



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA Y SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA



**DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CON CONEXIÓN A
RED Y SU INFLUENCIA EN LA FACTURACIÓN ELÉCTRICA DE
UN CONJUNTO RESIDENCIAL DE LA URB. NATIVIDAD DEL
DISTRITO DE SAN MIGUEL, PROVINCIA DE SAN ROMÁN**

TESIS

PRESENTADA POR:

DAVID YELTSIN MAMANI NINA

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

PUNO-PERÚ

2024



NOMBRE DEL TRABAJO

DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CON CONEXIÓN A RED Y SU INFLUENCIA EN LA FACTURACIÓN ELÉCTRICA DE UN CONJUNTO RESIDENCIAL DE LA URB. NATIVIDAD DEL DISTRITO DE SAN MIGUEL, PROVINCIA DE SAN ROMÁN

AUTOR

DAVID YELTSIN MAMANI NINA

RECUENTO DE PALABRAS

17699 Words

RECUENTO DE CARACTERES

98175 Characters

RECUENTO DE PÁGINAS

111 Pages

TAMAÑO DEL ARCHIVO

5.4MB

FECHA DE ENTREGA

Mar 27, 2024 7:17 PM GMT-5

FECHA DEL INFORME

Mar 27, 2024 7:19 PM GMT-5

● **16% de similitud general**

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para cada base de datos.

- 14% Base de datos de Internet
- Base de datos de Crossref
- 9% Base de datos de trabajos entregados
- 2% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de contenido publicado de Crossref

● **Excluir del Reporte de Similitud**

- Material bibliográfico
- Material citado
- Material citado
- Material citado
- Coincidencia baja (menos de 12 palabras)


Dr. Julio Fredy Chiva Acero
ASESOR DE TESIS


SUB DIRECTOR DE INVESTIGACION
Felipe Condori Chumbilla

Resumen



DEDICATORIA

Con mucho anhelo a mis padres por la comprensión y apoyo que me proporcionaron en mi formación académica.

David Yeltsin Mamani Nina



AGRADECIMIENTO

Ante todo, gracias a Dios por darme la fuerza, el valor y su bendición para poder acabar el presente trabajo de investigación.

A la Universidad Nacional del Altiplano, por permitirme ser parte de esta gran casa de estudios, donde se dejó esfuerzo, sacrificio y muchos momentos inolvidables.

A los docentes de la escuela profesional de ingeniería mecánica eléctrica por compartir sus conocimientos y experiencias.

A mi asesor Dr. Julio Fredy Chura Acero por la guía, orientación y desarrollo del proyecto de investigación.

A los miembros del jurado calificador: Dr. Ángel Mario Hurtado Chávez, Ing. Leonel Marino Castillo Enríquez y al Ing. Wilson Percy Clavetea Meneses, por su respaldo y orientación para poder concluir el proyecto de investigación,

A mi familia y compañera de vida que me brindaron el apoyo y la motivación para lograr culminar el presente proyecto de investigación.

David Yeltsin Mamani Nina



ÍNDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	
AGRADECIMIENTO	
ÍNDICE GENERAL	
ÍNDICE DE TABLAS	
ÍNDICE DE FIGURAS	
ACRÓNIMOS	
RESUMEN	14
ABSTRACT.....	15
CAPÍTULO I	
INTRODUCCIÓN	
1.1. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	16
1.1.1. Problema general	16
1.1.2. Problemas específicos.....	17
1.2. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN.....	17
1.2.1. Hipótesis general	17
1.2.2. Hipótesis específica	17
1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	17
1.3.1. Objetivo general	17
1.3.2. Objetivos específicos	18
1.4. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	18
1.4.1. Justificación técnica.....	18
1.4.2. Justificación teórica	18
1.4.3. Justificación metodológica	19



