

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



**Análisis de determinación del precio en barra aislado del sector
típico-B S.E.R Chiquian y su impacto en el monto de
compensación anual**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO EN ENERGÍA**

AUTOR:

Bach. Arteaga Aburto, Luis Fernando

ASESOR:

Mg. Guevara Chinchayan, Robert Fabian
DNI 32788460
Código ORCID: 0000-0002-3579-3771

Nuevo Chimbote-Perú

2025

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR

La presente Tesis para Título ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento a los objetivos propuestos y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando en cuadrado con las áreas y líneas de investigación conforme al reglamento general para obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.D: N°580-2022-CU-R-UNS) según la denominación siguiente

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN ENERGÍA

Análisis de determinación del precio en barra aislado del sector típico-B S.E.R Chiquian y su impacto en el monto de compensación anual

AUTOR :
Bach. Arteaga Aburto, Luis Fernando



Mg. Guevara Chinchayan, Robert Fabian
DNI 327888460
Código ORCID: 0000-0002-3579-3771



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA E.P. INGENIERÍA EN ENERGÍA

ACTA DE CONFORMIDAD DEL JURADO

El presente jurado evaluador da la conformidad del presente informe, desarrollado en el cumplimiento del objetivo propuesto y presentado conforme al reglamento General para obtener el grado Académico de Bachiller y Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.D N°580-2022-CU-R-UNS); titulado:

Análisis de determinación del precio en barra aislado del sector típico-B
S.E.R Chiquian y su impacto en el monto de compensación anual

Autor:

Bach. Arteaga Aburto, Luis Fernando

Revisado y evaluado por el siguiente Jurado Evaluador.


.....
MSc. Escate Ravello, Julio Hipólito Néstor
Presidente
Código ORCID: 0000-0001-9950-2999
DNI 32850228


.....
Mg. Chucuya Huallpachoque Roberto Carlos
Integrante
DNI 40149444
Código ORCID: 0000-0001-9175-5545


.....
Mg. Guevara Chinchayán, Robert Fabian
Secretario
DNI 32788460
Código ORCID: 0000-0002- 3579-3771

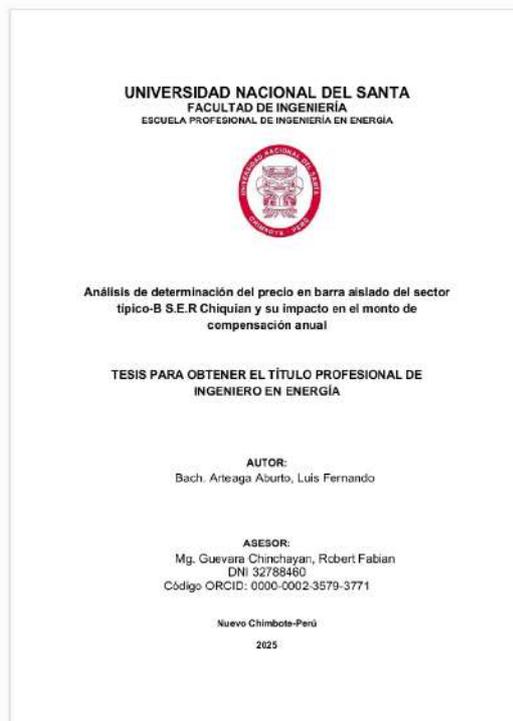


Recibo digital

Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por Turnitin. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega: ARTEAGA LUIS
Título del ejercicio: REVISIONES
Título de la entrega: Análisis de determinación del precio en barra aislado del sect...
Nombre del archivo: TESIS_LUIS_ARTEAGA.docx
Tamaño del archivo: 3.82M
Total páginas: 95
Total de palabras: 20,251
Total de caracteres: 109,678
Fecha de entrega: 27-ago-2025 06:44a. m. (UTC-0500)
Identificador de la entrega: 2736162322



Análisis de determinación del precio en barra aislado del sector típico-B S.E.R Chiquian y su impacto en el monto de compensación anual

INFORME DE ORIGINALIDAD

22%

INDICE DE SIMILITUD

22%

FUENTES DE INTERNET

3%

PUBLICACIONES

%

TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1	repositorio.uns.edu.pe Fuente de Internet	4%
2	www.osinergmin.gob.pe Fuente de Internet	3%
3	cdn.www.gob.pe Fuente de Internet	3%
4	www2.osinergmin.gob.pe Fuente de Internet	2%
5	www2.osinerg.gob.pe Fuente de Internet	2%
6	hdl.handle.net Fuente de Internet	2%
7	docplayer.es Fuente de Internet	2%
8	www.gacetajuridica.com.pe Fuente de Internet	2%
9	repositorio.unas.edu.pe	



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERIA
Dirección E.P. de Ingeniería en Energía

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

Siendo las 11:00 a.m., del día lunes 26 del mes de mayo del año dos mil veinticinco, en el Aula E-4 de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energía, en cumplimiento al Art. 68 del Reglamento General de Grados y Títulos, aprobado con Resolución N°337-2024-CU-R-UNS de fecha 12.04.24, se instaló el Jurado Evaluador designado mediante **Resolución N° 145-2025-UNS-CFI** de fecha 24.04.25., integrado por los siguientes docentes:

- M.Sc. Julio Hipólito Néstor Escate Ravello : Presidente
- M.Sc. Roberto Carlos Chucuya Huallpachoque : Secretario
- Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán : Integrante

Y según la **Resolución Decanal N°233-2025-UNS-FI** de fecha 23.05.25., se **DECLARA EXPEDITO** a los bachilleres para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis, titulada: **"ANÁLISIS DE DETERMINACIÓN DEL PRECIO EN BARRA AISLADO DEL SECTOR TÍPICO - B S.E.R CHIQUIAN Y SU IMPACTO EN EL MONTO DE COMPENSACIÓN ANUAL"**, perteneciente al bachiller: **ARTEAGA ABURTO LUIS FERNANDO** código de matrícula **N°0201611007**, teniendo como asesor al docente **Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán**, según Resolución Decanal N°425-2024-UNS-FI de fecha 12.07.24.

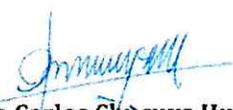
Terminada la sustentación del bachiller, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 73° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
ARTEAGA ABURTO LUIS FERNANDO	DIECISIETE (17)	BUENO

Siendo las 11:30 a.m. del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


M.Sc. Julio Hipólito Néstor Escate Ravello
PRESIDENTE


M.Sc. Roberto Carlos Chucuya Huallpachoque
SECRETARIO


Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán
INTEGRANTE

DEDICATORIA

Dedicados para

Mi Papa: Fernando, quien me dio el ejemplo del Trabajo,

MI Mama: Diana, por su profundo amor y ejemplo para hacer las cosas
con mucha dedicación.

Para mi Hermano: Kevin, por su compañerismo de siempre

L.F.A.A

RECONOCIMIENTO

Agradecimiento a mi asesor Mg. Robert Guevara Chinchayan, por su invaluable asesoría y guía en la culminación de la presente tesis que es un importante paso en mi vida profesional.

El agradecimiento a mis profesores de la Escuela de Ingeniería en Energía por brindarme sus enseñanzas y encaminarme en mi vida profesional.

Y con mucho aprecio para mis compañeros de mi centro laboral y de mi alma mater promoción 2016 por su amistad que es para toda la vida.

L.F.A.A.

INDICE GENERAL

INDICE

RESUMEN

I.	INTRODUCCIÓN.	1
1.1	Realidad Problemática	1
1.2	Antecedentes	2
1.3	Justificación	4
1.4	Hipótesis	5
1.5	Objetivos	5
II.	MARCO TEÓRICO.	6
2.1	Regulación	6
2.2	Tarifas eléctricas de la generación	15
2.3	Sistemas eléctricos rurales	25
2.4	Mecanismos de compensacion	33
III.	METODOLOGIA	39
3.1	Material	39
3.2	Método	44
IV.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	53
4.1	Referente a la central de energía definida para el sector típico B	53
4.2	Referente al precio en barra aislado para el sector típico B S.E.R Chiquian	56
4.3	Determinación de los montos de compensacion anual	62
4.4	Desviación del monto de compensacion anual	64
4.5	Discusión de resultados	69
V.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	72
5.1	Conclusiones	72
5.2	Recomendaciones	73
VI.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	74
VII.	ANEXOS	77

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Costo de una externalidad negativa	9
Figura 2 Estructura del modelo Pool Peruano	16
Figura 3 Determinación del precio básico de la energía	20
Figura 4 Determinación del precio básico de potencia	22
Figura 5 Estructura de los precios en barra	23
Figura 6 Esquema de cálculo del peaje de transmisión	24
Figura 7 Ajuste entre el Precio en Barra y el Precio medio de licitaciones del Mercado Libre	24
Figura 8 Central Termoelectrica Moyoruna	31
Figura 9 Central Hidroeléctrica Jambon	32
Figura 10 Central Solar FV San Lorenzo	32
Figura 11 Microred Atalaya	33
Figura 12 Formas de implementar los esquemas de subsidios	34
Figura 13 Diagrama unifilar SER Chiquian	39
Figura 14 Casa de fuerza de CH Pacarenca	40
Figura 15 Unidades de generación de CH Pacarenca	41
Figura 16 Comportamiento del costo medio de la energía	56
Figura 17 Comportamiento del PPB	65
Figura 18 Comportamiento del PEBF y PEBP	66
Figura 19 Comportamiento del PBSA sector típico B	67
Figura 20 Comportamiento del MCAE sector típico B S.E.R Chiquian	68

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Sectores típicos rurales-Perú	30
Tabla 2 Sectores típicos de distribución-Perú	31
Tabla 3 Información marco CH Pacareña	40
Tabla 4 Información técnica de unidades hidroeléctricas.	41
Tabla 5 Información técnica de unidades termoeléctricas	42
Tabla 6 Información para determinar el factor de carga.	42
Tabla 7 Información del factor de pérdidas de distribución	43
Tabla 8 Información del factor de expansión de pérdidas de los SST.	43
Tabla 9 Información histórica de energía SER Chiquian (MWh)	44
Tabla 10 Proyección de la demanda de energía mensual S.E.R Chiquian	59
Tabla 11 Proyección de la demanda de energía mensual S.E.R Chiquian aplicando los factores de expansión de pérdidas de distribución	60
Tabla 12 Valores de la anualidad de la inversión de la unidad de generación en US\$/año	64
Tabla 13 Valores de precio en barra efectivo aislado en ctvs S//kWh	68
Tabla 14 Variación del monto de compensación	69

RESUMEN

La energía es un servicio público y los consumidores del Perú deben tener acceso universal, los sectores típicos aislados cuentan con unidades de generación para generar la energía necesaria, cuyo costo se hace elevado requiere atención del Estado para poder cubrir parte de los costos que requieren las unidades de generación, estableciendo montos de compensación o subsidios cruzados para garantizar el servicio de distribución eléctrica.

El trabajo de investigación es del tipo pre -experimental, de naturaleza descriptiva. El diseño de la investigación no experimental. Siendo la muestra el S.E.R Chiquian del Sector Típico Aislado B.

Se calculo los precios en barra aislado para el Sector Típico B del S.E.R. Chiquian, siendo un valor de el PPB de 77,96 S//kW asociado a la inversión, los valores de PEBF y PEBP es de 19,85 ctvs S/kWh asociado a la operación, con un valor del precio medio en barra sin compensación para el sector típico B de 43,91 ctvs S/kWh. Para un factor de carga de 45% y una potencia efectiva de 600 kW para la unidad de generación. Se determinaron los montos de compensación anual comparando los precios en barra aislado con los precios en barra SEIN, determinándose un valor de S/ 131 417 anuales. Se determino el porcentaje de variación del monto de compensación anual con respecto al valor base de 600 kW y factor de carga de 45% igual a S/ 131 417 anuales.

PALABRA CLAVE: Precios en barra, sistemas aislados, compensaciones.

ABSTRACT

Energy is a public service, and Peruvian consumers must have universal access. Typical isolated sectors have generating units to generate the necessary energy. The high cost of these units requires state assistance to cover part of the costs required by the generating units, establishing compensation amounts or cross-subsidies to guarantee the electricity distribution service.

The research work is pre-experimental and descriptive in nature. The research design is non-experimental. The sample is the Chiquián Rural Sector of the Typical Isolated Sector B.

The isolated busbar prices for the Typical Sector B of the Chiquián Rural Sector were calculated, with a PPB value of 77.96 S/kW associated with the investment, the PEBF and PEBP values of 19.85 ctvs S/kWh associated with the operation, and the average busbar price without compensation for the Typical Sector B was 43.91 ctvs S/kWh. For a load factor of 45% and an effective power of 600 kW for the generating unit, the annual compensation amounts were determined by comparing the isolated busbar prices with the SEIN busbar prices, resulting in a value of S/ 131,417 per year. The percentage variation in the annual compensation amount with respect to the base value of 600 kW and a load factor of 45% was determined to equal S/ 131,417 per year.

KEYWORD: Bar prices, isolated systems, compensations.

I. INTRODUCCIÓN.

1.1 Realidad problemática

En el contexto rural persiste aun una relación muy significativa entre la pobreza y la falta de accesibilidad a la energía eléctrica, e inclusive su grado de relación es muy alta, (Bambaren, 2020). El gobierno del Perú tomando en cuenta la Constitución Política, en las cuales están establecidos los derechos fundamentales de la persona (Título I, Capítulo I), para que todos los ciudadanos tengan derecho a "...su libre desarrollo y bienestar" (Art. 2.1), con igualdad ante la Ley, para que nadie pueda "...ser discriminado por diversos motivos tal como origen, raza, sexo, idioma, religión, opinión, condición económica o de cualquier otra índole. El Estado está obligado a planificar y aplicar políticas públicas para desarrollar el sector rural que permitan la cobertura progresiva del servicio de energía eléctrica, teniendo en cuenta de que si bien es cierto el coeficiente de electrificación es cercano al 90%, aun muchos peruanos aun no cuentan con electricidad. El estado a través de su Plan Nacional de Electrificación Rural realiza esfuerzos para la mejora del nivel de calidad de vida, desarrollo socioeconómico de la población de las zonas rurales, urbano-marginales y aisladas.

En nuestro país, la electrificación rural presenta particularidades características tal como: la distancia a los puntos de generación, escasa concentración de la población, bajo acceso y conectividad entre sus localidades, del mismo modo bajo poder adquisitivo de sus habitantes, entre otros. Estas condiciones son determinantes para tener una baja rentabilidad económica para el desarrollo de proyectos de electrificación rural, tomando la responsabilidad de la inversión el estado peruano. Se genera la interrogante como promover los proyectos energéticos y su sostenibilidad en sistemas aislados de tal manera que presten un servicio de calidad, confiable y seguro y a la vez costos sean accesibles a la población, que de por si son de bajos recursos económicos. Los mecanismos de compensación o subsidios cruzados permiten cubrir parte de los costos por operación de los sistemas energéticos que deben realizar los consumidores, en zonas del país, que por debido bajo poder adquisitivo de los usuarios se requiere de intervención regulatoria por parte del estado y establecer criterios de precios asequibles. Se busca siempre la optimización de los procesos regulatorios que permitan aumentar el excedente del consumidor como parte conformante de la teoría de bienestar del consumidor. Si es cierto a la fecha se cuenta con 11 sectores típicos

rurales cada una con sus propias características geográficas, de consumo y fuente de energía, aun es necesario mejorar la brecha de la pobreza energética en zonas rurales.

Según lo considerado en la realidad problemática se plantea lo siguiente:

¿Cuál es el impacto de la determinación del precio en barra aislado del sector típico B S.E.R Chiquian en el monto de compensación anual?

1.2 Antecedentes:

Se presentan los antecedentes para el presente informe:

Acevedo, J. (2018) en su tesis Influencia de la tarifa, el pago de compensaciones y el tipo de empresa en la calidad del suministro eléctrico en el sistema de distribución de media tensión urbano en la Pontificia Universidad Católica del Perú concluye: el mecanismo de pago por compensaciones no motiva a las distribuidoras para la mejora de la calidad del servicio, y de otro modo no compensa de forma efectiva al consumidor, lo cual es contrario a la Primera Ley de la Disuasión de Cooter y Ulen, la evolución de los indicadores de calidad del servicio de suministro eléctrico han mejorado significativamente, con lo cual se contrasta la hipótesis que indican que el Valor Agregado de Distribución, el pago de compensaciones y el tipo de propiedad de la empresa regulada tienen influencia en la calidad del servicio de suministro lo cual es aplicado tanto para sistemas de distribución interconectado como aislados.

Agurto, E. et al. (2021) en su tesis Análisis del ingreso de una central de generación eléctrica de 10 MW con fuente renovable no convencional como proyecto piloto en el sistema eléctrico de Iquitos elaborado para la Universidad ESAN concluye que para el Sistema eléctrico rural mayor Iquitos la generación de energía es totalmente térmica con un costo variable combustible de 140,7 US\$/MWh , debido a ello el Estado ha subsidiado la cobertura de energía mediante un Mecanismo de Compensación en concordancia a la Ley N.º 28832 y equiparó los precios del sistema aislado con los del sistema eléctrico interconectado nacional, liberándose de la presión social y política que significaba la construcción de la Línea de Transmisión de Iquitos con el SEIN. El Mecanismo de Compensación implicó un costo de US\$62.1 millones al año, que se recaudó con el aumento de las tarifas eléctricas facturadas para los consumidores del Sistema eléctrico interconectado, cualquier proyecto que permita la reducción de dichos costos tendrá correlación con la disminución del subsidio y con la reducción de

las tarifas, por lo cual es necesario realizar la evaluación de la implementación de una planta de generación que utilice RER que contribuya en la seguridad y confiabilidad de dicho sistema eléctrico.

Bambaren, M. (2020) en su tesis Políticas de Desarrollo Energéticas en Electrificación Rural en el Perú y su impacto sobre el Desarrollo Socioeconómico en la zona de concesión de la Distribuidora Hidrandina S.A 2007-2016 para el Centro de Altos Estudios Nacionales concluye que se ha establecido la normatividad que permite impulsar el desarrollo sostenido de la electrificación en las zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país; el Estado tiene el rol de ampliación de la frontera eléctrica en las zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país, tomando el rol subsidiario, ejecutando proyectos de sistemas eléctricos rurales, y la promoción de la inversión privada, desde la etapa de planificación e implementación de los proyectos energéticos. Para ello los subsidios o mecanismos de compensación permiten el pago de la tarifa en zonas de muy bajo recurso económico, por lo cual precio en barra aislado deberá contemplar un subsidio para poder cubrir con los montos imposibles de cubrir por los usuarios del sector rural.

Grajeda, L. (2018) en su trabajo de investigación análisis de la eficiencia técnica y económica de los sistemas eléctricos rurales del Perú utilizando generación distribuida en la Universidad del Pacífico, concluye que las variables empleadas para estimar la eficiencia son los costos de operación y mantenimiento, horas de operación, la energía distribuida y las extensiones de la red, son variables que representan de forma adecuada a un SER. Por otro lado los costos de tener una adecuada calidad requieren ser cubierta a través de mecanismos de compensación, pero el monto será función de la optimización de la determinación del precio en barra aislado. Sin la posibilidad de poder cubrir la brecha económica, los sistemas de electrificación rural serían insostenibles.

Inga, A. & Meza, J. (2023) en su tesis Costo de Producción de la Hidroeléctrica Pangoa y Precio en Barra del SEIN en la Empresa Egepsa, 2020 para la Universidad Peruana de Los Andes concluye que tarifa en barra es la cantidad de dinero que las empresas de generación perciben por la actividad de inyectar energía eléctrica, la cual se complementa con los gastos por transmisión y distribución con respecto a los consumidores del mercado regulado. El costo de generación presente dos componentes: precio básico de la energía y el precio básico de potencia. Los costos de

generación y el sistema principal componen las tarifas en barra, las cuales son valores referenciales del costo de la energía y potencia, la cual es retirada o inyectada, la cual debe ser cubierta por los usuarios, generándose el problema de que los costos son en ciertos casos inaccesibles para los consumidores.

Lucio, C. & Villacorta, J. (2018) en su tesis Viabilidad del uso de celdas fotovoltaicas en zonas rurales, aisladas de alta densidad para la Universidad Nacional del Callao concluye que: los Costos de Generación de Energía por medio de Sistemas Fotovoltaicos (de hasta 20 MW) en SERs representan aun altos costos de instalación, en comparación a otras alternativas energéticas como la generación hidráulica menor a 20 MW cuyo costo medio es de 53 U\$/MWh, para Centrales Eólicas 90 MW se presenta un costo de 69 U\$/MWh, para centrales solares Fotovoltaicas mayores a 20 MW un costo de 120 U\$/MWh. El estado implementa estos sistemas empleando subsidios directos en la inversión y en la cobertura de la operación, Pero durante los costos operativos los mecanismos de compensacion son necesarios para cubrir con la sostenibilidad de los sistemas aislados convencionales.

Rojas, J. (2013) en su tesis Acceso universal y sostenibilidad en el sector eléctrico rural del pero para la Pontificia Universidad Católica del Perú concluye que los Sistemas Eléctricos Rurales, presentan tarifas altas para su sostenibilidad, pero a la vez es necesario los mecanismos que permitan cubrir el aporte faltante de los usuarios reales por falta de poder adquisitivo. Por ello es necesario la ampliación de la cobertura del FOSE, aplicándose un factor de ajuste de 1,65 al porcentaje vigente, de tal forma que el usuario solo asumirá el 20% de la tarifa final aplicada. El Acceso Universal al suministro de energía que los ciudadanos tienen, es parte de los servicios básicos que el estado debe planificar y ejecutar para los peruanos. Del mismo modo se busca optimizar los costos de las tecnologías energéticas de generación a implementar con la finalidad de que alguna manera el monto de compensacion es eleve significativamente.

