

FACULTAD DE INGENIERÍA

Escuela Académico Profesional de Ingeniería Eléctrica

Tesis

**Impacto de las tarifas eléctricas establecidas por
Osinergmin en la generación distribuida con sistemas
fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro-Junín**

Jonathan Aguilar Canchari
Dennis Joel Lozano Hualparuca

Para optar el Título Profesional de
Ingeniero Electricista

Huancayo, 2025

Repositorio Institucional Continental
Tesis digital



Esta obra está bajo una Licencia "Creative Commons Atribución 4.0 Internacional" .

INFORME DE CONFORMIDAD DE ORIGINALIDAD DE TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

A : Decano de la Facultad de Ingeniería
DE : Boris Ernesto D'Angles Woolcott
Asesor de trabajo de investigación
ASUNTO : Remito resultado de evaluación de originalidad de trabajo de investigación
FECHA : 15 de Abril de 2025

Con sumo agrado me dirijo a vuestro despacho para informar que, en mi condición de asesor del trabajo de investigación:

Título:

Impacto de las tarifas eléctricas establecidas por OSINERGMIN en la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro - Junín

Autores:

1. Jonathan Aguilar Canchari – EAP. Ingeniería Eléctrica
2. Dennis Joel Lozano Hualparuca – EAP. Ingeniería Eléctrica

Se procedió con la carga del documento a la plataforma "Turnitin" y se realizó la verificación completa de las coincidencias resaltadas por el software dando por resultado 20 % de similitud sin encontrarse hallazgos relacionados a plagio. Se utilizaron los siguientes filtros:

- Filtro de exclusión de bibliografía SI NO
- Filtro de exclusión de grupos de palabras menores
Nº de palabras excluidas (**en caso de elegir "SI"**): 15 SI NO
- Exclusión de fuente por trabajo anterior del mismo estudiante SI NO

En consecuencia, se determina que el trabajo de investigación constituye un documento original al presentar similitud de otros autores (citas) por debajo del porcentaje establecido por la Universidad Continental.

Recae toda responsabilidad del contenido del trabajo de investigación sobre el autor y asesor, en concordancia a los principios expresados en el Reglamento del Registro Nacional de Trabajos conducentes a Grados y Títulos – RENATI y en la normativa de la Universidad Continental.

Atentamente,

La firma del asesor obra en el archivo original

(No se muestra en este documento por estar expuesto a publicación)

Agradecimiento

A nuestros docentes de la Universidad Continental y a aquellos que nos proporcionaron la información necesaria para la realización de la presente investigación.

Dedicatoria

Dedicado a nuestros padres y familiares que siempre nos apoyaron.

Índice General

Agradecimiento	II
Dedicatoria	III
Índice de Tablas	VII
Índice de Figuras	VIII
Resumen	XI
Abstract	XII
Introducción	1
Capítulo I: Planteamiento del Problema	3
1.1. PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	3
1.1.1. Problema general	4
1.1.2. Problemas específicos	4
1.2. OBJETIVOS.....	4
1.2.1. Objetivo general.....	4
1.2.2. Objetivos específicos.....	4
1.3. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA	5
1.3.1. Justificación.....	5
1.3.2. Importancia.....	7
1.4. DELIMITACIÓN DEL PROYECTO	8
1.5. HIPÓTESIS Y DESCRIPCIÓN DE VARIABLES	8
1.5.1. Hipótesis general.....	8
1.5.2. Hipótesis específicas	8
1.5.3. Operacionalización de variables	8
Capítulo II: Marco Teórico	11
2.1. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA	11
2.1.1. Antecedentes nacionales	11
2.1.2. Antecedentes internacionales	14
2.2. BASES TEÓRICAS	19
2.2.1. Generación distribuida.....	19
2.2.2. Importancia de la generación distribuida.....	19
2.2.3. Tarifas eléctricas reguladas por osinergmin	20
2.2.4. Tarifas eléctricas en barra	20
2.2.5. Tarifas eléctricas de distribución	21

2.2.6. Sistema híbrido solar – fotovoltaico	21
2.2.7. La radiación solar.....	22
2.2.8. Energía solar fotovoltaica	23
2.2.9. Energía solar térmica	23
2.2.10. Sistemas fotovoltaicos	24
2.2.11. Sistemas fotovoltaicos conectados a red.....	24
2.2.12. Generación distribuida.....	24
2.2.13. Sistemas fotovoltaicos no conectados a red.....	25
2.2.14. Instalación eléctrica de un sistema fotovoltaico conectado a red	25
2.2.15. Paneles	26
2.2.16. Inversores.....	27
2.2.17. Valor actual neto.....	29
2.2.18. Tasa interna de retorno	29
2.2.19. Evaluación del costo beneficio (b/c).....	29
2.2.20. Tasa de descuento	30
2.3. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS	30
Capítulo III: Metodología	32
3.1. MÉTODO Y ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN	32
3.1.1. Método de investigación	32
3.1.2. Tipo o alcance de la investigación	32
3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	33
3.3. POBLACIÓN Y MUESTRA	34
3.3.1. Población	34
3.3.2. Muestra	34
3.4. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	34
3.4.1. Técnicas de recolección de datos.....	34
3.4.2. Instrumentos de recolección de datos	35
3.4.3. Procesamiento de datos.....	35
Capítulo IV: Resultados y Discusión.....	36
4.1. EL SISTEMA ELÉCTRICO DE VALLE DEL MANTARO.....	36
4.1.1. Antecedentes.....	36
4.1.2. Descripción general del sistema eléctrico de valle del mantaro	37
4.2. DISEÑO DE LAS CENTRALES SOLARES DE 500 KW	40
4.2.1. Criterio de diseño.....	40
4.2.2. Ubicación, geografía y recurso solar	43
4.2.3. Clima.....	45

4.2.4. Alcance del proyecto	46
4.2.5. Costo de construcción de cada central solar	63
4.2.6. Costos de operación y mantenimiento	63
4.3. ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD FINANCIERA EN FUNCIÓN A LAS OPCIONES TARIFARIAS	64
4.3.1. Tarifas de compra de energía en barra	64
4.3.2. Tarifas de venta de energía	69
4.3.3. Generación distribuida y tensiones en barra	94
4.4. PRUEBAS DE HIPÓTESIS	95
4.4.1. Prueba de hipótesis general.....	95
4.4.2. Prueba de hipótesis específicas.....	96
4.5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	103
Conclusiones	105
Recomendaciones	106
Referencias bibliográficas	107
Anexos	110

Índice de Tablas

Tabla 1 Cuadro comparativo que resume las características y el potencial de cada fuente de energía renovable en la región	7
Tabla 2 Operacionalización de variable independiente: Tarifas eléctricas establecidas por Osinergmin.....	9
Tabla 3 Operacionalización de la variable dependiente: Generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW	10
Tabla 4 Valores promedio de irradiación (kWh/m ²) para Satipo de 2005-2020	46
Tabla 5 Datos de irradiación de estaciones meteorológicas locales	46
Tabla 6 Producción de energía mensual proyectada del sistema fotovoltaico	53
Tabla 7 Producción de energía mensual proyectada del sistema fotovoltaico	60
Tabla 8 Costo de operación y mantenimiento.....	64
Tabla 9 <i>Cálculo de tarifa en barra para SE Huayucachi a octubre de 2024</i>	66
Tabla 10 Cálculo del precio anual por compra de potencia y energía	66
Tabla 11 Valores de potencia y energía según diseño de central fotovoltaica en Concepción	67
Tabla 12 Análisis de beneficios incrementales con tarifa base Octubre de 2024	67
Tabla 13 Análisis de pérdidas y ganancias par a Tarifa base Octubre 2024.....	68
Tabla 14 Resumen de beneficios netos vs. precios en barra con variaciones porcentuales de -7.5 %, -5.0 %, -2.5 %, 0 %, 2.5 %, 5 % y 7.5 %.....	69
Tabla 15 Resultados de Tensiones en Barra con y sin generación distribuida	95
Tabla 16 Precios con tarifas eléctricas en barra (potencia y energía) vs beneficios netos.....	96
Tabla 17 Resumen de pruebas realizadas	97
Tabla 18 Facturación de potencia y energía a costo de tarifa MT2	99
Tabla 19 Facturación de potencia y energía a costo de tarifa MT3	100
Tabla 20 Facturación de potencia y energía a costo de tarifa MT4	100
Tabla 21 Prueba ANOVA para los costos de los escenarios 1, 2 y 3.....	101
Tabla 22 Análisis de la varianza para hipótesis B	101
Tabla 23 Muestra de datos con valores de tensiones en barra sin y con generación distribuida en el sistema eléctrico de Valle del Mantaro	102
Tabla 24 Prueba t para medias de dos muestras emparejadas de prueba de hipótesis C	102

Índice de Figuras

Figura 1 Sistema Fotovoltaico General.....	22
Figura 2 Distribución espectral de la radiación solar. Se muestran los casos AM0 y AM1.5 junto con la distribución correspondiente a un cuerpo negro a 6000 K.....	23
Figura 3 Sistema fotovoltaico conectado a red	24
Figura 4 Sistema no conectado a red	25
Figura 5 Inversor debajo de la estructura y cuadro de conexionado. Distancia entre paneles valor de k en función de la latitud del lugar.....	27
Figura 6 Energía de irradiación y eficiencia	29
Figura 7 Sistema Eléctrico de Huancayo Valle y sus principales subestaciones	36
Figura 8 Diagrama unifilar de la SE Huayucachi	37
Figura 9 Subestaciones de Concepción, Xauxa e Ingenio	38
Figura 10 Vista satelital de la ubicación de la CH Ingenio.....	39
Figura 11 Unifilar de SE y CH Ingenio	40
Figura 12 Área total del terreno disponible en la CH Ingenio	42
Figura 13 Área de 6114m ² del terreno posiblemente disponible alrededor de la CH Concepción	42
Figura 14 Vista satelital de ubicación de CSF Ingenio.....	43
Figura 15 Vista satelital de ubicación de CSF Concepción	44
Figura 16 Título	44
Figura 17 Título	45
Figura 18 Especificaciones de medidas del panel JASOLAR 445	51
Figura 19 Especificaciones técnicas del panel JA SOLAR 445	52
Figura 20 Proyección de producción de energía mensual.....	54
Figura 21 Especificaciones de peso y longitud de panel.....	59
Figura 22 Especificaciones técnicas eléctricas del panel.....	59
Figura 23 Proyección de producción de energía mensual.....	61
Figura 24 Presupuesto general para la construcción de cada central solar	63
Figura 25 Extracto de tarifas en barra para el mes de octubre de 2024 en el SEIN.....	65
Figura 26 Cálculo de tarifas con MT2 para octubre de 2024.....	69
Figura 27 Cálculo del VAN y el tiempo de recupero con tarifa MT2 de octubre de 2024.....	70
Figura 28 Cálculo la TIR con tarifa MT2 de octubre de 2024.....	70
Figura 29 Cálculo de tarifas con MT2 para agosto de 2024	71
Figura 30 Cálculo del VAN y el tiempo de recupero con tarifa MT2 de agosto de 2024	72
Figura 31 Cálculo la TIR con tarifa MT2 de agosto de 2024	72
Figura 32 Cálculo de tarifas con MT2 para junio de 2024	73

Figura 33 Cálculo del VAN y tiempo de recupero con tarifa MT2 de junio de 2024.....	74
Figura 34 Cálculo la TIR con tarifa MT2 de junio de 2024.....	74
Figura 35 Cálculo de tarifas con MT2 para abril de 2024	75
Figura 36 Cálculo del VAN y tiempo de recupero con tarifa MT2 de abril de 2024	76
Figura 37 Cálculo la TIR con tarifa MT2 de abril de 2024	76
Figura 38 Cálculo de tarifas con MT2 para febrero de 2024	77
Figura 39 Cálculo del VAN y tiempo de recupero con tarifa MT2 de febrero de 2024	77
Figura 40 Cálculo la TIR con tarifa MT2 de febrero de 2024	78
Figura 41 Cálculo de tarifas con MT2 para diciembre de 2023.....	78
Figura 42 Cálculo del VAN y tiempo de recupero con tarifa MT2 de diciembre de 2023.....	79
Figura 43 Cálculo la TIR con tarifa MT2 de diciembre de 2023.....	79
Figura 44 Cálculo de tarifas con MT3 para octubre de 2024.....	80
Figura 45 Cálculo del VAN y tiempo de recupero con tarifa MT3 de octubre de 2024.....	81
Figura 46 Cálculo la TIR con tarifa MT3 de octubre de 2024.....	81
Figura 47 Cálculo de tarifas con MT3 para agosto de 2024	82
Figura 48 Cálculo del VAN y tiempo de recupero con tarifa MT3 de agosto de 2024	83
Figura 49 Cálculo la TIR con tarifa MT3 de agosto de 2024	83
Figura 50 Cálculo de tarifas con MT3 para junio de 2024	84
Figura 51 Cálculo del VAN y tiempo de recupero con tarifa MT3 de junio de 2024.....	85
Figura 52 Cálculo la TIR con tarifa MT3 de junio de 2024.....	85
Figura 53 Cálculo de tarifas con MT3 para abril de 2024	86
Figura 54 Cálculo del VAN y tiempo de recupero con tarifa MT3 de abril de 2024	86
Figura 55 Cálculo la TIR con tarifa MT3 de abril de 2024	87
Figura 56 Cálculo de tarifas con MT3 para febrero de 2024	87
Figura 57 Cálculo del VAN y tiempo de recupero con tarifa MT3 de febrero de 2024	88
Figura 58 Cálculo la TIR con tarifa MT3 de abril de 2024	88
Figura 59 Cálculo de tarifas con MT3 para diciembre de 2023.....	89
Figura 60 Cálculo del VAN y tiempo de recupero con tarifa MT3 de diciembre de 2023.....	89
Figura 61 Cálculo la TIR con tarifa MT3 de diciembre de 2023.....	90
Figura 62 Cálculo de tarifas con MT4 para octubre de 2024.....	90
Figura 63 Cálculo del VAN y tiempo de recupero con tarifa MT4 de octubre de 2024.....	91
Figura 64 Cálculo la TIR con tarifa MT4 de octubre de 2024.....	91
Figura 65 Cálculo de tarifas con MT4 para agosto de 2024	92
Figura 66 Cálculo de tarifas con MT4 para junio de 2024	92
Figura 67 Cálculo de tarifas con MT4 para abril de 2024	93
Figura 68 Cálculo de tarifas con MT4 para febrero de 2024	93

Figura 69 Cálculo de tarifas con MT4 para diciembre de 2023.....	94
Figura 70 Simulación de las centrales solares de 500 kW conectadas al sistema eléctrico	94
Figura 71 Curva de regresión ajustada.....	97
Figura 72 Tensiones en barra con y sin proyecto.....	103

Resumen

El presente estudio analizó el impacto de las tarifas eléctricas establecidas por Osinergmin en la generación distribuida mediante sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro, Junín. Se abordó como problema principal la influencia de estas tarifas en la viabilidad económica y técnica de estos proyectos. El objetivo general fue determinar cómo las tarifas de compra de energía en barra y de venta en media tensión afectan la rentabilidad y sostenibilidad de los sistemas fotovoltaicos en la región. La metodología empleada fue de tipo aplicada con diseño cuantitativo, incluyendo simulaciones de flujo de potencia y análisis financiero bajo diferentes escenarios tarifarios (MT2, MT3 y MT4), utilizando datos de irradiación solar y tarifas oficiales. Entre los resultados más relevantes se encontró que las tarifas en barra y las opciones tarifarias de media tensión, particularmente la MT4, son determinantes en la viabilidad económica, al mejorar indicadores como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Adicionalmente, los sistemas fotovoltaicos contribuyeron a estabilizar los niveles de tensión en las barras eléctricas de la concesionaria. El análisis concluye que las tarifas reguladas por Osinergmin tienen un impacto significativo en la generación distribuida, evidenciando que una estructura tarifaria favorable no solo fomenta la adopción de tecnologías renovables, sino que promueve también la sostenibilidad energética y ambiental en la región. La investigación resalta la importancia de diseñar políticas tarifarias competitivas que equilibren la rentabilidad de los proyectos y los costos energéticos para los consumidores, contribuyendo al desarrollo de un sistema energético más limpio y eficiente.

Palabras clave: Tarifas eléctricas reguladas, generación distribuida, sistemas fotovoltaicos, viabilidad económica de sistemas fotovoltaicos, energías renovables.

Abstract

The present study analyzed the impact of electricity tariffs established by OSINERGMIN on distributed generation through 500 kW photovoltaic systems in the Mantaro Valley, Junín, addressing as the main issue the influence of these tariffs on the economic and technical feasibility of these projects. The main objective was to determine how energy purchase tariffs at the busbar level and medium-voltage energy sale tariffs affect the profitability and sustainability of photovoltaic systems in the region. The methodology employed was applied research with a quantitative design, including power flow simulations and financial analysis under different tariff scenarios (MT2, MT3, and MT4), using solar irradiation data and official tariffs. Among the most relevant results, it was found that busbar tariffs and medium-voltage tariff options, particularly MT4, are critical to economic feasibility, as they improve indicators such as Net Present Value (NPV) and Internal Rate of Return (IRR). Additionally, photovoltaic systems contributed to stabilizing voltage levels at the utility's busbars. The analysis concluded that the tariffs regulated by OSINERGMIN have a significant impact on distributed generation, showing that a favorable tariff structure not only encourages the adoption of renewable technologies but also promotes energy and environmental sustainability in the region. The research highlights the importance of designing competitive tariff policies that balance project profitability and energy costs for consumers, contributing to the development of a cleaner and more efficient energy system.

Keywords: Regulated electricity tariffs, Distributed generation, Photovoltaic systems, Economic feasibility of photovoltaic systems, Renewable energy.

Introducción

La investigación propuesta se ha centrado en los impactos que tienen las tarifas eléctricas establecidas por Osinergmin en una propuesta de un sistema de generación distribuida de 500 kW, el cual se ha ubicado en los exteriores de las instalaciones de la Central Hidroeléctrica de Ingenio, ya que según la entrevista realizada al gerente técnico de Electrocentro, en mayo de 2024 durante la fase exploratoria de esta investigación, existen planes en la empresa concesionaria para un horizonte cercano de impulsar proyectos relacionados a la generación distribuida con el uso de sistemas fotovoltaicos de 500 kW, los que podrían estar ubicados en emplazamientos que cuenten con un área disponible, como podrían ser la CH Ingenio en el Valle del Mantaro y las instalaciones de la SE Ayacucho por sus altos niveles de irradiación.

De esta manera, se han identificado desafíos y oportunidades relacionadas a este tipo de proyectos, entre los cuales quizás el más importante sea determinar si existe una viabilidad técnica y económica para este tipo de proyectos, lo cual ha hecho que nos centremos en el análisis del impacto de las tarifas eléctricas para una propuesta de una central solar que produciría energía en baja tensión, pero que contaría con una subestación elevadora para su conexión a la red eléctrica de la empresa concesionaria en un nivel de tensión de 33 kV.

Para poder llevar a cabo este estudio se ha realizado una revisión bibliográfica de autores relacionados al tema y se ha hecho un análisis documental con la información suministrada por la empresa concesionaria en aspectos relacionados a la operación del sistema eléctrico de Valle del Mantaro. Así, se recabaron datos de irradiación de bases de información de satélites de PVGIS de la Comisión Europea. Posteriormente, se realizó un modelamiento de una central solar de 500 kW conectada a red en media tensión y se analizaron los flujos de potencia antes y después de sus conexiones al sistema eléctrico de la concesionaria. Con base en los resultados de las simulaciones de operación, se ha hecho un análisis del impacto de diferentes opciones tarifarias para la compra de energía al SEIN y para la venta considerando las opciones tarifarias de media tensión como son la MT2, MT3 y MT4.

Para una mejor comprensión de la investigación, el contenido se ha dividido en capítulos con el siguiente esquema:

Capítulo I: se aborda el planteamiento del problema, se identifican los problemas de investigación, así como los objetivos generales y específicos, y se presentan las hipótesis junto con sus matrices de operacionalización de variables.

Capítulo II: incluye los antecedentes tanto a nivel nacional como internacional, además del marco teórico que abarca los conceptos clave relacionados con el desarrollo de la investigación, incluyendo una lista de términos fundamentales.

Capítulo III: se analizan los aspectos metodológicos vinculados al tipo y nivel de investigación.

Capítulo IV: se presentan los resultados de la investigación, que incluyen las pruebas de hipótesis y la discusión de los resultados en comparación con otros antecedentes.

Finalmente, en la última parte se encuentra la sección de conclusiones y recomendaciones.

Capítulo I: Planteamiento del Problema

1.1. Planteamiento y Formulación del Problema

La generación distribuida de energía, particularmente a través de sistemas fotovoltaicos, se está convirtiendo en una opción cada vez más relevante en el contexto energético global. En Perú, y específicamente en la región del Valle del Mantaro en Huancayo, Junín, esta forma de generación puede ofrecer soluciones sostenibles a las demandas energéticas locales. Sin embargo, el éxito de estos proyectos de generación distribuida depende en gran medida de las tarifas eléctricas establecidas por los organismos reguladores, en este caso Osinergmin.

La región del Valle del Mantaro, con su ubicación en el corazón de los andes peruanos, presenta un entorno único para la implementación de sistemas fotovoltaicos. La irradiación solar en esta área es considerablemente alta, lo que teóricamente favorece la viabilidad de proyectos de generación fotovoltaica (EIA, 2020). No obstante, la viabilidad económica de estos proyectos está intrínsecamente ligada a la estructura tarifaria establecida por Osinergmin, la entidad reguladora del sector eléctrico en Perú.

Las tarifas eléctricas de media tensión, como las que regula Osinergmin, juegan un papel crucial en la determinación de la rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos. Según la literatura, las tarifas eléctricas pueden influir significativamente en la viabilidad financiera de proyectos de energía renovable (International Energy Agency, 2021). En este contexto, es fundamental entender cómo estas tarifas afectan la implementación y operación de sistemas fotovoltaicos en el Valle del Mantaro.

El problema principal que se abordará en esta investigación es cómo las tarifas eléctricas de media tensión establecidas por Osinergmin impactan la generación distribuida mediante sistemas fotovoltaicos en el Valle del Mantaro. La estructura tarifaria influye en los costos de operación y en los ingresos por la venta de energía, afectando directamente la viabilidad económica de estos proyectos.

Las tarifas de media tensión determinan el precio que los generadores distribuidos reciben por la energía que inyectan a la red. Según Makarov y Pritchard (2022), “la estructura tarifaria de la electricidad es un factor determinante en la viabilidad económica de los proyectos de generación distribuida. Tarifas más altas pueden incentivar la inversión en tecnologías renovables, mientras que tarifas bajas pueden desincentivar el desarrollo” (p. 134).

En el caso del Valle del Mantaro, es necesario analizar cómo las tarifas actuales establecidas por Osinergmin influyen en la rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos. Este análisis permitirá identificar si las tarifas son adecuadas para fomentar la inversión en energía solar o si existen barreras económicas que limitan su desarrollo.

La implementación de sistemas fotovoltaicos conlleva tanto costos iniciales como beneficios a largo plazo. Los costos incluyen la instalación de paneles solares, sistemas de almacenamiento y otros componentes técnicos. En contraste, los beneficios están relacionados con la reducción de costos de electricidad y los ingresos por la venta de energía excedente (Lund, 2020). La relación entre estos costos y beneficios está mediada por la estructura tarifaria.

Lund (2020) señala que “la implementación de sistemas fotovoltaicos debe ser evaluada considerando los costos iniciales y los beneficios futuros. Las tarifas eléctricas juegan un papel crucial en esta evaluación, ya que determinan el retorno de la inversión y la viabilidad económica del proyecto” (p. 98). En el Valle del Mantaro, es esencial analizar cómo las tarifas de media tensión afectan estos costos y beneficios.

1.1.1. Problema General

¿Cuál será el impacto de las tarifas eléctricas establecidas por Osinergmin en la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro?

1.1.2. Problemas Específicos

¿Cuál será el impacto de las tarifas en barra por compra de energía establecidas por Osinergmin en la viabilidad económica de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro?

¿Cuál será el impacto de las tarifas en media tensión para venta de energía establecidas por Osinergmin en la viabilidad económica de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro?

¿Cuál será el efecto de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en la mejora de los niveles de tensión de las barras del sistema eléctrico de Valle del Mantaro?

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Analizar el impacto de las tarifas eléctricas establecidas por Osinergmin en la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos en el Valle del Mantaro.

1.2.2. Objetivos Específicos

Determinar el impacto de las tarifas en barra por compra de energía establecidas por Osinergmin en la viabilidad económica de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro.

Determinar el impacto de las tarifas en media tensión para venta de energía establecidas por Osinergmin en la viabilidad económica de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro.

Determinar el efecto de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en la mejora de los niveles de tensión de las barras del sistema eléctrico de Valle del Mantaro.

1.3. Justificación e Importancia

1.3.1. Justificación

1.3.1.1. Justificación Teórica. La generación distribuida con sistemas fotovoltaicos ha emergido como una alternativa viable para diversificar la matriz energética y promover el uso de fuentes de energía renovable en distintas regiones. En el contexto peruano, el Valle del Mantaro presenta un potencial significativo para la implementación de estos sistemas debido a sus condiciones geográficas y climáticas favorables. Sin embargo, el éxito y la viabilidad económica de la generación distribuida están intrínsecamente ligados a las políticas tarifarias establecidas por organismos reguladores, como Osinergmin, que desempeñan un papel crucial en la promoción o inhibición de estas tecnologías.

De acuerdo con Villalobos y Ortega (1) "las tarifas eléctricas y los incentivos económicos son factores determinantes que influyen directamente en la adopción y expansión de la energía solar fotovoltaica a nivel residencial y comercial". Este argumento subraya la importancia de que las tarifas establecidas reflejen un equilibrio entre la sostenibilidad económica para los consumidores y la viabilidad financiera para los inversionistas en energía renovable. Por otro lado, Gómez y Martínez (2) destacan que "una política tarifaria adecuada no solo debe incentivar la inversión en sistemas de generación distribuida, sino también asegurar que los costos de integración al sistema eléctrico sean manejables tanto para los operadores de red como para los usuarios finales". En este sentido, el análisis del impacto de las tarifas eléctricas fijadas por Osinergmin en 2024 es fundamental para entender cómo estas pueden afectar la expansión de la generación distribuida en el Valle del Mantaro, un área con un alto potencial para la implementación de energía solar fotovoltaica.

Además, estudios recientes indican que "la implementación de tarifas que favorezcan la generación distribuida puede generar beneficios económicos a largo plazo, tanto para los consumidores como para el sistema eléctrico en su conjunto, al reducir la dependencia de fuentes de energía no renovable y mitigar los efectos del cambio climático" (3). Este enfoque sugiere que la adecuada estructuración de las tarifas no solo tiene implicaciones económicas, sino también ambientales, lo cual es especialmente relevante en la transición hacia un sistema energético más sostenible.

Por lo mencionado, el análisis del impacto de las tarifas eléctricas de Osinergmin sobre la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos en el Valle del Mantaro es crucial para entender las dinámicas económicas y ambientales que influirán en el desarrollo energético de la región en 2024. Los estudios previos resaltan la necesidad de políticas tarifarias que promuevan la adopción de tecnologías renovables y aseguren su integración efectiva al sistema eléctrico, considerando tanto los beneficios económicos como los desafíos operativos.

1.3.1.2. Justificación Práctica. La investigación sobre el impacto de las tarifas eléctricas establecidas por Osinergmin en la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos en el Valle del Mantaro en 2024 tiene una relevancia práctica considerable. Esta relevancia se manifiesta en la necesidad de tomar decisiones informadas sobre la viabilidad económica y la adopción de sistemas de energía solar en una región con un alto potencial solar.

En primer lugar, el Valle del Mantaro, como región con un significativo recurso solar, presenta una oportunidad única para el desarrollo de la generación distribuida. Sin embargo, el aprovechamiento efectivo de este recurso depende en gran medida de las tarifas eléctricas establecidas por Osinergmin, las cuales influyen directamente la rentabilidad de las inversiones en sistemas fotovoltaicos. Según Hernández y López (4), "el éxito de la generación distribuida en áreas rurales y semiurbanas está fuertemente condicionado por las estructuras tarifarias, que deben reflejar tanto los costos de producción como los incentivos para la inversión en energías renovables".

Además, el impacto de las tarifas no solo afecta a los inversores en sistemas fotovoltaicos, sino también a los consumidores finales, quienes podrían beneficiarse de menores costos energéticos a largo plazo. Estudios han demostrado que "una estructura tarifaria adecuada puede reducir significativamente el costo de la electricidad para los usuarios que implementan generación distribuida, al mismo tiempo que contribuye a la estabilidad del sistema eléctrico" (5). Esto es particularmente relevante en el contexto del Valle del Mantaro, donde la generación distribuida podría aliviar la carga sobre las redes eléctricas existentes y mejorar la resiliencia energética de la región. Por otra parte, la investigación propuesta podría proporcionar datos valiosos para los formuladores de políticas y reguladores. Según García y Torres (6), "la evidencia empírica sobre el impacto de las tarifas en la adopción de tecnologías solares es esencial para diseñar políticas públicas que fomenten la transición energética". En este sentido, los hallazgos de esta investigación podrían informar futuros ajustes tarifarios que promuevan de manera más eficaz la adopción de sistemas fotovoltaicos en el Valle del Mantaro, contribuyendo a los objetivos nacionales de energía renovable y desarrollo sostenible.

Así también, según información del Ministerio de Energía y Minas, el departamento de Junín posee un considerable potencial para el desarrollo de energías renovables, especialmente en las fuentes solar, eólica, biomasa e hidroeléctrica de pequeña escala (menor de 20 MW). A continuación, se presenta un cuadro comparativo que resume las características y el potencial de cada fuente de energía renovable en la región:

Tabla 1

Cuadro comparativo que resume las características y el potencial de cada fuente de energía renovable en la región

Fuente de energía	Potencial en Junín	Características	Consideraciones
Energía solar	Alto	La región cuenta con una alta radiación solar, especialmente en áreas como la provincia de Jauja.	La variabilidad estacional y la necesidad de infraestructura adecuada son factores a considerar.
Energía eólica	Moderado	Existen zonas con vientos favorables, como en la provincia de Tarma.	La intermitencia del recurso y la necesidad de estudios de viabilidad específicos son aspectos a evaluar.
Biomasa	Alto	Disponibilidad de residuos agrícolas y forestales, como los generados por la producción de café y cacao.	La gestión sostenible de los residuos y la infraestructura para su procesamiento son esenciales.
Hidroeléctrica menor de 20 MW	Moderado	Presencia de ríos con caudales adecuados, como el río Chanchamayo.	La evaluación ambiental y social, así como la gestión de recursos hídricos, son factores clave.

Es importante destacar que, aunque Junín presenta un alto potencial en energías renovables, la implementación de proyectos requiere estudios de viabilidad detallados, considerando aspectos técnicos, económicos, ambientales y sociales. Además, la integración de estas fuentes de energía en la matriz energética regional debe contemplar la intermitencia de algunos recursos y la necesidad de infraestructura de transmisión y distribución adecuada.

Justificación Económica

Desde una perspectiva económica, la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos en el Valle del Mantaro podría representar una fuente importante de ingresos para la región, tanto a través de la reducción de los costos energéticos como de la creación de empleos en la instalación y mantenimiento de estos sistemas. La investigación podría identificar las condiciones necesarias para maximizar estos beneficios, guiando así a los inversores y autoridades locales en la planificación y ejecución de proyectos energéticos. Así también, desde el punto de vista de la evaluación de proyectos de energía renovable, la región brindaría mayores alcances sobre los impactos económicos de las tarifas eléctricas en proyectos de esta naturaleza.

1.3.2. Importancia

Con la recopilación, búsqueda y revisión de diversas investigaciones e informaciones de campo, se concreta que, con el estudio del impacto de las tarifas eléctricas en los sistemas

de generación distribuida con sistemas fotovoltaicos, es posible conseguir la viabilidad financiera de los proyectos.

1.4. Delimitación del Proyecto

El presente proyecto de investigación ha sido delimitado de las siguientes formas:

- **Delimitación temporal:** se trabajarán con los datos de los años 2023 y 2024.
- **Delimitación espacial:** el análisis estará focalizado en posibles ubicaciones de sistemas fotovoltaicos dentro del Valle del Mantaro.
- **Delimitación tarifaria:** los sistemas fotovoltaicos analizados considerarán su venta de energía en las tarifas de media tensión (MT2, MT3 y MT4).
- **Delimitación de potencia instalada para el estudio:** se pretende analizar sistemas de mediana potencia en el rango de los 500 KW de potencia instalada, ya que la empresa concesionaria Electrocentro viene realizando estudios para implementar dichas potencias en diversas zonas de su concesión. Además, según la Ley de Concesiones Eléctricas, no hace falta una concesión para la ejecución de proyectos que no superen los 500 kW de potencia instalada.

1.5. Hipótesis y Descripción de Variables

1.5.1. Hipótesis General

Las tarifas eléctricas establecidas por Osinergmin tendrán un impacto en la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro.

1.5.2. Hipótesis Específicas

La variación de tarifas en barra por compra de energía establecidas por Osinergmin tendrá un impacto en la viabilidad económica de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro.