1.4.4. Justificación práctica	19
-------------------------------------	----

CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	20
2.2. MARCO TEÓRICO.....	24
2.2.1. Facturación eléctrica.....	24
2.2.1.1. Empresa distribuidora de energía eléctrica	25
2.2.1.2. Sectores típicos.....	25
2.2.1.3. Opción tarifaria BT5B – Residencial	26
2.2.2. Sistema fotovoltaico	26
2.2.2.1. Energía solar.....	27
2.2.2.2. Radiación solar	27
2.2.2.3. Geometría solar	28
2.2.2.4. Recorrido solar	29
2.2.2.5. Efecto fotovoltaico	30
2.2.2.6. Célula fotovoltaica	31
2.2.2.7. Módulo fotovoltaico.....	31
2.2.2.8. Hora sol pico (HSP)	32
2.2.3. Clasificación de sistemas fotovoltaicos.....	33
2.2.3.1. Sistemas autónomos o aislados (SFVA).....	33
2.2.3.2. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFVCR).....	33
2.2.4. Componentes de un sistema fotovoltaico conectado a red (SFVCR).....	34
2.2.4.1. Módulo fotovoltaico.....	35
2.2.4.2. Inversor.....	41
2.2.4.3. Interruptor automático de transferencia de carga	43



2.2.4.4. Bloque de cableado	44
2.2.5. Análisis financiero	44
2.2.5.1. Valor actual neto (VAN)	44
2.2.5.2. Tasa interna de retorno (TIR)	45
2.2.5.3. Periodo de retorno de la inversión (PRS).....	46
2.2.5.4. Relación Beneficio/Costo (B/C).....	47

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. LUGAR DE ESTUDIO	48
3.2. POBLACIÓN.....	48
3.3. MUESTRA	48
3.4. VARIABLES	48
3.4.1. Variable Independiente	48
3.4.2. Variable dependiente.....	48
3.5. OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES	49
3.6. CARACTERÍSTICAS METODOLÓGICAS.....	49
3.6.1. Enfoque de investigación.....	49
3.6.2. Tipo de investigación.....	49
3.6.3. Diseño de investigación.....	50
3.7. RECOLECCIÓN DE DATOS.....	51
3.7.1. Para el diseño del sistema fotovoltaico	51
3.7.1.1. Técnica e instrumentación.....	51
3.7.1.2. Procedimiento.....	51
3.7.2. Para el análisis económico.....	51
3.7.2.1. Técnica e instrumentación.....	51



3.7.2.2. Procedimiento.....	52
3.7.3. Para el consumo eléctrico	52
3.7.3.1. Técnica e instrumentación.....	52
3.7.3.2. Procedimiento.....	52

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y CONCLUSIONES

4.1. ESTUDIO DE MERCADO DE CONSUMO ELÉCTRICA.....	54
4.1.1. Ubicación de población de estudio.....	54
4.1.2. Horizonte de evaluación	55
4.1.3. Características generales del grupo de estudio.....	55
4.1.4. Análisis del consumo de energía obtenidos por la instalación de un vatímetro digital	56
4.1.5. Análisis energético del historial del consumo eléctrico	59
4.1.6. Análisis de resultados	61
4.2. DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	62
4.2.1. Potencia requerida	62
4.2.2. Lugar de instalación de los módulos	62
4.2.3. Condiciones climatológicas.....	63
4.2.4. Acceso al patio de módulos fotovoltaicos	63
4.2.5. Inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos.....	63
4.2.6. Orientación óptima de los módulos fotovoltaicos	64
4.2.7. Evaluación del recurso solar.....	65
4.2.7.1. Trayectoria del sol en el punto de instalación	65
4.2.7.2. Determinación de la radicación solar	67
4.2.7.3. Determinación de la hora solar pico (HPS).....	69



4.2.8. Cálculo del factor de pérdidas global	70
4.2.8.1. Pérdidas por distorsión	70
4.2.8.2. Pérdidas por suciedad	70
4.2.8.3. Pérdidas por reflectancia angular	71
4.2.8.4. Pérdidas por sombreado	71
4.2.8.5. Pérdidas del inversor	71
4.2.8.6. Pérdidas en el cableado	71
4.2.9. Dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico	72
4.2.9.1. Selección de módulo fotovoltaico	72
4.2.9.2. Determinación del número de módulos requeridos.....	74
4.2.9.3. Corrección de tensión de los módulos fotovoltaicos a temperaturas de trabajo	75
4.2.9.4. Dimensionamiento del inversor	76
4.2.9.5. Configuración de módulos	78
4.2.9.6. Validación y comparación de resultados	79
4.2.9.7. Cálculo de separación de módulos	80
4.2.9.8. Selección de interruptor de transferencia automática (ATS).....	80
4.2.9.9. Selección de conductor.....	81
4.2.9.10. Esquema unifilar	84
4.3. ANÁLISIS FINANCIERO	84
4.3.1. Aspectos a considerar	84
4.3.1.1. Horizonte de tiempo	84
4.3.1.2. Perfil de tarifa.....	85
4.3.1.3. Demanda eléctrica consumida.....	86
4.3.1.4. Perfil de generación de energía	86



