

FACULTAD DE INGENIERÍA

Escuela Académico Profesional de Ingeniería Eléctrica

Tesis

**Microgeneración distribuida
fotovoltaica e incidencia en la
facturación mensual en un suministro
residencial con tarifa BT5B en el
distrito de Ayacucho, provincia de
Huamanga-2022**

Jesus Pedro Sovero Bonilla

Para optar el Título Profesional de
Ingeniero Electricista

Huancayo, 2022

Repositorio Institucional Continental
Tesis digital



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

AGRADECIMIENTO

Quiero transmitir mi agradecimiento a Dios, a mis familiares que se fueron a la eternidad y a los que permanecen en mi hogar, a mi esposa Dely e hija Jhosarin, quienes soportaron mi ausencia en momentos de estudio para que hoy vivan este momento tan importante. Gracias por ser quienes son y por creer en mí.

Un insondable agradecimiento a la facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Continental, a los maestros, quienes con su sabiduría volcaron sus enseñanzas para forjar mi crecimiento profesional permanente, gracias a cada uno de ustedes, por su paciencia, dedicación y soporte incondicional.

Finalmente, agradecer al Dr. Joel Contreras Núñez, quién con su sapiencia metodológica y estratégica, formó parte importante de esta historia con sus aportes profesionales que lo diferencian, siendo necesario para lograr este trabajo de investigación.

DEDICATORIA

A Dios, por iluminar mi camino y sabiduría a mi pensamiento.

Hasta el cielo, a mi madre, Lia Eugenia y cuñada Mily, siempre recuerdo sus consejos de superación, sin ellos, no me hubiera realizado.

A mi esposa Dely e hija Jhosarin, porque fueron las piezas claves para lograr mi objetivo.

ÍNDICE

Agradecimiento.....	ii
Dedicatoria	iii
Índice.....	iv
Índice de figuras	viii
Índice de tablas	ix
Resumen	xi
Abstract.....	xii
Introducción	xiii
CAPÍTULO I.....	15
PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO	15
1.1. Planteamiento y formulación del problema.....	15
1.1.1. Formulación del problema	16
1.1.1.1. Problema general.....	16
1.1.1.2. Problemas específicos	16
1.2. Objetivos	17
1.2.1. Objetivo general.....	17
1.2.2. Objetivos específicos	17
1.3. Justificación e importancia	17
1.3.1. Justificación social	17
1.3.2. Justificación económica	17
1.3.3. Justificación ambiental.....	18
1.4. Hipótesis y descripción de variables	18
1.4.1. Hipótesis general.....	18
1.4.2. Hipótesis específicas	18
1.4.3. Descripción de variables	19
CAPÍTULO II.....	20
MARCO TEÓRICO	20
2.1. Antecedentes del problema	20
2.1.1. Antecedentes nacionales	20
2.1.2. Antecedentes internacionales.....	25
2.2. Bases teóricas.....	26
2.2.1. Generación distribuida	26
2.2.2. Definiciones por otros autores	27

2.2.3. Escenarios de la microgeneración distribuida.....	29
2.2.3.1. El autoconsumo eléctrico asistido por red	30
2.2.3.2. Beneficios de la generación distribuida para el autoconsumo	31
2.2.4. Arquitectura del sistema	31
2.2.5. Paneles solares	31
2.2.5.1. Tipos de paneles.....	32
2.2.6. Parámetros fundamentales de un panel.....	33
2.2.6.1. Punto de máxima potencia (PMP).....	33
2.2.6.2. Factor de forma (FF)	34
2.2.6.3. Eficiencia de conversión energética.....	34
2.2.6.4. Temperatura	35
2.2.6.5. Intensidad de radiación	35
2.2.6.6. Irradiancia	35
2.2.6.7. Irradiación	35
2.2.6.8. Tensión de circuito abierto (V_{oc})	36
2.2.6.9. Corriente de cortocircuito (I_{cc}).....	36
2.2.6.10. Coeficiente de temperatura V_{oc}	37
2.2.6.11. Coeficiente de temperatura I_{sc}	38
2.2.7. Sistemas fotovoltaicos para viviendas	38
2.2.7.1. Los sistemas fotovoltaicos conectados a red (on-grid)	38
2.2.7.2. Sistema fotovoltaico aislado off grid	39
2.2.7.3. Sistema fotovoltaico híbrido	40
2.2.8. El inversor.....	40
2.2.8.1. Tipos de inversores	40
2.2.9. Cableado	42
2.2.10. Medidor inteligente TPM	43
2.2.11. Facturación eléctrica.....	44
2.2.12. Tarifa residencial BT5B	44
2.2.13. Alumbrado público.....	45
2.2.14. Energía activa.....	46
2.2.15. Cargo fijo mensual	46
2.2.16. Cargo por reposición y mantenimiento de conexión.....	46
2.2.17. FISE.....	46
2.2.18. FOSE	47
2.3. Bases legales.....	47
2.4. Definición de términos básicos	48

CAPÍTULO III.....	52
METODOLOGÍA.....	52
3.1. Método y alcance de la investigación.....	52
3.1.1. Método de la investigación.....	52
3.1.2. Tipo de investigación.....	52
3.1.3. Nivel de investigación.....	53
3.2. Diseño de la investigación.....	53
3.3. Población y muestra.....	54
3.3.1. Población.....	54
3.3.2. Muestra.....	54
3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	54
CAPÍTULO IV.....	55
RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	55
4.1. Microgeneración fotovoltaica y su incidencia en la facturación mensual en un suministro residencial con tarifa BT5B.....	55
4.1.1. Ubicación.....	55
4.1.2. Radiación solar.....	56
4.1.3. Características de la ubicación del suministro.....	57
4.1.4. Etapas para determinar el MGDFV on grid suministro 65107745.....	57
4.1.5. Determinación del consumo.....	57
4.1.6. Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico.....	59
4.1.6.1. Datos del panel fotovoltaico.....	60
4.1.6.2. Determinación de la eficiencia del panel.....	62
4.1.6.3. Determinación del número de paneles.....	62
4.1.7. Ponderaciones de I_{sc} V_{oc}	63
4.1.8. Dimensionamiento del inversor on grid.....	66
4.1.9. El medidor inteligente TPM.....	69
4.1.10. Dimensionamiento de conductores y protecciones.....	69
4.1.10.1. Dimensionamiento de sección del conductor eléctrico en CC.....	70
4.1.10.2. Dimensionamiento de sección de conductor eléctrico en CA.....	72
4.1.10.3. Estructura sobre cubierta metálica o de tejas.....	73
4.1.10.4. Conectores MC4 multicontact.....	73
4.1.11. Energía anual producida por el microgenerador fotovoltaico para el suministro 65107745 conectada a la red.....	74
4.2. Análisis y tratamiento de la información.....	75
4.2.1. Pago por energía activa.....	75

4.2.2. Pago por alumbrado público	76
4.2.3. Aplicación de la ley FOSE.....	77
4.2.4. Facturación mensual	79
4.2.5. Estudio de rentabilidad de la instalación fotovoltaica conectada a red.....	80
4.2.5.1 Presupuesto de la instalación	80
4.2.5.2. Beneficios.....	83
4.2.5.3. Valor neto actual (VAN).....	84
4.2.6. Tasa interna de retorno TIR	85
4.3. Prueba de hipótesis	86
4.3.1. Contratación de la hipótesis general.....	86
4.3.2. Contratación de la hipótesis específica.....	88
4.4 Discusión de resultados.....	94
Conclusiones	97
Recomendaciones.....	98
Lista de referencias	99
Anexos	105

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Generación distribuida.....	28
Figura 2. La microgeneración distribuida	29
Figura 3. Escenarios que conlleva la generación distribuida	30
Figura 4. La célula fotovoltaica	32
Figura 5. Tipos de paneles según su tecnología.....	33
Figura 6. Curva tensión / corriente / potencia módulo fotovoltaico.....	34
Figura 7. Irradiancia a lo largo del día HSP.....	36
Figura 8. Interpretación de una hoja de características	38
Figura 9. Sistema fotovoltaico conectado a la red	39
Figura 10. Sistema fotovoltaico aislado	39
Figura 11. Sistema fotovoltaico híbrido.....	40
Figura 12. Conexión de medidor inteligente Growatt TPM.....	43
Figura 13. Línea del tiempo de la normativa de generación distribuida en el Perú	48
Figura 14. Vista satelital Inmueble ubicado en el sector público Mz. O lt. 8, Ayacucho, enero 2021	56
Figura 15. Etapas para determinar el MGDFV on grid suministro 65107745	57
Figura 16. Rango de clipping en Inversores	67
Figura 17. Medidor inteligente TPM.....	69
Figura 18. Protecciones en el SMGDFV	69
Figura 19. Tipo de estructuras < A 15°	73
Figura 20. VAN y TIR	85
Figura 21. Plano de la vivienda.....	110

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Descripción de variables	19
Tabla 2. Beneficios de la generación distribuida para el autoconsumo	31
Tabla 3. Reducción de tarifa menores a 100 kWh – FOSE.....	45
Tabla 4. Reducción de tarifa menores a 140 kWh – FOSE.....	45
Tabla 5. Radiación solar en Ayacucho según PVWATTS-2021	56
Tabla 6. Potencia instalada del suministro 65107745	58
Tabla 7. Consumo promedio diario, suministro 65107745 facturado 2021	59
Tabla 8. Datos eléctricos del panel de 450 W	61
Tabla 9. Características mecánicas del panel de 450 W	61
Tabla 10. Calificaciones y características del panel de 450 W	62
Tabla 11. Características de panel solar de acuerdo STC	65
Tabla 12. Características del inversor on grid.....	66
Tabla 13. Ajustes de voltaje de los paneles para poder determinar el inversor.....	68
Tabla 14. Ajustes de corriente de los paneles para poder determinar el inversor	68
Tabla 15. Ajustes en la potencia de los paneles para poder determinar el inversor	68
Tabla 16. Determinación del inversor conectado a la red	68
Tabla 17. Dimensionamiento de sección de conductor en CD	71
Tabla 18. Dimensionamiento de conductor en CA	72
Tabla 19. Producción anual sistema on grid – condiciones NOCT.....	74
Tabla 20. Energía activa facturada en un suministro residencial sin la implementación de la microgeneración distribuida fotovoltaica.....	75
Tabla 21. Energía activa facturada en un suministro residencial con la implementación de la microgeneración distribuida fotovoltaica.....	75
Tabla 22. Alumbrado público facturado en un suministro residencial sin la implementación de la microgeneración distribuida fotovoltaica.....	76
Tabla 23. Alumbrado público facturado en un suministro residencial con la implementación de la microgeneración distribuida fotovoltaica.....	76
Tabla 24. Aplicación de la ley FOSE facturada en un suministro residencial sin la implementación de la microgeneración distribuida fotovoltaica	77
Tabla 25. Aplicación de la ley FOSE facturada en un suministro residencial con la implementación de la microgeneración distribuida fotovoltaica	78
Tabla 26. Facturación mensual en un suministro residencial sin la implementación de la microgeneración distribuida fotovoltaica.....	79

Tabla 27. Facturación mensual en un suministro residencial con la implementación de la microgeneración distribuida fotovoltaica.....	80
Tabla 28. Presupuesto kit de microgeneración fotovoltaica conectado a red	81
Tabla 29. Unidad de control de potencia	82
Tabla 30. Ahorro económico en un suministro residencial en el 2021 con la implementación de la microgeneración distribuida fotovoltaica.....	83
Tabla 31. Flujo proyectado a 15 años sin inyección a las redes.....	83
Tabla 32. Resultado del VAN a un periodo de 10 años implementado el proyecto	84
Tabla 33. Resultado de la TIR a un periodo de 10 años implementado el proyecto	85
Tabla 34. Pago de facturación mensual antes y después de implementar el MGDFV.....	86
Tabla 35. Prueba t de dos muestras emparejadas de la facturación anual.....	87
Tabla 36. Pago de energía activa antes y después de implementar el MGDFV.....	88
Tabla 37. Prueba t de dos muestras emparejadas energía activa.....	89
Tabla 38. Pago de alumbrado público antes y después de implementar el MGDFV	90
Tabla 39. Prueba t de dos muestras emparejadas de alumbrado público	91
Tabla 40. Aporte FOSE antes y después de implementar el MGDFV	92
Tabla 41. Prueba t de dos muestras emparejadas aporte FOSE	93
Tabla 42. Matriz de consistencia.....	106

RESUMEN

Con el objetivo de reducir la facturación eléctrica en un suministro con tarifa residencial BT5B-R en el distrito de Ayacucho, al sur del Perú, se planteó el presente trabajo de investigación de tipo aplicada con la siguiente interrogante ¿Cómo implementar un sistema de microgeneración fotovoltaico conectado a la red para reducir la facturación en un suministro con tarifa residencial? La hipótesis que orientó la investigación fue que, la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW tiene efectos en la facturación mensual en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, utilizando el diseño aplicado *ex post facto* retrospectivo de corte transversal, con dos variables desarrolladas en etapas, tomando como referencia la ubicación geográfica del suministro eléctrico, la información satelital del Pvwatt para identificar la irradiación de la zona y las muestras tomadas de los 12 recibos emitidos al suministro 65107745 durante el 2021. Estos datos sirvieron como soporte teórico para determinar los tres arreglos fotovoltaicos monocristalinos con una potencia de 450 W cada uno, junto con el inversor Growatt 4200 MTL-S conectado a la red de 5.4 kW de potencia y un medidor inteligente modelo TPM encargado de controlar la exportación de la energía excedente, inyección cero. En ese sentido, se alcanzó como parte del objetivo planteado, un ahorro de 61.71 %, en la facturación eléctrica mensual, gracias a la eficiencia de un sistema de microgeneración fotovoltaica conectado a la red y el aprovechamiento del recurso energético renovable solar existente en la zona, considerándolo como viable.

Palabras claves: facturación eléctrica, microgeneración distribuida fotovoltaica, MGDSFV

ABSTRACT

With the aim of reducing electricity billing in a supply with a Residential BT5B-R rate in the District of Ayacucho in the South of Peru, I propose the present research work of the applied type with the following question, How to implement a connected photovoltaic microgeneration system? to the network to reduce the billing in a supply with a residential rate?. The hypothesis that guided the research was; The installation of a 1.35 kW photovoltaic generation system has effects on the monthly billing in residential supplies with the BT5B rate in the district of Ayacucho, for which I used the applied ex post facto retrospective cross-sectional design, with two variables developed in stages, taking as reference the geographical location of the electricity supply, the Pvwatt satellite information to identify the irradiation of the area and the samples taken from the 12 receipts issued to supply 65107745 in 2021. These data served as theoretical support to determine the three monocrystalline photovoltaic arrays with a power of 450 W each, together with the Growatt 4200 MTL-S inverter connected to the network of 5.4kW power and a smart meter model TPM in charge of controlling the export of surplus energy, zero injection. In this sense, a saving of 61.71% in monthly electricity billing was achieved as part of the stated objective, thanks to the efficiency of a photovoltaic microgeneration system connected to the network and the use of the renewable solar energy resource existing in the area, considering it viable.

Keywords: electricity billing, microgeneration distributed photovoltaic, MGDSFV

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo tiene como objetivo determinar qué efectos tiene la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW en la facturación mensual en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga - 2022, tomando como punto de ubicación, la altitud y latitud del suministro eléctrico se extrajeron las horas solar pico con la que se contó durante el 2021.

Para desarrollar el trabajo de investigación se planteó cinco procesos, desarrollado de la siguiente manera:

1. Se realiza una encuesta a los usuarios de un suministro eléctrico con tarifa residencial, donde se determina el consumo de energía comparando la potencia instalada y la facturación emitida por la empresa comercializadora, obteniendo resultados como base para poder proponer la implementación del SMGDFV a través de paneles solares.
2. Tomando como referencia la hora solar pico de la zona se procede a dimensionar la cantidad de arreglos fotovoltaicos, el análisis del comportamiento promedio de la energía facturada mensualmente son datos necesarios para determinar el comportamiento del SMGDFV en el modelo conectado a la red *on grid*.
3. El siguiente proceso trata de las ponderaciones de V_{oc} – I_{sc} , donde es fundamental utilizar las condiciones de prueba establecido en la *data sheet*, la temperatura del ambiente y del módulo, necesario para poder determinar los rendimientos de los arreglos fotovoltaicos.
4. En el cuarto proceso se procede a desarrollar los cálculos para determinar la capacidad del inversor conectado a la red y las condiciones necesarias para poder interconectar a la red comercial de la empresa comercializadora.
5. Finalmente, se dimensionan los calibres del conductor y protección para proteger el sistema en CC y CA.

El análisis del trabajo está enfocado en la microgeneración distribuida fotovoltaica *on grid*, teniendo como población objetivo los doce recibos del 2021. Cuya ubicación del suministro 65107745 se encuentra a una latitud de -13.1476 y una longitud de -74.2271 ubicado al sur del Perú, provincia de Huamanga, distrito de Ayacucho. Gracias a la información satelital del PVWATT se llega a determinar el promedio de la radiación solar equivalente a

6.55 kWh/m². Datos sustraídos para establecer la capacidad de los paneles del MGDFV y su incidencia en la facturación del suministro eléctrico con tarifa residencial BT5BR en la ciudad de Ayacucho.

La implementación de un sistema de microgeneración fotovoltaica conectada a la red no solo busca interconectarse al sistema convencional y beneficiarse de ello, también busca reducir el impacto económico, reduciendo el pago en los recibos de energía eléctrica a través del autoconsumo cero inyecciones, aporta al medio ambiente reduciendo la huella de carbono para finalmente acceder a los beneficios sociales que programa el Estado peruano.

Finalmente, se analizaron y compararon los resultados con otros autores, llegando a determinar las conclusiones para luego listar las referencias y anexos.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO

1.1. Planteamiento y formulación del problema

Con el objetivo de afrontar una inminente crisis energética globalizada, con consecuencias sin precedentes en la economía mundial, la Agencia Internacional de la Energía (AIE), sostuvo que «[...] es necesario apostar por una economía basada en energías renovables para lograr alcanzar las emisiones cero en el 2040». Asimismo, Mahmoud Mohieldin, encargado para la cumbre del Cambio Climático de la ONU, añadió lo siguiente: «El gobierno nacional, regional y local de cada país debe promover el financiamiento para desarrollar una política energética limpia, verde y asequible para todos y, de esta manera, lograr el impacto energético renovable a nivel mundial» (1).

De manera que la humanidad afronta múltiples desafíos históricos y actuales, tal como en Europa, ante el conflicto bélico entre Rusia y Ucrania; que ha incrementado las demandas de consumo de combustible fósil. Al respecto, el boletín de la FEDEA sobre estudios de la economía española expuso que «[...] los efectos de la invasión son muy claramente visibles en la evolución de los precios, tanto en los de la energía y otras materias primas, como en los del consumo» (2).

El Perú no es ajeno a dicha crisis económica, social y ambiental generadas tanto por la pandemia del Covid-19 y por otros fenómenos climáticos como el calentamiento global, la emisión de gases de efecto invernadero y la contaminación ambiental, debido al uso indiscriminado de los recursos naturales por parte del propio hombre hacia la Amazonía. Todo ello ha mermado en incrementos continuos del servicio eléctrico por los acelerados consumos

de energía, que representan una tasa de crecimiento de 4 % anual a nivel nacional, impactado por sectores como transporte, minería, residencial y agropecuaria (3), generando así alertas por las altas emisiones contaminantes al ambiente, desacelerando el progreso y la calidad de vida de los peruanos.

La microgeneración de energía eléctrica sirve no solo para empoderar al usuario a actuar activamente en la producción eléctrica, sino que, además, su impulso puede ayudar con los objetivos de la política energética y así incorporar las fuentes renovables a la matriz energética del país, promover la eficiencia energética y descarbonizar la industria eléctrica (4).

Debido a lo expuesto, se planteó el presente trabajo de investigación denominado «*Microgeneración distribuida fotovoltaica e incidencia en la facturación mensual en un suministro residencial con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga*», considerando que el uso de la energía fotovoltaica todavía no representa un porcentaje significativo, de manera que urge implementar dicho modelo de investigación, donde se sustente la importancia y beneficios que generan el uso de la energía renovable con la fuente solar, en el Perú.

1.1.1. Formulación del problema

1.1.1.1. Problema general

¿Qué efectos tiene la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW en la facturación mensual en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022?

1.1.1.2. Problemas específicos

- ¿Qué efectos tiene la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW en la energía activa facturada en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022?
- ¿Qué efectos tiene la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW en el pago por alumbrado público en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022?

- ¿Qué efectos tiene la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW en la aplicación de la ley FOSE en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022?

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Determinar qué efectos tiene la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW en la facturación mensual en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022

1.2.2. Objetivos específicos

Determinar qué efectos tiene la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW en la energía activa facturada en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022.

Determinar qué efectos tiene la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW en el pago por alumbrado público en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022.

Determinar qué efectos tiene la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW en la aplicación de la ley FOSE en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022.

1.3. Justificación e importancia

1.3.1. Justificación social

El resultado de la presente investigación permitirá tener un modelo rentable que pueda ser adoptado por más familias y que podría involucrar el compromiso y apoyo de las instituciones privadas, gobierno local, regional y nacional para impulsar proyectos de inclusión social, con energía renovable, a través de la microgeneración distribuida fotovoltaica se podría beneficiar a la población vulnerable, mejorando la calidad de vida de dicho sector convirtiéndolos en «prosumidores» de energía renovable y no consumidores de energía convencional.

1.3.2. Justificación económica

Los resultados de la presente investigación permitieron reducir el monto mensual de facturación por energía eléctrica, lo que significa un ahorro económico

significativo para las familias, justificando la inversión inicial recuperable a mediano plazo por la implementación del sistema de microgeneración fotovoltaica.

1.3.3. Justificación ambiental

La región necesita de nuevas fuentes energéticas renovables limpias y seguros para extinguir el índice de contaminación ambiental ocasionado por el uso de combustibles fósiles, generación térmica, entre otros. Con la puesta en servicio de un sistema de microgeneración distribuida con paneles fotovoltaicos conectados a la red, se logra el descenso de la huella de carbono CO₂, el descenso de plantas térmicas móviles por el concesionario, cuyo objetivo es alcanzar el neto cero.

1.4. Hipótesis y descripción de variables

1.4.1. Hipótesis general

La instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW tiene efectos en la facturación mensual en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022.

1.4.2. Hipótesis específicas

- La instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW tiene efectos en la energía activa facturada en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022.
- La instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW tiene efectos en el pago por alumbrado público en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022.
- La instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW tiene efectos en la aplicación de la ley FOSE en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022.

1.4.3. Descripción de variables

Tabla 1. *Descripción de variables*

Variable	Definición conceptual	Definición operacional	Indicadores
<p>Independiente</p> <p>Microgeneración distribuida fotovoltaica</p>	<p>La microgeneración distribuida es aquella generación que se conecta a la red de distribución eléctrica y que se encuentra cerca al consumidor, se da en mediana y pequeña escala para proporcionar electricidad en puntos próximos al consumidor (aislado) o a la red de la empresa concesionaria (4) (p. 55).</p>	<p>Registro de funcionamiento de los equipos que conforman el sistema de microgeneración fotovoltaica.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Potencia del panel solar (Wm²) - Inversor (kW) - Vatímetro (watts)
<p>Dependiente</p> <p>Facturación eléctrica</p>	<p>Es el importe mensual que determina el concesionario por el consumo de electricidad efectuado por cada cliente, estimado a través de un medidor de kWh, y que debe ser pagado por el tiempo de servicio entre el mes actual y el anterior y que determina cuánto y cuándo pagar dicho recibo de energía eléctrica. Este período no coincide con el inicio y fin de mes y puede variar entre los 28 y 33 días (30)</p>	<p>Registro de recibos de pago por consumo de energía eléctrica que emite la empresa concesionaria Electrocentro S. A.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Energía activa (kWh) - Alumbrado público alícuota (S/) - Beneficio social (S/) - Cargos eléctricos (S/)

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes del problema

2.1.1. Antecedentes nacionales

Mamani y Nina (5) presentaron su tesis de tipo aplicado donde dimensionan los paneles solares que inducirá a la reducción de la facturación de la energía eléctrica en el mercado del distrito de Samegua, Moquegua; los autores, al evaluar el comportamiento de la facturación eléctrica de 6 meses, tomaron como referencia para determinar el número de paneles [8] de 450 watts cada uno, cálculo que sirvió para abastecer la potencia que requiere el sistema 3.6 kW, con el diseño no experimental correlacional se plantearon dos variables; paneles solares (variable independiente) y la reducción de costos de facturación (variable dependiente), luego de los cálculos realizados logró generar 12.38 kWh/día durante las horas pico (5.5 horas), generando mensualmente 346.64 kWh/mes, cuya proyección de vida del sistema solar es de 25 años y una inversión inicial de S/ 17,723.43, obtuvo un VAN de S/ 40,655.59, una TIR de 13.72 %, relación costo – beneficio de 2.30, llegando a recuperar la inversión inicial en 6 años y 1 mes, proyecto considerado como viable por la reducción en la facturación hasta en un 100 % con la posibilidad de generar en forma aislada (5).

Mego (6) realizó una investigación de tipo aplicada no experimental, donde diseñó un sistema de microgeneración distribuida a través de 6 paneles fotovoltaicas de 370 watts cada uno conectados a la red, con el objetivo de reducir el consumo de energía eléctrica convencional en la municipalidad de Santo Tomás, provincia de Cutervo en Cajamarca. El autor utilizó un analizador de redes para determinar la potencia y energía

consumida, gracias a la información sustraída por el portal web de la NASA y las mediciones de velocidad del viento en la zona, determinó que la irradiación solar es la más productiva, ya que esto oscila entre 4.61 a 5.17 kWhm²/día, realizando los cálculos teórico necesario para lograr que el suministro logre un aprovechamiento del 70 % de la energía FV, concluyendo que, con una inversión inicial de S/ 12,094.57 esto puede ser recuperado en 7 años, indicadores evaluados a través del VAN = S/ 3,825.71. La TIR = 18 %, y una relación costo beneficio de B/C = 1,31 donde se concluyó que el proyecto estimado para 25 años de vida útil sea considerado como viable (6).

Cóndor (7), ostenta su trabajo de investigación de tipo descriptivo, cualitativo, investigación basada en la observación y descripción desarrollada en otros países y su aplicación de un modelo de «generación distribuida con energías renovables en Perú», cuyo objetivo primordial fue desarrollar estrategias tecnológicas en energía renovable con recursos como la energía solar o eólica, para fomentar la competitividad energética en la generación distribuida y lograr un crecimiento económico sustentable y poder reducir el costo de la electricidad en todo el país.

Dicha investigación se estructuró en cinco capítulos, primero tuvo que fundamentar conceptos teóricos, luego realizó una descripción y análisis de la generación distribuida. En tercer orden tuvo que justificar el por qué promover las energías renovables en el Perú. En cuarto orden trató sobre la regulación normativa y el plan estratégico propuesto para la generación distribuida en el Perú; en el quinto orden, tuvo que demostrar resultados de un caso relacionado a un sistema fotovoltaico. Concluyendo que, la generación distribuida minimiza las pérdidas técnicas por encontrarse cerca a los centros de consumo. La energía fotovoltaica es una de las fuentes más limpias que reducen los gases del CO₂, libera una política energética dependiente con recursos como el petróleo, carbón y gas y su aplicación en el mercado mayorista en el Perú abarataría la energía eléctrica a nivel nacional (7).

Vega (8) presenta su tesis «*Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a red de 3,7 kW para el laboratorio de electricidad y máquinas eléctricas de la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo*», cuyo objetivo fue diseñar un sistema fotovoltaico interconectado entre la red comercial de ENSA y el Laboratorio de Electricidad y Máquinas Eléctricas de la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo.