1.3 Justificación:

Se justifica por lo siguiente:

El motivo por el cual se realizara la investigación es para profundizar y analizar las teorías concernientes a la optimización de los procesos regulatorios, en este caso la determinación del precio en barra la cual incide en las políticas de desarrollo energéticas en electrificación rural y el desarrollo socioeconómico, teniendo en

consideración las políticas de desarrollo rural que actualmente viene ejecutando el Estado peruano en este caso en el S.E.R Chiquian del Sector Típico B, la cual engloba un conjunto instalaciones diseminadas en todo el Perú, que presentan sistemas de generación distintos a la generación Termoelectrica, o que en peores de los casos su contribución es muy poca.

Se justifica debido a que las tarifas de generación en los sistemas aislados resultan mayores, que los correspondientes al SEIN. Para compensar parcialmente esta diferencia de tarifas y favorecer el acceso y utilización de la energía eléctrica a los usuarios regulados atendidos por los sistemas aislados, la ley N° 28832 establece un mecanismo de compensación para sistemas aislados. Su finalidad es compensar una parte del diferencial entre los precios de generación entre los sistemas aislados y los precios del SEIN, reduciendo los costos del servicio eléctrico en dichos sistemas mediante un subsidio cruzado, desde los consumidores conectados a los sistemas interconectados a los consumidores de los sistemas aislados.

1.5 Hipótesis:

La determinación del precio en barra aislado del sector típico B S.E.R. Chiquian varía en función a la capacidad de la central de generación y el factor de carga impactando en el monto de compensación anual.

1.6 Objetivos:

Objetivo general

Analizar la determinación del precio en barra aislado del sector típico-B S.E.R Chiquian y su impacto en el monto de compensación anual

Objetivos específicos:

- Determinar los costos de centrales de energía de distinta capacidad a la central modelo del sector típico B.
- Calcular los precios en barra aislado para el Sector Típico B del S.E.R. Chiquian.
- Determinar los montos de compensación anual comparando los precios en barra aislado con los precios en barra SEIN.
- Identificar el porcentaje de variación del monto de compensación anual.

II. MARCO TEÓRICO.

2.1 Regulación.

2.1.1 Generalidades.

El concepto de regulación en primera instancia radica no implica intervención estatal, y según autores esta se agrupa en dos grandes grupos. El primero de ellos proviene de la teoría económica de las industrias y esta referido a la regulación económica, la cual es un conjunto de reglamentos obligatorios, establecidos dentro del sector público en respuesta al comportamiento de los agentes económicos en los sectores que se relacionan con el servicio público y/o mercados con condiciones de falla. El proceso regulatorio se inicia cuando se constata o es evidente una falla dentro de un determinado mercado, con lo cual el organismo regulador (designado por el estado procurando de esta entidad una autonomía e independencia en sus acciones) deberá definir cuál es el estado social óptimo y las características de los parámetros referenciales, del mismo modo como el objetivo de la regulación que se implementará. (Dulanto, 2017)

La regulación se justifica, principalmente, por dos consideraciones centrales que obligan a la intervención del Estado en los mercados:

- Su participación proporciona, bajo ciertas condiciones, resultados más eficientes para los agentes económicos. Generalmente expresadas por consideraciones de equidad.
- La existencia de las denominadas fallas de mercado, que son aquellas circunstancias que impiden que una economía asigne los recursos adecuadamente. (Quintanilla, 2004)

La justificación de la regulación se encuentra al identificarse las características de las industrias de servicios públicos, como la imposibilidad de alcanzar asignaciones eficientes per se. La intervención directa de la regulación en los mercados de servicios públicos debe analizarse en forma crítica, ya que una regulación inapropiada también puede llevar a resultados no eficientes en la industria. (Quintanilla, 2004)

La característica principal de esta regulación es que se basa en el coste del servicio, es decir, que fija los precios de tal modo que los ingresos totales obtenidos por las empresas cubran la totalidad de sus costes, incluyendo una tasa de rendimiento “adecuada” sobre el capital. La premisa que respalda su aplicación es la necesidad de atraer capital hacia las empresas a la vez que se evita un ejercicio excesivo del poder de mercado por parte de los monopolios. Este método pretende que el monopolio regulado obtenga una tasa de rentabilidad normal, asegura un excedente del consumidor máximo y es consistente con la viabilidad de la empresa; por lo tanto, en teoría, consigue los objetivos de la regulación. (Briceño & Ruiz, 2024)

En años recientes se ha llegado a cierto consenso sobre la necesidad de garantizar el acceso a la energía a toda la población como un derecho universal. La cumbre mundial de desarrollo sostenible reconoció como objetivo prioritario el acceso a la energía entre los objetivos WEHAB (Water, Energy, Health, Agriculture, Biodiversity). Asimismo, la ONU ha propuesto que para el año 2030 se garantice el acceso a la energía limpia a toda la población mundial. El rol de los Estados es identificar los instrumentos más adecuados para lograr este objetivo, el cual se sustenta principalmente en los efectos que tiene el acceso a la energía en términos de reducir la desigualdad e incrementar el desarrollo de las capacidades humanas de los ciudadanos. (Vásquez, et. al., 2016)

El argumento central utilizado para justificar la regulación es el de las fallas de mercado. De acuerdo con la teoría económica, la existencia de mercados competitivos nos lleva a resultados eficientes. Este tipo de mercado tiene una alta rigurosidad en cuanto a sus requisitos, que de no satisfacerse puede ocasionar que el mercado no funcione eficientemente. Esta situación se presenta cuando existen fallas de mercado. Para preservar el adecuado funcionamiento del mercado, se debe poner énfasis en resolver estas fallas. Esto se logra mediante la intervención directa del Estado en dos áreas. (Quintanilla, 2004)

Económicas: monopolios o un impedimento significativo para un mercado competitivo (monopolios naturales dada la existencia de economías de escala); información inadecuada o asimétrica, que afecta la relación entre suministradores y

consumidores; externalidades que afectan a terceras partes y problemas de coordinación basados en los altos costos de transacción. A esta clasificación se añade la existencia de bienes públicos.

No económicas: justicia distributiva (que es evaluada por los resultados del mercado desregulado, que no conduce a resultados de redistribución) y paternalismo (cuando se intenta proteger a terceros, sobre la base de que no pueden asumir su propio interés). (Quintanilla, 2004)

La mayoría de los argumentos económicos para la intervención del gobierno en los mercados se basa en la idea de que el mercado no puede proveer adecuadamente bienes públicos o hacer frente a las externalidades. Los bienes públicos son definidos como aquellos bienes no excluibles y no rivales. Un bien es no excluible cuando no es posible evitar su consumo a aquellos agentes que no han contribuido para la provisión del bien. Asimismo, un bien es no rival cuando su consumo por parte de un agente no reduce la cantidad de bien disponible para el resto de agentes. (Vásquez, et. al., 2016)

El excedente del consumidor se define como la diferencia entre el precio que el consumidor está dispuesto a pagar por un bien o servicio y el precio que paga en un sistema de mercado multiplicado por la cantidad consumida; de tal forma que representa el beneficio que los consumidores reciben por adquirir bienes y servicios en el mercado. En un esquema de competencia perfecta, el excedente del consumidor se maximiza, y por el contrario, en un esquema sin competencia (monopolio), dicho excedente puede incluso llegar a desaparecer, donde el excedente del consumidor es extraído totalmente por el productor a través de un cargo de acceso). (Aguilar & Diaz, 2023)

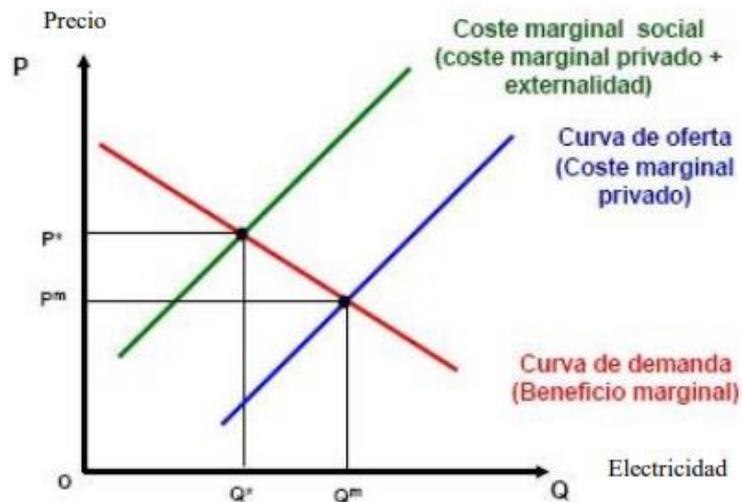
Los conceptos de externalidad y bien público tienden a superponerse, existiendo una diferencia sutil entre ambos. Las externalidades hacen referencia aquellas situaciones donde el bienestar de un consumidor o las posibilidades de producción de una empresa están directamente afectadas por las acciones de otro agente en la economía (y esta interacción no está mediada por el mecanismo de precios). Las externalidades pueden ser negativas o positivas. Cuando existe una externalidad

negativa en un mercado no regulado, los productores no se responsabilizan de los costos externos que generan sobre la sociedad. En ese caso, el costo marginal privado es menor al costo marginal social, por lo cual se produce una cantidad mayor a la socialmente eficiente. En el caso de una externalidad positiva, los agentes generan un beneficio social mayor al beneficio privado, por lo cual se produce y consume una cantidad menor a la socialmente óptima. (Vásquez, et. al., 2016)

En el caso de una externalidad negativa, por ejemplo, si la generación eléctrica emite contaminación, el costo de producir electricidad es mayor para la sociedad respecto al costo privado para las empresas de generación. En la figura siguiente se puede observar que, por cada unidad de electricidad producida, el costo social incluye los costos privados más los costos de las terceras partes afectadas negativamente por la contaminación. En tal sentido, la intersección de la curva de demanda y la del costo social determina el nivel óptimo de producción (Q^*), el cual es menor que la cantidad de equilibrio de mercado (Q^m). (Vásquez, et. al., 2016)

Figura 1

Costo de una externalidad negativa



Nota. Imagen tomada Osinergmin.

De igual forma, la seguridad energética entendida como el abastecimiento físico ininterrumpido de los productos energéticos en el mercado, a un precio asequible para los consumidores, es un bien activo con característica de bien público. La

seguridad del suministro tiene la característica de ser un bien no exclusivo. Es decir, es difícil excluir a las personas que se beneficien de la reducción del riesgo asociado con la construcción de capacidad energética adicional que minimice la probabilidad de desabastecimiento energético. En este sentido, se hace necesario algún tipo de intervención regulatoria que garantice la seguridad energética a través del refuerzo y creación de infraestructura energética y reglas de auto-provisión. (Vásquez, et. al., 2016)

Según ello, el Estado regulará en respuesta a una necesidad de los usuarios que requieren una acción correctiva al presentarse una falla de mercado o de actividades inequitativas o colusivas en los precios vigentes. Según ello, si un mercado presenta un agente ofertante la que puede ser un monopolio natural, los consumidores o usuarios del servicio demandarán que esta se regule, debido a que la mejor solución que permita alcanzar el máximo beneficio del servicio y alcanzar el bienestar es a través de una tercera parte que tiene las atribuciones para poder introducir correctivos. (Dulanto, 2017)

2.1.2 Procesos regulatorios.

Un proceso regulatorio, son las reglas que emite el Estado y, a través de ellas, se protegen aspectos sociales, económicos, políticos y técnicos que son de interés público. A través de estas reglas, se busca garantizar el funcionamiento eficiente de los mercados, generar certeza jurídica, garantizar derechos de propiedad, así como evitar daños a la salud, al bienestar de la población, a la salud animal y vegetal, al medio ambiente, a los recursos naturales o a la economía. Dentro de ellos la Regulación económica, son las disposiciones mediante las cuales se regula el mercado; éstas marcan las especificaciones que deben cumplir las empresas para garantizar la competitividad. (secretaría Económica de México, 2018)

El organismo de regulación debe fijar las opciones tarifas de tal modo que la empresa distribuidora en condición de regulada podrá producir flujos de caja que coberturan los costos en que se incurrió con el fin de poder ejecutar el servicio, retribuyéndose una tasa de retorno adecuada para la magnitud de la inversión realizada, hallándose el valor del servicio a la tasa de retorno. Se pretende que los ingresos percibidos por

la distribuidora sean los necesarios de forma que incluya los costos fijos y costos variables, así como las inversiones efectuadas, recuperándose la inversión, fijándose el costo del servicio en función a un costo medio ponderado o característico. (Aguilar & Diaz, 2023).

Según la ley N° 27838 Ley de transparencia y simplificación de los procedimientos regulatorios de tarifas, tiene por objeto garantizar que la función reguladora sea ejecutada con estricta sujeción a criterios técnicos, legales y económicos, y establecer los mecanismos que garanticen efectivamente la mayor transparencia en el proceso de fijación de tarifas reguladas, mediante el acceso a toda la información utilizada por los Organismos Reguladores. (Gobierno del Perú, 2022)

Según Resolución de consejo directivo organismo supervisor de la inversión en energía y minería Osinergmin N° 080-2012-OS/CD se promulgo la Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, estableciéndose los procedimientos para fijación de precios regulados en las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad, así como en las actividades de distribución de gas natural por red de ductos y transporte de hidrocarburos por ductos. (Gobierno del Perú, 2012)

Los aspectos más relevantes y que hacen del esquema regulatorio eficaz debe tener en cuenta:

Interés público, la regulación debe generar valor para la sociedad, por ejemplo: lograr un uso más eficiente de la energía, evitar desechos contaminantes en el agua, temas de interés en salud, en seguridad, evitar engaños al consumidor, etc. Por lo que la regulación es de lejos un proceso particular o hecho a la medida. (Vallejos, 2018)

Transparencia, los procesos y procedimientos para la creación de una nueva regulación están claramente establecidos, incluyendo inclusive las acciones que las instancias proponentes deben cumplir como parte del proceso de consulta pública, el cual no consiste en una o más “reuniones de socialización”, sino que establece claras pautas y tiempos para que los proyectos sean puestos en conocimiento de la

sociedad través del Registro o Gaceta Oficial, y además, establece la obligación de revisar, generar los espacios y dar respuesta justificada a todas las propuestas y recomendaciones que se generen desde la sociedad inclusive cuando las propuestas no puedan ser acogidas. (Vallejos, 2018)

Evaluación de la necesidad de regulación, es obligatorio que todo proyecto regulatorio sea acompañado de una evaluación de impacto regulatorio, donde entre otros, se debe demostrar, que la aplicación de la regulación va a maximizar los beneficios netos y que los beneficios generados justifican los costos de implementarla. Además, dentro de este proceso se debe analizar toda la normativa y regulación vigente y relacionada con la materia, bajo ninguna circunstancia se debe duplicar o sobreponer regulaciones. Si de todo este proceso los resultados no son favorables, simplemente la regulación no debe ser implementada o deben considerarse otras alternativas. Esta evaluación, también es puesta a disposición para conocimiento de la sociedad. (Vallejos, 2018)

Proceso dinámico, la implementación de un reglamento no es una acción pasiva, al contrario, es un proceso dinámico, donde el ente proponente debe trabajar activamente en la implementación de las diferentes estrategias que conduzcan al cumplimiento del reglamento, pero también, se deben generar espacios de revisión donde no sólo se evalúa el cumplimiento de las metas fijadas, sino la constante búsqueda de mejoras tanto en procedimientos como tecnológicos son el fin de optimizarlo. Si de esta evaluación se evidenciará que la regulación no cumple su objetivo, a través del informe correspondiente, debe considerarse alternativas o debe ser el caso, inmediatamente eliminarla. (Vallejos, 2018)

La metodología más completa para valorizar las opciones regulatorias es el análisis costo-beneficio ("cost-benefit analysis"), pues no sólo considera los costos de cada opción sino también el beneficio esperado, estimados en términos económicos e incluso monetarios para que luego puedan compararse. El análisis costo-beneficio (ACB) exige hacer una evaluación rigurosa de los costos de cada medida regulatoria para compararlos con el beneficio esperado, a fin de seleccionar aquella alternativa que previsiblemente arrojará el máximo beneficio neto. Es decir, a través del ACB

se busca escoger aquella opción regulatoria que ofrezca beneficios potenciales para la sociedad que superen en mayor medida sus costos potenciales. (Quintana, 2011)

El análisis costo-efectividad ("cost-effectiveness analysis") busca encontrar la alternativa regulatoria que permita lograr el objetivo propuesto al menor costo, maximizando de esta forma el beneficio obtenido de un gasto dado y con menores requerimientos de información que un ACB típico. La idea en el análisis costo-efectividad (ACE) es calcular los costos de las distintas opciones regulatorias identificadas para compararlos entre sí, pero sin tener que valorizar además los beneficios esperados, con lo cual se evita la complejidad de dar un valor específico a bienes como la vida o salud humana o bienes como un medioambiente limpio. (Quintana, 2011)

Con ello se tiene una guía sobre la efectividad comparativa de las distintas alternativas para lograr un objetivo dado y que se considera valioso. Por ende, este método no requiere juzgar la necesidad de conseguir el objetivo o su racionalidad, solamente busca identificar la vía más efectiva para lograrlo en términos de costos. Adicionalmente, se ha planteado que, en cierta forma, el ACE permite también que los reguladores evalúen implícitamente la conveniencia del objetivo trazado en función a si los costos de las medidas regulatorias que se requieren para lograrlos son aceptables. (Quintana, 2011)

Una tercera metodología que puede comentarse y que fue utilizada en Inglaterra en los inicios de la aplicación del Análisis del impacto regulatorio es el análisis costo-cumplimiento ("cost-compliance analysis"). El análisis costo-cumplimiento (ACC) se estableció en Inglaterra en 1985 para enfrentar el excesivo costo en que incurrían las empresas para familiarizarse y cumplir con la regulación (situación denominada como "red tape problema"). El aspecto central del ACC es la selección de aquella alternativa regulatoria cuyo cumplimiento imponga previsiblemente menores costos para las empresas. (Quintana, 2011)

Como conclusión de todo lo explicado sobre las metodologías para llevar a cabo la valorización y comparación de las opciones regulatorias, se debe señalar que en la

actualidad lo que se busca en esta etapa del AIR es identificar los costos y beneficios de cada una de las opciones existentes, pero básicamente en el sentido de precisar sus pros y contras y sin el ánimo de encontrar una única solución correcta para el problema. La idea es resumir los efectos de cada alternativa considerando aspectos económicos, sociales o de otra naturaleza en tanto puedan influir en el impacto de cada alternativa (la cuantificación en términos monetarios sólo sería razonable en tanto no exija incurrir en costos exagerados). Asimismo, debe evitarse, en lo posible, que los términos de la evaluación sean técnicos o complejos, ya que ello dificulta la discusión de las propuestas y entorpece el control externo -"accountability"- sobre el proceso de creación de las normas. (Quintana, 2011)

Los tipos de procesos regulatorios son:

La regulación basada en precios tope o esquemas de incentivos establece una tarifa máxima que el concesionario de servicios puede cobrar. Esto motiva a la empresa a reducir sus costos por debajo de ese límite, lo que le permite incrementar su rentabilidad y alcanzar una mayor eficiencia productiva. No obstante, esta modalidad también implica un mayor nivel de riesgo para la empresa, ya que si los costos aumentan o la demanda se reduce, pueden producirse desequilibrios económicos. (Aguilar & Diaz, 2023)

La competencia por comparación es un modelo que se basa en analizar empresas con características tecnológicas similares, recolectar información pertinente y, a partir de ello, estimar el costo total que se utilizará para establecer las tarifas del proveedor regulado. Este enfoque presenta ciertas limitaciones, especialmente si existe colusión entre las empresas o si están integradas verticalmente. Además, su aplicación resulta compleja debido a las particularidades de cada mercado. En los sistemas de distribución de energía eléctrica, este tipo de competencia no es viable. (Aguilar & Diaz, 2023)

Regulación por Empresa Modelo Eficiente: Las empresas distribuidoras eléctricas peruanas reguladas bajo el esquema tarifario EME tienen incentivos de alto poder de reducir costos, alcanzando la eficiencia productiva y logrando eficiencia asignativa debido a que los precios reflejan los costos. En relación a la calidad

brindada por la empresa regulada bajo el esquema de EME tiene un aspecto común en los esquemas por incentivos es que degradan la calidad del servicio eléctrico por querer reducir los costos. (Aguilar & Diaz, 2023)

2.2 Tarifas eléctricas de la generación.

2.2.1 Regulación de la generación.

Los sistemas eléctricos están conformados por tres actividades fundamentales orientadas a garantizar el suministro de energía a los consumidores: generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Cada una de estas actividades representa, además, un proceso de negocio dentro del mercado eléctrico peruano, regulado principalmente por la Ley de Concesiones Eléctricas. La generación opera en un entorno de libre competencia, mientras que la transmisión y la distribución presentan características propias de un monopolio natural. A su vez, el mercado energético se segmenta en dos niveles: mayor y menor. En el mercado mayorista se realizan transacciones económicas entre generadoras, distribuidoras y usuarios libres, mientras que, en el mercado minorista, las distribuidoras comercian con los usuarios regulados. (Palacios, et. al., 2019)