La variación de las Tarifas en Media Tensión para venta de energía establecida por Osinergmin tendrá un impacto en la viabilidad económica de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro.

La generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW tendrá un efecto en la mejora de los niveles de tensión de las barras del sistema eléctrico de Valle del Mantaro.

1.5.3. Operacionalización de Variables

Variable independiente: Tarifas eléctricas establecidas por Osinergmin.

Variable dependiente: Generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 Kw.

Tabla 2*Operacionalización de variable independiente: Tarifas eléctricas establecidas por Osinergmin*

Variable	Definición conceptual	Definición operacional	Dimensiones	Indicador	Unidad	Tipo
Tarifas eléctricas establecidas por Osinergmin	Las tarifas eléctricas se definen como el conjunto de precios que los usuarios pagan por el servicio de electricidad, reflejando los costos de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía, ajustados bajo un marco regulatorio que busca la eficiencia económica y el acceso justo al servicio (7).	Definidas por el costo monetario establecido por Osinergmin que los usuarios deben pagar por el consumo de energía eléctrica, desglosado en Tarifas en Barra por compra de energía y en Tarifas de Media Tensión para venta de energía. Las tarifas varían según los pliegos tarifarios mensuales establecidos por Osinergmin.	Tarifas en Barra por compra de energía	Precio de la potencia en Barra de Huayucachi	S./kW-mes	Cuantitativa
				Precio promedio de energía Barra de Huayucachi	cS./kWh	Cuantitativa
			Tarifas en Media Tensión para venta de energía (MT2, MT3 y MT4)	Cargo por energía activa en hora fuera de punta	ctm. S./kW.h	Cuantitativa
				Cargo por potencia activa en hora fuera de punta	S./kW-mes	Cuantitativa

Nota. Elaboración propia.

Tabla 3*Operacionalización de la variable dependiente: Generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW*

Variable	Definición conceptual	Definición operacional	Dimensiones	Indicador	Unidad
Generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW	La generación distribuida es el modelo de producción de energía en instalaciones de pequeña escala cercanas al punto de consumo, lo cual permite reducir la dependencia de la red central y facilitar la integración de fuentes renovables como la energía fotovoltaica (8).	Operacionalmente, se define a la variable en función de los beneficios netos obtenidos por energía generada, los costos de inversión y la viabilidad económica que se obtiene para sistemas de generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW.	Viabilidad económica	VAN	soles
				TIR	%
				ROE	%
				PayBack	años
			Beneficios netos por energía generada	Flujo de caja	soles
				Beneficios netos	soles
			Tensiones en Barra	Voltages en p.u.	V

Capítulo II: Marco Teórico

2.1. Antecedentes del Problema

2.1.1. Antecedentes Nacionales

Aponte (9), en su tesis titulada *Diseño de una microrred fotovoltaica/diésel con respaldo de batería de Li-Ion para mejorar el servicio eléctrico en la ciudad de San Antonio del Estrecho, Loreto, Perú*, presentó una investigación básica aplicada de diseño no experimental, al observar los fenómenos en su contexto sin manipular variables; aplicada, al centrarse en soluciones prácticas para el problema energético de la región; y descriptiva, al detallar las características de los equipos y variables analizadas. Su objetivo fue diseñar una microrred fotovoltaica/diésel con respaldo de batería de Li-Ion, para lo cual se emplearon los métodos analítico y deductivo junto con herramientas como AutoCAD 2016, SAM y Excel 2016. Se seleccionaron 988 módulos fotovoltaicos JINKO de 400 W, un sistema de almacenamiento QINOUS Standard LI-ION de 250 kWh con 400 kW de salida bidireccional, cuatro inversores SMA Sunny Highpower Peak 1 de 75 kW, y equipos de control DEIF (modelos AGC-200, ASC-4 Solar y ASC-4 Battery). La simulación en SAM estimó una generación fotovoltaica de 502,751 kWh en el primer año y 13,493,343 kWh en 30 años, mientras que el análisis económico mostró un VAN de \$8,755.01 y una TIR de 10.20 %, confirmando la viabilidad técnica y económica del sistema.

Cueva (10) describe la implementación de un sistema fotovoltaico y grupos electrógenos para garantizar el suministro de energía en el nodo Site Lor0128 de la empresa Viettel Perú S.A.C., ubicado en Loreto. El autor calculó la potencia total de consumo eléctrico, dimensionó los componentes necesarios para el sistema fotovoltaico y los generadores, y determinó los indicadores de operatividad tras la implementación, demostrando su óptimo funcionamiento. Se instalaron dos generadores estacionarios de 50 kVA y 120 paneles solares, considerando una potencia de consumo de 40.85 kVA, aunque se seleccionaron generadores de 50 kVA por su disponibilidad y adecuación. Además, se calculó la energía necesaria para alimentar cada sistema DC, obteniendo valores entre 20,914.29 y 24,857.14 Wh/día, con una energía proporcionada por los paneles de hasta 31 kWh. Los indicadores operativos obtenidos mediante el *software* Netnuman confirmaron un consumo máximo de 30 kWh, el uso de los generadores solo en emergencias y una capacidad de las baterías inferior a 500 Ah por sistema DC, validando que los cálculos y la selección de componentes fueron correctos y adecuados para el sistema implementado.

Ortiz (11), en su informe titulado *Diseño e Implementación de Generación de Energía a Través de un Sistema Fotovoltaico y Grupo Electrónico de Combustión Diésel para una Antena de Telecomunicaciones - Loreto 2020*, se enfoca en el desarrollo de la implementación de infraestructura de telecomunicaciones, con el fin de garantizar la transmisión de

comunicaciones a grandes distancias. El proyecto tuvo dos objetivos, diseñar e implementar un sistema fotovoltaico y grupo electrógeno de combustión diésel para garantizar la energización de los equipos a falta de energía eléctrica. Este sistema híbrido fue dimensionado de acuerdo a la carga consumida por la estación de telecomunicaciones, y la fuente de energía principal es el sistema fotovoltaico que aprovecha el recurso natural como es la radiación solar [...] Se llegó a las siguientes conclusiones: la deficiencia o falta de energía eléctrica no es obstáculo para continuar con la implementación de nueva infraestructura de telecomunicaciones a nivel nacional, la tecnología avanza de forma acelerada y esto permite tener equipos más eficientes y con poco consumo eléctrico; es por ello que se optó por implementar un sistema híbrido fotovoltaico con grupo electrógeno. Con la implementación del sistema fotovoltaico para generar energía eléctrica, se puede concluir que es una fuente confiable cuando se realiza una buena elección y dimensionamiento. Además, es una fuente de energía renovable sin costo que permite a la empresa ahorrar gastos operacionales a largo plazo. Así, se optó por instalar 36 paneles solares de litio y se conectó en serie en grupos de tres, lo que dio como resultado la potencia deseada según diseño. Con la implementación del grupo electrógeno como respaldo secundario se puede concluir que, con una elección adecuada, la vida útil del grupo electrógeno puede aumentar funcionando por menos hora a largo plazo, lo que genera un ahorro en gastos de mantenimiento y reparación. De esta manera, se optó por instalar un grupo electrógeno a petróleo de la marca Lister Petter de 15KVA.

Mundaca (12) realizó una tesis, de carácter básico-aplicado con enfoque analítico y descriptivo, que propone el diseño de un sistema híbrido de generación eléctrica para compensar el consumo energético en la localidad de Campo Redondo, Amazonas. El autor determinó el consumo eléctrico de las viviendas, evaluó los recursos solar y biomásico disponibles en la zona cafetalera, y seleccionó los componentes necesarios para realizar una evaluación económica del sistema híbrido fotovoltaico-biomasa. Se concluyó que los residuos de café locales, estimados en 112 kg diarios, permiten una producción continua de 2.6 m³ de biogás, lo cual es adecuado para alimentar generadores eléctricos de metano al 60 %, empleando tres generadores de 3.5 kW para generar 10.5 kW. El biodigestor seleccionado es del tipo hindú, fabricado con polietileno tubular, con dimensiones específicas para su zanja de instalación, mientras que el sistema fotovoltaico incluye 12 paneles de 340 W, un regulador de 40 A, dos inversores de 4 kW y 10 baterías C150. Ambos sistemas se conectarán mediante barras colectoras de 83.25 A. La implementación requiere una inversión de S/ 60,855, con un costo de generación de S/ 0.21 por kWh. Los indicadores económicos, con un VAN de S/ 11,684.41 y una TIR del 15 %, confirman la rentabilidad y viabilidad del sistema propuesto.

Pajares (13), en una investigación de tipo cuasi experimental y analítica, recopila conocimientos existentes sobre paneles fotovoltaicos y aerogeneradores para diseñar un sistema híbrido de generación eléctrica de 2 kW en el Centro Poblado Laguna Huanama, en el distrito de Salas. El autor evaluó la demanda eléctrica del lugar y dimensionó un sistema híbrido (eólico-fotovoltaico) para cubrirla, distribuyendo el suministro en un 60 % de energía eólica y 40 % de energía solar. El sistema abastecerá a 16 viviendas y contará con un aerogenerador Zonhan ZH de 2500 W con regulador AERO de 2000 W, 6 paneles fotovoltaicos Victron Energy de 140 Wp conectados en paralelo con controlador Schneider Electric, 10 baterías Victron Energy de 130 Ah conectadas en pares en serie y luego en paralelo, y un inversor de 2000 W para convertir la tensión continua en alterna. La evaluación económica, basada en los indicadores VAN y TIR, determinó la viabilidad del proyecto al arrojar un Valor Actual Neto (VAN) de S/ 3,401.92 y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 10 %, confirmando que el sistema es rentable y factible.

Quispe (14) presenta el diseño de un sistema híbrido para autoabastecer de energía eléctrica a la granja experimental agropecuaria de Yauris, mediante una investigación no experimental de corte longitudinal, en la que se analizaron lecturas de consumo eléctrico en distintos periodos sin alterar las variables. Utilizando el software Excel para tabular y cuantificar datos, se determinaron las fuentes renovables óptimas, basándose en el consumo histórico de la granja y proyectando su demanda futura. El estudio concluyó que el promedio mensual de consumo es de 25,64 kW, con máximos de 27,458 kWh en los últimos siete años y un pico de 296,05 kW en 2016. En la región de El Tambo, Huancayo, se identificaron fuentes renovables como hidráulica, geotérmica, biomasa, eólica y solar, siendo estas dos últimas las de mayor potencial, con velocidades de viento constantes de 21 km/h y una radiación solar promedio de 0,62 kW/m². El sistema óptimo propuesto es un híbrido eólico-fotovoltaico, capaz de cubrir el 100 % de la demanda: 10 kW de energía eólica (37 %) y 16,74 kW de energía solar (63 %). La inversión total es de S/ 82,253.69, con un periodo de vida útil de 20 años, un Valor Actual Neto (VAN) positivo de S/ 18,859.12, una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 16 % y un periodo de recuperación de 6 años, demostrando ser un proyecto rentable y viable frente a la generación eléctrica convencional, con un costo-beneficio de 1,14.

D'Angles (15) analiza los factores que afectan el diseño de una planta fotovoltaica de 40 MW en el Valle del Mantaro, empleando una metodología básica aplicada de tipo descriptivo-cuasiexperimental. A través de simulaciones con *software* especializado y el análisis de datos climáticos como radiación solar, temperatura, nubosidad y precipitación, se evaluó el comportamiento de la planta. Se concluyó que estos factores influyen significativamente en la producción energética, destacando la radiación solar (83.78 %), la temperatura (87.58 %), la nubosidad (94.22 %) y la precipitación (5.00 %). Asimismo, el tipo

de panel monocristalino mejora la producción en un 11.51 % respecto al policristalino, y el uso de estructuras con seguidor de un eje incrementa la generación en un 16.08 % frente a estructuras fijas. Entre las cuatro alternativas analizadas, la opción más viable resultó ser una planta de 40 MW con paneles monocristalinos y estructuras con seguidor, con una inversión de 41,200,804.32 USD, una tasa de descuento del 10 % y una vida útil de 25 años. Esta alternativa presentó un VAN de 36,562,157.84 USD, una TIR del 19.18 %, un periodo de recuperación de 7.88 años y un ROE del 62 %. Los ingresos considerados incluyen la venta de energía, el valor residual de la planta al año 25 y la negociación de bonos de carbono en mercados internacionales. Aunque el marco normativo nacional permite ingresos adicionales por primas de subastas de energía, estos no se incluyeron en la evaluación financiera debido a la falta de convocatorias recientes desde 2014.

Ramos (6), en su tesis de enfoque descriptivo y explicativo con un diseño de investigación cuasiexperimental, analiza la implementación de un sistema fotovoltaico para abastecer de energía eléctrica al Pabellón L de la Universidad Continental en Huancayo en 2018. Utilizando el método deductivo, que parte de teorías y conceptos para validar resultados, se aplicó la prueba T para muestras emparejadas con un nivel de significancia del 5 %. Se concluyó que la implementación del sistema fotovoltaico reduce significativamente los costos de consumo de energía eléctrica convencional, respaldado por una probabilidad inferior al 5 %. La zona de estudio presenta una irradiación promedio de 6.20 kWh/m²-día en los últimos cinco años, suficiente para satisfacer la demanda del proyecto, a pesar de una irradiación mínima de 3.5 kWh/m². El sistema propuesto incluye 12 paneles policristalinos de 260 W, con una potencia nominal de 3.12 kW, generando un promedio de 580.15 kWh/mes. La viabilidad económica está garantizada, con un VANE de S/6,193.75, una TIRE del 12.72 % y un beneficio-costo de 1.23, superando el WACC del 9.5 %. Asimismo, la viabilidad financiera se confirmó con un VANF de S/2,593.67, una TIRF del 14.04 %, superior al costo de capital del accionista (12 %), y un beneficio-costo de 1.19. El proyecto asegura una reducción significativa del costo por consumo de energía eléctrica del alumbrado del pabellón, logrando ahorros del 42.25 % y 50.87 % con y sin financiamiento, respectivamente, y demostrando ser económica y financieramente viable (6).

2.1.2. Antecedentes Internacionales

Villablanca (7) realiza una investigación que se centra en el estudio y simulación de un sistema híbrido solar-diésel diseñado para alimentar una carga aislada. El autor analiza el funcionamiento de los componentes clave de este sistema, describiendo las características necesarias para garantizar un suministro continuo y eficiente de energía eléctrica adaptado a un perfil de consumo específico. A través de simulaciones, se modela el comportamiento del sistema, logrando una aproximación más precisa a su desempeño real. Se concluye que los

sistemas híbridos son una solución viable para satisfacer la demanda energética en áreas de difícil acceso, destacando su confiabilidad y autonomía. Además, los equipos actuales incluyen dispositivos de control y adquisición de datos que permiten gestionar el sistema de manera autónoma o remota. Para dimensionar estos sistemas, se identifican tres factores clave: el comportamiento de la carga, las condiciones climáticas (radiación solar y temperatura), y las especificaciones técnicas de los equipos. La energía generada por el sistema fotovoltaico, junto con el almacenamiento y descarga en las baterías, debe estar sincronizada para proteger tanto las baterías como el generador diésel, que debe operar cerca de su capacidad nominal para evitar sobrecargas. Se recomienda que el sistema fotovoltaico y las baterías cubran la demanda en periodos de bajo consumo, mientras que el generador diésel se debe utilizar en las horas de mayor demanda, asegurando su operación dentro de parámetros óptimos y prolongando su vida útil, además de reducir significativamente el consumo del combustible (7).

Acevedo (8) desarrolla una investigación aplicada para diseñar un sistema híbrido solar-diésel como alternativa de suministro eléctrico para el municipio de Miraflores, en Guaviare. El estudio evalúa los recursos energéticos disponibles en la zona, identificando su potencial para integrar energía solar con opciones de generación complementarias viables. Con base en esta valoración y en la demanda energética proyectada, se diseña un modelo que asegura autonomía ante condiciones meteorológicas adversas y compatibilidad con el sistema diésel existente, proponiendo un aumento en las horas de servicio y una reducción de emisiones contaminantes. Entre las conclusiones, se destaca que la implementación del sistema permitiría ahorrar \$15.693 millones en combustible durante 20 años, al reducir 12 horas diarias de consumo diésel. Sin embargo, el retorno de la inversión se alcanzaría solo a partir del año 18, lo que implica considerar la necesidad de reinversión para reemplazar equipos que habrán cumplido su vida útil. Además, se estima una reducción de 316.605 kg de CO₂, incentivando la adopción de tecnologías limpias y alineando el proyecto con las prioridades ambientales del municipio que, al ser una reserva natural, debe priorizar iniciativas que mitiguen su impacto ecológico (8).

Cuñas (9) presenta una investigación aplicada en la que rediseña el sistema de generación fotovoltaica para una comunidad aislada en el Golfo de Guayaquil, específicamente en la isla Bellavista, utilizando el *software* HomerPro y evaluando diferentes criterios técnicos, económicos y ambientales. La comunidad ya cuenta con sistemas fotovoltaicos parciales, pero estos requieren repotenciación. Tras realizar simulaciones y cálculos, se concluyó que el nuevo sistema de energización será híbrido, combinando energía solar fotovoltaica y un generador diésel. El sistema propuesto garantizará el suministro de energía las 24 horas del día, cubriendo la demanda energética de toda la isla. El generador diésel consumirá 7,55 litros diarios, operando 677 horas al año y generando 7836 kWh/año, mientras que el sistema fotovoltaico

producirá 148.165 kWh/año de un total de 156.001 kWh/año. Para el rediseño se utilizarán 32 paneles fotovoltaicos, 44 baterías solares, un inversor y un generador eléctrico Caterpillar de 45 kVA, garantizando una autonomía mínima de 3 días y un margen de incremento de carga del 20 %. Sin embargo, el sistema híbrido generará emisiones de 7218 kg de CO₂ y 45,5 kg de monóxido de carbono al año, aunque se considera una tasa baja de emisiones para la cantidad de energía producida (9).

Acosta (10) realizó una tesis que diseñó y simuló un sistema híbrido de generación y almacenamiento de energía para abastecer a una comunidad aislada en Ecuador. El autor utilizó un modelo matemático, el perfil de consumo de potencia y datos meteorológicos reales, realizando simulaciones con Matlab/Simulink para aproximarse al comportamiento real del sistema. Se concluyó que, al comparar con un sistema que solo utiliza un generador diésel, la incorporación del sistema híbrido bajo el control de un Sistema de Gestión de Energía (EMS) reduce significativamente la energía desperdiciada, alcanzando una eficiencia de 87.84 % con control heurístico y 94.27 % con control basado en lógica difusa (FLC). Esta mejora en la eficiencia permite reducir la potencia máxima requerida por el generador diésel, pasando de 6.96 kW en el primer caso a 5 kW y 4.12 kW con las estrategias heurística y FLC, respectivamente. Esto también reduce la capacidad de generación del generador, lo que implica un ahorro en espacio y costos al utilizar equipos más pequeños, aunque el consumo de combustible y las emisiones de CO₂ aumentan debido a las características del motor diésel. En cuanto al estado de carga (SOC) de la batería, ambas estrategias de control mantienen los niveles dentro de límites seguros, pero la estrategia FLC ofrece resultados más estables gracias a su control en lazo cerrado, mientras que el control heurístico presenta fluctuaciones en los valores del SOC debido a los procesos de carga y descarga (10).

Undurraga (11) implementó y evaluó un sistema híbrido solar-diésel, desarrollando un algoritmo en MATLAB para simular un Sistema de Gestión de Energía (EMS) y determinar el número de módulos e inversores fotovoltaicos a instalar. Además, se evaluó la integración del sistema fotovoltaico con el generador diésel existente. Se realizó un análisis económico y ambiental, y se elaboró la planificación del proyecto, incluyendo los costos de operación y mantenimiento, monitoreo de datos, hibridación del sistema diésel y puesta en marcha de la instalación. Se concluyó que la implementación de un sistema fotovoltaico influye en la operación de los generadores diésel, ya que estos son más eficientes en términos de consumo de combustible cuando operan al 80 % de su capacidad, pero en un sistema híbrido la carga sobre los generadores se reduce. Esto también mejora la vida útil del generador, ya que disminuyen las horas de funcionamiento. Además, se reduce el consumo de combustible y las emisiones de CO₂ gracias a la hibridación del sistema. El atractivo económico del sistema fotovoltaico-diesel depende del precio del combustible, la disponibilidad de recurso solar y el

perfil de carga. Si la irradiancia solar es suficiente, el sistema híbrido puede competir con un sistema diésel aislado (11).

Armenta (12) llevó a cabo el diseño y evaluación de un sistema híbrido de generación de energía para una planta de tratamiento de agua que se encuentra aislada de la red nacional. El autor comenzó con un estudio detallado de las cargas de la planta, así como con una revisión de los equipos de generación de energía que ya estaban en operación. Posteriormente, se realizó un análisis de los recursos eólicos y solares en la ubicación seleccionada, en Agua Azul, cerca de Yopal. Tras revisar los datos sobre la disponibilidad de ambos recursos, se determinó que, debido a las bajas velocidades del viento durante todo el año, la mejor opción para abastecer de energía a la planta era un sistema solar fotovoltaico. Para llevar a cabo un análisis más detallado de los resultados, se utilizó el software HOMER PRO que permitió realizar el dimensionamiento y optimización del sistema híbrido. El análisis arrojó que existían varias combinaciones posibles entre los generadores eólicos y solares, los paneles solares y el banco de baterías, y se concluyó que la combinación óptima desde el punto de vista económico era la que incluía paneles solares fotovoltaicos, un banco de baterías y generadores diésel. En particular, se seleccionó un sistema con una capacidad instalada de 1,326 kW en paneles solares, un banco de 240 baterías y dos generadores diésel, los cuales se mantienen como respaldo en caso de contingencias. Estos tres resultan adecuados para satisfacer la demanda energética de la planta de tratamiento de agua. Al comparar el sistema propuesto con el sistema actual, se observa una clara reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero, así como una disminución en el consumo de combustible y en los costos operativos. Todo esto lleva a que la inversión inicial requerida para implementar el proyecto se recupere en un plazo de 5.5 años, lo que hace que el proyecto sea financieramente viable y una opción más sostenible desde el punto de vista ambiental (12).

Calvo (13) presenta el diseño de un sistema híbrido de gran tamaño, que combina energía fotovoltaica y diésel, para abastecer la Isla Isabela, en el archipiélago de las Galápagos, Ecuador. El autor llevó a cabo el dimensionamiento y análisis de viabilidad técnico-económica de un sistema híbrido fotovoltaico con almacenamiento de energía en baterías, integrado con la instalación diésel existente en la isla. Para evaluar la viabilidad técnica y económica, se analizaron dos casos de estudio: el Caso 1, que representa la instalación solo con diésel (el sistema actual), y el Caso 2, que incorpora la fotovoltaica, el almacenamiento y el diésel. Utilizando los datos de consumo y las instalaciones actuales en la Isla Isabela, y con el apoyo de los programas de simulación PVsyst y HOMER Energy, se realizaron los cálculos necesarios para ambos casos. Los resultados muestran que el sistema híbrido no solo es capaz de satisfacer la demanda energética de la isla, sino que también ofrece ventajas adicionales, como la reducción de las horas de operación de los generadores diésel en un rango de entre el 30 % y el

60 %, mejorando la estabilidad de la red. En términos de costes, el análisis indica que el coste de la energía (COE) en el Caso 1 es de 0,678 \$/kWh, mientras que en el Caso 2, con la hibridación, el coste se reduce a 0,430 \$/kWh, lo que representa una disminución del 36,5 % en el coste de generación del kWh. Esta reducción también contribuye a una mayor independencia del mercado de diésel, el cual es vulnerable a fluctuaciones de precios por factores económicos o geopolíticos, evitando así sobrecostos imprevistos. Además, la hibridación del sistema permite una reducción significativa en las emisiones de CO₂, pasando de 3.567.320 kgCO₂/año en el Caso 1 a 1.986.207 kgCO₂/año en el Caso 2, lo que refuerza la viabilidad ambiental de la solución propuesta (13).

Descalzo (14) analiza el funcionamiento de un sistema híbrido compuesto por un generador diésel y paneles fotovoltaicos, enfocándose especialmente en el dispositivo encargado de gestionar la inyección de energía de ambos sistemas, con el objetivo de minimizar costes y maximizar el aprovechamiento de la energía solar para reducir las emisiones de gases contaminantes. Este dispositivo se denomina Gestor Energético. El autor lleva a cabo un análisis técnico del gestor energético y estudia las diferentes situaciones y problemas que surgen en un sistema híbrido compuesto por tres generadores. A continuación, se realiza una simulación en el *software* HOMER del sistema de generación de energía para una vivienda unifamiliar, comparando los resultados obtenidos en términos energéticos y económicos entre un sistema diésel y uno híbrido. Los resultados obtenidos llevan a las siguientes conclusiones: en un año, el sistema diésel consume 9844 litros de combustible, mientras que el sistema híbrido diésel-fotovoltaico consume solo 6625 litros, lo que representa un ahorro de 3219 litros, es decir, más de un 30 %. Este ahorro es significativo, ya que los costes de combustible constituyen una parte importante del gasto total del sistema. En 25 años, el ahorro en combustible alcanzaría los 80,475 litros. Además, el sistema híbrido genera menos emisiones contaminantes, lo cual no solo reduce la contaminación, sino que también disminuye el riesgo de sanciones económicas por emisión de CO₂, ya que muchos países imponen multas por las toneladas de dióxido de carbono liberadas al medio ambiente. En cuanto a la eficiencia energética, ambos sistemas son capaces de satisfacer la demanda anual de 24,749 kWh, aunque en el sistema diésel toda la energía proviene del generador, mientras que, en el sistema híbrido, el 58 % de la energía se genera a partir de los paneles fotovoltaicos y el 42 % restante es suministrado por el generador diésel. Sin embargo, no toda la energía generada por los paneles fotovoltaicos es aprovechada debido a la falta de un sistema de almacenamiento, lo que provoca la pérdida de parte de la energía cuando la generación supera la demanda. En términos reales, el sistema fotovoltaico cubre aproximadamente el 36.75% de la demanda de energía de la vivienda, mientras que el resto lo cubre el generador diésel. El único inconveniente del sistema híbrido es la alta inversión inicial en comparación con el sistema diésel, pero al analizar los flujos de

caja, se observa que la inversión se recupera rápidamente. Considerando que el proyecto tiene una vida útil de 25 años, con ahorros significativos a partir del tercer año, se concluye que la instalación de un sistema híbrido es la opción más beneficiosa en términos económicos, medioambientales y energéticos. Además, cuanto mayor sea el precio del combustible, mayor será el ahorro logrado, lo que refuerza la viabilidad económica del sistema híbrido diésel-fotovoltaico frente al sistema diésel convencional (14).

2.2. Bases Teóricas

2.2.1. Generación Distribuida

La generación distribuida se refiere a la producción de energía eléctrica a pequeña escala, cerca del punto de consumo, en lugar de grandes plantas de generación. Este enfoque permite que las instalaciones, como los sistemas fotovoltaicos, generen energía renovable localmente, reduciendo la dependencia de fuentes de energía convencionales y contribuyendo a la sostenibilidad ambiental (1).

2.2.2. Importancia de la Generación Distribuida

- **Sostenibilidad y energías renovables:** la generación distribuida, especialmente mediante sistemas fotovoltaicos, promueve el uso de energías renovables y reduce la huella de carbono. "La implementación de sistemas de generación distribuida es fundamental para alcanzar los objetivos de sostenibilidad y mitigación del cambio climático" (2).
- **Reducción de pérdidas técnicas:** al generar energía cerca del punto de consumo, se minimizan las pérdidas técnicas asociadas al transporte de electricidad. "La generación distribuida puede reducir hasta un 20 % las pérdidas en las redes eléctricas" (3).
- **Empoderamiento del consumidor:** la generación distribuida permite a los consumidores convertirse en "prosumidores", es decir, productores y consumidores de energía. Esto fomenta una mayor participación en el mercado energético y puede ofrecer ahorros significativos (4).
- **Estabilidad de la red:** la integración de sistemas fotovoltaicos en la generación distribuida puede contribuir a la estabilidad de la red, proporcionando energía de manera flexible y localizada. "Los sistemas de generación distribuida ayudan a diversificar la matriz energética y aumentar la resiliencia del sistema" (5).

La generación distribuida, a través de sistemas fotovoltaicos, representa una oportunidad significativa para transformar el sector energético en el Valle del Mantaro y en Perú en general. Su implementación puede mejorar la sostenibilidad, la eficiencia y la participación del consumidor en el mercado energético (1).

2.2.3. Tarifas Eléctricas Reguladas por Osinergmin

Osinergmin, como ente regulador, establece tarifas eléctricas que buscan equilibrar los intereses de los consumidores y la sostenibilidad del sistema eléctrico. Estas tarifas son fundamentales para garantizar la viabilidad económica de la generación eléctrica y la inversión en energías renovables.

- Regulación de tarifas: las tarifas eléctricas reguladas se determinan mediante un marco normativo que considera costos de operación, inversión y calidad del servicio. "La regulación de tarifas es esencial para asegurar la transparencia y estabilidad en el mercado eléctrico".
- Impacto en la generación distribuida: las tarifas establecidas por Osinergmin influyen directamente en la rentabilidad de proyectos de generación distribuida. "Tarifas competitivas pueden incentivar la adopción de tecnologías renovables, como la energía solar".
- Estrategias de fomento: Osinergmin también implementa políticas para fomentar el uso de energías renovables, como tarifas diferenciadas para sistemas fotovoltaicos. "Las tarifas preferenciales son una herramienta clave para estimular inversiones en generación distribuida".
- Equidad y accesibilidad: Las tarifas deben ser justas y accesibles para todos los usuarios, promoviendo la inclusión social. "La equidad en las tarifas es crucial para garantizar que los beneficios de la energía renovable lleguen a todos los sectores de la población" (9).

2.2.4. Tarifas Eléctricas en Barra

Las tarifas eléctricas en barra hacen referencia al precio de la energía eléctrica que se comercializa en un punto específico del sistema de transmisión o distribución, conocido como "barra", antes de ser distribuida a los usuarios finales. Estas tarifas son relevantes para grandes consumidores de electricidad que compran directamente en el mercado mayorista.

Características

- Localización: las tarifas en barra dependen de la ubicación geográfica del punto de conexión a la red eléctrica.
- Criterios de fijación: se basan en el costo de generación, el costo de transmisión y factores como la congestión en las líneas eléctricas.
- Aplicación: dirigidas principalmente a usuarios industriales y grandes consumidores que cuentan con acceso directo a los sistemas de transmisión.

Factores que afectan las tarifas en barra:

- Oferta y demanda de energía: cambios en la oferta de energía (por ejemplo, por fluctuaciones en la generación) y la demanda del mercado afectan los precios.

- Infraestructura de transmisión: la capacidad de la red y las inversiones en infraestructura pueden generar variaciones en las tarifas.
- Políticas regulatorias: las decisiones regulatorias sobre el mercado mayorista influyen en la determinación de tarifas.

2.2.5. Tarifas Eléctricas de Distribución

Las tarifas de distribución son las que cubren los costos relacionados con el transporte de la electricidad desde las subestaciones hasta los consumidores finales. Incluyen los costos de mantenimiento de la red de distribución, pérdidas de energía y servicios complementarios.

Estructura de las Tarifas de Distribución

- Costo fijo: incluye los costos de infraestructura, como postes, cables y transformadores, necesarios para la entrega de electricidad.
- Costo variable: depende del consumo de energía del usuario, es decir, la cantidad de electricidad que se transporta.
- Pérdidas técnicas: se consideran las pérdidas de energía inherentes al transporte eléctrico que afectan directamente la tarifa final.

Regulación

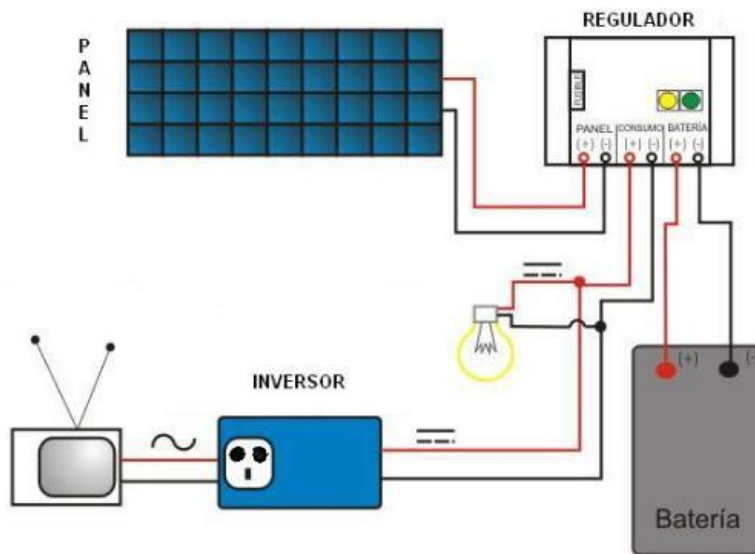
Las tarifas de distribución están reguladas por autoridades nacionales o regionales para asegurar que los precios sean justos y reflejen los costos reales de distribución, garantizando al mismo tiempo un suministro confiable y accesible.

2.2.6. Sistema Híbrido Solar – Fotovoltaico

El sistema fotovoltaico (PV) convierte directamente la radiación solar en electricidad (28). El diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico general se muestra a continuación:

Figura 1

Sistema Fotovoltaico General



Consta de los siguientes bloques de construcción:

1. El campo fotovoltaico: su función es la conversión de la radiación solar en electricidad. Está la unidad principal del sistema.