El sistema abasteció a una carga con un inversor interconectado de 3,7 kW durante horas sol; aplicando una investigación explicativa, aplicada y descriptiva con

métodos analítico, deductivo y comparativo; utilizando técnicas de observación y entrevista, llegando a obtener una potencia total de 2.95 kW, generado con 7 paneles, 5 módulos en serie y 2 en paralelo de 295 W cada uno, llegando a demostrar con el análisis financiero y una metodología estratégica aplicada, la viabilidad y rentabilidad del proyecto en comparación de la red comercial de la distribuidora Electronorte S. A. (8).

León (9) presenta su tesis «*Generación distribuida mediante el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución en el Instituto ISA-Chiclayo*», cuyo objetivo fue diseñar un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución de la empresa ENSA y el suministro del instituto ISA-Chiclayo, donde utilizó conocimientos de la ingeniería para ser aplicadas y evaluadas descriptivamente en el proyecto planteado, el uso de técnicas como la observación, entrevista y análisis de documentos con datos, variables y parámetros reales.

Se llegó a demostrar que, el proyecto es viable y rentable económicamente, con una inversión inicial de S/ 34,907.84 soles, llegando a generar un ingreso en el primer año de S/ 5,791.15 y en el año veinte proyectado por S/ 12,702.41, beneficio que podría acrecentar si estuviera aprobada la reglamentación de la generación distribuida en Perú (9).

Placencia (10), en una investigación aplicada, diseñó un sistema fotovoltaico interconectado a red de 4.5 kW para beneficiar al complejo policial La Despensa, ubicado en el distrito de José Leonardo Ortiz, provincia de Chiclayo, región Lambayeque, cuyo objetivo fue diseñar una alternativa viable con la implementación de un sistema fotovoltaico interconectado a la red comercial de ENSA.

El autor, mediante esta investigación explicativa fundamentó las bases teóricas de la ingeniería, donde le permitió analizar e interpretar el comportamiento de la alternativa planteada, centrándose descriptivamente en dos variables; variable independiente sobre los resultados de los niveles de irradiación solar de la zona; variable dependiente para poder determinar la capacidad de rendimiento del sistema solar ubicado en el complejo policial La Despensa, llegando a obtener resultados económicos sostenibles y alentadores, generando impactos positivos al medio ambiente, con tecnología innovada y rentable, siendo estos el menor frente a la alternativa comercial brindada por la empresa eléctrica ENSA, cuya inversión del proyecto sería recuperada en 9 años de funcionamiento (10).

Salvador (11) en su investigación *«Propuesta tecnológica para la implementación de una planta fotovoltaica de 4.5 kW para la comunidad rural alto andina San Francisco de Raymina, Ayacucho, Perú»*, cuyo objetivo fue diagnosticar la situación actual del suministro de energía eléctrica del CP de San Francisco de Raymina y las necesidades de uso y consumo de energía eléctrica de la población, para luego evaluar la capacidad solar energético de la localidad.

La metodología empleada en este trabajo de investigación se basó en el análisis de tres puntos aplicados a la comunidad rural alto andina San Francisco de Raymina en Ayacucho: primero, el diagnóstico del servicio eléctrico; segundo, la evaluación del recurso energético solar; tercero, el diseño de una planta fotovoltaica, donde se utilizó 18 módulos fotovoltaicos del tipo policristalinos de 250 watts cada uno para obtener una potencia de 4.5 kW de potencia nominal, alternativa viable con una estimación en la producción anual de la planta fotovoltaica de 6,548.94 kWh, alternativa tecnológica limpia, considerado como inversión social, con la finalidad de elevar la satisfacción energética del CP de San Francisco de Raymina (11).

Alcedo y Gonzáles (12), presentaron su tesis *«Diseño de un sistema fotovoltaico de conexión a red de 500 kW para reducir la facturación en el consumo de la demanda de energía eléctrica en el centro de datos Bitel, Arequipa»*, con el tipo de diseño aplicado, no experimental, cuyo objetivo fue diseñar un sistema fotovoltaico de conexión a red de 500 kW con la finalidad de reducir la facturación de energía eléctrica para el centro de datos de telefonía Bitel en Arequipa, donde primero tuvo que analizar la facturación del consumo energético, luego diseñó el sistema fotovoltaico, identificando la capacidad de la fuente de energía solar en la localidad, para finalmente cuantificar el ahorro de la facturación a través de cálculos teóricos y luego ser revalidado por el software PVSYST, obteniendo como resultado la reducción del 10 % mensual en la facturación de energía eléctrica del centro de datos de Bitel en Arequipa (12).

Lulo (13) presentó su tesis *«Implementación del sistema de energía solar fotovoltaico y facturación por consumo de energía en la municipalidad distrital de Morococha, Yauli, Junín»*, cuyo objetivo se centró en demostrar la manera de reducir la facturación por consumo de energía eléctrica en la municipalidad distrital de Morococha, Yauli.

Se aplicaron teorías, leyes, conceptos para lograr los resultados trazados, cuyos resultados demostraron que, implementando el sistema solar fotovoltaico se puede reducir hasta un 24.88 % de efectividad con un nivel de significancia del 5 % (13).

Polo et al. (14) en la investigación «*Caracterización térmico-energética de un sistema fotovoltaico de 3.3 kW interconectado a la red eléctrica*», tuvieron por objetivo monitorear, vía internet, entre 2015 y 2019 el comportamiento de un sistema solar fotovoltaico de 3.3 kW interconectado a la red eléctrica de la ciudad universitaria, donde se evidenció registros con la data de las mediciones del comportamiento de los doce paneles del sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica (SFVCR), logrando su producción máxima energética de los equipos en enero de 2016 de 542 kWh y la menor producción en junio de 2018 de 228 kWh, lo que significa para la Universidad Nacional Jorge Basadre Grohmann no pagar por el consumo de energía eléctrica el monto de \$ 779 dólares por año y una eficiencia promedio anual de 13.75 %.

Flores (15) en su tesis «*Impactos eléctricos de la micro y minigeneración distribuida solar fotovoltaica conectadas a la red de distribución en la región Sur*», el objetivo fue identificar los impactos eléctricos que llevarían a las pérdidas y ganancias en el proceso de funcionamiento de una microgeneración distribuida con un sistema solar fotovoltaico conectado a la red comercial de la distribuidora eléctrica, cuya metodología se concentró en determinar conceptos primordiales de calidad de energía eléctrica, analizar la variación de carga de los consumidores con los sistemas fotovoltaicos *on grid*, con y sin gestión de la demanda para, finalmente, evaluar el impacto generado por el sistema eléctrico enfocando tres factores; nivel de tensión, factor de potencia y distorsión armónica.

Concluyendo que, la curva de carga activa de la unidad consumidora varía con el almacenamiento de la generación fotovoltaica, incrementando la vida útil de los transformadores de distribución. La cantidad de armónicos generados por el sistema fotovoltaico no provoca distorsión armónica de la tensión, por lo que logró que la microgeneración fotovoltaica cumple con los parámetros establecidos por la NTCSE (15).

Yaurivilca (16), mediante una investigación científica aplicada propuso mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico en el alimentador A4401, investigación respaldada por la microgeneración distribuida fotovoltaica en Chupaca, cuyo objetivo fue mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico en el alimentador A4401, el autor se

propuso una investigación netamente explicativa, tomando muestras en un solo momento y amparados por conceptos teóricos principalmente sobre la microgeneración distribuida y la calidad de energía, sustentando los resultados obtenidos y mejorando la confiabilidad del sistema eléctrico con los indicadores SAIDI y SAIFI, la reducción en la caída de tensión y la optimización en la continuidad del servicio eléctrico en el A4401 SE de Chupaca (16).

2.1.2. Antecedentes internacionales

Navarro et al. (17) en su tesis *«Implementación de un sistema fotovoltaico para la alimentación de un edificio de usos múltiples»*, cuyo objetivo fue iluminar un edificio de usos múltiples con luminarias ahorradoras alimentadas con un sistema fotovoltaico y la interconexión a la red comercial, gracias a factores técnicos y científicos lograron una mayor eficiencia brindada por la fuente de energía renovable, llegando a obtener resultados exitosos con la aplicación de cálculos matemáticos, investigación sobre fuente de energía solar y la aplicación de materiales estandarizados que cumplen los procesos desde la identificación del problema, diseño, construcción y mediciones de los resultados logrados, tecnológicamente, dicho trabajo de investigación fue considerado como viable.

Fernández y Cervantes (18) presentaron su tesis *«Proyecto de diseño e implementación de un sistema fotovoltaico de interconexión a la red eléctrica en la Universidad Tecnológica de Altamira»*, cuyo objetivo se centró en cómo elaborar una propuesta técnica basada en la implementación de un sistema de interconexión a la red, mediante la generación de energía eléctrica con celdas fotovoltaicas, donde se estudió a los doce últimos recibos de energía eléctrica, estimaciones de los equipos a necesitar y el análisis de la proyección de la generación de la energía, calculando el retorno, inversión, impacto económico, ambiental y social del sistema. Teniendo como resultado que, la inversión total del proyecto sería recuperado en 10 años.

Buele y Chazi (19), presentaron su tesis *«Modelación del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana, sede Cuenca»*, cuyo objetivo fue analizar un comparativo entre el sistema fotovoltaico instalado en la Universidad Politécnica Salesiana, sede Cuenca y una modelación obtenida a partir de los datos nominales del fabricante y las medidas reales realizadas con los equipos instalados.

Se aplicó una metodología experimental y empírica sustentada en mediciones obtenidas por medio de la estación meteorológica y del laboratorio de energía fotovoltaica, como resultado, en los simuladores se constataron mediciones con una diferencia menor de 4 % o 5 % en los inversores en los niveles de tensión, potencia y corriente, ya que el simulador no cuenta con un seguidor implementado con el sitio de máxima potencia; sin embargo, en la irradiación respecto al ángulo de desfase la potencia no presenta una variación considerable, concluyendo que, los resultados dependen mucho del estado de conservación del módulo y del comportamiento de la naturaleza (19).

Borbor (20), presenta su investigación «*Sistema fotovoltaico para casas individuales en la comunidad Masa 2 – golfo de Guayaquil*», cuyo objetivo fue diseñar, implementar y analizar el comportamiento del sistema de iluminación por medio de energía renovable fotovoltaica, que permita implementar una de las necesidades fundamentales de la comunidad Masa 2, golfo de Guayaquil; como es la energía eléctrica.

Este proceso fue alineado inicialmente mediante unas encuestas para seleccionar y evaluar la situación y necesidad de tres viviendas de la zona, donde se desarrolló información teórica para establecer la radiación solar en la localidad, la eficiencia de los paneles y la producción de la energía que requiere cada familia, donde se pudo demostrar que la inclinación de los paneles debe ser perpendicular por encontrarse en el Ecuador, concluyendo que, el proyecto es altamente eficiente, pero costoso y no podría ser costeada por muchas familias de la comunidad Masa 2 (20).

2.2. Bases teóricas

2.2.1. Generación distribuida

La generación distribuida o generación *in situ*, consiste en la generación de la energía eléctrica por medio de fuentes pequeñas de energía de diversas tecnologías (menor a 10 MW), a pequeña y mediana escala, cuya fuente de producción se caracteriza por la cercanía o coincidencia entre la generación eléctrica y las áreas de consumo, poseen capacidad para permitir su interconexión en cualquier punto del sistema eléctrico, y puede ser aislado o interconectado a las redes convencionales del concesionario (21).

La generación distribuida es aquella nueva forma de generación que se caracteriza por la proximidad o coincidencia entre la producción eléctrica y las

áreas de consumo, donde se utilizan primordialmente fuentes energéticas renovables. Ligado se encuentra el concepto de autoconsumo, que consiste en el uso de la electricidad por aquel que la produce para satisfacer necesidades propias y cuyos excedentes pueden, teóricamente, ser inyectados o utilizar el mecanismo antivertido [cero inyección al sistema]. Por tanto, la generación distribuida es producir energía en casa donde el consumidor se ahorra las facturas. La generación distribuida permite producir almacenar y administrar la energía en el mismo lugar de consumo. La microgeneración o energía distribuida, supone también que los consumidores puedan convertir sus casas en pequeñas centrales eléctricas (21).

En vista que la regulación de generación distribuida en el Perú está en proceso de aprobación de su reglamentación, en este proyecto se incorpora un sistema antivertido que impida la inyección de energía excedente a la red del distribuidor.

2.2.2. Definiciones por otros autores

«La IEEE define a la generación distribuida como instalaciones de generación eléctrica conectadas al sistema eléctrico mediante un subconjunto de fuentes suficientemente pequeñas, que permiten la interconexión a través de un punto común o central» (22).

La generación distribuida es una opción viable para producir energía eléctrica, utilizando recursos renovables de forma eficiente, confiable y con calidad. Pero no solo ello, sino que el autoconsumo puede convertirse en un mecanismo de acceso, para los usuarios y al servicio público de electricidad; acceso que es objeto de atención y tutela en el ordenamiento peruano. Así, según el artículo 2.º de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), constituyen «Servicios Públicos de Electricidad (23):

- El suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo o destinado al uso colectivo, hasta los límites de potencia fijados por el reglamento.
- La transmisión y distribución de electricidad

En esa línea, la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, establece como objetivo de política 3 el «Acceso universal al suministro energético», lo que implica lo siguiente:

- Lograr la cobertura total del suministro de electricidad e hidrocarburos.
- Subsidiar de manera temporal y focalizada el costo de la energía en los segmentos poblacionales de bajos ingresos.
- Incluir a las comunidades locales en la formulación de los programas de energización rural.
- Impulsar el uso productivo de la energía en zonas aisladas, rurales y urbano-marginales.
- Priorizar la construcción de sistemas de transporte que garanticen la seguridad y confiabilidad del sector eléctrico.

Por lo tanto, la microgeneración distribuida con paneles fotovoltaicos para el autoconsumo mejora un derecho fundamental de los beneficiarios, acceder al sistema público eléctrico con tan solo instalar un panel fotovoltaico interconectado a la red comercial, cambiando la vida de los usuarios que antes no tenían acceso al suministro eléctrico o que si lo tenía, son complejos por el incremento continuo en su facturación. De esta forma se optimiza un recurso natural y limpio en beneficio de la sociedad en general.

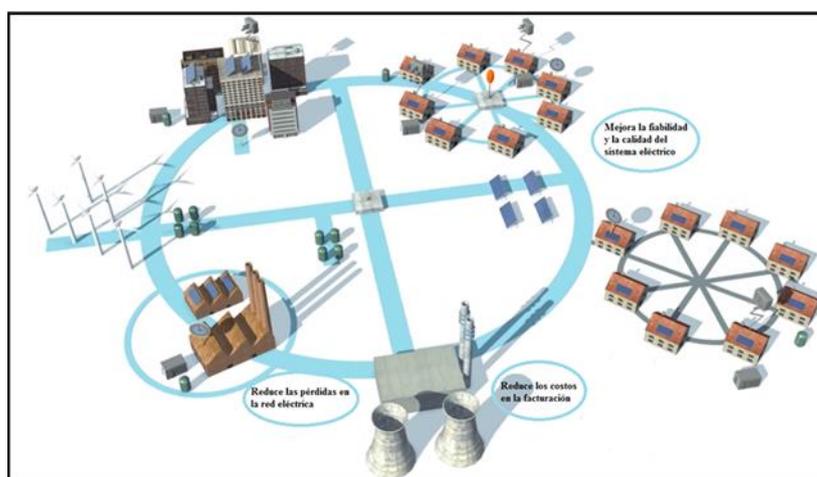


Figura 1. Generación distribuida

La generación distribuida se define como instalaciones de generación eléctrica, conectadas al sistema eléctrico mediante un subconjunto de fuentes pequeñas.

2.2.3. Escenarios de la microgeneración distribuida

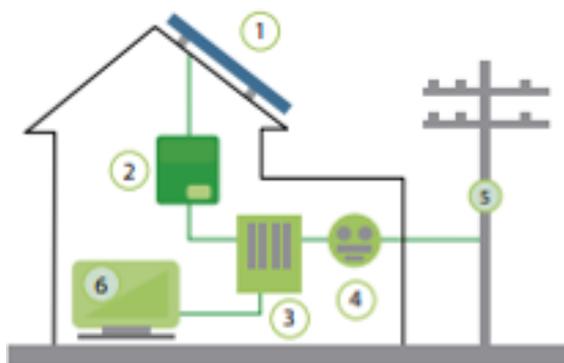


Figura 2. La microgeneración distribuida (4)

Donde

1. Panel solar
2. Inversor
3. Caja de distribución
4. Medidor inteligente
5. Red comercial
6. Carga

A través de las siguientes representaciones (figura 2 y 3) se presenta los distintos procesos que acarrea la generación distribuida conectada a la red eléctrica con fuente solar fotovoltaica. En la figura 1 se aprecia el proceso de funcionamiento de la generación distribuida; en la figura 2 se aprecia el proceso de generación asistida, sistema antivertido controlados por el inversor y medidor inteligente Growatt tipo TPM no se inyectará los excedentes a la red comercial; en la figura 3 se observa que la generación distribuida no es suficiente para el prosumidor, por lo que debe ser inyectada la energía de la red comercial; finalmente, en la figura 4, se muestra el proceso donde el prosumidor debe tomar el total de la energía de la red convencional, pudiendo evitarlo con la implementación de acumuladores (banco de baterías). De esta forma, se cambiaría uno de los paradigmas del mercado energético, donde se decía que, la energía eléctrica no puede ser almacenada de manera eficiente. Sin embargo, gracias a los avances tecnológicos en este tema, se cree que en un futuro no muy lejano el avance de la tecnología de almacenamiento de electricidad permitirá que el prosumidor cuente con más opciones para gestionar su autoconsumo. Por lo tanto, durante la noche, cuando ya no sea posible autoabastecerse de energía fotovoltaica, el prosumidor podría hacer uso de sus propios excedentes generados y almacenados durante el día (4).

Los distintos escenarios que conlleva la generación distribuida conectada a la red eléctrica con fuente solar fotovoltaica son:

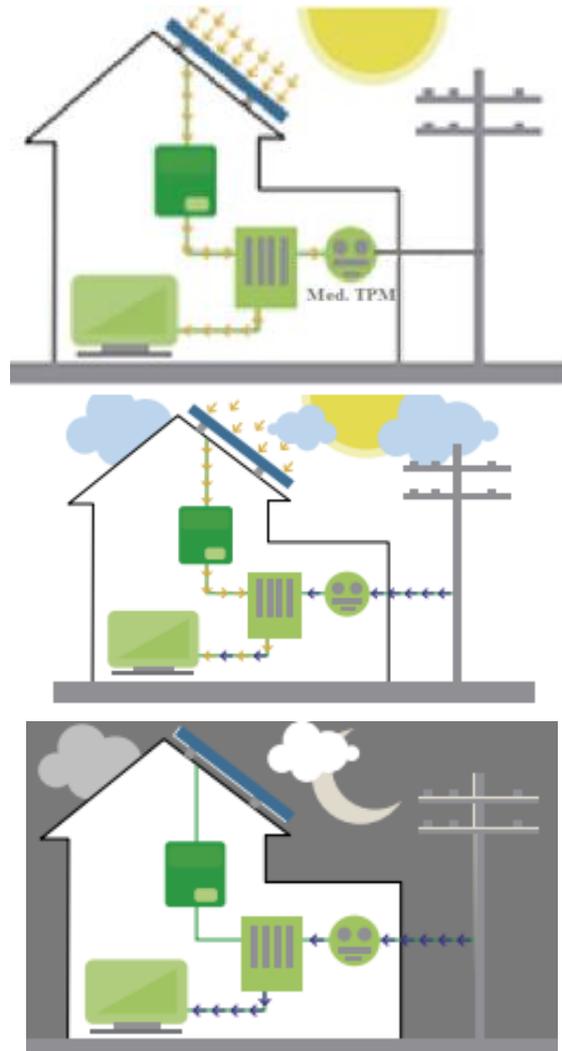


Figura 3. Escenarios que conlleva la generación distribuida (4)

2.2.3.1. El autoconsumo eléctrico asistido por red

El autoconsumo energético asistido por la red es una alternativa para aquellos países que carecen de normatividad para su operación cuya tecnología determina las condiciones prioritarias para no afectar las redes del distribuidor, Según modelo español, existe una modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes. Corresponde a las modalidades definidas en el artículo 9.1.a de la Ley 24/2013, en esta modalidad se deberá instalar un mecanismo antivertido que impida la inyección de energía excedente a la red del distribuidor. En este caso existirá un único tipo de sujeto de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, si dicha instalación tiene un sistema antivertido fotovoltaico, queda exonerada de permisos de acceso y conexión a la red. Esto conlleva menos

trámites y más agilidad a la hora de ejecutar el proyecto, que puede alcanzar grandes dimensiones (33).

2.2.3.2. Beneficios de la generación distribuida para el autoconsumo

Tabla 2. Beneficios de la generación distribuida para el autoconsumo

Para el productor	Para el usuario
Beneficia a las EDE reduciendo las pérdidas técnicas en transmisión y distribución debido a la proximidad de las fuentes de generación con los centros de consumo, de esta forma mejora los parámetros que establece la NTCSE.	Aumenta la confiabilidad del suministro eléctrico, beneficiándose directamente e, indirectamente, a las empresas distribuidoras eléctricas.
Motiva el uso de energías renovables, ya que aprovecha todos los recursos renovables de la localidad.	Promueve a que el usuario esté informado y capacitado para incorporarse activamente al mercado eléctrico: pasa de consumidor pasivo a prosumidor activo.
Reduce la sobrecarga del sistema, al instalar nuevas fuentes de generación, mejoran los parámetros eléctricos y generan una opción viable a las cargas aisladas	Mejora la calidad de la energía, descongestiona la sobrecarga del sistema eléctrico, beneficiándose con la reducción en el costo en la facturación eléctrica.
Contribuye en la reducción de la huella de carbono al promover nuevas fuentes de generación renovable.	Reduce la huella de carbono al sustituir fuentes de generación no renovable y ser reemplazados por microgeneradores renovables y limpios.

2.2.4. Arquitectura del sistema

Los sistemas fotovoltaicos se dividen en tres opciones en función a sus necesidades: instalaciones aisladas de la red, *off grid*, instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, *on grid* y el tercer sistema son las instalaciones híbridas.

2.2.5. Paneles solares

Los paneles solares o arreglos fotovoltaicos están compuestos por la interrelación de células solares encapsuladas entre componentes que las protegen de los efectos de la intemperie, son las encargadas de captar la energía procedente del sol en forma de radiación solar y transformarla en energía eléctrica por el efecto fotovoltaico (24).

La fabricación de células solares o fotovoltaicas son realizadas con materiales semiconductores cristalinos, que producen corriente eléctrica por efecto fotovoltaico, esto cuando la radiación solar incide sobre estos, su valor típico es de decenas de miliamperios (10 mA - 35 mA) por cada centímetro cuadrado, siendo su máxima tensión en las células de **Si** del orden de 0,6 V mientras que en las de **Ga As** es de 1V (25).

Las células fotovoltaicas son realizadas con materiales semiconductores cristalinos, que producen corriente eléctrica. Tomada de Administración de Información Energética de Estados Unidos.

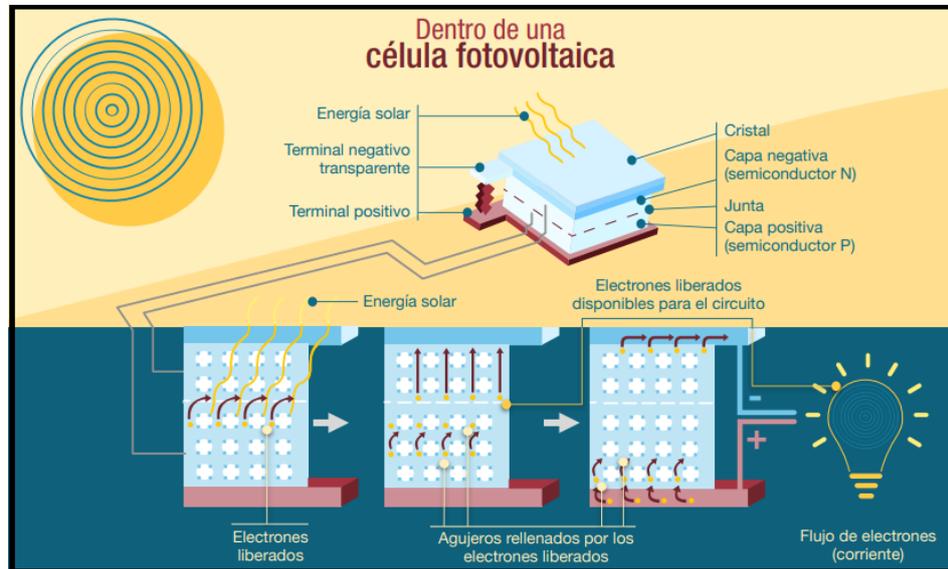


Figura 4. La célula fotovoltaica
Tomada de Administración de Información Energética de Estados Unidos

2.2.5.1. Tipos de paneles

Las células solares, o células fotovoltaicas, más utilizadas son las compuestas por la conexión P-N y fabricadas con silicio (26).

La fabricación de estas células es mediante la cristalización de silicio, y se tienen tres tipos principales que son los siguientes:

a) Monocristalino

Una estructura cristalina completamente ordenada posee, internamente, su fabricación es de silicio puro fundido y tiene un dopaje de material de boro. La monocromía azulada oscura y metálica que presenta lo diferencia de los otros tipos de paneles (26).

b) Policristalino

Tiene una estructura ordenada y separada por regiones, la disminución del rendimiento se debe a que posee zonas irregulares, estos paneles se fabrican de la misma forma que el monocristalino, pero con menos fases de

cristalización, se diferencian debido a que se puede identificar en su superficie diferentes tonos de azules y grises metálicos (26).

c) Amorfo

Internamente contiene un alto grado de desorden, presentando un gran número de defectos estructurales en su combinación química, además es menos costoso el proceso de fabricación en comparación a los anteriores (se deposita en forma de lámina delgada sobre vidrio o plástico), se identifica por un color homogéneo que posee (26).

La fabricación de paneles se realiza mediante la cristalización de silicio y se tienen tres tipos principales según su tecnología.

Células	Silicio	Rendimiento laboratorio	Rendimiento directo	Características
	Monocrystalino	24 %	15 - 18 %	Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralski).
	Policristalino	19 - 20 %	12 - 14 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.
	Amorfo	16 %	< 10 %	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.

Figura 5. Tipos de paneles según su tecnología
Tomada de <https://n9.cl/wzp7c>

2.2.6. Parámetros fundamentales de un panel

2.2.6.1. Punto de máxima potencia (PMP)

Es aquel producto del valor de la tensión máxima (V_m) y la intensidad máxima (I_m) para lograr que la potencia entregada sea máxima (24).

$$P_{max} = I_{max} * V_{max}$$

El punto de máxima potencia, «*Maximun Power Point*», MPP, se ubica en la intersección de la potencia máxima que entrega el panel solar versus la carga externa.