Según lo normado en el Decreto Supremo N.º 022-2009-EM, son Usuarios Libres aquellos consumidores de energía que no están sujetos a condiciones de precios regulados por la energía y potencia que utilizan, lo cual permite el libre negocio de dichos precios con diversos proveedores, ya sea una de generación o distribución. Los consumidores cuya demanda máxima supera los 2 500 kW están obligados a ser Clientes Libres. Por otro lado, aquellos cuya demanda se encuentra entre más de 200 kW y hasta 2 500 kW tienen la opción de escoger ser Clientes Libres o permanecer como regulados. En cambio, los usuarios con una demanda igual o inferior a 200 kW deben mantenerse como Clientes Regulados y seleccionar la opción tarifaria óptima que se ajuste a su perfil de demanda. Las tarifas correspondientes a estas opciones son determinadas por Osinergmin, como parte de sus funciones encomendadas. (Palacios, et. al., 2019)

Las empresas de distribución son las únicas que están facultadas para proveer el servicio eléctrico a los clientes regulados dentro de su zona de concesión (monopolio

local), en conformidad a ello la Resolución N° 206-2013-OS/CD, establece la opción tarifaria y condición de aplicación dirigidas a los usuarios del servicio de energía eléctrica tienen como finalidad permitirles reducir el monto de su factura en función del consumo que realizan dentro del sistema eléctrico. Estas opciones tarifarias se establecen según la forma en que se mide la energía y la potencia, considerando los distintos niveles de tensión en el sistema de distribución, tanto en media como en baja tensión (MT y BT). Aunque los usuarios pueden elegir libremente entre estas opciones, deben hacerlo teniendo en cuenta el nivel de tensión correspondiente y del sistema de medición utilizado para registrar su consumo en su predio. (Palacios, et. al., 2019)

La cobertura de la demanda eléctrica se realiza en el sistema eléctrico interconectado nacional y los sistemas eléctricos aislados mayores o menores, a través de centrales hidroeléctricas, termoeléctricas y con recursos energéticos renovables (a través de centrales fotovoltaicas, eólicas, biomasa y residuos sólidos urbanos y centrales hidráulicas con potencias de hasta 20 MW)

El mercado de generación eléctrica en el Perú opera bajo un modelo tipo "Pool", siendo el Comité de Operación Económica del Sistema el encargado de gestionar y operar el sistema eléctrico. Este mercado funciona en conformidad a lo normado en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE). El modelo "Pool" se basa en una estructura donde los generadores y consumidores no establecen relaciones comerciales directas entre sí. En su lugar, el "Pool" o Coordinador, es un organismo independiente, se encarga de programar el despacho de generación tomando en cuenta los costos variables de las plantas generadoras, mediante un procedimiento acordado por todos los participantes. Además, este sistema incluye un esquema tarifario para la transmisión eléctrica y otros servicios complementarios esenciales para garantizar una operación segura y confiable del sistema. También tiene el rol de mediador en caso de surgir discrepancias entre los agentes del mercado. (Álvarez & Miranda, 2015)

cargos de cobranza cuando la máxima demanda del consumidor es superior a valores normadas. Las tarifas se regulan cada 4 años en el mismo periodo de determinación del VAD y de forma mensual son actualizadas por un factor que depende de los costos de componentes eléctricos. (Briceño & Ruiz, 2024)

La estructura tarifaria está vinculada a aspectos técnicos del consumidor que guardan relación con los costos de las empresas prestadoras del servicio. En este sentido, el factor clave es el volumen de consumo eléctrico del usuario, a partir del cual se define la estructura tarifaria que le corresponde. Desde un enfoque teórico, la estructura tarifaria basada en el precio del producto resulta atractiva, ya que introduce un incentivo mediante el costo del producto final. No obstante, este tipo de esquema es adecuado principalmente para “usuarios electrointensivos”, es decir, aquellos cuya demanda de electricidad representa una parte significativa de sus costos de producción. (Aguilar & Diaz, 2023)

El modelo tarifario basado en la demanda pico, conocido como “Peak Load Pricing”, considera que los consumidores pueden consumir energía eléctrica en distintos momentos del día. Por ello, resulta relevante identificar los periodos de mayor demanda (pico) y los de menor demanda, ya que el monto a pagar por los consumidores dependerá de esta distribución. Este esquema genera un incentivo para que los usuarios trasladen su consumo desde las horas de alta demanda hacia las de menor demanda, lo que permite reducir sus costos de facturación. Durante los periodos de alta demanda, los consumidores asumen tanto los costos variables asociados al más alto consumo de energía y potencia como los costos de capacidad de las empresas. En contraste, para los periodos de bajo consumo, únicamente se facturan los costos variables de generación, excluyendo los costos de capacidad. (Aguilar & Diaz, 2023)

Los Precios en barra está formado por la sumatoria del precio de generación (compuesta por los precios de generación y potencia) más el peaje por uso de red de transmisión. Esta diseñado según los principios marginalistas para la operación del sistema eléctrico peruano. En este sentido, las tarifas de generación se fijan en base al abastecimiento de la demanda a mínimo costo, dados los costos marginales (costos

variables auditados) de las unidades de producción de energía y el costo de inversión de aquella unidad de generación que opera en el instante de que se presenta la máxima demanda. (Álvarez & Miranda, 2015)

El proceso de regulación de precios en barra se lleva a cabo según lo dispuesto en el Decreto Ley N.º 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y su reglamento, en este caso el Decreto Supremo N.º 009-93-EM, así como en la Ley 28832 y sus modificatorias. En cumplimiento de la Ley N.º 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, OSINERGMIN ha incorporado en el proceso de fijación de las tarifas de generación, transmisión y distribución la obligación de publicar el proyecto de resolución que establece la tarifa, además de organizar audiencias públicas. (Álvarez & Miranda, 2015)

El Precio Básico de la Energía, cuyo procedimiento y aspectos técnicos para su determinación están normados en el Reglamento de la LCE, se calcula en función de los costos marginales en el sistema de generación durante un periodo de análisis de 36 meses, según lo indicado en los Artículos 47º al 50º de la LCE, para el período establecido entre el 1 de enero de 2023 y el 31 de diciembre de 2026. Los costos marginales se calculan mediante un programa de optimización que minimiza la suma de los costos operativos actualizados y el costo de racionamiento para el período en análisis, considerando factores como las series hidrológicas históricas, el volumen de los embalses, los costos de combustibles y la Tasa de Actualización del mercado eléctrico de 12%. (Osinergmin, 2024)

Es importante considerar varios factores relevantes, entre ellos:

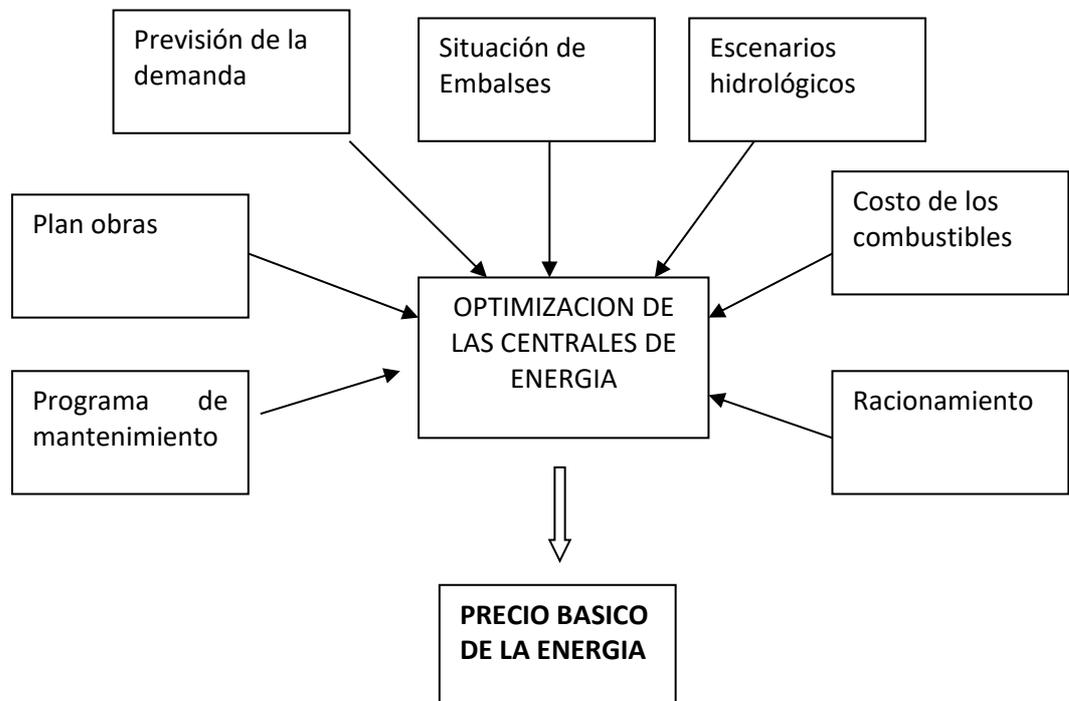
- Las variaciones en los costos unitarios de los combustibles afectan directamente los costos operativos de las plantas termoeléctricas.
- Las condiciones hidrológicas influirán en la cantidad de energía que puedan generar las centrales hidroeléctricas, especialmente aquellas de tipo de pasada.
- El estado actual de los embalses impacta tanto en la generación energética actual como en la futura de las centrales hidroeléctricas.
- El costo de racionamiento de la energía puede establecer que se abastezca una determinada demanda en su totalidad o no, con ello, determinar el incremento o

reducción de los costos marginales en un instante dado. (Álvarez & Miranda, 2015)

- La proyección de la demanda determinará la cantidad de energía que debe producirse, lo que puede afectar la participación de las centrales generadoras en el despacho. El período de análisis abarca desde 1 año antes hasta 2 años después del horizonte de estudio.
- Esta incluido la retribución única al Estado por el empleo del agua en la generación hidráulica, conforme al Artículo 107° de la LCE y al Artículo 214° de su Reglamento. El monto de esta retribución es de 2,379 S./MWh, correspondiente al 1% del Precio Promedio de Energía en el SEIN, calculado a partir del Precio de Energía en Horas Fuera de Punta vigente al 31 de marzo de 2024, para la Barra de Lima 220 kV en el SEIN.
- Además, la tasa de actualización impacta en el cálculo del precio básico de energía afectando notablemente los costos. (Osinermin, 2024))

Figura 3

Determinación del precio básico de la energía



Nota. Imagen tomada de Álvarez & Miranda. (2015).

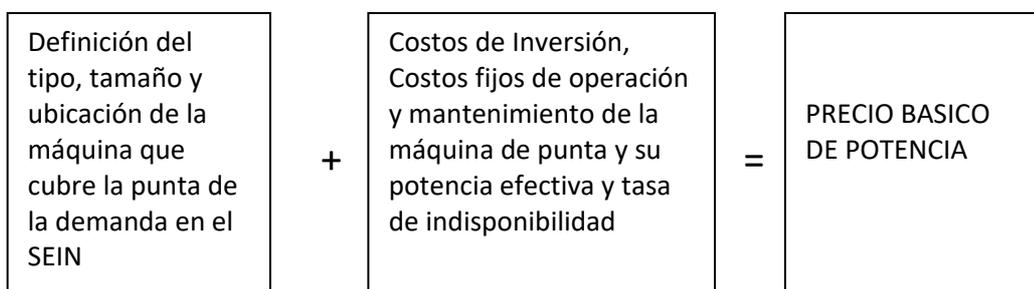
El Precio Básico de la Potencia, cuyo cálculo se establece en el Artículo 126° del Reglamento, se calcula tomando como referencia una central turbogas, que se considera la opción de menor costo para satisfacer el aumento de demanda en las horas de mayor consumo del año. Este precio es igual al valor anual de la inversión en la central de punta (incluyendo los costos de conexión), más los costos fijos de operación y mantenimiento anuales, de acuerdo con el Procedimiento para el Cálculo del Precio Básico de Potencia, aprobado mediante la Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD y sus modificaciones. Además, se consideran los factores relacionados con la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la central y el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema eléctrico, establecidos en la Resolución N° 199-2020-OS/CD, del 27 de noviembre de 2020. (Osinermin, 2024)

Es un cargo destinado a que las empresas de generadoras de energía puedan recuperar una fracción de sus costos de inversión y mantenimiento. Para calcularlo, se emplea la anualidad de la inversión correspondiente a las características de la unidad marginal, en este caso, la última planta generadora que se activa para satisfacer la máxima demanda en el SEIN. (Osinermin, 2024)

Según el proceso regulatorio más reciente para 2024-2025, la Central de Punta es una unidad con turbina a gas que funciona con petróleo BD5 y tiene una capacidad de 182,51 MW de Potencia ISO. Está conectada en la barra de Generación de Lima a 220kV (anteriormente conocida como Barra Santa Rosa 220). Además del cálculo de la anualidad de la inversión, es necesario determinar el costo fijo anual de operación y mantenimiento de estas plantas, expresado como el costo unitario de capacidad (costo por MW). Este valor se ajusta según los Factores de Indisponibilidad, que incluyen el MRFO (Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema, con un valor de 21,41%) y la TIF (Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la central de Punta, que es de 4,18%) (Osinermin, 2024)

Figura 4

Determinación del precio básico de potencia



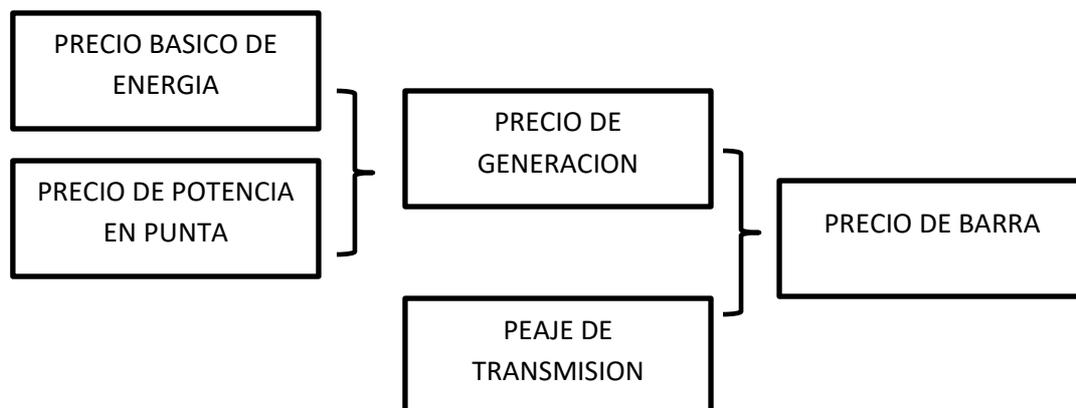
Nota. Imagen tomada de Álvarez & Miranda. (2015).

Los precios de Barra corresponden a los costos de generación y transmisión, y se determinan para todas las barras donde se realiza la inyección de energía. Están compuestos por dos elementos: el precio de la energía y el precio de la potencia de punta. Con el objetivo de estabilizar los precios de la energía, estos se calculan teniendo en cuenta un periodo de tiempo de 12 meses atrás y 24 meses adelante, tanto para los costos marginales como para la demanda. Este periodo de tiempo tiene en cuenta las condiciones hidrológicas pasadas y futuras para reflejar precios lo más ajustados posible a la realidad, los cuales luego se ajustan dentro de un rango establecido, tomando en cuenta los precios libres. (Briceño & Ruiz, 2024)

Los precios en barra son establecidos por la GART para las diferentes barras, de acuerdo con las características específicas de cada una. Según el Artículo 45° 13 de la LCE, las ventas de electricidad a los concesionarios de distribución, destinados al Servicio Público de energía eléctrica, se realizarán a tarifas en barra. Además, las tarifas en barra y sus fórmulas de ajuste son determinadas cada año por la GART y se aplican a partir de mayo de cada año. Los precios en barra se fijan de acuerdo con los costos marginales (CMg) necesarios para cumplir con las demandas de potencia de punta y energía en los puntos de entrega para las zonas de concesión de distribución. Los CMg se determinan en todo el sistema interconectado desde Tumbes a Tacna, y por el oriente Amazonas, Tarapoto y Pucallpa. (Briceño & Ruiz, 2024)

Figura 5

Estructura de los precios en barra



Nota. Imagen obtenida de Osinergmin.

El peaje de transmisión es definido por el Ministerio de Energía y Minas, el cual establece el sistema principal y secundario de transmisión en el SEIN. El sistema principal permite a las empresas de generación inyectar potencia y energía en cualquier subestación de potencia dentro de este sistema, por otro lado, los sistemas secundarios de transmisión facilitan a las empresas de generación acoplarse al sistema principal para vender su potencia y energía en las barras del SEIN. Las empresas de generación conectados al sistema principal deben pagar cada mes a su propietario una compensación que cubra el costo total de transmisión, el cual incluye la anualidad de la inversión y los costos estándar de operación y mantenimiento del sistema adaptado. (Briceño & Ruiz, 2024)

La compensación se paga por separado a través de dos cargos: ingresos tarifarios y peaje por conexión. El ingreso tarifario se calcula teniendo en cuenta la potencia y energía entregada y retirada en las barras, sin tener en cuenta el peaje. El peaje por conexión representa la diferencia entre el costo total por transmisión y el ingreso tarifario. El peaje unitario por conexión es también la diferencia entre el costo total de transmisión y el ingreso tarifario. El ingreso tarifario es el monto que las empresas de generación deben transferir a las empresas de transmisión, mientras que el peaje unitario es el monto que los consumidores deben pagar a los transmisores para cubrir los costos del servicio. Esta regulación se actualiza anualmente en mayo. (Briceño & Ruiz, 2024)

Figura 6

Esquema de cálculo del peaje de transmisión

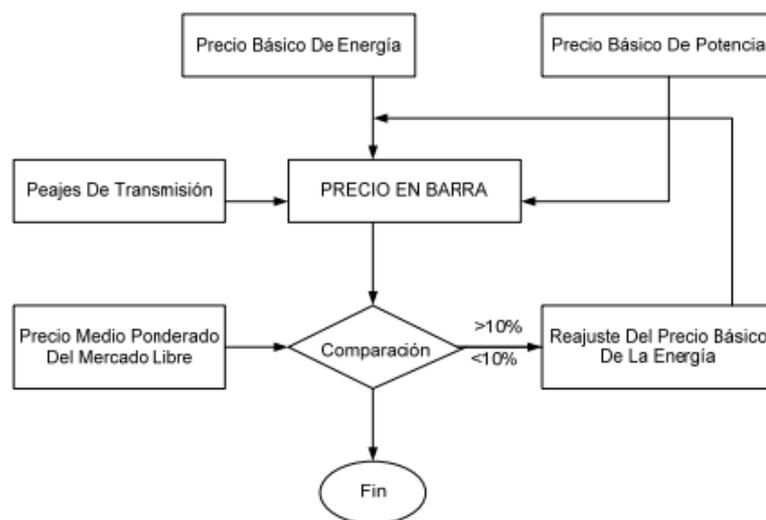


Nota. Imagen obtenida de Osinergmin.

Los precios en barra fijados no pueden diferir en más del 10% del promedio de las tarifas establecidas por contratación libre del sistema. Se verifica que el Precio Medio Teórico (PM_T), no difiera en más del 10% del Precio Promedio Ponderado del mercado libre (PPP) o Precio medio ponderado del Mercado Libre. Si el valor resultante se encuentra dentro de los límites de 0,90 y 1,10, el Precio Medio Teórico es aceptado como Precio Regulado. En caso contrario, se ajustan los Precios Teóricos de energía mediante un Factor de Ajuste, de tal forma que el Precio Medio Teórico se encuentre dentro del rango del 10% del Precio Promedio de licitaciones. (Briceño & Ruiz, 2024)

Figura 7

Ajuste entre el Precio en Barra y el Precio medio de licitaciones del Mercado Libre



Nota. Imagen obtenida de Osinergmin.

2.3 Sistemas eléctricos rurales.

2.3.1 Generalidades.

La ley de electrificación rural 28479 y su nuevo reglamento aprobado Decreto Supremo N° 018-2020-EM del 14/07/2020, detalla que los Sistemas Eléctricos Rurales son sistemas eléctricos de potencia ubicados en zona rural, localidades aisladas de la red, en la frontera del país, y de interés social por su factor económico, y son calificadas por el Ministerio de Energía y Minas. En este proceso de brindar mayor cobertura eléctrica al país en los lugares mencionados, el Estado tiene el rol subsidiario, por medio de la implementación de los Sistemas Eléctricos Rurales, así mismo promueve la participación de la inversión no estatal, para ello se emplearán las tecnologías de generación acorde al lugar geográfico, accesibilidad a la demanda y disponibilidad de recurso energético, lo cual en muchos casos incrementa el costo del proyecto o de la operación. (Gobierno del Perú, 2020)

El objetivo es regular la normativa para promover y desarrollar de manera eficaz y sostenida la electrificación de las zonas rurales, localidades aisladas y áreas fronterizas del Perú. La intervención del Estado se basa en los siguientes principios: Complementariedad: La ejecución de proyectos de electrificación rural es un asunto de interés social, y se lleva a cabo mediante una acción conjunta con otros sectores del Estado, gobiernos regionales y municipales, estableciendo metas en común que estén orientadas al despegue socioeconómico de las áreas rurales, poblaciones aisladas y fronterizas.