4.3.1.5. Costo de inversión, operación y mantenimiento	87
4.3.2. Indicadores económicos	89
V. CONCLUSIONES	91
VI. RECOMENDACIONES	93
VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	94
ANEXOS.....	99

Área: Energías renovables

Tema: Sistemas fotovoltaicos

FECHA DE SUSTENTACIÓN: 05 de abril del 2024



ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1	Diferencias de los tipos de módulos fotovoltaicos..... 39
Tabla 2	Operacionalización de variables 49
Tabla 3	Características de los usuarios 55
Tabla 4	Características de los usuarios según factura eléctrica 56
Tabla 5	Datos medidos por el vatímetro instalado..... 57
Tabla 6	Datos del historial de facturación eléctrica de los 11 usuarios..... 60
Tabla 7	Temperatura ambiente 63
Tabla 8	Inclinación óptima según latitud 64
Tabla 9	Determinación de la radiación solar en el lugar de estudio..... 68
Tabla 10	Características del módulo fotovoltaico seleccionado 73
Tabla 11	Parámetros del inverso seleccionado 77
Tabla 12	Resumen de la configuración fotovoltaica 79
Tabla 13	Resumen de validación de cálculos..... 79
Tabla 14	Capacidad de corriente según sección de conductor..... 82
Tabla 15	Costo de energía eléctrica por kW.h..... 85
Tabla 16	Consumo energético 86
Tabla 17	Producción energética 87
Tabla 18	Precio de los componentes fotovoltaicos. 87
Tabla 19	Inversión inicial total del sistema fotovoltaico 88
Tabla 20	Presupuesto de la instalación 88
Tabla 21	Análisis del flujo de caja neto 89
Tabla 22	Indicadores económicos 90



ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Tipos de radiación solar.....	27
Figura 2 Movimiento anual de la tierra respecto al sol.....	29
Figura 3 La trayectoria del sol en relación con la superficie a la Tierra.....	29
Figura 4 La Trayectoria del sol respecto a la superficie terrestre. Vista lateral.	30
Figura 5 Proceso del efecto fotovoltaico.....	31
Figura 6 Irradiación de un día soleado normal	32
Figura 7 Configuraciones Típicas de los SFVCR.....	35
Figura 8 Elementos de un Módulo Fotovoltaico.....	35
Figura 9 Curva característica de un módulo fotovoltaico	38
Figura 10 Inclinación óptima de un panel solar.....	41
Figura 11 Croquis de la ubicación de la Mz. B.	54
Figura 12 Gráfica del comportamiento de potencia por cada usuario	58
Figura 13 Gráfica del comportamiento de la potencia global.....	58
Figura 14 Equipo de medición (vatímetro digital) y software para registrar datos. ..	59
Figura 15 Gráfica de consumo energético global.	61
Figura 16 Inclinación y orientación óptima	65
Figura 17 Trayectoria del sol con respecto al lugar de instalación.....	66
Figura 18 Trayectoria del sol en coordenadas polares.	67
Figura 19 Interruptor de transferencia automática (ATS)	81
Figura 20 Cálculo de sección de conductores con diagrama unifilar	83
Figura 21 Esquema unifilar.....	84



ACRÓNIMOS

SFVA:	Sistema Fotovoltaico Aislado
SFVCR:	Sistema Fotovoltaico Conectado a Red
GFV:	Generador Fotovoltaico
UNAJ:	Universidad Nacional de Juliaca
NASA:	National Aeronautics and Space Administration
HSP:	Hora Solar Pico
CC:	Corriente Continua
CD:	Corriente Directa
CA:	Corriente Alterna
FV:	Fotovoltaico
VAN:	Valor Actual Neto
TIR:	Tasa Interna de Retorno
PRS:	Periodo de Retorno de la inversión
B/C:	Beneficio - Costo