2. Acumulador de batería: para estar disponible en ausencia de la radiación solar, la energía producida por la matriz debe almacenarse parcialmente, normalmente utilizando baterías.

Entonces, la segunda unidad principal es el almacenamiento de la batería.

3. Circuitos de acondicionamiento de potencia: de acuerdo con la naturaleza de la carga, la energía eléctrica debe acondicionarse mediante convertidores DC/DC y DC/AC inversores.

La matriz fotovoltaica está compuesta por módulos solares. Cada módulo contiene una matriz de células solares conectadas en serie y paralelo para satisfacer las propiedades terminales del generador completo. En consecuencia, la célula solar es el elemento básico en el generador fotovoltaico. Este elemento es el convertidor básico de la radiación solar en electricidad.

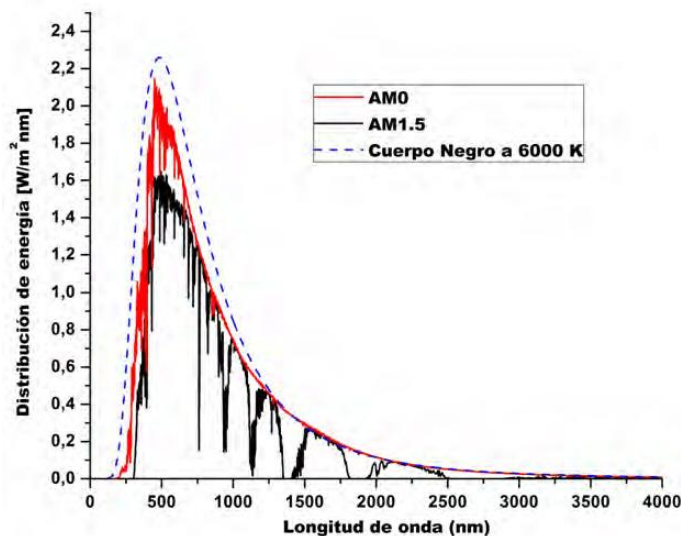
2.2.7. La Radiación Solar

Uno debe ser capaz de describir la radiación solar, ya que es la fuente de alimentación de entrada a generadores fotovoltaicos. El sol emite radiaciones electromagnéticas como un cuerpo negro que tiene una temperatura de la superficie de alrededor de 6000 K. Esto se debe a que la reacción nuclear se desarrolla en él, donde el sol está convirtiendo hidrógeno en helio (28). El radio del sol asciende a 1,39 10⁹ m. La potencia de radiación total recibida del sol en una unidad de área perpendicular a los rayos del sol a la distancia media de la tierra al sol,

denominada unidad astronómica, se llama la constante solar (SC), donde una unidad astronómica $\frac{1}{4}$ 1AU $\frac{1}{4}$ 1.496 1011 m (29). La intensidad de la radiación solar a otras distancias se expresa en términos de SC con $SC \frac{1}{4}$ 1.353 kW/m² (2). Como una radiación de cuerpo negro, la radiación solar cubre un amplio espectro de longitudes de onda desde el ultravioleta profundo hasta infrarrojo lejano. La distribución espectral de potencia de la luz solar (30) se muestra en la siguiente figura.

Figura 2

Distribución espectral de la radiación solar. Se muestran los casos AM0 y AM1.5 junto con la distribución correspondiente a un cuerpo negro a 6000 K



La intensidad de la energía solar sin el efecto de la atmósfera o la superficie del suelo se denomina masa de aire cero, donde un AM0 $\frac{1}{4}$ 1 SC $\frac{1}{4}$ 135,3 mW/cm².

La intensidad de la energía solar después de cruzar una masa de aire perpendicular a la tierra se llama masa de aire 1, AM1. Representa el área bajo la curva de irradiación espectral y asciende a 92,5 mW/cm².

Si es el ángulo de incidencia con la normal a la tierra superficie, entonces el camino óptico en unidades de masa de aire será mayor. La masa de aire AM $\frac{1}{4}$ 1/(cos q) (4).

2.2.8. Energía Solar Fotovoltaica

Es la energía que emplea parte del espectro electromagnético de la radiación solar, que forma la luz visible para obtener electricidad mediante la práctica del efecto fotovoltaico, el que se transforma en fotones incidentes en un componente semiconductor en electrones. La secuencia es ejecutada por los paneles solares fotovoltaicos (32).

2.2.9. Energía Solar Térmica

Utiliza los fundamentos de transferencia de calor y del efecto del cuerpo negro y utiliza las partes infrarroja y ultravioleta del espectro electromagnético de la radiación solar,

generando agua caliente a moderada o elevada temperatura. Se emplea frecuentemente en termas solares, calefacción y obtención de energía termoeléctrica de elevada temperatura (31).

2.2.10. Sistemas Fotovoltaicos

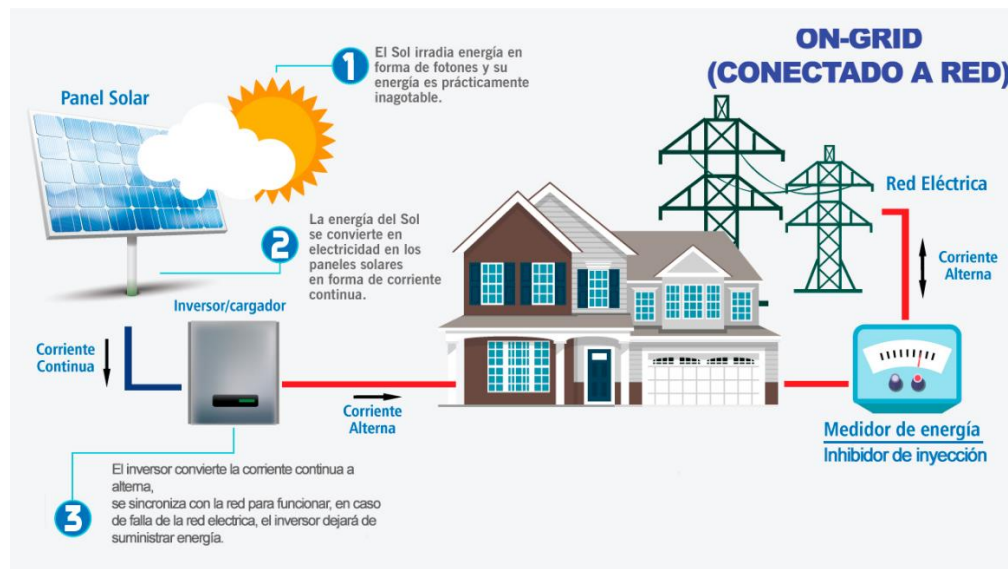
Conjunto de elementos para la transformación de energía solar en energía eléctrica, que utiliza una serie de dispositivos como los paneles fotovoltaicos en combinación con inversores y componentes eléctricos, según la Universidad de Calgary. Actualmente, los sistemas fotovoltaicos se clasifican en:

2.2.11. Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red

Respecto a la normatividad peruana, el MINEM permitió la publicación del Proyecto de Reglamento de Generación Distribuida aprobado mediante Resolución Ministerial N.º 292-2018-MEM/DM (02/08/2018), no aprobado aún pero define conceptos de mediana generación distribuida y micro generación distribuida, esclareciendo límites de generaciones de entre 200kW y 10MW para mediana generación y menores de 200 kW para micro generación para personas jurídicas o naturales que desean ofertar energía a la red eléctrica. Es así que un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCD) tiene la función de desarrollar energía eléctrica en un contexto de características óptimas, para ser inyectada en la red convencional (35).

Figura 3

Sistema fotovoltaico conectado a red



2.2.12. Generación Distribuida

Se enfoca a una gama de tecnologías que producen electricidad en el lugar o cerca al mismo, según la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA, por sus siglas en inglés). La generación distribuida es también reconocida como generación *in situ* o generación descentralizada, en oposición al sistema tradicional de generación centralizada, que es un sistema interconectado y necesita una gran inversión en plantas de generación de energía

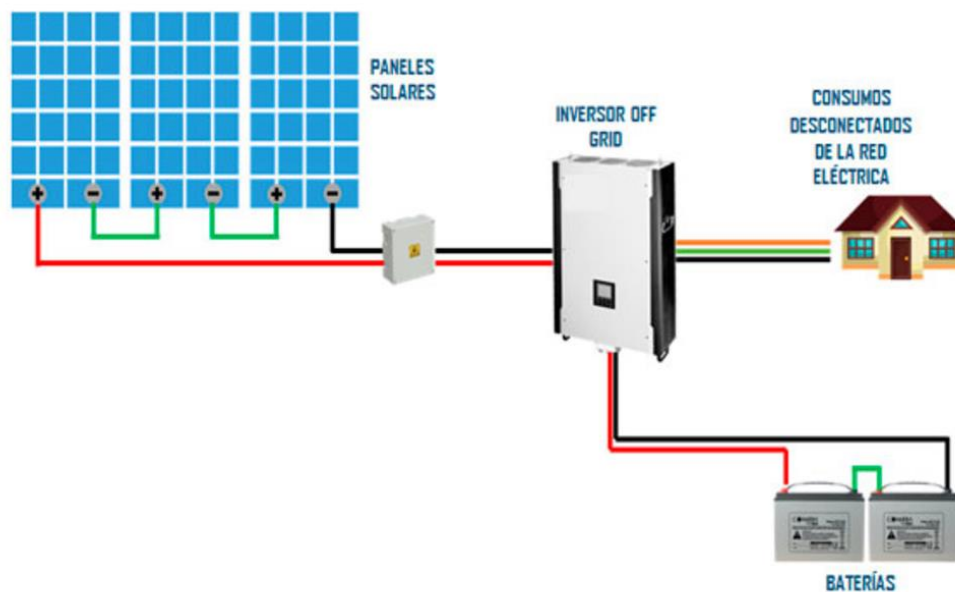
eléctrica y líneas de transmisión. Por otro lado, según el proyecto del Reglamento de Generación Distribuida, se define por ser de pequeña escala (generalmente con una capacidad por debajo a los 10 MW) (38).

2.2.13. *Sistemas Fotovoltaicos No Conectados a Red*

Son sistemas fotovoltaicos llamados autónomos, aislados, *off grid*. Un sistema fotovoltaico autónomo es aquel que produce energía eléctrica para el consumo de cargas eléctricas no conectadas a la red, utilizando un sistema de acumulación energético que se desarrolla en los períodos en los que la generación es menor al consumo (33). Asimismo, el Portal SOLCOR Chile lo denomina como una alternativa para generar energía solar, a través de proyectos fotovoltaicos, siendo los sistemas autónomos (*off grid*) instalaciones totalmente independientes, mientras que los *on grid* se apoyan por la red eléctrica. Se debe tener en cuenta que los sistemas no conectados a red funcionan independientemente de esta, ejecutando el autoconsumo de la energía que producen y no vertiendo sus excedentes a la red eléctrica (37).

Figura 4

Sistema no conectado a red



Fuente: RCPOWER

2.2.14. *Instalación Eléctrica de un Sistema Fotovoltaico Conectado a Red*

Trata de un conjunto de elementos mecánicos, eléctricos y electrónicos con el fin de captar y transformar la energía solar aprovechable en energía eléctrica. Los elementos y equipos utilizados deben cumplir los estándares internacionales vigentes según las normas de fabricación como la UNE y la IEE, dependiendo del país de fabricación de los equipos. Se necesitan dispositivos de protección contra cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones que afectan tanto a la línea del generador como a la línea de cargas. Los elementos ubicados en la

intemperie se protegerán contra los agentes ambientales. Los grados de protección mínimos a cumplir por los equipos son el IP65 para exterior y los de interior, IP32 (34).

2.2.15. Paneles

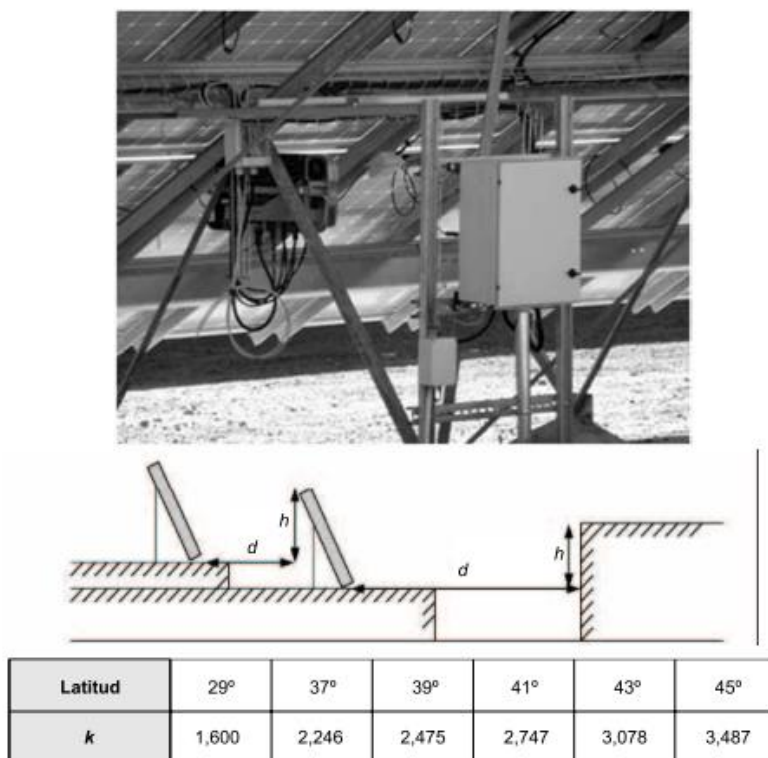
El panel fotovoltaico debe cubrir las especificaciones UNE-EN 61215, para módulos de silicio cristalino o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada. Además, debe estar calificado por algún laboratorio reconocido, como el Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, Joint Research Centre Ispra, que será acreditado mediante un certificado oficial. El módulo FV señalará de forma clara e indeleble el modelo, nombre o logotipo del fabricante, el número de serie y la fecha de fabricación, lo que permitirá su identificación individual. La corriente de cortocircuito y la potencia máxima reales de los módulos fotovoltaicos estarán comprendidas en el margen máximo del $\pm 10\%$ de los valores nominales de catálogo. Se establecerán los elementos necesarios para la desconexión, de manera independiente y en ambos terminales, en cada una de las ramas del generador (35).

En España, para instalaciones fijas, los colectores que la componen serán de la misma marca y modelo, se ubicarán sobre estructuras metálicas, sin seguimiento solar, con una inclinación de 30° y un azimut de 0° . El equipo inversor se ubicará bajo las placas solares anclado a la estructura de estas. Los cuadros de protección, sistemas de telegestión y equipos de medida se colocarán en un edificio construido al efecto, en el interior de la parcela, el que tendrá acceso restringido, con puerta cancelable y acceso visual al campo generador.

En un día de verano normal se logra para un módulo fotovoltaico puesto libremente una temperatura de funcionamiento de entre 40°C y 60°C en el caso de una radiación de 800 W/m^2 y una temperatura ambiental de 20°C . Así también, el montaje y la colocación de los módulos fotovoltaicos pueden ocasionar unos valores mayores de temperatura, valores que pueden llegar a ocasionar pérdidas de energía de hasta un 9% en condiciones ambientales desfavorables. Respecto a esto, el montaje de los paneles se ejecuta con el objetivo de obtener una óptima ventilación para disminuir las pérdidas de energía en temperaturas altas. La temperatura de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos también incide en la selección de un inversor adecuado. Cuando la temperatura de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos se encuentre más baja (invierno 10°C), la tensión generada será más alta. En el verano se logra la temperatura de funcionamiento más alta (50°C) y así una tensión más baja. El inversor debe tener una gama de tensión de entrada muy amplia para lograr trabajar de forma óptima en invierno y verano, esto en sistemas fotovoltaicos de España.

Figura 5

Inversor debajo de la estructura y cuadro de conexionado. Distancia entre paneles valor de k en función de la latitud del lugar



2.2.16. Inversores

Los inversores se instalan en la parte superior de los módulos fotovoltaicos, fijados en la propia estructura soporte de los paneles, a una altura mínima de 1,5 m del suelo. El tipo conexión a la red eléctrica se realizará con una potencia de entrada variable para que lograr extraer en todo tiempo la máxima potencia que el generador fotovoltaico proporcione cada día (31). Las características principales de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutado.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- En isla o modo aislado no funcionará.

Los inversores cumplirán con las Directivas Comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (certificadas por el fabricante), adjuntando protecciones frente a cortocircuitos en alterna, tensión de red fuera de rango, frecuencia de red fuera de rango, sobretensiones mediante varistores o similares, perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red (31).

Según la normatividad en España, los inversores deberán tener las señalizaciones adecuadas para su correcta operación e incorporar controles manuales y automáticos exigidos en la RD 1.663/2000, que permitan su adecuada supervisión y manejo. Al menos, incluir los controles manuales siguientes:

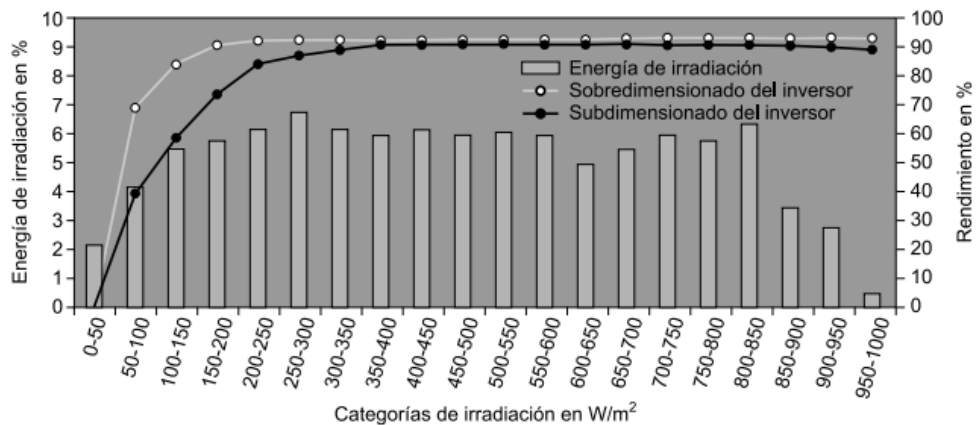
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz AC.
- Encendido y apagado general del inversor.

El inversor podrá seguir entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiación solar de un 10 % superior a las CEM. Además, soportará picos de un 30 % superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos (34).

Un inversor con potencia de salida por encima de 5 kW tendrá que inyectar a la red potencias mayores del 10 % de su potencia nominal. El autoconsumo de los equipos (pérdidas en vacío) en *stand-by* o «modo-nocturno» debe ser inferior a un 2 % de su potencia de salida nominal y el factor de potencia generada será superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal. Existirá un grado de protección mínima IP32 (recomendado IP65, en concreto) y será garantizado para operación, como mínimo, en las siguientes condiciones ambientales: entre 10 ° C y 40 ° C de temperatura y 0 % a 85 % de humedad relativa. El conexionado de los módulos FV será tal que el campo de paneles opere la energía eléctrica al voltaje de trabajo del inversor calculado. Se debe tener en cuenta que los valores de radiación por encima de 850 W/m² aparecen muy pocas veces, es por ello que tampoco se alcanza muchas veces la potencia nominal del generador FV; por tanto, el equipo funciona normalmente en carga parcial. Para sacar mayor provecho de los valores de radiación más bajos, es conveniente dimensionar el inversor un poco más bajo. El grado de rendimiento de este se incrementa de forma rápida al subir la radiación por encima del 90 %. En la figura siguiente se observan los rangos de irradiación frente a la energía de irradiación y el rendimiento en porcentajes para el inversor sobredimensionado y subdimensionado (36).

Figura 6

Energía de irradiación y eficiencia



2.2.17. Valor Actual Neto

Es un indicador económico para evaluar la rentabilidad económica de un proyecto de inversión, que demuestra el ingreso adicional que genera un proyecto después de descontar todos sus costos en un determinado periodo; es decir, todo proyecto es aceptable cuando el valor del VAN es mayor a cero, de lo contrario no será viable. Para calcular dicho indicador se utilizará la siguiente ecuación (17).

$$VAN = I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+r)^n} \quad \text{Ecuación 1}$$

2.2.18. Tasa Interna de Retorno

Por su parte, este indicador es aquella tasa de interés que hace que el valor actualizado de los ingresos sea igual al valor actualizado de los costos, Por lo tanto, hace que el VAN sea igual a cero. Para calcular el valor de dicha tasa se utilizará la siguiente expresión (41):

$$VAN = I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+r)^n} = 0 \quad \text{Ecuación 2}$$

El criterio fundamental para aceptar o rechazar la viabilidad del proyecto es la tasa interna de retorno, es decir, si el TIR es mayor a la tasa de descuento, el proyecto (12 %) es aceptable, y si es menor a la tasa de descuento, será inviable (18).

2.2.19. Evaluación del Costo Beneficio (B/C)

Este indicador se calcula mediante la relación entre los beneficios y los costos o egresos de un proyecto. Su resultado se basa en la relación entre el VAN de los ingresos de efectivo futuros y el VAN del presupuesto (19).

$$B/C = \frac{VAN_{total\ ingresos}}{VAN_{total\ egresos}} \quad \text{Ecuación 3}$$

2.2.20. Tasa de Descuento

La tasa de descuento es un parámetro de gran importancia en la evaluación de proyectos de inversión tanto públicos como privados. Asimismo, permite comparar los flujos de beneficio y costos que ocurren en distintos periodos de tiempo (20).

2.3. Definición de Términos Básicos

A continuación, se definen los términos más utilizados en la investigación:

- **Energía eléctrica:** es un flujo de electrones que circulan a través de un medio conductor. Asimismo, la energía transportada por tal corriente de electrones se transforma en otros tipos de energía, como la energía electromagnética (iluminación), térmica (calefacción), mecánica (mover un motor eléctrico), etc. (25).
- **Demanda eléctrica:** es la energía que requiere un determinado usuario o instalación para su funcionamiento (25).
- **Paneles fotovoltaicos:** se refiere a placas planas conformadas por células fotovoltaicas que se interconectan en serie y paralelo con el objetivo de convertir la radiación solar en tensión y corriente eléctrica (31).
- **Curva de potencia:** Diseño que muestra el rendimiento de un aerogenerador a diferentes velocidades de viento (34).
- **Optimización:** es la acción que busca como resultado el máximo rendimiento en alguna operación (1).
- **Corriente:** se refiere a un movimiento ordenado de cargas libres, normalmente de electrones, mediante un material conductor en un circuito eléctrico. En relación de cómo sea este movimiento, se puede distinguir entre corriente continua (CC) y corriente alterna (CA) (24).
- **Eficiencia:** en el campo de la física, es la energía que se invierte en comparación a la energía obtenida en un proceso o dispositivo. También se define como la óptima utilización de recursos disponibles para obtener máximos resultados (27).
- **Potencia instalada:** se define como el valor referencial de potencia producida por la suma de todos los paneles fotovoltaicos instalados en la planta. Se expresa en MW y es la que conlleva a irradiaciones de 1000 W/m² en condiciones óptimas por el sistema de generación antes de las pérdidas (39).
- **Viabilidad:** es un análisis que tiene por finalidad conocer la probabilidad que existe de poder llevar a cabo un proyecto con éxito. Por tanto, ofrece información sobre si se puede o no llevar a cabo. Así, si es viable, significa que tiene muchas posibilidades de

salir adelante. Por el contrario, si no lo es, quiere decir que el fracaso conlleva una probabilidad elevada. Cuando se centra en aspectos económicos se la conoce como análisis de la viabilidad (36).

- **Costo de inversión:** según el área de la construcción de plantas fotovoltaicas, se define como el valor monetario para el diseño y construcción de la planta fotovoltaica. Por unificación de equivalencias monetarias en los mercados internacionales se ha especificado su valor en USD \$ (dólares americanos) (28).
- **TIR:** la TIR (Tasa Interna de Retorno) es la tasa a la cual el valor del VAN se hace igual a cero. Como criterio de rentabilidad financiera, este valor debe ser mayor a la tasa de retorno usada para evaluar el VAN (41).
- **Pay Back:** denominado también tiempo de retorno de la inversión, ya que es el tiempo en el cual se devuelve el valor total de la inversión actualizado en el tiempo. No existe un referente que diga cuánto es el PAY BACK mínimo en años para un proyecto. El objetivo es que el costo del proyecto se pague en la menor cantidad de tiempo (43).
- **VAN:** es el Valor Actual Neto, un indicador de rentabilidad financiera que representa un valor presente del dinero actualizado en el tiempo (40).
- **ROE:** es un indicador de viabilidad económica. La rentabilidad financiera da a conocer aquellos beneficios económicos obtenidos de los recursos propios e inversiones realizadas. Puede utilizarse como una medida para contabilizar las ganancias obtenidas sobre los recursos empleados (40).

Capítulo III: Metodología

3.1. Método y Alcance de la Investigación

3.1.1. Método de Investigación

3.1.1.1. Método General. Esta investigación se fundamenta en el método científico, ya que la investigación es una actividad humana dirigida a la obtención de conocimiento a través de este método. Según Popper (2005), la investigación científica es un proceso reflexivo, sistemático y crítico que implementa el método científico con el fin de descubrir nuevos conocimientos o mejorar los ya existentes. De este modo, el objetivo es generar avances en el entendimiento de un tema o área, mediante la aplicación rigurosa de métodos de observación y análisis.

3.1.1.2. Método Especifico de la Investigación. Esta investigación hará uso del método inductivo, ya que se buscará el conocimiento general a partir de hechos particulares. Para esta investigación se modelará un sistema fotovoltaico de 500 kW ubicado dentro de los terrenos que corresponden a la CH Ingenio, que son de propiedad de Electrocentro, basado en otros estudios que ha venido realizando la empresa concesionaria en la región Junín para su implementación. Con los datos de costos y presupuestos de la ejecución del proyecto se analizará el impacto que tienen las tarifas eléctricas, tanto de compra de energía en la barra de Huayucachi como de venta de energía en media tensión con diferentes opciones tarifarias en la zona del proyecto, a fin de determinar cuál es la opción tarifaria que mejor se adecua a la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos y también poder determinar de qué manera impactan las tarifas eléctricas en la viabilidad del proyecto.

3.1.2. Tipo o Alcance de la Investigación

El tipo de investigación se ha establecido haciendo una clasificación sobre la base de su finalidad, su alcance y su nivel de investigación.

- **Por su finalidad,** el tipo de investigación es aplicada, ya que la investigación aplicada se preocupa por la aplicación del conocimiento científico producto de la investigación básica. Es un primer esfuerzo para transformar el conocimiento científico en tecnología. El propósito fundamental es dar solución a problemas prácticos (13).
- **Por su alcance,** esta investigación será general, cuyo propósito brindará una visión amplia del fenómeno de estudio. Debido a los datos con los que se trabajarán, será necesario contar con un enfoque cuantitativo para el análisis y tratamiento de los mismos.
- **Nivel de la investigación:** esta investigación comenzará con un nivel descriptivo. De acuerdo con varios autores en el campo de la investigación, las investigaciones descriptivas se centran en responder preguntas relacionadas con el "¿qué?" o el "¿cómo?" de un fenómeno. En otras palabras, buscan describir cómo ocurre un evento

o situación específica, proporcionando una visión detallada de sus características y funcionamiento. Además, los estudios descriptivos a menudo sirven como base para investigaciones correlacionales. Los estudios correlacionales, a su vez, examinan las relaciones entre diferentes variables para determinar si existe una asociación entre ellas. En nuestro caso, el enfoque de la investigación también tendrá un componente correlacional, ya que se analizará cómo la variable independiente afecta a la variable dependiente. Este enfoque es necesario porque el problema planteado en la investigación requiere un análisis detallado de cómo las variables se interrelacionan y afectan mutuamente, lo cual no solo ayuda a describir el fenómeno en cuestión, sino también a comprender las posibles relaciones causales entre las variables involucradas (13).

3.2. Diseño de la Investigación

Este estudio es de tipo aplicado, dado que, según lo indicado por José Lozada en una publicación de la Universidad Tecnológica Indoamérica, "la investigación aplicada tiene como objetivo generar conocimiento que se aplique directamente a los problemas de la sociedad o del sector productivo" (7). En cuanto al diseño de la investigación, Hernández clasifica estos diseños en experimentales y no experimentales. A continuación, se define el término experimento:

En el contexto de la investigación científica, el término "experimento" se refiere a un procedimiento sistemático en el cual se manipulan variables para observar sus efectos en otras variables, con el fin de establecer relaciones causales. Según Creswell (21), "un experimento implica la manipulación de una o más variables independientes para medir el efecto de esta manipulación en una o más variables dependientes". Esta metodología permite a los investigadores controlar factores externos y aislar el efecto de las variables de interés, lo que es fundamental para validar hipótesis y obtener resultados confiables.

Por esta razón, se optó por un **diseño experimental** en esta investigación. A través de simulaciones y cálculos, se obtuvieron datos que facilitaron la realización de una prueba pretest y otra postest, permitiendo el análisis de dos estados del sistema eléctrico: uno sin el uso del sistema de generación distribuida fotovoltaico y otro incorporándolo.

Para analizar el impacto de las opciones tarifarias en la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos se tomaron en cuenta simulaciones que consideraron los costos de la compra de energía en la barra de Huayucachi y los precios resultantes de venta de energía según las diferentes opciones tarifarias MT2, MT3 y MT4, todo ello con el fin de analizar los beneficios netos que se obtendrían con cada opción tarifaria.

El procedimiento empleó el *software* de simulación DigSilent Power Factory, lo que permitió modelar el sistema de generación distribuida fotovoltaico. Los resultados obtenidos

en la simulación, como la energía generada, la tensión y la potencia, fueron comparados con los datos estadísticos de operación normal del sistema eléctrico de Valle del Mantaro.

Además, se aplicaron herramientas estadísticas para evaluar la variabilidad de los datos, analizar la correlación entre las variables y validar las hipótesis planteadas. Este enfoque experimental se alinea con la perspectiva de autores reconocidos en el campo de la investigación, como Campbell y Stanley, quienes destacan la importancia de los diseños experimentales para establecer relaciones causales de manera efectiva.

3.3. Población y Muestra

3.3.1. Población

La población de estudio viene dada por un sistema fotovoltaico de 500 kW sobre el cual se harán las simulaciones para su puesta en el servicio en la red de media tensión del Sistema Eléctrico Valle del Mantaro con datos del año 2024.

3.3.2. Muestra

La muestra de estudio es igual a la población de estudio, es decir, está dada por un sistema fotovoltaico de 500 kW sobre el cual se harán las simulaciones para su puesta en el servicio en la red de media tensión del Sistema Eléctrico Valle del Mantaro con datos del año 2024.

Para el análisis de la muestra se han tomado en cuenta datos relacionados a los precios establecidos para las opciones tarifarias MT2, MT3 y MT4 establecidas por Osinergmin desde agosto de 2023 a julio de 2024. Así también, se han considerado datos de irradiación mensual promedio registrados para la ubicación de la CH Ingenio consignados por las bases de datos de PVGIS de la European Commission entre los años 2010 y 2020, los cuales han permitido hacer los cálculos estimados de la generación de energía para una planta solar ideal de 500 kW ubicada en el mencionado emplazamiento. También se han considerado los precios en barra para compra de energía en la Barra de Huayucachi establecidos por Osinergmin en el periodo comprendido entre agosto de 2023 y julio de 2024.

3.4. Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos

3.4.1. Técnicas de Recolección de Datos

El término "técnicas de recolección de datos" se refiere a los métodos y procedimientos sistemáticos utilizados para obtener información necesaria para una investigación. Estas técnicas pueden incluir encuestas, entrevistas, observaciones y análisis de documentos, y son fundamentales para garantizar la validez y confiabilidad de los datos recopilados. Según Martínez (22), "las técnicas de recolección de datos son herramientas que permiten al investigador obtener información relevante y objetiva, lo que es crucial para la elaboración de conclusiones válidas en cualquier estudio". Para el presente estudio se tomaron en cuenta las siguientes técnicas:

Análisis documental: en investigaciones cuantitativas, utilizar técnicas adecuadas es esencial para obtener información relevante. En nuestro estudio, se recurrió a bases de datos sobre irradiación y a datos de sistemas eléctricos similares, los cuales se extrajeron de la base de información del COES y otros datos facilitados por Osinergmin. También se tomaron en cuenta investigaciones anteriores de otros autores.

Simulación: el uso de la simulación como técnica de recolección de datos en la investigación sobre sistemas fotovoltaicos en el Valle del Mantaro ofrece importantes beneficios: permite modelar sistemas eléctricos complejos y analizar múltiples escenarios sin necesidad de implementación física, lo que reduce costos y riesgos. Además, las simulaciones ayudan a validar datos al comparar resultados con información estadística real, garantizando hallazgos más confiables. Esta metodología también facilita la toma de decisiones informadas para reguladores e inversores, promoviendo una mayor inversión en energía solar y contribuyendo al desarrollo sostenible de la región.