Subsidiariedad: Bajo este concepto, el Estado asume un rol subsidiario en la electrificación en zonas rurales, ejecutando los SER (Servicios de Electrificación Rural) y utilizando de manera eficiente los recursos económicos, además de promover la participación del sector privado. (Bambaren, 2020)

Desarrollo sostenible El Estado promueve el desarrollo social y económico, promoviendo el uso de la energía eléctrica con el consecuente aumento de la demanda de energía, con el objetivo de coadyuvar a garantizar la sostenibilidad de los agentes económicos de los sistemas eléctricos rurales; sin alterar el medio ambiente o el derecho de las generaciones futuras a utilizarlo para sus propias necesidades, tal como es una política pública.

Adecuación y diversificación tecnológica: Este principio se enfoca en el uso eficiente de los recursos económicos y de energía, teniendo en cuenta los detalles de cada tipo de suministro y la predicción del consumo en cada área rural, localidades aisladas y área fronteriza del Perú. Se busca implementar alternativas técnicas y económicas viables, con incidencia en aprovechar los recursos energéticos no convencionales. (Bambaren, 2020)

Los Sistemas Eléctricos Rurales son todas las infraestructuras instaladas en áreas rurales, ciudades aisladas y áreas fronterizas del país, que proporcionan el servicio de energía eléctrica, según lo dispuesto en el artículo 2° de la Ley de Concesiones Eléctricas. Esto incluye las acometidas domiciliarias con los equipos de medición normados, líneas de distribución, y en algunos casos, líneas de transmisión y plantas generadoras situadas fuera de la zona de concesión o distribuidas dentro del área de cobertura. (Bambaren, 2020)

El objetivo de la electrificación de zonas rurales es garantizar el derecho de los peruanos al acceso al servicio de electricidad en sus viviendas, reduciendo las grandes diferencias en infraestructura entre las áreas urbanas y las rurales o fronterizas del Perú. Esto busca integrar a los beneficiarios al mercado, al consumo y al desarrollo, promoviendo su inclusión al desarrollo y contribuyendo a la reducción de la desigualdad social. En este sentido, nuestro país sigue rezagado en términos de electrificación comparable con otros países de América Latina, lo que nos coloca en desventaja frente a ellos. (Bambaren, 2020)

En nuestro país, la electrificación en zonas rurales presenta detalles particulares, como la distancia y difícil acceso a sus pueblos, el bajo consumo por hogar, poblaciones dispersas, y el limitado poder económico de los pobladores. Por otro lado, la falta de medios de comunicación, provoca que muchas de estas áreas estén aisladas. A su vez, carecen de infraestructura social básica en salud, educación, saneamiento, vivienda, entre otras. Esta realidad genera baja rentabilidad económica para los proyectos de electrificación rural, lo que no lo hace atractivo a la inversión privada y requiere de la participación activa del Estado; estos proyectos tienen una alta rentabilidad social, debido a que integran a los pueblos a la modernidad,

educación, vías de comunicación, calidad en salud, aumenta el horizonte de vida, mejora las actividades domésticas a las amas de casa, y además permite la generación de proyectos de uso productivo, como bombeo de agua potable y para sus cultivos, panaderías, Talleres de carpintería y metal mecánica, entre otras pymes rurales. (Bambaren, 2020)

La dirección de electrificación rural es la entidad gubernamental encargada de la promoción eléctrica, coordina y planifica con los Gobiernos Regionales, municipales y otros programas, instituciones e inversionistas interesados en mejorar el coeficiente de electrificación rural. Administra los recursos destinados a la electrificación rural, exceptuando los asignados a la promoción de la inversión privada, elaborando los estudios, lleva a cabo los proyectos que le corresponden y realiza su transferencia para la administración, operatividad y mantenibilidad a las empresas de distribución eléctrica de propiedad privada o a ADINELSA. Además, el Ministerio, mediante la DEP y las empresas concesionarias de distribución eléctrica de autonomía estatal, puede suscribir acuerdos de cooperación para que estas últimas lleven a cabo obras de electrificación en zonas rurales. (Gobierno del Perú, 2007)

La fijación de la tarifa para el servicio eléctrico rural garantizará la sostenibilidad económica de la electrificación rural y la continuidad del servicio para los usuarios. El Precio a Nivel de Generación, el Precio en Barra de los Sistemas Aislados y el Valor Agregado de Distribución (VAD) para energía eléctrica rural se establecerán de acuerdo con lo dispuesto en la LCE, la Ley N.º 28832 y sus modificatorias correspondientes, teniendo en cuenta las normativas definidas en este Reglamento. El OSINERGMIN incorporará en el Valor agregado de distribución el cargo por conexión establecido en el Artículo 23 de este Reglamento, además de un fondo para la repuesta de las instalaciones de los SERs, el cual inicialmente podrá ser 0,16 de la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo que corresponde a la inversión realizada por el Estado. (Gobierno del Perú, 2007)

La tarifa eléctrica máxima permitirá la sostenibilidad económica de los Suministros no Convencionales y de los sistemas eléctricos a los cuales pertenecen; así como la

permanencia en el servicio de los consumidores de energía. La tarifa eléctrica máxima incluirá la anualidad correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) y los costos anuales de mantenimiento, tomando en cuenta la tasa de actualización establecida por la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y la vida útil de los componentes requeridos para el suministro. Para los Suministros no Convencionales, se asumirá una vida útil de 20 años. Asimismo, dentro del VNR se incorporarán todos los elementos necesarios para garantizar el suministro, y cuando la inversión haya sido asumida por el Estado, se contemplará un Fondo de Reposición de dichos elementos. Este fondo se calculará aplicando un factor de reposición a la anualidad del VNR.

Cada año, Osinergmin establece los Precios en Barra. Para el SEIN, la LCE y su reglamento detallan específicamente normas y procedimientos para los estudios de tarifas, en los cuales los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES forman parte participando activamente. Para los Sistemas Aislados, el Reglamento establece que se deberán aplicar, en lo que corresponda, los mismos fundamentos utilizados en el SEIN, y que el cálculo de las tarifas será responsabilidad de Osinergmin. Además, el artículo 30 de la Ley 28832 establece la creación del "Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados" (MCSA), con el propósito de cubrir la diferencia entre los Precios en Barra de los Sistemas Aislados y los Precios en Barra del SEIN. (Osinergmin, 2024)

La Ley 28832 complementa el marco general establecido para la regulación del sector eléctrico, manteniendo los principios de eficiencia mencionados en el artículo 8 de la LCE. En este contexto, para la fijación de los Precios en Barra de los Sistemas Aislados, se aplica lo siguiente:

- Los costos de inversión comprenden la anualidad de la inversión de la central generadora, las obras civiles de la planta de generación y de la subestación eléctrica asociada a la central. Cuando corresponda, también se debe incluir el costo de un sistema de transmisión secundario para transportar la energía desde la planta hasta las líneas de distribución.
- Los costos de operación considerados incluyen los costos fijos de personal más los costos variables de combustible y no combustible. (Osinergmin, 2024)

En general, para el cálculo de la tarifa se asume que la demanda es cubierta con un sistema de generación adaptado a las necesidades de cada carga. Para tal fin se calcula el costo eficiente que resulta de agregar las componentes de inversión y de operación y mantenimiento para abastecer cada kWh de la demanda. El producto del consumo total del año por el costo, así determinado del kWh, debe permitir recuperar los costos anuales de inversión y operación de una instalación suficiente para abastecer la demanda con una reserva adecuada. Dada la diversidad de Sistemas Aislados y su gran número, que dificulta un tratamiento individual, Osinergmin ha tipificado las características de estos sistemas buscando un enfoque sistemático que simplifique la tarea de la fijación tarifaria. (Osinergmin, 2024)

2.3.2 Sectores típicos rurales aislado.

Es la clasificación según el tipo de fuente de energía que se suministra a un sector eléctrico rural. El Ministerio de Energía y Minas determina y categoriza los sectores típicos de distribución, con el objetivo de que la tarifa final de distribución aplicada al consumidor sea acorde al sistema. OSINERGMIN permite la sostenibilidad de la inversión y el acceso de los consumidores de electricidad de la zona al servicio público de energía eléctrica a través de procesos regulatorios. El Ministerio de Energía y Minas está en la potestad de la adecuación de poder aplicar los mecanismos del FOSE según las necesidades de los S.E.R, acorde a la Ley N° 28307, y sus modificatorias. (Gobierno del Perú, 2022)

Dado la diversidad y número de los Sistemas Aislados se ha tipificado cuales deberán ser las características de los sistemas buscándose en un criterio de equidad social del servicio que permita la optimización del proceso regulatorio de la fijación de las tarifas. Según ello se presentan dos grandes categorías en función de la potencia del sistema energético:

Mayores, con demanda máxima anual mayor a 3 MW.

Menores, con demanda máxima anual igual o menor a 3 MW.

Para fines regulatorios, se ha realizado una clasificación de los sistemas aislados teniendo en cuenta el tipo de fuente primaria que la abastece (hidroeléctricas, termoeléctricas, solares fotovoltaicas o mixtas, incluyendo en algunos casos

sistemas BESS) y otros criterios, determinándose un total de 11 categorías o sectores típicos, las que se muestran en la tabla 1. (Osinerghmin, 2024)

Tabla 1
Sectores típicos rurales-Perú

Sector Típico	Característica
Típico A	Se aplica a Sistemas Aislados con generación térmica Diésel con predominio de potencia efectiva Diésel mayor al 50%, que no categorizados en los Sistemas Típicos E, I, L y R.
Típico B	Aplicado a otros Sistemas Aislados diferentes al Aislado Típico A, no precisados en los Sistemas Típicos E, I, L y R.
Típico E	Aplicado en Sistemas Aislados con generación térmica de Iquitos, perteneciente a la empresa Electro Oriente (Incluye la central termoeléctrica de reserva fría de Iquitos)
Típico I	Aplicado a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diésel con predominio de su generación con Petróleo Diésel superior al 50%, que pertenecen a la empresa Electro Oriente, no categorizados en los Sistemas Típicos E y L.
Típico L	Aplicado a Sistemas Aislados de Frontera con generación térmica Diésel con generación de potencia efectiva con petróleo Diésel mayor al 50%, que pertenecen a las empresas Electro Oriente, no categorizados en los Sistemas Típico A, E, I, N y P.
Típico M	Sistema Aislado con generación mixta de Atalaya, que pertenece a la zona de concesión de la empresa Electro Ucayali.
Típico N	Sistema Aislado con generación a gas natural de Camisea, que pertenece a la empresa Electro Sur Este.
Típico P	Sistema Aislado con generación fotovoltaica BESS de Purús, que pertenece a la concesión de la empresa Electro Ucayali.
Típico Q	Sistema Aislado con generación fotovoltaica BESS de Isla Amantani, que pertenece a la concesión de la empresa Electro Puno.
Típico R	Aplicable a Sistemas Aislados del Datem del Marañón con generación térmica Diésel con predominio de potencia efectiva Diésel mayor al 50%, que pertenece a la empresa Adinelsa.
Típico S	Sistema Aislado con generación fotovoltaica BESS de San Lorenzo, que pertenece a la zona de concesión de la empresa Electro Oriente.

Nota. Información obtenida de Informe N° 127-2024-GRT OSINERGHMIN

De forma adicional, con Resolución Directoral N° 159-2021-MEM/DGE, se han establecido los sectores de distribución típicos para los procesos de determinación del VAD, los cuales permitirán tratar a los sistemas eléctricos aislados en forma sistemática, según lo detallado en la tabla 2.

Tabla 2
Sectores típicos de distribución-Perú

Modulo	Característica geográfica-densidad de carga
Sector de distribución típico 1	Sector urbano de alta densidad de carga
Sector de distribución típico 2	Sector urbano de media y baja densidad de carga
Sector de distribución típico 3	Sector urbano-rural de baja densidad de carga
Sector de distribución típico 4	Sector rural de baja densidad de carga
Sector de Distribución Típico Sistemas Eléctricos Rurales (SER)	Sector rural de baja densidad de carga a efectos de la Ley General de Electrificación Rural

Nota. Información obtenida de Informe N° 127-2024-GRT OSINERGMIN

Dentro de las tecnologías empleadas en los sectores típicos rurales tenemos los siguientes:

Generación Termoelectrica: Conformado por grupos electrógenos operados con petróleo biodiesel 5. Por ejemplo, Central Termoelectrica Moyoruna ubicada en la Provincia de Ramos Castilla, Departamento de Loreto compuesto por 5 unidades de generación, con potencia instalada de 2073 kW.

Figura 8

Central Termoelectrica Moyoruna



Nota. Información obtenida de OSINERGMIN

Generación Hidroeléctrica: Operan con turbinas Francis, Pelton y Michelle banki. Por ejemplo: Central Hidroeléctrica de Jambon ubicada en la Provincia de San Luis en Ancash de 800 kW de potencia efectiva a cargo de la Empresa EILHICHA con una turbina Francis.

Figura 9

Central Hidroeléctrica Jambon



Nota. Información obtenida de OSINERGMIN

Generación fotovoltaica con BESS. Central Solar San Lorenzo, de propiedad de Amazonas Energía Solar, conformada por EDF Perú y Novum Solar, cuenta con una potencia de diseño de 3 MWp de generación solar fotovoltaica y 2 MWh de capacidad de almacenaje en BESS.

Figura 10

Central Solar FV San Lorenzo



Nota. Información obtenida de OSINERGMIN

Generación mixta fotovoltaica y grupos electrógenos. Centrales de energía compuestas por Centrales Solares fotovoltaicas que operan con el respaldo de centrales termoeléctricas (grupos electrógenos con petróleo biodiesel). Ejemplo Central de Energía de Atalaya que cuenta con 450 kWp generado por centrales solares que cuentan con el respaldo de 5 grupos electrógenos con 1750 kW.

Figura 11

Microred Atalaya



Nota. Información obtenida de OSINERGMIN

2.4 Mecanismos de compensación.

2.4.1 Subsidios.

La adopción del nuevo modelo, en el que el Estado dejó de desempeñar funciones empresariales para asumir un papel regulador, resultó en una mejora significativa de los niveles de eficiencia y sostenibilidad de los servicios en la mayoría de los casos. Sin embargo, también generó obstáculos para el acceso y el consumo por parte de pobladores con menores recursos. En este marco, se establecieron mecanismos de subsidios cruzados orientados a financiar tarifas sociales, con la finalidad de mantener la asequibilidad de los servicios públicos para los sectores más vulnerables, promoviendo así el acceso a la energía y la recuperación de los costos del sistema. (Aragón & Franco, 2010)

La energía eléctrica, representa una de las opciones adecuadas para realizar un subsidio en “especie”, con lo cual se le califica como un bien meritario y su consumo cumple con la propiedad de autoselección. Dado que no todos los hogares son idénticos en cuanto a sus preferencias sobre los distintos servicios públicos, una de las principales dificultades para ejecutar un subsidio surge del hecho de que no existe

una línea de referencia que nos permite determinar cuánto es el “gasto ideal”, no hay una definición de “tarifa asequible”. Debido a ello, en la práctica se adopta un enfoque normativo basado en necesidades básicas, el cual no considera la disposición de las familias a pagar, con el fin de establecer un subsidio mínimo que cubra el consumo esencial del servicio correspondiente. (Aragón & Franco, 2010)

En nuestro país, la cuestión de la accesibilidad a la energía ha cobrado mayor relevancia debido a la baja tasa de electrificación en zonas rurales (75,1% en 2014), la percepción del alto precio de los combustibles líquidos (ocupa el puesto 79), y el limitado acceso al gas natural en los hogares (6.1% en 2014). Estos factores han impulsado la creación de políticas estatales con lo cual se promueve la accesibilidad a la energía, las cuales necesitan ser evaluadas. (Vásquez, et. al., 2016)

Figura 12

Formas de implementar los esquemas de subsidios



Nota. Imagen tomada de OSINERGMIN.

En 2006, se implementó en nuestro país la Ley N° 28749 (Ley General de Electrificación Rural), cuya finalidad fue el establecimiento del marco regulatorio para fomentar y promover de manera eficaz y sostenida la electrificación de las áreas rurales. Financiado mediante fondos públicos para solventar los costos de inversión en electrificación rural. Se caracteriza como un mecanismo de subsidio “intersectorial”. El 2001, mediante Ley N° 27510, se creó el Fondo de

Compensación Social Eléctrica (FOSE) dirigido a favorecer el acceso y permanencia del servicio eléctrico a todos los usuarios residenciales del servicio público de electricidad comprendidos dentro de la opción tarifaria BT5B residencial con consumos mensuales de hasta 140 kWh. (Vásquez, et. al., 2016)

El FOSE consiste en un esquema de subsidio cruzado. Se financia con un recargo (de 2,5% a 3% aproximadamente 38) en la facturación de los usuarios a nivel nacional del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) cuyos consumos mensuales son mayores a 140 kW.h. Este recargo permite financiar el FOSE sin afectar los recursos que requieren las empresas de electricidad para la prestación del servicio eléctrico, ni los recursos del Tesoro Público, lo que ha hecho de este subsidio cruzado, un mecanismo viable y sostenible desde su creación en el año 2001. (Vásquez, et. al., 2016)

2.4.2 Compensación tarifa rural.

Según lo estipulado en el Artículo 30° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, del año 2006, se estableció el Mecanismo de Compensación para los Sistemas Aislados, el cual tiene por finalidad promover la accesibilidad universal a la electricidad por parte de los consumidores Regulados que son abastecidos mediante Sistemas Aislados. El mecanismo tiene como fin realizar la compensación de una parte de la diferencia entre los Precios en Barra de Sistemas Aislados y los Precios en Barra del SEIN, lo cual es necesario para poder alcanzar el equilibrio económico de la sostenibilidad del sistema y el pago real que pueden realizar los usuarios (Osinermin, 2024)

En este contexto, el Artículo 30° indica que los recursos requeridos para operar el Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados provendrán de hasta un cincuenta por ciento (50%) de la contribución de los consumidores de electricidad mencionada en el literal h) del Artículo 7° de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural. Del mismo, se indica que el monto a compensar será determinado por el Ministerio de Energía y Minas cada año, de acuerdo con las premisas, condiciones y criterios que establezca el Reglamento del Mecanismo de

Compensación para Sistemas Aislados, según lo detallado por el Decreto Supremo N° 069-2006-EM. (Osinermin, 2024)

El Monto Específico anual será determinado por el Ministerio a través de una Resolución Ministerial, que se publicará antes del 1 de marzo de cada año. Este monto es aplicable en el período establecido entre el 1 de mayo del año de aprobación y el 30 de abril del año siguiente. Para su cálculo, antes del 1 de febrero de cada año, el OSINERGMIN presentará al Ministerio una propuesta del Monto Específico, basada en la facturación a los consumidores del SEIN que corresponde al año calendario anterior. Esta propuesta no podrá exceder el cincuenta por ciento (50%) del aporte anual de los consumidores de electricidad mencionado en el inciso h) del Artículo 7 de la Ley N° 28749. La propuesta incluirá el Monto Específico y su distribución entre cada Empresa Receptora, siguiendo la propuesta descrita en el Artículo 5, correctamente fundamentado. Para la fundamentación de dicha propuesta, OSINERGMIN toma como referencia los Precios en Barra de Sistemas Aislados y el Precio de Referencia del SEIN aun en vigencia al 15 de enero de cada año. (Gobierno del Perú, 2006)

Mediante la Resolución Ministerial N° 060-2024-MEM/DM, publicada el 28 de febrero de 2024, el MINEM estableció un Monto Específico de S/ 267,581,516 (Doscientos Sesenta y Siete Millones Quinientos Ochenta y Un Mil Quinientos Dieciséis y 00/100 Soles) para el funcionamiento del MCSA, el cual se aplicará en el período de mayo de 2024 a abril de 2025. Es importante destacar que el Monto Específico para el funcionamiento del MCSA se calcula, según lo establecido en el artículo 30 de la Ley 28832, en parte a partir del aporte de los usuarios de electricidad mencionado en el inciso h) del artículo 7° de la Ley N° 28749. (Osinermin, 2024)

En el cálculo de los Precios en Barra de los Sistemas Aislados no se incluye la interconexión de ningún Sistema Aislado al SEIN, con el objetivo de prevenir impactos en las tarifas negativas cuando estas interconexiones no se produzcan en las fechas programadas. Para la aplicación de lo dispuesto por las normas señaladas, se tiene en cuenta las siguientes consideraciones:

Para el Precio de Referencia del SEIN, se ha establecido que el Precio en Barra más alto es para la Subestación Base Pucallpa 60 kV. Para ello, se determinaron los precios promedio con un factor de carga del 86,0% y con porcentajes de participación de la energía en horas punta y fuera de punta de 18,48% y 81,2%. (Osinergmin, 2024)

El Precio de Referencia del SEIN a nivel de MT para cada Sistema Aislado Típico se ha calculado aplicando los factores de expansión de pérdidas medias y el peaje secundario vigente, promulgado según la Resolución N° 070-2021-OS/CD, sus modificaciones y complementos. Luego, estos precios se estiman para cada distribuidora en función de un promedio ponderado de la energía de los sistemas aislados que pertenecen a la misma distribuidora, tomando en cuenta criterios de eficiencia. El cálculo de los montos diferenciales a compensar, así como los Precios en Barra Efectivos que cada Empresa Receptora debe aplicar, se realiza con base a los literales b) al f) del artículo 5 del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados. (Osinergmin, 2024)

Por otro lado, la configuración actual de la demanda de los Sistemas Aislados es tal que más del 90% del Monto Específico se asigna al sistema Aislado principal de Iquitos, conforme al reglamento del MCSA. Esta distribución de la demanda hace que los otros Sistemas Aislados sean altamente sensibles a las variaciones del Monto Específico, lo que podría generar una aplicación desigual de los beneficios del mecanismo. Con el fin de cumplir con el objetivo principal del MCSA, que busca mejorar el acceso y uso de la electricidad para los Clientes Regulados suministrados por los Sistemas Aislados, y evitándose fluctuaciones abruptas en los Precios en Barra Efectivos debido a la volatilidad de los costos de los combustibles, es necesario aplicar el Factor de Distribución del Monto Específico (FDME) a cada una de las distribuidoras. (Osinergmin, 2024)

Por consiguiente, el FDME tiene como finalidad evitar la variación abrupta de las tarifas en los sistemas aislados menores, con lo cual se busca favorecer el acceso y utilización de la electricidad a los usuarios de los sistemas aislados. En este contexto, cualquier variación debería ser absorbida por la empresa con mayor

participación en este mecanismo (alrededor del 90%), de manera que el impacto para esta empresa no represente un valor significativo. (Osinermin, 2024)

El programa de transferencias derivado de la aplicación del mecanismo de compensación, las responsabilidades de las distribuidoras, las penalidades, así como los plazos y métodos, están establecidos en el Texto Concordante con la Norma "Procedimiento de Aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados", aprobado según Resolución N° 167-2007-OS/CD y sus modificaciones. Con el objetivo de evitar grandes fluctuaciones en el costo de los combustibles y cumplir con el propósito principal del MCSA, que busca facilitar el acceso y uso de la electricidad para clientes Regulados ubicados en los Sistemas Aislados, es necesario destinar una parte del Monto Específico aprobado, denominado Monto Específico Residual, el cual se distribuirá de manera adecuada en la determinación de las transferencias mensuales del MCSA. (Osinermin, 2024)

III. METODOLOGIA.

3.1 Material:

3.1.1 Sistema Eléctrico Rural Chiquian.

El S.E.R Chiquian perteneciente al Sector Típico B con una máxima demanda de 1600 kW. Factor de carga medio histórico de 45%. Se ubica geográficamente dentro de la Provincia de Bolognesi, Departamento de Ancash.