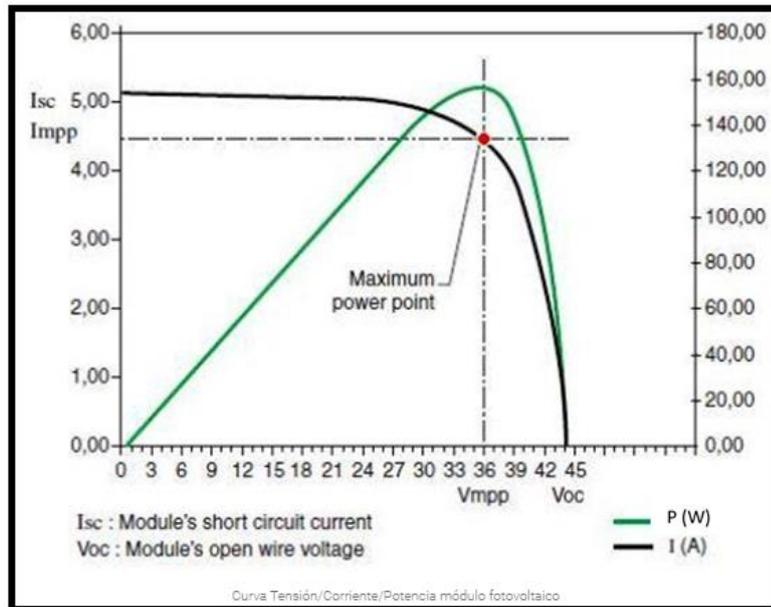


Figura 6. Curva tensión / corriente / potencia módulo fotovoltaico
 Tomada de <https://n9.cl/v1m7h>

Para obtener la potencia en el punto de máxima potencia, se tiene el producto de la tensión en el punto de máxima potencia, V_{mpp} y la intensidad en el punto de máxima potencia:

$$P_{mpp} = I_{mpp} * V_{mpp}$$

2.2.6.2. Factor de forma (FF)

Es aquella que define la eficacia de una célula solar cuya relación se da entre el punto máximo de potencia dividido entre el voltaje en circuito abierto (V_{oc}) por la corriente en cortocircuito I_{sc} : cuyos valores habituales comprende entre 0.7 y 0.8 amperios (24).

$$FF = \frac{P_m}{V_{oc} * I_{sc}} = \frac{\eta * A_c * E}{V_{oc} * I_{sc}}$$

2.2.6.3. Eficiencia de conversión energética

Cociente entre la potencia eléctrica máxima y la potencia dependiente de la irradiancia incidente (PL) sobre la célula (24). Además, viene dada por el producto de la irradiancia (G) y la superficie de la célula (S). En un día soleado se suele recibir una potencia luminosa de 1 kW en su punto álgido.

$$\eta = \frac{P_m}{P_L} = \frac{I_m * V_m}{P_L}$$

2.2.6.4. Temperatura

Según Gonza (24), es importante considerar los efectos de la temperatura, ya que influye en cada uno de los parámetros mencionados de la célula. Donde, a mayor temperatura:

- Aumenta la intensidad de cortocircuito (I_{cc})
- Disminuye la tensión a circuito abierto (V_o)
- Disminuye el factor de forma (FF)
- Decrece el rendimiento

2.2.6.5. Intensidad de radiación

Para poder obtener un crecimiento o decrecimiento de la intensidad de corriente dependerá mucho de la posición del panel y la radiación solar durante el día, aclarando que, dicha variación no afecta el nivel de voltaje, ya que se comporta como constante (24).

2.2.6.6. Irradiancia

Es aquella magnitud que describe la radiación o intensidad de iluminación solar que llega, medida como una potencia instantánea por unidad de superficie. Sus unidades en el SI (Sistema Internacional) son el W/m^2 (24).

2.2.6.7. Irradiación

Es la cantidad de irradiancia recibida en un tiempo determinado, es decir, la potencia recibida por unidad de tiempo y por unidad de superficie. Se suele medir en kWh/m^2 o, en caso de un día, en $Wh/m^2/día$ o unidades equivalentes (24).

La irradiancia se define como la potencia recibida por unidad de tiempo y por unidad de superficie.

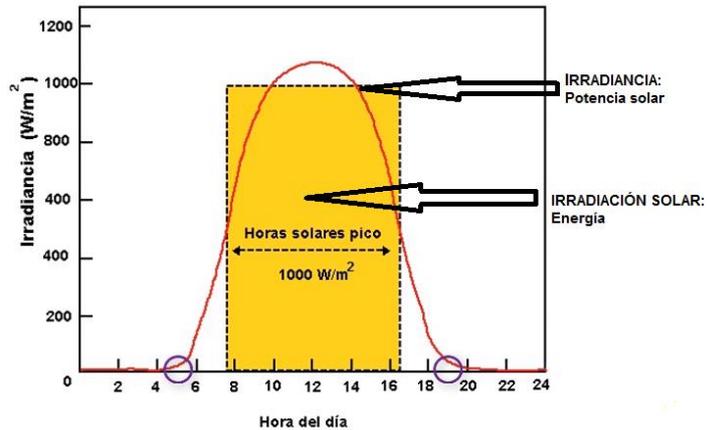


Figura 7. Irradiancia a lo largo del día HSP
 Tomada de <https://n9.cl/ylp7z>

Una vez identificados los parámetros fundamentales de la célula solar, se establecen los parámetros de un panel fotovoltaico. Cuya composición puede estar constituida por la asociación en serie o paralelo de varias células fotovoltaicas, de tal forma que, se obtengan los valores de tensión y corriente deseados divididos en dos partes, para disminuir las pérdidas en los paneles se da por la asociación en serie, porque permite alcanzar el valor de potencial (V) requerido, mientras que la asociación paralela crece el valor de la corriente (I) (24).

Resumiendo, los paneles fotovoltaicos dependen mucho de su curva de trabajo I-V, también conocida como característica I-V y los valores de la diferencia de potencial y la corriente dependen de la insolación, la temperatura de la célula, la masa de aire atravesada por la radiación solar y la resistencia de la carga conectada. Cuyos parámetros deberán ser homogéneos (24).

2.2.6.8. Tensión de circuito abierto (Voc)

Al dejar los terminales del panel en circuito abierto (intensidad cero), la diferencia de potencial que proporciona la radiación será máxima (24).

2.2.6.9. Corriente de cortocircuito (Icc)

De acuerdo con Gonza (24), al cortocircuitar los terminales del panel (tensión cero), la radiación solar proporcionará una corriente máxima. Dado que la potencia eléctrica viene definida como $P = V \cdot I$, distinguiendo:

- **Potencia pico (Pp):** potencia máxima en vatios (W) que genera un módulo en condiciones normales de radiación. Es el producto de la tensión pico por la corriente pico.
- **Intensidad pico (Ip) y tensión pico (Vp):** son los valores de intensidad de tensión que hacen máxima la potencia en condiciones normales.

Como se muestra en la figura 6, todos los parámetros de la curva I-V dan lugar a la formación del Punto de Máxima Potencia (PMP) o *Maximum Power Point* (MPP) son parámetros básicos proporcionados por los fabricantes en las hojas de características de los arreglos fotovoltaicos. Donde consideran datos en base a su funcionamiento estándar conocidos como Condiciones Estándar de Medida (CEM) estas condiciones son:

- Irradiancia: 1000 W/m²
- Am: masa de aires 1.5
- Temperatura de célula: 25 °C

Si las condiciones a los que se le somete al panel solar sean diferentes a los estándares de medida, las características de los paneles fotovoltaicos cambiarán. Cambios que deben ser considerados para el diseño de la instalación, ya que es muy posible que en condiciones normales de funcionamiento se esté lejos de las condiciones estándar de medida, ahora conocidos como célula operativa nominal (NMOT), estas condiciones son:

- Irradiancia: 800 W/m²
- Am: masa de aire 1.5, velocidad del viento 1 m/s
- Temperatura de ambiente: 20 °C

2.2.6.10. Coeficiente de temperatura V_{OC}

Es el coeficiente de corrección para obtener la tensión máxima que se produce en un circuito abierto cuando no existe ninguna carga conectada, este coeficiente hace que si varía la temperatura también varía la tensión y, la tensión de circuito abierto aumenta cuando la temperatura disminuye y disminuye cuando la temperatura aumenta (24).

2.2.6.11. Coeficiente de temperatura I_{sc}

Es el coeficiente de corrección para la corriente máxima que se produce en el panel cuando no está conectada ninguna carga y se cortocircuita los bornes del panel, este coeficiente hace variar la intensidad gracias a la variación de la temperatura. La intensidad de cortocircuito aumenta cuando aumenta la temperatura y disminuye cuando disminuye la temperatura (24).

Tomando en cuenta la hoja de especificaciones brindada por el fabricante de un panel solar, se podrá analizar e interpretar los datos que en ella aparecen.

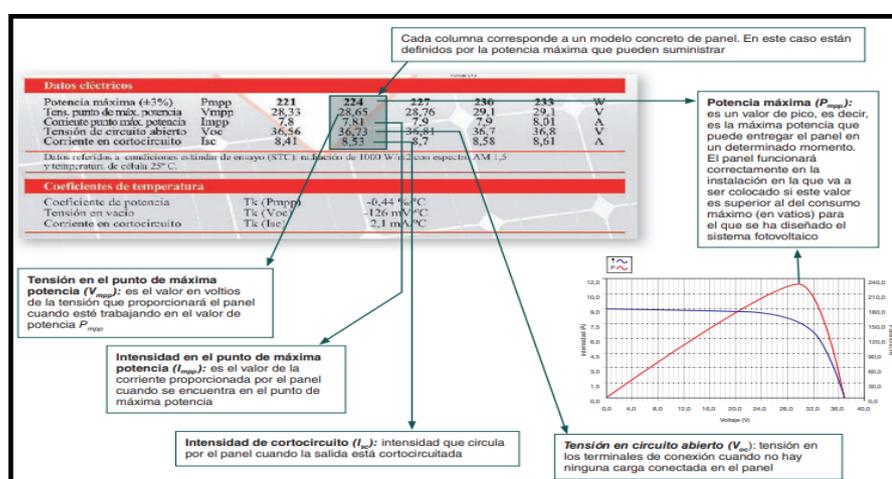


Figura 8. Interpretación de una hoja de características
Tomada de <https://n9.cl/wzp7c>

2.2.7. Sistemas fotovoltaicos para viviendas

Los sistemas fotovoltaicos para instalación en viviendas pueden clasificarse en tres grupos:

2.2.7.1. Los sistemas fotovoltaicos conectados a red (*on-grid*)

Producen energía eléctrica para el autoconsumo y sus excedentes se inyectan a la red del distribuidor, no necesitan incorporar equipos de acumulación de energía (27).

El principal objetivo es que el prosumidor de la fuente fotovoltaica no vende lo generado a otros, sino satisface sus propias necesidades y, cuando exista excedentes limitarlos con el medidor TPM, en este caso no se inyectarán los excedentes a la red del distribuidor.

Un sistema fotovoltaico conectado a red se compone básicamente del generador fotovoltaico, un inversor CC/CA y un conjunto de protecciones eléctricas.

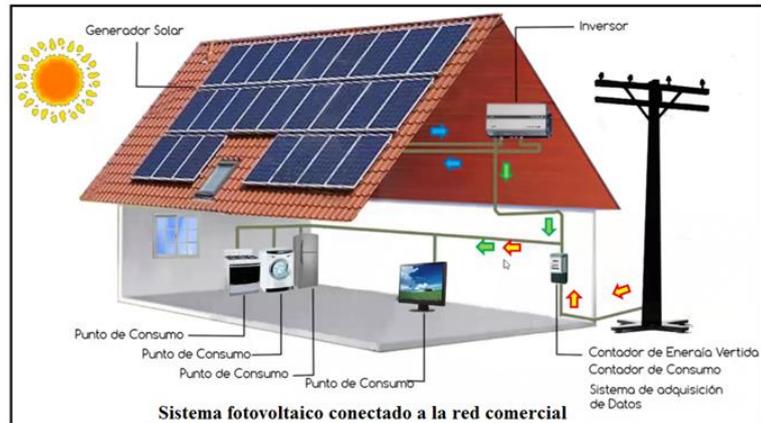


Figura 9. Sistema fotovoltaico conectado a la red
Tomada de <https://n9.cl/thqmd>

2.2.7.2. Sistema fotovoltaico aislado off grid

Sistema implementado en localidades alejadas, aislados de la red pública, en su mayoría las instalaciones se ubican en la zona rural, también se da en la iluminación de áreas aisladas, antenas de telecomunicación, balizas o boyas de señalización, bombeo de agua y requiere de acumuladores (28).

Estas instalaciones viabilizan dos tipos de suministros; el sistema centralizado que abarca a un conjunto de personas, uso en colectivo y el descentralizado caracterizado como sistema individual.

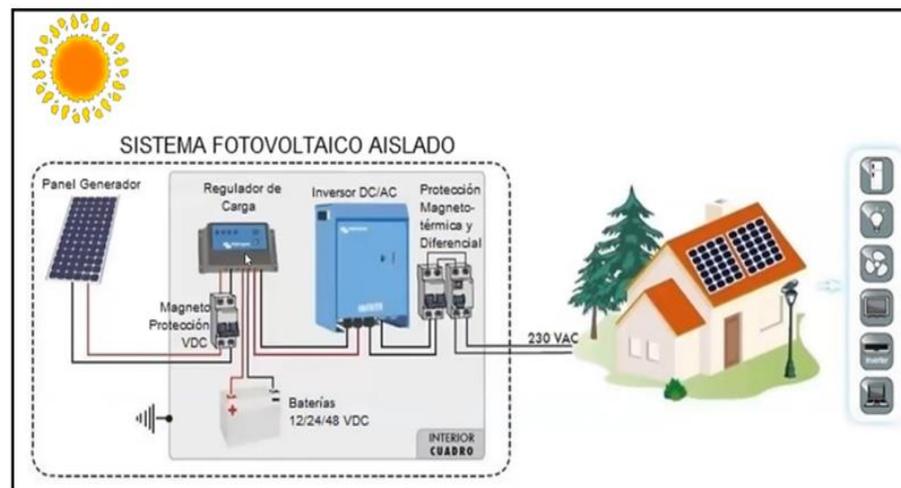


Figura 10. Sistema fotovoltaico aislado

2.2.7.3. Sistema fotovoltaico híbrido

Son sistemas que combinan los módulos fotovoltaicos con una o más fuentes energéticas auxiliares, como pueden ser los aerogeneradores, o los motores Diesel. Este sistema es más confiable que los anteriores, ya que, al disminuir la captación y generación de electricidad del sistema fotovoltaico, el suministro no se ve comprometido al ser complementado por otro tipo de generación, ya sea renovable o no renovable, puede ser aislado o interconectado (28).

Los sistemas fotovoltaico híbrido combinan los módulos fotovoltaicos con una o más fuentes energéticas auxiliares.

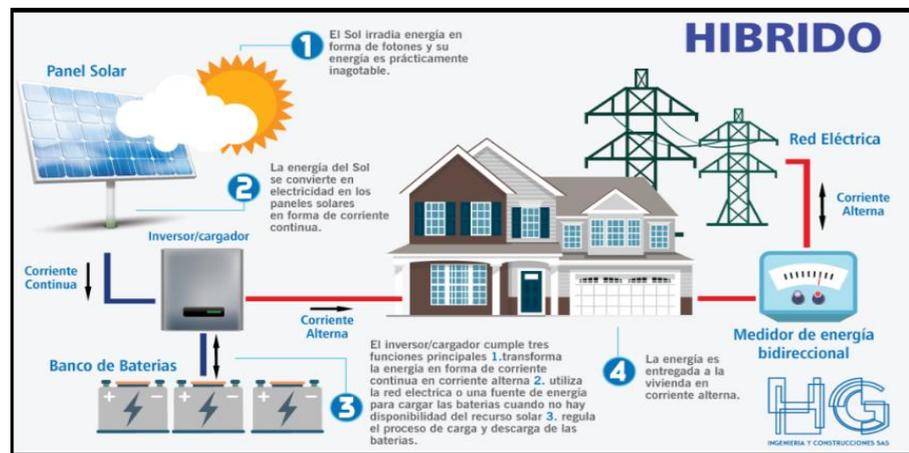


Figura 11. Sistema fotovoltaico híbrido
Tomada de Red Ko.Pora.com

2.2.8. El inversor

El inversor fotovoltaico es aquel equipo electrónico fundamental que permite suministrar la potencia generada por el panel fotovoltaico y que gracias al medidor inteligente TPM limita la inyección de excedentes a la red comercial. Además, cumple la función de convertir la corriente continua generada por el arreglo fotovoltaico en corriente alterna, a un nivel de tensión de 220 V y a una frecuencia de 60 Hz.

2.2.8.1. Tipos de inversores

a) Inversores conectados a la red

Su conexión depende, fundamentalmente, de la potencia nominal del SFV, según el RD 1699/2011 de la norma española, establece que, para aquellos inversores o suma de inversores cuya potencia nominal sea pequeña o igual a 5 kW, la conexión a red debe ser 1Φ, mientras que si excede los 5 kW de

potencia nominal la conexión deberá ser 3Φ con un desequilibrio entre fases inferior a dicho valor. La conexión 3Φ puede realizarse con un único inversor o con la conexión en paralelo de tres inversores 1Φ .

Los inversores en sistemas conectados a red deben presentar una onda senoidal pura, es decir debe ser equivalente a la red eléctrica general, la potencia, producción y voltaje puede ser medido a través del vatímetro instalado dentro del sistema de conexión de un inversor conectado a la red.

Atendiendo a la instrucción técnica complementaria para baja tensión ITC-BT-40, para instalaciones en las que existe conexión a red, deben instalarse sistemas de conmutación que impidan la conexión simultánea, entre la instalación generadora y la red eléctrica existen dos grupos:

A) Inversores conmutados por la red

Tienen como principio básico un puente de tiristores. Se utilizan principalmente en automatización de un sistema de grandes plantas fotovoltaicas. Requieren de conexión a la red de CA.

Son sencillos de instalar, fiables, más baratos que los autoconmutados, pueden trabajar con grandes plantas fotovoltaicas.

Sus desventajas pueden resolverse con sistemas de filtrado más sencillos, también está el nivel de corriente reactiva que presenta, lo que supone factores de potencia por debajo de la unidad, un alto nivel de distorsión armónica y presentan fallos de conmutación en caso de que se produzcan fallos de red.

B) Inversores autoconmutados

Son equipos semiconductores con funciones de conexión y desconexión del sistema. Su alta seguridad en un cortocircuito a la salida no les afecta, la señal de salida es claramente sinusoidal, no requiere de grandes sistemas de filtrado de la señal, generan una tensión y una corriente totalmente en paralelo con la tensión de red, pueden compensar potencia reactiva, adelantando o retrasando la corriente respecto a la tensión de red. Como inconvenientes están una potencia máxima menor, aunque pueden conectarse

en paralelo, un rendimiento más pequeño, lo que supone mayores pérdidas, y son más caros que los anteriores.

a) Inversores aislados o independientes

Los inversores aislados están diseñados para trabajar en sistemas aislados, viviendas que no se encuentran conectadas a la red eléctrica, por lo tanto, la única fuente de suministro que tiene la vivienda es la que le proporcionan los paneles solares.

b) Inversor conectado a la red con almacenamiento en baterías (híbrido)

Los inversores híbridos son aquellos que se aplican, mayormente, en arreglos fotovoltaicos de autoconsumo y su función principal reside en transformar la corriente continua en corriente alterna, como también se encargan de almacenar y descargar la energía generada por los arreglos fotovoltaicos en las baterías.

c) Rendimiento del inversor

Se obtiene a través de la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada al mismo. Trabajando a plena carga y en condiciones óptimas, los inversores pueden alcanzar rendimientos entre el 95.3 % y 96.1 %. Y se puede optimizar siempre que la potencia pico del generador sea superior a la potencia nominal del inversor, evitando su funcionamiento en media carga. Pero si la fuente de generación es mayor puede perder la energía al limitar la corriente que llega al mismo, para evitar sobrecargas. Por lo tanto, la potencia del generador debe ser entre 1 a 2 veces superior a la del inversor, para permitir su funcionamiento por encima del 90 % de su potencia nominal.

2.2.9. Cableado

Se compone por todos los conductores eléctricos de la instalación. Su importancia reside en el correcto dimensionamiento donde se busca reducir las pérdidas de energía y la caída de tensión en el sistema.

La caída de tensión se presenta en los circuitos de corriente continua como en los de corriente alterna. Sin embargo, el CNE (código nacional de electricidad) no contempla las instalaciones fotovoltaicas.

Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5 % para la intensidad nominal.

Teniendo en cuenta el Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones conectadas a red del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) se recomienda que:

Los conductores sean de cobre aislado con la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Por lo tanto, para cualquier condición de trabajo, los conductores a usar el circuito de CC deberán tener la sección suficiente para la caída de tensión y deben ser menores al 1,5 % y para los conductores a usar en la parte de CA la caída de tensión debe ser menor al 2 %, tomando en ambos casos como referencia las tensiones registradas en las cajas de conexiones (29).

2.2.10. Medidor inteligente TPM

Compuesto por un equipo de medición inteligente modelo Growatt TPM, se encuentra conectado al inversor *on grid* y puede ser programado para que la producción en exceso no sea inyectada a la red comercial, reduciendo la producción generada por los arreglos fotovoltaicos.

El medidor modelo Growatt TPM se encuentra conectado al inversor *on grid*.

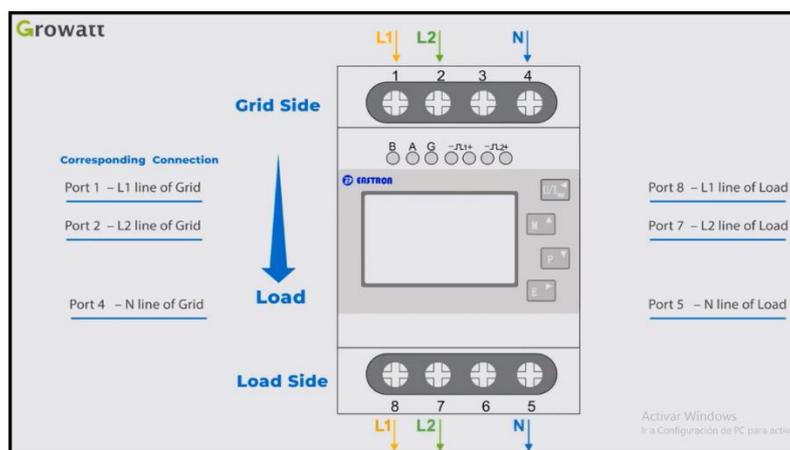


Figura 12. Conexión de medidor inteligente Growatt TPM
Tomada de Growatt Nueva Energía

2.2.11. Facturación eléctrica

Es aquel recibo que emite el concesionario donde detalla el consumo de electricidad efectuado por cada cliente y el importe que debe pagar por él, tiempo de servicio entre el mes actual y el anterior y que determina cuánto y cuándo pagas tu recibo de energía eléctrica. Este período no coincide con el inicio y fin de mes y puede variar entre los 28 y 33 días (30).

2.2.12. Tarifa residencial BT5B

Son aquellos clientes residenciales cuya potencia eléctrica instalada corresponde a actividades domésticas en más del 50 % y, no residenciales, aquellas actividades que sean menores al 50 % considerándolos, en otras palabras, como comerciales; en ambos casos, se cobra con el cargo de facturación, cargo fijo mensual y cargo por energía activa.

Los suministros residenciales son beneficiados con una reducción en la tarifa gracias al Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial Ley 30468 (MCTER) y al Fondo de la Compensación Social Eléctrica Ley 27510 (FOSE) (31).

Solo podrán optar por esta opción tarifaria los usuarios alimentados en baja tensión (BT) con una demanda máxima mensual de hasta 20 kW o aquellos usuarios que instalen un limitador de potencia de 20 kW nominal o un limitador de corriente equivalente en horas punta. En este último caso, la empresa pondrá Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas al Usuario.

Desde que se dio la medida del aislamiento e inmovilización social obligatoria desde el 16 de marzo del 2020, la población de Huamanga se ha visto obligada a cerrar temporalmente cualquier tipo de negocio que funcionaba en sus viviendas, a partir de ello, la población en su mayoría hace uso de la energía eléctrica en actividades netamente domésticas, por lo que la facturación tendió a incrementarse.

Tabla 3. Reducción de tarifa menores a 100 kWh – FOSE

Sector	Reducción de tarifa para consumos menores o iguales a 30 kWh/mes	Reducción de tarifa para consumos mayores a 30 kWh/mes hasta 100 kWh/mes
Urbano interconectado	25 % del cargo de energía	7,5 kWh/mes por cargo de energía
Urbano-rural y rural interconectados	50 % del cargo energía	15 kWh/mes por cargo de energía
Urbano aislado	50 % del cargo energía	15 kWh/mes por cargo de energía
Urbano-rural y rural aislados	77,5 % del cargo de energía	23,25 kWh/mes por cargo de energía

Nota: tomada de <https://n9.cl/wpcsy>

El 26 de febrero de 2022 se publicó la Ley N.º 31429 que modifica la Ley N.º 27510, Ley del Fondo de la Compensación Social Eléctrica (FOSE), cuya finalidad es aplicar descuentos a los usuarios con tarifa residencial individual y colectivo con consumos menores o iguales a 140 kWh/mes e incorporar criterios de exclusión para la aplicación del FOSE, dicha disposición entrará en vigencia en el pliego tarifario de enero de 2023 (32).

Tabla 4. Reducción de tarifa menores a 140 kWh – FOSE

Sector	Reducción de tarifa para consumos menores o iguales a 30 kWh/mes	Reducción de tarifa para consumos mayores a 30 kWh/mes hasta 100 kWh/mes
Urbano interconectado	35 % del cargo de energía	9 kWh/mes por cargo de energía
Urbano-rural y rural interconectados	60 % del cargo energía	18 kWh/mes por cargo de energía
Urbano aislado	60 % del cargo energía	18 kWh/mes por cargo de energía
Urbano-rural y rural aislados	77,5 % del cargo de energía	23,25 kWh/mes por cargo de energía

Nota: <https://n9.cl/wpcsy>

2.2.13. Alumbrado público

Es aquella iluminación de avenidas, calles y plazas por parte de las EDE, elevando la calidad de vida nocturna, fundamentalmente previniendo la seguridad a los usuarios de una concesión eléctrica.

La facturación mensual del alumbrado público está relacionada con el consumo en kWh facturado. Esta será calculada por la empresa comercializadora eléctrica en función a los factores de proporción correspondientes a las alícuotas del alumbrado público. El concesionario efectúa el 5 % por el cobro de alumbrado público a todos sus usuarios en proporción a su consumo de energía eléctrica.

La forma en que se distribuye el pago del alumbrado público entre todos los usuarios de la ciudad está normada en el artículo 184° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Supremo N.° 009-93-EM).

2.2.14. Energía activa

Es aquel gasto resultante del uso de sus equipos eléctricos durante cierta cantidad de tiempo, su unidad de medida es el (kWh), y se mide mediante el medidor o contador de energía activa, que es instalado en el punto de conexión (caja o panel) de cada consumidor, sirviéndose de la línea de baja tensión (220 V) o de media tensión con puesto de transformación (10 - 22,9 kV).

2.2.15. Cargo fijo mensual

Es aquel cargo asociado al costo por la toma de lectura del medidor, procesamiento, emisión, reparto y cobranza del recibo o factura eléctrica.

2.2.16. Cargo por reposición y mantenimiento de conexión

Es aquel cargo para mantenimiento de la conexión y su reposición hasta el final de vida de sus componentes externos.

2.2.17. FISE

Es el Fondo de Inclusión Social Energético creado por el gobierno peruano mediante Ley N.° 29852 cuya finalidad es la de llevar energía menos contaminante a las poblaciones más vulnerables del país, cuyo objetivo es promover el acceso al GLP mediante una compensación social, beneficiando aquellos usuarios con tarifa residencial de electricidad con consumo promedio anual menor o igual a 30 kWh y que cuenten con cocina a GLP. También son considerados las personas que están incluidas en el sistema de focalización de hogares (SISFOH) y no cuentan con el servicio residencial de electricidad, pero si cuentan con una cocina a GLP (34).

2.2.18. FOSE

Fue creado por Ley N.º 27510, vigente desde el 1 de noviembre de 2001, donde el Estado estableció un descuento en la facturación mensual de energía eléctrica para los usuarios residenciales con consumos menores o iguales a 100 kWh/mes.