3.4.2. Instrumentos de Recolección de Datos

- **Hoja de registro para parámetros climatológicos:** para la recolección de datos sobre irradiación y temperatura se ha empleado el portal web de PVGIS de la Comisión Europea, además de consultar el Atlas de Energía Solar publicado por el Senamhi.
- **Hoja de registros para parámetros técnicos con la incorporación de un sistema de generación distribuida de 500 kW en el sistema:** se han empleado programas de simulación como DigSilent y PVGIS, y los datos obtenidos se han organizado en fichas de recolección de información.
- **Hoja de registro de tarifas en Barra.**
- **Hoja de registro para tarifas en Media Tensión.**
- **Hoja de registro para simulaciones de producción de energía de las centrales fotovoltaicas de 500 kW.**

3.4.3. Procesamiento de Datos

Para el procesamiento de datos se han utilizado técnicas estadísticas que, a través de la combinación de *softwares* como Microsoft Excel y SPSS, han facilitado la realización de pruebas de hipótesis. Mediante la herramienta de Análisis de Datos en Excel, se lograron calcular estadísticos como T-student y el coeficiente de correlación de Pearson, que se emplearon para verificar las hipótesis específicas. Además, se recurrió a indicadores de viabilidad financiera, tales como el VAN, la TIR, el PayBack y el ROE.

Capítulo IV: Resultados y Discusión

4.1. El Sistema Eléctrico de Valle del Mantaro

Se ha realizado una recopilación de información relacionada al Sistema Eléctrico de Valle del Mantaro, poniendo especial atención en las subestaciones denominadas SE Concepción y SE Ingenio, las cuales cuentan con dos minicentrales hidroeléctricas que realizan generación distribuida en el sistema eléctrico en mención, ya que, como se verá más adelante en otro apartado, se simularán dos centrales fotovoltaicas de hasta 500 kW de potencia conectadas a red, lo que permitirá estimar la energía inyectada al sistema y la influencia de las tarifas eléctricas de media tensión para la determinación de los beneficios por generación de energía solar.

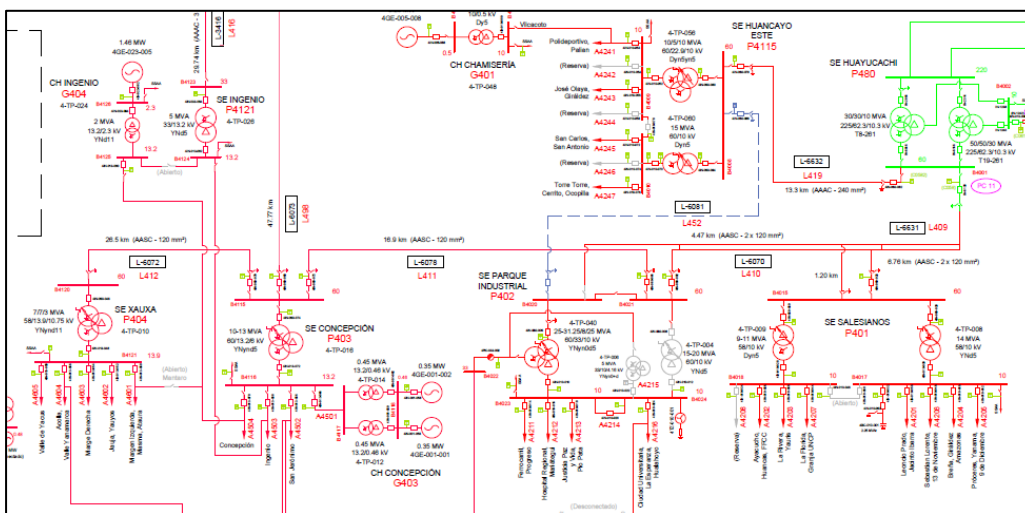
4.1.1. Antecedentes

El sistema eléctrico del Valle del Mantaro, administrado por Electrocentro S.A. y regulado por Osinergmin, se caracteriza por ser una red que abastece tanto a zonas urbanas como rurales en la región de Junín, Perú. Este sistema integra diversas fuentes de generación, incluyendo hidroeléctricas y, en creciente medida, fuentes renovables como la solar.

Electrocentro S.A. se encarga de la distribución y comercialización de la electricidad, garantizando el suministro a los usuarios y gestionando la infraestructura necesaria. La empresa también está involucrada en proyectos para mejorar la calidad del servicio y expandir la cobertura eléctrica en áreas no atendidas.

Figura 7

Sistema Eléctrico de Huancayo Valle y sus principales subestaciones



Por su parte, Osinergmin actúa como el ente regulador, supervisando las tarifas eléctricas y asegurando que se cumplan los estándares de calidad y seguridad en el servicio. La regulación incluye la evaluación de tarifas para la generación y distribución de energía,

buscando equilibrar la rentabilidad para las empresas con la accesibilidad para los consumidores.

En el contexto de la generación distribuida, el Valle del Mantaro presenta un potencial significativo para el desarrollo de sistemas fotovoltaicos, gracias a su alta irradiación solar. La regulación de Osinergmin en cuanto a tarifas eléctricas de media tensión juega un papel crucial en la viabilidad económica de estos proyectos, influenciando las decisiones de inversión en energías renovables en la región.

4.1.2. Descripción General del Sistema Eléctrico de Valle del Mantaro

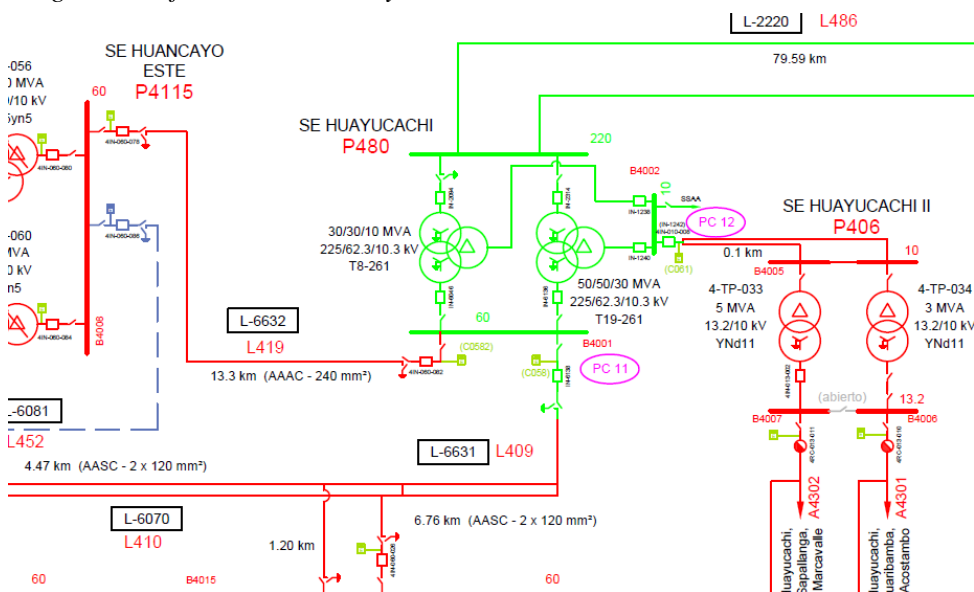
El Sistema Eléctrico de Valle del Mantaro es un sistema que nace en la Subestación de Huayucachi, la cual es una subestación operada por REP que cuenta con una bahía de llegada en 220 kV que trae energía desde Campo Armiño mediante la línea de transmisión L-2220, cuenta también con dos bahías de salida en 60 kV y una bahía en 10 kV que conecta con la SE Huayucachi II. Esta subestación de potencia cuenta actualmente con dos transformadores de 30 y 50 MVA de potencia, los cuales abastecen a todo el sistema de Huancayo Valle con dos líneas de subtransmisión en 60 kV de nivel de tensión.

La L-6632 que alimenta directamente a la SE Huancayo Este y la L-6631 alimenta en forma radial a las subestaciones de Salesiano, Parque Industrial, Xauxa y Concepción, siendo esta última la que se conecta en nivel de 13.2 kV con la SE Ingenio, la cual cuenta también con una minicentral hidroeléctrica de 1.46 MW.

Cabe precisar que, actualmente, la energía que es comprada por la concesionaria Electrocentro se hace al precio de la Barra de la SE Huayucachi.

Figura 8

Diagrama unifilar de la SE Huayucachi

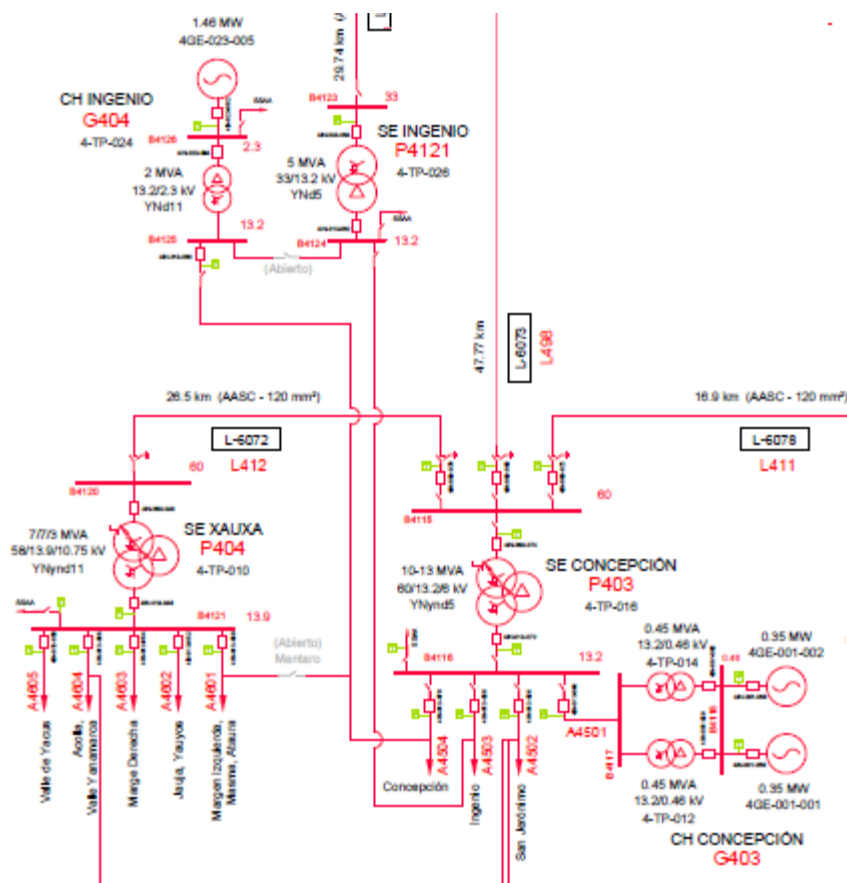


La SE Concepción

Dentro de este sistema eléctrico se puede apreciar que existe la SE Concepción, la cual está alimentada por la línea de transmisión en 60 kV que viene desde la SE Huayucachi. Dicha subestación tiene un transformador con relación de transformación 60/13.2 kV y suministra energía a la provincia de Concepción mediante sus tres alimentadores.

Figura 9

Subestaciones de Concepción, Xauxa e Ingenio



Como se puede apreciar en la figura anterior, la SE Concepción posee una minicentral hidroeléctrica con dos generadores de 350 kW cada uno y además está conectada con la SE Ingenio mediante el alimentador A4504, en donde se cuenta con un generador hidroeléctrico de 1460 kW.

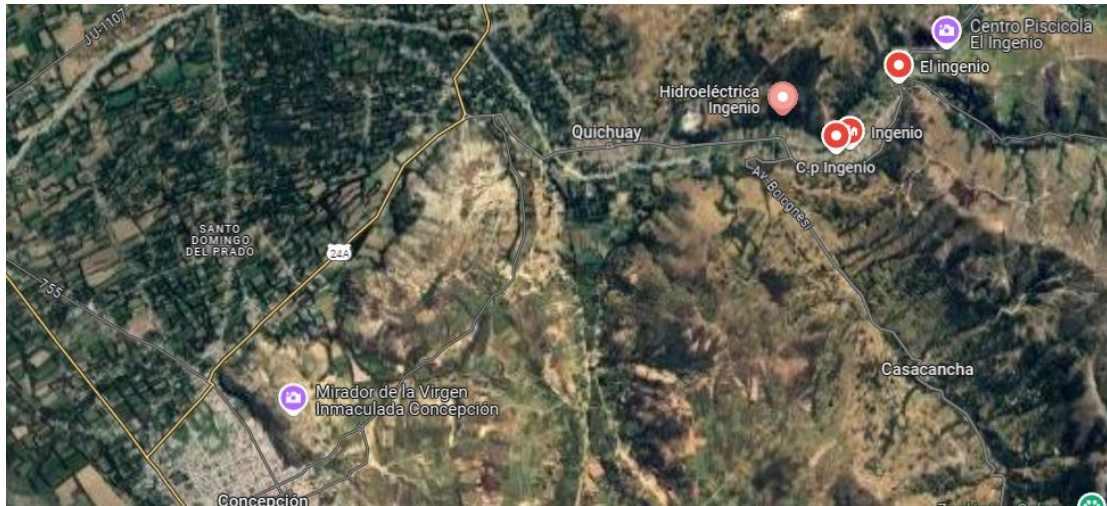
La CH Ingenio

La Central Hidroeléctrica (CH) de Ingenio, ubicada en la provincia de Huancayo, fue inaugurada en 1934 y renovada por completo en 1950 para suministrar energía eléctrica a las fábricas textiles Los Andes y Manufacturas del Centro, que eran los principales núcleos industriales de la región en aquel entonces. Con el tiempo, esta central se convirtió en una de

las fuentes energéticas más importantes para la ciudad de Huancayo. Hoy en día, la central continúa en operación, proporcionando energía a varias localidades de Huancayo, Jauja y Concepción. En la actualidad, la empresa Electrocentro está llevando a cabo trabajos de rehabilitación de la infraestructura, que utiliza las aguas de los ríos Rangra y Chía, con el fin de identificar y corregir posibles problemas.

Figura 10

Vista satelital de la ubicación de la CH Ingenio



La CH de Ingenio, debido a su antigüedad, es considerada una de las primeras centrales en el Valle del Mantaro, y su capacidad de generación actual es de 1 MW. Este proyecto no solo ha tenido un impacto significativo en el desarrollo industrial local, sino que también ha sido clave en el suministro de energía a lo largo de los años.

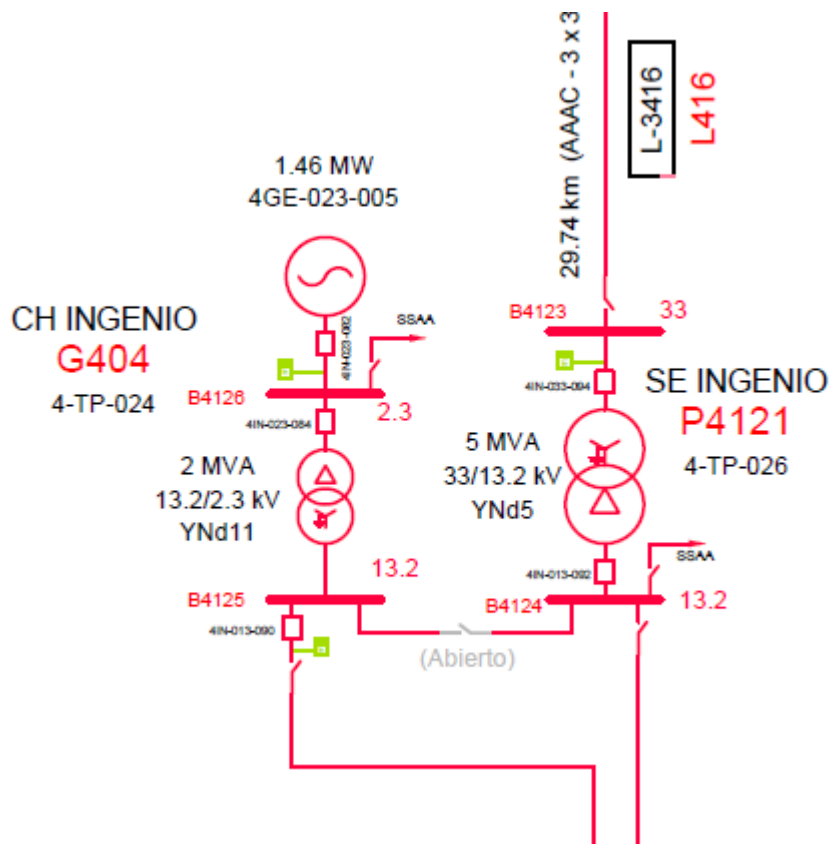
SE Ingenio

Para la interconexión de la CH Ingenio al sistema eléctrico de Valle del Mantaro se cuenta con un transformador elevador de 2MVA con relación de transformación 2.3/13.2 kV con conexionado YNd11, que a través de una línea de media tensión se conecta con el alimentador A4504 de la SE Concepción. Cabe mencionar que al lado del patio de llaves de la CH Ingenio está ubicado el patio de llaves de la SE Ingenio, el cual cuenta con un transformador de 5 MVA y relación de transformación de 13.2/33 kV con conexión YNd5, el cual tiene un bypas entre las barras de 13.2 de ambas subestaciones y que trabaja en condición de 'normalmente abierto'.

La SE Ingenio se conecta con la SE Comas mediante una línea de 33 kV de 29.74 km y por el lado de 33 KV tiene la opción de conectarse a la CH Ingenio y está normalmente conectada al alimentador A4503 de la SE Concepción.

Figura 11

Unifilar de SE y CH Ingenio



4.2. Diseño de las Centrales Solares de 500 kW

4.2.1. Criterio de Diseño

Como criterios se tomaron tres aspectos: el aspecto técnico, la disponibilidad de terreno y el aspecto normativo.

Aspectos técnicos: existen algunos requerimientos para que pueda ponerse en servicio un sistema fotovoltaico con inversores trifásicos conectados a red:

Se requiere tener un generador de referencia (*slack*) que establezca el nivel de tensión de referencia, así como la frecuencia del sistema.

Los inversores seleccionados deben ser capaces de producir tanto energía activa como reactiva para el accionamiento de las cargas inductivas.

La generación de energía solar solamente se realiza durante las horas de insolación y la energía producida por los módulos fotovoltaicos no es constante a lo largo del día, por lo que se requiere tener un banco de baterías de respaldo.

La generación de los inversores trifásicos con conexión a red normalmente se hace con inversores que poseen tensiones de salida de hasta 1000 voltios, debiéndose incorporar una subestación elevadora para la evacuación de la energía a la red eléctrica en media tensión.

Se requiere conocer los niveles de irradiación de la zona de estudio para poder realizar los cálculos del sistema.

Disponibilidad de terreno

Se requiere tener medidas aproximadas de los terrenos disponibles en cada uno de los emplazamientos (12384 m², aproximadamente, en CH Ingenio)

Aspectos Normativos

Según la Ley de Concesiones Eléctricas, los sistemas fotovoltaicos de hasta 500 kW no requieren de una concesión para su puesta en servicio.

Áreas de terreno disponibles en las instalaciones de la CH Ingenio y de la CH Concepción

Emplazamiento de la Central Solar en CH Ingenio

Para el emplazamiento de la posible central solar fotovoltaica se cuenta con un terreno dentro de los límites disponibles del terreno circundante a la Central Hidroeléctrica, incluyendo techos y superficies planas de aproximadamente 12384 m², dentro de cuya superficie sería posible realizar la instalación de una central de 500 kW, teniendo en cuenta lo mencionado por el especialista en energía renovable, el Ing. Boris D'Angles Woolcott, quien refiere en una entrevista a juicio de experto que "por cada kilowatt de potencia instalada podrían requerirse unos 10m² de superficie (incluyendo área de paneles y superficies libres de espacios de separación entre paneles). Por lo tanto, una central de 500 kW requeriría como máximo unos 5000 metros cuadrados en espacio de tejados o superficies sobre el suelo".

Figura 12

Área total del terreno disponible en la CH Ingenio



Emplazamiento de la Central Solar en CH Ingenio

Para el caso de la CH Concepción, existe un área de terreno disponible, la cual podría ser utilizada con unos 6114 m² de extensión. Dicha área, según lo mencionado anteriormente, sería también suficiente para el emplazamiento de una central solar de 500 kW.

Figura 13

Área de 6114m² del terreno posiblemente disponible alrededor de la CH Concepción



Con base en estos supuestos se ha diseñado dos centrales solares fotovoltaicas de similares características, una ubicada en las instalaciones de la CH Ingenio y las segunda en los terrenos colindantes a la CH Concepción.

Debido a que el propósito de la investigación ha sido determinar los efectos de las tarifas eléctricas en la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW, los detalles del modelamiento de las centrales solares no han sido tan exhaustivos, teniendo en cuenta que solamente se han centrado en las características técnicas más resaltantes de las centrales solares y no en la forma específica que tendrían para la distribución de los equipos y paneles solares sobre cada emplazamiento.

4.2.2. Ubicación, Geografía y Recurso Solar

El proyecto para la creación de dos centrales solares fotovoltaicas de 500 kW con características similares de construcción se ubica en las provincias de Huancayo y Concepción en el denominado Valle del Mantaro. Para el caso de la CSF Ingenio, su ubicación corresponde geográficamente a la Provincia de Huancayo, y en el caso de la CSF de Concepción, su ubicación corresponde a la Provincia de Concepción, aunque ambas pertenecen a un mismo sistema eléctrico, como ya se ha podido apreciar en el apartado 4.1 de esta investigación.

Imagen Satelital de CSF Ingenio

Figura 14

Vista satelital de ubicación de CSF Ingenio

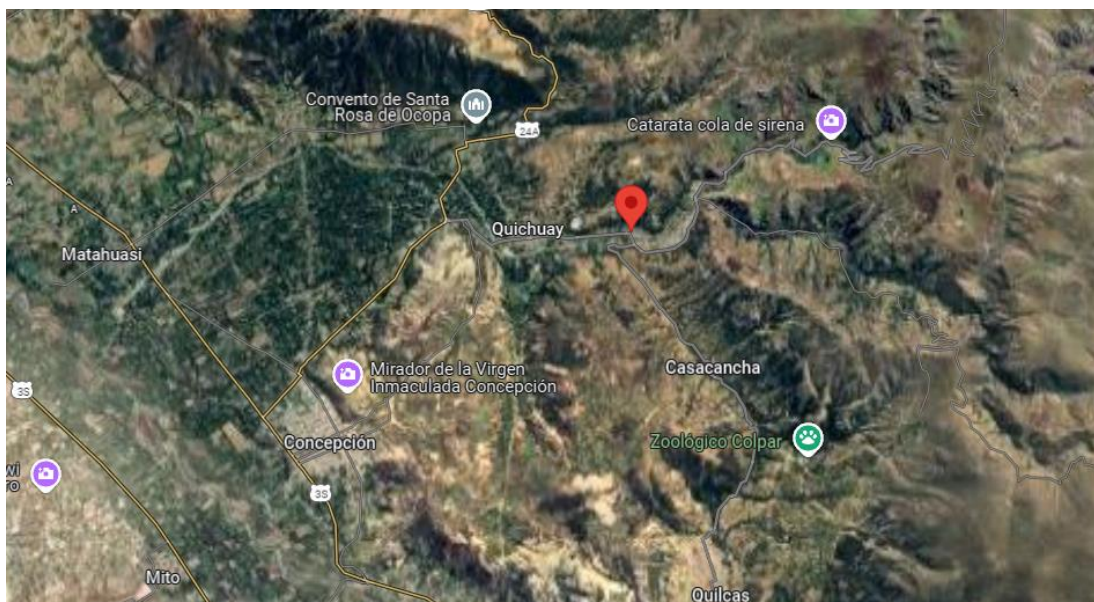
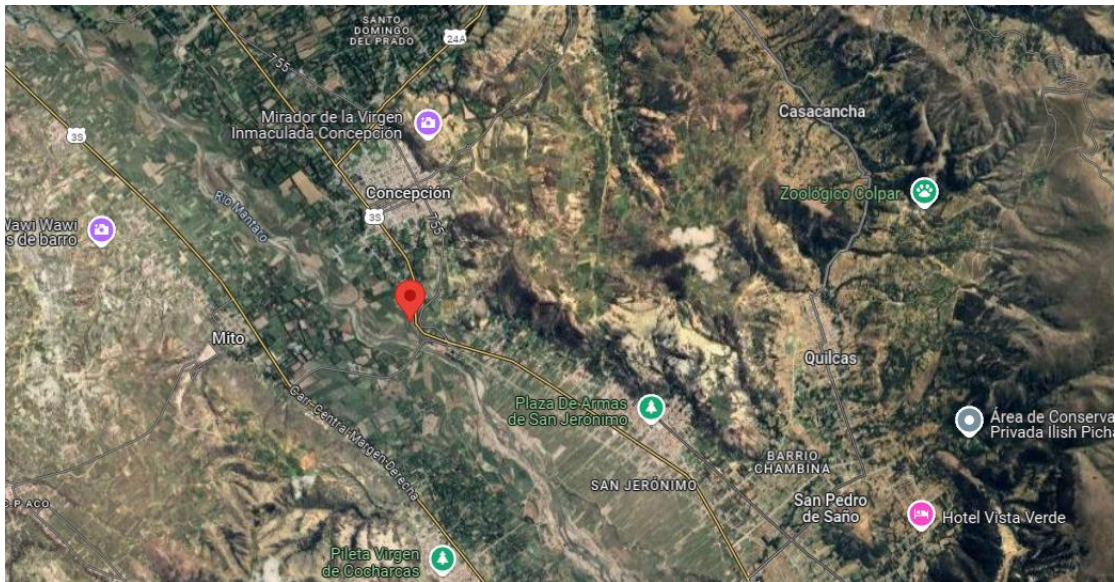


Imagen Satelital de CSF Concepción

Figura 15

Vista satelital de ubicación de CSF Concepción



El estudio técnico determinó las siguientes ubicaciones para el desarrollo del proyecto: la primera posible ubicación del proyecto es la Central Hidroeléctrica de Ingenio, la cual está ubicada en la entrada del distrito de Ingenio en la provincia de Huancayo, pero a la que se accede por una carretera que inicia en la ciudad de Concepción.

Figura 16

Título



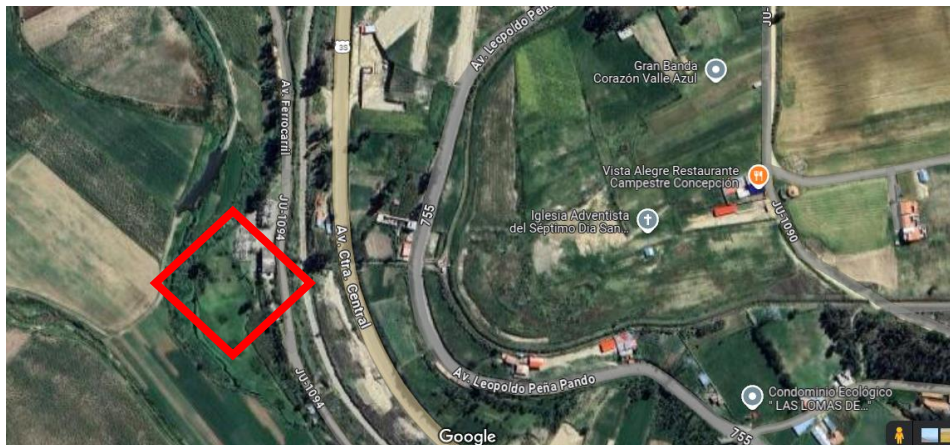
Latitud	Longitud
-11.88856	-75.2717554

Disponible en: <https://maps.app.goo.gl/LCTCwKtgyTh4wUL8>

La segunda posible ubicación del proyecto es la SE de Concepción en el distrito del mismo nombre.

Figura 17

Título



Latitud	Longitud
-11.935531502120918,	-75.31496941312875

Disponible en: <https://maps.app.goo.gl/dgnrqFA4mefd27iB9>

4.2.3. Clima

La provincia de Concepción, ubicada en la región de Junín en el centro del Perú, presenta un clima variado influenciado por su altitud y geografía. Se caracteriza por temperaturas moderadas y estaciones claramente diferenciadas entre la época seca y lluviosa.

4.2.3.1. Temperatura. La temperatura promedio anual en Concepción varía entre 12 °C y 18 °C, dependiendo de la altitud y la época del año. Durante la estación seca, que generalmente abarca de mayo a septiembre, las temperaturas pueden descender a 4 °C durante las noches, mientras que, en la temporada de lluvias, que va de octubre a abril, las temperaturas tienden a ser más estables, con máximas que oscilan entre 18 °C y 22 °C (Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú [SENAMHI], 2020).

4.2.3.2. Irradiación. La irradiación solar en esta región es notablemente alta, haciendo que la zona sea favorable para la implementación de proyectos de energía fotovoltaica. Según el estudio de Estrada (23), el valor promedio de la irradiación solar en Concepción es de aproximadamente 5,5 kWh/m²/día, lo que la posiciona como una región con alto potencial para la generación de energía solar.

Según PV GIS de la European Commission, los valores de irradiación sobre la superficie horizontal registrados por el satélite ERA 5 entre los años 2005 y 2010 son de 5.61 kWh/m² al día, registrándose los mayores valores de irradiación en los meses de agosto, setiembre y octubre, con un valor máximo de 6.16 kWh/m² al día en el mes de octubre.

Tabla 4*Valores promedio de irradiación (kWh/m²) para Satipo de 2005-2020*

Mes	Irradiación mensual kWh/m ²	Irradiación diaria kWh/m ²	Temperatura promedio mensual
Enero	177.05	5.71	10.54
Febrero	153.67	5.49	10.61
Marzo	163.46	5.27	10.51
Abril	158.53	5.28	10.13
Mayo	162.19	5.23	9.67
Junio	152.96	5.10	9.03
Julio	167.00	5.39	8.71
Agosto	182.00	5.87	9.33
Setiembre	182.44	6.08	9.64
Octubre	190.17	6.13	10.28
Noviembre	184.80	6.16	10.86
Diciembre	174.56	5.63	10.64

Nota. Elaboración propia con datos de PVGIS.

Además, se cuenta con datos validados por otras estaciones meteorológicas locales. En el siguiente cuadro se muestran los datos proporcionados por el Atlas de Energía Solar del SENAMHI y datos de una estación meteorológica local que está ubicada en la ciudad de Huancayo.

Tabla 5*Datos de irradiación de estaciones meteorológicas locales*

	SENAMHI	PVGIS	ESTACIÓN LOCAL
Enero	5.25	5.71	5.73
Febrero	5.75	5.49	4.64
Marzo	5.75	5.27	4.73
Abril	5.75	5.28	5.11
Mayo	5.9	5.23	5.15
Junio	5.25	5.1	5.18
Julio	5.25	5.39	5.44
Agosto	5.25	5.87	5.62
Setiembre	5.75	6.08	5.66
Octubre	6.25	6.13	5.94
Noviembre	6.1	6.16	5.72
Diciembre	5.1	5.63	5.25

4.2.4. Alcance del Proyecto

Convencionalmente, los proyectos de generación de energía fotovoltaica están diseñados para satisfacer una demanda de energía y una demanda de potencia de una carga específica. Para este caso, teniendo en cuenta como restricciones la disponibilidad de terreno y la potencia máxima de cada unidad de generación distribuida fotovoltaica con un máximo de

500 kV a fin de evitar trámites para gestión de concesiones de explotación, se ha realizado el diseño de una planta con características estándar que eventualmente sería de fácil implementación en ambas ubicaciones propuestas. Para ello, dichas plantas contarían con la misma cantidad de inversores, la misma cantidad de paneles solares, una subestación con las mismas características y otros equipos de protección similares.

4.2.4.1. CSF Ingenio 500 kW. Para esta alternativa se ha propuesto un campo fotovoltaico conectado a red sin banco de baterías que cuenta con potencias instaladas de 498.3kWp con 30 *strings* de 23 paneles de 550Wp cada uno y 90 *strings* con 10 paneles de 550Wp cada uno y un *string* con 9 paneles de 550 Wp. Se contará con 5 inversores de 115 kW cada uno de la marca Huawei o similar y una subestación con un transformador de 630 kVA, protección con un reconectador de 400 A para 13.2 kV y un BIL de 95 kV.

a) Configuración de la central solar

Este campo fotovoltaico independiente está ubicado en el terreno de la Central Térmica de Satipo. Su diseño ha estado limitado por la extensión del área utilizable del terreno y generalmente utiliza los techos de las instalaciones de la antigua Central Térmica. Para el estudio se ha considerado paneles solares monocristalino de 550 Wp y mediante el uso del software PVSyst se ha diseñado con las siguientes características:

- Panel solar: JAM72-S30-550-MR.
- Número de paneles: 909.
- Número de strings de 10 paneles: 90.
- Número de strings de 9 paneles: 1.
- Potencia nominal de la planta a condiciones STC: 499.5 kWp.
- Tipo de inversor: Huawei Technologies SUN2000-115KTL-M2-400Vac.
- Número de inversores: 5.
- Potencia nominal del inversor: 115kW.
- Transformador elevador 0.40/13.2 kV trifásico con conexión D-Yn11.
- Tablero de protección de baja tensión: incluye 6 juegos de fusibles de 250 A y un interruptor de corte en carga de 800 A.
- Tablero de protección de media tensión: incluye un interruptor de tipo exterior con relé y transformador de medida de 15 kV, 12.5 kA y 400 A.
- Número de estructuras de soporte con estructura metálica o de hormigón: 455.
- Producción de energía estimada: **861,405 kWh anuales.**

b) Cálculo de la potencia de los inversores

Se calculará la potencia del inversor o inversores a utilizar mediante la siguiente expresión de cálculo:

$$P_{inv} = \frac{P_{md}}{N_{inv} \times (1 - F_s)}$$

Donde:

P_{md} = potencia de máxima demanda de la carga.