RESUMEN

En el trabajo de investigación desarrollado se tuvo como objetivo diseñar un sistema fotovoltaico de autoconsumo instantáneo conectado a la red para analizar la influencia que causa sobre las facturas eléctricas de los 11 usuarios que conforman el conjunto residencial Mz. “B” de la Urb. Natividad del distrito de San Miguel, provincia de San Román. El enfoque de la investigación fue cuantitativo, de tipo descriptivo, explicativo y diseño no experimental. En la investigación, se realizó la revisión del historial de facturas eléctricas de los 11 usuarios obteniéndose así, un consumo promedio global de 354kW.h/mes y 4253kW.h/año. Luego, con el fin de dimensionar y diseñar el sistema fotovoltaico de autoconsumo conectado a la red, se utilizó el vatímetro digital para medir la potencia eléctrica en las horas solar pico obteniéndose una potencia promedio global de 0,58kW, para las cuales se seleccionó dos módulos con una potencia de 390Wp haciendo un total de 780Wp, un inversor de 900Wp y un Interruptor de transferencia automática. Como conclusión, para una irradiancia de 6,78 kWh/m² y un rendimiento de 0.81%, se determinó que el sistema tiene una potencia eléctrica de 0,63kW; lo cual produce un total de 4,28kW.h/día; 128,40kW.h/mes; 1540, 80kW.h/año y esta producción de energía eléctrica influye en las facturas eléctricas un 36.23% del consumo anual promedio facturado del conjunto residencial. Finalmente, los indicadores económicos del proyecto de tesis son: VAN=S/. -21406.37; TIR=-2.14%; PRS= mayor a 25 años y un B/C=0.87.

Palabras Claves: Facturación, Sistema fotovoltaico, Red eléctrica, Residencial.



ABSTRACT

The objective of the research work developed was to design a photovoltaic system of instantaneous self-consumption connected to the grid to analyze the influence it has on the electricity bills of the 11 users that make up the residential complex Mz. "B" of the Urb. Natividad of the district of San Miguel, province of San Román. The research approach was quantitative, descriptive, explanatory and non-experimental design. In the research, the review of the history of electric bills of the 11 users was carried out, obtaining an overall average consumption of 354kW.h/month and 4253kW.h/year. Then, in order to size and design the self-consumption photovoltaic system connected to the grid, a digital wattmeter was used to measure the electrical power during peak solar hours, obtaining an overall average power of 0.58kW, for which two modules with a power of 390Wp were selected for a total of 780Wp, a 900Wp inverter and an automatic transfer switch. As a conclusion, for an irradiance of 6.78 kWh/m² and a yield of 0.81%, it was determined that the system has an electrical power of 0.63kW; which produces a total of 4.28kW.h/day; 128.40kW.h/month; 1540.80kW.h/year and this production of electrical energy influences the electrical bills by 36.23% of the average annual consumption billed for the residential complex. Finally, the economic indicators of the thesis project are: NPV=S/. -21406.37; IRR=-2.14%; ROI= greater than 25 years and a B/C=0.87.

Keywords: Billing, Photovoltaic system, Grid, Residential.



CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

En la actualidad la producción de energías renovables ha venido desarrollándose a gran escala, esto debido a que los recursos energéticos de origen fósil (petróleo, carbón, gas natural), recursos no renovables, provocan impactos ambientales negativos como el aumento de CO₂ que se emite al medio ambiente, además, el aumento del costo de la energía convencional con el pasar de los años.

Las fuentes de energía solar fotovoltaica son una de las más potentes y disponibles del mundo, por otro lado, la producción de los módulos fotovoltaicos en los últimos años tuvo una considerable reducción de sus precios impulsando a varios países la incorporación de sistemas fotovoltaicos a la red de distribución. En el Perú aún no es posible el uso de sistema fotovoltaicos con inyección a red convencional, pero si es factible utilizar a la red convencional como respaldo de nuestro sistema fotovoltaico.

Bajo ese ámbito, la investigación desarrollada, permitirá el uso del recurso solar para el beneficio de un conjunto residencial de uso doméstico. El modelado será con un sistema fotovoltaico de autoconsumo instantáneo con conexión a la red, utilizando la red convencional como fuente de respaldo para las horas sin presencia solar.

1.1.1. Problema general

- ¿El sistema fotovoltaico de autoconsumo instantáneo conectado a la red tendrá una influencia en la facturación eléctrica del conjunto residencial?



1.1.2. Problemas específicos

- ¿Cuál es el diagnóstico situacional del consumo eléctrico del conjunto residencial?
- ¿El diseño del sistema fotovoltaico de autoconsumo instantáneo entregará la energía necesaria de acuerdo al consumo eléctrico?
- ¿Es viable económicamente la implementación de un sistema fotovoltaico de autoconsumo instantáneo conectado a la red para el conjunto residencial?