Según la Resolución de Consejo Directivo N.º 088-2006-OS/CD, dice que los recursos del FOSE se generarán mediante un recargo en la facturación en los cargos tarifarios de potencia, energía y cargo fijo mensual. La calificación de «usuario residencial» será verificada por el concesionario, tomando como base la información presentada por el cliente quien es responsable de su veracidad. Asimismo, la Resolución de Consejo Directivo N.º 689-2007-OS-CD, en su artículo 4 (g) señala que, «para el inicio de la aplicación del FOSE las empresas podrán considerar como usuarios residenciales a aquellos usuarios que fueron calificados dentro del sistema de información comercial como usuarios BT5R» (35).

2.3. Bases legales

Decreto Supremo N.º 027-2016-EM: reglamento de la Ley N.º 30468, que crea el mecanismo de compensación de la tarifa eléctrica residencial. El presente Decreto Supremo aprueba el Reglamento de la Ley que tiene por objeto crear un Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial (MCTER) con la finalidad de asegurar la competitividad de las tarifas eléctricas residenciales, y el artículo 5.º de la Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético (34).

Resolución N.º 175-2016-OS: procedimiento para la aplicación del mecanismo de compensación de la tarifa eléctrica residencial. La presente resolución aprueba el procedimiento para la aplicación del mecanismo de compensación de la tarifa eléctrica residencial, tiene por objeto establecer la metodología para determinar los valores de cargo fijo y cargo de energía que resultarán del mecanismo de compensación de la tarifa eléctrica residencial (MCTER), así como los sistemas eléctricos que se beneficiarán con la aplicación de dicho mecanismo, conforme a los recursos del Fondo de Inclusión Social (34).

Decreto Ley N.º 25844 Decreto Supremo N.º 009-93-EM: más conocido como la ley de las concesiones eléctricas y constituye en el servicio público de electricidad, las disposiciones de la presente ley norman lo referente a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. Dice, si un sistema de generación se encuentra conectada directamente a las redes del concesionario de distribución eléctrica, y que no cumple con las condiciones establecidas en la Ley 28832 o los

Decretos Legislativos 1002 y 1221, deberá regirse por el régimen general establecido en la LCE y las condiciones que establece el marco jurídico establecido para la generación distribuida (36).

La regulación de la generación distribuida en el Perú se inició con el Reglamento de Cogeneración, aprobado por D. S. N.º 064-2005-EM, luego fue sustituido por D. S. N.º 037-2006-EM, actualmente vigente.



Figura 13. Línea del tiempo de la normativa de generación distribuida en el Perú

Asimismo, a través de la Ley 28832 se regula formalmente la actividad de generación distribuida. Para luego con el D. L. 1002 y su reglamento y el D. L. 1221 regulan las formas especiales de generación distribuida, finalmente de acuerdo a la R. M. N.º 292-2018-MEM/DM publican el proyecto del Reglamento de la Generación Distribuida, donde establecen los requisitos que permitan la incorporación al sistema, para su operación y comercialización, pendiente para su aprobación (36).

2.4. Definición de términos básicos

- **Alumbrado público (AP):** es aquel cobro que se factura en base a una escala establecida por el Ministerio de Energía y Minas en función al consumo del cliente, de acuerdo con el art. 184 de la LCE. La facturación por servicio de alumbrado público de la concesión no deberá exceder del 5 % del monto facturado total y será distribuida entre los usuarios en importes calculados de acuerdo al consumo del cliente (Decreto Supremo N.º 009-93-EM).
- **Aporte para la electrificación rural (ley 28749):** aporte de los usuarios de electricidad para la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país.
- **Cargo fijo mensual:** es aquel cargo donde se considera el costo por la lectura del medidor y procesamiento, emisión, reparto y cobranza del recibo o factura.

- **Cargo por reposición y mantenimiento de conexión:** es aquel cargo que se cobra para el mantenimiento del suministro eléctrico, la conexión y su reposición hasta el final de su vida.
- **Cargo por energía activa:** es la facturación del consumo de energía activa en un periodo mensual de facturación.
- **Fondo de Inclusión Social Energético (FISE):** es un esquema de compensación social y de servicio universal para los sectores más vulnerables de la población, dispuesto en la Ley N.º 29852.
- **Fondo de compensación social eléctrica (FOSE):** aporte para usuarios de bajos niveles de consumos de energía (consumos menores a 100 kWh mes). Este cargo solo se aplica a la opción tarifaria BT5B y BT7.
- **Gerencia de Regulación Tarifaria (GRT);** es el órgano ejecutivo de Osinergmin responsable de proponer al Consejo Directivo de este organismo regulador las tarifas máximas de energía y potencia para el Servicio Público de Electricidad, de acuerdo a las disposiciones contenidas en el marco normativo y regulatorio de los subsectores de electricidad e hidrocarburos.
- **Ley de Concesiones eléctricas (LCE):** es aquella donde se definen las reglas y procedimientos para desarrollar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Es donde se fijan los precios y tarifas de electricidad, es la estructura del sector eléctrico, allí se establecen los derechos y obligaciones de los concesionarios y las relaciones con sus clientes.
- **Tarifas:** tarifas similares por nivel de tensión, en la generación existen tarifas de energía y potencia.
- **Organismo supervisor de la inversión en energía y minería (Osinergmin) (1996 - Ley N.º 26734):** institución pública encargada de supervisar que las compañías eléctricas y de hidrocarburos bien conformadas brinden un servicio continuo, seguro y con calidad y que las sociedades mineras realicen sus actividades de manera segura, con confianza a la inversión y protección al ambiente y a la población (41).

- **Opción tarifaria BT5B:** solo podrán elegir esta opción tarifaria los usuarios alimentados en BT con una demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta o con una demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta. Para la facturación del consumo de energía activa, se tomará el consumo registrado del mes, multiplicándose por el respectivo precio unitario. En esta opción tarifaria, solo se factura energía activa.
- **Potencia instalada:** es la suma de las potencias nominales de las unidades de generación de un sistema eléctrico o domicilio.
- **Potencia contratada:** es aquella que suscribe el cliente con la concesionaria por la máxima carga admisible de la conexión asignada al suministro. El cliente deberá abstenerse de tomar una carga mayor a la contratada, de lo contrario, estaría sujeto a la suspensión del suministro por poner en peligro las instalaciones de la empresa. Un cliente BT5BR puede contratar una potencia de 20 kW como máximo, pagando solamente el consumo de la energía activa a un nivel de voltaje de 220 voltios.
- **Prosumidor:** aquella persona que produce y consume un producto, en este caso la energía eléctrica, además de producir, consumen la energía generada y el excedente de energía se entrega a las redes del concesionario.
- **Distribuidora:** entiéndase a todas las empresas concesionarias que brindan el servicio público encargadas de distribuir electricidad, incluyendo las empresas municipales.
- **Valor Actual Neto (VAN):** valora el flujo de efectivo en la vida del proyecto solar al valor de hoy.

$$VAN = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FN_j}{(1+i)^j}$$

Donde

I_0 : inversión del proyecto

FN: flujos de caja futuros obtenidos del proyecto

i : Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)

- **Tasa Interna de Retorno (TIR):** revela la tasa de rendimiento del efectivo VAN flujos recibidos de una inversión solar.

$$TIR = \sum_{T=0}^n \frac{Fn}{(1+i)^n} = 0$$

Donde

F_n : es el flujo de caja en el periodo n

n : es el número de períodos

i : es el valor de la inversión inicial

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1. Método y alcance de la investigación

3.1.1. Método de la investigación

Según Rodríguez y Pérez (37) las observaciones se realizan sobre fenómenos particulares de una clase y luego se hacían inferencias de la clase entera, este procedimiento es lo que hoy se denomina razonamiento inductivo, que habría de convertirse en el principio fundamental de todas las ciencias. Sus pasos son 1) observación, 2) formulación de hipótesis, 3) verificación, 4) tesis, 5) ley y 6) teoría (37).

Se empleó el método descriptivo no experimental, simulado a través del helioscopio, los datos recopilados del PVWATTS, la potencia instalada del inmueble y la capacidad de los arreglos fotovoltaicos de 1.35 kW. Permitieron analizar los resultados en base a las variables identificadas para responder las interrogantes encontradas en los recibos de energía eléctrica, la influencia de la radiación solar en la zona y las limitaciones del marco regulador en generación distribuida al interconectarse el sistema de microgeneración fotovoltaica a la red del concesionario Electrocentro S. A. en la ciudad de Ayacucho.

3.1.2. Tipo de investigación

Según Espinoza (38), la investigación aplicada tiene como propósito transformar los conocimientos existentes o modelos en objetos útiles a la sociedad, llamado también proceso de innovación. Se busca que las soluciones generen efectividad o productividad.

Por lo tanto, la presente investigación es aplicada porque al implementar un sistema de microgeneración con paneles fotovoltaicos busco resolver varios problemas; reducir la facturación en el consumo mensual de energía eléctrica de un suministro residencial, reducir los impactos medioambientales para beneficiar a la sociedad y satisfacer a un sector de la población identificada.

3.1.3. Nivel de investigación

Sabino (39) define a la investigación descriptiva como aquella que tiene por finalidad describir algunas características fundamentales de conjuntos homogéneos de fenómenos, utilizando criterios sistemáticos que permiten establecer la estructura o el comportamiento de los fenómenos en estudio, proporcionando información sistemática y comparable con la de otras fuentes.

La presente investigación es de nivel descriptivo – observacional, porque el objetivo no solo se limita a recolectar datos en base a una hipótesis y lograr los resultados deseados, sino identificar las dos variables para observar y describir cómo la microgeneración distribuida fotovoltaica tiene efectos en la facturación del servicio eléctrico en suministros con tarifa residencial en la ciudad de Ayacucho.

3.2. Diseño de la investigación

Según Bisquerra (40), se puede afirmar que el diseño *ex post facto* se aplica solo a las variables independientes, siendo así, el investigador no necesita mirar hacia atrás para reconstruir los hechos, sino que puede mirar hacia delante. Cuando se trabaja con el primer tipo de situación, todo ha ocurrido antes de que llegue el investigador, por lo tanto, se habla de diseños *ex post facto* retrospectivo.

El diseño de investigación aplicado es el *ex post facto* retrospectivo de corte transversal, porque no se construyó ninguna situación para su aplicación, sino de acuerdo con datos existentes y un periodo dado, la propuesta del SMGDFV *on grid* genera efectos retrospectivos con resultados hacia el futuro al reducir la facturación de un suministro con tarifa BT5R, en una vivienda residencial ubicada en Ayacucho en el 2021.

M: OX \longrightarrow Y

Donde

M: muestra a estudiar

OX: toma de datos de la variable independiente

Y: proposición de los efectos o variable dependiente

3.3. Población y muestra

3.3.1. Población

La población de la presente investigación estuvo compuesta por 358 recibos emitidos al suministro 65107745 por la concesionaria Electrocentro S. A. desde febrero de 1992 hasta diciembre del 2021, con un equipo de medición electromecánico marca Ganz con serie 482136 ubicado en la fachada exterior de la vivienda del sector público Mz. O lt. 8 del distrito de Ayacucho en la provincia de Huamanga.

3.3.2. Muestra

La muestra de la presente investigación estuvo compuesta por doce recibos emitidos al suministro 65107745 por la empresa concesionaria Electrocentro S. A. seleccionado desde enero del 2021 a diciembre del 2021, suministro contratado con una potencia de 1.00 kW y una tarifa BT5B correspondiente al suministro 65107745 del distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga en el 2022.

3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

La técnica utilizada en el presente trabajo de investigación fue la observación *in situ*, tomando una ficha de registro para la entrevista para la recolección de datos para su análisis.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Microgeneración fotovoltaica y su incidencia en la facturación mensual en un suministro residencial con tarifa BT5B

La presente investigación denominada microgeneración distribuida fotovoltaica e incidencia en la facturación mensual en un suministro residencial con tarifa BT5B-R, ubicado en el distrito de Ayacucho, al sur de Perú, busca reducir la facturación eléctrica generada por los arreglos fotovoltaicos para su autoconsumo y los excedentes no sean inyectados a la red del concesionario. Esta propuesta conectada a la red del distribuidor eléctrico tiene la propiedad de recibir inyección energética convencional para cubrir en forma total o parcial la carga de consumo cuando la radiación solar sea mínima o nula y cuando el consumo sea superior a lo generado, cuenta con un medidor limitador inteligente de exportación modelo TPM. La propuesta fotovoltaica conectada a la red se desarrolló en cinco etapas, figura 15.

4.1.1. Ubicación

La ubicación geográfica del suministro 65107745 donde se implementaron los arreglos fotovoltaicos de 1.35 kW conectado a la red se encuentra en el sector público Mz. O lt. 8, cuyas coordenadas son:

Latitud: 13°08'51.4"S

Longitud: 74°13'37.6"W

Ubicación geográfica del suministro 65107745 donde se implementaron los arreglos fotovoltaicos de 1.35 kW.



**Figura 14. Vista satelital Inmueble ubicado en el sector público Mz. O lt. 8, Ayacucho, enero 2021
Tomada de Google Earth**

4.1.2. Radiación solar

Para poder determinar la radiación solar promedio durante el 2021 en la ciudad de Ayacucho, se tuvo que acudir a las páginas oficiales de la NASA, PVWATTS y PVGIS, llegando a determinar los valores en la zona facilitados por el PVWATTS de acuerdo al cuadro adjunto (tabla 5).

Tabla 5. Radiación solar en Ayacucho según PVWATTS-2021

Mes	Producción en CA del sistema (kWh)	Radiación solar (kWh/m ² /d)
1	254.88	6.33
2	230.91	6.33
3	254.28	6.29
4	252.53	6.50
5	266.88	6.66
6	257.04	6.59
7	270.60	6.68
8	276.45	6.91
9	261.39	6.77
10	266.03	6.64
11	263.89	6.86
12	245.17	6.10
Promedio	258.34	6.55
Total	3100.05	78.65

Nota: tomada de <https://n9.cl/n64ya>

En el cuadro anterior se pueden observar los valores de la radiación solar promedio del punto geográfico donde se encuentra el suministro eléctrico en la ciudad de Ayacucho, información facilitada gracias a la data recopilada de los servidores del PVWATTS, donde se tomó como referencia la latitud y altitud del suministro eléctrico

y poder identificar la radiación solar diaria en un plano inclinado de 15° por estar ubicado debajo de la línea ecuatorial orientado hacia el norte, llegando a obtener un promedio día solar en los doce meses de 6.55 kWh/m²d.

4.1.3. Características de la ubicación del suministro

El suministro con código 65107745 pertenece a un inmueble ubicado en el sector público Mz. O lt. 8 en el distrito de Ayacucho, segundo piso, compuesto por 9 ambientes y que viene siendo ocupado por la familia Muñoz Bermudo conformado por 4 miembros, cuentan con: 10 lámparas ahorradoras, 1 computadora, 1 impresora, 1 refrigeradora, 1 licuadora, 1 plancha, 1 terma eléctrica, 1 lavadora, 1 microondas, 3 TV led, 1 equipo de sonido, 4 cargadores de celular, 1 laptop, 3 decodificadores, con una potencia instalada de 5,670 watts (tabla 4).

4.1.4. Etapas para determinar el MGDFV *on grid* suministro 65107745

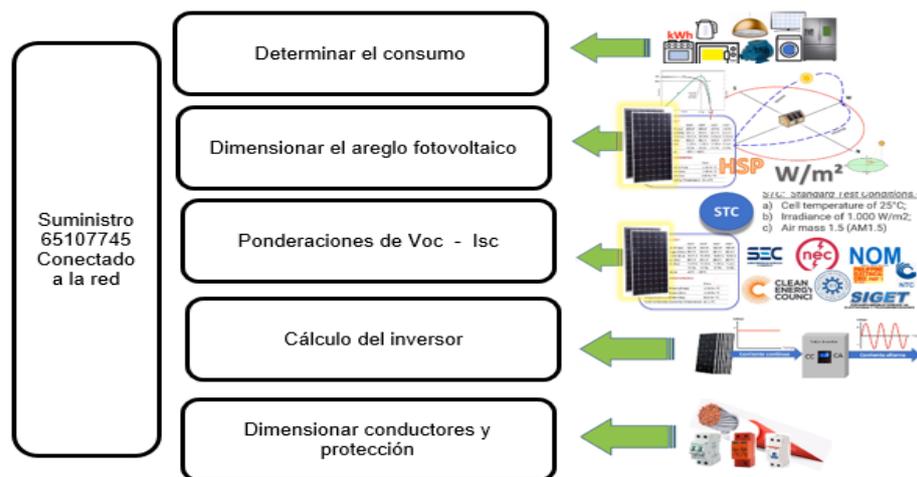


Figura 15. Etapas para determinar el MGDFV on grid suministro 65107745

Etapas que se desarrollaron para poder determinar el microgenerador fotovoltaico conectado a la red de un suministro con tarifa residencial, tomando como referencia la ubicación geográfica del suministro 65107745.

4.1.5. Determinación del consumo

Para determinar el consumo se tomó la potencia instalada, datos registrados en la tabla 4, potencia instalada del suministro 65107745, que permitió determinar el consumo promedio diario de 5.17 kWh/d, que se asemeja al promedio de consumo diario facturado en el 2021 por la empresa distribuidora de energía eléctrica Electrocentro S. A. obteniendo como resultado 5.15 kWh/d (tabla 6).

Tabla 6. Potencia instalada del suministro 65107745

Equipo	Cant.	Potencia unit. en kW	Potencia total en kW	Horas de uso día	Horas de uso noche	Consumo de energía en kWh día	Consumo de energía en kWh noche	Consumo de energía en kWh diario	Consumo de energía en kWh mensual
TV LED 65"	1	0.195	0.195	0.500	2.00	0.098	0.390	0.49	14.63
TV LED 21"	1	0.060	0.060	1.000	2.00	0.060	0.120	0.18	5.40
TV LED 30"	1	0.100	0.100	1.000	2.00	0.100	0.200	0.30	9.00
Equipo sonido	1	0.100	0.100	0.250	0.25	0.025	0.025	0.05	1.50
Refrigeradora	1	0.200	0.200	3.500	2.50	0.700	0.500	1.20	36.00
Microondas	1	1.000	1.000	0.125	0.13	0.125	0.125	0.25	7.50
Terma eléctrica	1	1.700	1.700	0.250	0.00	0.425	0.000	0.43	12.75
Lámparas LED	6	0.008	0.048	0.000	4.00	0.000	0.192	0.19	5.76
Lámparas LED	4	0.008	0.032	0.000	2.00	0.000	0.064	0.06	1.92
Lavadora	1	0.450	0.450	0.500	0.00	0.225	0.000	0.23	6.75
Cargador de celular	4	0.008	0.030	0.000	1.00	0.000	0.030	0.03	0.90
Plancha eléctrica	1	1.000	1.000	0.250	0.00	0.250	0.000	0.25	7.50
CPU	1	0.200	0.200	4.000	0.00	0.800	0.000	0.80	24.00
Licuada	1	0.300	0.300	0.250	0.00	0.075	0.000	0.08	2.25
Impresora	1	0.100	0.100	0.250	0.00	0.025	0.000	0.03	0.75
Laptop	1	0.065	0.065	3.000	1.00	0.20	0.065	0.26	7.80
Decodificador	3	0.030	0.090	1.000	3.00	0.09	0.270	0.36	10.80
Potencia instalada			5.670						
Consumo día/noche						3.19	1.98	5.17	
Consumo mensual						61.71 %	38.29 %		155.21

Tabla 7. Consumo promedio diario, suministro 65107745 facturado 2021

Año	Meses	Consumo mensual facturado kWh	Consumo diario en kWh
2021	Enero	164	5.29
	Febrero	141	5.04
	Marzo	163	5.26
	Abril	154	5.13
	Mayo	161	5.19
	Junio	151	5.03
	Julio	152	4.90
	Agosto	155	5.00
	Septiembre	157	5.23
	Octubre	160	5.16
	Noviembre	142	4.73
	Diciembre	181	5.84
	Promedio	1881	5.15

Nota: tomada de Electrocentro S. A.

4.1.6. Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico

Para poder dimensionar el arreglo fotovoltaico conectado a la red cero inyección, la presente propuesta es la mejor opción, ya que se adapta a la necesidad de la carga a alimentar, donde el medidor inteligente modelo TPM no permitirá la inyección generada en exceso por el micro generador fotovoltaico, los siguientes cálculos fueron elaborados en base a datos obtenidos por la satélite de PVWATT, datos que sirvieron de soporte para obtener resultados más acertados.

Para poder dimensionar el arreglo fotovoltaico se deben conocer conceptos teóricos básicos como:

P máx. = es donde se define el punto de máxima potencia del panel en plena operación.

Isc = se refiere a la intensidad por cortocircuito, y es aquella corriente máxima que producirá el panel en una situación de anomalía de funcionamiento cuando exista un cortocircuito.

Voc = es aquel voltaje en circuito abierto, tensión de salida de un panel cuando no haya ninguna carga.

Vmp = es aquel voltaje en máxima potencia, es decir, significa el voltaje que generará la placa solar cuando esté funcionando en su rendimiento máximo. El valor

VMP irá en paralelo con el IMP. Ya que los dos ascenderán o bajarán según la cantidad de radiación solar que reciba el panel fotovoltaico.

Imp = es aquella intensidad de máxima potencia, es decir, la corriente eléctrica que producirá en un funcionamiento perfecto con el sol incidiendo de forma perpendicular encima de la superficie de la placa.

STC = son condiciones estándares de medida definidas bajo tres parámetros fundamentales como:

- **Irradiancia:** es la potencia de la radiación solar que llega, se establece en 1000 W/m^2 .
- **Temperatura:** es la temperatura de la célula fotovoltaica, no del ambiente, y es de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ (77 Fahrenheit).
- **Masa de aire:** es un parámetro que indica cuánta atmósfera debe atravesar la radiación, este parámetro varía en función del lugar, el día y la hora. En la STC se establece una masa de aire de 1,5.

NMOT-TONC (*nominal operating cell temperature*) = es la temperatura de operación nominal de la célula y se expone a una irradiación de 800 W/m^2 , con una masa de aire de 1,5G, una temperatura ambiente de $20 \text{ }^\circ\text{C}$ y una velocidad de viento de 1 m/s .

4.1.6.1. Datos del panel fotovoltaico

El panel elegido es del tipo monocristalino de 450 Wp de la marca Helios Plus, con una vida útil garantizada de 25 años.

Tabla 8. Datos eléctricos del panel de 450 W

Descripción	Datos eléctricos en STC	Datos eléctricos en NMOT
Potencia de salida (Pmáx.)	450 W	335.53 W
Tolerancia de Potencia	0~+5 W	
Eficiencia del módulo	20.58%	
Tensión máxima de potencia (Vmp)	40.96 V	38.40 V
Corriente de potencia máxima (Imp)	10.99 A	8.73 A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	49.28 V	45.70 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	11.57 A	9.41 A
	Condiciones de prueba estándar: STC irradiancia: 1000 W/m ² • Temperatura de la celda: 25 °C • AM: 1.5	Temperatura nominal de la celda de funcionamiento: Irradiancia: 800 W/m ² Temperatura ambiente: 20 °C, AM: 1.5 Velocidad del viento: 1 m/s

Nota: tomada de <https://n9.cl/h92rf>

Tabla 9. Características mecánicas del panel de 450 W

Tipo de celda	Monocrystalino (166 x 83 mm)
Numero de celdas	144
Dimensiones	2102 x 1040 x 35 mm
Peso	24.5 kg
Vidrio	3.2 mm vidrio templado
Marco	Aleación de aluminio anodizado
Caja de conexiones	Clasificación IP68 (diodos de 3 pasadas)
Cable	4.0 mm ² , 300 mm (+)/300 mm (-) La longitud se puede personalizar
Conector	MC4 EVO2 compatible
Carga frontal máxima, ejemplo: nieve	5400 Pa
Carga trasera máxima (por ejemplo: viento)	2400 Pa

Nota: tomada de <https://n9.cl/h92rf>

Tabla 10. Calificaciones y características del panel de 450 W

Calificaciones máximas		Características de temperatura	
Rango de temperatura de funcionamiento	-40 °C ~+85 °C	NMOT	41 °C ±3 °C
Tensión máxima del sistema	1500V/DC(IEC)	Coeficiente de temperatura de P _{máx.}	-0.35 % / °C
Clasificación máxima de fusibles	25 A	Coeficiente de temperatura de Voc	-0.30 % / °C
		Coeficiente de temperatura de I _{sc}	+0.05 % / °C

Nota: tomada de <https://n9.cl/h92rf>

4.1.6.2. Determinación de la eficiencia del panel

$$Eficiencia = \frac{P_{max\ panel} \cdot w * 100}{\text{área } m^2 * 800w/m^2}$$

$$Eficiencia = \frac{335.53 \cdot w * 100}{2.19 * 800w/m^2}$$

$$Eficiencia = 19.2 \%$$

4.1.6.3. Determinación del número de paneles

- Energía consumida tomada de tabla 6

155.21 kWh/mes

5.17 kWh/día

- Hora solar pico (HSP)

6.55 datos recopilados del explorador solar pwwatts, tabla 5

- Potencia máxima del panel solar (NMOT)

335.53 W tomada de *data sheet*, tabla 8

- Rendimiento y estimación

0.80 – sistemas conectados a la red

$$\text{Cant. de paneles} = \frac{\text{Energía consumida día}}{\text{HSP horas} * P_{\text{max. kW}} * \text{rendimiento}}$$

$$\text{Cantidad de paneles} = \frac{5.17}{6.55 * 0.33553 \text{ kW} * 0.80}$$

$$\text{Cantidad de paneles} = 2.94 = 3 \text{ paneles}$$

4.1.7. Ponderaciones de Isc Voc

Para poder determinar la corriente de cortocircuito y la tensión en circuito abierto se debe tener en cuenta la temperatura de ambiente y de la celda, tablas 8 y 10.

$$T_m = T_a + I_r \frac{T_{ONC} - 20}{800}$$

Donde

T_m = temperatura del módulo FV en °C

T_a = temperatura de ambiente en °C

T_{ONC} = temperatura de operación nominal de la célula en °C

I_r = irradiancia máxima del lugar W/m^2

Valor de radiación promedio = $800 W/m^2$

$$T_m = 25 + 1000 \frac{45 - 20}{800}$$

$$T_m = 56.25 \text{ °C}$$

- Ajustes de Voc según coeficiente de incremento de temperatura: °C $\uparrow \rightarrow V \downarrow$

Variación de temperatura = $56.25 \text{ °C} - 25 \text{ °C} = 31.25 \text{ °C}$

Voc a $25 \text{ °C} = 49.28 \text{ V}$

Voc a $56.25 \text{ °C} = ?$

% de variación Voc = $-0.30 * 31.25 = -9.375 \%$

Variación = $49.28 * -0.09375 = -4.62$

Voc a $56.25 \text{ °C} = 49.28 - 4.62 = \mathbf{44.66 \text{ V}}$

% de variación $V_{mp} = -0.30 * 31.25 = -9.375 \%$

Variación = $40.96 * -0.09375 = -3.84$

$$V_{mp} \text{ a } 56.25 \text{ }^\circ\text{C} = 40.96 - 3.84 = \mathbf{37.12 \text{ V}}$$

- Ajustes de V_{oc} según coeficiente de reducción de temperatura: $^\circ\text{C} \downarrow \rightarrow V \uparrow$

$$\text{Variación de temperatura desde } 25 \text{ }^\circ\text{C} \text{ a } -1 \text{ }^\circ\text{C} = -26 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$V_{oc} \text{ a } 25 \text{ }^\circ\text{C} = 49.28 \text{ V}$$

$$V_{oc} \text{ a } -1 \text{ }^\circ\text{C} = ?$$

$$\% \text{ de variación } V_{oc} = -0.30 * -26 = 7.8 \%$$

$$V_{oc} \text{ a } -1 \text{ }^\circ\text{C} = 49.28 * 1.078 = 52.82 \text{ V}$$

$$\% \text{ de variación } V_{mp} = -0.30 * -26 = 7.8 \%$$

$$V_{mp} \text{ a } -1 \text{ }^\circ\text{C} = 40.96 * 1.078 = \mathbf{44.15 \text{ V}}$$

- Ajustes de I_{sc} según coeficiente de temperatura: $^\circ\text{C} \uparrow \rightarrow I_{sc} \uparrow$

$$\text{Variación de temperatura} = 56.25 \text{ }^\circ\text{C} - 25 \text{ }^\circ\text{C} = 31.25 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$I_{sc} \text{ a } 25 \text{ }^\circ\text{C} = 11.57 \text{ A}$$

$$I_{sc} \text{ a } 56.25 \text{ }^\circ\text{C} = ?$$

$$\% \text{ de variación } I_{sc} = 0.05 * 31.25 = 1.56 \%$$

$$\text{Variación} = 11.57 * 1.56 = 0.18 \text{ A}$$

$$I_{sc} \text{ a } 56.25 \text{ }^\circ\text{C} = 11.57 + 0.18 = \mathbf{11.75 \text{ A}}$$

- Ajustes de variación STC: 1000 Wm^{-2} , $25 \text{ }^\circ\text{C}$, AM 1.5

$$\% \text{ de variación } I_{mp} = 0.05 * 31.25 = 1.56 \%$$

$$\text{Variación} = 10.99 * 1.56 = 0.17 \text{ A}$$

$$I_{mp} \text{ a } 56.25 \text{ }^\circ\text{C} = 10.99 + 0.17 = \mathbf{11.16 \text{ A}}$$

- Ajustes de variación $\text{Wm}^{-2} \uparrow \rightarrow I_{sc} \uparrow$

$$I_{sc} \text{ a } 1000 \text{ Wm}^{-2} = 11.75 \text{ A}$$

$$I_{sc} \text{ a } 1014.1 \text{ Wm}^{-2} = ?$$

$$I_{sc} \text{ a } 1014.1 \text{ Wm}^{-2} = \mathbf{11.92 \text{ A}}$$

$$I_{mp} = 1014.1 \text{ Wm}^{-2} * 11.16 / 1000 = 11.31$$

- Ajustes de variación de temperatura para determinar $P_{\text{máx}}$. $^\circ\text{C} \uparrow \rightarrow P \downarrow$

$$\text{Variación de temperatura} = 56.25 \text{ }^\circ\text{C} - 25 \text{ }^\circ\text{C} = 31.25 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$P_{\text{máx.}} \text{ a } 25 \text{ }^\circ\text{C} = 450 \text{ W}$$

P máx a 56.25 °C = ?