N_{inv} = rendimiento del inversor seleccionado.

F_s = factor de seguridad.

Para el cálculo se considerará la potencia pico del generador fotovoltaico, la cual es 500 kW, el rendimiento del inversor seleccionado de 0.95 y el factor de seguridad de un 5 %.

$$P_{inv} = \frac{500 \text{ kW}}{0.95 \times (1 - 0.05)}$$

$$P_{inv} = 554.01 \text{ kW}$$

Para poder garantizar modularidad y un buen mantenimiento es conveniente trabajar con 4 o 5 inversores conectados en paralelo, por lo que la potencia mínima del inversor sería de 110.80 kW en el caso de trabajar con 5 inversores.

Para nuestro caso se sugiere la selección del inversor HUAWEI SUN2000-115KTL-M2. Cabe mencionar también que este inversor puede trabajar hasta con una potencia máxima de 125 kW.

c) **Potencia del transformador**

Para el diseño de la subestación se debe de considerar que para un óptimo funcionamiento no se debe hacer trabajar el transformador por encima del 80 % de su capacidad nominal, por ello se ha considerado un factor de 0.8 para el diseño.

P_n = Potencia nominal de la planta (500kW).

K_s = coeficiente de simultaneidad.

F_u = factor de utilización.

F_a = factor de ampliación.

P_T = potencia necesaria a considerar.

$\cos f$ = factor de potencia de diseño del transformador (0.9).

S_T = potencia aparente del transformador.

$$P_T = P_n \times k_s \times F_u$$

Para este caso, ya que el transformador es para una instalación de generación, se considerarán los factores K_s y F_u iguales a 1. Además, el factor de ampliación es de 1, ya que la potencia de salida no crecerá con el tiempo.

$$P_T = 500kW \times 1 \times 1$$

$$S_T = F_a \times \frac{P_T}{\cos\phi \times 0.8}$$

$$S_T = 1 \times \frac{(500)}{1 \times 0.8}$$

$$S_T = 625 kVA$$

Por lo tanto, se seleccionará un transformador trifásico de 630 kVA con un BIL de 95 kV y nivel de tensión 0.4/13.2 kV. El nivel de tensión de 400V en baja tensión dependerá de la tensión de salida del inversor seleccionado, la cual podrá ser de 400V o de 800V según especificaciones del fabricante. Los cálculos de la coordinación de aislamiento se encuentran en el anexo Coordinación de Aislamiento.

d) Cálculo de los elementos de protección

CORRIENTES DE MEDIA TENSIÓN (I_n , I_{cc1} , I_p)

Intensidad nominal en el primario

$$I_{1n} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_{L1}}$$

I_{1n} = intensidad nominal en el primario (A).

S_n = potencia aparente nominal del transformador (VA).

V_{L1} = tensión de línea del primario (V).

Los valores a considerar son $S_n = 400 \text{ kVA}$ $V_{L1} = 13.20 \text{ kV}$

$$I_{1n} = \frac{800kVA}{\sqrt{3} (13.2kV)}$$

$$I_{1n} = 35 A$$

Corriente de cortocircuito permanente en el primario

$$I_{cc1} = \frac{S_{cc1}}{\sqrt{3} \cdot V_{L1}}$$

Se ha considerado una potencia de cortocircuito igual a 40.5 MVA, obtenida de la simulación en DigSilent con la conexión del CSF INGENIO al alimentador A4503.

$$I_{cc1} = \frac{40500}{\sqrt{3} (13.2)}$$

$$I_{cc1} = 1771.41 A$$

Corriente de corto circuito pico I_p

$$I_p = 1.8 * \sqrt{2} * I_{cc1}$$

$$I_p = 1.8 * \sqrt{2} * 1771.41$$

$$I_p = 4509.29 A$$

Por lo tanto, el valor del poder de corte del interruptor de media tensión deberá ser de al menos 1.78 kA y el poder de cierre será de 4.51 kA.

Cálculo de los fusibles de protección en tablero general de baja tensión:

Se calculó la corriente nominal del secundario (I_{n2}):

$$I_{n2} = \frac{S}{\sqrt{3} x V_n}$$

$$I_{n2} = \frac{800000}{\sqrt{3} x 400}$$

$$I_{n2} = 1154.7 A$$

$$I = 1.35 x \frac{P}{\sqrt{3} x V_n}$$

I = corriente del interruptor.

P = potencia de la fuente.

V_n = tensión nominal.

$$I = 974.28 A$$

Por lo tanto, se seleccionará un interruptor de corte en carga de 1000 A.

El cálculo del poder de corte, relacionado con la corriente de corto circuito, se puede realizar teniendo en cuenta el valor de la tensión nominal y la impedancia del conductor.

$$I_{sc(3f)} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z}$$

Z = impedancia del conductor.

V_n = tensión nominal.

I_{sc} = corriente de corto circuito.

Para nuestro caso la impedancia de un conductor de 95mm² que va del tablero del inversor hacia el tablero general es de 0.35 ohms/km, teniendo en cuenta que el valor de la distancia máxima será de 100m, $Z= 0.0035$ ohm.

$$I_{sc}(3f) = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0.0055}$$

$$I_{sc}(3f) = 42.03 \text{ kA}$$

Por lo tanto, el valor del poder de corte deberá ser no menor de 42.03 kA y se puede seleccionar un poder de corte de 50 kA.

e) Cálculo de la producción de energía

Para los cálculos se ha considerado el uso del panel solar de 550Wp de la marca JA SOLAR, el cual cuenta con un 21.3 % de eficiencia, y cuyos valores de ficha de características se muestran a continuación:

Figura 18

Especificaciones de medidas del panel JASOLAR 445

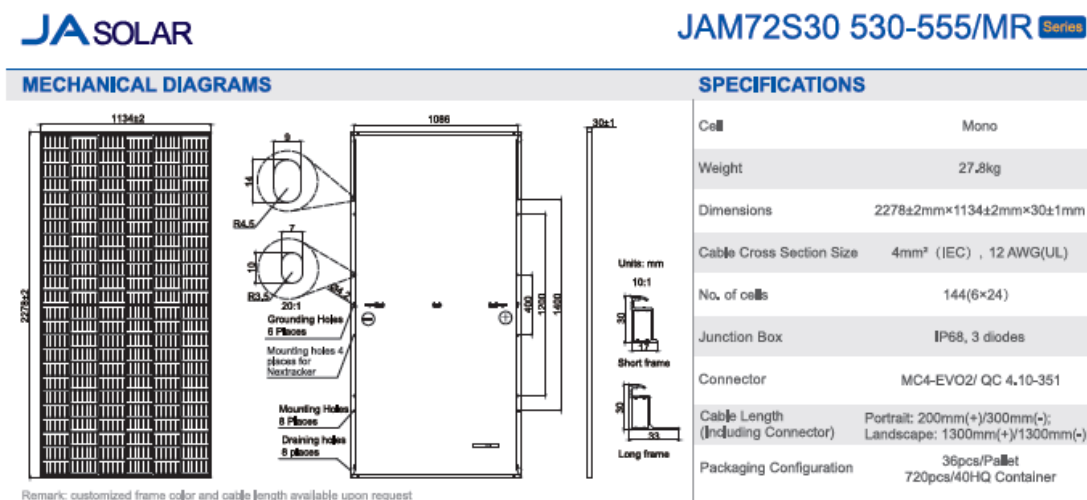


Figura 19

Especificaciones técnicas del panel JA SOLAR 445

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC								
TYPE	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR	JAM72S30 -555/MR		
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	530	535	540	545	550	555		
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49,30	49,45	49,60	49,75	49,90	50,02		
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41,31	41,47	41,64	41,80	41,96	42,11		
Short Circuit Current(Isc) [A]	13,72	13,79	13,86	13,93	14,00	14,07		
Maximum Power Current(Imp) [A]	12,83	12,90	12,97	13,04	13,11	13,18		
Module Efficiency [%]	20,5	20,7	20,9	21,1	21,3	21,5		
Power Tolerance	0→+5W							
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0,045%/°C							
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0,275%/°C							
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0,350%/°C							
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1,5G							
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer, they only serve for comparison among different module types.								
ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT						OPERATING CONDITIONS		
TYPE	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR	JAM72S30 -555/MR	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Rated Max Power(Pmax) [W]	401	405	408	412	416	420	Operating Temperature	-40°C → +85°C
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46,18	46,31	46,43	46,55	46,68	46,85	Maximum Series Fuse Rating	25A
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38,57	38,78	38,99	39,20	39,43	39,66	Maximum Static Load Front*	5400Pa(112lb/ft ²)
Short Circuit Current(Isc) [A]	11,01	11,05	11,09	11,13	11,17	11,21	Maximum Static Load Back*	2400Pa(50lb/ft ²)
Max Power Current(Imp) [A]	10,39	10,43	10,47	10,51	10,55	10,59	NOCT	45±2°C
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1,5G						Safety Class	Class II
*For NexTracker installations, Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.							Fire Performance	UL Type 1

Los cálculos se realizaron con base en lo propuesto en el trabajo de investigación de D'Angles B. (2020), quien propone la siguiente fórmula:

$$E = G_{dm}(0) \cdot F_c \cdot \eta_p \cdot N^\circ \text{ días} \cdot F_p \cdot A_p \cdot \text{Paneles PV (TOTAL)}$$

Donde:

E = energía producida mensualmente (kWh).

F_c = factor de corrección por inclinación.

G_{dm}(0) = irradiancia sobre una superficie horizontal (kWh.m⁻².día⁻¹).

η_p = eficiencia del panel fotovoltaico.

N.º días = número de días del mes elegido.

F_p = factor de pérdidas.

A_p = área del panel (largo x ancho) (m).

Paneles PV (TOTAL) = número total de paneles de la planta fotovoltaica.

Utilizando la fórmula se han calculado las producciones de energía mensuales del sistema.

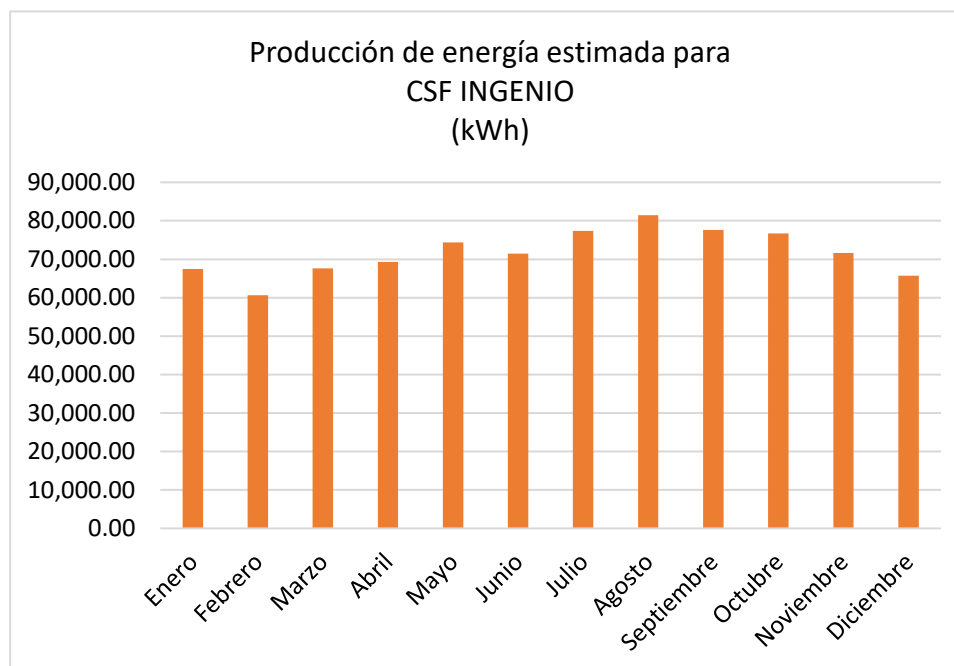
Tabla 6*Producción de energía mensual del sistema fotovoltaico proyectada*

Mes	Nro Días	Gdm(0)	Fc	Fp	Np	Ap	Nro Pan	Energía	
Ene	31	5.71	21.30%	0.762	2.584386	909	21,118.86	67,453.60	kW-h
Feb.	28	5.49	21.30%	0.788	2.584386	909	16,307.07	60,611.51	kW-h
Mar.	31	5.27	21.30%	0.827	2.584386	909	14,149.76	67,597.50	kW-h
Abr.	30	5.28	21.30%	0.875	2.584386	909	9,929.84	69,330.52	kW-h
May.	31	5.23	21.30%	0.916	2.584386	909	6,786.41	74,340.37	kW-h
Jun.	30	5.10	21.30%	0.934	2.584386	909	5,062.74	71,495.57	kW-h
Jul.	31	5.39	21.30%	0.925	2.584386	909	6,255.65	77,353.02	kW-h
Ago.	31	5.87	21.30%	0.895	2.584386	909	9,593.84	81,460.51	kW-h
Sep.	30	6.08	21.30%	0.851	2.584386	909	13,617.79	77,651.71	kW-h
Oct.	31	6.13	21.30%	0.807	2.584386	909	18,360.61	76,726.81	kW-h
Nov.	30	6.16	21.30%	0.775	2.584386	909	20,822.74	71,647.69	kW-h
Dic.	31	5.63	21.30%	0.753	2.584386	909	21,594.82	65,736.68	kW-h
							TOTAL	861,405.47	kW-h

A continuación, se muestra una gráfica con la proyección de la energía producida mensualmente con el sistema fotovoltaico conectado a red.

Figura 20

Proyección de producción de energía mensual



4.2.4.2. CSF Concepción 500 kW. Para esta alternativa se ha propuesto un campo fotovoltaico conectado a red sin banco de baterías, el cual cuenta con potencias instaladas de 498.3kWp con 30 strings de 23 paneles de 550Wp cada uno, 90 strings con 10 paneles de 550Wp cada uno y un string con 9 paneles de 550 Wp. Se contará con 5 inversores de 115 kW cada uno de la marca Huawei o similar y una subestación con un transformador de 800 kVA, protección con un reconectador de 400 A para 13.2 kV y un BIL de 95 kV.

a) Configuración de la central solar

Este campo fotovoltaico independiente está ubicado en el terreno de la Central Térmica de Satipo. Su diseño ha estado limitado por la extensión del área utilizable del terreno y generalmente utiliza los techos de las instalaciones de la antigua central térmica. Para el estudio se ha considerado paneles solares monocristalino de 550 Wp, y mediante el uso del *software* PVSyst se ha diseñado con las siguientes características:

- Panel solar: JAM72-S30-550-MR.
- Número de paneles: 909.
- Número de strings de 10 paneles: 90.
- Número de strings de 9 paneles: 1.
- Potencia nominal de la planta a condiciones STC: 499.5 kWp.
- Tipo de inversor: Huawei Technologies SUN2000-115KTL-M2-400Vac.
- Número de Inversores: 5.

- Potencia nominal del inversor: 115kW.
- Transformador elevador 0.40/13.2 kV trifásico con conexión D-Y.
- Tablero de protección de baja tensión: incluye 6 juegos de fusibles de 250 A y un interruptor de corte en carga de 800 A.
- Tablero de protección de media tensión: incluye un interruptor de tipo exterior con relé y transformador de medida de 15 kV, 12.5 kA y 400 A.
- Número de estructuras de soporte con estructura metálica o de hormigón: 455.
- Producción de energía estimada: **861,405 kWh anuales.**

b) Cálculo de la potencia de los inversores

Se calculará la potencia del inversor o inversores a utilizar mediante la siguiente expresión de cálculo:

$$P_{inv} = \frac{P_{md}}{N_{inv} \times (1 - F_s)}$$

Donde:

P_{md} = potencia de máxima demanda de la carga.

N_{inv} = rendimiento del inversor seleccionado.

F_s = factor de seguridad.

Para el cálculo se considerará la potencia pico del generador fotovoltaico, la cual es 500 kW, el rendimiento del inversor seleccionado de 0.95 y el factor de seguridad de un 5 %.

$$P_{inv} = \frac{500 \text{ kW}}{0.95 \times (1 - 0.05)}$$

$$P_{inv} = 554.01 \text{ kW}$$

Para poder garantizar modularidad y un buen mantenimiento es conveniente trabajar con 4 o 5 inversores conectados en paralelo, por lo que la potencia mínima del inversor sería de 110.80 kW en el caso de trabajar con 5 inversores.

Para nuestro caso se sugiere la selección del inversor HUAWEI SUN2000-115KTL-M2. Cabe mencionar, además, que este inversor puede trabajar hasta con una potencia máxima de 125 kW.

c) Potencia del transformador

Para el diseño de la subestación se debe de considerar que para un óptimo funcionamiento no se debe hacer trabajar el transformador por encima del 80 % de su capacidad nominal, por ello se ha considerado un factor de 0.8 para el diseño.

P_n = potencia nominal de la planta (500kW).

K_s = coeficiente de simultaneidad.

F_u = factor de utilización.

F_a = factor de ampliación.

P_T = potencia necesaria a considerar.

$\cos\phi$ = factor de potencia de diseño del transformador (0.9).

S_T = potencia aparente del transformador.

$$P_T = P_n \times k_s \times F_u$$

Para este caso, ya que el transformador es para una instalación de generación, se considerarán los factores K_s y F_u iguales a 1. Además, el factor de ampliación es de 1, ya que la potencia de salida no crecerá con el tiempo.

$$P_T = 500kW \times 1 \times 1$$

$$S_T = F_a \times \frac{P_T}{\cos\phi \times 0.8}$$

$$S_T = 1 \times \frac{(500)}{0.8 \times 0.8}$$

$$S_T = 781.25 kVA$$

Por lo tanto, se seleccionará un **transformador trifásico de 800 kVA con un BIL de 95 kV y nivel de tensión 0.4/13.2 kV**. El nivel de tensión de 400V en baja tensión dependerá de la tensión de salida del inversor seleccionado, la cual podrá ser de 400V o de 800V según especificaciones del fabricante. Los cálculos de la coordinación de aislamiento se encuentran en el archivo Excel denominado *CalculosBIL_CS_INGENIO.xls*.

d) Cálculo de los elementos de protección

CORRIENTES DE MEDIA TENSIÓN (I_n , I_{cc1} , I_p)

Intensidad nominal en el primario

$$I_{1n} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_{L1}}$$

I_{1n} = intensidad nominal en el primario (A).

S_n = potencia aparente nominal del transformador (VA).

V_{L1} = tensión de línea del primario (V).

Los valores a considerar son $S_n = 400 \text{ kVA}$ $V_{L1} = 13.20 \text{ kV}$.

$$I_{1n} = \frac{800kVA}{\sqrt{3} (13.2kV)}$$

$$I_{1n} = 35 A$$

Corriente de cortocircuito permanente en el primario

$$I_{cc1} = \frac{S_{cc1}}{\sqrt{3} \cdot V_{L1}}$$

Se ha considerado una potencia de cortocircuito igual a 40.5 MVA, obtenida de la simulación en DigSilent con la conexión del CSF INGENIO al alimentador A4503.

$$I_{cc1} = \frac{40500}{\sqrt{3} (13.2)}$$

$$I_{cc1} = 1771.41 A$$

Corriente de corto circuito pico Ip

$$I_p = 1.8 * \sqrt{2} * I_{cc1}$$

$$I_p = 1.8 * \sqrt{2} * 1771.41$$

$$I_p = 4509.29 A$$

Por lo tanto, el valor del poder de corte del interruptor de media tensión deberá ser de al menos 1.78 kA y el poder de cierre será de 4.51 kA.

Cálculo de los fusibles de protección en tablero general de baja tensión:

Se calculó la corriente nominal del secundario (In2):

$$In2 = \frac{S}{\sqrt{3} \times Vn}$$

$$In2 = \frac{800000}{\sqrt{3} \times 400}$$

$$In2 = 1154.7 A$$

$$I = 1.35 \times \frac{P}{\sqrt{3} \times Vn}$$

I = corriente del interruptor.

P = potencia de la fuente.

V_n = tensión nominal.

$$I = 974.28 \text{ A}$$

Por lo tanto, se seleccionará un interruptor de corte en carga de 1000 A.

El cálculo del poder de corte, relacionado con la corriente de corto circuito, se puede realizar teniendo en cuenta el valor de la tensión nominal y la impedancia del conductor.

$$I_{sc}(3f) = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z}$$

Z = impedancia del conductor.

V_n = tensión nominal.

I_{sc} = corriente de corto circuito.

Para nuestro caso la impedancia de un conductor de 95mm², que va del tablero del inversor hacia el tablero general, es de 0.35 ohms/km, teniendo en cuenta que el valor de la distancia máxima será de 100m, $Z= 0.0035$ ohm.

$$I_{sc}(3f) = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0.0055}$$

$$I_{sc}(3f) = 42.03 \text{ kA}$$

Por lo tanto, el valor del poder de corte deberá ser no menor de 42.03 kA y se puede seleccionar un poder de corte de 50 kA.

e) **Cálculo de la producción de energía**

Para los cálculos se ha considerado el uso del panel solar de 550Wp de la marca JA SOLAR, el cual cuenta con un 21.3 % de eficiencia, y cuyos valores de ficha de características se muestran a continuación:

Figura 21

Especificaciones de peso y longitud de panel

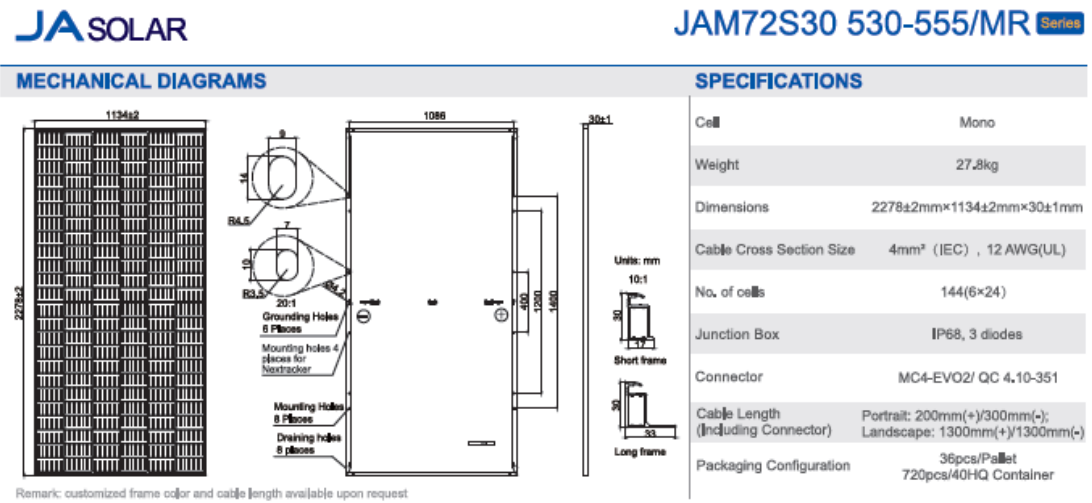


Figura 22

Especificaciones técnicas eléctricas del panel

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC						
TYPE	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR	JAM72S30 -555/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	530	535	540	545	550	555
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49,30	49,45	49,60	49,75	49,90	50,02
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41,31	41,47	41,64	41,80	41,96	42,11
Short Circuit Current(Isc) [A]	13,72	13,79	13,86	13,93	14,00	14,07
Maximum Power Current(Imp) [A]	12,83	12,90	12,97	13,04	13,11	13,18
Module Efficiency [%]	20,5	20,7	20,9	21,1	21,3	21,5
Power Tolerance	0→+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0,045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0,275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0,350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1,5G					
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer, They only serve for comparison among different module types.						
ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT						
TYPE	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR	JAM72S30 -555/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	401	405	408	412	416	420
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46,18	46,31	46,43	46,55	46,68	46,85
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38,57	38,78	38,99	39,20	39,43	39,66
Short Circuit Current(Isc) [A]	11,01	11,05	11,09	11,13	11,17	11,21
Max Power Current(Imp) [A]	10,39	10,43	10,47	10,51	10,55	10,59
NOCT	Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1,5G					
*For NexTracker installations, Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.						
OPERATING CONDITIONS						
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC					
Operating Temperature	-40°C → +85°C					
Maximum Series Fuse Rating	25A					
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112lb/ft²)					
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50lb/ft²)					
NOCT	45±2°C					
Safety Class	Class II					
Fire Performance	UL Type 1					

Los cálculos se realizaron con base en lo propuesto en el trabajo de investigación de D'Angles B. (2020), quien propone la siguiente fórmula:

$$E = Gdm(0). Fc. \eta p. N^{\circ} \text{ días. } Fp. Ap. \text{ PanelesPV(TOTAL)}.$$

Donde:

E = energía producida mensualmente (kWh).

Fc = factor de corrección por inclinación.

Gdm(0) = irradiancia sobre una superficie horizontal (kWh.m⁻².día⁻¹).

η_p = eficiencia del panel fotovoltaico.

Nº días = número de días del mes elegido.

Fp = factor de pérdidas.

Ap = área del panel (largo x ancho) (m).

Paneles PV (TOTAL) = número total de paneles de la planta fotovoltaica.

Utilizando la fórmula se han realizado, en una hoja de cálculo, las producciones de energía mensuales del sistema.

Tabla 7

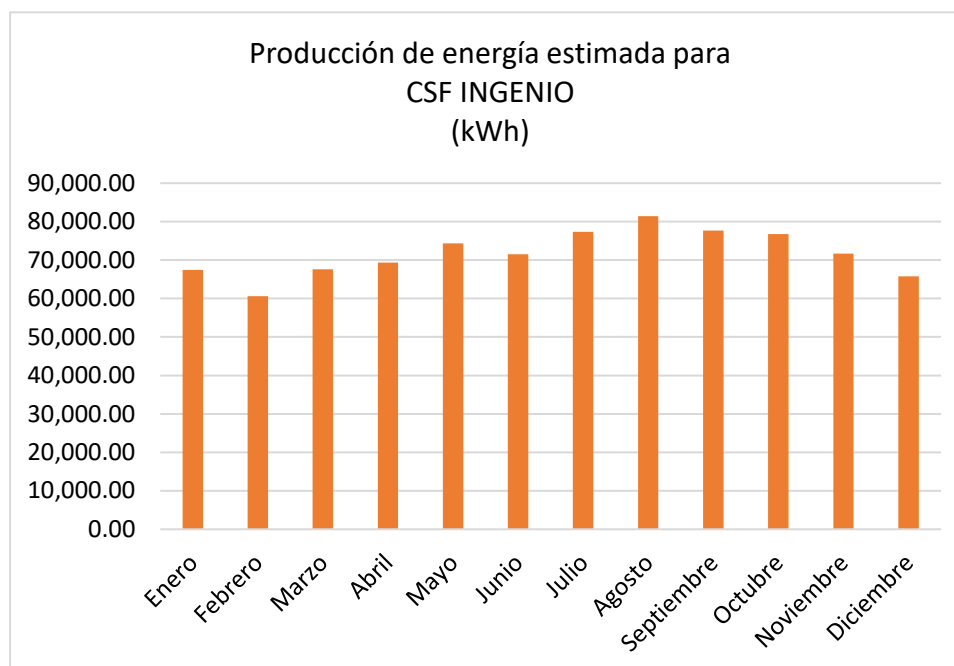
Producción de energía mensual proyectada del sistema fotovoltaico

Mes	Nro Dias	Gdm(0)	Fc	Fp	Np	Ap	Nro Pan	Energía	
Ene	31	5.71	21.30%	0.762	2.584386	909	21,118.86	67,453.60	kW- h
Feb.	28	5.49	21.30%	0.788	2.584386	909	16,307.07	60,611.51	kW- h
Mar.	31	5.27	21.30%	0.827	2.584386	909	14,149.76	67,597.50	kW- h
Abr.	30	5.28	21.30%	0.875	2.584386	909	9,929.84	69,330.52	kW- h
May.	31	5.23	21.30%	0.916	2.584386	909	6,786.41	74,340.37	kW- h
Jun.	30	5.10	21.30%	0.934	2.584386	909	5,062.74	71,495.57	kW- h
Jul.	31	5.39	21.30%	0.925	2.584386	909	6,255.65	77,353.02	kW- h
Ago.	31	5.87	21.30%	0.895	2.584386	909	9,593.84	81,460.51	kW- h
Sep.	30	6.08	21.30%	0.851	2.584386	909	13,617.79	77,651.71	kW- h
Oct.	31	6.13	21.30%	0.807	2.584386	909	18,360.61	76,726.81	kW- h
Nov.	30	6.16	21.30%	0.775	2.584386	909	20,822.74	71,647.69	kW- h
Dic.	31	5.63	21.30%	0.753	2.584386	909	21,594.82	65,736.68	kW- h
							TOTAL	861,405.47	kW- h

A continuación, se muestra una gráfica con la proyección de la energía producida mensualmente con el sistema fotovoltaico conectado a red.

Figura 23

Proyección de producción de energía mensual



f) Cálculo de la potencia instalada promedio

A fin de cuantificar la potencia promedio a inyectar a la red durante el día, se ha considerado que el comportamiento de la erradicación se asemeja a una campana de Gauss. Por ello se han realizado los siguientes cálculos:

Para estimar la potencia promedio inyectada a la red de un sistema fotovoltaico a lo largo del día, considerando la variación de irradiancia que suele seguir una distribución aproximadamente similar a una campana de Gauss (o una curva tipo campana), se puede integrar la potencia a lo largo de las horas de luz solar efectiva.

En un día soleado, la generación de potencia de un sistema fotovoltaico generalmente sigue un perfil que alcanza su pico alrededor del mediodía y disminuye hacia la mañana y la tarde, formando una curva que se asemeja a una campana de Gauss.

g) Cálculo de la Potencia Promedio con la Curva Gaussiana

La potencia promedio puede aproximarse integrando la curva de potencia a lo largo del día y luego dividiendo por el número de horas en el período de generación. Para simplificar el cálculo, se pueden utilizar las siguientes suposiciones:

Potencia Nominal (P_nom): 499.5 kW (la potencia máxima que el sistema puede generar en condiciones ideales).

Horas de generación solar (H_solar): suponiendo alrededor de 8 horas efectivas de generación (dependiendo de la ubicación y época del año).

Perfil gaussiano de irradiancia: se aproximará la curva de generación como una distribución normal con su pico en el mediodía y una desviación estándar que representa el cambio gradual en la irradiancia.

Secuencia de pasos para el cálculo

Función de potencia generada: se supondrá que la potencia generada en un momento dado sigue una distribución gaussiana de la forma:

$$P(t) = P_{\text{nom}} \cdot e^{-\frac{(t-\mu)^2}{2\sigma^2}}$$

Donde:

- $P_{\text{nom}} = 499.5$ kWp.
- μ es el tiempo del día en el que se alcanza la potencia máxima (por ejemplo, alrededor del mediodía, que sería $t=12$ horas).
- Σ representa la dispersión o ancho de la campana, que se ajustará en función de la duración de las horas solares.

Integración para potencia promedio: la potencia promedio se calcula integrando la función de potencia sobre el intervalo de horas solares efectivas y luego dividiendo entre la duración de este intervalo.

$$P_{\text{prom}} = \frac{1}{H_{\text{solar}}} \int_{t_{\text{inicio}}}^{t_{\text{fin}}} P(t) dt$$

Ejemplo aproximado de cálculo: para simplificar, se pueden usar valores aproximados en una integración numérica o gráfica que simule esta curva gaussiana, considerando que el valor de **Pprom** suele estar en el rango del 60-70 % de la potencia nominal.

Resultado aproximado

Con estas suposiciones, la potencia promedio inyectada durante el día puede estimarse aproximadamente como:

$$P_{\text{prom}} = 499.5 \text{ kW} \times 0.65 = 324.7 \text{ kW}$$

Este valor será considerado para el cálculo de los precios de venta de energía según las opciones tarifarias MT2, MT3 y MT4.

4.2.5. Costo de Construcción de Cada Central Solar

La construcción de cada una de las centrales solares asciende al monto de S/. 3.111.956,00. Este monto contempla obras civiles, suministro de equipos, montaje electromecánico, pruebas de puesta en marcha, transporte de materiales, supervisión de obra, gestión de proyecto y elaboración del expediente técnico.

Figura 24

Presupuesto general para la construcción de cada central solar

ITEM	DESCRIPCION	COSTO EN SOLES
1	OBRAS CIVILES	203,415.66
2	SUMINISTRO DE EQUIPOS	1,497,366.37
3	MONTAJE ELECTRO MECÁNICO	272,964.72
4	PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO (COMISIONAMIENTO)	24,941.00
5	TRANSPORTE DE MATERIALES	79,830.00
	Costo Directo	2,078,517.75
	Gastos generales	145,496.24
	Gastos generales fijos	83,140.71
	Gastos generales variables	62,355.53
	Utilidades	249,422.13
	Sub total sin IGV	2,473,436.12
	IGV	445,218.50
	Total Obra con IGV	2,918,654.62
2	SUPERVISION DE OBRA	62,355.53
3	GESTION DEL PROYECTO	37,413.32
	Gestion del proyecto	37,413.32
4	EXPEDIENTE TECNICO DE OBRA, incluye:	93,533.30
4.1	Estudio Definitivo de obra	
4.2	Estudio Ambiental, incluido	
4.3	CIRA	
4.4	Preoperatividad	
5	COSTO TOTAL DEL PROYECTO	3,111,956.77

4.2.6. Costos de Operación y Mantenimiento

A continuación, se muestra un cuadro con el desagregado de las actividades consideradas para operación y mantenimiento durante el tiempo de vida de la central solar.