Se encuentra bajo la concesión de la Empresa Distribuidora Hidrandina, perteneciente al Grupo Distriluz.

La empresa cuenta con cinco Unidades Empresariales y una Unidad Operativa para efectos operativos y administrativos, distribuidas en su ámbito de concesión, con los siguientes unidades:

U.E. Cajamarca: Chilete, San Marcos, Cajabamba y Celendín.

U.E. Huaraz: Recuay, Chiquián, Huari, Pomabamba, Sihuas, La Pampa, Caraz, Carhuaz y Llamellín.

U.E, Chimbote: Pallasca, Casma, Nepeña y Huarney.

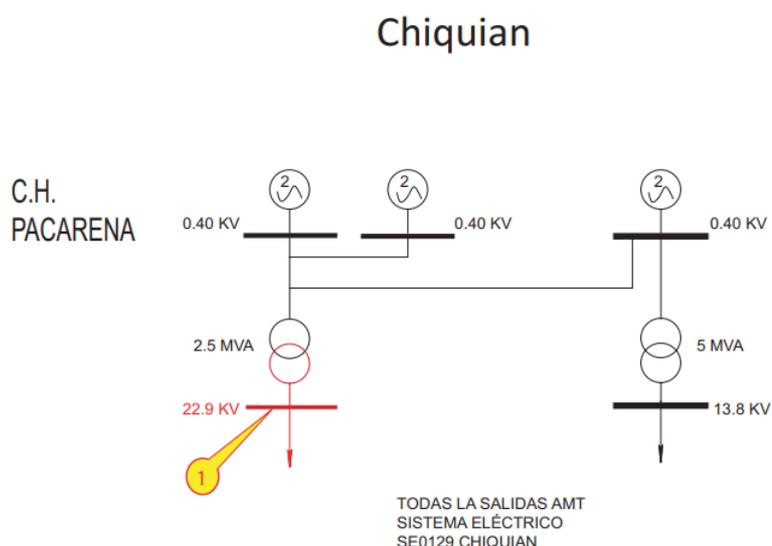
U.E. La Libertad Norte: Chepén, Pacasmayo, Valle Chicama y Cascas.

U.E. Trujillo: Huanchaco, Moche y Virú.

U.O. La Libertad Sierra: Otuzco, Santiago de Chuco, Huamachuco y Tayabamba.

Figura 13

Diagrama unifilar SER Chiquian



Nota. Imagen obtenida de Osinergmin

3.1.2 Central Hidroeléctrica Pacarenca.

Tabla 3

Informacion marco CH Pacarenca

Dato	Detalle
Departamento	Ancash
Provincia	Bolognesi
Distrito	Aquia
Localidad	Pacarenca
Altitud	2544 msnm
Coordenadas geográficas	-10.050230,-77.134030
Año de puesta en servicio	1992
Rio	Pativilca

Nota. Informacion obtenida de Osinergmin

Figura 14

Casa de fuerza de CH Pacarenca



Nota. Imagen obtenida de Osinergmin

La generación de energía es realizada por 04 unidades de generación hidroeléctrica, con el respaldo de 03 unidades de generación termoeléctrica (en condiciones de stand by, por su alto costo operativo)

Tabla 4

Información técnica de unidades hidroeléctricas.

Dato	Detalle			
	GH01	GH02	GH03	GH04
Marca	E. Wyss	E. Wyss	Sulzer	Sulzer
Tipo de turbina	Pelton	Pelton	Pelton	Pelton
Tipo de eje	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal
Velocidad(rpm)	1200	1200	900	900
Caudal diseño (m ³ /s)	0,15	0,15	0,55	0,55
Altura neta(m)	170	170	170	170
Tipo generador	Oerlikon 65CM	F30224	Otto B	Otto B
Potencia (kW)	200	200	800	800
Tensión de salida (v)	400	400	420	420

Nota. Información obtenida de Osinergmin

Figura 15

Unidades de generación de CH Pacarenca



Nota. Imagen obtenida de Osinergmin

Tabla 5

Informacion técnica de unidades termoeléctricas.

Dato	Detalle		
	CAT	GT-MTU	GT03-WILSON
Marca	Caterpillar 3512	Kohler	Perkins 2260A
Combustible	BD5	BD5	BD5
Velocidad(rpm)	900	1800	1800
Tipo generador	----	Detroit	---
Potencia (kW)	250	500	250
Tensión de salida (v)	400	350	350

Nota. Informacion obtenida de Osinergmin

3.1.3 Informacion relevante.

Tabla 6

Informacion para determinar el factor de carga.

Hora	Carga en %	Diagrama de duración de carga - Horas de			
		24 horas	18 horas	10 horas	6 horas
1	30%	30%			
2	29%	29%			
3	28%	28%			
4	28%	28%			
5	29%	29%			
6	34%	34%			
7	36%	36%	36%		
8	37%	37%	37%		
9	37%	37%	37%		
10	35%	35%	35%		
11	36%	36%	36%		
12	36%	36%	36%		
13	38%	38%	38%		
14	37%	37%	37%		
15	37%	37%	37%	37%	
16	38%	38%	38%	38%	
17	40%	40%	40%	40%	
18	46%	46%	46%	46%	46%
19	65%	65%	65%	65%	95%
20	100%	100%	100%	100%	100%
21	100%	100%	100%	100%	100%
22	85%	85%	85%	85%	85%
23	60%	60%	60%	60%	60%
24	39%	39%	39%	39%	
Factor de carga		45,00%	50%	61%	81%

Nota. Informacion obtenida de Osinergmin

Tabla 7

Informacion del factor de pérdidas de distribucion.

Empresa	PEMT	PEBT	PPMT	PPBT	Norma legal
Adinelsa	1,0215	1,0702	1,0314	1,0945	R. 223-2023-OS/CD
Chavimochic	1,0142	1,0709	1,0191	1,0885	R. 224-2022-OS/CD
Eilhicha	1,0194	1,0843	1,0144	1,0753	R. 224-2022-OS/CD
Electro Oriente	1,0112	1,0889	1,0160	1,1128	R. 223-2023-OS/CD
Electro Sur Este	1,0180	1,0872	1,0250	1,0915	R. 223-2023-OS/CD
Electro Puno	1,0205	1,0947	1,0276	1,1055	R. 223-2023-OS/CD
Electro Ucayali	1,0130	1,0913	1,0192	1,1182	R. 223-2023-OS/CD
Enel Distribución	1,0085	1,0865	1,0112	1,1099	R. 224-2022-OS/CD
Hidrandina	1,0104	1,0655	1,0214	1,0781	R. 223-2023-OS/CD
Seal	1,0202	1,0830	1,0236	1,1020	R. 223-2023-OS/CD

Nota. Informacion obtenida de Osinergmin

Donde:

PEMT: Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión.

PEBT: Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión.

PPMT: Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión.

PPBT: Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión.

Tabla 8

Informacion del factor de expansión de pérdidas de los SST.

Área de Demanda	FPMdP	FPMdE	Peaje Base (Actualizado)
1	1,0166	1,0172	2,4434
2	1,0165	1,0159	2,4016
3	1,0151	1,0141	1,7798
4	1,0137	1,0141	2,8484
5	1,0347	1,0291	5,1549
6	1,0116	1,0109	3,5227
7	1,0116	1,0103	5,1172
8	1,0116	1,0201	3,3096
9	1,0116	1,0104	2,2905
10	1,0116	1,0164	3,0982
11	1,0116	1,0243	2,9639
12	1,0116	1,0061	2,7258
13	1,0116	1,0168	2,4417
14	1,0116	1,0072	1,2661
15	1,0116	1,009194505	0,2220

Nota. Informacion obtenida de Osinergmin

Donde:

FPMdP= Factor de perdidas marginales de potencia

FPMdE= Factor de perdidas marginales de energia.

Tabla 9

Informacion histórica de energía SER Chiquian (MWh)

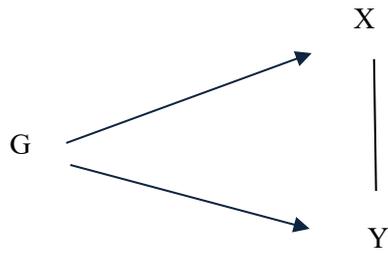
Mes/año	2023	2022	2021
Enero	131,57	184,8	189,0
Febrero	119,26	174,8	170,0
Marzo	128,16	129,6	185,0
Abril	131,96	130,6	189,0
Mayo	132,04	131,18	195,0
Junio	132,28	130,68	191,0
Julio	132,63	135,04	196,0
Agosto	137,88	138,71	196,0
Setiembre	141,7	137,67	188,0
Octubre	140,0	140,36	199,0
Noviembre	134,06	128,90	186,0
Diciembre	138,97	134,06	192,0

Nota. Informacion obtenida de Osinergmin

3.2 Método.

3.2.1 La investigación es descriptiva cuantitativa.

3.2.2 El diseño de la investigación es no experimental, en la cual se observan los fenómenos o acontecimientos tal y como se dan en su contexto natural, para después analizarlos. En un estudio no experimental no se construye ninguna situación, sino que se observan situaciones ya existentes. Y de tipo longitudinal, porque son aquellos donde los datos se recolectan en varias ocasiones a lo largo de un período de tiempo, con el objetivo de hacer descripciones o inferencias sobre los cambios que van sufriendo las variables de estudio a través del tiempo.



Donde:

G: SER Chiquian.

X: Precio en barra aislado.

Y: Monto de compensación anual

3.2.4 Metodología de cálculo:

Se describe el procedimiento de cálculo utilizada en la determinación de los resultados y la discusión realizada en este informe, tomando en cuenta el procedimiento metodológico normado.

- Para el sector típico B, se ha establecido según Informe N° 127-2024-GRT OSINERGMIN y Resolución Directoral N° 159-2021-MEM/DGE, que para el cálculo del monto de compensación anual, esta se debe determinar para los 21 S.E.R que pertenecen a este sector típico en función a una Empresa modelo cuya unidad de generación es una central hidroeléctrica de 600 kW, operando a un factor de carga del 45%. Para diferenciar el mecanismo de compensación para cada SER se toma en cuenta su proyección de la demanda, en este caso con la información histórica para el SER Chiquian detallada en la tabla 9.
- Para determinar el costo medio de la generación de la Central Hidroeléctrica CMG_{CH} modelo, de Potencia “P”. Para la determinación de la proyección de la demanda.

$$CMG_{CH} = CVNC_{CH} + CFI_{CH} + CFPOG_{CH} \dots \dots \dots (1)$$

Donde:

CVNC_{CH} = Costo variable no combustible.

CFI_{CH} = Costo fijo de la inversión

CFPOG_{CH} = Costo fijo de personal de operación y gestión.

El Costo variable no combustible se determina según la siguiente ecuación:

$$CVNC_{CH} = \frac{(CFAOC_{CH} * 0.025) + (CFAEEM_{CH} * 0.03) + (CFAST_{CH} * 0.036)}{8760 * Maxima Demanda * Factor de carga} * 100\% \dots \dots (2)$$

Donde:

CFAOC_{CH} = Costo fijo anual de obras civiles.

CFAEEM_{CH} = Costo fijo anual de equipamiento electromecánico. (pago de la anualidad de una inversión en 30 años al 12% , tasa de interés del mercado eléctrico)

CFAST_{CH} = Costo fijo anual de sistema de transmisión.

El Costo fijo de la inversión se determina según la siguiente ecuación:

$$CFI_{CH} = \frac{CFAOC_{CH} + CFAEEM_{CH} + CFAST_{CH} + 0,3 * (CFAOC_{CH} + CFAEEM_{CH} + CFAST_{CH})}{8760 * Maxima Demanda * Factor de carga} \dots (3)$$

* 100

Para el Costo fijo de personal de operación y gestión, se presenta la siguiente ecuación.

$$CFPOG_{CH} = \frac{CFPOG_{CH}}{8760 * Maxima Demanda * Factor de carga} * 100 \dots (4)$$

Se realiza una proyección de la demanda anual para cada Sistema Aislado, utilizando la información histórica de ventas de energía que es suministrada por las Empresas de distribución al OSINERGMIN. La información histórica corresponde a los últimos 24 meses previos al mes de febrero de cada año.

Se calcula la Tasa de Crecimiento Mensual (TCM) para cada Sistema Aislado, tomando la información histórica de ventas de energía según el punto anterior, con la siguiente fórmula:

$$TCM_n = \left(\frac{EM_{n,m}}{EM_{n,m-1}} \right)^{1/12} - 1 \dots \dots \dots (5)$$

Donde:

TCM_n = Tasa de Crecimiento Mensual que corresponde al mes n para cada Sistema Aislado; donde n = 1 (mayo), mes de inicio del período tarifario.

$EM_{n,m}$ = Energía mensual que corresponde al mes n del año m del Sistema Aislado; donde m es el año que corresponde al período anterior a la fijación de Tarifas en Barra.

$EM_{n,m-1}$ = Energía mensual correspondiente al mes n del año m-1 del Sistema Aislado.

Se calcula la Tasa de Crecimiento Trimestral (TCT), para cada Sistema Aislado, como el promedio mensual de las tasas resultantes obtenidas en el literal b) anterior, según la siguiente expresión:

$$TCT_m = \frac{\sum_n TCM_n}{3} \dots \dots (6)$$

m= 1,2,3,4.

n= [1,2,3] ; [4,5,6] ; [7,8,9] ; [10,11,12]

Donde:

TCT_m = Tasa de Crecimiento Trimestral correspondiente al trimestre m del Sistema Aislado.

TCM_n = Tasa de Crecimiento Mensual correspondiente al mes n del Sistema Aislado; donde n = 1 (mayo), mes de inicio del período anual.

En el caso de los Sistemas Aislados Menores que pertenecen a una misma Empresa de distribución, se considera la Tasa de Crecimiento Trimestral correspondiente a la del Sistema Aislado Típico de mayor representatividad. Para ello, se deben tener las siguientes consideraciones:

Debe pertenecer al mismo tipo de Sistema Aislado Típico Menor (predominantemente hidroeléctrico o predominantemente térmico).

Será el Sistema Aislado Menor con mayor demanda que presenta una tendencia de crecimiento de demanda con estabilidad.

Se proyecta la demanda de energía para cada uno de los Sistemas Aislados según la información base histórica de las ventas de energía de los últimos 12 meses, en función a la secuencia metodológica:

Se calcula la Proyección de Demanda de Energía Mensual, por Sectores de Distribución Típico, aplicando la Tasa de Crecimiento Trimestral correspondiente.

$$PDEM_n = EM_n * (1 + TCT_m)^{12} \dots \dots (7)$$

Donde:

$PDEM_n$ = Proyección de Demanda de Energía Mensual del Sector de Distribución Típico.

EM_n = Energía mensual correspondiente al mes n del período anterior al proceso de fijación tarifaria.

Se estima la Proyección de Demanda de Energía Mensual en Barra ($PDEMB$) para cada Sistema Aislado, partiendo del resultado calculado previamente, al que se le suman las pérdidas de energía y potencia de distribución, aplicando los factores de expansión de pérdidas de distribución vigentes.

$$PDEMB_n = \sum_{STD} ((PDEM_n * \%MT * PEMT) + (PDEM_n * \%BT * PEBT * PEMT)) \dots \dots (8)$$

$n= 1,2,\dots,11,12$

$STD=1,2,3,\dots$

Donde:

$PDEMB_n$ = Proyección de Demanda de Energía Mensual en Barras del Sistema Aislado de cada Empresa Receptora.

$PDEM_n$ = Proyección de Demanda de Energía Mensual del Sector de Distribución Típico.

PEMTn = Factor de Expansión de Pérdida de Energía en MT del Sistema Aislado, correspondiente a su Sector de Distribución Típico, según la Resolución vigente.

PEBTn = Factor de Expansión de Pérdida de Energía en BT del Sistema Aislado, correspondiente a su Sector de Distribución Típico, según la Resolución vigente.

%MT = Porcentaje de Participación Anual de Energía en MT, para el Sector de Distribución Típico correspondiente.

%BT = Porcentaje de Participación Anual de Energía en BT, para el Sector de Distribución Típico correspondiente.

STD = Sectores de Distribución Típicos que conforman el Sistema Aislado.

- Para la determinación del precio en Barra de Sistemas Aislados (PBSA)

Se determina el Precio en Barra para cada Sistema Aislado Típico, considerando los criterios aplicados por el OSINERGMIN en los procesos de determinación de los Precios en Barra.

A continuación, se calcula el Precio en Barra de los Sistemas Aislados, tomando en cuenta los Precios en Barra por Sistema Aislado Típico determinados en el punto anterior y la energía anual de los Sistemas Aislados que pertenecen a cada Empresa Distribuidora, según la fórmula:

$$PBSA_e = \frac{\sum_i E_i * P_i}{\sum_i E_i} \dots \dots (9)$$

i= 1, n.

Donde:

PBSA_e = Precio en Barra de Sistemas Aislados de la Empresa Receptora “e”.

E_i = Energía anual de cada Sistema Aislado, que es igual a la sumatoria de los doce PDEMB del periodo regulatorio.

P_i = Precio en Barra por Sistema Aislado Típico aplicado a cada Sistema Aislado “i” de la Empresa Receptora “e”. Este es un precio promedio que ha sido determinado mediante el factor de carga y la estructura de consumo en energía utilizada para el Sistema Aislado Típico.

- Para determinar el Precio en Barra del SEIN equivalente en MT (PBSEIN)

Se calcula el Precio de Referencia del SEIN como la Tarifa en Barra más alta del SEIN. Para poder comparar los valores, se determina una Tarifa en Barra media para cada barra de potencia que se publica en las resoluciones de tarifas de barra de la empresa reguladora.

Se realiza la expansión del Precio de Referencia del SEIN a nivel de MT para cada Sistema Aislado Típico aplicando los factores de pérdidas marginales y los peajes por transmisión. En función a esto el OSINERGMIN utiliza los criterios de distancia equivalente pertinentes los cuales no deben generar distorsión de las señales económicas de eficiencia, teniendo en cuenta las posibilidades de en el caso de los Sistemas Aislados cuya interconexión sea prácticamente inviable debido a su ubicación geográfica distante de los centros de conexión al SEIN, se toma como criterio la distancia para la determinación del precio expandido la mayor distancia para un Sistema Aislado con posibilidad de interconexión para el suministro de energía y cobertura de una determinada demanda..

Con los precios calculados, se determina el Precio de Referencia del SEIN equivalente en MT para cada Empresa Receptora, utilizando un promedio ponderado de la energía del Sistema Aislado.

$$PBSEIN_e = \frac{\sum_i E_i * PMTi}{\sum_i E_i} \dots \dots \dots (10)$$

i= 1, n.

Donde:

PBSEIN_e = Precio en Barra del SEIN equivalente en MT para la Empresa de distribución “e”.

E_i = Energía anual para el Sistema Aislado, que es igual a la suma de los doce (12) PDEMB correspondientes al periodo tarifario.

PMT_i = Precio de Referencia del SEIN al nivel de MT del Sistema Aislado Típico, aplicado a cada Sistema Aislado “i” de la Empresa Distribuidora “e”. Este es un

precio promedio que ha sido calculado según el factor de carga y la estructura de consumo en energía vigente para el Sistema Aislado Típico.