% de variación P máx. = $-0.35 * 31.25 = -10.93 \%$

Variación = $450 * -10.94 \% = -49.21 \text{ W}$

P máx. a 56.25 °C = $450 - 49.21 = \mathbf{400.79 \text{ W}}$

- Ajustes de variación de temperatura desde 25 °C a -1 °C = -26 °C determinar P máx.

°C ↓ → P ↑

Variación de temperatura = $56.25 \text{ °C} - 25 \text{ °C} = 31.25 \text{ °C}$

P máx. a 25 °C = 450 W

P máx. a -1 °C = ?

% de variación P máx. = $-0.35 * -26 \text{ °C} = 9.1 \%$

Variación = $450 * -10.94 \% = -49.21 \text{ W}$

P máx. a -1 °C = $450 * 1.091 = \mathbf{490.95 \text{ W}}$

Finalmente, se resume que, de acuerdo a normas internacionales RGR, las corrientes de los circuitos fotovoltaicos y la corriente máxima se debe ponderar por 1.25 (25 %), dicho factor representa una compensación por los aumentos de temperatura sobre los 25 °C y por una radiación superior a 1000 Wm², de acuerdo al STC de diseño de los paneles elegidos son monocristalinos de 450 W por ser de menor costo y mayor eficiencia, para la satisfacción del usuario.

Tabla 11. Características de panel solar de acuerdo STC

Data sheet panel solar STC Ecogreen 450W			
CS3W	450	%/°C	%/°C +1.25
Potencia máx. Nominal (P máx.) 450W	450	1473	1473
Tensión de funcionamiento (Vmp)	40.96	250.6-302.4	250.6-302.4
Corriente de funcionamiento (Imp)	10.99	11.30	13.60
Tensión de circuito abierto (Voc)	49.28	303.1-365.4	340.9-365.4
Corriente de corto circuito (Isc)	11.57	11.80	14.35

Aclarando que, para los conductores y protecciones del sistema FV se debe considerar una nueva ponderación 1.25 (1.56), que representa un margen de seguridad por funcionamiento continuo por una elevada carga superior a las 3 horas de operación.

4.1.8. Dimensionamiento del inversor *on grid*

Para poder seleccionar el inversor se tuvo que prever ciertas condiciones de operación; debe trabajar en sincronismo con la red comercial, contar con un sistema de protección y actuación antiisla, contar con rangos del tipo MPPT, el manual con la *data sheet* del inversor *on grid* debe estar certificado, para la selección del inversor se tuvo que considerar la energía promedio diario en base a la potencia instalada detallada en la tabla 4, que es 5.17 kWh/d

Potencia instalada = 5.670 kW

Energía promedio diario = 5.17 kWh/d

El inversor seleccionado es monofásico de la marca Growatt 4200 MTL-S.

Tabla 12. Características del inversor *on grid*

Data sheet Inversor on grid - Growatt 4200MTL-S		
Potencia máxima de entrada CD (W)	5460	W
Tensión máxima de entrada	550	V
MPPT rango de tensión MPPT(V)	80-550 /360	V
Tensión de arranque (V)	100	V
Tensión nominal de entrada CD (V)	360	V
Máxima corriente de entrada	15	A
Corriente máxima de corto circuito	15	A
N de rastreadores MPPT	2	
Datos de salida CA		
Potencia nominal de salida (W)	4200	W

Nota: tomada de VRM Energy

Consideraciones

Potencia máxima FV = $3 * 335.53 \text{ W} = 1,006.59 \text{ W}$

Coefficiente de temperatura = $-1 \text{ } ^\circ\text{C}$

PFV = $1,006.59 \text{ W}$

La potencia máxima de entrada del inversor en CC debe ser mayor o igual a la potencia máxima del arreglo fotovoltaico.

La potencia de salida en CA del inversor dividido entre la potencia máxima FV debe ser mayor o igual al 75 %, es decir, con un límite de sobredimensionamiento del 25 %.

La potencia del inversor puede ser igual a la potencia de SFV

La potencia del inversor puede estar subdimensionada respecto a la potencia del SFV, es decir, puede ser mayor a la potencia del SFV.

El efecto *clipping* ocurre cuando el campo fotovoltaico entrega más potencia al inversor de lo que es capaz de transformar CA, produciendo cortes en la capacidad de producción y generando sobrecalentamiento temporal que podría afectar al sistema y no puede superar el 25 %.

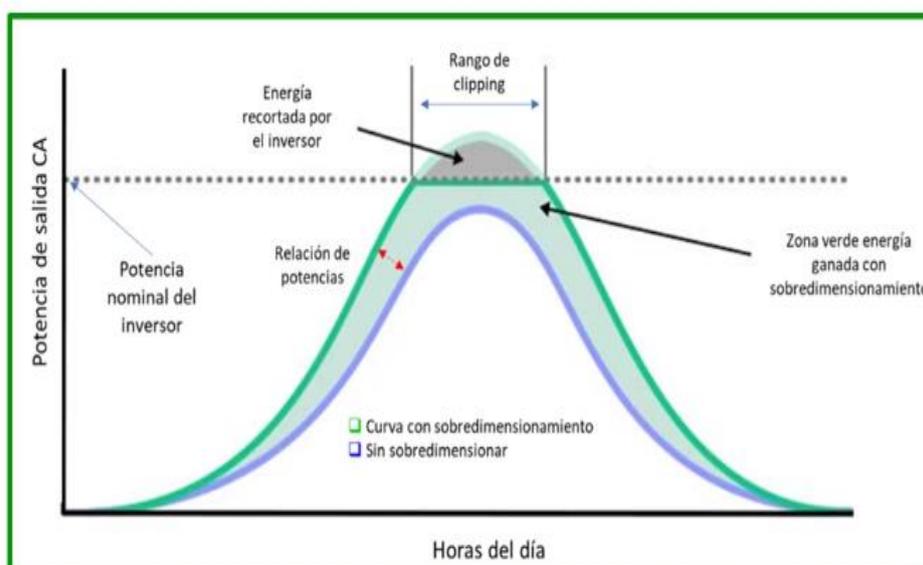


Figura 16. Rango de clipping en Inversores (43)

Tabla 13. Ajustes de voltaje de los paneles para poder determinar el inversor

Data sheet panel FV 450 W		%/ $^{\circ}$ C		String 3 paneles	
Voltaje	Valor a 25 $^{\circ}$ C	Valor a 56.25 $^{\circ}$ C	Valor a -1 $^{\circ}$ C	Valor a 56.25 $^{\circ}$ C	Valor a -1 $^{\circ}$ C
Voc (V)	49.28	44.66	52.86	133.98	158.58
Vmp (V)	40.96	37.12	43.93	111.36	131.79

Nota: tomada de Molina (43)

Tabla 14. Ajustes de corriente de los paneles para poder determinar el inversor

Data sheet panel FV 450 W		%/ $^{\circ}$ C	
Corriente	Valor a 25 $^{\circ}$ C	%/ $^{\circ}$ C.wm ²	Factor 1.25
Imp (A)	10.99	11.16	13.74
Isc (A)	11.57	11.31	14.46

Nota: tomada de Molina (43)

Tabla 15. Ajustes en la potencia de los paneles para poder determinar el inversor

Descripción	Potencia del inversor por elegir	Potencia del panel
La potencia máxima de entrada del inversor en CC debe ser mayor o igual a la potencia máxima FV	5400	1473
La potencia de salida en CA dividido entre la potencia máxima FV debe ser mayor o igual al 75 %, es decir, con un límite de sobredimensionamiento del 25 %.	4200	1473

Nota: tomada de Molina (43)

Tabla 16. Determinación del inversor conectado a la red

Inversor Solar Groowatt 4200 MTL-S	Control	Panel solar STC Eco green 450W
Corriente máx. De entrada (A)	15	> Imp 13.73
Corriente máx. De corto circuito (A)	15	> Isc 14.46
Tensión máxima de entrada (V)	550	> Voc 147.84
Rango de voltaje MPP (V)	80-550	Dentro de Vmp 122.82
Tensión de arranque (V)	100	< Vmp 152.63
Potencia nominal o salida CA (W)	4200	\geq 75 % Pmáx. 1473.00
Potencia máx. de entrada CC (W)	5460	> Pmáx. 1473.00

Nota: tomada de Molina (43)

4.1.9. El medidor inteligente TPM

El medidor elegido tiene un propósito fundamental para la viabilidad del proyecto, a la fecha no se cuenta con el marco normativo para la generación distribuida en Perú, por lo tanto, el medidor inteligente Growatt modelo TPM es el indicado porque es compatible al inversor *on grid* Growatt 4200 MTL-S.

La función del medidor inteligente TPM es limitar la exportación de la producción en exceso a la red comercial, además monitoriza el autoconsumo, se conecta directamente al inversor, es fácil de instalar y está incluido en el costo del inversor Growatt *on grid* donde proporciona el medidor de conexión directa.

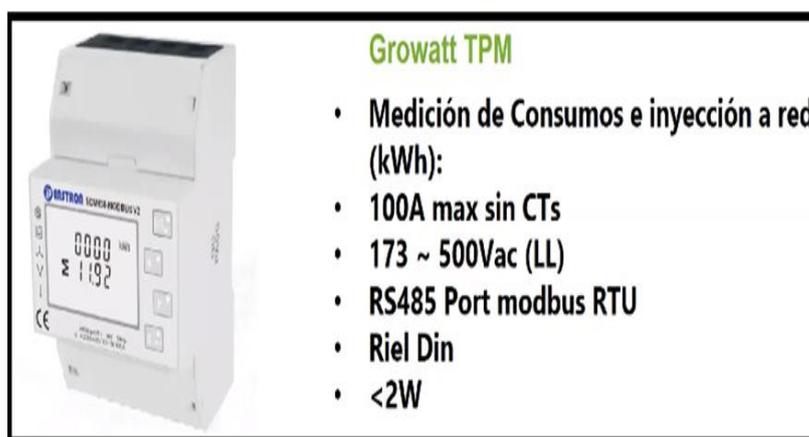


Figura 17. Medidor inteligente TPM
Tomada de <https://n9.cl/t7698>

4.1.10. Dimensionamiento de conductores y protecciones

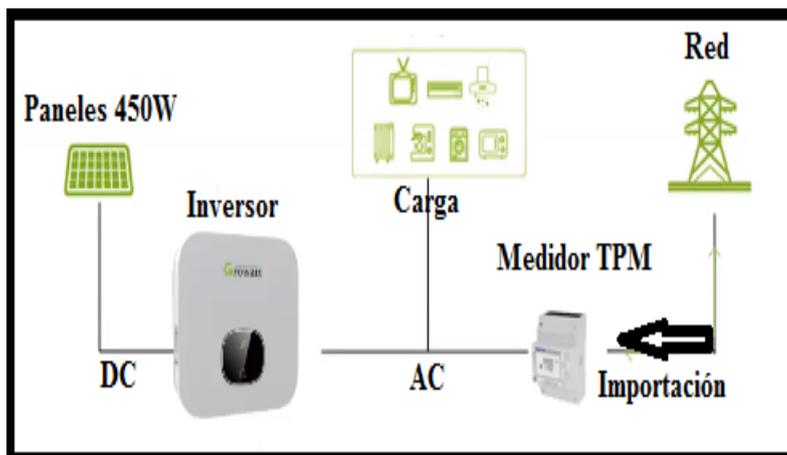


Figura 18. Protecciones en el SMGDFV (43)

Para poder determinar el dimensionamiento del conductor a utilizar y las protecciones del sistema se deben realizar arreglos en Voc e Isc.

Aumento de temperatura e irradiación

Según norma RGR02-10.1/NEC 690.8 (A) = I máx. = I_{sc} x 1.25 = 11.57 x 1.25
= 14.46A

Operación continua en condiciones extremas

Según norma RGR02-10.2/NEC 690.8 (B) = I Cap. máx. x 1.25 = 14.46 x 1.25
= I_{sc} = **18.08 A.**

4.1.10.1. Dimensionamiento de sección del conductor eléctrico en CC

$$S = \frac{2 * L * I}{\sigma(\Delta V)}$$

Donde

I = corriente corregida (A)

L = longitud del cable (m)

S = sección del conductor (mm²)

σ = conductividad del cobre, 56 a (30 °C m/Ω.mm²)

ΔV = Caída de tensión permitida RGR02-11.17 (V)

$$S = \frac{2 * 10 * 18.08}{56(5.5)}$$

$$S = 1.17 \text{ mm}^2$$

$$S = 2.5 \text{ mm}^2$$

Por normativa se tiene que ajustar al valor superior calculado en este caso sería 2.5 mm² y de acuerdo a tablas el elegido es el 12 AWG.

Tabla 17. Dimensionamiento de sección de conductor en CD

S Sección del conductor en mm ²	2 Factor largo ida y vuelta	L Largo del cable en m	I corriente (Isc)	& Conductividad del cobre 30 °C m/Ω.mm ²	ΔV caída de tensión permitida	Voltaje máximo	Caída máxima permitida %	Ajuste normativo RGR02 11- 22 mm ²	AWG tabla 4.4	Corriente máxima admisible de tabla 4.4 (2) (A)	Factor RGR02 11.23 de 31 °C a 35 °C	Corriente máxima admisible ajustada (A)
1.17	2	10	18.08	56	5.5	158.58	1.5	2.5	12	24	0.96	23.04

Nota: tomada de Molina (43)

Determinando que los equipos elegidos para la protección en CC son:

- 1 interruptor automático MCB de 20 A, curva CC, 550 VDC, Iku 6 K
- 1 seccionador de 30 A – 600 V

1 interruptor de protección de sobre tensión SPD, 500 VDC, Uc 650 V DC, In 20 kA, Up2.8 kV

4.1.10.2. Dimensionamiento de sección de conductor eléctrico en CA

Tabla 18. Dimensionamiento de conductor en CA

S Sección del conductor en mm ²	2 Factor largo ida y vuelta	L Largo del cable en m	I corriente máxima (A)	& Conductividad del cobre 30 °C m/Ω.mm ²	ΔV Caída de tensión permitida	Voltaje máximo	Caída máxima permitida %	Ajuste normativo RGR02 11- 22 mm ²	AWG tabla 4.4	Corriente máxima admisible de tabla 4.4 (2) (A)	Factor RGR02 11.23 de 31 °C a 35 °C	Corriente máxima admisible ajustada (A)
2.06	2	10	19	56	3.3	220	1.5	4	12	25	0.96	24

Nota: tomada de Molina (43)

Determinando que los equipos elegidos para la protección en CA son:

- 1 interruptor automático de 25 A, 2X25 AC, 10 kA
- 1 interruptor de protección de sobre tensión < 255 V AC, I máx. (8/20 μs) 40 kA, In(8/20 μs) 15 kA Up < 1.2 kV
- 1 interruptor diferencial de 40 A tipo B, 2 polos 30 MA

Finalmente, la capacidad del interruptor automático elegido debe ser mayor o igual a la corriente del circuito (19 A) y este debe ser menor que la corriente máxima del conductor. La capacidad del interruptor automático debe ser menor que el interruptor diferencial.

En este caso no se consideran las protecciones halladas, porque el inversor cuenta con protecciones implementadas y el inmueble también cuenta con interruptor termomagnético de 32 A y PAT. Sin embargo, se sugiere la implementación en el tablero principal de un interruptor diferencial 2 P de 40 A.

4.1.10.3. Estructura sobre cubierta metálica o de tejas

La estructura sobre cubierta plana cumple una función para la ubicación de los paneles y estas se fijan de acuerdo a la superficie donde se montarán, ya sea en nave industrial o vivienda particular que tenga cubierta plana con una ligera caída hacia el norte.

Las estructuras o tejas cuentan con la certificación estandarizada de carga. También deben incluir un manual de montaje, así como la pernería necesaria para poder ubicar los paneles fotovoltaicos.



*Figura 19. Tipo de estructuras < A 15°
Tomada de Autosolar Energía del Perú*

4.1.10.4. Conectores MC4 multicontacto

Son un tipo de conector multicontacto estandarizado para la conexión de varios paneles solares. Una vez introducido en el cuerpo del conector, se aseguran al extremo del cable para que la conexión quede asegurada. Este conector garantiza un empalme sellado y seguro, preparado para resistir a la

intemperie sin ningún problema. El cable que se utiliza como máximo es de 2 AWG o 10 mm como máximo.

4.1.11. Energía anual producida por el microgenerador fotovoltaico para el suministro 65107745 conectada a la red

La producción anual generada durante los 365 días de 2021, fueron calculados de acuerdo a la temperatura nominal de la celda de funcionamiento (NOCT), logrando generar 2,405.00 kW/h, resultados obtenidos considerando la situación más crítica y pesimista del lugar a una potencia de 335.53 W con una irradiancia óptima de 800 W/m² y HSP establecido por el Pvwatts, donde la producción eléctrica menor se dio en febrero con 239.00 kWh y la mayor producción generada se dio en agosto con 289.00 kWh, tal como se muestra en el cuadro.

Tabla 19. Producción anual sistema on grid – condiciones NOCT

Cantidad de paneles	Condiciones	Wp	Wp total
3	STC	450	1350
	NOCT	335.53	1006.59

Mes	Energía facturado	HSP	Generación MGFV
Ene-21	164.00	6.23	194.00
Feb-21	141.00	6.33	178.00
Mar-21	163.00	6.29	196.00
Abr-21	154.00	6.50	196.00
May-21	161.00	6.66	208.00
Jun-21	151.00	6.59	199.00
Jul-21	152.00	6.68	209.00
Ago-21	155.00	6.91	216.00
Set-21	157.00	6.77	205.00
Oct-21	160.00	6.64	207.00
Nov-21	142.00	6.86	207.00
Dic-21	181.00	6.10	190.00
Total			2405.00
Generación / consumo	1881.00		12.8 %

4.2. Análisis y tratamiento de la información

4.2.1. Pago por energía activa

Tabla 20. Energía activa facturada en un suministro residencial sin la implementación de la microgeneración distribuida fotovoltaica

Meses	N.º de días	Energía activa mes kWh	factor tarifa > a 100 kWh	Subtotal facturado mes S/
Enero	31	164.00	0.8256	135.40
Febrero	28	141.00	0.8264	116.52
Marzo	31	163.00	0.8268	134.77
Abril	30	154.00	0.8375	128.98
Mayo	31	161.00	0.8303	133.68
Junio	30	151.00	0.8293	125.22
Julio	31	152.00	0.8404	127.74
Agosto	31	155.00	0.8599	133.28
Septiembre	30	157.00	0.8767	137.64
Octubre	31	160.00	0.9046	144.74
Noviembre	30	142.00	0.9148	129.90
Diciembre	31	181.00	0.9170	165.98
		1881.00	kW/h	S/ 1,613.85

Tabla 21. Energía activa facturada en un suministro residencial con la implementación de la microgeneración distribuida fotovoltaica

Cargo fijo	Meses	N.º de días	Energía activa no generada kWh	Energía activa facturado Primeros 30 kWh	Energía activa facturado >30< a 100 kWh	Factor por energía activa superior a 30 kWh	Consumo total facturado kWh 38.29 %	Subtotal facturado mes S/
3.71	Enero	31	53.00	17.83	23.00	0.7925	76.00	36.06
3.79	Febrero	28	45.00	17.84	15.00	0.7927	60.00	29.73
3.79	Marzo	31	52.00	17.84	22.00	0.7927	74.00	35.28
3.89	Abril	30	50.00	18.20	20.00	0.8089	70.00	34.38
3.89	Mayo	31	52.00	17.86	22.00	0.7939	74.00	35.33
3.93	Junio	30	49.00	17.98	19.00	0.7992	68.00	33.16
4.00	Julio	31	49.00	18.21	19.00	0.8094	68.00	33.59
4.06	Agosto	31	50.00	18.74	20.00	0.8328	70.00	35.40
4.14	Septiembre	30	51.00	19.01	21.00	0.8451	72.00	36.76
4.19	Octubre	31	51.00	19.79	21.00	0.8795	72.00	38.26
4.18	Noviembre	30	46.00	19.76	16.00	0.8784	62.00	33.81
4.23	Diciembre	31	58.00	19.83	28.00	0.8812	86.00	44.50
			606.00	kW/h				S/ 426.26

Observando los resultados de las tablas 20 y 21 se afirma que el pago por energía activa consumida antes de la implementación de la microgeneración distribuida fotovoltaica era en promedio S/ 134,49 mensuales, teniendo el pago mayor de S/ 165,98

correspondiente a diciembre y el pago menor de S/ 116,52 correspondiente a febrero; sin embargo, este escenario cambia después de implementar la microgeneración distribuida fotovoltaica donde se tiene un pago promedio mensual por energía activa de S/ 35,52, siendo el pago mayor también en diciembre con S/ 44,50 y el pago menor S/ 29,73 en febrero; se puede concluir que el pago por energía activa disminuye considerablemente después de la implementación de la microgeneración distribuida fotovoltaica en el suministro residencial.

4.2.2. Pago por alumbrado público

Tabla 22. Alumbrado público facturado en un suministro residencial sin la implementación de la microgeneración distribuida fotovoltaica

Mes	N.º de días	Consumo facturado kWh	Alícuota de alumbrado público	Factor A. P.	Sub total facturado A. P. mes S/
Enero	31	164.00	0.7550	25	18.88
Febrero	28	141.00	0.7516	12	9.02
Marzo	31	163.00	0.7597	25	18.99
Abril	30	154.00	0.7535	25	18.84
Mayo	31	161.00	0.7736	25	19.34
Junio	30	151.00	0.7292	25	18.23
Julio	31	152.00	0.7693	25	19.23
Agosto	31	155.00	0.7429	25	18.57
Septiembre	30	157.00	0.8406	25	21.02
Octubre	31	160.00	0.7440	25	18.60
Noviembre	30	142.00	0.8596	12	10.32
Diciembre	31	181.00	0.7512	25	18.78
					S/ 209.81

Tabla 23. Alumbrado público facturado en un suministro residencial con la implementación de la microgeneración distribuida fotovoltaica

Mes	N.º de días	Consumo facturado kWh	Alícuota de alumbrado público	Factor A. P.	Subtotal facturado A. P. mes S/
Enero	31	53.00	0.7550	7	5.29
Febrero	28	45.00	0.7516	7	5.26
Marzo	31	52.00	0.7597	7	5.32
Abril	30	50.00	0.7535	7	5.27
Mayo	31	52.00	0.7736	7	5.42
Junio	30	49.00	0.7292	7	5.10
Julio	31	49.00	0.7693	7	5.39
Agosto	31	50.00	0.7429	7	5.20
Septiembre	30	51.00	0.8406	7	5.88
Octubre	31	51.00	0.7440	7	5.21
Noviembre	30	46.00	0.8596	7	6.02
Diciembre	31	58.00	0.7512	7	5.26
					S/64.61

Observando los resultados de las tablas 22 y 23 se afirma que el pago por alumbrado público antes de la implementación de la microgeneración distribuida fotovoltaica era en promedio S/ 17,48 mensuales, teniendo el pago mayor de S/ 21.02 correspondiente a setiembre y el pago menor de S/ 9.02 correspondiente a febrero; sin embargo, este escenario cambia después de implementar la microgeneración distribuida fotovoltaica donde se tiene un pago promedio por alumbrado público de S/ 5.38, siendo el pago mayor en noviembre con S/ 6.02 y el pago menor S/ 5.20 en agosto; se puede concluir que el pago por alumbrado público disminuye considerablemente después de la implementación de la microgeneración distribuida fotovoltaica, considerando los factores establecidos en la norma y reduciendo la alícuota del alumbrado público, que en este caso es la de 7, gracias a la producción del sistema de microgeneración distribuida fotovoltaica en un suministro residencial.