1.2. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1. Hipótesis general

- El diseño del sistema fotovoltaico de autoconsumo instantáneo conectado a la red influirá la facturación eléctrica del conjunto residencial de la Urb. Natividad del Distrito de San Miguel, Provincia de San Román.

1.2.2. Hipótesis específica

- El diseño del sistema fotovoltaico de autoconsumo instantáneo conectado a la red entregará la energía necesaria de acuerdo al consumo eléctrico.

1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.3.1. Objetivo general

- Diseñar el sistema fotovoltaico de autoconsumo instantáneo conectado a la red para determinar la influencia en la facturación eléctrica del



conjunto residencial de la Urb. Natividad del Distrito de San Miguel,
Provincia de San Román.

1.3.2. Objetivos específicos

- Elaborar el diagnóstico situacional del consumo eléctrico del conjunto residencial.
- Diseñar un sistema fotovoltaico de autoconsumo instantáneo conectado a red, a partir del diagnóstico situacional del consumo eléctrico.
- Elaborar el análisis económico del diseño del sistema fotovoltaico de autoconsumo instantáneo conectado a red para el conjunto residencial.

1.4. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

1.4.1. Justificación técnica

- El trabajo de investigación se justifica en la necesidad de reducir el alto costo por consumo eléctrico que se refleja en las facturas eléctricas, además se observó la influencia que causa la tecnología del sistema fotovoltaico conectado a la red, teniendo en cuenta los costos de operación y mantenimiento.

1.4.2. Justificación teórica

- El resultado de la investigación aportó un modelo de bases teóricas para la implementación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red, esto puede ser aplicado para los sectores residenciales de forma colectiva, compartida o conjunta.



1.4.3. Justificación metodológica

- Al ser de tipo descriptivo y explicativo, donde se realizará una descripción completa del diseño del sistema fotovoltaico y explicar los efectos que genera el sistema fotovoltaico en la facturación eléctrica del conjunto residencial. La investigación tiene un carácter híbrido, ya que además del proyecto no experimental se utilizará material bibliográfico y estudios de campo, ya que se brindarán soluciones a partir de la descripción del problema, sin someter dichas soluciones a ninguna prueba experimental.

1.4.4. Justificación práctica

- Este estudio sirve como modelo para su uso en edificios residenciales, grupos domésticos, oficinas, centros educativos, centros comerciales, supermercados, zonas industriales, etc. además, dichos campos de ampliación, requieren de suministro eléctrico para operar los distintos equipos eléctricos.



CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Galeano y Bacca (2020) en su investigación, el objetivo es proponer una solución técnica, económica y financiera para implementar un sistema fotovoltaico para ahorrar energía, esto se aplica al apartamento que consta de 336 apartamentos ubicados en 3 torres de 12 pisos, donde se determina el problema y se dan algunas soluciones alternativas, llegando a la solución de un sistema fotovoltaico conectado a la red y luego analizar el mercado a través de la información secundaria (demanda, proporcionará el ciclo de vida del producto) y primaria (análisis de la encuesta) de los materiales necesarios calculados para el diseño, el análisis que afectan el medio ambiente, los aspectos legales aplicados a esta iniciativa y costos de operación. La demanda de potencial cuantitativo se obtiene a través de los ingresos energéticos de una población, con un consumo mensual promedio de 5816 kW -H y un año 69795 kW -H, el consumo se calcula y utiliza el software PVSOL, se puede decir que diseño, diseño, diseño. , Diseño, proyecto, proyecto, proyecto, diseño, diseño, diseño, diseño, proyecto son técnicamente rentables, porque el consumo de energía según lo requiera el grupo de población de El Oasis puede ser reemplazado por completo por el proyecto puede ser financiado por préstamos bancarios o préstamos bancarios o de préstamos bancarios o préstamos o préstamos o de préstamos bancarios o de préstamos bancarios o de préstamos bancarios o de un recurso residencial complejo, recibiendo ganancias positivas durante aproximadamente 7 años.