Tabla 8*Costo de operación y mantenimiento*

Item	Descripción	Cantidad	Costo anual
1	Personal técnico	2	42,000.00
2	EPPs	2	2,600.00
3	Seguros	2	5,760.00
4	Herramientas manuales	2	3,650.00
5	Equipos de oficina	2	4,324.00
6	Suministros para lavado de paneles	2	13,500.00
7	Suministro de herbicida	6	3,024.00
8	Mantenimiento anual especializado	2	13,800.00
9	Otros insumos	2	1,645.78
			90,303.78

4.3. Análisis de la Viabilidad Financiera en Función a las Opciones Tarifarias

4.3.1. Tarifas de Compra de Energía en Barra

Cálculo de precio en barra por compra de potencia y energía en la barra de Huayucachi

Cálculo de precios de potencia y energía

Se ha tenido en cuenta el precio del mes de octubre de 2024, al que se le ha considerado como precio base de compra de potencia y energía en barra. A partir de este precio se han realizado simulaciones con variaciones porcentuales con aumentos o disminuciones en los precios por potencia y por energía. La siguiente gráfica muestra un extracto del pliego tarifario para compra de potencia y energía en la barra de Huayucachi.

Figura 25

Extracto de tarifas en barra para el mes de octubre de 2024 en el SEIN

ACTUALIZADO AL 04/Octubre/2024 CON REDONDEO

TENSION KV	PPM	PEMP	PEMF	PCSPT	CPSEE	(PPM+PCSPT)	(PEMP + CPSEE)	(PEMF + CPSEE)	Potencia	Energía	Promedio
	S//KW-mes	ctm. S//KW.h	ctm. S//KW.h	S//KW-mes	ctm. S//KW.h	S//KW-mes	ctm. S//KW.h	ctm. S//KW.h	ctm. S//KW.h	ctm. S//KW.h	ctm. S//KW.h
Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) - Res. Barra (Cuadro 1)											
Zorritos	220	22,12	24,42	22,94	38,727	60,85	24,42	22,94	10,60	23,23	33,83
Talara	220	22,12	24,22	22,79	38,727	60,85	24,22	22,79	10,60	23,07	33,67
Piura Oeste	220	22,12	24,25	22,83	38,727	60,85	24,25	22,83	10,60	23,11	33,71
Chidayo Oeste	220	22,12	24,11	22,72	38,727	60,85	24,11	22,72	10,60	23,00	33,59
Carhuaquero	220	22,12	23,78	22,45	38,727	60,85	23,78	22,45	10,60	22,71	33,31
Carhuaquero	138	22,12	23,78	22,44	38,727	60,85	23,78	22,44	10,60	22,71	33,30
Cutervo	138	22,12	23,99	22,58	38,727	60,85	23,99	22,58	10,60	22,86	33,46
Jaen	138	22,12	24,18	22,76	38,727	60,85	24,18	22,76	10,60	23,04	33,64
Guadalupe	220	22,12	24,03	22,66	38,727	60,85	24,03	22,66	10,60	22,93	33,53
Guadalupe	60	22,12	24,07	22,70	38,727	60,85	24,07	22,70	10,60	22,97	33,57
Cajamarca	220	22,12	23,81	22,47	38,727	60,85	23,81	22,47	10,60	22,74	33,33
Trujillo Norte	220	22,12	23,91	22,55	38,727	60,85	23,91	22,55	10,60	22,82	33,42
Chimbote 1	220	22,12	23,77	22,43	38,727	60,85	23,77	22,43	10,60	22,70	33,29
Chimbote 1	138	22,12	23,81	22,47	38,727	60,85	23,81	22,47	10,60	22,74	33,33
Paramonga Nueva	220	22,12	23,47	22,23	38,727	60,85	23,47	22,23	10,60	22,48	33,07
Paramonga Nueva	138	22,12	23,42	22,21	38,727	60,85	23,42	22,21	10,60	22,45	33,05
Paramonga Existente	138	22,12	23,28	22,13	38,727	60,85	23,28	22,13	10,60	22,36	32,96
Huacho	220	22,12	23,42	22,20	38,727	60,85	23,42	22,20	10,60	22,44	33,04
Zapallal	220	22,12	23,47	22,15	38,727	60,85	23,47	22,15	10,60	22,41	33,01
Ventaniilla	220	22,12	23,50	22,19	38,727	60,85	23,50	22,19	10,60	22,45	33,05
Lima	220	22,12	23,49	22,18	38,727	60,85	23,49	22,18	10,60	22,44	33,04
Cantera	220	22,12	23,12	21,92	38,727	60,85	23,12	21,92	10,60	22,16	32,76
Chilca	220	22,12	22,99	21,75	38,727	60,85	22,99	21,75	10,60	22,00	32,59
Independencia	220	22,12	23,15	22,01	38,727	60,85	23,15	22,01	10,60	22,24	32,83
Ica	220	22,12	23,12	21,97	38,727	60,85	23,12	21,97	10,60	22,20	32,80
Marcona	220	22,12	23,58	22,26	38,727	60,85	23,58	22,26	10,60	22,52	33,12
Maricao	220	22,12	22,81	21,61	38,727	60,85	22,81	21,61	10,60	21,85	32,45
Huayucachi	220	22,12	22,97	21,73	38,727	60,85	22,97	21,73	10,60	21,98	32,57
Pachacaca	220	22,12	23,12	21,88	38,727	60,85	23,12	21,88	10,60	22,13	32,72
Pomacocha	220	22,12	23,14	21,90	38,727	60,85	23,14	21,90	10,60	22,15	32,74
Huancavelica	220	22,12	22,94	21,73	38,727	60,85	22,94	21,73	10,60	21,97	32,57
Callahuanca	220	22,12	23,23	21,96	38,727	60,85	23,23	21,96	10,60	22,21	32,81
Cajamarquilla	220	22,12	23,41	22,12	38,727	60,85	23,41	22,12	10,60	22,38	32,97

PPM	PEMP	PEMF	PCSPT
21.88	22.97	21.73	38.727

PPM: precio de la potencia de punta a nivel generación, expresado en S//kW-mes, que es igual al precio básico de la potencia de punta.

PEMP: precio de la energía a nivel generación en horas de punta para las barras de referencia de generación, expresado en céntimos de S//kWh.

PCSPT: cargo de peaje por conexión unitario, expresado en S//kWmes.

PTSGT: cargo de peaje de transmisión unitario, expresado en S//kWmes.

Con los precios del pliego tarifario para la barra de Huayucachi se han calculado los precios de potencia en barra y el precio promedio de la energía, los cuales se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 9*Cálculo de tarifa en barra para SE Huayucachi a octubre de 2024*

Precio en barra de Huayucachi - octubre de 2024		+/- 0%	Tarifa base
Item	Descripción	Unidad	Tarifa o Precio (MN)
1	Precio de potencia contratada	S/./kW- mes	21.88
2	Peaje PCSPT y PTSGT	S/./kW- mes	38.727
3	Precio de energía - horas punta	cS/./kWh	22.97
4	Precio de energía- horas fuera punta	cS/./kWh	21.73
5	Precio de la potencia en barra 220 kV	S/./kW- mes	60.61
6	Precio promedio de energía barra 220 kV	cS/./kWh	21.73

Con los precios por potencia y energía calculados para la barra de Huayucachi en 220 kV se ha realizado el cálculo del precio anual que, de no implementarse una central solar fotovoltaica de 500 kW, la Empresa Concesionaria pagaría como concepto de compra de energía (potencia y energía) a precio en Barra para la ubicación ya mencionada. El valor calculado asciende a S/. 499,538.81 soles por año.

Tabla 10*Cálculo del precio anual por compra de potencia y energía*

Potencia demandada	kW	324.71
Precio de potencia demandada	S/./kW-mes	60.61
Precio total mensual por potencia	S/./mes	19,679.55
Precio ponderado de energía demandada	Cent. S/./kWh	21.73
Energía demandada promedio mensual	kWh/mes	71,783.79
Precio mensual de la energía demandada	S/./mes	15,598.62
Precio total por potencia y energía a pagar	S/./mes	35,278.16
Precio anual de potencia y energía	S/./año	423,337.98
IGV %	S/./año	76,200.84
Precio anual por potencia y energía + IGV	S/./año	499,538.81

Para realizar el cálculo que se muestra en la tabla anterior se han considerado los valores de potencia promedio generada por la Central Solar de 500KW pico como de su energía producida anualmente.

Tabla 11

Valores de potencia y energía según diseño de central solar fotovoltaica en Concepción

Energía anual generada	861405.472 kWh
Potencia promedio generada	324.7075 kW

Cálculo de beneficios incrementales

El siguiente cálculo de beneficios incrementales está relacionado con el análisis de beneficios, haciendo una comparativa entre los beneficios que se tiene considerando las diferentes opciones tarifarias en media tensión para venta de energía con proyecto y sin proyecto. El resultado indica que no existen beneficios incrementales, ya que los precios de venta de la energía son los mismos.

Tabla 12

Análisis de beneficios incrementales con tarifa base, octubre de 2024

DESCRIPCIÓN	BENEFICIOS INCREMENTALES PARA CADA ALTERNATIVA		
	TARIFA		
	MT2	MT3	MT4
1.- Situación con proyecto			
Venta de potencia	0	308,766	308,766
Venta de energía	256,871	256,871	256,871
I.G.V.	46,237	101,815	101,815
Subtotal beneficios alternativa con proyecto	303,108	667,452	667,452
2.- Situación sin proyecto			
Venta de potencia	0	308,766	308,766
Venta de energía	256,871	256,871	256,871
I.G.V.	46,237	101,815	101,815
Subtotal beneficios alternativa sin proyecto	303,108	667,452	667,452
3.- Beneficios incrementales (1) - (2)			
Total beneficios incrementales	0	0	0

Análisis de pérdidas y ganancias según alternativas (con proyecto y sin proyecto)

En este análisis se han comparado los estados de ganancias y pérdidas con proyecto y sin proyecto haciendo variaciones en las opciones tarifarias para venta de energía (MT2, MT3 y MT4). El resultado final muestra la diferencia de utilidades netas con proyecto y sin proyecto, mostrando que la alternativa que representa el estado con proyecto dejaría mayores beneficios económicos a la empresa concesionaria.

Tabla 13

Análisis de pérdidas y ganancias para tarifa base, octubre 2024

ESTADO DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS PARA EL PROYECTO			
Estado de pérdidas y ganancias con proyecto:			
	MT2	MT3	MT4
1. Total ingresos por venta de potencia y energía	256,871	565,637	565,637
2. Costos de operación y mantenimiento (incluye otros costos)	-90,304	-90,304	-90,304
3. Depreciación	-311,195	-	-
		311,195	311,195
		5	5
4. Utilidad antes de impuestos	-144,628	164,138	164,138
5. Impuesto a la renta	0	49,241	49,241
Estado de pérdidas y ganancias sin proyecto:			
	MT2	MT3	MT4
1. Total ingresos por venta de potencia y energía	256,871	565,637	565,637
2. Costos de operación y mantenimiento (incluye otros costos)	-499,539	-	-
		499,539	499,539
		9	9
* Costos de compra de energía al SEIN	-499,539	-	-
		499,539	499,539
		9	9
* Costo de operación y mantenimiento	0	0	0
3. Depreciación	0	0	0
4. Utilidad antes de impuestos	-242,668	66,098	66,098
5. Impuesto a la renta	0	19,829	19,829
Diferencia de utilidades netas con proyecto - sin proyecto (beneficios netos)	98,040	68,628	68,628

Valores calculados con variaciones de -7.5 %, -5.0 %, -2.5 %, 0 %, 2.5 %, 5% y 7.5 %.

De la misma manera, se ha realizado un estudio similar para cada opción tarifaria en el que se ha considerado incrementos de -7.5 %, -5.0 %, -2.5 %, 0 %, 2.5 %, 5 % y 7.5 %.

Tabla 14

Resumen de beneficios netos vs. precios en barra con variaciones porcentuales de -7.5 %, -5.0 %, -2.5 %, 0 %, 2.5 %, 5 % y 7.5 %.

Incremento	Precio en barra (S/.)	Beneficios netos (S/.)
7.50 %	537,004.23	94,853.66
5.00 %	524,515.76	86,111.73
2.50 %	512,027.28	77,369.80
0.00 %	499,538.81	68,627.87
-2.50 %	487,050.34	59,885.94
-5.00 %	474,561.87	51,144.01
-7.50 %	462,073.40	42,402.08

4.3.2. Tarifas de Venta de Energía

4.3.2.1. Simulación de Indicadores de Viabilidad Financiera con Opción Tarifaria

MT2. Se han calculado los indicadores financieros teniendo en cuenta los precios para la opción tarifaria MT2 de los meses tomados como muestra (diciembre de 2023, febrero de 2024, abril de 2024, junio de 2024, agosto de 2024 y octubre de 2024), considerando una tasa de descuento del 12 %.

A continuación, se presenta de forma individual el análisis de costos para los meses mencionados:

MT2 para octubre de 2024

Figura 26

Cálculo de tarifas con MT2 para octubre de 2024

TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VALLE DEL MANTARO				
TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VENTA				
Tarifa en Barra MT - TARIFA MT2			Determinación valor ponderado	
Descripción	Valor	Unidad	Energía kWh	Ponderado
Potencia (Cargo generación HFP)		S/.kW-mes		
Potencia(Cargo distribución HFP)		S/.kW-mes		
Potencia Instalada	324.68	kW		
Potencia incluido IGV	0.00	S/. Año		
Energía en HP	36.31	ctmS/kWh		0.00
Energía en FP	31.23	ctmS/kWh	861,405.47	26,901,692.90
			861,405.47	26,901,692.90
Energía ponderada		ctmS/kWh		31.23

Pliego Tarifario: Abril 2024

* Esta opción tarifaria no contempla cargo por potencia en HFP

Figura 27

Cálculo del VAN y el tiempo de recupero con tarifa MT2 de octubre de 2024

CÁLCULO DEL VAN (VALOR ACTUAL NETO) PARA $i = 12\%$				
Nº	FNE	$(1+i)^n$	$FNE/(1+i)^n$	PAYBAK
	-3,111,956.77		-3,111,956.77	-3,111,956.77
1	481,919.86	1.12	430,285.59	-2,681,671.18
2	485,830.72	1.25	387,301.27	-2,294,369.91
3	489,800.24	1.40	348,630.14	-1,945,739.77
4	493,829.31	1.57	313,837.46	-1,631,902.32
5	497,918.82	1.76	282,532.51	-1,349,369.81
6	502,069.66	1.97	254,364.12	-1,095,005.69
7	506,282.77	2.21	229,016.62	-865,989.08
8	510,559.08	2.48	206,206.25	-659,782.83
9	514,899.53	2.77	185,677.93	-474,104.89
10	519,305.09	3.11	167,202.34	-306,902.55
11	212,581.05	3.48	61,111.97	-245,790.58
12	217,119.77	3.90	55,729.24	-190,061.34
13	221,726.57	4.36	50,814.01	-139,247.34
14	226,402.46	4.89	46,326.43	-92,920.91
15	231,148.50	5.47	42,229.97	-50,690.94
16	235,965.73	6.13	38,491.12	-12,199.82
17	240,855.21	6.87	35,079.20	22,879.38
18	245,818.04	7.69	31,966.08	54,845.46
19	250,855.31	8.61	29,126.00	83,971.46
20	255,968.14	9.65	26,535.39	110,506.85
21	261,157.67	10.80	24,172.65	134,679.50
22	266,425.03	12.10	22,018.03	156,697.53
23	271,771.41	13.55	20,053.46	176,750.99
24	277,197.98	15.18	18,262.39	195,013.38
25	282,705.95	17.00	16,629.70	211,643.08
TOTAL			211,643.08	16.35 años
VAN			211,643.08	

Figura 28

Cálculo la TIR con tarifa MT2 de octubre de 2024

CÁLCULO DE LA TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)	
Tasa	VNA
0%	4,756,481.81
4%	2,434,429.96
8%	1,045,505.59
12%	156,697.53
16%	-446,076.40
20%	-875,228.59
24%	-1,193,260.17
28%	-1,436,818.37
32%	-1,628,454.68
36%	-1,782,657.47
TIR	12.91%

MT2 para agosto de 2024

Figura 29

Cálculo de tarifas con MT2 para agosto de 2024

TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VALLE DEL MANTARO				
TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VENTA				
Tarifa en Barra MT - TARIFA MT2			Determinación valor ponderado	
Descripción	Valor	Unidad	Energía kWh	Ponderado
Potencia (Cargo generación HFP)		S./kW-mes		
Potencia(Cargo distribución HFP)		S./kW-mes		
Potencia Instalada	324.68	kW		
Potencia incluido IGV	0.00	S/. Año		
Energía en HP	34.85	ctmS/kWh		0.00
Energía en FP	29.82	ctmS/kWh	861,405.47	25,687,111.18
			861,405.47	25,687,111.18
Energía ponderada		ctmS/kWh		29.82

Piiego Tarifario: Agosto 2024

* Esta opción tarifaria no contempla cargo por potencia en HFP

Figura 30

Cálculo del VAN y el tiempo de recuero con tarifa MT2 de agosto de 2024

CÁLCULO DEL VAN (VALOR ACTUAL NETO) PARA $i = 12\%$				
Nº	FNE	$(1+i)^n$	FNE/(1+i) ⁿ	PAYBAK
	-3,111,956.77		-3,111,956.77	-3,111,956.77
1	481,919.86	1.12	430,285.59	-2,681,671.18
2	485,830.72	1.25	387,301.27	-2,294,369.91
3	489,800.24	1.40	348,630.14	-1,945,739.77
4	493,829.31	1.57	313,837.46	-1,631,902.32
5	497,918.82	1.76	282,532.51	-1,349,369.81
6	502,069.66	1.97	254,364.12	-1,095,005.69
7	506,282.77	2.21	229,016.62	-865,989.08
8	510,559.08	2.48	206,206.25	-659,782.83
9	514,899.53	2.77	185,677.93	-474,104.89
10	519,305.09	3.11	167,202.34	-306,902.55
11	212,581.05	3.48	61,111.97	-245,790.58
12	217,119.77	3.90	55,729.24	-190,061.34
13	221,726.57	4.36	50,814.01	-139,247.34
14	226,402.46	4.89	46,326.43	-92,920.91
15	231,148.50	5.47	42,229.97	-50,690.94
16	235,965.73	6.13	38,491.12	-12,199.82
17	240,855.21	6.87	35,079.20	22,879.38
18	245,818.04	7.69	31,966.08	54,845.46
19	250,855.31	8.61	29,126.00	83,971.46
20	255,968.14	9.65	26,535.39	110,506.85
21	261,157.67	10.80	24,172.65	134,679.50
22	266,425.03	12.10	22,018.03	156,697.53
23	271,771.41	13.55	20,053.46	176,750.99
24	277,197.98	15.18	18,262.39	195,013.38
25	282,705.95	17.00	16,629.70	211,643.08
TOTAL			211,643.08	16.35 años
VAN			211,643.08	

Figura 31

Cálculo la TIR con tarifa MT2 de agosto de 2024

CALCULO DE LA TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)	
Tasa	VNA
0%	4,756,481.81
4%	2,434,429.96
8%	1,045,505.59
12%	156,697.53
16%	-446,076.40
20%	-875,228.59
24%	-1,193,260.17
28%	-1,436,818.37
32%	-1,628,454.68
36%	-1,782,657.47
TIR	12.91%

MT2 para junio de 2024

Figura 32

Cálculo de tarifas con MT2 para junio de 2024

TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VALLE DEL MANTARO				
TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VENTA				
Tarifa en Barra MT - TARIFA MT2			Determinación valor ponderado	
Descripción	Valor	Unidad	Energía kWh	Ponderado
Potencia (Cargo generación HFP)		S/.kW-mes		
Potencia(Cargo distribución HFP)		S/.kW-mes		
Potencia Instalada	324.68	kW		
Potencia incluido IGV	0.00	S/. Año		
Energía en HP	34.81	ctmS/.kWh		0.00
Energía en FP	29.81	ctmS/.kWh	861,405.47	25,678,497.13
			861,405.47	25,678,497.13
Energía ponderada		ctmS/.kWh		29.81

Pliego Tarifario: Junio 2024

* Esta opción tarifaria no contempla cargo por potencia en HFP

Figura 33

Cálculo del VAN y tiempo de recupero con tarifa MT2 de junio de 2024

CÁLCULO DEL VAN (VALOR ACTUAL NETO) PARA $i = 12\%$				
Nº	FNE	$(1+i)^n$	FNE/ $(1+i)^n$	PAYBAK
	-3,111,956.77		-3,111,956.77	-3,111,956.77
1	481,832.42	1.12	430,207.52	-2,681,749.25
2	485,741.97	1.25	387,230.53	-2,294,518.72
3	489,710.17	1.40	348,566.03	-1,945,952.70
4	493,737.89	1.57	313,779.35	-1,632,173.34
5	497,826.02	1.76	282,479.85	-1,349,693.49
6	501,975.47	1.97	254,316.40	-1,095,377.09
7	506,187.17	2.21	228,973.37	-866,403.72
8	510,462.04	2.48	206,167.06	-660,236.67
9	514,801.04	2.77	185,642.42	-474,594.25
10	519,205.12	3.11	167,170.15	-307,424.10
11	212,479.58	3.48	61,082.80	-246,341.30
12	217,016.78	3.90	55,702.80	-190,638.49
13	221,622.03	4.36	50,790.05	-139,848.44
14	226,296.36	4.89	46,304.72	-93,543.73
15	231,040.81	5.47	42,210.29	-51,333.43
16	235,856.42	6.13	38,473.29	-12,860.14
17	240,744.26	6.87	35,063.04	22,202.90
18	245,705.43	7.69	31,951.43	54,154.33
19	250,741.01	8.61	29,112.73	83,267.06
20	255,852.12	9.65	26,523.36	109,790.42
21	261,039.91	10.80	24,161.75	133,952.17
22	266,305.50	12.10	22,008.16	155,960.33
23	271,650.09	13.55	20,044.50	176,004.83
24	277,074.84	15.18	18,254.27	194,259.11
25	282,580.96	17.00	16,622.35	210,881.45
TOTAL			210,881.45	16.37 años
			VAN	210,881.45

Figura 34

Cálculo la TIR con tarifa MT2 de junio de 2024

CÁLCULO DE LA TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)	
Tasa	VNA
0%	4,754,222.76
4%	2,432,980.29
8%	1,044,503.78
12%	155,960.33
16%	-446,647.43
20%	-875,689.33
24%	-1,193,644.01
28%	-1,437,146.29
32%	-1,628,740.46
36%	-1,782,910.49
TIR	12.90%

MT2 para abril de 2024

Figura 35

Cálculo de tarifas con MT2 para abril de 2024

TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VALLE DEL MANTARO				
TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VENTA				
Tarifa en Barra MT - TARIFA MT2			Determinación valor ponderado	
Descripción	Valor	Unidad	Energía kWh	Ponderado
Potencia (Cargo generación HFP)		S/.kW-mes		
Potencia(Cargo distribución HFP)		S/.kW-mes		
Potencia Instalada	324.68	kW		
Potencia incluido IGV	0.00	S/. Año		
Energía en HP	36.31	ctmS/.kWh		0.00
Energía en FP	31.23	ctmS/.kWh	861,405.47	26,901,692.90
			861,405.47	26,901,692.90
Energía ponderada		ctmS/.kWh		31.23

Pliego Tarifario: Abril 2024

* Esta opción tarifaria no contempla cargo por potencia en HFP

Figura 36

Cálculo del VAN y tiempo de recupero con tarifa MT2 de abril de 2024

CÁLCULO DEL VAN (VALOR ACTUAL NETO) PARA $i = 12\%$				
Nº	FNE	$(1+i)^n$	$FNE/(1+i)^n$	PAYBAK
	-3,111,956.77		-3,111,956.77	-3,111,956.77
1	494,247.86	1.12	441,292.73	-2,670,664.04
2	498,343.64	1.25	397,276.50	-2,273,387.54
3	502,500.86	1.40	357,670.19	-1,915,717.35
4	506,720.44	1.57	322,030.00	-1,593,687.35
5	511,003.31	1.76	289,957.00	-1,303,730.35
6	515,350.43	1.97	261,092.56	-1,042,637.78
7	519,762.75	2.21	235,114.27	-807,523.51
8	524,241.25	2.48	211,732.25	-595,791.26
9	528,786.94	2.77	190,685.87	-405,105.39
10	533,400.81	3.11	171,740.78	-233,364.61
11	226,888.21	3.48	65,224.94	-168,139.67
12	231,641.53	3.90	59,456.61	-108,683.06
13	236,466.15	4.36	54,191.94	-54,491.12
14	241,363.14	4.89	49,387.68	-5,103.44
15	246,333.59	5.47	45,004.23	39,900.79
16	251,378.59	6.13	41,005.29	80,906.08
17	256,499.27	6.87	37,357.67	118,263.75
18	261,696.76	7.69	34,030.94	152,294.69
19	266,972.21	8.61	30,997.28	183,291.97
20	272,326.80	9.65	28,231.24	211,523.21
21	277,761.70	10.80	25,709.52	237,232.73
22	283,278.13	12.10	23,410.82	260,643.54
23	288,877.30	13.55	21,315.67	281,959.21
24	294,560.46	15.18	19,406.26	301,365.47
25	300,328.86	17.00	17,666.34	319,031.81
TOTAL			319,031.81	14.11 años
VAN			319,031.81	

Figura 37

Cálculo la TIR con tarifa MT2 de abril de 2024

CÁLCULO DE LA TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)	
Tasa	VNA
0%	5,075,007.61
4%	2,638,833.22
8%	1,186,760.02
12%	260,643.54
16%	-365,560.75
20%	-810,265.62
24%	-1,139,138.44
28%	-1,390,580.26
32%	-1,588,159.79
36%	-1,746,981.33
TIR	13.49%

MT2 para febrero de 2024

Figura 38

Cálculo de tarifas con MT2 para febrero de 2024

TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VALLE DEL MANTARO				
TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VENTA				
Tarifa en Barra MT - TARIFA MT2			Determinación valor ponderado	
Descripción	Valor	Unidad	Energía kWh	Ponderado
Potencia (Cargo generación HFP)		S/kW-mes		
Potencia(Cargo distribución HFP)		S/kW-mes		
Potencia Instalada	324.68	kW		
Potencia incluido IGV	0.00	S/ Año		
Energía en HP	36.31	ctmS/kWh		0.00
Energía en FP	31.23	ctmS/kWh	861,405.47	26,901,692.90
			861,405.47	26,901,692.90
Energía ponderada		ctmS/kWh		31.23

Piiego Tarifario: Febrero 2024

*Esta opción tarifaria no contempla cargo por potencia en HFP

Figura 39

Cálculo del VAN y tiempo de recuero con tarifa MT2 de febrero de 2024

CÁLCULO DEL VAN (VALOR ACTUAL NETO) PARA $i = 12\%$				
Nº	FNE	$(1+i)^n$	FNE/(1+i) ⁿ	PAYBAK
	-3,111,956.77		-3,111,956.77	-3,111,956.77
1	494,247.86	1.12	441,292.73	-2,670,664.04
2	498,343.64	1.25	397,276.50	-2,273,387.54
3	502,500.86	1.40	357,670.19	-1,915,717.35
4	506,720.44	1.57	322,030.00	-1,593,687.35
5	511,003.31	1.76	289,957.00	-1,303,730.35
6	515,350.43	1.97	261,092.56	-1,042,637.78
7	519,762.75	2.21	235,114.27	-807,523.51
8	524,241.25	2.48	211,732.25	-595,791.26
9	528,786.94	2.77	190,685.87	-405,105.39
10	533,400.81	3.11	171,740.78	-233,364.61
11	226,888.21	3.48	65,224.94	-168,139.67
12	231,641.53	3.90	59,456.61	-108,683.06
13	236,466.15	4.36	54,191.94	-54,491.12
14	241,363.14	4.89	49,387.68	-5,103.44
15	246,333.59	5.47	45,004.23	39,900.79
16	251,378.59	6.13	41,005.29	80,906.08
17	256,499.27	6.87	37,357.67	118,263.75
18	261,696.76	7.69	34,030.94	152,294.69
19	266,972.21	8.61	30,997.28	183,291.97
20	272,326.80	9.65	28,231.24	211,523.21
21	277,761.70	10.80	25,709.52	237,232.73
22	283,278.13	12.10	23,410.82	260,643.54
23	288,877.30	13.55	21,315.67	281,959.21
24	294,560.46	15.18	19,406.26	301,365.47
25	300,328.86	17.00	17,666.34	319,031.81
	TOTAL		319,031.81	14.11 años
		VAN	319,031.81	

Figura 40

Cálculo la TIR con tarifa MT2 de febrero de 2024

CALCULO DE LA TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)	
Tasa	VNA
0%	5,075,007.61
4%	2,638,833.22
8%	1,186,760.02
12%	260,643.54
16%	-365,560.75
20%	-810,265.62
24%	-1,139,138.44
28%	-1,390,580.26
32%	-1,588,159.79
36%	-1,746,981.33
TIR	13.49%

MT2 para diciembre de 2023**Figura 41**

Cálculo de tarifas con MT2 para diciembre de 2023

TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VALLE DEL MANTARO				
TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VENTA				
Tarifa en Barra MT - TARIFA MT3			Determinación valor ponderado	
Descripción	Valor	Unidad	Energía kWh	Ponderado
Potencia (Cargo generación HFP)		S/.kW-mes		
Potencia(Cargo distribución HFP)		S/.kW-mes		
Potencia Instalada	324.68	kW		
Potencia incluido IGV	0.00	S/. Año		
Energía en HP	36.31	ctmS/.kWh		0.00
Energía en FP	31.23	ctmS/.kWh	861,405.47	26,901,692.90
			861,405.47	26,901,692.90
Energía ponderada		ctmS/.kWh		31.23

Pieigo Tarifario: Diciembre 2023

* Esta opción tarifaria no contempla cargo por potencia en HFP

Figura 42

Cálculo del VAN y tiempo de recupero con tarifa MT2 de diciembre de 2023

CÁLCULO DEL VAN (VALOR ACTUAL NETO) PARA $i = 12\%$				
Nº	FNE	(1+i)ⁿ	FNE/(1+i)ⁿ	PAYBAK
	-3,111,956.77		-3,111,956.77	-3,111,956.77
1	494,247.86	1.12	441,292.73	-2,670,664.04
2	498,343.64	1.25	397,276.50	-2,273,387.54
3	502,500.86	1.40	357,670.19	-1,915,717.35
4	506,720.44	1.57	322,030.00	-1,593,687.35
5	511,003.31	1.76	289,957.00	-1,303,730.35
6	515,350.43	1.97	261,092.56	-1,042,637.78
7	519,762.75	2.21	235,114.27	-807,523.51
8	524,241.25	2.48	211,732.25	-595,791.26
9	528,786.94	2.77	190,685.87	-405,105.39
10	533,400.81	3.11	171,740.78	-233,364.61
11	226,888.21	3.48	65,224.94	-168,139.67
12	231,641.53	3.90	59,456.61	-108,683.06
13	236,466.15	4.36	54,191.94	-54,491.12
14	241,363.14	4.89	49,387.68	-5,103.44
15	246,333.59	5.47	45,004.23	39,900.79
16	251,378.59	6.13	41,005.29	80,906.08
17	256,499.27	6.87	37,357.67	118,263.75
18	261,696.76	7.69	34,030.94	152,294.69
19	266,972.21	8.61	30,997.28	183,291.97
20	272,326.80	9.65	28,231.24	211,523.21
21	277,761.70	10.80	25,709.52	237,232.73
22	283,278.13	12.10	23,410.82	260,643.54
23	288,877.30	13.55	21,315.67	281,959.21
24	294,560.46	15.18	19,406.26	301,365.47
25	300,328.86	17.00	17,666.34	319,031.81
TOTAL			319,031.81	14.11 años
VAN			319,031.81	

Figura 43

Cálculo la TIR con tarifa MT2 de diciembre de 2023

CÁLCULO DE LA TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)	
Tasa	VNA
0%	5,075,007.61
4%	2,638,833.22
8%	1,186,760.02
12%	260,643.54
16%	-365,560.75
20%	-810,265.62
24%	-1,139,138.44
28%	-1,390,580.26
32%	-1,588,159.79
36%	-1,746,981.33
TIR	13.49%

4.3.2.2. Simulación de indicadores de viabilidad financiera con opción tarifaria

MT3. Se han calculado los indicadores financieros teniendo en cuenta los precios para la opción tarifaria MT3 de los meses tomados como muestra (diciembre de 2023, febrero de 2024, abril de 2024 junio de 2024, agosto de 2024 y octubre de 2024), considerando una tasa de descuento del 12 %.