4.2.3. Aplicación de la ley FOSE

Tabla 24. Aplicación de la ley FOSE facturada en un suministro residencial sin la implementación de la microgeneración distribuida fotovoltaica

Mes	N.º de días	Consumo facturado kWh	Aporte FOSE (Ley N.º 27510)	Subtotal facturado mes S/
Enero	31	164.00	5.62	135.3984
Febrero	28	141.00	4.93	116.5224
Marzo	31	163.00	5.72	134.7684
Abril	30	154.00	5.48	128.975
Mayo	31	161.00	5.68	133.6783
Junio	30	151.00	5.33	125.2243
Julio	31	152.00	5.43	127.7408
Agosto	31	155.00	5.66	133.2845
Septiembre	30	157.00	5.84	137.6419
Octubre	31	160.00	6.15	144.736
Noviembre	30	142.00	5.55	129.9016
Diciembre	31	181.00	7.02	165.977
			S/. 68.41	1613.85

Tabla 25. Aplicación de la ley FOSE facturada en un suministro residencial con la implementación de la microgeneración distribuida fotovoltaica

Meses	N.° de días	Ley FOSE (27510)				Descuento FOSE	Energía total facturado kWh 38.29 %	Sub total facturado mes S/
		Consumo facturado primeros 30 kWh	Valor de consumo facturado Primeros 30 kWh	Consumo facturado > 30 < a 100 kWh	Factor por Energía Activa superior a 30 kWh			
Enero	31	30.00	17.83	23.00	0.7925	5.95	53.00	36.06
Febrero	28	30.00	17.84	15.00	0.7927	5.94	45.00	29.73
Marzo	31	30.00	17.84	22.00	0.7927	5.94	52.00	35.28
Abril	30	30.00	18.20	20.00	0.8089	6.07	50.00	34.38
Mayo	31	30.00	17.86	22.00	0.7939	5.96	52.00	35.33
Junio	30	30.00	17.98	19.00	0.7992	6.00	49.00	33.16
Julio	31	30.00	18.21	19.00	0.8094	6.07	49.00	33.59
Agosto	31	30.00	18.74	20.00	0.8328	6.24	50.00	35.40
Septiembre	30	30.00	19.01	21.00	0.8451	6.34	51.00	36.76
Octubre	31	30.00	19.79	21.00	0.8795	6.59	51.00	38.26
Noviembre	30	30.00	19.76	16.00	0.8784	6.59	46.00	33.81
Diciembre	31	30.00	19.83	28.00	0.8812	6.61	58.00	44.50
						S/74.3	S/. 426.26	

Al analizar los resultados mostrados en las tablas 24 y 25 se observa que la ley FOSE N.º 27510, tiene incidencia en el pago que realiza el usuario; antes de la implementación de la microgeneración distribuida fotovoltaica es considerado un aporte debido a que el consumo mensual supera los 100 kWh teniendo un total anual de S/ 68,41, es decir el usuario paga ese monto adicional; sin embargo, después de implementar la microgeneración distribuida fotovoltaica se vuelve un descuento porque el consumo facturado es mucho menor a 100 kWh, esto significa que el usuario se beneficia económicamente en S/ 74,30.

4.2.4. Facturación mensual

Tabla 26. Facturación mensual en un suministro residencial sin la implementación de la microgeneración distribuida fotovoltaica

Mes	Cargo fijo	Cargo por mant. y reposic.	Energía activa mensual kWh	Energía activa mensual S/	Alumbrado público	IGV 18 %	Total facturado
Enero	3.87	1.34	164	135.40	18.88	29.27	211.10
Febrero	3.92	1.35	141	116.52	9.02	24.22	180.70
Marzo	3.95	1.36	163	134.77	18.99	29.42	212.20
Abril	4.02	1.39	154	128.98	18.84	28.19	204.70
Mayo	4.06	1.40	161	133.68	19.34	29.31	211.00
Junio	4.09	1.41	151	125.22	18.23	27.35	199.20
Julio	4.15	1.44	152	127.74	19.23	27.71	201.20
Agosto	4.21	1.47	155	133.28	18.57	28.84	208.60
Septiemb.	4.29	1.49	157	137.64	21.02	29.94	215.70
Octubre	4.35	1.51	160	144.74	18.60	30.86	221.70
Noviemb.	4.36	1.52	142	129.90	10.32	26.55	195.89
Diciembre	4.39	1.53	181	165.98	18.78	34.69	244.80
Resultados			1881			346.36	S/ 2,506.80

Tabla 27. Facturación mensual en un suministro residencial con la implementación de la microgeneración distribuida fotovoltaica

Mes	Cargo fijo	Energía activa de la red mensual kWh	Energía activa mensual S/	Alumbrado público	Total facturado
Enero	3.71	53.00	36.06	5.32	92.72
Febrero	3.79	45.00	29.73	5.26	86.04
Marzo	3.79	52.00	35.28	5.32	93.63
Abril	3.89	50.00	34.38	5.27	91.28
Mayo	3.89	52.00	35.33	5.42	93.87
Junio	3.93	49.00	33.16	5.10	89.33
Julio	4.00	49.00	33.59	5.39	88.11
Agosto	4.06	50.00	35.40	5.20	91.83
Septiembre	4.14	51.00	36.76	5.88	93.36
Octubre	4.19	51.00	38.26	5.18	94.91
Noviembre	4.18	46.00	33.81	6.02	89.84
Diciembre	4.23	58.00	44.50	5.25	102.54
Resultados		606.00			1107.45

Observando los resultados de las tablas 26 y 27 se afirma que el pago por energía facturada antes de la implementación de la microgeneración distribuida fotovoltaica era en promedio S/ 208.90 mensuales, teniendo el pago mayor de S/ 244.80 correspondiente a diciembre y el pago menor de S/ 180.70 correspondiente a febrero; sin embargo, este escenario cambia después de implementar la microgeneración distribuida fotovoltaica donde se tiene un pago promedio mensual por la facturación total de S/ 92.29, siendo el pago mayor también en diciembre con S/ 102.54 y el pago menor S/ 86.04 en febrero; se puede concluir que el pago facturado, incluido todos los impuestos, disminuye considerablemente después de la implementación de la microgeneración distribuida fotovoltaica en un suministro residencial.

4.2.5. Estudio de rentabilidad de la instalación fotovoltaica conectada a red

Para poder determinar el porcentaje de rentabilidad del sistema de microgeneración fotovoltaica se analizó el comportamiento de la energía facturada por el concesionario en el 2021 versus energía generada por el MGDFV, determinando un 61.71 % de consumo durante el día y 38.29 % de consumo durante la noche.

4.2.5.1 Presupuesto de la instalación

Presupuesto de los diferentes equipos y materiales utilizados en la microgeneración distribuida fotovoltaica.

Tabla 28. Presupuesto kit de microgeneración fotovoltaica conectado a red

Presupuesto kit de microgeneración fotovoltaica conectado a red				
Cantidad	Unidad	Descripción	Precio	Precio Total
Modulo fotovoltaico				3,005.07
3	Und.	Panel mono 450 watts/24 V mono PERC Clase A 4,00 795,21 3.180,84 3.180,84	795.21	2,385.63
3	Und.	Estructura de montaje para panel solar	110.345	331.04
1	Und.	Monitorización Growatt Shine Lanbox Wifi X 1,00 288,40 288,40 288,40	288.4	288.40

Tabla 29. Unidad de control de potencia

Unidad de control de potencia				3,493.38
1	Und.	Inversor Groowatt 4200 MTL-S	2990.29	2,990.29
1	Und.	Medidor inteligente Growatt TPM	503.09	503.09
Protecciones				113.95
1	Und.	Portafusible DC g PV 10 x 38 32A 1000 Vdc 1,00 69,58 69,58 69,58	69.58	69.58
1	Und.	Fusible Cilíndrico DC gPV 15A 1000 Vdc 10 x 38 1,00 44,37 44,37 44,37	44.37	44.37
Cables				353.02
20	Mt.	Cable unifilar Miguelez de 6 mm ² Rojo 20,00 5,36 107,20 107,20	5.36	107.20
20	Mt.	Cable unifilar Miguelez de 6 mm ² Negro 20,00 5,36 107,20 107,20	5.36	107.20
1	Und.	Juego conectores MC4 Paneles solares 1,00 18,62 18,62 18,62	18.62	18.62
60	Mt.	Cable THW 4 mm ² (m)	2	120.00
Total de equipos				6,965.42
Transporte				300.00
Mano de obra				1,000.00
Costo total del proyecto				8,265.42

4.2.5.2. Beneficios

Tabla 30. Ahorro económico en un suministro residencial en el 2021 con la implementación de la microgeneración distribuida fotovoltaica

Mes	Facturación sin microgeneración (S/)	Facturación con microgeneración (S/)	Ahorro (S/)
Enero	211.10	92.72	118.38
Febrero	180.70	86.04	94.66
Marzo	212.20	93.63	118.57
Abril	204.70	91.28	113.42
Mayo	211.00	93.87	117.13
Junio	199.20	89.33	109.87
Julio	201.20	88.11	113.09
Agosto	208.60	91.83	116.78
Setiembre	215.70	93.36	122.34
Octubre	221.70	94.91	126.78
Noviembre	195.89	89.84	106.06
Diciembre	244.80	102.54	142.26
Total	2,506.80	1,107.45	1,399.35

Observando los resultados de la tabla 29 se afirma que la energía facturada durante el 2021 asciende a S/ 2,506.80 soles sin la implementación del panel solar y, luego, con la implementación del SGDFV desciende a S/ 1,107.45 soles, llegando a obtener un ahorro de energía de S/ 1,399.35 soles, durante el 2022.

Tabla 31. Flujo proyectado a 15 años sin inyección a las redes

Año	Ingreso	Egreso	Beneficio
0		8265.42	-8265.42
1	1399.35	20.00	1379.35
2	1511.30	21.60	1489.70
3	1632.20	23.33	1608.87
4	1762.78	25.19	1737.58
5	1903.80	27.21	1876.59
6	2056.10	29.39	2026.72
7	2220.59	31.74	2188.86
8	2398.24	34.28	2363.96
9	2590.10	37.02	2553.08
10	2797.31	39.98	2757.33
11	3021.09	43.18	2977.91
12	3262.78	46.63	3216.15
13	3523.80	50.36	3473.44
14	3805.71	54.39	3751.31
15	4110.16	58.74	4051.42
			S/. 29,186.85

Al analizar los resultados de beneficio proyectado para 15 años, en la tabla 30 se puede apreciar que este proyecto es rentable pese a no importar los excedentes a la red del concesionario, aclarando que, se consideró la energía dejada de facturar por la empresa distribuidora con una inflación anual del 8 %, llegando a obtener beneficio en los 15 años de S/ 29,186.85.

Conclusión: en el Perú, si estuviera normalizada la generación distribuida, existiría mayor posibilidad de incrementar el beneficio y crecimiento de más usuarios que se involucren al sistema MGDFV.

4.2.5.3. Valor neto actual (VAN)

Para poder determinar el valor actual neto se tomaron los valores del beneficio logrado con la energía dejada de facturar por el concesionario a una tasa de interés del 14.00 %.

$$VAN0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \left(\frac{Ft}{(1+i)^t} + \frac{vR_n}{(1+.1)^n} \right)$$

Tabla 32. Resultado del VAN a un periodo de 10 años implementado el proyecto

Periodos	Flujo	Factor de actualización	Flujo actualizado	Recuperación
0	-S/. 8,265.42	1.00000	-S/. 8,265.42	-S/. 8,265.42
1	S/. 1,379.35	0.87719	S/. 1,209.96	-S/. 7,055.46
2	S/. 1,489.70	0.76947	S/. 1,146.28	-S/. 5,909.19
3	S/. 1,608.87	0.67497	S/. 1,085.94	-S/. 4,823.25
4	S/. 1,737.58	0.59208	S/. 1,028.79	-S/. 3,794.46
5	S/. 1,876.59	0.51937	S/. 974.64	-S/. 2,819.82
6	S/. 2,026.72	0.45559	S/. 923.35	-S/. 1,896.47
7	S/. 2,188.86	0.39964	S/. 874.75	-S/. 1,021.72
8	S/. 2,363.96	0.35056	S/. 828.71	-S/. 193.01
9	S/. 2,553.08	0.30751	S/. 785.09	S/. 592.08
10	S/. 2,757.33	0.26974	S/. 743.77	S/. 1,335.85

La inversión se recupera en 7 años y 3 meses.

4.2.6. Tasa interna de retorno TIR

$$VAN_0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \left(\frac{Ft}{(1 + TIR)^t} \right) = -I_0 + \frac{F1}{(1 + TIR)^1} + \frac{F2}{(1 + TIR)^2} \dots \frac{Fn}{(1 + TIR)^n} = 0$$

$$TIR = 15.7307 \%$$

Tabla 33. Resultado de la TIR a un periodo de 10 años implementado el proyecto

Periodo	Flujo	TIR	VAN
0	-S/ 8,265.42	0 %	S/ 8,959.29
1	S/ 1,379.35	2 %	S/ 7,198.88
2	S/ 1,489.70	4 %	S/ 5,682.36
3	S/ 1,608.87	6 %	S/ 4,369.96
4	S/ 1,737.58	8 %	S/ 3,229.16
5	S/ 1,876.59	10 %	S/ 2,233.29
6	S/ 2,026.72	12 %	S/ 1,360.33
7	S/ 2,188.86	14 %	S/ 592.08
8	S/ 2,363.96	15.7307 %	S/ 0.00
9	S/ 2,553.08	16 %	-S/ 86.64
10	S/ 2,553.08	17 %	-S/ 396.46

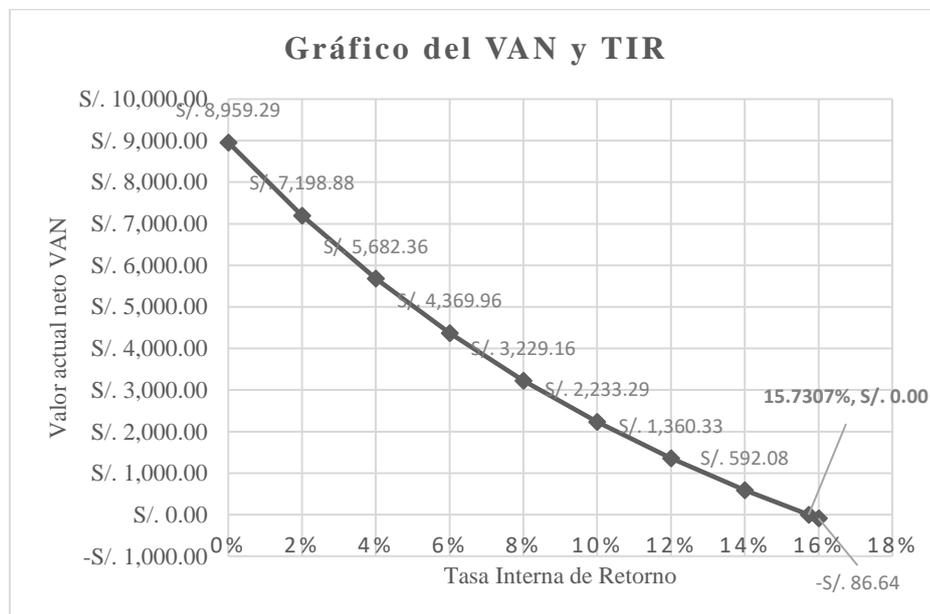


Figura 20. VAN y TIR

De acuerdo al VAN analizado para 10 años, se logró determinar el PRI, llegando a determinar el tiempo de recuperación de la inversión en 7 años y 3 meses, donde el VAN en ese tiempo o antes sea > a 0 en este caso se logra 592.08, por lo tanto, es viable.

De acuerdo a la TIR calculada para 10 años, se logró una tasa de descuento de 15.7307 % tasa mayor a la tasa financiada, por lo tanto, el proyecto es rentable.

4.3. Prueba de hipótesis

4.3.1. Contrastación de la hipótesis general

Al proponer que la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW tiene efectos en la facturación mensual en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022, se obtuvo como resultado reducir la facturación aproximadamente en el 61.38 %.

Se prueba la hipótesis utilizando los doce pagos mensuales facturados sin implementar el MGDFV y los doce pagos mensuales facturados luego de implementar el MGDFV, cuyos datos se muestran a continuación.

Tabla 34. Pago de facturación mensual antes y después de implementar el MGDFV

Mes	Pago facturado antes de la implementación de paneles FV S/	Pago facturado antes de la implementación de paneles FV 0.45 % S/	Pago facturado después de la implementación de paneles FV S/	Diferencia
Enero	211.10	95.00	92.72	2.28
Febrero	180.70	81.32	86.04	-4.72
Marzo	212.20	95.49	93.63	1.86
Abril	204.70	92.11	91.28	0.84
Mayo	211.00	94.95	93.87	1.08
Junio	199.20	89.64	89.33	0.31
Julio	201.20	90.54	88.11	2.43
Agosto	208.60	93.87	91.83	2.04
Septiembre	215.70	97.06	93.36	3.70
Octubre	221.70	99.76	94.91	4.85
Noviembre	195.89	88.15	89.84	-1.68
Diciembre	244.80	110.16	102.54	7.62
	2506.80	1128.06	1107.45	20.61

Se formulan las hipótesis nula y alterna:

H_0 = la instalación del MGDFV no tiene efectos en el pago por energía activa.

H_1 = la instalación del MGDFV tiene efectos en el pago por energía activa.

Para probar la hipótesis, se utiliza la prueba «t» de pares correlacionados con los pagos mensuales antes y después de la instalación del sistema de microgeneración distribuida, considerando un nivel de significancia de $\alpha = 0.05$ y grados de libertad $gl = 12-1 = 11$.

Se formulan las hipótesis estadísticas:

$H_0: \mu_A = - \mu_o \leq 0$ (no tiene efectos en el pago por energía activa).

$H_1: \mu_A = - \mu_o > 0$ (tiene efectos en el pago por energía activa).

Definiendo la zona de aceptación y rechazo por tablas t $t_{11,0.05} = 1.7959$

$$t_o = \frac{D_o}{SD/\sqrt{n}}$$

Luego de calcular se tiene el valor de $t = 1.919$

Tabla 35. Prueba t de dos muestras emparejadas de la facturación anual

Descripción	Pago facturado antes de la implementación de paneles FV 0.45 % S/
Media	94.0050126
Varianza	48.8596552
Observaciones	12
Coeficiente de correlación de Pearson	0.9727011
Diferencia hipotética de las medias	0
Grados de libertad	11
Estadístico t	1.91902765
P(T<=t) una cola	0.04064338
Valor crítico de t (una cola)	1.79588482
P(T<=t) dos colas	0.08128677
Valor crítico de t (dos colas)	2.20098516

Conclusión

A un nivel de significancia del 5 % el valor de t calculado es superior al valor de tablas ($1.919 > 1.7959$) por lo que se rechaza la hipótesis nula que establecía que la implementación del MGDFV no tiene efectos en el pago facturado y se acepta la hipótesis alterna que establece que, sí tiene efectos en el pago facturado, con la que se demuestra la hipótesis.

4.3.2. Contrastación de la hipótesis específica

La instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW tiene efectos en la energía activa facturada en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022.

Se prueba la hipótesis utilizando los doce pagos mensuales por energía activa sin implementar el MGDFV y los doce pagos mensuales por energía activa luego de implementar el MGDFV, cuyos datos se muestran a continuación:

Tabla 36. Pago de energía activa antes y después de implementar el MGDFV

Mes	Energía activa facturada antes de la implementación de paneles FV S/	Energía Activa facturada antes de la implementación de paneles FV 0.45 % S/	Energía activa facturada después de la implementación de paneles FV S/	Diferencia
Enero	135.40	60.93	36.06	24.87
Febrero	116.52	52.43	29.73	22.70
Marzo	134.77	60.65	35.28	25.37
Abril	128.98	58.04	34.38	23.66
Mayo	133.68	60.16	35.33	24.83
Junio	125.22	56.35	33.16	23.18
Julio	127.74	57.48	33.59	23.89
Agosto	133.28	59.98	35.40	24.58
Septiembre	137.64	61.94	36.76	25.18
Octubre	144.74	65.13	38.26	26.87
Noviembre	129.90	58.46	33.81	24.64
Diciembre	165.98	74.69	44.50	30.19
	1613.85	726.23	426.26	299.98

Se formulamos la hipótesis nula y alterna

H_0 = la instalación del MGDFV no tiene efectos en el pago por energía activa.

H_1 = la instalación del MGDFV tiene efectos en el pago por energía activa.

Para probar la hipótesis, se utiliza la prueba **t** de pares correlacionados con los pagos mensuales antes y después de la instalación del sistema de microgeneración distribuida, considerando un nivel de significancia de $\alpha = 0.05$ y grados de libertad $gl = 12-1 = 11$.

Se formulan las hipótesis estadísticas:

$H_0: \mu_A = - \mu_o \leq 0$ (no tiene efectos en el pago por energía activa).

$H_1: \mu_A = - \mu_o > 0$ (tiene efectos en el pago por energía activa).

Definiendo la zona de aceptación y rechazo por tablas t $t_{11,0.05} = 1.7959$

$$t_o = \frac{D_o}{SD/\sqrt{n}}$$

Luego de calcular se tiene el valor de $t = 44.04$

Tabla 37. Prueba t de dos muestras emparejadas energía activa

Prueba t para medias de dos muestras emparejadas		
Descripción	Energía activa facturada antes de la implementación de paneles FV 0.45 % S/	Energía activa facturada después de la implementación de paneles FV S/
Media	60.519375	35.52126667
Varianza	29.73944869	12.46809357
Observaciones	12	12
Coefficiente de correlación de Pearson	0.995591425	
Diferencia hipotética de las medias	0	
Grados de libertad	11	
Estadístico t	44.04602865	
P(T<=t) una cola	5.04168E-14	
Valor crítico de t (una cola)	1.795884819	
P(T<=t) dos colas	1.00834E-13	
Valor crítico de t (dos colas)	2.20098516	

Conclusión

A un nivel de significancia del 5 % el valor de t calculado es superior al valor de tablas ($44.04 > 1.7959$), por lo que, se rechaza la hipótesis nula que establecía que la implementación del MGDFV no tiene efectos en el pago por energía activa y se acepta la hipótesis alterna que establece que, sí tiene efectos en el pago por energía activa, con lo que se demuestra la hipótesis.

La instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW tiene efectos en el pago por alumbrado público en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022.

Se prueba la hipótesis utilizando los doce pagos mensuales realizados por alumbrado público sin implementar el MGDFV y los doce pagos mensuales por alumbrado público luego de implementar el MGDFV, cuyos datos se muestran a continuación:

Tabla 38. Pago de alumbrado público antes y después de implementar el MGDFV

Mes	AP facturada antes de la implementación de paneles FV S/	AP facturada antes de la implementación de paneles FV 0.45 % S/	AP facturada después de la implementación de paneles FV S/	Diferencia
Enero	18.88	8.49	5.29	3.21
Febrero	9.02	4.06	5.26	-1.20
Marzo	18.99	8.55	5.32	3.23
Abril	18.84	8.48	5.27	3.20
Mayo	19.34	8.70	5.42	3.29
Junio	18.23	8.20	5.10	3.10
Julio	19.23	8.65	5.39	3.27
Agosto	18.57	8.36	5.20	3.16
Septiembre	21.02	9.46	5.88	3.57
Octubre	18.60	8.37	5.21	3.16
Noviembre	10.32	4.64	6.02	-1.38
Diciembre	18.78	8.45	5.26	3.19
	209.81	94.41	64.61	29.80

Se formula la hipótesis nula y alterna:

H_0 = la instalación del MGDFV no tiene efectos en el pago por alumbrado público.

H_1 = la instalación del MGDFV tiene efectos en el pago por alumbrado público.

Para probar la hipótesis, se utiliza la prueba t de pares correlacionados con los pagos mensuales antes y después de la instalación del sistema de microgeneración distribuida, considerando un nivel de significancia de $\alpha = 0.05$ y grados de libertad $gl = 12-1 = 11$.

Se formulan las hipótesis estadísticas:

$H_0: \mu_A = - \mu_o \leq 0$ (no tiene efectos en el pago por alumbrado público).

$H_1: \mu_A = - \mu_o > 0$ (tiene efectos en el pago por alumbrado público).

Definiendo la zona de aceptación y rechazo por tablas t $11,0.05 = 1.7959$

$$t_o = \frac{D_o}{SD/\sqrt{n}}$$

Luego de calcular se tiene el valor de $t = 4.87$

Tabla 39. Prueba t de dos muestras emparejadas de alumbrado público

Descripción	AP facturada antes de la implementación de paneles	AP facturada después de la implementación de paneles
	FV 0.45 % S/	FV S/
Media	7.8678525	5.384283333
Varianza	2.811497432	0.077457225
Observaciones	12	12
Coficiente de correlación de Pearson	-0.24783699	
Diferencia hipotética de las medias	0	
Grados de libertad	11	
Estadístico t	4.870472664	
P(T<=t) una cola	0.000247168	
Valor crítico de t (una cola)	1.795884819	
P(T<=t) dos colas	0.000494336	
Valor crítico de t (dos colas)	2.20098516	

Conclusión

A un nivel de significancia del 5 % el valor de t calculado es superior al valor de tablas ($4.87 > 1.7959$), por lo que, se rechaza la hipótesis nula que establecía que la implementación del MGDFV no tiene efectos en el pago por alumbrado público y se acepta la hipótesis alterna que establece que, sí tiene efectos en el pago por alumbrado público, con lo que se demuestra la hipótesis.

La instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW tiene efectos en la aplicación de la ley FOSE en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022.

Se prueba la hipótesis utilizando los doce pagos mensuales realizado por el aporte FOSE sin implementar el MGDFV y los doce pagos mensuales por descuento FOSE, luego de implementar el MGDFV, cuyos datos se muestran a continuación:

Tabla 40. Aporte FOSE antes y después de implementar el MGDFV

Mes	Aporte FOSE facturada antes de la implementación de paneles FV S/	Aporte FOSE facturada antes de la implementación de paneles FV 0.45 % S/	Descuento FOSE facturada después de la implementación de paneles FV S/	Diferencia
Enero	5.62	2.53	-5.95	8.47
Febrero	4.93	2.22	-5.94	8.16
Marzo	5.72	2.57	-5.94	8.52
Abril	5.48	2.47	-6.07	8.53
Mayo	5.68	2.56	-5.96	8.51
Junio	5.33	2.40	-6.00	8.39
Julio	5.43	2.44	-6.07	8.52
Agosto	5.66	2.55	-6.24	8.79
Septiemb.	5.84	2.63	-6.34	8.97
Octubre	6.15	2.77	-6.59	9.36
Noviemb.	5.55	2.50	-6.59	9.09
Diciemb.	7.02	3.16	-6.61	9.77
	68.41	30.78	-74.30	105.08

Se formulan la hipótesis nula y alterna:

H_0 = la instalación del MGDFV no tiene efectos en la aplicación de la ley FOSE.

H_1 = la instalación del MGDFV tiene efectos en la aplicación de la ley FOSE.

Para probar la hipótesis, se utiliza la prueba t de pares correlacionados con los pagos mensuales antes y después de la instalación del sistema de microgeneración distribuida, considerando un nivel de significancia de $\alpha = 0.05$ y grados de libertad $gl = 12-1 = 11$.

Se formulan las hipótesis estadísticas:

$H_0: \mu_A = - \mu_o \leq 0$ (no tiene efectos en la aplicación de la ley FOSE).

$H_1: \mu_A = - \mu_o > 0$ (tiene efectos en la aplicación de la ley FOSE).

Definiendo la zona de aceptación y rechazo por tablas t $t_{11,0.05} = 1.7959$

$$t_o = \frac{D_o}{SD/\sqrt{n}}$$

Luego de calcular se tiene el valor de $t = 65.84$

Tabla 41. Prueba t de dos muestras emparejadas aporte FOSE

Descripción	Aporte FOSE facturada antes de la implementación de paneles FV 0.45 % S/	Descuento FOSE facturada después de la implementación de paneles FV S/
Media	2.565375	-6.191583333
Varianza	0.052408688	0.075453174
Observaciones	12	12
Coefficiente de correlación de Pearson	-0.671381386	
Diferencia hipotética de las medias	0	
Grados de libertad	11	
Estadístico t	65.8367982	
P(T<=t) una cola	6.15563E-16	
Valor crítico de t (una cola)	1.795884819	
P(T<=t) dos colas	1.23113E-15	
Valor crítico de t (dos colas)	2.20098516	

Conclusión

A un nivel de significancia del 5 % el valor de t calculado es superior al valor de tablas ($65.84 > 1.7959$), por lo que, se rechaza la hipótesis nula que establecía que la implementación del MGDFV no tiene efectos en la aplicación de la ley FOSE y se acepta la hipótesis alterna que establece que, sí tiene efectos en la aplicación de la ley FOSE, con lo que se demuestra la hipótesis.