Cantellano (2022) en su investigación: Análisis técnico – económico de comunidades energéticas mediante autoconsumo colectivo en Gipuzkoa, España. El objetivo principal de este trabajo es evaluar la factibilidad técnico – económica de



implementar una comunidad energética en la provincia de Gipuzkoa, mediante el mecanismo de compensación simplificado en régimen de autoconsumo colectivo, de acuerdo con la normativa española vigente (Real Decreto 244/2019). En este mecanismo, el autoconsumo se considera como una relación horaria entre producción y demanda, en caso de escasez se tomará energía de la red y en caso de excedente se podrá compensar al final mes en el recibo de la luz. Para ello, en primer lugar, se analizaron los diferentes perfiles de consumo real de distintos edificios, identificando dos tipos de comunidades en función del tipo de usuarios que las componen: edificios públicos (biblioteca, guardería) y edificios de uso mixto (apartamentos, biblioteca). Por otro lado, la producción de energía se evalúa utilizando diferentes tecnologías de generación de energía fotovoltaica, eólica e híbrida. Para cada uno de ellos se calculó la utilidad anual y se realizaron análisis económicos para confirmar su rentabilidad. Los resultados confirman que el mayor consumo energético por parte de los distintos usuarios se produce en los meses de verano, por lo que además de la fotovoltaica también se debe considerar el uso de la energía eólica. Por otro lado, se reconoce que la creación de comunidades energéticas en Gipuzkoa aporta beneficios económicos a quienes disponen de electricidad procedente de sistemas fotovoltaicos y, en caso de fallos, de instalaciones combinadas.

Quispe y Poccori (2021) en su tesis, el objetivo es llevar a cabo un estudio de un sistema fotovoltaico de autoconsumo con conexión a red eléctrica y su rendimiento de energía del Instituto Blue Ribbon, el sistema fotovoltaico con conexión de red (SFCR), con una capacidad de 27.30 kW, el tamaño de la carga se instala 75 533 kWh/día con una radiación solar de 3,472 kWh/m²/día, con hicieron pruebas con las siguientes características: en la versión del software DigSilent con sistema fotovoltaico conectado a red y no conectado a red, esta prueba de software mejora la función de carga del sistema y se detecta el cambio de sentido del flujo de potencia, lo que significa que existe



inyección de potencia a la red. Donde se puede ver una reducción de pérdidas en las líneas y transformadores, así como una reducción en su carga debido a que ELSE no necesita suministrar la energía por completo, permitiendo que la energía fluya hacia otras áreas que la necesiten. En esta simulación también se incluye la contribución de la corriente mínima de cortocircuito, en parte porque los paneles solares no pueden suministrar más energía de la que producen, es decir, su corriente de cortocircuito es muy cercana a la corriente nominal. Las instalaciones fotovoltaicas llevan incorporado un inversor para limitar esta corriente. En este tipo de generación es necesario proteger los inversores de corrientes perturbadoras de la red que podrían dañarlos. En relación a la inyección de corriente, existen prácticamente pequeños transitorios, que al cabo de unos milisegundos vuelven a ondas sinusoidales sin perturbaciones ni armónicos. Finalmente, los indicadores económicos del proyecto de tesis a una irradiación de diseño son muy favorables y muy rentable.

Mesones (2019) en su tesis, el objetivo es determinar el tamaño y la selección de un sistema fotovoltaico para garantizar una alta calidad de energía y al mismo tiempo reducir los costos de consumo de electricidad. De esta forma, se produce electricidad limpia a partir de recursos renovables como el sol, contribuyendo a la protección del medio ambiente al evitar el uso de combustibles fósiles. El procedimiento consiste en analizar la demanda energética del local haciendo uso de un analizador de redes, además de acceder a las cargas instaladas en el local, llegando así a una potencia de instalación de 9.6kW. Luego, se realiza el análisis del potencial fotovoltaico del área del sitio seleccionado basándose en datos de la base de datos atmosférico de la NASA. Para calcular la cantidad de energía que se añadirá al sistema de distribución local, el software PVSYST evalúa el potencial fotovoltaico de la instalación y el proyecto propuesto. Finalmente, para determinar la viabilidad económica del proyecto, se realizará un análisis



económico y presupuestario basado en criterios como el valor actual neto (VAN) de S/6362.75, la tasa interna de retorno (TIR) es del 16%. y periodo de recuperación (RP) 7 años.