A continuación, se presenta de forma individual el análisis de costos para los meses mencionados:

MT3 para octubre de 2024

Figura 44

Cálculo de tarifas con MT3 para octubre de 2024

TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VALLE DEL MANTARO				
TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VENTA				
Tarifa en Barra MT - TARIFA MT3			Determinación valor ponderado	
Descripción	Valor	Unidad	Energía kWh	Ponderado
Potencia (Cargo generación HFP)	40.37	S/.kW-mes		
Potencia(Cargo distribución HFP)	38.88	S/.kW-mes		
Potencia Instalada	324.68	kW		
Potencia incluido IGV	308,765.93	S/. Año		
Energía en HP	34.85	ctmS/.kWh		0.00
Energía en FP	29.82	ctmS/.kWh	861,405.47	25,687,111.18
			861,405.47	25,687,111.18
Energía ponderada		ctmS/.kWh		29.82

Pliego Tarifario: Octubre 2024

Figura 45

Cálculo del VAN y tiempo de recupero con tarifa MT3 de octubre de 2024

CÁLCULO DEL VAN (VALOR ACTUAL NETO) PARA $i = 12\%$				
Nº	FNE	$(1+i)^n$	$FNE/(1+i)^n$	PAYBAK
	-3,111,956.77		-3,111,956.77	-3,111,956.77
1	790,685.78	1.12	705,969.45	-2,405,987.32
2	794,596.64	1.25	633,447.58	-1,772,539.74
3	798,566.17	1.40	568,403.63	-1,204,136.12
4	802,595.24	1.57	510,063.78	-694,072.34
5	806,684.74	1.76	457,734.59	-236,337.75
6	810,835.59	1.97	410,794.54	174,456.79
7	815,048.70	2.21	368,686.64	543,143.43
8	819,325.01	2.48	330,911.63	874,055.06
9	823,665.46	2.77	297,022.02	1,171,077.08
10	828,071.01	3.11	266,616.70	1,437,693.79
11	521,346.98	3.48	149,874.80	1,587,568.59
12	525,885.69	3.90	134,981.76	1,722,550.34
13	530,492.49	4.36	121,575.19	1,844,125.53
14	535,168.39	4.89	109,506.06	1,953,631.59
15	539,914.43	5.47	98,640.35	2,052,271.93
16	544,731.65	6.13	88,857.53	2,141,129.47
17	549,621.14	6.87	80,049.21	2,221,178.68
18	554,583.97	7.69	72,117.87	2,293,296.55
19	559,621.24	8.61	64,975.82	2,358,272.37
20	564,734.07	9.65	58,544.15	2,416,816.52
21	569,923.59	10.80	52,751.91	2,469,568.43
22	575,190.96	12.10	47,535.22	2,517,103.65
23	580,537.33	13.55	42,836.66	2,559,940.31
24	585,963.90	15.18	38,604.53	2,598,544.85
25	591,471.87	17.00	34,792.33	2,633,337.18
TOTAL			2,633,337.18	5.58 años
VAN			2,633,337.18	

Figura 46

Cálculo la TIR con tarifa MT3 de octubre de 2024

CÁLCULO DE LA TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)	
Tasa	VNA
0%	11,549,332.16
4%	6,896,441.95
8%	4,195,147.64
12%	2,517,103.65
16%	1,410,016.38
20%	640,636.21
24%	81,936.84
28%	-338,911.86
32%	-665,708.27
36%	-925,963.97
TIR	24.70%

MT3 para agosto de 2024

Figura 47

Cálculo de tarifas con MT3 para agosto de 2024

TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VALLE DEL MANTARO				
TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VENTA				
Tarifa en Barra MT - TARIFA MT3			Determinación valor ponderado	
Descripción	Valor	Unidad	Energía kWh	Ponderado
Potencia (Cargo generación HFP)	40.30	S/.kW-mes		
Potencia(Cargo distribución HFP)	38.88	S/.kW-mes		
Potencia Instalada	324.68	kW		
Potencia incluido IGV	308,493.20	S/. Año		
Energía en HP	34.85	ctmS/.kWh		0.00
Energía en FP	29.82	ctmS/.kWh	861,405.47	25,687,111.18
			861,405.47	25,687,111.18
Energía ponderada		ctmS/.kWh		29.82

Pliego Tarifario: Agosto 2024

Figura 48

Cálculo del VAN y tiempo de recupero con tarifa MT3 de agosto de 2024

CÁLCULO DEL VAN (VALOR ACTUAL NETO) PARA $i = 12\%$				
Nº	FNE	$(1+i)^n$	$FNE/(1+i)^n$	PAYBAK
	-3,111,956.77		-3,111,956.77	-3,111,956.77
1	790,413.05	1.12	705,725.94	-2,406,230.83
2	794,323.92	1.25	633,230.16	-1,773,000.67
3	798,293.44	1.40	568,209.50	-1,204,791.16
4	802,322.51	1.57	509,890.46	-694,900.70
5	806,412.01	1.76	457,579.83	-237,320.87
6	810,562.86	1.97	410,656.37	173,335.50
7	814,775.97	2.21	368,563.27	541,898.77
8	819,052.28	2.48	330,801.48	872,700.25
9	823,392.73	2.77	296,923.67	1,169,623.93
10	827,798.29	3.11	266,528.89	1,436,152.82
11	521,074.25	3.48	149,796.40	1,585,949.21
12	525,612.97	3.90	134,911.76	1,720,860.97
13	530,219.76	4.36	121,512.68	1,842,373.66
14	534,895.66	4.89	109,450.25	1,951,823.91
15	539,641.70	5.47	98,590.52	2,050,414.43
16	544,458.93	6.13	88,813.04	2,139,227.47
17	549,348.41	6.87	80,009.49	2,219,236.96
18	554,311.24	7.69	72,082.41	2,291,319.37
19	559,348.51	8.61	64,944.15	2,356,263.52
20	564,461.34	9.65	58,515.88	2,414,779.40
21	569,650.86	10.80	52,726.66	2,467,506.06
22	574,918.23	12.10	47,512.69	2,515,018.75
23	580,264.60	13.55	42,816.54	2,557,835.29
24	585,691.17	15.18	38,586.57	2,596,421.85
25	591,199.14	17.00	34,776.29	2,631,198.14
TOTAL			2,631,198.14	5.58 años
VAN			2,631,198.14	

Figura 49

Cálculo la TIR con tarifa MT3 de agosto de 2024

CÁLCULO DE LA TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)	
Tasa	VNA
0%	11,543,332.16
4%	6,892,500.74
8%	4,192,365.62
12%	2,515,018.75
16%	1,408,376.93
20%	639,297.28
24%	80,810.48
28%	-339,881.62
32%	-666,558.64
36%	-926,720.67
TIR	24.69%

MT3 para junio de 2024

Figura 50

Cálculo de tarifas con MT3 para junio de 2024

TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VALLE DEL MANTARO				
TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VENTA				
Tarifa en Barra MT - TARIFA MT3			Determinación valor ponderado	
Descripción	Valor	Unidad	Energía kWh	Ponderado
Potencia (Cargo generación HFP)	39.44	S/.kW-mes		
Potencia(Cargo distribución HFP)	38.71	S/.kW-mes		
Potencia Instalada	324.68	kW		
Potencia incluido IGV	304,480.22	S/. Año		
Energía en HP	34.81	ctmS/.kWh		0.00
Energía en FP	29.81	ctmS/.kWh	861,405.47	25,678,497.13
			861,405.47	25,678,497.13
Energía ponderada		ctmS/.kWh		29.81

Pliego Tarifario: Junio 2024

Figura 51

Cálculo del VAN y tiempo de recupero con tarifa MT3 de junio de 2024

CÁLCULO DEL VAN (VALOR ACTUAL NETO) PARA $i = 12\%$				
Nº	FNE	(1+i)ⁿ	FNE/(1+i)ⁿ	PAYBAK
	-3,111,956.77		-3,111,956.77	-3,111,956.77
1	786,312.64	1.12	702,064.86	-2,409,891.91
2	790,222.19	1.25	629,960.29	-1,779,931.62
3	794,190.38	1.40	565,289.03	-1,214,642.60
4	798,218.10	1.57	507,282.03	-707,360.56
5	802,306.23	1.76	455,250.10	-252,110.46
6	806,455.69	1.97	408,575.55	156,465.09
7	810,667.39	2.21	366,704.76	523,169.85
8	814,942.26	2.48	329,141.51	852,311.36
9	819,281.25	2.77	295,441.03	1,147,752.39
10	823,685.33	3.11	265,204.63	1,412,957.02
11	516,959.80	3.48	148,613.59	1,561,570.61
12	521,496.99	3.90	133,855.29	1,695,425.90
13	526,102.24	4.36	120,569.06	1,815,994.96
14	530,776.57	4.89	108,607.40	1,924,602.36
15	535,521.02	5.47	97,837.69	2,022,440.05
16	540,336.63	6.13	88,140.61	2,110,580.66
17	545,224.48	6.87	79,408.86	2,189,989.52
18	550,185.64	7.69	71,545.92	2,261,535.43
19	555,221.22	8.61	64,464.95	2,326,000.38
20	560,332.34	9.65	58,087.84	2,384,088.22
21	565,520.12	10.80	52,344.32	2,436,432.54
22	570,785.72	12.10	47,171.16	2,483,603.71
23	576,130.30	13.55	42,511.48	2,526,115.19
24	581,555.05	15.18	38,314.07	2,564,429.26
25	587,061.18	17.00	34,532.88	2,598,962.14
TOTAL			2,598,962.14	5.62 años
		VAN	2,598,962.14	

Figura 52

Cálculo la TIR con tarifa MT3 de junio de 2024

CÁLCULO DE LA TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)	
Tasa	VNA
0%	11,452,787.49
4%	6,833,059.00
8%	4,150,428.41
12%	2,483,603.71
16%	1,383,682.55
20%	619,135.09
24%	63,853.10
28%	-354,478.87
32%	-679,357.09
36%	-938,108.00
TIR	24.54%

MT3 para abril de 2024

Figura 53

Cálculo de tarifas con MT3 para abril de 2024

TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VALLE DEL MANTARO				
TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VENTA				
Tarifa en Barra MT - TARIFA MT3			Determinación valor ponderado	
Descripción	Valor	Unidad	Energía kWh	Ponderado
Potencia (Cargo generación HFP)	37.19	S/kW-mes		
Potencia(Cargo distribución HFP)	38.82	S/kW-mes		
Potencia Instalada	324.68	kW		
Potencia incluido IGV	296,142.56	S/. Año		
Energía en HP	36.31	ctmS/kWh		0.00
Energía en FP	31.23	ctmS/kWh	861,405.47	26,901,692.90
			861,405.47	26,901,692.90
Energía ponderada		ctmS/kWh		31.23

Piiego Tarifario: Abril 2024

Figura 54

Cálculo del VAN y tiempo de recupero con tarifa MT3 de abril de 2024

CÁLCULO DEL VAN (VALOR ACTUAL NETO) PARA $i = 12\%$				
Nº	FNE	$(1+i)^n$	FNE/(1+i) ⁿ	PAYBAK
	-3,111,956.77		-3,111,956.77	-3,111,956.77
1	790,390.42	1.12	705,705.73	-2,406,251.04
2	794,486.20	1.25	633,359.54	-1,772,891.50
3	798,643.42	1.40	568,458.61	-1,204,432.89
4	802,863.00	1.57	510,233.95	-694,198.93
5	807,145.87	1.76	457,996.24	-236,202.69
6	811,492.99	1.97	411,127.60	174,924.91
7	815,905.31	2.21	369,074.13	543,999.04
8	820,383.81	2.48	331,339.26	875,338.30
9	824,929.50	2.77	297,477.85	1,172,816.15
10	829,543.37	3.11	267,090.76	1,439,906.91
11	523,030.77	3.48	150,358.85	1,590,265.76
12	527,784.09	3.90	135,469.03	1,725,734.79
13	532,608.71	4.36	122,060.17	1,847,794.96
14	537,505.70	4.89	109,984.32	1,957,779.27
15	542,476.15	5.47	99,108.36	2,056,887.64
16	547,521.16	6.13	89,312.56	2,146,200.20
17	552,641.83	6.87	80,489.16	2,226,689.36
18	557,839.32	7.69	72,541.20	2,299,230.55
19	563,114.78	8.61	65,381.44	2,364,611.99
20	568,469.36	9.65	58,931.38	2,423,543.37
21	573,904.26	10.80	53,120.36	2,476,663.73
22	579,420.69	12.10	47,884.78	2,524,548.51
23	585,019.86	13.55	43,167.42	2,567,715.93
24	590,703.02	15.18	38,916.76	2,606,632.69
25	596,471.42	17.00	35,086.42	2,641,719.11
	TOTAL		2,641,719.11	5.57 años

Figura 55

Cálculo la TIR con tarifa MT3 de abril de 2024

CALCULO DE LA TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)	
Tasa	VNA
0%	11,590,143.95
4%	6,918,423.52
8%	4,207,634.37
12%	2,524,548.51
16%	1,414,648.86
20%	643,625.66
24%	83,924.33
28%	-337,559.78
32%	-664,773.61
36%	-925,312.27
TIR	24.71%

MT3 para febrero de 2024

Figura 56

Cálculo de tarifas con MT3 para febrero de 2024

TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VALLE DEL MANTARO				
TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VENTA				
Tarifa en Barra MT - TARIFA MT3			Determinación valor ponderado	
Descripción	Valor	Unidad	Energía kWh	Ponderado
Potencia (Cargo generación HFP)	37.19	S/kW-mes		
Potencia(Cargo distribución HFP)	38.82	S/kW-mes		
Potencia Instalada	324.68	kW		
Potencia incluido IGV	296,142.56	S/ Año		
Energía en HP	36.31	ctmS/kWh		0.00
Energía en FP	31.23	ctmS/kWh	861,405.47	26,901,692.90
			861,405.47	26,901,692.90
Energía ponderada		ctmS/kWh		31.23

Pliego Tarifario: Febrero 2024

Figura 57

Cálculo del VAN y tiempo de recuero con tarifa MT3 de febrero de 2024

CÁLCULO DEL VAN (VALOR ACTUAL NETO) PARA $i = 12\%$				
Nº	FNE	$(1+i)^n$	$FNE/(1+i)^n$	PAYBAK
	-3,111,956.77		-3,111,956.77	-3,111,956.77
1	790,390.42	1.12	705,705.73	-2,406,251.04
2	794,486.20	1.25	633,359.54	-1,772,891.50
3	798,643.42	1.40	568,458.61	-1,204,432.89
4	802,863.00	1.57	510,233.95	-694,198.93
5	807,145.87	1.76	457,996.24	-236,202.69
6	811,492.99	1.97	411,127.60	174,924.91
7	815,905.31	2.21	369,074.13	543,999.04
8	820,383.81	2.48	331,339.26	875,338.30
9	824,929.50	2.77	297,477.85	1,172,816.15
10	829,543.37	3.11	267,090.76	1,439,906.91
11	523,030.77	3.48	150,358.85	1,590,265.76
12	527,784.09	3.90	135,469.03	1,725,734.79
13	532,608.71	4.36	122,060.17	1,847,794.96
14	537,505.70	4.89	109,984.32	1,957,779.27
15	542,476.15	5.47	99,108.36	2,056,887.64
16	547,521.16	6.13	89,312.56	2,146,200.20
17	552,641.83	6.87	80,489.16	2,226,689.36
18	557,839.32	7.69	72,541.20	2,299,230.55
19	563,114.78	8.61	65,381.44	2,364,611.99
20	568,469.36	9.65	58,931.38	2,423,543.37
21	573,904.26	10.80	53,120.36	2,476,663.73
22	579,420.69	12.10	47,884.78	2,524,548.51
23	585,019.86	13.55	43,167.42	2,567,715.93
24	590,703.02	15.18	38,916.76	2,606,632.69
25	596,471.42	17.00	35,086.42	2,641,719.11
TOTAL			2,641,719.11	5.57 años
VAN			2,641,719.11	

Figura 58

Cálculo la TIR con tarifa MT3 de abril de 2024

CÁLCULO DE LA TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)	
Tasa	VNA
0%	11,590,143.95
4%	6,918,423.52
8%	4,207,634.37
12%	2,524,548.51
16%	1,414,648.86
20%	643,625.66
24%	83,924.33
28%	-337,559.78
32%	-664,773.61
36%	-925,312.27
TIR	24.71%

MT3 para diciembre de 2023

Figura 59

Cálculo de tarifas con MT3 para diciembre de 2023

TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VALLE DEL MANTARO				
TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VENTA				
Tarifa en Barra MT - TARIFA MT3			Determinación valor ponderado	
Descripción	Valor	Unidad	Energía kWh	Ponderado
Potencia (Cargo generación HFP)	31.79	S/kW-mes		
Potencia(Cargo distribución HFP)	37.30	S/kW-mes		
Potencia Instalada	324.68	kW		
Potencia incluido IGV	269,181.55	S/ Año		
Energía en HP	36.31	ctmS/kWh		0.00
Energía en FP	31.23	ctmS/kWh	861,405.47	26,901,692.90
			861,405.47	26,901,692.90
Energía ponderada		ctmS/kWh		31.23

Pieigo Tarifario: Diciembre 2023

Figura 60

Cálculo del VAN y tiempo de recupero con tarifa MT3 de diciembre de 2023

CÁLCULO DEL VAN (VALOR ACTUAL NETO) PARA $i = 12\%$				
Nº	FNE	$(1+i)^n$	FNE/(1+i) ⁿ	PAYBAK
	-3,111,956.77		-3,111,956.77	-3,111,956.77
1	763,429.41	1.12	681,633.40	-2,430,323.37
2	767,525.19	1.25	611,866.38	-1,818,456.99
3	771,682.41	1.40	549,268.30	-1,269,188.69
4	775,901.99	1.57	493,099.74	-776,088.95
5	780,184.86	1.76	442,697.84	-333,391.10
6	784,531.97	1.97	397,468.31	64,077.21
7	788,944.30	2.21	356,878.33	420,955.54
8	793,422.80	2.48	320,450.16	741,405.71
9	797,968.49	2.77	287,755.44	1,029,161.14
10	802,582.35	3.11	258,410.04	1,287,571.18
11	496,069.75	3.48	142,608.20	1,430,179.38
12	500,823.08	3.90	128,548.81	1,558,728.19
13	505,647.70	4.36	115,881.40	1,674,609.59
14	510,544.69	4.89	104,467.56	1,779,077.15
15	515,515.14	5.47	94,182.69	1,873,259.84
16	520,560.14	6.13	84,914.64	1,958,174.48
17	525,680.82	6.87	76,562.44	2,034,736.91
18	530,878.31	7.69	69,035.20	2,103,772.11
19	536,153.76	8.61	62,251.09	2,166,023.20
20	541,508.35	9.65	56,136.42	2,222,159.62
21	546,943.25	10.80	50,624.85	2,272,784.47
22	552,459.67	12.10	45,656.65	2,318,441.12
23	558,058.85	13.55	41,178.02	2,359,619.15
24	563,742.01	15.18	37,140.51	2,396,759.65
25	569,510.41	17.00	33,500.49	2,430,260.14
	TOTAL		2,430,260.14	5.84 años
		VAN	2,430,260.14	

Figura 61

Cálculo la TIR con tarifa MT3 de diciembre de 2023

CALCULO DE LA TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)	
Tasa	VNA
0%	10,997,001.68
4%	6,528,806.83
8%	3,932,612.00
12%	2,318,441.12
16%	1,252,577.42
20%	511,262.45
24%	-27,424.10
28%	-433,427.45
32%	-748,839.29
36%	-1,000,117.56
TIR	23.77%

4.3.2.3. Simulación de Indicadores de Viabilidad Financiera con Opción Tarifaria

MT4. Se han calculado los indicadores financieros teniendo en cuenta los precios para la opción tarifaria MT3 de los meses tomados como muestra (diciembre de 2023, febrero de 2024, abril de 2024 junio de 2024, agosto de 2024 y octubre de 2024), considerando una tasa de descuento del 12 %.

A continuación, se presenta de forma individual el análisis de costos para los meses mencionados:

MT4 para octubre de 2024

Figura 62

Cálculo de tarifas con MT4 para octubre de 2024

TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VALLE DEL MANTARO				
TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VENTA				
Tarifa en Barra MT - TARIFA MT4			Determinación valor ponderado	
Descripción	Valor	Unidad	Energía kWh	Ponderado
Potencia (Cargo generación HFP)	40.37	S/kW-mes		
Potencia(Cargo distribución HFP)	38.88	S/kW-mes		
Potencia Instalada	324.68	kW		
Potencia incluido IGV	308,765.93	S/. Año		
Cargo por energía activa	31.09	ctmS/kWh	861,405.47	26,781,096.13
			861,405.47	26,781,096.13
Energía ponderada		ctmS/kWh		31.09
Pliego Tarifario:	Octubre	2024		

Figura 63

Cálculo del VAN y tiempo de recupero con tarifa MT4 de octubre de 2024

CÁLCULO DEL VAN (VALOR ACTUAL NETO) PARA $i = 12\%$				
Nº	FNE	$(1+i)^n$	FNE/ $(1+i)^n$	PAYBAK
	-3,111,956.77		-3,111,956.77	-3,111,956.77
1	801,789.73	1.12	715,883.69	-2,396,073.08
2	805,867.15	1.25	642,432.36	-1,753,640.73
3	810,005.73	1.40	576,546.08	-1,177,094.65
4	814,206.39	1.57	517,442.88	-659,651.76
5	818,470.07	1.76	464,421.90	-195,229.87
6	822,797.69	1.97	416,854.92	221,625.05
7	827,190.24	2.21	374,178.85	595,803.91
8	831,648.66	2.48	335,888.95	931,692.85
9	836,173.97	2.77	301,532.72	1,233,225.57
10	840,767.16	3.11	270,704.52	1,503,930.09
11	534,233.56	3.48	153,579.38	1,657,509.48
12	538,965.58	3.90	138,339.04	1,795,848.52
13	543,768.57	4.36	124,617.72	1,920,466.24
14	548,643.61	4.89	112,263.35	2,032,729.59
15	553,591.78	5.47	101,139.15	2,133,868.74
16	558,614.16	6.13	91,122.07	2,224,990.81
17	563,711.89	6.87	82,101.45	2,307,092.26
18	568,886.08	7.69	73,977.71	2,381,069.97
19	574,137.88	8.61	66,661.30	2,447,731.27
20	579,468.46	9.65	60,071.62	2,507,802.89
21	584,879.00	10.80	54,136.17	2,561,939.06
22	590,370.69	12.10	48,789.72	2,610,728.78
23	595,944.76	13.55	43,973.55	2,654,702.32
24	601,602.45	15.18	39,634.83	2,694,337.16
25	607,345.00	17.00	35,726.04	2,730,063.20
TOTAL			2,730,063.20	5.47 años
VAN			2,730,063.20	

Figura 64

Cálculo la TIR con tarifa MT4 de octubre de 2024

CALCULO DE LA TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)	
Tasa	VNA
0%	11,836,231.28
4%	7,080,549.85
8%	4,322,376.81
12%	2,610,728.78
16%	1,482,537.56
20%	699,148.96
24%	130,684.78
28%	-297,264.78
32%	-629,414.29
36%	-893,830.14
TIR	25.11%

MT4 para agosto de 2024

Figura 65

Cálculo de tarifas con MT4 para agosto de 2024

TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VALLE DEL MANTARO				
TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VENTA				
Tarifa en Barra MT - TARIFA MT4			Determinación valor ponderado	
Descripción	Valor	Unidad	Energía kWh	Ponderado
Potencia (Cargo generación HFP)	40.37	S./kW-mes		
Potencia(Cargo distribución HFP)	38.88	S./kW-mes		
Potencia Instalada	324.68	kW		
Potencia incluido IGV	308,765.93	S/. Año		
Cargo por energía activa	31.09	ctmS./kWh	861,405.47	26,781,096.13
			861,405.47	26,781,096.13
Energía ponderada		ctmS./kWh		31.09

Pliego Tarifario: Agosto 2024

MT4 para junio de 2024

Figura 66

Cálculo de tarifas con MT4 para junio de 2024

TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VALLE DEL MANTARO				
TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VENTA				
Tarifa en Barra MT - TARIFA MT4			Determinación valor ponderado	
Descripción	Valor	Unidad	Energía kWh	Ponderado
Potencia (Cargo generación HFP)	39.44	S./kW-mes		
Potencia(Cargo distribución HFP)	38.71	S./kW-mes		
Potencia Instalada	324.68	kW		
Potencia incluido IGV	304,480.22	S/. Año		
Cargo por energía activa	31.07	ctmS./kWh	861,405.47	26,763,868.03
			861,405.47	26,763,868.03
Energía ponderada		ctmS./kWh		31.07

Pliego Tarifario: Junio 2024

MT4 para abril de 2024

Figura 67

Cálculo de tarifas con MT4 para abril de 2024

TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VALLE DEL MANTARO				
TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VENTA				
Tarifa en Barra MT - TARIFA MT4			Determinación valor ponderado	
Descripción	Valor	Unidad	Energía kWh	Ponderado
Potencia (Cargo generación HFP)	37.19	S/.kW-mes		
Potencia(Cargo distribución HFP)	38.82	S/.kW-mes		
Potencia Instalada	324.68	kW		
Potencia incluido IGV	296,142.56	S/. Año		
Cargo por energía activa	32.52	ctmS/.kWh	861,405.47	28,012,905.96
			861,405.47	28,012,905.96
Energía ponderada		ctmS/.kWh		32.52

Pliego Tarifario: Abril 2024

MT4 para febrero de 2024

Figura 68

Cálculo de tarifas con MT4 para febrero de 2024

TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VALLE DEL MANTARO				
TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VENTA				
Tarifa en Barra MT - TARIFA MT4			Determinación valor ponderado	
Descripción	Valor	Unidad	Energía kWh	Ponderado
Potencia (Cargo generación HFP)	37.19	S/.kW-mes		
Potencia(Cargo distribución HFP)	38.82	S/.kW-mes		
Potencia Instalada	324.68	kW		
Potencia incluido IGV	296,142.56	S/. Año		
Cargo por energía activa	32.52	ctmS/.kWh	861,405.47	28,012,905.96
			861,405.47	28,012,905.96
Energía ponderada		ctmS/.kWh		32.52

Pliego Tarifario: Febrero 2024

MT4 para diciembre de 2023

Figura 69

Cálculo de tarifas con MT4 para diciembre de 2023

TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VALLE DEL MANTARO				
TARIFAS A COSTOS PRIVADOS - VENTA				
Tarifa en Barra MT - TARIFA MT4			Determinación valor ponderado	
Descripción	Valor	Unidad	Energía kWh	Ponderado
Potencia (Cargo generación HFP)	31.79	S/kW-mes		
Potencia (Cargo distribución HFP)	37.30	S/kW-mes		
Potencia Instalada	324.68	kW		
Potencia incluido IGV	269,181.55	S/ Año		
Cargo por energía activa	33.18	ctmS/kWh	861,405.47	28,581,433.57
			861,405.47	28,581,433.57
Energía ponderada		ctmS/kWh		33.18

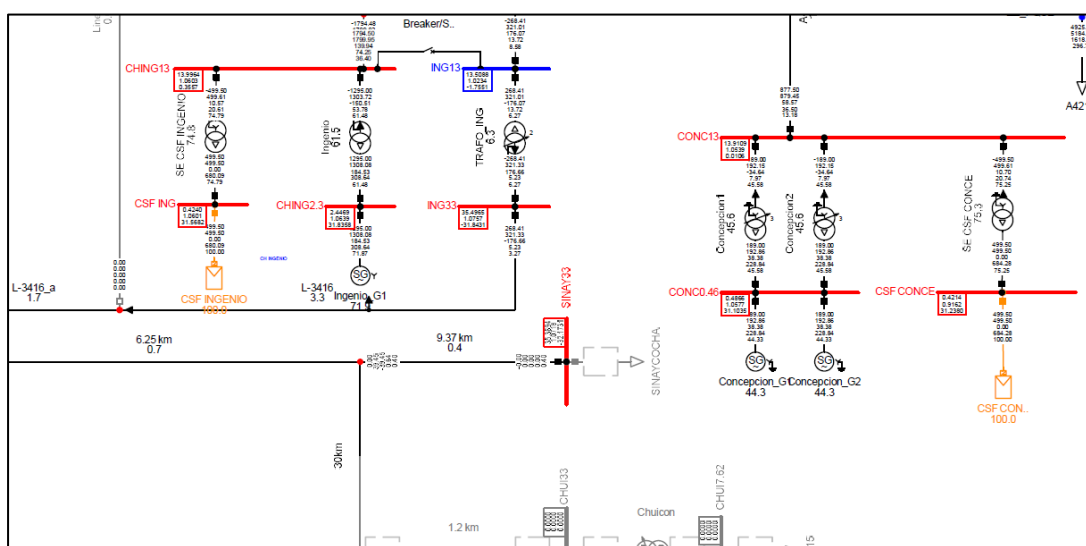
Piiego Tarifario: Diciembre 2023

4.3.3. Generación Distribuida y Tensiones en Barra

En este apartado se han realizado dos simulaciones con PowerFactory para poder analizar lo que sucede con las tensiones en barra para el sistema eléctrico del Valle del Mantaro. Para las simulaciones se han considerado dos alternativas:

Figura 70

Simulación de las centrales solares de 500 kW conectadas al sistema eléctrico



Alternativa 1: estado **sin proyecto**, es decir, es el estado pre-test en el cual se tienen todos los elementos del sistema eléctrico de Valle del Mantaro operando en condiciones normales sin ninguna modificación.

Alternativa 2: estado **con proyecto**, es decir, es el estado post-test en el cual se han añadido dos centrales solares de 500 kW, ubicadas en la CH Ingenio y en la CH Concepción, dentro del sistema eléctrico del Valle del Mantaro.

Los detalles de las dos simulaciones se encuentran en los anexos.

Los resultados de dichas simulaciones se muestran en la siguiente tabla, la cual ha hecho la recolección de datos para una muestra de tensiones en barra del sistema eléctrico de Valle del Mantaro.

Tabla 15

Resultados de tensiones en barra con y sin generación distribuida

	SIN GENERACION DISTRIBUIDA			CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA			Incremento V. pu
	V. Nominal	Ángulo	V. pu	V. Nominal	Ángulo	V. pu	
CONCE60	61.4428	-0.8023	1.0240	61.525	-0.5278	1.0254	0.0014
CONCE13	13.6026	-1.7622	1.0305	13.6167	-1.0255	1.0316	0.0011
CONC13	13.7455	-1.3716	1.0413	13.9109	0.0106	1.0539	0.0125
CHING13	13.8142	-1.1369	1.0465	13.9964	0.3557	1.0603	0.0138
ING13	13.4945	-2.4924	1.0223	13.5088	-1.7551	1.0234	0.0011
CHING2.3	2.4153	30.3824	1.0501	2.4469	31.8358	1.0639	0.0137
ING33	35.4588	-32.5806	1.0745	35.4965	-31.8431	1.0757	0.0011
COM33	35.3242	-32.8884	1.0704	35.3622	-32.1507	1.0716	0.0012
COM13	14.1041	146.416	1.0685	14.1193	177.1552	1.0696	0.0012
XAUX60	61.1204	-1.2267	1.0187	61.2033	-0.9512	1.0201	0.0014
RUN360	63.7191	7.8623	1.0620	63.802	8.1136	1.0634	0.0014
PQUE60B1	59.7569	-3.526	0.9959	59.7668	-3.3866	0.9961	0.0002
SALE60	59.7798	-3.5984	0.9963	59.7853	-3.4705	0.9964	0.0001

4.4. Pruebas de Hipótesis

4.4.1. Prueba de Hipótesis General

I. Planteamiento de la hipótesis

Ho: hipótesis nula: las tarifas eléctricas establecidas por Osinergmin **NO tendrán** un impacto en la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro.

Ha: hipótesis alterna: las tarifas eléctricas establecidas por Osinergmin **tendrán** un impacto en la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro.

II. Interpretación de la hipótesis General

Se ha conseguido demostrar la afirmación de que “las tarifas eléctricas establecidas por Osinergmin **tendrán** un impacto en la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro”, mediante la validación de las hipótesis específicas, las cuales han considerado dimensiones e indicadores específicos para su análisis.

4.4.2. Prueba de Hipótesis Específicas

4.4.2.1. Prueba de Hipótesis Especifica A.

I. Planteamiento de la hipótesis

Ho: hipótesis nula: la variación de tarifas en barra por compra de energía establecida por Osinergmin NO tendrá un impacto en la viabilidad económica de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro.

Ha: hipótesis alterna: la variación de tarifas en barra por compra de energía establecida por Osinergmin tendrá un impacto en la viabilidad económica de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro.

Para evaluar esta hipótesis se han tenido en cuenta las tarifas en barra para la SE Huayucachi en 220 kV con variaciones de -7.5 %, -5 %, -2.5 %, 0 %, +2.5 %, +5 % y +7.5 %, punto en el cual la empresa concesionaria realiza la compra de energía al SEIN. Sin embargo, para poder realizar la prueba de hipótesis se ha considerado una muestra de datos que corresponde a los valores calculados del precio ponderado por compra de potencia y energía a los cuales se le ha denominado “precio en barra”. Por otra parte, se ha considerado otra muestra de datos que corresponde a los valores calculados de los beneficios netos debido a la selección del proyecto.

