANT. CORRECTIVO								
LOCALIZACION AVERIA (repos. fuse 40%)	1	0.300	15.0	4.70	70	0.00	0	70
POSTE ROTO	5.0%	0.015	1.0	157.88	158	0.00	0	158
REPARACION CONEXIONES	25.0%	0.075	5.0	3.34	17	0.00	0	17
REPARACION DE RETENIDA	6.3%	0.019	1.0	31.80	32	0.00	0	32
CONDUCTOR LINEA CORTADO	5.0%	0.015	1.0	7.21	7	0.00	0	7
PODA PUNTUAL	13.0%	0.039	2.0	0.00	0	5.00	10	10
CAMBIO DE CRUCE DE CALLE	6.0%	0.018	1.0	65.54	66	0.00	0	66
	100%		13		350		10	360
MANT. PREVENTIVO								
CAMBIO DE POSTE DETERIORADO	1 CADA 60 KM/AÑO	0.017	2	157.88	263	0.00	0	263
					263		0	263
								42%
COSTO ANUAL (US\$)			MATERIALES		613		10	623

COSTO MANTENIMIENTO LUMINARIAS

COSTOS DIRECTOS ESTANDAR DE EXPLOTACION TECNICA

RED TECNO-ECONOMICAMENTE ADAPTADA

DESCRIPCION	CONSIDERACIONES	COEF	CANT	COSTO MAT. UNITARIO		COSTO MANO DE OBRA UNITARIO		S-TOTAL
				US\$/u	US\$ MATERIAL	US\$/u	US\$ M de O	
MANT. CORRECTIVO								
FALLA DE LAMPARA	1 CADA 4 AÑOS	0.250	25.0	6.00	150	4.50	113	263
FALLA ARTEFACTO	1 CADA 15 AÑOS	0.067	6.7	36.00	240	10.00	67	307
FALLA EQUIPO AUXILIAR	1 CADA 10 AÑOS	0.100	0.0	0.00	0	0.00	0	0
			32		390		179	569
MANT. PREVENTIVO								
LIMPIEZA Y ALINEACIÓN DE ARTEFACTO	1 VEZ C/ 2 AÑOS	0.500	10	0	0	4.50	45	45
REVISIÓN OCULAR	1 VEZ C/ 2 AÑOS	0.500	50	0	0	0.50	25	25
					0		70	70
COSTO ANUAL (US\$)			MATERIALES		390		249	639

TABLA DE FRECUENCIA PREVENTIVA

Instalación	Tipo de revisión	Periodicidad
Líneas aéreas de MT desnuda y autoportantes poste CAC	Revisión ocular	Semestral
	Termografía, medición puestas a tierra, perfilado	2 años
Cables subterráneos	Revisión terminales y conexiones	Con las SED MT/BT
	Tensión corriente incremental, descargas parciales	10 años
SEDs MT/BT (Monoposte y Biposte)	Revisión ocular y medición puntual de cargas	Semestral
	Medición y registro de cargas	Anual
	Medición puestas a tierra	Anual
	Termografía, aceite transformador	2 Años
SEDs MT/BT (tipo Compacta Pedestal)	Revisión ocular y medición puntual de cargas	Semestral
	Medición y registro de cargas	Anual
	Medición puestas a tierra	Anual
	Revisión integral fuera de servicio	Anual
Cables subterráneos de BT	Termografía, aceite transformador	2 Años
	Revisión de cajas	2 Años
Línea aérea de BT	Medición de corrientes y tensiones en gabinetes	2 Años
	Revisión ocular básica	Cuatrimestral
	Revisión Anomalías SBT	Anual
Alumbrado público	Medición de corrientes y tensiones	Semestral
	Revisión de luminarias	Semestral

COSTOS INDIRECTOS DE GESTIÓN - EMPRESA MODELO

Area	Cantidad	Costo Anual (Miles US\$)
Jefe de Administración y Finanzas	1	2,313
Asistente	1	1,297
TOTAL PERSONAL GESTIÓN	2	3,610
Gastos de Funcionamiento		646
TOTAL GESTIÓN		4,255