Torres y Condori (2019) el objetivo de su proyecto de investigación es cuantificar la cantidad real de electricidad generada y suministrada a la red monofásica de 220V en el salón de administración de la UNAJ. Por lo tanto, el proyecto de investigación se basa en el análisis, evaluación técnica y económica de un sistema fotovoltaico de entrada a la red de 3 kW en el edificio administrativo de la Universidad Nacional de Juliaca, el cual está conectado a la instalación eléctrica del salón de administración de la UNAJ y cuenta con 12 paneles solares con una capacidad de 250 W y un inversor de 3 kW. Para estudiar el funcionamiento del sistema fotovoltaico se utilizó un método basado en la norma IEC 61724-1. Los resultados muestran que la potencia máxima generada por el conjunto de módulos fotovoltaicos es de 3180 W, la cantidad promedio de energía generada es de 430,25 kWh, la eficiencia general promedio es del 87% y se observa que el rendimiento del sistema fotovoltaico en las duras condiciones. de la ciudad de Juliaca es muy favorable, obteniendo un promedio mensual de 500kWh con un mínimo de 5.55 horas sol pico las cuales son aceptables. Finalmente, utilizando la inversión inicial del proyecto y parámetros económicos como VAN, TIR, PRS y C/B, se puede calcular el periodo de recuperación (PRS) que es de 11 años.

Chura (2020) en su tesis: Diseño, implementación y análisis económico de un sistema fotovoltaico conectado a la red (sfcrr) de 3 kw con inversor string analizado en las condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca. Este estudio investiga el diseño, implementación y evaluación económica de un sistema fotovoltaico con inversor string (SFCR) conectado a la red en el contexto geográfico y climático de Juliaca. Esto se realizó como parte de un proyecto de investigación aplicada y desarrollo de



tecnología que recibió financiamiento concursable de FONDECYT-Banco Mundial, bajo el contrato número 180-2018-FONDECYT-BM-IADT-AV con nombre: “Diseño y Validación de la Operación y Monitoreo de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFCRs) en Condiciones Extremas del Altiplano sobre 3800 msnm”. El Instituto de Investigación en Energías Renovables y Eficiencia Energética, Ayabacas - UNAJ, tiene instalado el SFCR en su techo. El SFCR cuenta con 12 módulos fotovoltaicos policristalinos de 270 W, que generan un total de 3240W a partir de un generador fotovoltaico inversor de cadena de 3 kW. El diseño, la disposición del sistema de vía única, el análisis energético del sitio y el modelado de sombras se desarrollan teniendo en cuenta las condiciones geográficas y climáticas de la zona. Calculada tras la instalación, la energía producida es de 6142,56 kWh/año y el coeficiente de rendimiento (PR) es del 85,5%. Finalmente, se realiza un análisis económico del sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) con base en los indicadores económicos NPV, TIR, PRS y B/C; es el resultado de S/. 19985,29, 16%, 10 años y 1,76 respectivamente, haciendo económicamente viable el proyecto.

2.2. MARCO TEÓRICO

2.2.1. Facturación eléctrica

Es el proceso de cobro por el servicio de energía eléctrica, la cual lo realiza su distribuidora de energía eléctrica. El monto a cobrar se determina a partir de la cantidad de energía eléctrica consumida durante un periodo de tiempo y la tarifa eléctrica. Además de otros cargos de facturación que se detallan en el recibo de facturación eléctrica (Ministerio de Energía y Minas - MINEM, 2011).



2.2.1.1. Empresa distribuidora de energía eléctrica

En la región de Puno, el único distribuidor de energía eléctrica es la empresa regional de servicio público de electricidad - Electro Puno S.A.A.

Electro Puno S.A.A, desempeña el rol de brindar el servicio eléctrico a los clientes actuales y potenciales en su área de concesión dentro de la región de Puno, asegurando la efectividad en la distribución y comercialización de acuerdo a los criterios de eficiencia económica, capacidad financiera, calidad y confiabilidad del servicio. para satisfacer las necesidades actuales y futuras de los clientes, así como políticas de precios competitivas (Electro Puno S.A.A. 2023).