- Monto Anual a Precios del Sistema Aislado (MAPSA)

El MAPSA se calcula a través del producto de la Energía Anual Proyectada (EAP) del periodo tarifario por el Precio en Barra de Sistemas Aislados (PBSA) determinado para cada Empresa de distribución. Su determinación se lleva a cabo de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$MAPSA_e = EAP_e * PBSA_e \dots \dots (11)$$

Donde:

MAPSA_e = Monto Anual a Precios del Sistema Aislado de la Empresa Distribuidora “e”.

PBSA_e = Precio en Barra de Sistemas Aislados de la Empresa Distribuidora “e”.

EAP_e = Energía Anual Proyectada por Empresa Distribuidora “e”, que es igual a la sumatoria de las energías anuales que se proyectaron para cada Sistema Aislado perteneciente a la Empresa de distribución.

- Monto Anual a Precios del SEIN (MAPSEIN)

El MAPSEIN se calcula, según el producto entre la Energía Anual Proyectada (EAP) del periodo tarifario aplicado, por el Precio en Barra del SEIN Equivalente en MT (PBSEIN) determinado para la distribuidora. El cálculo se determina según la siguiente fórmula:

$$MAPSEIN_e = EAP_e * PBSEIN_e \dots \dots (12)$$

Donde:

MAPSEIN_e = Monto Anual a Precios del SEIN de la Distribuidora “e”. PBSEIN_e = Precio en Barra del SEIN equivalente en MT para la Empresa Receptora “e”.

EAP_e = Energía Anual Proyectada por Empresa Distribuidora “e”, igual a la sumatoria de las energías anuales que se proyectaron para cada Sistema Aislado de la zona de concesión de la distribuidora.

- Determinación del Monto de Compensación Anual Requerido (MCAR)
El MCAR se determina a través de la diferencia entre el Monto Anual determinado a Precios Aislados y el Monto Anual determinado a calculado a Precios del SEIN según la Empresa de distribución. El cálculo se realiza con la ecuación detallada:

$$MCAR_e = MAPSA_e * MAPSEIN_e \dots \dots (13)$$

- Compensación Anual para cada Empresa Distribuidora (CA). El cálculo de la Compensación Anual para cada Empresa Distribuidora “e” se realiza de acuerdo a la formula:

$$CA_e = \frac{MCAR_e}{\sum MCAR_e} * ME \dots \dots (14)$$

El Monto Específico ME, anual es calculado por el Ministerio de Energía y Minas según detallado en Resolución Ministerial un día antes del 1 de marzo de cada año. Dicho monto presenta como límite el 50% del aporte anual de los consumidores a que se refiere el inciso h) del Artículo 7° de la Ley N° 28749.

- El Precio en Barra Efectivo que aplica cada Empresa Distribuidora a los clientes regulados se calcula con la siguiente ecuación:

$$PBEF_e = \frac{MAPSA_e - CA_e}{EAP_e} \dots \dots (15)$$

Finalmente, el Precio en Barra Efectivo obtenido se descompone en tres componentes: el Precio de la Potencia en Punta, y los Precios de la Energía en Horas Punta y Fuera de Punta. Esta desagregación se realiza afectándolo por el factor de carga ponderado por empresa, así como los porcentajes ponderados de participación de la energía en los distintos horarios.

IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

4.1 Referente a la central de energía definida para el sector típico B.

Según la normativa vigente para los sectores típicos corresponde lo siguiente:

Típico A : Grupo electrógeno Diesel mayor al 50%.

Típico E: Este referido al S.A Iquitos.

Típico I: Grupo electrógeno Diesel mayor al 50% referido a Electro Oriente.

Típico L: Deben estar ubicados en frontera.

Típico R: Ubicados en el Datem del Marañón.

Por lo tanto, el sector típico B debe incluir Centrales hidroeléctricas.

Para el costo fijo anual de obras eléctricas, se determina con la anualidad de la inversión a la tasa de mercado eléctrico del 12% y 30 años, tal como está normado en la legislación eléctrica peruana. (ver la Inversión correspondiente en anexo 1)

$$CFAOC_{CH} = Anualidad = \frac{Inversion}{\left[\frac{1 - \frac{1}{(1+i)^n}}{i} \right]}$$

$$CFAOC_{CH} = Anualidad = \frac{384\,129,84}{\left[\frac{1 - \frac{1}{(1+0.12)^{30}}}{0.12} \right]}$$

$$CFAOC_{CH} = 47\,687,28 \text{ U\$/año}$$

Para el costo fijo anual de equipamiento electromecánico. (pago de la anualidad de una inversión en 30 años al 12% , tasa de interés del mercado eléctrico) (ver la Inversión correspondiente en anexo 2)

$$CFAEEM_{CH} = Anualidad = \frac{Inversion}{\left[\frac{1 - \frac{1}{(1+i)^n}}{i} \right]}$$

$$CFAEEM_{CH} = Anualidad = \frac{604\,292,98}{\left[\frac{1 - \frac{1}{(1+0.12)^{30}}}{0.12} \right]}$$

$$CFAEEM_{CH} = 79\,973,71 \text{ U\$/año}$$

Costo fijo anual de sistema de transmisión. Se determina con la anualidad de la inversión con la tasa de mercado eléctrico del 12% y 30 años, tal como está normado en la legislación eléctrica peruana. (ver la Inversión correspondiente en anexo 3)

$$CFAST_{CH} = Anualidad = \frac{Inversion}{\left[\frac{1 - \frac{1}{(1+i)^n}}{i} \right]}$$

$$CFAST_{CH} = Anualidad = \frac{251\,842,63}{\left[\frac{1 - \frac{1}{(1+0,12)^{30}}}{0,12} \right]}$$

$$CFAST_{CH} = 31\,264,67 \text{ U\$/año}$$

El Costo variable no combustible se determina con la siguiente formula:

$$CVNC_{CH} = \frac{(47\,687,28 * 0.025) + (79\,973,71 * 0.03) + (31\,264,67 * 0.036)}{8760 * 600 * 45} * 100$$

$$CVNC_{CH} = 0,199 \text{ ctv. U\$/kWh}$$

Para hallar el Costo fijo de la inversión se determina según la siguiente ecuación:

$$CFI_{CH} = \frac{47\,687,28 + 79\,973,71 + 31\,264,67 + 0,3 * (47\,687,28 + 79\,973,71 + 31\,264,67)}{8760 * 600 * 45} * 100$$

$$CFI_{CH} = 8,735 \text{ ctv. U\$/kWh}$$

Para el Costo fijo de personal de operación y gestión, se presenta la siguiente ecuación.

$$CFPOG_{CH} = \frac{CFPOG_{CH}}{8760 * \text{Maxima Demanda} * \text{Factor de carga}} * 100$$

El costo por personal de operación y gestión de servicio diario es 67 813,64 U\$/año.
(ver Anexo 4)

$$CFPOG_{CH} = \frac{67\,813,64}{8760 * 600 * 45} * 100 = 2,867 \text{ ctv. U\$/kWh}$$

Para hallar el costo medio de generación se reemplazó en la ecuación 1 los valores obtenidos de Costo variable no combustible, costo fijo de la inversión y el costo fijo de personal de operación y gestión.

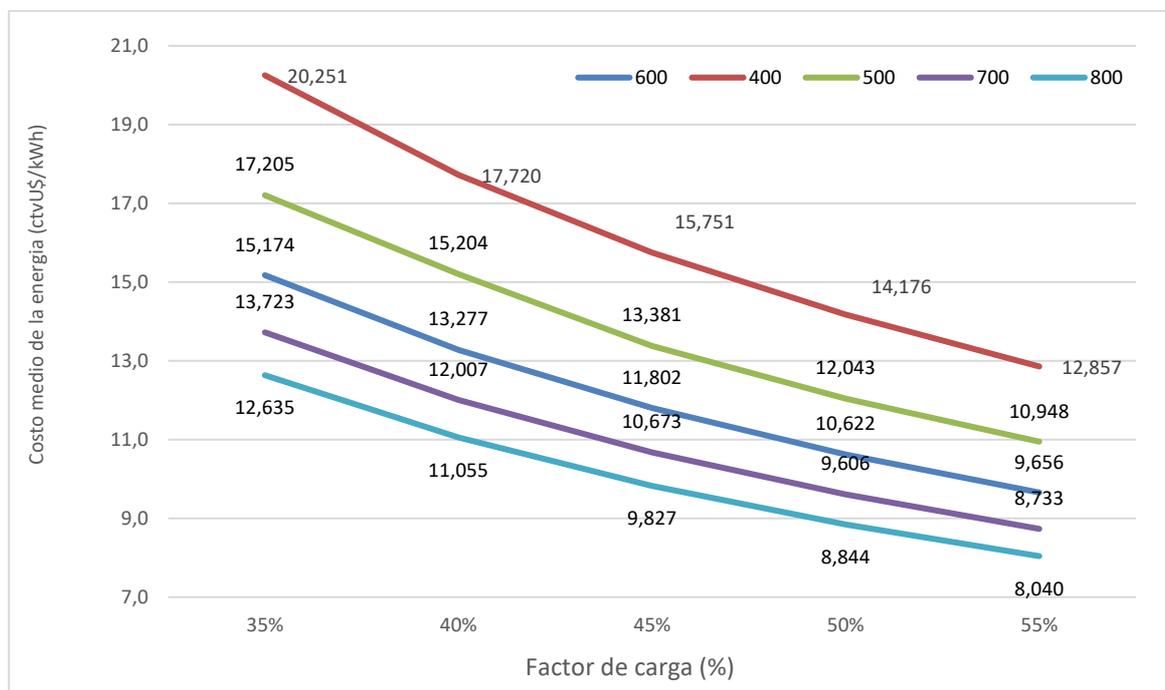
$$CMG_{CH} = CVNC_{CH} + CFI_{CH} + CFPOG_{CH}$$

$$CMG_{CH} = 0,199 + 8,735 + 2,867 = 11,802 \text{ ctv. U\$/kWh}$$

Para el caso de que el factor de carga haya variado desde 35, 40, 45 y 50% se presenta el comportamiento del costo medio de generación.

Figura 16

Comportamiento del costo medio de la energía



Nota. Representa el comportamiento del costo medio de la energía al variar la capacidad de la unidad de generación desde 400, 500, 600, 700 y 800 kW para Factores de Carga del Sector aislado desde 35% a 55%. Donde se visualiza la disminución del costo medio de la energía al incrementarse el factor de carga y la capacidad de la central de generación.

4.2 Referente al precio en barra aislado para el Sector Típico B del S.E.R. Chiquian.

Para determinar la tasa de crecimiento mensual se toma la información para el año 2023 (enero-octubre) y 2022 (noviembre-diciembre), según lo establecido en la ley de concesiones eléctricas, siendo los trimestres a evaluar los siguientes:

- I Trimestre mayo 2023-Julio 2023.
- II Trimestre agosto 2023-octubre 2023.
- III Trimestre noviembre 2022-enero 2023
- IV Trimestre febrero 2023-abril 2023

Teniendo en cuenta los valores de la tabla 9 se calcula la tasa de crecimiento mensual para la información del periodo tarifario del I Trimestre:

Para mayo

$$TCM_n = \left(\frac{EM_{mayo\ 2023}}{EM_{mayo\ 2022}} \right)^{1/12} - 1$$

$$TCM_{mayo} = \left(\frac{132,04}{131,18} \right)^{1/12} - 1 = 0,05$$

Para junio

$$TCM_n = \left(\frac{EM_{junio\ 2023}}{EM_{junio\ 2022}} \right)^{1/12} - 1$$

$$TCM_{junio} = \left(\frac{132,28}{130,68} \right)^{1/12} - 1 = 0,1$$

Para julio

$$TCM_n = \left(\frac{EM_{julio\ 2023}}{EM_{julio\ 2022}} \right)^{1/12} - 1$$

$$TCM_{julio} = \left(\frac{132,63}{135,04} \right)^{1/12} - 1 = -0,14 \text{ le corresponde } 0$$

Seguidamente determinamos la Tasa de Crecimiento Trimestral (TCT), como la media aritmética de las tasas mensuales obtenidas

$$TCT_m = \frac{\sum_n TCM_n}{3}$$

$$TCT_m = \frac{0,05 + 1 + 0}{3} = 0,05 = 0,05\%$$

Se presentan los resultados para los trimestres en evaluación del periodo tarifario.

- I Trimestre mayo 2023-Julio 2023 =0.05 %
- II Trimestre agosto 2023-octubre 2023= 0,08%
- III Trimestre noviembre 2022-enero 2023= 0,21%
- IV Trimestre febrero 2023-abril 2023= 0,03%

Seguidamente se proyecta la demanda de energía para el año 2024 del S.E.R Chiquian en función a la información histórica de las ventas de energía de los últimos 12 meses según la tabla 12, en este caso 2023 y los valores de las tasas de crecimiento trimensual considerando la siguiente metodología:

$$PDEM_n = EM_n * (1 + TCT_m)^{12}$$

Para el mes de enero (con el valor de la tasa de crecimiento trimestral del III Trimestre.

$$PDEM_{enero\ 2024} = 131,57 * (1 + 0,21)^{12}$$

$$PDEM_{enero\ 2024} = 134,92\ MWh$$

Se presentan los resultados de la Proyección de Demanda de Energía Mensual para el 2024 y para enero-abril 2025 antes de iniciarse el nuevo periodo tarifario en mayo 2025.

Para el caso enero 2025 proyectado, como en cuenta el valor

$$PDEM_{enero\ 2025} = 134,92 * (1 + 0,21)^{12}$$

$$PDEM_{enero\ 2024} = 134,92\ MWh$$

Tabla 10

Proyección de la demanda de energía mensual S.E.R Chiquian

Mes	PDEM (MWh)	Mes	PDEM (MWh)
Ene-24	134,92	Set-24	143,07
Feb-24	119,69	Oct-24	141,35
Mar-24	128,62	Nov-24	137,48
Abr-24	132,44	Dic-24	142,51
May-24	132,83	Ene-25	138,56
Jun-24	133,08	Feb-25	120,12
Jul-24	133,43	Mar-25	129,08
Ago-24	139,21	Abr-25	132,92

Nota. Los resultados mes a mes para el año 2024 y proyectados para enero-abril del año 2025, antes de inicio del nuevo periodo tarifario mayo 2025-abril 2026 de la proyección de la demanda mensual, para cada mes se ha empleado su respectiva tasa de crecimiento mensual. En los meses de enero a abril 2025 se ha tomado en cuenta los valores proyectados de enero-abril 2024, en conformidad a lo normado.

Seguidamente se presentan los resultados de la Proyección de Demanda de Energía Mensual, considerando los factores de expansión de pérdidas de distribución vigentes, tal como se detalla en el acápite 3.1, y según como lo detalla la normatividad para el periodo tarifario mayo 2024- abril 2025, en paralelo a la determinación de los precios en barra.

$$PDEMB_n = \sum_{STD} ((PDEM_n * \%MT * PEMT) + (PDEM_n * \%BT * PEBT * PEMT))$$

Donde:

PDEMBn = Proyección de Demanda de Energía Mensual en Barras del Sistema Aislado para cada Empresa Distribuidora (En este caso ELNM)

PDEMn = Proyección de Demanda de Energía Mensual para el Sector de Distribución Típico. (Según tabla 10)

PEMTn = Factor de Expansión de Pérdida de Energía en MT = 1,0104

PEBTn = Factor de Expansión de Pérdida de Energía en BT= 1,0655

%MT = 3% de Participación Anual de Energía en MT, para el Sector de Distribución Típico en análisis.

%BT = 97% de Participación Anual de Energía en BT, para el Sector de Distribución Típico en análisis.

Tenemos el ejemplo para el mes de mayo 2024:

$$PDEMB_{mayo\ 24} = \sum_{STD} ((PDEM_n * \%MT * PEMT) + (PDEM_n * \%BT * PEBT * PEMT))$$

$$\begin{aligned} PDEMB_{mayo\ 24} &= (132,83 * 0,03 * 1,0104) + (132,83 * 0,97 * 1,0655 \\ &\quad * 1,0104) \end{aligned}$$

$$PDEMB_{mayo\ 24} = 142,74\ MWh$$

Tabla 11

Proyección de la demanda de energía mensual S.E.R Chiquian aplicando los factores de expansión de pérdidas de distribución

Mes	PDEM (MWh)	PDEMB (MWh)
Mayo-24	132,83	142,74
Junio-24	133,08	143,01
Julio-24	133,43	143,38
Agosto-24	139,21	149,59
Setiembre-24	143,07	153,74
Octubre-24	141,35	151,89
Noviembre-24	137,48	147,74
Diciembre-24	142,51	153,14
Enero-25	138,56	148,90
Febrero-25	120,12	129,08
Marzo-25	129,08	138,71
Abril-25	132,92	142,84

Nota. Los resultados para el periodo mayo 2024 abril 2025 aplicando para cada mes los factores de expansión de pérdidas de distribución en MT y BT.

La suma total de la energía proyectada para el periodo tarifario es de: 1 744,16 MWh.

Para la determinación del precio en Barra de Sistemas Aislados (PBSA) se tienen en cuenta las siguientes premisas:

Factor de carga= 45%.

Energía en Hora Punta= 30% de la energía proyectada.

Energía en Horas Fuera Punta= 70% de la energía proyectada.

Para hallar el PPB o precio de potencia en barra para el sistema aislado se tiene en cuenta el siguiente procedimiento:

La sumatoria de las anualidades de Anualidad de las obras civiles de las plantas hidráulicas, equipamiento electromecánico y sistema de transmisión es 1'280 175 U\$

Mientras que la anualidad es igual a 158 925 U\$

Para determinar la mensualidad que es igual al PPB se determina según la siguiente ecuación:

$$PPB = \frac{\text{Anualidad}}{\text{Potencia}} * \frac{1,12^{\frac{1}{12}} - 1}{0,12} = \frac{158\ 925}{600} * 0,0791 = 20,95 \frac{U\$}{kW - mes}$$

$$PPB = 20,95 \frac{U\$}{kW - mes} = 77,96 \frac{S/}{kW - mes}$$

Para hallar el precio de energía en barra en horas punta PEBP y el precio de energía en barra en horas fuera de punta PEBF para el sistema Aislado Típico, se calcula de la siguiente manera:

$$PEBP = PEBF$$

$$= 11,802 \frac{ctvU\$}{kWh} * \frac{3,721 S/}{U\$} - \frac{77,96 S/}{kW - mes} * \frac{mes}{720 h} * \frac{100 ctv S/}{S/}$$

$$* \frac{100\%}{45\%}$$

$$PEBP = PEBF = 19,85 S/kWh$$

El valor del precio medio en barra del sector típico aislado B es:

$$PBSA_B = \frac{PPB}{F.C * 720} * 100 + PEBP * \%EHP + PEBF * \%EHFP$$

$$PMB = 43,91 \frac{ctmS/}{kWh}$$

4.3 Determinación de los montos de compensación anual.

Para la determinación del monto de compensación anual con costos del sistema aislado Típico B, se tiene el siguiente cálculo:

$$MAPSA_B = EAP_B * PBSA_B$$

Donde:

$$PBSA_B = 43,91 \text{ ctm S/ /kWh}$$

$$EAP_B = 1\,744 \text{ MWh}$$

$$MAPSA_B = 1\,744\,000 * 0,4391 = S/ 765\,906$$

Monto Anual a Precios del SEIN (MAPSEIN), se calcula como el producto de la Energía Anual Proyectada (EAP) del periodo en que se aplica la tarifa, por el Precio en Barra del SEIN Equivalente en media tensión (PBSEIN), según la siguiente expresión:

$$MAPSEIN_B = EAP_B * PBSEIN_{SEIN}$$

Donde:

$PBSEIN_{SEIN} = 36,337 \text{ ctm S/ /kWh}$. Según Informe N° 210-2024-GRT. Informe Técnico que Sustenta la Fijación de Precios en Barra Periodo mayo 2024 - abril 2025

$$EAP_B = 1\,744 \text{ MWh}$$

$$MAPSEIN_B = 1\,744\,000 * 0,36377 = S/ 634\,489$$

Determinación del Monto de Compensación Anual Requerido (MCAR). El MCAR se obtiene de la diferencia entre el Monto Anual determinado para precios Aislados para el Sector Típico B y el Monto Anual calculado con los precios del SEIN (en este caso para la Empresa Distribuidora ELNM a cargo de la zona de concesión del S.E.R Chiquian). Se tiene el siguiente resultado:

:

$$MCAR_B = 765\,906 - 634\,489 = S/ 131\,417$$

Con el propósito de alcanzar el objetivo principal del MCSA —que es facilitar la accesibilidad y uso de la electricidad por parte de los Clientes Regulados en los Sistemas Aislados— y, al mismo tiempo, mitigar fluctuaciones significativas en los Precios en Barra Efectivos debido a la variabilidad en los costos de los combustibles, se aplica el Factor de Distribución del Monto Específico (FDME) a cada distribuidora.

Para la Empresa ELNM, el valor del FDME es de 1,006, según lo normado en el Informe N° 210-2024-GRT, "Informe Técnico que Sustenta la Fijación de Precios en Barra para el periodo mayo 2024 - abril 2025", a partir del cual se determina el Monto de Compensación Anual Efectivo.

$$MCAE_B(CA_e) = 131\,417 * 1,006 = S/131\,501$$

El Precio en Barra Efectivo Aislado a aplicarse por parte de la Empresa Distribuidora a sus usuarios regulados, es el siguiente:

$$PBEF_B = \frac{MAPSA_B - CA_e}{EAP_B}$$

$$PBEF_e = \frac{765\,906 - 131\,501}{1\,744\,000} * 100$$

$$PBEF_e = 36,37 \frac{ctm S/}{kWh}$$

4.4 Desviación del monto de compensación anual

Referente a la proyección de la demanda se presentan los resultados del monto de compensación anual, teniendo en cuenta la variación del costo medio de la energía el cual se ha determinado en el acápite 4.1 un valor de 11,802 ctm U\$/kWh para un factor de carga de 45% y una capacidad de la unidad de generación de 600 kW. Para este caso se mantiene el método de proyección de la demanda.