Tabla 16

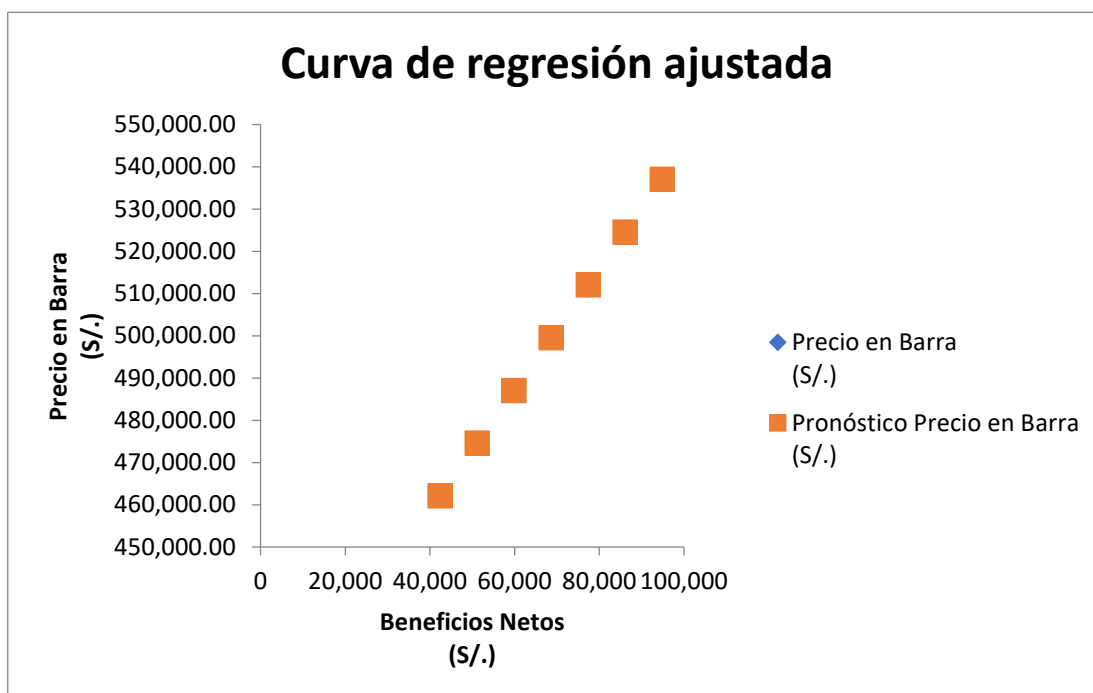
Cuadro comparativo de precios con tarifas eléctricas en barra (potencia y energía) vs. beneficios netos

Item	Variación %	Precio en barra (S/.)	Beneficio neto (S/.)
1	7.50%	537,004.23	94,853.66
2	5.00%	524,515.76	86,111.73
3	2.50%	512,027.28	77,369.80
4	0.00%	499,538.81	68,627.87
5	-2.50%	487,050.34	59,885.94
6	-5.00%	474,561.87	51,144.01
7	-7.50%	462,073.40	42,402.08

Con los datos mostrados en la tabla anterior se ha realizado una regresión que muestra que el trazado de la curva tiene una tendencia lineal.

Figura 71

Curva de regresión ajustada



Asimismo, mediante Microsoft Excel se ha podido realizar la prueba de regresión mediante la cual se muestran los resultados siguientes:

Tabla 17

Resumen de pruebas realizadas

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	1
Coefficiente de determinación R ²	1
R ² ajustado	1
Error típico	4.3475E-12
Observaciones	7

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	43669329.78	43669329.78	2.3104E+3	2.33926E-80
Residuos	5	9.4505E-23	1.8901E-23		
Total	6	43669329.78			

Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
---------------	--------------	---------------	--------------	--------------	--------------	----------------	----------------

Intercepción	401499	6.656E-12	6.0321E+16	2.3765E-83	401499	401499	401499	401499
Utilidad (S/.)	1.4285714	9.3985E-3	1.52E+16	2.3393E-80	1.4285714	1.428571	1.428571	1.428571

II. Interpretación de la hipótesis específica A

Estadísticas de la regresión:

- **Coefficiente de correlación múltiple:** valor calculado igual a 1. Esto indica una relación perfecta y positiva entre las variables dependiente e independiente.
- **R² y R² ajustado:** valor calculado igual a 1. El modelo explica el 100 % de la variabilidad en los datos. Esto podría deberse a la simplicidad del modelo o al hecho de que los datos están perfectamente alineados.
- **Error típico:** 4.34754×10^{-12} . esto indica un error prácticamente insignificante en las predicciones del modelo.

Análisis de varianza (ANOVA):

- **F-statistic:** 2.31041×10^{32} con un p-valor crítico de 2.33926×10^{-7} . El valor F extremadamente grande y el p-valor muy pequeño confirman que el modelo es altamente significativo.
- La suma de cuadrados de la regresión explica toda la variabilidad de los datos, mientras que los residuos son prácticamente nulos (9.45054×10^{-23}).

Coefficientes del modelo:

- **Intercepción (constante):** 401,499. Esto representa el valor esperado de la utilidad cuando el precio en barra es igual a cero.
- **Coefficiente de la variable independiente ("Utilidad (S/.)"):** 1.42857. Esto significa que, por cada unidad adicional en el precio en barra, la utilidad aumenta en 1.42857 en promedio.
- **p-valor:** los p-valores de ambos coeficientes son extremadamente bajos ($<0.05 < 0.05 < 0.05$), lo que demuestra que tanto la constante como la pendiente son estadísticamente significativas.

Intervalos de confianza:

- Los intervalos de confianza al 95 % para los coeficientes son estrechos, lo que refleja una alta precisión en las estimaciones.

Interpretación de la prueba: el análisis de regresión muestra que existe una relación significativa y perfecta entre el precio en barra y la utilidad. Dado que $R^2 = 1$ y los p-valores bajos, el modelo respalda la hipótesis de que los precios en barra influyen directamente en los beneficios netos. Por tanto, se rechaza la hipótesis nula y se acepta la hipótesis alterna que sostiene que “la variación de tarifas en barra por compra de energía establecidas por Osinergmin

tendrá un impacto en la viabilidad económica de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro”.

4.4.2.2. Prueba de Hipótesis Especifica B

I. Planteamiento de la hipótesis

Ho: hipótesis nula: la variación de las tarifas en media tensión para venta de energía establecidas por Osinergmin **NO tendrá** un impacto en la facturación de potencia y energía de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro.

Ha: hipótesis alterna: la variación de las tarifas en media tensión para venta de energía establecida por Osinergmin **tendrá** un impacto en la facturación de potencia y energía de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro.

Para la evaluación de esta hipótesis se han tenido en cuenta tres escenarios, en los cuales se han considerado “las opciones tarifarias MT2, MT3 y MT4” como indicadores representativos de las tarifas de media tensión para venta de energía:

Escenario 1: facturación de potencia y energía a costo de tarifa MT2 para los meses de diciembre de 2023, febrero, abril, junio, agosto y octubre de 2024.

Escenario 2: facturación de potencia y energía a costo de tarifa MT3 para los meses de diciembre de 2023, febrero, abril, junio, agosto y octubre de 2024.

Escenario 3: facturación de potencia y energía a costo de tarifa MT4 para los meses de diciembre de 2023, febrero, abril, junio, agosto y octubre de 2024

Para cada valor calculado de facturación de potencia y energía se han tomado en cuenta las tarifas de potencia y energía de las diferentes opciones tarifarias MT2, MT3 y MT4 para las muestras de datos seleccionadas.

A continuación, se muestran los montos de facturación para los tres escenarios:

Tabla 18

Facturación de potencia y energía a costo de tarifa MT2

Mes	Año	MT2		
		Energía (S/.)	Potencia (S/.)	E+ P (S/.)
Octubre	2024	256,871.11	0.00	256,871.11
Agosto	2024	256,871.11	0.00	256,871.11
Junio	2024	256,871.11	0.00	256,871.11
Abril	2024	256,871.11	0.00	256,871.11
Febrero	2024	256,871.11	0.00	256,871.11
Diciembre	2023	256,871.11	0.00	256,871.11

Nota. Elaboración propia.

Tabla 19*Facturación de potencia y energía a costo de tarifa MT3*

Mes	Año	MT3		
		Energía (S/.)	Potencia (S/.)	E+ P (S/.)
Octubre	2024	256,871.11	308,765.93	565,637.04
Agosto	2024	256,871.11	308,493.20	565,364.31
Junio	2024	256,871.11	304,480.22	561,351.33
Abril	2024	256,871.11	296,142.56	553,013.67
Febrero	2024	256,871.11	296,142.56	553,013.67
Diciembre	2023	256,871.11	269,181.55	526,052.66

Nota. Elaboración propia.**Tabla 20***Facturación de potencia y energía a costo de tarifa MT4*

Mes	Año	MT4		
		Energía (S/.)	Potencia (S/.)	E+ P (S/.)
Octubre	2024	256,871.11	565,637.04	565,637.04
Agosto	2024	256,871.11	565,364.31	565,637.04
Junio	2024	256,871.11	561,351.33	561,351.33
Abril	2024	256,871.11	553,013.67	553,013.67
Febrero	2024	256,871.11	553,013.67	553,013.67
Diciembre	2023	256,871.11	526,052.66	526,052.66

Nota. Elaboración propia.**II. Interpretación de la hipótesis específica B**

Para esta prueba de hipótesis se ha considerado el uso ANOVA, dado que los datos tienen una distribución normal. Para ello se ha tomado en cuenta la forma en que varía la facturación por potencia y energía considerando los escenarios 1, 2 y 3.

Tabla 21*Prueba ANOVA para los costos de los escenarios 1, 2 y 3***Análisis de varianza de un factor****RESUMEN**

Grupos	Cuenta	Suma	Promedio	Varianza
Facturación con MT2	6	1541226.66	256871.11	1.01644E-21
Facturación con MT3	6	3324432.68	554072.113	220315719.9
Facturación con MT4	6	3324705.41	554117.568	221560005.1

Tabla 22*Análisis de la varianza para hipótesis B***ANÁLISIS DE
VARIANZA**

Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Entre grupos	3.5337E+11	2	1.7668E+11	1199.549231	2.8185E-17	3.68232034
Dentro de los grupos	2209378625	15	147291908			
Total	3.5558E+11	17				

Interpretación de la prueba: Dado que el valor calculado de $F = 1199.54$ es mayor que el valor crítico de tabla 3,68, se aceptará la hipótesis alterna y se rechazará la hipótesis nula.

Con base en los resultados, se puede afirmar que: la variación de las tarifas en media tensión para venta de energía establecidas por Osinergmin tendrá un impacto en la facturación de potencia y energía de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro.

4.4.2.3. Prueba de Hipótesis Específica C.**I. Planteamiento de la hipótesis**

Ho: hipótesis nula: la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW **NO tendrá un efecto** en la mejora de los niveles de tensión de las barras del sistema eléctrico de Valle del Mantaro.

Hi: hipótesis alterna: la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW **tendrá un efecto** en la mejora de los niveles de tensión de las barras del sistema eléctrico de Valle del Mantaro.

II. Interpretación de la hipótesis específica C

Para evaluar si la generación distribuida tendrá un efecto en las tensiones en barra del sistema eléctrico de Valle del Mantaro se han considerado los datos de tensiones en barra de dos muestras de datos, una muestra sin generación distribuida y la otra con generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW, las mismas que fueron obtenidas de dos simulaciones realizadas con DigSilent Power Factory. Los datos usados fueron los valores por unidad de las tensiones en barra, tal como se muestra a continuación.

Tabla 23

Muestra de datos con valores de tensiones en barra sin y con generación distribuida en el sistema eléctrico de Valle del Mantaro

Barra	V. pu sin GD	V. pu con GD
CONCE60	1.0240467	1.02541667
CONCE13	1.0305000	1.03156818
CONC13	1.0413258	1.05385606
CHING13	1.0465303	1.06033333
ING13	1.0223106	1.02339394
CHING2.3	1.0501304	1.06386957
ING33	1.0745091	1.07565152
COM33	1.0704303	1.07158182
COM13	1.0684924	1.06964394
XAUX60	1.0186733	1.020055
RUN360	1.0619850	1.06336667

Se utilizó la prueba T Student para verificar si las muestras de datos tienen diferencias significativas. Cabe mencionar que esta prueba se utiliza cuando se tienen solo dos muestras de datos relacionadas. Los resultados de la prueba realizados con Microsoft Excel dieron los siguientes resultados:

Tabla 24

Prueba t para medias de dos muestras emparejadas de prueba de hipótesis C

	<i>V. pu sin GD</i>	<i>V. pu con GD</i>
Media	1.04626672	1.05079424
Varianza	0.00042396	0.00045441
Observaciones	11	11
Coefficiente de correlación de Pearson	0.96383146	
Diferencia hipotética de las medias	0	
Grados de libertad	10	
Estadístico t	-2.64304359	
P(T<=t) una cola	0.01230255	
Valor crítico de t (una cola)	1.81246112	
P(T<=t) dos colas	0.0246051	
Valor crítico de t (dos colas)	2.22813885	

Interpretación de la prueba: para un nivel de significancia $\alpha=0.05$ y un **test de una cola** (porque se está probando si la generación distribuida **mejora** las tensiones), el valor crítico de $t_{0.05,10}$ con 10 grados de libertad es aproximadamente **1.812**. **Dado que** el valor calculado de $t=2$. es **mayor** que el valor crítico $t_{0.05,10} = 1.812$, por lo tanto, **se rechaza la hipótesis nula**

(Ho) y se concluye que **hay una diferencia significativa** en las tensiones entre el sistema con y sin generación distribuida. Específicamente, la **generación distribuida mejora los niveles de tensión** en el sistema.

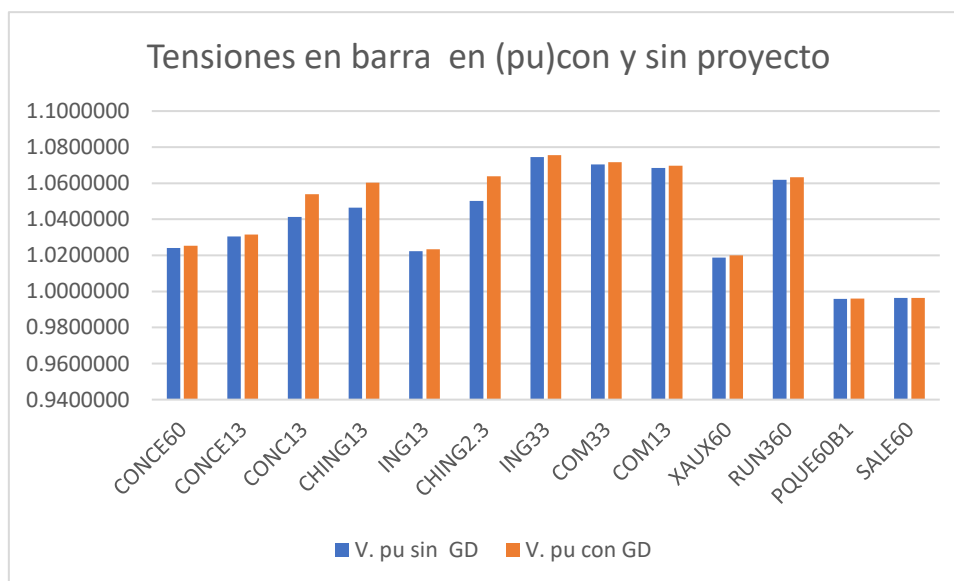
4.5. Discusión de Resultados

El presente estudio evaluó cómo las tarifas eléctricas reguladas por Osinergmin impactan la viabilidad económica de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro. Los resultados obtenidos demuestran que la estructura tarifaria actual influye de manera significativa en la rentabilidad de los proyectos de energía renovable. En particular, los análisis financieros basados en diferentes escenarios tarifarios (MT2, MT3 y MT4) sugieren que las tarifas más competitivas permiten recuperar las inversiones iniciales de manera más eficiente.

En lo referente a los valores de las tensiones en barra antes y después de la implementación de las centrales fotovoltaicas, se ha podido observar que existe una mejora en los niveles de tensión de las barras, tal como se puede apreciar en la tabla comparativa que se presenta a continuación:

Figura 72

Tensiones en barra con y sin proyecto



La prueba de hipótesis confirmó que las tarifas de compra de energía en barra y las tarifas de venta de energía en media tensión tienen un impacto estadísticamente significativo en la viabilidad económica de los proyectos. El análisis ANOVA utilizado evidenció diferencias significativas entre los escenarios evaluados, validando así las hipótesis planteadas.

Los resultados obtenidos se alinean con estudios previos. Por ejemplo, González (2022) afirma que las tarifas eléctricas competitivas incentivan la inversión en generación distribuida, destacando que un diseño tarifario adecuado puede potenciar el desarrollo de energías

renovables en áreas con alto potencial solar como el Valle del Mantaro. Este hallazgo es congruente con los resultados del presente estudio, que identificaron a la tarifa MT4 como la más favorable para promover la adopción de sistemas fotovoltaicos.

De manera similar, estudios como el de Martínez y Castro (2021) subrayan que la predictibilidad de las tarifas es crucial para atraer inversiones a largo plazo. En nuestro análisis, la estabilidad de las tarifas se destacó como un factor clave para garantizar la confianza de los inversionistas en proyectos de generación distribuida.

El análisis de viabilidad financiera reveló que las tarifas adecuadas no solo fomentan la adopción de tecnologías renovables, sino que también contribuyen a la sostenibilidad ambiental. Según los cálculos realizados, la generación fotovoltaica en el Valle del Mantaro puede reducir significativamente las emisiones de CO₂, corroborando lo mencionado por Martínez y López (2020), quienes encontraron que la energía solar puede disminuir la dependencia de combustibles fósiles y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Otro aspecto clave identificado en el estudio fue el impacto de los costos iniciales de inversión. Tal como señalan Lund y Kempton (2010), la relación entre los costos de instalación y los beneficios generados por la energía producida está mediada por la estructura tarifaria. En el contexto del Valle del Mantaro, se encontró que una reducción en los costos de capital mejora significativamente los indicadores de viabilidad financiera, como el VAN y la TIR, cuando las tarifas son competitivas.

Estudios internacionales, como el de Ramírez y Soto (2020), han señalado que las regiones con alta irradiación solar, como el Valle del Mantaro, presentan una oportunidad estratégica para la implementación de sistemas fotovoltaicos. Nuestros resultados confirman esta premisa, destacando que la combinación de un marco tarifario favorable con políticas de incentivo puede posicionar a la región como un referente en generación distribuida en Perú.

Los hallazgos de este estudio también tienen implicaciones relevantes para el diseño de políticas públicas y estrategias regulatorias. Como mencionan García y Torres (2020), la evidencia empírica es esencial para ajustar las políticas tarifarias y fomentar la transición energética. Los resultados del presente estudio pueden servir de base para que Osinergmin evalúe y modifique sus esquemas tarifarios, promoviendo un entorno más favorable para la generación distribuida.

Por lo mencionado, los resultados obtenidos refuerzan la importancia de diseñar tarifas eléctricas que equilibren la sostenibilidad económica y ambiental. Comparando con estudios previos, se observa que un marco tarifario competitivo no solo mejora la viabilidad financiera de los proyectos de generación distribuida, sino que también contribuye a la transición hacia una matriz energética más limpia y diversificada. Estos hallazgos subrayan la necesidad de continuar investigando y optimizando las políticas tarifarias en el contexto peruano

Conclusiones

Conclusión General

Esta investigación ha podido comprobar que el impacto de las tarifas eléctricas reguladas por Osinergmin en la viabilidad de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos en el Valle del Mantaro es significativo. Los resultados muestran que una estructura tarifaria adecuada puede mejorar la rentabilidad financiera de estos proyectos, incentivar la adopción de tecnologías renovables y mejorar la estabilidad de tensión de la red eléctrica.

Conclusiones específicas

La investigación demostró que las tarifas en barra para la compra de energía establecidas por Osinergmin tienen un impacto positivo en el retorno de la inversión y en el flujo de caja de los proyectos. Tarifas competitivas en la barra de Huayucachi optimizan la relación costo-beneficio, confirmando que ajustes estratégicos en estas tarifas pueden ser un catalizador clave para atraer inversiones en generación distribuida en el Valle del Mantaro.

Se concluyó que las tarifas de media tensión (MT2, MT3 y MT4) para la venta de energía establecidas por Osinergmin tienen un impacto en la viabilidad económica de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos. No todas las opciones tarifarias tienen un impacto positivo en la generación distribuida; sin embargo, la opción tarifaria MT4 mostró ser la más favorable, proporcionando un equilibrio adecuado entre los costos operativos y los ingresos generados, lo que fomenta la competitividad de la generación distribuida frente a métodos convencionales.

Los sistemas de generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW poseen un efecto en la mejora de los niveles de tensión en las barras del sistema eléctrico del Valle del Mantaro. Este resultado subraya su potencial no solo como una solución energética sostenible, sino también como una estrategia efectiva para optimizar la calidad del servicio eléctrico en la región.

Recomendaciones

Se recomienda replicar este estudio en otras regiones del Perú con condiciones similares de irradiación solar, como Arequipa, Cusco o Piura. Esto permitirá comparar los impactos de las tarifas eléctricas en diferentes contextos geográficos y económicos, generando un marco de referencia más amplio para la implementación de generación distribuida en el país.

Investigar la integración de sistemas de almacenamiento de energía, como baterías de litio, en conjunto con los sistemas fotovoltaicos de generación distribuida. Este enfoque podría analizar cómo estas tecnologías mitigan la intermitencia de la generación solar y mejoran la estabilidad y rentabilidad del sistema eléctrico.

Explorar modelos tarifarios dinámicos que se ajusten en tiempo real según la oferta y demanda de energía. Esto podría incluir tarifas diferenciadas por horarios (puntas y valles) y su impacto en la maximización de ingresos para generadores distribuidos y la optimización de costos para los consumidores.

Es importante ampliar el enfoque de la investigación para incluir un análisis detallado del impacto social y ambiental de la generación distribuida. Esto podría incluir estudios sobre la creación de empleo, reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y beneficios económicos para las comunidades locales que adopten estas tecnologías.

Es necesaria la implementación de mejoras en las políticas energéticas que proporcionen a la micro generación y mediana generación los incentivos necesarios que ayuden a rentabilizar sus proyectos con medidas como la reducción de impuestos, la exención de IGV al suministro o algunas subvenciones para gastos de operación y mantenimiento de los proyectos.

Referencias Bibliográficas

- [1] VILLALOBOS, R., y ORTEGA, L. Influencia de las tarifas eléctricas en la adopción de energía solar en América Latina. *Revista de Energía y Sostenibilidad*, 15(3), 45-67. 2022
- [2] GÓMEZ, F., y MARTÍNEZ, P. Impacto de la regulación tarifaria en la generación distribuida: Un análisis comparativo. *Energía y Regulación*, 9(1), 89-103. 2023.
- [3] FERNÁNDEZ, J., y RODRÍGUEZ, A. Beneficios económicos y ambientales de la generación distribuida en sistemas eléctricos. *Estudios Energéticos*, 18(2), 120-138. 2021.
- [4] HERNÁNDEZ, M., y LÓPEZ, D. Factores económicos y regulatorios en la implementación de energía solar en zonas rurales. *Energía y Sociedad*, 14(2), 78-95. 2022.
- [5] PÉREZ, C., y RAMÍREZ, J. Tarifas eléctricas y su impacto en la adopción de la generación distribuida: Un estudio de caso en Perú. *Revista de Energía Renovable*, 11(1), 34-52. 2023
- [6] GARCÍA, F., y TORRES, A. Políticas públicas y regulación para el fomento de energías renovables en América Latina. *Estudios de Regulación Energética*, 19(4), 102-118. 2023
- [7] MARQUES, V. da C., *et al.* (2019). Reactive Power Control of Distributed Photovoltaic Generation System in Low Voltage Electrical Grids. *IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)*. 2019. doi:10.1109/cobep/spec44138.2019.9065471
- [8] GARCÍA, M., *et al.* Efectos por la interconexión de generación distribuida en el sistema de protección de sobrecorriente», *CS*, 4(2), 46–58. 2021.
- [9] GREEN, M. Solar cell efficiency tables (version 51). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 24(7), 112-121. 2016. <https://doi.org/10.1002/pip.2755>JUNTA DE CASTILLA y LEÓN. *Energía solar fotovoltaica: Manual del proyectista*. España, Jaén 2004. ISBN: 84-9718-257-X
- [10] CORNEJO, V. Generación distribuida en redes secundarias en Arequipa. (Tesis) Para optar el Grado de Doctor en Ciencias Con mención en: Ingeniería Energética. Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa, 2017. [Consultado 27 de mayo 2021]. Disponible en: <http://repositorio.unsa.edu.pe/handle/UNSA/4334>
- [11] ROCABERT, J., *et al.* Sistema Autónomo de Generación de Energía Renovable [en línea]. (Tesis) Universidad Politécnica de Catalunya, 2011. [Consultado 25 de mayo 2021]. Disponible en: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/viewer.html?pdfurl=http%3A%2F%2Fwww.jcee.upc.es%2FJCEE2006%2Fpdf_ponencias%2FPDFs%2FJCEE06_23_11_M1.pdf&cflen=425822&chunk=true
- [12] AGUIRRE, N. Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica pública para la I.E N° 16531, puerto Chinchipe –San Ignacio [en línea]. Tesis para optar el título profesional de ingeniero mecánico electricista. Universidad Nacional de Jaén, 2019.

[Consultado 25 de mayo 2021]. Disponible en:
<http://repositorio.unj.edu.pe/handle/UNJ/185>

- [13] GOROZABEL, J. Análisis de efectos por la interconexión de generación distribuida en el sistema de protección de sobrecorriente de la red de distribución troncal (alimentador) de 13,8kv Vía Buena Fe [en línea]. Proyecto de Investigación previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico. Universidad Técnica Estatal de Quevedo, 2019. [Consultado 25 de mayo 2021]. Disponible en: <https://repositorio.uteq.edu.ec/handle/43000/3748>
- [14] GUERRERO, G. Optimización y gestión en instalaciones fotovoltaicas conectadas a red mediante toma de decisión multi-criterio [en línea]. Tesis Doctoral Energías Renovables y Eficiencia Energética. Universidad Politécnica de Cartagena, 2019. [Consultado 25 de mayo]. Disponible en: <https://repositorio.upct.es/handle/10317/8800>
- [15] RAMÍREZ, G. Impacto económico de la generación distribuida fotovoltaica en redes de distribución eléctrica [en línea]. Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería. Pontificia Universidad Católica de Chile, 2014. [Consultado 25 de mayo]. Disponible en: <https://repositorio.uc.cl/handle/11534/15622>
- [16] ALVAREZ, K., y LEÓN, S. Aspectos técnicos en una red de distribución al inyectar energía eléctrica de microgeneración fotovoltaica distribuida desde una vivienda urbana en Nuevo Chimbote-Perú [en línea]. Tesis Para Optar el Título Profesional De Ingeniero En Energía. Universidad Nacional del Santa, 2020. [Consultado 26 de mayo 2021]. Disponible en: <https://repositorio.uteq.edu.ec/handle/43000/3748>
- [17] CALLASI, J. Impactos por la integración de la generación distribuida con energía solar fotovoltaica en redes de media tensión de la ciudad del Cusco [en línea]. Tesis para optar el grado académico de doctor en medio ambiente y desarrollo sostenible. Universidad Andina del Cusco, 2020. [Consultado 27 de mayo 2021]. Disponible en: <http://repositorio.uandina.edu.pe/handle/UAC/3564>
- [18] D'ANGLES, B. Análisis de los factores que influyen en el diseño de una planta fotovoltaica de 40MW ubicada en el Valle del Mantaro [en línea]. Tesis de maestría. Universidad Nacional Del Centro Del Perú, 2020. [Consultado 29 de mayo 2021]. Disponible en: <http://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/6031>
- [19] USCUVILCA, O. Aprovechamiento de energía solar térmica y fotovoltaica en conexión a la red de distribución eléctrica para uso eficiente de energía en viviendas [en línea]. Para optar el grado académico de magíster en tecnología energética. Universidad Nacional Del Centro Del Perú, 2016. [Consultado 29 de mayo 2021]. Disponible en: <http://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/3933>
- [20] MONTALVO, H. Diseño de la instalación del sistema eléctrico solar fotovoltaica para incrementar la potencia eléctrica en el Local Comunal de Alto Anapati –Pangoa- Junín [en

- línea]. Para optar el título profesional de ingeniero electricista. Universidad Nacional Del Centro Del Perú, 2016. [Consultado 29 de mayo 2021]. Disponible en: <http://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/5375>
- [21] VARA, A. La tesis de maestría en educación. En: Apéndice: Terminología científica básica [en línea]. Perú: Universidad de San Martín de Porres [Consultado 31 de mayo 2021]. Disponible en: <https://docplayer.es/12979423-Una-guia-efectiva-para-obtener-el-grado-de-maestro-y-no-desistir-en-el-intento.html>
- [22] CASTRO, E. Teoría y práctica de la investigación científica: resúmenes de matrices de investigación de variables a nivel de maestría, doctorado para ingeniería y otras especialidades. Perú: Huancayo, 2016.
- [23] HERNÁNDEZ, R., *et al.* Metodología de la investigación. Metodología de la investigación [en línea]. Quinta edición. México: McGraw-Hill / Interamericana Editores, S.A. DE C.V., 2010. [Consultado 31 de mayo 2021]. Disponible en: <https://www.udocz.com/pe/read/75563/metodologia-de-la-investigacion-5ta-edicion>
- [24] GREEN, M., *et al.* Solar cell efficiency tables (version 56). Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2019, 27(6), 565-575. <https://doi.org/10.1002/pip.3102>
- [25] CIGRÉ. Benchmarking of Control Strategies for Distributed Generation. CIGRÉ Study Committee C6. Paris: CIGRÉ. 2019.
- [26] BHANDARI, R., *et al.* Design and analysis of solar photovoltaic systems. Energy Reports, 7, 1321-1332. 2021. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.03.043>
- [27] ALBIAC, J., y HANEMANN, W. Economic and environmental impacts of electricity tariffs. Energy Economics, 64, 216-224. 2017. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.03.015>
- [28] OSINERGMIN. Regulación de tarifas eléctricas en Perú. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. 2020. <https://www.osinergmin.gob.pe>
- [29] OSINERGMIN. Normas tarifarias para media tensión. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. 2023. <https://www.osinergmin.gob.pe>

ANEXOS

Anexo 1: Matriz de consistencia

IMPACTO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS ESTABLECIDAS POR OSINERGMIN EN LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE 500 KW

EN EL VALLE DEL MANTARO - JUNÍN

PROBLEMAS	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES DIMENSIONES	METODOLOGÍA
PROBLEMA GENERAL	OBJETIVO GENERAL	HIPÓTESIS GENERAL	VARIABLE INDEPENDIENTE Sistema híbrido solar - térmico Dimensiones indicadores: Tarifas en Barra por compra de energía	Método Método General: Método Científico Método específico: Método inductivo Diseño de la investigación Investigación aplicada con un diseño experimental. Población La población de estudio viene dada por un sistema fotovoltaico de 500 kW Muestra
¿Cuál será el impacto de las tarifas eléctricas establecidas por OSINERGMIN en la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro?	Analizar el impacto de las tarifas eléctricas establecidas por OSINERGMIN en la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos en el Valle del Mantaro.	Las tarifas eléctricas establecidas por OSINERGMIN tendrán un impacto en la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro.		
PROBLEMAS ESPECÍFICOS	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	HIPÓTESIS ESPECÍFICAS		

<p>A. ¿Cuál será el impacto de las tarifas en barra por compra de energía establecidas por OSINERGMIN en la viabilidad económica de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro?</p> <p>B. ¿Cuál será el impacto de las tarifas en media tensión para venta de energía establecidas por OSINERGMIN en la viabilidad económica de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro?</p> <p>C. ¿Cuál será el efecto de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en la mejora de los niveles de tensión de las barras del sistema eléctrico de Valle del Mantaro?</p>	<p>A. Determinar el impacto de las tarifas en barra por compra de energía establecidas por OSINERGMIN en la viabilidad económica de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro</p> <p>B. Determinar el impacto de las tarifas en media tensión para venta de energía establecidas por OSINERGMIN en la viabilidad económica de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro.</p> <p>C. Determinar el efecto de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en la mejora de los niveles de tensión de las barras del sistema eléctrico de Valle del Mantaro.</p>	<p>A. La variación de tarifas en barra por compra de energía establecidas por OSINERGMIN tendrán un impacto en la viabilidad económica de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro</p> <p>B. La variación de las Tarifas en Media Tensión para venta de energía establecidas por OSINERGMIN tendrán un impacto en la viabilidad económica de la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW en el Valle del Mantaro.</p> <p>C. La generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW tendrá un efecto en la mejora de los niveles de tensión de las barras del sistema eléctrico de Valle del Mantaro.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Facturación por potencia y energía <p>Tarifas en Media Tensión para venta de energía (MT2, MT3 y MT4)</p> <ul style="list-style-type: none"> Facturación por potencia y energía <p>VARIABLE DEPENDIENTE</p> <p>Generación distribuida con sistemas fotovoltaicos de 500 kW</p> <p>Dimensiones e indicadores:</p> <p>Viabilidad económica</p> <ul style="list-style-type: none"> VAN, TIR, ROE y PAYBACK Beneficios netos por implantación de proyecto <p>Tensiones en Barra</p>	<p>La muestra de estudio viene a ser igual a la población de estudio, es decir que está dada por un sistema fotovoltaico de 500 kW</p>
---	--	---	---	--