COSTOS DE SUPERVISIÓN DIRECTA DISTRIBUCIÓN - EMPRESA MODELO

Area	Cantidad	Costo Anual (Miles US\$)
Jefe Técnico - Comercial	1	354
Especialista en Operaciones y Calidad de Servicio	1	6,000
TOTAL PERSONAL TÉCNICO	2	6,354
Gastos de Funcionamiento	15%	953
TOTAL SUPERVISIÓN DIRECTA DISTRIBUCIÓN		7,307

COSTOS DE SUPERVISIÓN DIRECTA COMERCIALIZACIÓN - EMPRESA MODELO

Area	Cantidad	Costo Anual (Miles US\$)
Jefe Técnico - Comercial	1	7,027
Especialista en Facturación	1	6,000
Asistente (Atención al Cliente)	1	4,138
TOTAL PERSONAL COMERCIALIZACIÓN	3	17,165
Gastos de Funcionamiento	15%	2,575
TOTAL SUPERVISIÓN DIRECTA COMERCIALIZACIÓN		19,740

	Cantidad de Personas	Remuneración Anual (US\$)	Costo Total Anual (US\$)	Asignación Explotación SEM	Asignación VAD	Técnico	Comercial
JEFATURA DE ADMINISTRACIÓN	2		25,870		0	0	0
Jefe de Administración y Finanzas	1	16,576	16,576	7,381	2,313	111	2,202
Asistente	1	9,294	9,294	4,138	1,297	62	1,235
JEFATURA TÉCNICO - COMERCIAL	4		52,820				
Jefe Técnico - Comercial	1	16,576	16,576	7,381	7,381	354	7,027
Especialista en Facturación	1	13,475	13,475	6,000	6,000		6,000
Especialista en Operaciones y Calidad de Servicio	1	13,475	13,475	6,000	6,000	6,000	
Asistente (Atención al Cliente)	1	9,294	9,294	4,138	4,138		4,138
Total	6	13,115	78,690	35,039	27,129	6,527	20,602

COSTOS INDIRECTOS NO PERSONALES DE LA EMPRESA MODELO

CODIGO	CONCEPTOS	Monto Mensual US\$	Veces al año	TOTAL ANUAL (US\$)	Asignado a Act. VAD (US\$)	Asignado a Act. NO VAD (US\$)
1	Suministros Diversos			3,500	583	2,917
1.1	Serv. Comunic., Elect., Agua etc.	100	12	1,200	200	1,000
1.2	Materiales y Suministros de Oficina	100	12	1,200	200	1,000
1.3	Muebles y Accesorios	100	10	1,000	167	833
1.4	Licencias de Software	100	1	100	17	83
2	Cargas Diversas de Gestión			175	29	146
2.1	Otros Gastos			175	29	146
TOTAL GASTOS DE GESTION				3,709	646	3,063

Costos de operación y mantenimiento – comercialización

RESUMEN DE COSTOS FIJOS ANUALES COMERCIALES (US\$)			
Segmento Tarifario	Cantidad de Usuarios	Costo unitario / factura	Total
BT5C	1	1.414	17
BT5B	841	1.414	14,268
TOTAL	842		14,285

Costos Directos de Comercialización (US\$/Recibo)

Tipo de cliente	Lectura	Recibo	Reparto	Cobranza	Total/Recibo
Simple tarifa (MSE)	0.190	0.078	0.145	1.000	1.414
Doble tarifa (MS/DE+SP)	0.000	0.078	0.145	1.000	1.224
Tarifa multiple (MDE+DP)	0.000	0.078	0.145	1.000	1.224
Alumbrado público	0.190	0.078	0.145	1.000	1.414
Mediciones concentradas	0.190	0.078	0.145	1.000	1.414

Valorización de la Estructura de Supervisión Directa Asignada a las actividades VAD de Comercialización

CARGO	CANT ASIGNADA	REMUNERACIÓN MENSUAL (US\$)	TOTAL (US\$)
Jefe Técnico - Comercial	1		7,027
Especialista en Facturación	1		6,000
Asistente (Atención al Cliente)	1		4,138
TOTAL:			17,165
Costos de funcionamiento: 15%			2,575
TOTAL SUPERVISIÓN COMERCIAL			19,740