Para el valor del PPB, este varía en función de las potencias asignadas de 400,500, 600, 700 y 800 kW, variando el factor de carga desde 35%, 40%, 45%, 50% y 55% y su respectiva anualidad de la inversión. Presentándose los siguientes resultados:

Tabla 12

Valores de la anualidad de la inversión de la unidad de generación en U\$/año

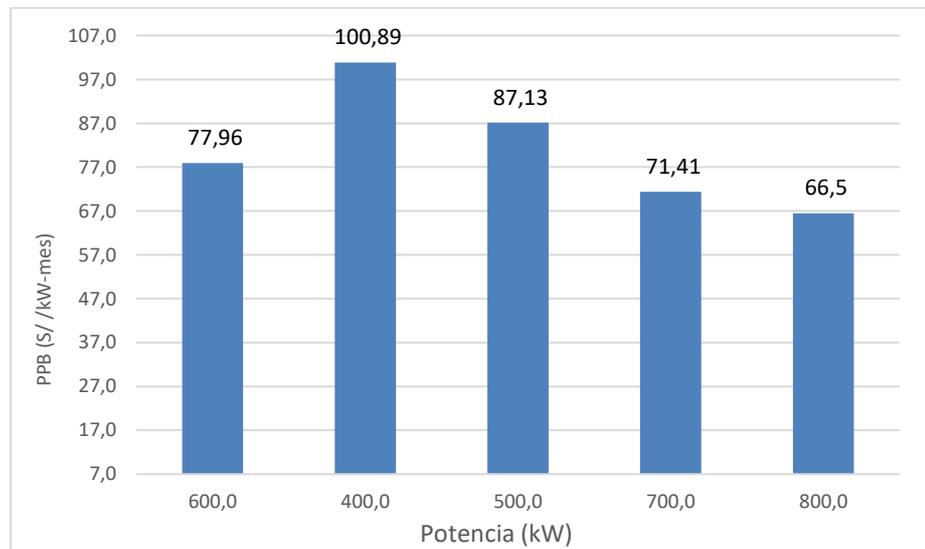
Factor de carga	Potencia (kW)				
	600	400	500	700	800
35%	158 925	137 110	148 018	169 833	180 740
40%	158 925	137 110	148 018	169 833	180 740
45%	158 925	137 110	148 018	169 833	180 740
50%	158 925	137 110	148 018	169 833	180 740
55%	158 925	137 110	148 018	169 833	180 740

Nota. Se presentan los resultados del valor de la anualidad de la inversión de la unidad de generación (unidad hidroeléctrica) en la cual se observa como el factor no influye en el valor de la anualidad, la cual es función de la potencia de unidad de generación.

Se presentan los valores del PPB, el cual se incrementa hasta un valor de 100,89 S/./kW-mes para una potencia de 400 kW de la unidad de generación, y se reduce hasta un valor de 66,5 S/./kW-mes para una potencia de 800 kW de la unidad de generación.

Figura 17

Comportamiento del PPB



Nota. Representa el comportamiento del PPB variando el valor de la capacidad de la central de generación.

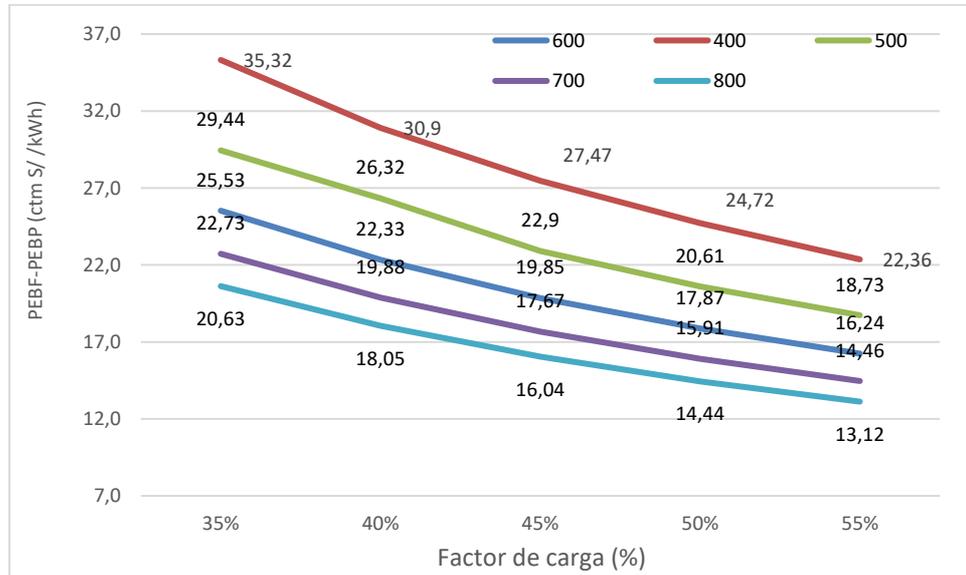
Para el caso del PEBF y PEBP, se tienen los siguientes resultados, teniendo en cuenta que es función del costo medio de la energía para cada caso (según la figura 16) variando el factor de carga y la capacidad de la central de generación. Además, para cada resultado debe tenerse en cuenta el valor del PPB correspondiente según su potencia de la unidad de generación.

Donde se puede observar que los valores de PEBF y PEBP se reducen cuando se tiene una unidad de generación de mayor potencia y el factor de carga se incrementa, esto último es un indicador que a mayor consumo de energía (por el factor de carga de 55%) los valores de PEBF y PEBP alcanzan un valor de 13,12 ctm S/ /kWh.

Por otro lado, al reducirse el factor de carga se presenta un menor consumo de energía del S.E.R Chiquian

Figura 18

Comportamiento del PEBF y PEBP

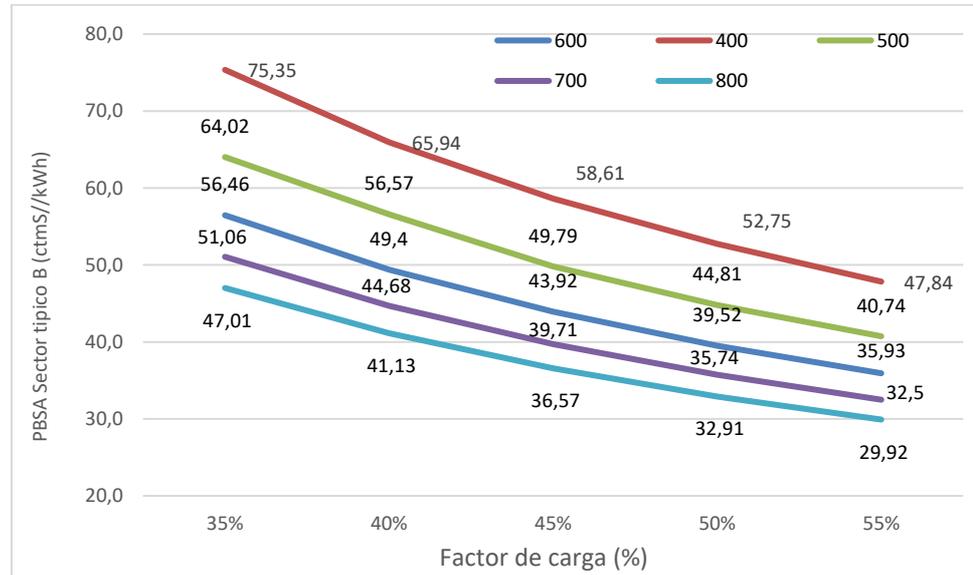


Nota. Representa el comportamiento del PEBF y PEBP variando el valor de la potencia de la planta de generación y el factor de carga.

Para el caso del PBSA para el sector típico B en el S.E.R Chiquian se tienen los siguientes resultados, teniendo en cuenta que es función del costo medio de la energía para cada caso (según la figura 16) y de las figuras 17 y 18 en el cual se tiene el comportamiento del PPB. Donde se puede observar que los valores de PBSA se reducen cuando se tiene una unidad de generación de mayor potencia y el factor de carga se incrementa, a un valor de 29,92 ctm S/ kWh. Siendo el valor mayor de 75,35 ctm S/ kWh para una potencia de 400 kW de la central de generación y un factor de carga de 35%.

Figura 19

Comportamiento del PBSA sector típico B



Nota. Representa el comportamiento del PBSA del sector típico B variando la potencia de la central de generación y el factor de carga.

Determinación del Monto de Compensación Anual Efectivo (MCAE). Para cada uno de los casos analizados se tiene las siguientes características:

Solo para una potencia efectiva de la central de generación de 800 kW se tienen compensaciones efectivas cuando el factor de carga es 35% (bajo consumo de energía con respecto a una alta demanda instantánea), 40% y 45% , este último con un valor de S/3 303.

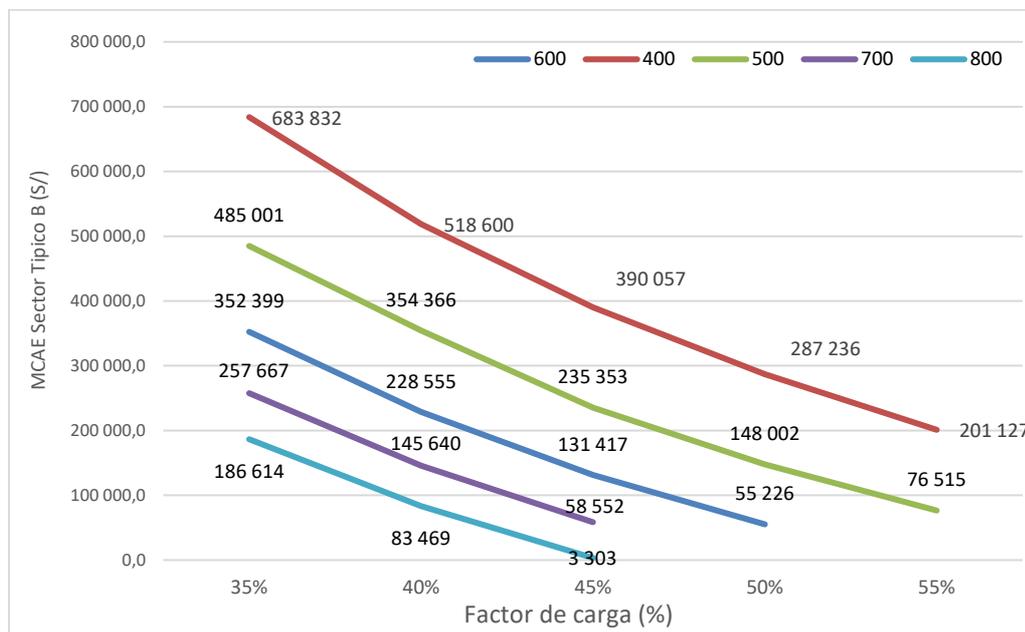
Para una potencia de la central de generación de 700 kW se tienen compensaciones efectivas cuando el factor de carga es 35%, 40% y 45%.

Para una potencia de la central de generación de 600 kW se tienen compensaciones efectivas cuando el factor de carga es 35%, 40% ,45% (que es el valor con el cual actualmente se realiza el proceso regulatorio) y 50%.

Para potencias efectivas de la unidad de generación de 500 y 400 kW se tienen compensaciones efectivas cuando el factor de carga es 35%, 40%,45%, 50% y 55%.

Figura 20

Comportamiento del MCAE sector típico B S.E.R Chiquian



Nota. Representa el comportamiento del MCAE del sector típico B variando la potencia de la central de generación y el factor de carga.

Para el Precio en Barra Efectivo Aislado se tienen en cuenta los siguientes resultados

Tabla 13

Valores de precio en barra efectivo aislado en ctvs S//kWh

Factor de carga	Potencia (kW)				
	600	400	500	700	800
35%	36,26	36,14	36,21	36,29	36,31
40%	36,30	36,20	36,26	36,33	36,35
45%	36,37	36,24	36,30	36,36	36,38
50%	36,36	36,28	36,33	35,74	32,91
55%	35,93	36,31	36,35	32,50	29,92

Nota. Se presentan los resultados del valor del precio en barra efectivo aislado del Sector Típico B S.E.R Chiquian, donde se puede observar que cuando la capacidad de la central de generación 800 kW asociada a la demanda y un mayor factor de carga, que este asociado aun mayor consumo de energía, se presentaran valores menores al estándar de 36 ctvs S//kWh para los usuarios regulados del sector típico B.

Del mismo modo se presentan los resultados de la variación del monto de compensación en porcentaje en comparación al valor base tomado como ejemplo. Así tenemos para el monto de compensación con factor de carga 35% y 600 kW, se incrementa en 168%, mientras que para un factor de carga de 50% y 600 kW se reduce 58%.

Tabla 14

Variación del monto de compensación

Factor de Carga	Potencia (kW)				
	600	400	500	700	800
35%	168%	420%	269%	96%	42%
40%	74%	295%	170%	11%	-36%
45%		197%	79%	-55%	-97%
50%	-58%	119%	13%		
55%		53%	-42%		

Nota. Se presentan los resultados de la variación porcentual del monto de compensación con respecto al caso base de 600 kW y factor de carga 45% para el sector típico B S.E.R Chiquian.

4.5 Discusión de resultados.

Según Acevedo, J. (2018) manifiesta que el mecanismo de pago por compensaciones no motiva a las empresas distribuidoras para la mejora de la calidad del servicio de energía eléctrica en los sistemas aislados, además no permite compensar efectivamente debido a que como es un proceso normativo rígido, aplicado a todos los sectores típicos sin tener en cuenta características muy particulares de cada sector típico. Con respecto a lo anterior en la presente investigación se trata de identificar los valores del monto del mecanismo de compensación que es un subsidio cruzado, para ello se ha variado el factor de carga de 45% y la potencia de 600 kW con la finalidad de encontrar un rango de valores que pueden aplicarse y hasta que condiciones de variación del factor de carga y la capacidad de la planta de generación.

Con respecto a Agurto, E. et al. (2021) con referencia al sector típico A en Iquitos manifiesta que el estado ha subsidiado la cobertura de energía a través de un Mecanismo de Compensación en concordancia a la leyes vigentes siendo un valor predominante en el subsidio el valor del costo variable total de la unidad Termoelectrica de 147 U\$/MWh afecta notablemente al subsidio para el año 2021 el cual fue un valor de US\$62.1 millones al año, lo cual genero un subsidio cruzado con

alto impacto en la compensación total para todos los sectores típicos, presentándose la necesidad de buscar tecnologías de generación RER para poder disminuir el valor del subsidio. Mientras que para la presente investigación el precio de la energía es de 118 U\$/MWh y un subsidio de S/ 131 505 anuales, operando con centrales hidroeléctricas con un factor de carga de 45% y una potencia efectiva de 600 kW de la unidad de generación, el cual puede reducirse a medida de que el consumo de energía y la demanda se incrementa, en este caso aumentando el factor de carga y la capacidad de la central de generación, hasta ciertas condiciones en las cuales el suministro de energía eléctrica por la empresa distribuidora sea rentable, el cual es compensado por el estado, teniendo en cuenta que la cobertura de energía eléctrica debe ser universal para todos los peruanos.

En el caso de Bambaren, M. (2020) concluye la finalidad de la normativa asociada al presente tema es cubrir el requerimiento de energía eléctrica a los usuarios de zonas rurales de los sistemas aislados teniendo en cuenta que representa un servicio público y es deber del estado a través de mecanismos de compensación o subsidios cruzados que se toman del FOSE y FISE, con lo cual concordamos con lo anterior descrito, pero planteado a partir de la presente investigación la necesidad de que cada sector típico debe tener ciertas condiciones de aplicación del reglamento de determinación del mecanismo de compensación para los sectores típicos aislados, en el sentido de que el factor de carga es único para todos los sectores típicos, teniendo cada sector típico ciertas características de demanda.

Según Grajeda, L. (2018) en su investigación se refiere la importancia de que a través de mecanismos de compensación se puede cubrir los costos de suministrar energía eléctrica en las zonas rurales de cada sector típico aislado, siendo estos subsidios sustentados por los aportes diversos estando también como aportantes los usuarios residenciales de las zonas de distribución conectados a la red. Se concuerda con la investigación anterior, por lo cual es necesario optimizar las características aplicadas a cada sector típico aislado de la presente regulación.

Con respecto a Lucio, C. & Villacorta, J. (2018) concluye que si bien es cierto que existen sectores típicos aislados en los cuales la unidades de generación es híbrida Solar-Diesel con costos de generación de 120 U\$/MWh , los cuales aun son costosas para ser rentables, también requieren subsidios para su sostenibilidad, identificándose dos componentes para los precios en barra de un sistema aislado , los cuales son el

precio de potencia y energía en barra en los diversos bloques horarios normados, con el cual se determina el precio medio en barra para cada sistema aislado, siendo el valor referencial el precio en barra del SEIN que se regula anualmente. Para nuestro caso el costo de generación es 118 US\$/MWh, mientras que el PPB es de 77,96 S//kW asociado a la inversión, los valores de PEBF y PEBP es de 19,85 ctvs S/kWh asociado a la operación, con un valor del precio medio en barra sin compensación para el sector típico B de 43,91 ctvs S/kWh.

Rojas, J. (2013) detalla que es necesario la ampliación de la cobertura del FOSE, ya que el Acceso Universal al suministro de energía que los ciudadanos tienen, es parte de los servicios básicos que el estado debe planificar y ejecutar para los peruanos. Del mismo modo se busca optimizar los precios unitarios de los componentes tecnológicos de generación a implementar con la finalidad de que alguna manera el monto de compensación es eleve significativamente. Se concuerda con lo anterior descrito indicando que para nuestro caso el subsidio representa el 17,15 % del costo total de lo requerido por el sector típico B.

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1 Conclusiones.

- Se determinaron las anualidades de las unidades de generación de energía hidroeléctrica para 400, 500, 600, 700 y 800 kW para el sector típico B. Así tenemos para una central 600 kW, las anualidades obtenidas para 30 años y la tasa de mercado de 12% según la ley de concesiones eléctricas, siendo para las obras civiles un valor de U\$ 47 687, para el equipamiento electromecánico U\$ 79 973 y para la conexión eléctrica de U\$ 31 264, con lo cual el costo medio de la energía es 11,802 ctvs\$/kWh.
- Se calculo los precios en barra aislado para el Sector Típico B del S.E.R. Chiquian, siendo un valor de el PPB de 77,96 S//kW asociado a la inversión, los valores de PEBF y PEBP es de 19,85 ctvs S/kWh asociado a la operación, con un valor del precio medio en barra sin compensacion para el sector típico B de 43,91 ctvs S/kWh. Para un factor de carga de 45% y una potencia efectiva de 600 kW para la unidad de generación.
- Se determinaron los montos de compensación anual comparando los precios en barra aislado con los precios en barra SEIN, determinándose un valor de S/ 131 417 anuales para un factor de carga de 45% y una potencia efectiva de 600 kW para la unidad de generación. Otros valores son S/ 3 303 para un factor de carga de 45% y una potencia efectiva de 800 kW y S/ 390 057 para un factor de carga de 45% y una potencia efectiva de 400 kW. En los casos de potencia 800 kW y 700 kW para factor de carga de 55% y 50% y para 600 kW con factor de carga de 55% no existe compensacion o subsidio.
- Se determino el porcentaje de variación del monto de compensación anual con respecto al valor base de 600 kW y factor de carga de 45% igual a S/ 131 417 anuales, así tenemos por ejemplo para 600 kW y factor de carga de 35% el monto de compensacion aumenta 168%, mientras que para un factor de carga de 50% el monto de compensacion se reduce 58%.
- En respuesta a la hipótesis, el precio en barra aislado del sector típico B S.E.R. Chiquian variando la potencia de la central de generación, y el factor de carga impacta en el monto de compensacion anual incrementándose, reduciéndose o en ciertos casos suprimiéndose.

5.2 **Recomendaciones.**

- Se requiere implementar una reforma de segunda generación en los procesos regulatorios básicamente en el cálculo de los precios en barra, el cual en si es común para todos los sistemas aislados, cada uno de ellos requiere un análisis especial por las distintas características de cada sector típico aislado tal como el tipo de sistema de generación que predomina en la zona, el método de proyección de la demanda y otros componentes del proceso regulatorio.
- Queda pendiente la asignación del costo de la energía a nivel comercialización, teniendo en cuenta que en el S.E.R Chiquian los clientes están conectados en BT, muy pocos en BT3 , y la mayoría en la Tarifa BT5A y BT5B no residencial y residencial, para lo cual debe realizarse un estudio de carga por niveles de demanada en el S.E.R Chiquian.
- Del mismo modo el método de pronóstico de la demanda esta normado en el caso de los precios en barra SEIN y sistemas aislados y el periodo tarifario rige desde mayo hasta abril del año siguiente, se puede verificar la variación del monto de compensacion según análisis cuatrimestrales, bimestrales o semestrales.