4.4 Discusión de resultados

Los resultados obtenidos en las pruebas de hipótesis general demostraron que la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW en la facturación mensual en suministros residenciales con tarifa BT5B en la provincia de Huamanga, 2022, tiene como efecto reducir la facturación de energía eléctrica en un 61.38 % del recibo anual, ya que el monto descendió de S/ 2,613.00 a S/ 1,107.45, alcanzando un ahorro de S/ 1,399.35 soles en un año (tabla 29). Dicha mejora coincide con los resultados de Lulo (13) quien concluyó que gracias a la aplicación del sistema solar fotovoltaico se puede reducir hasta un 24.88 % de efectividad con un nivel de significancia del 5 %, la facturación por consumo de energía en la comunidad distrital de Morococha, Yauli, Junín. Asimismo, coincide con los resultados de Alcedo y Gonzáles (12) quienes lograron cuantificar el ahorro de la facturación, empleando cálculos estadísticos y teóricos validados por el software PVSYST, obteniendo así la reducción del 10 % mensual en la facturación de energía eléctrica del centro de datos de Bitel en Arequipa. Sumado a ello, se demostró lo sustentado por Domínguez (27, p. 23), quien señaló que los sistemas fotovoltaicos generan energía eléctrica para el autoconsumo, elevando el aprovechamiento de los recursos naturales y energéticos, ya que sus excedentes logran ser inyectados a la red del distribuidor, sin necesitar incorporar equipos acumuladores de energía.

Respecto a los resultados de la primera hipótesis específica, estos permitieron comprobar que la instalación del sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW en la energía activa facturada con tarifa BT5B en la provincia de Huamanga, 2022 tiene como efecto reducir dicha facturación en un 61.71 %, observándose que el registro de energía activa descendió de S/ 1,613.85 a S/ 426.26 soles, ahorrando al cliente S/ 1,187.59 en un año (tabla 36). Un estudio similar fue realizado por Salvador (11) basado en una propuesta tecnológica para la implementación de una planta fotovoltaica de 4.5 kW para una comunidad rural, sustentado en el diagnóstico del servicio eléctrico, la evaluación del recurso energético solar y el diseño de una planta fotovoltaica, con una estimación en la producción anual de 6,548.94 kWh. Fue considerado como una alternativa tecnológica limpia y de inversión social, necesaria para impulsar el desarrollo energético, económico y sustentable de las zonas más apartadas del país.

También Mamani y Nina (5), reflejaron similitud con los resultados obtenidos en la presente investigación, ya que a través de la implementación de paneles solares condujeron a la reducción de la facturación de la energía eléctrica en el mercado del distrito de Samegua, Moquegua, comprobando la factibilidad de dichos proyectos sustentables para reducir la facturación en dichas zonas. Respaldando lo anterior, es importante señalar que la intensidad de radiación captada a través de los paneles solares empleados en estos estudios es lo que permite obtener un crecimiento o decrecimiento de la intensidad de corriente, según la posición del panel y la radiación solar durante el día, de manera que, es imprescindible una adecuada posición de los paneles, para así obtener mayor aprovechamiento de energía solar (24).

Continuando con el resultado de la segunda hipótesis específica, se demostró que la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW en el pago por alumbrado público con tarifa BT5B en la provincia de Huamanga, tiene como efecto reducir un 69.2 % del recibo anual facturado, ya que inicialmente se pagaría S/ 209.81 descendiendo al monto de S/ 64.61 soles (tabla 38). Dichos beneficios se asimilaron a los resultados de Navarro et al. (17) quienes, mediante cálculos matemáticos e investigaciones sobre fuente de energía solar, aplicación de materiales, estandarización de procesos y medición de resultados logrados tecnológicamente, se obtuvo una mayor eficiencia por parte de la fuente de energía renovable, por lo que, dicho trabajo de investigación fue considerado exitoso y viable para los usuarios y la comunidad en general. Asimismo, Borbor (20), demostró resultados satisfactorios en su estudio sobre el comportamiento del sistema de iluminación por medio de energía renovable fotovoltaica, propuesto para la comunidad de Masa 2 en Guayaquil. A través de este, se pudo diseñar, analizar e implementar el uso eficiente de los paneles solares, con una inclinación perpendicular por encontrarse en el Ecuador. De manera que, el proyecto demostró ser altamente eficiente, así como costoso, por lo que al igual que el presente estudio, se requiere inversión externa para garantizar que la energía llegue a cada familia. Por lo antes señalado, se destaca la importancia de la implementación de sistemas fotovoltaicos en beneficio de la comunidad y del progreso tecnológico y económico del país, teniendo presente que, la calidad de vida se sustenta entre otros aspectos en la iluminación de avenidas, calles y plazas y fundamentalmente, previniendo la seguridad a los usuarios, sobre quienes se distribuye el pago de dicho alumbrado público, conforme a lo establecido por el concesionario y las leyes nacionales.

Finalmente, los resultados de la tercera hipótesis específica evidenciaron que la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW en la aplicación de la ley FOSE con tarifa BT5B, en la provincia de Huamanga, tiene como efecto acceder a la subvención de dicho fondo, ya que se redujo los consumos de energía menores a 100 kW/h

(tabla 40). Similar a ello, Córdor (7), demostró que, al desarrollar estrategias tecnológicas en energía renovable con recursos como la energía solar, se logra fomentar la competitividad energética en la generación distribuida y desarrollar un crecimiento económico sustentable reduciendo costos, así como niveles de consumo de electricidad, en todo el país. En ese sentido, coincide con las premisas del presente estudio, en que la energía fotovoltaica es una fuente limpia, que abarataría la energía eléctrica, promoviendo el bienestar de la sociedad. De igual forma, Mego (6) determinó, según fuentes confiables y cálculos realizados, que la irradiación solar es una alternativa energética productiva, ya que oscila entre 4.61 a 5.17 kWhm²/día, demostrando, además, que es posible alcanzar un aprovechamiento del 70 % de la energía FV. Dicho antecedente se asemeja con el presente estudio, ya que ambos resaltan las ventajas tecnológicas y económicas al implementar proyectos de microgeneración distribuida fotovoltaica. Como complemento de ello, se debe señalar la importancia de las políticas implementadas a nivel nacional para incentivar al ahorro energético, haciendo sustentable el suministro de energía a largo plazo, mediante la Ley N.º 27510, donde, el Estado estableció un descuento en la facturación mensual de energía eléctrica para los usuarios residenciales con consumos menores o iguales a 100 kWh/mes (vigente desde el 1 de noviembre de 2001). Para dar cumplimiento a ello, se exalta que, según la ley, las empresas concesionarias podrán considerar como usuarios residenciales a quienes están calificados por el sistema de información comercial, como usuarios BT5R (Resolución de Consejo Directivo N.º 689-2007-OS-CD, art. 4.g).

CONCLUSIONES

1. Se concluye que la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW en la facturación mensual en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022 tiene como efecto reducir la facturación de energía eléctrica en un 61.38 % del recibo anual facturado por el concesionario, según los resultados de la tabla 29 donde el monto descendió de S/ 2,613.00 a S/ 1,107.45, llegando a obtener un ahorro de S/ 1,399.35 soles en un año.
2. Se concluye que la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW en la energía activa facturada en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022 tiene como efecto reducir el cargo de energía activa en un 61.71 % de la energía comercial facturada por el concesionario, según los resultados de la tabla 36, donde el registro de energía activa descendió de S/ 1,613.85 a S/ 426.26 soles, ahorrando al cliente el monto de S/ 1,187.59 en un año.
3. Se concluye que la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW en el pago por alumbrado público en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022 tiene como efecto reducir un 69.2 % del recibo anual facturado por el concesionario, según los resultados de la tabla 38, donde inicialmente se pagaría S/ 209.81, descendiendo al monto de S/ 64.61 soles, gracias a la energía consumida de la red comercial durante los 365 días del año.
4. Se concluye que la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW en la aplicación de la ley FOSE en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022 tiene como efecto acceder a la subvención de dicho fondo, ya que se redujo los consumos de energía menores a 100 kW/h (tabla 40), mientras que, no se pudo acceder al fondo de inclusión social energético FISE, porque no se llegó a consumir energía del concesionario igual o menos que 42 kWh mensualmente durante un año en forma continua.

RECOMENDACIONES

1. Si es posible, implementar la propuesta de microgeneración distribuida fotovoltaica e incidencia en la facturación mensual en un suministro residencial con tarifa BT5B-R en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022, MGFV *on grid*, con un sistema antivertido que impida la inyección de energía excedente a la red del distribuidor, mientras no se cuente con la reglamentación de la generación distribuida. Considerándolo como rentable, porque reduce considerablemente la facturación por consumo de energía eléctrica en un suministro BT5B en la ciudad de Ayacucho en el 2021.
2. Acelerar la reglamentación sobre la microgeneración distribuida que contemple los incentivos económicos, sociales y ambientales; beneficiando a los clientes residenciales, comerciales e industriales a través de sistemas de energías renovables, especialmente la fotovoltaica. Entre los incentivos deberá considerarse la eliminación de aranceles en la importación de los equipos, precios preferenciales en la venta de energía a los prosumidores y facilidad para la interconexión a las redes de distribución.
3. Al no contar con la reglamentación se propone implementar en Perú alguno de los modelos aplicados en otros países para la retribución de la generación distribuida:

La medición neta o *net metering* (Chile): consiste en determinar que los usuarios pagarán solo el saldo procedente de la diferencia entre la energía consumida de la red y la energía inyectada a la red. Es decir, el consumo e inyección de energía es valorizado a una misma tarifa (42).

Facturación neta o *net billing* (Brasil): determina que los usuarios pagarán la diferencia del valor de la energía inyectada a la red y el valor de la energía consumida de la red. La valorización de la energía inyectada a la red suele ser menor que la tarifa eléctrica convencional (42).

Tarifa con prima o *feed in tariff* (Alemania): establece que el pago a los usuarios por inyección de excedentes a la red es fijo y mayor que la tarifa eléctrica (42).

LISTA DE REFERENCIAS

1. **Breakthrough Agenda Report 2022**, IEA [en línea]. Paris: Web [iea.org](http://www.iea.org). [Fecha de consulta: 17 de octubre de 2022]. Disponible en <https://www.iea.org/reports/breakthrough-agenda-report-2022>.
2. **DE LA FUENTE, Ángel**. Situación económica y respuesta a la crisis de Ucrania. *Boletín FEDEA* [en línea]. Julio 2022, n.º 17. [Fecha de consulta: 17 de octubre de 2022]. Disponible en <https://documentos.fedea.net/pubs/eee/2022/eee2022-17.pdf>.
3. **JESUS, Rolando**. *Escenarios de integración de sistemas renovables de generación eléctrica en el SEIN en el horizonte 2021–2050*. Tesis (Magíster en Gestión de la Energía, mención Electricidad). Arequipa: Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa, 2022. Disponible en <http://repositorio.unsa.edu.pe/handle/20.500.12773/14377>
4. **MATOS, Margaret y VARGAS, Erick**. La generación distribuida como forma de acceder al autoconsumo eléctrico a pequeña escala. *Revista Peruana de Energía* [en línea]. Octubre 2019, n.º 7, p. 32 – 58. [Fecha de consulta: 17 de octubre de 2022]. Disponible en <http://www.santivanez.com.pe/wp-content/uploads/2019/10/La-generacio%CC%81n-distribuida-como-forma-de-acceder-al-autoconsumo-ele%CC%81ctrico-a-pequen%CC%83a-escala.pdf>
5. **MAMANI, Eddert y NINA, Cristopher**. *Dimensionamiento de paneles solares para reducir costos de facturación de energía eléctrica en el mercado del distrito de Samegua-Moquegua 2022*. Tesis (Ingeniero Mecánico Electricista). Lima: Universidad Cesar Vallejo, 2022. Disponible en <https://repositorio.ucv.edu.pe/handle/20.500.12692/95694>
6. **MEGO, Mirko**. *Diseño de un sistema de microgeneración distribuida para reducir el consumo de energía eléctrica convencional en la municipalidad de Santo Tomás, provincia de Cutervo, Cajamarca*. Tesis (Ingeniero Mecánico Electricista). Lambayeque: Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, 2022. Disponible en <https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/10363>
7. **CÓNDOR, Henry**. *Generación distribuida con energías renovables en Perú*. Tesis (Magíster en Ingeniería Mecánico-Eléctrica con mención en Sistemas Eléctricos). Piura: Universidad de Piura, 2020. Disponible en https://pirhua.udep.edu.pe/bitstream/handle/11042/4782/MAS_IME_SEA_2001.pdf?sequence=2&isAllowed=y
8. **VEGA, Lehandro**. *Diseño de un Sistema Fotovoltaico conectado a red de 3,7 kW para el laboratorio de electricidad y máquinas eléctricas*. Tesis (Ingeniero Mecánico Electricista). Lambayeque: Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, 2019. Disponible en

<https://repositorio.unprg.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12893/3942/BC-2662%20VEGA%20ROJAS.pdf?sequence=3&isAllowed=y>.

9. **LEÓN, Jorge.** *Generación distribuida mediante el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución en el Instituto ISA-Chiclayo.* Tesis (Ingeniero Mecánico Electricista). Lambayeque: Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, 2019. Disponible en <https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/8072>
10. **PLACENCIA, Juan.** *Diseño de un sistema fotovoltaico interconectado a red de 4.5 kW en el complejo policial La Despensa, en el distrito de José Leonardo Ortiz, provincia de Chiclayo.* Tesis (Ingeniero Mecánico Electricista). Lambayeque: Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, 2018. Disponible en <https://repositorio.unprg.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12893/2631/BC-TES-TMP-1505.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
11. **SALVADOR, Carlos y HORN, Manfred.** Propuesta tecnológica para la implementación de una planta fotovoltaica de 4.5 kWp para la comunidad rural altoandina San Francisco de Raymina, Ayacucho-Perú. *Tecnia* [en línea]. 2021, n.1. [Fecha de consulta: 19 de octubre de 2022]. Disponible en http://www.scielo.org.pe/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2309-04132021000100028&lng=es&nrm=iso>. ISSN 0375-7765
12. **ALCEDO, Luis y GONZÁLES, Geison.** *Diseño de un sistema fotovoltaico de conexión a red de 500 kW para reducir la facturación en el consumo de la demanda de energía eléctrica. Centro de datos Bitel-Arequipa.* Tesis (Ingeniero en Energía). Lima: Universidad Nacional del Callao, 2018. Disponible en http://repositorio.unac.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12952/3348/ALCEDO%20Y%20GONZALES_TESIS_2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y.
13. **LULO, Jesús.** *Implementación del sistema de energía solar fotovoltaico y facturación por consumo de energía en la municipalidad distrital de Morococha, Yauli-Junín.* Tesis (Ingeniero Electricista). Huancayo: Universidad Continental, 2017. Disponible en https://repositorio.continental.edu.pe/bitstream/20.500.12394/3841/1/INV_FIN_109_TE_Lulo_Nino_2017pdf
14. **POLO, Carlos, et al.** *Caracterización térmico-energética de un sistema fotovoltaico de 3, 3 kWp interconectado a la red eléctrica: 2015-2019.* *Tecnia* [en línea]. 2021,1. [Fecha de consulta: 19 de octubre de 2022]. Disponible en http://www.scielo.org.pe/scielo.php?pid=S2309-04132021000100067&script=sci_arttext ISSN 0375-7765
15. **FLORES, Mijail.** *Impactos eléctricos de la micro y minigeneración distribuida solar fotovoltaica conectadas a la red de distribución en la región Sur, 2020.* Tesis (Ingeniero

- Mecánico Electricista). Lima: Universidad Católica de Santa María. 2020. Disponible en <http://tesis.ucsm.edu.pe/repositorio/handle/UCSM/10395>
16. **YAU RIVILCA, Jhoel.** *Microgeneración distribuida fotovoltaica para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico en el alimentador A4401 de la subestación Chupaca-2021.* Tesis (Ingeniero Electricista). Huancayo: Universidad Continental, 2021. Disponible en http://119.8.154.77/bitstream/20.500.12394/10520/1/IV_FIN_109_TE_Yaurivilca_Rojas
 17. **NAVARRO, Soraya; GONZÁLEZ, José; LÓPEZ, Cesar.** *Implementación de un sistema fotovoltaico para la alimentación de un edificio de usos múltiples.* Tesis (Maestro en Energías Renovables). Jalisco: Universidad de Jalisco México, 2017. Disponible en <http://cimav.repositorioinstitucional.mx/jspui/handle/1004/573>
 18. **FERNÁNDEZ, Luis; CERVANTES, Agustín.** *Proyecto de diseño e implementación de un sistema fotovoltaico de interconexión a la red eléctrica en la Universidad Tecnológica de Altamira.* Tesis (Magister en Energía Renovables). Universidad Tecnológica de Altamira, 2017. Disponible en: <http://cimav.repositorioinstitucional.mx/jspui/handle/1004/1927>
 19. **BUELE, Carlos; CHAZI, Andrés.** *Modelación del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca.* Tesis (Ingeniero Eléctrico). Cuenca: Universidad Politécnica Salesiana, 2019. Disponible en <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/18210>
 20. **BORBOR, William.** *Sistema fotovoltaico para casas individuales en la comunidad Masa 2, golfo de Guayaquil.* Tesis (Ingeniero Eléctrico). Guayaquil: Universidad Politécnica Salesiana, 2021. Disponible en <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/19742>
 21. **MUÑOZ, Jorge; ROJAS, Marco y BARRETO, Carlos.** Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador. *Ingenius* [en línea]. 1 noviembre 2018, 1, p. 60-68. [Fecha de consulta: 19 de octubre de 2022]. Disponible en <https://www.redalyc.org/journal/5055/505554803006/505554803006.pdf>
ISSN: 1390-650X
 22. **DURÁN, Fernando.** La generación distribuida: retos frente al marco legal del mercado eléctrico ecuatoriano. *Revista Técnica* [en línea]. Enero de 2014, n.º 1. [Fecha de consulta: 20 de octubre de 2022]. Disponible en <https://revistaenergia.cenace.gob.ec/index.php/cenace/article/view/95/93>
ISSN: 2602-8492
 23. **Decreto Ley n.º 25844.** *Decreto Supremo n.º 009-93-EM. Ley de Concesiones Eléctricas,* Lima, Perú, 25 de febrero de 1993. Disponible en <https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/normatividad/ds009-93.pdf>

24. **GONZA, Hernando.** *Estudio de factibilidad y rentabilidad de la microgeneración fotovoltaica conectada a red, en la región de Arequipa.* Tesis (Magister en Operación y Mantenimiento de Instalaciones Eléctricas). Arequipa: Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa, 2018. Disponible en <http://repositorio.unsa.edu.pe/bitstream/handle/UNSA/7278/ELMgollh.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
25. **ROMERO, Víctor.** *Sistema fotovoltaico autónomo para mayor disponibilidad de energía eléctrica en Senati.* Tesis (Magister en Gestión del Mantenimiento de Sistemas Energéticos) Huancayo: Universidad Nacional del Centro del Perú, 2020. Disponible en: https://repositorio.uncp.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12894/6598/T010_19843522_M.pdf?sequence=1
26. **PAREJA, Manuel.** *Energía Solar Fotovoltaica.* Valencia-España: Marcombo, 2010. pp 316. SBN: 9788426722300
27. **DOMÍNGUEZ, Diana.** *Autoconsumo en los sistemas fotovoltaicos.* Tesis (Ingeniería Eléctrica). Madrid: Universidad Carlos III de Madrid, 2014. Disponible en: <https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/26678#preview>
28. **PALOMAR, Adriana.** *Análisis y estudio del rendimiento de inversores integrados en los sistemas fotovoltaicos de conexión a red.* Tesis (Ingeniería Eléctrica) Madrid: Universidad Carlos III de Madrid, 2009. Disponible en https://docs.google.com/viewerng/viewer?url=https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/6837/PFC_Adriana_Palomar_Lozano.pdf.
29. **Spij.** Código Nacional de Electricidad suministro 2011. Disponible en <https://spij.minjus.gob.pe/Graficos/Peru/2011/Mayo/05/RM-214-2011-MEM-DM.pdf>
30. **ENEL Perú.** *Entendiendo mi facturación, 2018.* Disponible en <https://www.enel.pe/es/ayuda/entendiendo-mi-facturacion.html>
31. **Ley n.º 27510.** *Ley que crea el Fondo de la Compensación Social Eléctrica (FOSE).* Lima, Perú, 1 de noviembre de 2001. Disponible en <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/per146249.pdf>
32. **Ley N.º 31429** (que modifica la Ley N.º 27510). *Ley del Fondo de la Compensación Social Eléctrica (FOSE).* *Diario oficial El Peruano*, Lima, Perú, 26 de febrero de 2022. Disponible en <https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/ley-que-modifica-los-articulos-1-2-y-3-e-incorpora-el-arti-ley-n-31429-2043110-2/>
33. **COLMENAR, Antonio et al.** *Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes* [en línea]. Madrid: Universidad Nacional de Educación a Distancia, 2015 [fecha de consulta: 20 de octubre de 2022]. Disponible en

https://books.google.es/books?id=9fOiCgAAQBAJ&dq=Colmenar+GENERACI%C3%93N+DISTRIBUIDA,+AUTOCONSUMO+Y+REDES+INTELIGENTES&lr=&hl=es&source=gbs_navlinks_s

ISBN: 978-84-362-7035-8

34. **Ley n.º 29852.** Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). *Diario oficial El Peruano*, Lima, Perú, 13 de abril de 2012. Disponible en <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/per113239.pdf>
35. **Resolución de Consejo Directivo n.º 088-2006-OS/CD.** *Modificación de la norma Procedimiento de Aplicación del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE)*. Lima, Perú, 6 de marzo de 2006. Disponible en <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Publico/OSINERG%20No.088-2006-OS-CD.pdf>
36. **Decreto Legislativo n.º 1002.** Promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables. *Diario oficial El Peruano*, Lima, Perú, 2 de mayo de 2008. Disponible en <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/per85556.pdf>
37. **RODRIGUEZ, Andrés y PEREZ, Alipio.** Métodos científicos de indagación y de construcción del conocimiento. *Rev. esc.adm.neg* [en línea]. 2017, 82 [Fecha de consulta: 22 de octubre de 2022], pp.179-200. Disponible en http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_isoref&pid=S0120-81602017000100179&lng=en
ISSN 0120-8160.
38. **ESPINOZA, Ciro.** *Metodología de la investigación tecnológica* [en línea]. Huancayo, Perú: Imagen gráfica S.A.C, 2010 [fecha de consulta: 22 de octubre de 2022]. Disponible en <https://ciroespinoza.files.wordpress.com/2012/01/metodologc3ada-de-investigacic3b3n-tecnolc3b3gica.pdf> ISBN: 978-612-00-0222-3.
39. **SABINO, Carlos.** *Planteamiento de la investigación*. Panapo: Caracas, 1992. 216 pp. ISBN 9789507245756. Disponible en <http://librosayuda.info/2016/09/05/el-proceso-de-investigacion-carlos-sabino-pdf-ebook/>
40. **BISQUERRA, Rafael.** *Métodos de Investigación y diagnóstico en Educación*. España: Biblioteca Nacional de España, 1977-2022. ISBN: 8432992283. Disponible en <https://webs.ucm.es/centros/cont/descargas/documento5186.pdf>
41. **Ley n.º 26734.** Ley de creación del Organismo Supervisor de Inversión en Energía (Osinergmin). *Diario oficial El Peruano*, Lima, Perú, 31 de diciembre de 1996. Disponible en <https://www.fao.org/faolex/results/details/es/c/LEX-FAOC066514/>
42. **Proyecto Apoyo.** *Innovación en proyectos de energía solar. Rev. Conociendo la Generación Distribuida en el Perú* [en línea]. Lima: Web

www.proyectoapoyocambioclimatico.pe/. [Fecha de consulta: 22 de octubre de 2022].

Disponible en

<https://www.proyectoapoyocambioclimatico.pe/wp-content/uploads/2020/10/Revista-GD-final-correcciones-21-08.pdf>

43. **MOLINA, Jorge.** *Dimensionamiento de Sistema Solares on grid.* [Video]. YouTube.
https://www.youtube.com/watch?v=NEh-Ir43cps&ab_channel=JorgeMolina

ANEXOS

Anexo 1

Tabla 42. Matriz de consistencia

Problema	Objetivos	Hipótesis	Variables	Metodología
<p>General</p> <p>¿Qué efectos tiene la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW en la facturación mensual en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022?</p>	<p>General</p> <p>Determinar qué efectos tiene la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW en la facturación mensual en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022</p>	<p>General</p> <p>La instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW tiene efectos en la facturación mensual en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022</p>		<p>Método: descriptivo no-experimental Tipo: aplicada Nivel: descriptivo-observacional Diseño: ex post facto retrospectivo de corte transversal. Población: 358 recibos emitidos al suministro 65107745 por la concesionaria Electrocentro S. A. desde febrero de 1992 hasta diciembre de 2021. Técnica: observación in situ Instrumento: equipo de medición electromecánico marca Ganz con serie 482136 ubicado en la fachada exterior de la vivienda del sector público Mz. O lote 08 del distrito de Ayacucho en la provincia de Huamanga. Muestra: 12 recibos emitidos al suministro 65107745 por la empresa concesionaria Electrocentro S.A. seleccionado desde el mes de enero del 2021 a diciembre del 2021.</p>
<p>Específicos</p> <p>a) ¿Qué efectos tiene la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW en la energía activa facturada en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022?</p> <p>b) ¿Qué efectos tiene la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW en el pago por alumbrado público en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022?</p> <p>c) ¿Qué efectos tiene la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW en la aplicación de la ley FOSE en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022?</p>	<p>Específicos</p> <p>a) Determinar qué efectos tiene la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW en la energía activa facturada en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022.</p> <p>b) Determinar qué efectos tiene la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW en el pago por alumbrado público en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022.</p> <p>c) Determinar qué efectos tiene la instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW en la aplicación de la ley FOSE en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022.</p>	<p>Específicos</p> <p>a) La instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW tiene efectos en la energía activa facturada en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022.</p> <p>b) La instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW tiene efectos en el pago por alumbrado público en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022.</p> <p>c) La instalación de un sistema de generación fotovoltaico de 1.35 kW tiene efectos en la aplicación de la ley FOSE en suministros residenciales con tarifa BT5B en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga, 2022.</p>	<p>Primera Variable:</p> <p>Microgeneración distribuida fotovoltaica</p> <p>Segunda Variable:</p> <p>Facturación eléctrica</p>	

Anexo 2
Ficha de entrevista



FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Entrevista: Gloria Bermudo Hinostraza

Suministro: 65107745

Microgeneración distribuida fotovoltaica on grid-conectada a la red de un suministro con tarifa BT5B-R en el distrito de Ayacucho, provincia de Huamanga-2022 para suministrar una potencia contratada de 1.00 kW Tarifa BT5B para reducir el consumo de energía eléctrica en la ciudad de Ayacucho

La información que usted proporcionará será utilizada sólo con fines académicos y de investigación, por lo que se le agradece por su valiosa información y colaboración.

1. ¿A qué empresa distribuidora eléctrica perteneces?

Electrocentro S. A.

2. ¿Conoce sobre energías renovables?

No Sí Poco Mucho

3. ¿Conoces sobre energía fotovoltaica?

Sí No

4. ¿Qué es un panel solar?

No conozco que es un panel solar

5. ¿Conoces el Sistema de microgeneración fotovoltaica conectados a la red eléctrica? ¿Por qué?

Sí

No

No conozco lo que Ud. menciona.

6. ¿Está de acuerdo con el monto facturado mensualmente por la empresa distribuidora de energía eléctrica?

Sí

No

Pago mucho por lo que factura Electrocentro S.A.

7. ¿Sabe su potencia contratada?

Sí

No

Estará en mi recibo de luz.

8. ¿Sabe su potencia instalada?

Sí

No

9. ¿En cuánto influyó la pandemia del Covid-19 a su consumo de energía eléctrica?

No afectó

afectó poco

afectó mucho

10. ¿Estaría de acuerdo con la propuesta de un sistema microgenerador fotovoltaico conectado a la red en su vivienda?