VI. 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. Tesis para optar el grado académico de magister en regulación de los servicios públicos. Pontificia Universidad Católica del Perú. Disponible en:
https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/bitstream/handle/20.500.12404/12439/ACEVEDO_WOGL_JOSE_INFLUENCIA_TARIFA.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Aguilar, G. (2002). El sistema tarifario del servicio público de electricidad, una evaluación desde el punto de vista de los usuarios. Documento de Trabajo. Pontificia Universidad Católica del Perú. Disponible en:
<http://files.pucp.edu.pe/departamento/economia/DDD224.pdf>
- Agurto, E., Cauti, A., León, F., Ortiz, L. & Sandoval, M. (2019). Análisis del ingreso de una central de generación eléctrica de 10 MW con fuente renovables no convencionales como proyecto piloto para el sistema eléctrico aislado de Iquitos. Tesis de Maestría en Gestión de la Energía. Perú. Disponible en:
<https://repositorio.esan.edu.pe/items/81db2921-8f0f-473e-bbbf-8ced37509d2c>
- Bambaren, M. (2020). Políticas de Desarrollo Energéticas en Electrificación Rural en el Perú y su impacto en el Desarrollo Socioeconómico en el Área de la Empresa Hidrandina S.A 2007-2016. Tesis de maestría en Centro de Altos Estudios Nacionales. Perú. Disponible en:
<https://repositorio.caen.edu.pe/server/api/core/bitstreams/6a4f0f7e-83c1-400a-acfd-e9ef608121e8/content>
- Cueva, R. & Villafuerte, J. (2018). Viabilidad del uso de celdas fotovoltaicas en zonas rurales aisladas de alta densidad. Tesis para optar el grado académico de maestro en ingeniería eléctrica. Universidad del Callao. Perú. Disponible en:
https://repositorio.unac.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12952/2985/Cueva%20Diaz%20y%20Villafuerta_MAESTRIA%20ELECTRICA_2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Dulanto, A. (2017). Análisis de la regulación peruana en materia de responsabilidad extendida del productor en el Reglamento de Residuos de Aparatos Eléctricos Y Electrónicos. Tesis para optar el grado académico de magister en derecho de la

empresa con mención en gestión empresarial. Pontificia Universidad Católica del Perú. Disponible en:

https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/bitstream/handle/20.500.12404/9868/Dulanto_Tello_An%C3%A1lisis_regulacion_peruana1.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Gobierno del Perú. (2021). Establecen diversos Sectores de Distribución Típicos para efecto de las fijaciones del Valor Agregado de Distribución de los años 2022 y 2023 RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 159-2021-MINEM/DGE. Ministerio de Energía y Minas. Perú. Disponible en:

<https://busquedas.elperuano.pe/dispositivo/NL/1996428-1>

Gobierno del Perú. (2021). Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural. DECRETO SUPREMO N° 018-2020-EM. Ministerio de Energía y Minas. Perú. Disponible en:

<https://spijweb.minjus.gob.pe/wp-content/uploads/2020/07/DS-018-2020-EM.pdf>

Gobierno del Perú. (2007). Resolución de consejo directivo organismo supervisor de la inversión en energía y Minería Osinergmin N° 167-2007-OS-CD. Procedimiento de Aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados. Ministerio de Energía y Minas. Perú. Disponible en:

<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/833970/Osinergmin-167-2007-OS-CD.pdf.pdf>

Gobierno del Perú. (2006). Ley general de electrificación rural LEY N° 28749. Ministerio de Energía y Minas. Perú. Disponible en:

https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Ley-28749.pdf

Gobierno del Perú. (2006). Decreto supremo N° 069-2006-EM. Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados. Ministerio de Energía y Minas. Perú. Disponible en:

<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/889623/DS-069-2006-EM.pdf>

Grajeda, L. (2018). Análisis de la eficiencia técnica y económica de los sistemas eléctricos rurales del Perú utilizando generación distribuida. Tesis Grado Académico de Magíster en Regulación y Gestión de Servicios Públicos. Universidad del Pacífico. Perú. Disponible en:

https://repositorio.up.edu.pe/bitstream/handle/11354/2314/Luis_Tesis_Maestria_2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Inga, A. & Meza, J. (2023). Costo de Producción de la Hidroeléctrica Pangoa y Precio en Barra del SEIN en la Empresa Egepsa, 2020. Tesis para Título Profesional de Licenciado en Administración. Universidad Peruana Los Andes. Perú. Disponible en:

https://repositorio.upla.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12848/5226/T037_44558747_74037731_T.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Rojas, J. (2013). ACCESO UNIVERSAL Y SOSTENIBILIDAD EN EL SECTOR ELÉCTRICO RURAL DEL PERÚ. Tesis para optar el grado de Magíster en Regulación de Servicios Públicos. Pontificia Universidad Católica del Perú. Disponible en:

file:///C:/Users/HP%20250/Downloads/ROJAS_BALTAZAR_JUAN_JOSE_%20ACCESO.pdf

Osinermin (2024) Informe N° 210-2024-GRT. Informe Técnico que Sustenta la Fijación de Precios en Barra Periodo mayo 2024 - abril 2025. Osinermin. Disponible en:

<https://www2.osinermin.gob.pe/GRT/Procesos-Regulatorios/Tarifas-Barra/FPB-2024-2025/9/9.1.1%20Informe-Tecnico-210-2024-GRT.pdf>

Osinermin. (2022). Diagramas unifilares de sistemas de transmisión. Osinermin. Perú. Disponible en:

<https://www2.osinermin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/DiagUnifiliar/DIAGUNI2021.pdf>

VII. ANEXOS

Indice de Anexos

Anexo 1 Costos de obras civiles

Anexo 2 Costos de equipamiento electromecánico

Anexo 3 Costos de conexión eléctrica

Anexo 4 Costos de personal de operación y gestión.

Anexo 5 Nombres de los 21 SERs ubicados en el Sector Típico Aislado B.

Anexo 1 Costos de obras civiles (CH de 600 kW)

PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDADES	CANTIDAD	COSTO	
				UNITARIO	TOTAL
				S/.	S/.
1,0	OBRAS PRELIMINARES				
1,1	Movilización y desmovilización de equipos	Glb.	1,00	3,900,00	3,900,00
1,2	Instalación de agua y luz provisionales	Glb.	1,00	11,963,00	11,963,00
1,3	Trazo y replanteo de edificaciones	Glb.	1,00	4,811,70	4,811,70
2,0	OBRAS PROVISIONALES				
2,1	Campamentos	m2	80,00	385,00	30,800,00
2,2	Carretera	Km	2,00	15,000,00	30,000,00
2,3	Acceso				
3,0	BOCATOMA				
3,1	Excavación material descompuesto	m3	15,20	50,81	772,28
3,2	Excavación en roca	m3	2,80	159,22	445,80
3,3	Solado de concreto fc=140kg/cm2	m3	20,00	481,86	9,637,12
3,4	Concreto	m3	26,20	694,62	18,199,04
3,5	Encofrado	m2	92,80	74,84	6,945,24
3,6	Acero fy=4,200Kg/cm2	kg	1,600,00	10,40	16,646,40
3,7	Rejillas	kg	150,00	10,40	1,560,60
4,0	PRESA				
4,1	Excavación en conglomerado compacto	m3	66,00	50,81	3,353,33
4,2	Excavación en roca	m3	15,00	159,22	2,388,24
4,3	Concreto	m3	40,00	694,62	27,784,80
4,4	Encofrado	m2	90,00	74,84	6,735,69
4,5	Acero fy=4,200Kg/cm2	Kg	800,00	10,40	8,323,20
5,0	DESARENADOR				
5,1	Excavación en conglomerado compacto	m3	90,00	50,81	4,572,72
5,2	Concreto	m3	30,00	694,62	20,838,60
5,3	Encofrado	m2	115,00	74,84	8,606,72
5,4	Acero fy=4,200Kg/cm2	Kg	2,700,00	10,40	28,090,80
6,0	GAVIONES				
6,1	Concreto con enrocado	m2	100,00	120,00	12,000,00
7,0	CANAL DE DESVIO				
7,1	Excavación en conglomerado compacto	m3	6,40	50,81	325,17
7,2	Concreto	m3	3,60	694,62	2,500,63
7,3	Encofrado	m2	2,40	74,84	179,62
7,4	Acero fy=4,200Kg/cm2	kg	240,00	10,40	2,496,96
8,0	CANAL DE CONDUCCION				
8,1	Excavación en Material Suelto	m3	1,200,00	50,81	60,969,60
8,2	Solado de concreto fc=140kg/cm2	m3	10,00	481,86	4,818,56
8,3	Concreto	m3	138,00	694,62	95,857,56
8,4	Encofrado	m2	720,00	74,84	53,885,52
8,5	Acero fy=4,200Kg/cm2	Kg	4,350,00	10,40	45,257,40
9,0	CAMARA DE CARGA				
9,1	Excavación en material suelto	m3	50,00	50,81	2,540,40
9,2	Concreto	m3	47,00	694,62	32,647,14
9,3	Encofrado	m2	107,00	74,84	8,007,99
9,4	Acero fy=4,200Kg/cm2	kg	2,320,00	10,40	24,137,28

10,0	CANAL DE DEMASIAS				
10,1	Excavación en superficie	m3	8,00	50,81	406,46
10,2	Concreto de superficie	m3	3,50	694,62	2,431,17
10,3	Encofrado superficie	m2	15,00	74,84	1,122,62
10,4	Acero fy=4,200Kg/cm2	kg	200,00	10,40	2,080,80
11,0	COMPUERTAS	kg	330,00	11,16	3,683,79
12,0	CONDUCTO FORZADO				
12,1	Excavación en superficie	m3	34,00	50,81	1,727,47
12,2	Concreto de superficie	m3	24,20	694,62	16,809,80
12,3	Encofrado	m2	38,16	74,84	2,855,93
12,4	Acero fy=4,200Kg/cm2	kg	620,00	10,40	6,450,48
12,5	Tubería de presión	kg	20,457,46	14,88	304,488,78
13,0	CASA DE MAQUINAS				
13,1	Corte y Nivelación	Gbl			3,585,60
13,2	Excavación	m3	30,00	50,81	1,524,24
13,3	Concreto en edif. y cimentación.	m3	55,00	694,62	38,204,10
13,4	Acero edif. Y cimentación	kg	500,00	10,40	5,202,00
13,5	Concreto en columnas y vigas	m3	8,00	694,62	5,556,96
13,6	Acero en columnas y vigas	kg	1,100,00	10,40	11,444,40
13,7	Encofrado de columnas y vigas	m2	140,00	74,84	10,477,74
13,8	Muros de ladrillo	Glb.	1,00	32,413,25	32,413,25
13,9	Techo metálico con cobertura	m2	96,00	200,00	19,200,00
13,10	Pisos	m2	80,00	68,00	5,440,00
13,11	Carpintería de madera y fierro	Gbl	1,00	8,738,86	8,738,86
13,12	Instalaciones sanitarias	Gbl	1,00	2,500,00	2,500,00
14,0	CANAL DE DESCARGA				
14,1	Excavación en suelo	m3	45,00	50,81	2,286,36
14,2	Eliminación de Material Excedente - Distancia promedio	m3	58,50	83,17	4,865,45
14,3	Concreto	m3	7,20	694,62	5,001,26
14,4	Acero fy=4,200Kg/cm2	kg	450,00	10,40	4,681,80
15,0	SUBESTACION				
15,1	Excavación en suelo	m3	3,90	50,81	198,15
15,2	Eliminación de Material Excedente - Distancia promedio	m3	5,07	83,17	421,67
15,3	Concreto	m3	2,60	694,62	1,806,01
15,4	Acero fy=4,200Kg/cm2	kg	182,00	10,40	1,893,53
	COSTO DIRECTO				1,099,497,80
	GASTOS GENERALES	20%			219,899,56
	DIRECCION+UTILIDAD	10%			109,949,78
	SUB-TOTAL				1,429,347,14
	I.G.V.	18%			257,282,49
	COSTOS TOTAL INSTALADO				1,686,629,00

Anexo 2 Costos de equipamiento electromecánico

Item	Descripción	Precio (US\$)
1,0	Suministro CIF de unidades generadoras:	518,239
	a) Turbinas y auxiliares propios	incl.
	b) Generador y equip. asociado	incl.
	c) Reguladores velocidad y HPU	incl.
	d) Valvula de ingreso	incl.
	e) Celdas de generador	incl.
	f) Eq electrico protecc., med. y control	incl.
	g) Cables MT y BT, Eq. auxiliar AC y DC	incl.
	h) Superv de montaje, pruebas y pta. marcha	incl.
2,0	Sistema Luz y Fuerza	2,821,82
3,0	Equipo de comunicaciones	3,150,0
4,0	Equipo de Transformación	20,318,9
5,0	Celda de salida 22.9 kV	34,402,7
6,0	Transporte local (terrestre) a la Obra	7,863,2
7,0	Montaje, pruebas y puesta en servicio	41,345,4
8,0	Gastos generales y utilidades de contratista de las obras locales	16,062,0
	Total (US\$):	644,203,0
	Costo especifico (US\$/kW):	1,073,7

Anexo 4 Costos de personal de operación y gestión.

Personal	Costo mensual (S/.)										Nº de Personal	Costo Anual S/.	Costo Anual US \$.	Tipo de Cambio	Costo \$./kW/año
	Unitario	Leyes sociales		Asig. Familiar	10% RMV	SCTR	Total	Participación %	Costo Anual S/.	Costo Anual US \$.					
		Inc. vacaciones	36,89%												
Gerente General	15.500,00	36,89%	93,0	1,24%	1,24%	21.503,15	0%	-	-	1	-	-	3,721		
Gerente de Administración y Finanzas	14.000,00	36,89%	93,0	1,24%	1,24%	19.431,20	0%	-	-	1	-	-	3,721		
Gerente de Producción	14.000,00	36,89%	93,0	1,24%	1,24%	19.431,20	0%	-	-	1	-	-	3,721		
Gerente Comercial	14.000,00	36,89%	93,0	1,24%	1,24%	19.431,20	0%	-	-	1	-	-	3,721		
Jefe de Generación	7.700,00	36,89%	93,0	1,24%	1,24%	10.729,01	0%	-	-	1	-	-	3,721		
Supervisor de Operaciones	7.700,00	36,89%	93,0	1,24%	1,24%	10.729,01	0%	-	-	1	-	-	3,721		
Supervisor de Mantenimiento	7.700,00	36,89%	93,0	1,24%	1,24%	10.729,01	0%	-	-	1	-	-	3,721		
Auditor	9.230,76	36,89%	93,0	1,24%	1,24%	12.843,45	0%	-	-	1	-	-	3,721		
Químico	5.336,10	36,89%	93,0	1,24%	1,24%	7.463,75	0%	-	-	1	-	-	3,721		
Jefe Logístico	7.700,00	36,89%	93,0	1,24%	1,24%	10.729,01	0%	-	-	1	-	-	3,721		
Jefe servicio zonal	7.700,00	36,89%	93,0	1,24%	1,24%	10.729,01	10%	12.874,81	3.460,04	1	12.874,81	3.460,04	3,721	5,77	
Apoyo logístico (administrativo)	2.000,00	36,89%	93,0	1,24%	1,24%	2.855,60	10%	3.426,72	920,91	1	3.426,72	920,91	3,721	1,53	
Operarios permanentes	1.800,00	36,89%	93,0	1,24%	1,24%	2.579,34	100%	123.808,32	33.272,86	4	123.808,32	33.272,86	3,721	55,45	
Ayudante Tomero permanente	1.200,00	36,89%	93,0	1,24%	1,24%	1.750,56	100%	21.006,72	5.645,45	1	21.006,72	5.645,45	3,721	9,41	
Ayudante Tomero, terceros	1.200,00					1.200,00	100%	28.800,00	7.739,85	2	28.800,00	7.739,85	3,721	12,90	
Supervisor de Operac. y mantenimiento, t	3.500,00	36,89%	93,0	1,24%	1,24%	4.927,55	25%	14.782,65	3.972,76	1	14.782,65	3.972,76	3,721	6,62	
Servicios de mantenimiento, terceros								47.635,33	12.801,75		47.635,33	12.801,75	3,721	21,34	
Totales :						24.042,06		252.334,55	67.813,64	10	252.334,55	67.813,64	3,808	113,02	

Anexo 5 Nombres de los 21 SERs ubicados en el Sector Típico Aislado B.

Empre	depa	asistelec	se	
ELOR	LORETO	Pisquia	B	ELORB
ELOR	CAJAMARCA	Pucará	B	ELORB
ELOR	CAJAMARCA	SER Pucará	B	ELORB
ENEL	LIMA	Canta-e	B	ENELB
ENEL	LIMA	Churin	B	ENELB
ENEL	LIMA	Hoyos-Acos	B	ENELB
ENEL	LIMA	Ravira-Pacaraos	B	ENELB
ENEL	LIMA	Yaso	B	ENELB
ADIL	AMAZONAS	Gracias a Dios	B	ADILB
ADIL	ANCASH	SER Chacas San Luis	B	ADILB
ADIL	CAJAMARCA	Charape	B	ADILB
ADIL	LIMA	Cajatambo	B	ADILA
ADIL	LIMA	Canta	B	ADILB
ADIL	LIMA	Hongos	B	ADILB
ADIL	LIMA	Quinches	B	ADILB
ADIL	LIMA	Santa Leonor	B	ADILB
CHAV	LA LIBERTAD	Tanguche Desarenador	B	CHAVB
CHAV	LA LIBERTAD	SER Tanguche Desarenador	B	CHAVB
EIHC	ANCASH	SER Chacas	B	EIHCB
EIHC	ANCASH	SER Chacas II	B	EIHCB
ELNM	ANCASH	Chiquián	B	ELNMB



DECLARACION JURADA DE AUTORÍA

Yo, Luis Fernando Arteaga Aburto, Bachiller de la

Facultad:	Ciencias		Educación		Ingeniería	X
Escuela Profesional:	Ingeniería en Energía					
Departamento Académico:						
Escuela de Posgrado	Maestría			Doctorado		

Programa:

De la Universidad Nacional del Santa; Declaro que el trabajo de investigación es un **trabajo inédito**, intitulado:

Análisis de determinación del precio en barra aislado del sector típico-B S.E.R Chiquian y su impacto en el monto de compensación anual

presentado en ...93..... folios, para la obtención del Grado académico: ()

Título profesional: (X) Investigación anual: ()

- He citado todas las fuentes empleadas, no he utilizado otra fuente distinta a las declaradas en el presente trabajo.
- Este trabajo de investigación no ha sido presentado con anterioridad ni completa ni parcialmente para la obtención de grado académico o título profesional.
- Comprendo que el trabajo de investigación será público y por lo tanto sujeto a ser revisado electrónicamente para la detección de plagio por el VRIN.
- De encontrarse uso de material intelectual sin el reconocimiento de su fuente o autor, me someto a las sanciones que determinan el proceso disciplinario.

Chimbote, junio del 2025

Firma:

Nombres y Apellidos: Bach. Luis Fernando Arteaga Aburto.

DNI:

74068280

NOTA: Esta Declaración Jurada simple indica que mi investigación es un trabajo inédito, no exime a tesis y a investigadores, que ni bien se retorne el servicio con el software antiplagio, ésta tendrá que ser aplicada antes que el informe final sea publicado en le Repositorio Institucional Digital UNS.



ACTA DE APROBACION DE ORIGINALIDAD

Yo, Robert Fabian Guevara Chinchayan.

asesor / presidente de la Unidad de Investigación de la

Facultad	Ciencias		Educación		Ingeniería	x
Departamento Académico		Energía, Física y Mecánica				
Escuela de Postgrado		Maestría		Doctorado		

Programa académico:

De la Universidad Nacional del Santa. Asesor / Unidad de Investigación revisora del trabajo de Investigación intitulado:

Análisis de determinación del precio en barra aislado del sector típico-B S.E.R Chiquian y su impacto en el monto de compensación anual

Del:

Bach. Luis Fernando Arteaga Aburto.

De la escuela profesional: Ingeniería en Energía

Constato que la investigación presentada no ha incurrido en plagio. Indicando que ni bien se retome el servicio con el software antiplagio (Turnitin), este tendrá que ser aplicado antes que el informe final sea publicado en el repositorio institucional Digital de la UNS (oficio Múltiple N°026-2025-UNS-CU-SG/VIRTUAL)

Nuevo Chimbote, junio del 2025

Firma:

Nombres y Apellidos del Asesor: Mg. Robert Fabian Guevara Chinchayan.

DNI: 32788460

Facultad de Ingeniería

Escuela Profesional de Ingeniería en Energía

Informe del Asesor Informe de Tesis para obtener el título profesional

1) Apellidos/Nombres:

Bach. Luis Fernando Arteaga Aburto.

2) Título de la Tesis: Análisis de determinación del precio en barra aislado del sector típico-B S.E.R Chiquian y su impacto en el monto de compensación anual

3) Evaluación del Contenido: La presente tesis para título reúne las condiciones metodológicas de la investigación científica y está en conformidad con los Artículos N° 39 y 40 del Reglamento General de Grados y Títulos vigente de la Universidad Nacional del Santa, concluyéndose que el tesista ha elaborado el presente informe dentro de las líneas de investigación que promueve la E.P.I.E.

4) Observaciones _____ Ninguna _____

5) Certificación de Aprobación: En calidad de asesor certifico la aprobación de la tesis para título.

Fecha: Nuevo Chimbote, junio del 2025



Mg. Robert Fabian Guevara Chinchayan
Asesor