Sí

No

Si va a ser para pagar menos, sí estoy de acuerdo

11. ¿Conoce las partes de su recibo de energía eléctrica?

Sí

No

Sole veo cuánto voy a pagar

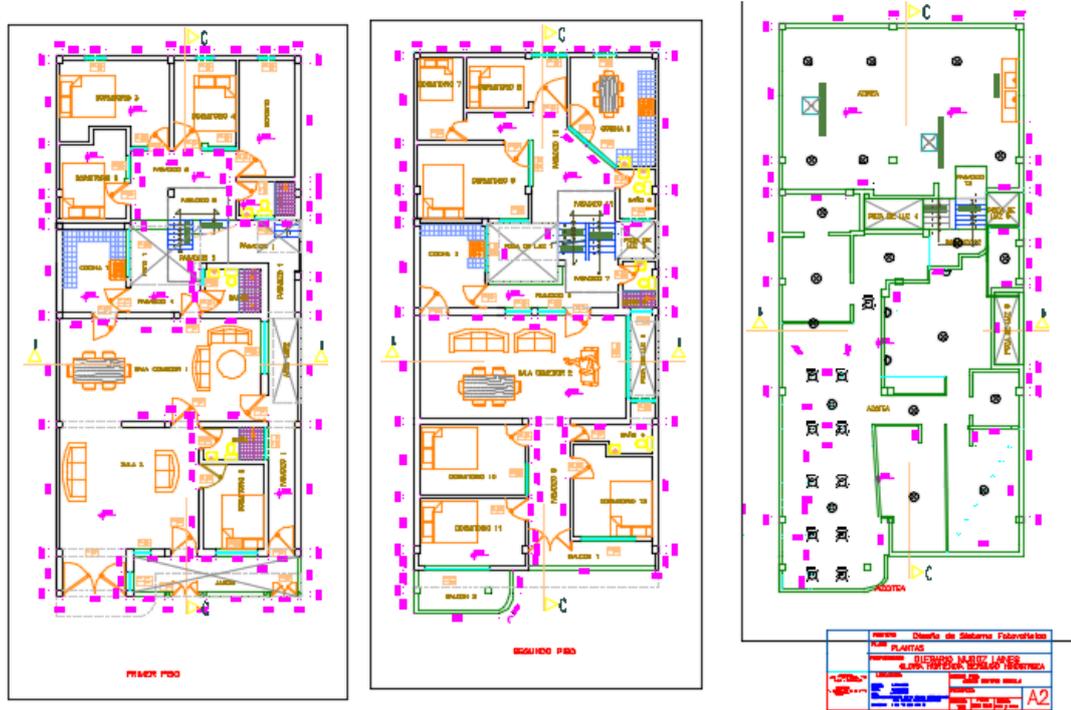
12. ¿Consulte qué no entendió para retroalimentarle?

Acepto su propuesta siempre y cuando el valor de mi recibo de luz eléctrica baje.


Entrevistador


Entrevistado

Anexo 3
Plano de la vivienda



*Figura 21. Plano de la vivienda
Tomada de Planos de vivienda Sra. Gloria Bermudo Hinostroza*

Anexo 4

Consumos y lecturas suministro 65107745



HISTÓRICOS DE CONSUMOS Y LECTURAS

Ayacucho

Suministro 65107745

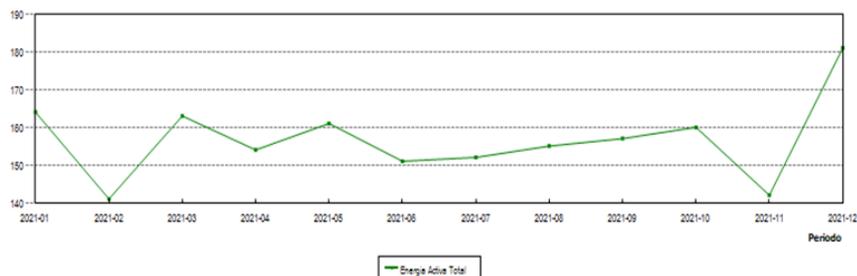
Nombre: GLORIA BERMUDO, H

Tarifa: BT5B

Dirección: Bq SECTOR PUBLICO O-08 Cent AYACUCHO

Sector: (1460) 601-07 HUAMANGA SECTOR 07

Tipo	Fecha	Periodo	Magnitud	Serie	Lectura			Factor Medición	Consumo		Importe S/
					Medidor	Original	Facturada		Diferencia	Original	
Toma de lectura	23-01-2021	Ene-2021	Energía Activa Total	482136	46,228.00	46,228.00	164.00	1.00	164.00	164.00	135.40
Toma de lectura	20-02-2021	Feb-2021	Energía Activa Total	482136	46,369.00	46,369.00	141.00	1.00	141.00	141.00	116.52
Toma de lectura	23-03-2021	Mar-2021	Energía Activa Total	482136	46,532.00	46,532.00	163.00	1.00	163.00	163.00	134.77
Toma de lectura	22-04-2021	Abr-2021	Energía Activa Total	482136	46,686.00	46,686.00	154.00	1.00	154.00	154.00	128.98
Toma de lectura	23-05-2021	May-2021	Energía Activa Total	482136	46,847.00	46,847.00	161.00	1.00	161.00	161.00	133.68
Toma de lectura	22-06-2021	Jun-2021	Energía Activa Total	482136	46,998.00	46,998.00	151.00	1.00	151.00	151.00	125.22
Toma de lectura	23-07-2021	Jul-2021	Energía Activa Total	482136	47,150.00	47,150.00	152.00	1.00	152.00	152.00	128.37
Toma de lectura	23-08-2021	Ago-2021	Energía Activa Total	482136	47,305.00	47,305.00	155.00	1.00	155.00	155.00	133.28
Toma de lectura	22-09-2021	SET-2021	Energía Activa Total	482136	47,462.00	47,462.00	157.00	1.00	157.00	157.00	137.64
Toma de lectura	23-10-2021	Oct-2021	Energía Activa Total	482136	47,622.00	47,622.00	160.00	1.00	160.00	160.00	144.74
Toma de lectura	22-11-2021	Nov-2021	Energía Activa Total	482136	47,764.00	47,764.00	142.00	1.00	142.00	142.00	129.90
Toma de lectura	23-12-2021	Dic-2021	Energía Activa Total	482136	47,945.00	47,945.00	181.00	1.00	181.00	181.00	165.98
									1,881.00	1614.48	



Nota: tomada de Electrocentro S. A.

Anexo 5

Cómo leer un recibo de energía eléctrica

RECIBO N° 5751-13787141

Ayacucho, Huamanga - Ayacucho/

Setiembre-2021

1460-55211-3205

Para Consultas, su código es: **65107745**

GLORIA BERMUDO, H

Bq SECTOR PUBLICO O-08 Cent AYACUCHO

SECTOR PUBLICO 8 Mz./Block.O



Una empresa del Grupo Distribuid

1 Código de Suministro

2 Nombre del Cliente

3 Dirección

4 Datos del suministro

5 Detalle del consumo

6 Importe Facturado

Tensión y SED	220 V - BT / D-401039	Recibo por Consumo del 24/08/2021 al 22/09/2021		
Sist. Eléctrico	SE0080 AYACUCHO (ST2)	Cargo Fijo	4.29	
Tipo de Conexión	Monofásica-Área(C1.1)	Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión	1.49	
Opción Tarifaria	BTSB - Residencial	Energía Activa(12.9757 x 157.0000 Kwh)	157.64	
Medidor N°	00000000482136 - Elect.Mec.	Tarifa de Consumo (DU-062) (13/18)	0.53	
Hilos		Alumbrado Público (Alicuda : S/ 0.8408)	21.02	
Lectura Anterior	47,305.00 (23/08/2021)	Interés Compensatorio	1.36	
Lectura Actual	47,462.00 (22/09/2021)	SUB TOTAL	166.33	
Diferencia de Lectura	157.00	Imp. Gral. a las Ventas	29.94	
Factor	1.0000	Cargo Energía Ley MCTER 30488	-21.21	
Consumo	157.00 kWh	Cargo Fijo Ley MCTER 30488	-0.13	
Cons. Prom.(6 meses)	156.00 kWh	Interés Moratorio	0.16	
Potencia Contratada	1.00 kW.	Saldo por redondeo	0.03	
Inicio Contrato	01/02/1998	Redondeo	-0.03	
Término Contrato	31/01/2022	Fraccionamiento DU 062-2020 (S/ 706.20) (13/18)	39.23	
Fecha Emisión	24/09/2021	Aporte Ley Nro. 28749	0.0088	
		TOTAL RECIBO DE SETIEMBRE-2021	215.70	
		Deuda Anterior (2 Meses.)	409.80	
		Aporte FOSE(Ley N°27510) S/ 5.84		



Consumo Facturado (kWh) - Importe Total (S.)

Año 2021

SE COMUNICA QUE LOS PAGOS DE SUS RECIBOS DE ENERGIA ELECTRICA QUE REALIZAN EN AGENTES Y BANCOS NO TIENEN NINGUN TIPO DE COMISION

CORTADO

Si paga hasta la fecha de vencimiento evitará el corte, gastos y molestias innecesarias.

😊 😐 😞

Cta Corriente - No Válido Crédito Fiscal

TOTAL A PAGAR S/ ***625.50**

11/10/2021

SE COMUNICA QUE LOS PAGOS DE SUS RECIBOS DE ENERGIA ELECTRICA QUE REALIZAN EN AGENTES Y BANCOS NO TIENEN NINGUN TIPO DE COMISION

Cta Corriente - No Válido Crédito Fiscal

TOTAL A PAGAR S/ ***625.50**

RECIBO N° 5751-13787141 **Setiembre-2021**

Suministro: 65107745 GLORIA BERMUDO, H

Ayacucho, Huamanga - Ayacucho/

1460-55211-3205 / 24/09/2021 / 11/10/2021

TOTAL A PAGAR S/ ***625.50**



8 Total a pagar

9 Fecha de vencimiento

Nota: tomada de Electrocentro S. A.

Anexo 6

Alícuotas de alumbrado público

N°		RANGO DE CONSUMO
1	1	0 KWh - 30 KWh
2	7	30 KWh - 100 KWh
3	12	100 KWh - 150 KWh
4	25	150 KWh - 300 KWh
5	35	300 KWh - 500 KWh
6	70	500 KWh - 750 KWh
7	80	750 KWh - 1 000 KWh
8	120	1 000 KWh - 1 500 KWh
9	140	1 500 KWh - 3 000 KWh
10	150	3 000 KWh - 5 000 KWh
11	250	5 000 KWh - 7 500 KWh
12	300	7 500 KWh - 10 000 KWh
13	400	10 000 KWh - 12 500 KWh
14	500	12 500 KWh - 15 000 KWh
15	700	15 000 KWh - 17 500 KWh
16	900	17 500 KWh - 20 000 KWh
17	1 100	20 000 KWh - 25 000 KWh
18	1 250	25 000 KWh - 30 000 KWh
19	1 500	30 000 KWh - 50 000 KWh
20	1 750	50 000 KWh - 75 000 KWh
21	2 000	75 000 KWh - 100 000 KWh
22	3 000	100 000 KWh - 200 000 KWh
23	4 000	200 000 KWh - 400 000 KWh
24	5 000	superior a 400 000 KWh

Nota: tomada de Electrocentro S. A.

Anexo 7
Data sheet de panel solar

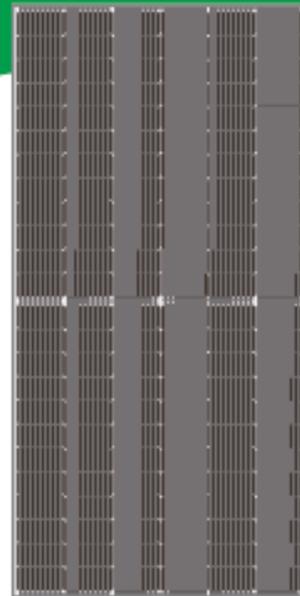


HELIOS PLUS by Eco Green Energy

445-455W

M6 / 166 mm Cell - 144 cells

Founded in 2008, Eco Green Energy is a french brand solar PV manufacturer and distributing now its PV module in more than 60 countries over the world. Helios Plus solar modules are made only with grade A cells for highest power generation, lowest LCOE, and ensured more than 25 years lifespan.



KEY FEATURES

-  PERC Cells Technology
-  Lower LCOE and BOS
-  Anti PID/ Low LID protection
-  Less Hot Spot Shading effects
-  Lower temperature coefficient

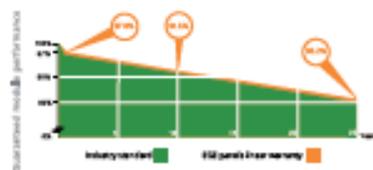
- 144-Cell**
MONOCRYSTALLINE MODULE
- 20.81%**
MAXIMUM EFFICIENCY
- 0~+5W**
POSITIVE POWER TOLERANCE
- GRADE A**
CELLS GUARANTEED

 French Quality Module



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12-Year Product Warranty - 25-Year Linear Power Warranty



Eco Green Energy Group Ltd, 2008. All rights reserved.
Add: 299 Xing Chang Road, Chung Shan District, Nanjing Jiangsu, China
Tel: +86 512 5692255 / E-mail: info@eco-greenenergy.com

COMPREHENSIVE CERTIFICATES

IEC 61215/ IEC 61730 / IEC 61701/ UL 61730
ISO 9001 : Quality Management Systems



Facebook: www.facebook.com/TGE.Nanjing
LinkedIn: www.linkedin.com/company/eco-green-energy/
Website: www.eco-greenenergy.com

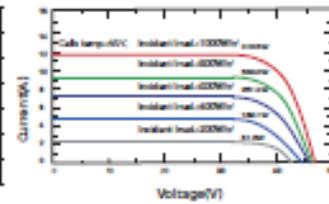


ELECTRICAL DATA AT STC*

Power output (Pmax)	445 W	450 W	455 W
Power tolerance	0~+5 W	0~+5 W	0~+5 W
Module efficiency	20.36%	20.58%	20.81%
Maximum power voltage (Vmp)	40.84 V	40.96 V	41.06 V
Maximum power current (Imp)	10.90 A	10.99 A	11.08 A
Open circuit voltage (Voc)	49.14 V	49.28 V	49.41 V
Short circuit current (Isc)	11.48 A	11.57 A	11.66 A

*Standard Test Conditions: Irradiance: 1 000 W / m² • Cell temperature: 25°C • AM: 1.5

PV MODULE : EGE-450W-144M(M6)

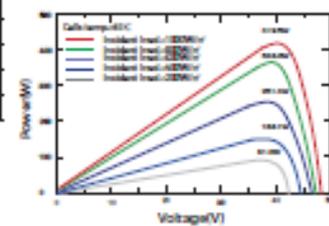


ELECTRICAL DATA AT NMOT*

Power output (Pmax)	331.80 W	335.53 W	339.26 W
Maximum power voltage (Vmp)	38.29 V	38.40 V	38.49 V
Maximum power current (Imp)	8.65 A	8.73 A	8.80 A
Open circuit voltage (Voc)	45.57 V	45.70 V	45.82 V
Short circuit current (Isc)	9.33 A	9.41 A	9.48 A

*Nominal Operating Cell Temperature: Irradiance: 800 W / m² • Ambient temperature: 20°C • AM: 1.5 • Wind speed: 1 m/s

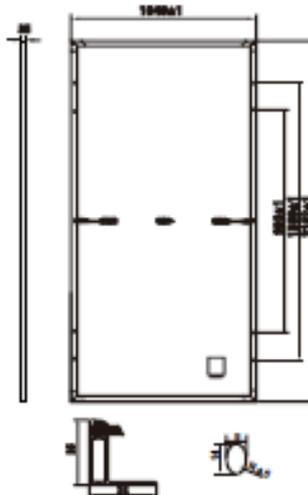
PV MODULE : EGE-450W-144M(M6)



MECHANICAL CHARACTERISTICS

Cell type	Monocrystalline (166x83mm)
Number of cells	144
Dimensions	2102x1040x35mm
Weight	24.5 kg
Glass	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction box	IP68 rated (3 by pass diodes)
Cable	4.0 mm ² , 300 mm (+) / 300 mm (-) ; Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 compatible
Max front load (e.g.: snow)	5400 Pa
Max back load (e.g.: wind)	2400 Pa

Dimension of PV Module (mm)



TEMPERATURE CHARACTERISTICS

NMOT	41 °C ±3 °C
Temperature coefficient of Pmax	-0.35%/°C
Temperature coefficient of Voc	-0.30%/°C
Temperature coefficient of Isc	+0.05%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operating temperature range	-40 °C ~+85 °C
Maximum system voltage	1500V(DC)(IEC)
Max series fuse rating	25 A

PACKAGING (2102x1040x35mm)

Type	Pcs	Weight
Per Pallet	31 pcs	800 kg
40ft HQ Container	682 pcs (22pallets)	17.60 t



Specifications included in this datasheet are subject to change without prior notice. Refer to our website for further information or contact one of our sales staff. www.ecogreenenergy.com

Nota: tomada de Eco green energy

Anexo 8

Data sheet de inversor conectado a la red

EETT DE INVERSOR CONECTADO A LA RED



Datasheet	Growatt 2500MTL-S	Growatt 3000MTL-S	Growatt 3600MTL-S	Growatt 4200MTL-S
Input Data				
Max. recommended PV power (for module STC)	3250W	3900W	4680W	5460W
Max. DC voltage	500V	500V	550V	550V
Start voltage	100V	100V	100V	100V
PV voltage range	70V-500V	70V-500V	70V-550V	70V-550V
MPP work voltage range/ nominal voltage	80V-500V /360V	80V-500V /360V	80V-550V /360V	80V-550V /360V
Full load dc voltage range	130V-450V	160V-450V	190V-500V	150V-500V
Max. input current of tracker A/ tracker B	10A/10A	10A/10A	10A/10A	15A/15A
Max. input current per string of tracker A/tracker B	10A/10A	10A/10A	10A/10A	15A/15A
Number of independent MPP trackers / strings per MPP tracker	2/1	2/1	2/1	2/1
Output (AC)				
Rated AC output power	2500W	3000W	3600W	4200W
Max. AC apparent power	2500VA	3000VA	3600VA	4200VA
Max. output current	11.3A	13.6A	16.3A	19A
AC nominal voltage; range	220V/230V /240V; 180Vac-280Vac	220V/230V/240V; 180Vac - 280Vac	220V/230V/240V; 180Vac - 280Vac	220V/230V/240V; 180Vac - 280Vac
AC grid frequency; range	50Hz,60Hz /± 5Hz	50Hz,60Hz±5Hz	50Hz,60Hz±5Hz	50Hz,60Hz±5Hz
Phase factor at rated power	1	1	1	1
Displacement power factor configurable	0.8leading... 0.8lagging	0.8leading... 0.8lagging	0.8leading... 0.8lagging	0.8leading... 0.8lagging
THDi	<3%	<3%	<3%	<3%
AC connection	Single phase	Single phase	Single phase	Single phase
Efficiency				
Max. efficiency	97.6%	97.6%	97.9%	97.9%
Euro weighted efficiency	97%	97%	97.4%	97.4%
MPPT efficiency	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%

Nota: tomada de Growatt new energy technology co., Ltd.

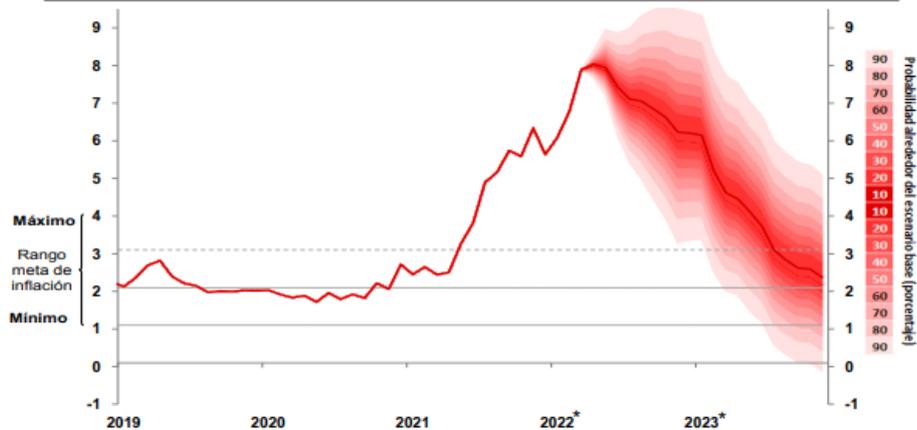
Anexo 9

Proyección de inflación en Perú

Para 2022 se proyecta que la inflación se ubique en 6,4 por ciento debido al incremento de los precios de los bienes importados y el impacto de la depreciación ejecutada. A fines de 2023 se posicionaría en 2,5 por ciento, regresando al rango meta en el tercer trimestre, en un contexto de cierre progresivo de la brecha producto y reversión del efecto de factores transitorios sobre la tasa de inflación.

Proyección de inflación, 2022 – 2023
(Variación porcentual anual)

	Pond.	2010-19	2018	2019	2020	2021	2022*	2023*
IPC	100,0	2,9	2,2	1,9	2,0	6,4	6,4	2,5
1. IPC sin alimentos y energía	55,3	2,4	2,2	2,3	1,8	3,2	4,8	2,8
2. Alimentos y energía	44,7	3,4	2,2	1,4	2,2	10,2	8,4	2,2



*Proyección.

Nota: tomada de Reporte Banco Central de Reserva del Perú <https://n9.cl/6eg3h>

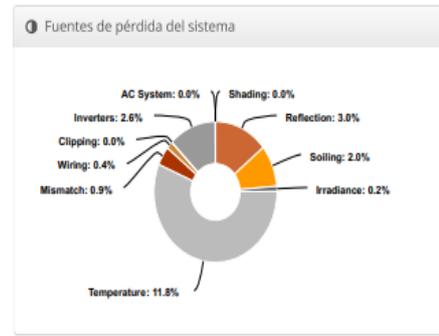
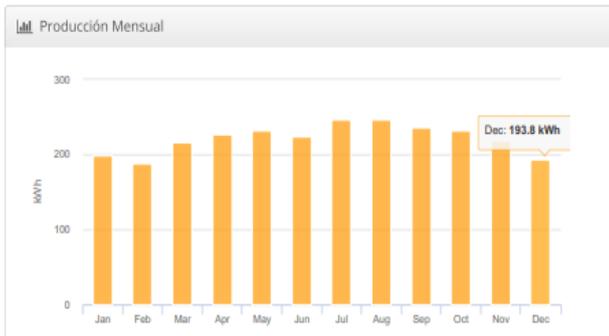
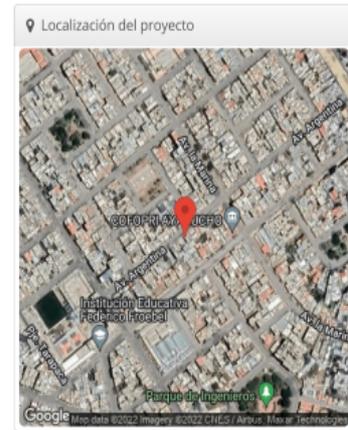
Anexo 10

Simulador en Helioscope

Propuesta Suministro 65107745 Sistema de Microgeneración Distribuida Fotovoltaica,
-13.1476,-74.2271

Reporte	
Nombre del proyecto	Sistema de Microgeneración Distribuida Fotovoltaica
Descripción del Proyecto	Sistema de Microgeneración Distribuida Fotovoltaica conectada a la red Suministro 65107745 - Ayacucho Huamanga.
Dirección del proyecto	-13.1476,-74.2271
Preparado para	Gloria Bermudo Hinostraza
Preparado por	Jesús Pedro Sovero Bonilla mubede@hotmail.com
	

Métricas del sistema	
Diseño	Propuesta Suministro 65107745
Placa de identificación de CC del módulo	1,35 kilovatios
Placa de identificación de CA del inversor	Relación de carga de 4,20 kW : 0,32
Producción anual	2.659 MWh
Relación calidad	80,4%
kWh/kWp	1,969.7
Conjunto de datos meteorológicos	TMY, cuadrícula de 10 km, meteonorma (meteonorma)
Versión del simulador	6228e39b54-b641e6b41c-bc734ee987-9868f3c652



⚡ Producción anual			
	Descripción	Producción	% delta
Irradiación (kWh/m ²)	Irradiación horizontal global anual	2.362,4	
	Irradiación POA	2.449,6	3,7%
	Irradiación sombreada	2.449,6	0,0%
	Irradiación después de la reflexión	2.377,0	-3,0%
	Irradiación después de ensuciarse	2.329,5	-2,0%
	Irradiación total del colector	2.329,5	0,0%
Energía (kWh)	Placa de nombre	3.144,5	
	Salida a niveles de irradiación	3.136,8	-0,2%
	Salida a temperatura de celda reducida	2.765,7	-11,8%
	Salida después de la discrepancia	2.740,5	-0,9%
	Salida de CC óptima	2.730,5	-0,4%
	Salida de CC restringida	2.730,5	0,0%
	Salida del inversor	2.659,5	-2,6%
	Energía a la Red	2.659,1	0,0%
Métricas de temperatura			
	Promedio Temperatura ambiente de funcionamiento		14,8 °C
	Promedio Temperatura de la celda de operación		42,6 °C
Métricas de simulación			
	Horas de funcionamiento		4601
	Horas resueltas		4601

👤 Conjunto de condiciones				
Descripción	Conjunto de condiciones 1			
Conjunto de datos meteorológicos	TMY, cuadrícula de 10 km, meteonorma (meteonorma)			
Ubicación del ángulo solar	Meteo Lat/Lng			
Modelo de transposición	Modelo Pérez			
Modelo de temperatura	Sandía modelo			
Parámetros del modelo de temperatura	Tipo de estante	a	b	Delta de temperatura
	Inclinación fija	-3.56	-0.075	3°C
	Montaje empotrado	-2.81	-0.0455	0°C
Suciedad (%)	J	F	METRO	A
	2	2	2	2
Variación de irradiación	J	J	A	S
	2	2	2	2
Propagación de la temperatura de la celda	J	J	A	S
	2	2	2	2
Rango de agrupamiento de módulos	-2,5% a 2,5%			
Reducción de potencia del sistema de CA	0,50%			
Caracterizaciones del módulo	Módulo	Subido por	Caracterización	
	EGE-450W-144M(M6) (1500V) (Energía ecológica ecológica)	Helioscopio	Caracterización de hoja de especificaciones, PAN	
Caracterizaciones de componentes	Dispositivo	Subido por	Caracterización	
	4200MTL-5 (Grovatio)	Helioscopio	Hoja de especificaciones	

📦 Componentes		
Componente	Nombre	Contar
Inversores	4200MTL-5 (Grovatio)	1 (4,20 kW)
Jonrones AC	4 mm2 (Cobre)	1 (20,8 metros)
Jonrones	4 mm2 (Cobre)	1 (4,3 metros)
Combinadores	Combinador de 1 entrada	1
Instrumentos de cuerda	10 AWG (Cobre)	1 (4,4 metros)
Módulo	Energía ecológica ecológica, EGE-450W-144M(M6) (1500V) (450W)	3 (1,35kW)

👤 Zonas de cableado			
Descripción	Polos combinadores	Tamaño de cadena	Estrategia de encordado
zona de cableado	12	2-11	a lo largo de estanterías

🏠 Segmentos de campo									
Descripción	Atroz	Orientación	Inclinación	Azimut	Espaciamiento entre hileras	Tamaño del marco	marcos	Módulos	Energía
propuesta 01	Montaje empotrado	Retrato (vertical)	18,4°	0°	0,0 metros	1x1	3	3	1,35 kilovatios

Diseño detallado