2.2.1.2. Sectores típicos

Los sectores típicos, es la clasificación de grupos de clientes según disposición geográfica y densidad de carga. A través de la Resolución Directoral N° 292-2017-MEM-DGE aprobó los sectores de distribución típicos, de acuerdo con lo siguiente:

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



2.2.1.3. Opción tarifaria BT5B – Residencial

La opción tarifaria BT5b es la clasificación tarifaria para el consumo doméstico, los clientes que tienen acceso a esta opción tarifaria su demanda máxima mensual es hasta los 20kW en horas punta y 50kW en horas fuera de punta. En esta opción tarifaria se considera el registro del mes y se multiplica por el costo unitario de kW.h (Ministerio de Energía y Minas - MINEM, 2011).

- Opción tarifaria
 - BT5B
- Sistema de Medición
 - Medición de 1 energía activa (1F)
- Parámetro de medición
 - Energía total del mes (kW.h)
- Cargos de factura
 - Cargo fijo mensual
 - Cargo por energía activa

2.2.2. Sistema fotovoltaico

Los sistemas fotovoltaicos se centran en convertir directamente la radiación solar en electricidad. Esta conversión se realiza mediante células solares, la cual es el principal dispositivo que crea el efecto fotovoltaico. La energía fotovoltaica está diseñada para muchas aplicaciones que necesitan generar electricidad para satisfacer las necesidades energéticas de personas sin acceso a la red (sistemas fotovoltaicos aislados) o para generar energía para la red (sistemas aislados de conexión a la red) (Figueredo et al., 2022).

2.2.2.1. Energía solar

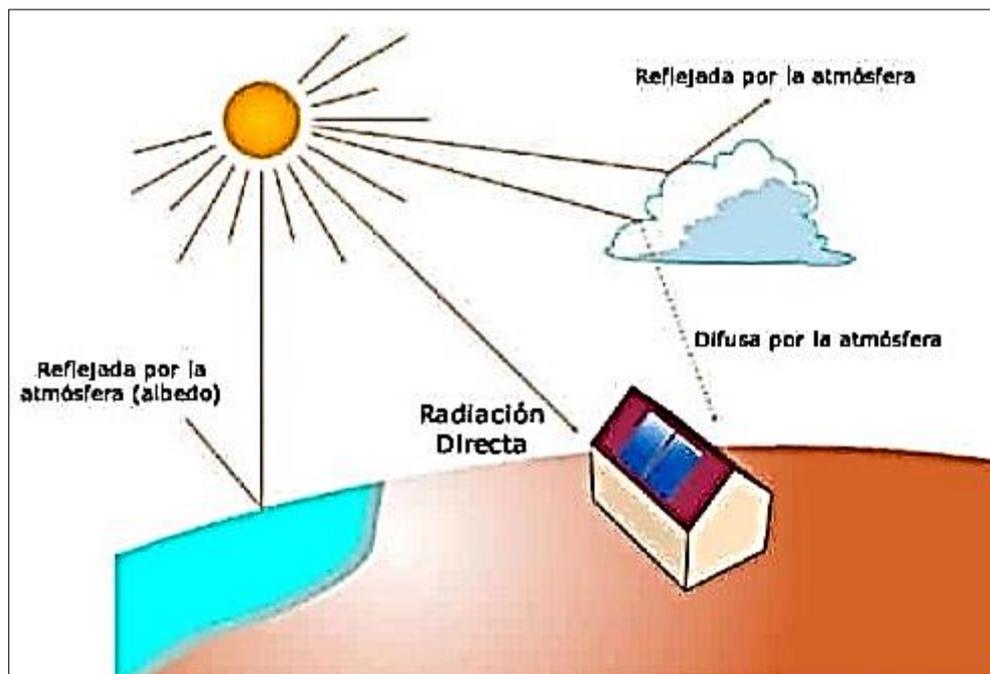
La energía solar es una forma de energía renovable creada mediante la captura de la radiación electromagnética emitida por el sol. Esta forma de energía se aprovecha de forma pasiva por medio de elementos arquitectónicos bioclimáticos relacionados con el sol; y también se puede aprovechar de forma activa con dispositivos para captar la radiación como son los paneles y colectores solares térmicos (Osinergmin, 2019).

2.2.2.2. Radiación solar

Se entiende que el calor puede viajar por el espacio a la velocidad de la luz, esto en forma de ondas electromagnéticas; esta transmisión de calor se le conoce como la radiación. De esta forma se transmite la luz de una lámpara incandescente junto a su calor sensible o infrarrojo (Serrano, 1991).

Figura 1

Tipos de radiación solar



Fuente: <https://acortar.link/zeMYcx>



Según Valdiviezo (2014) en su tesis de investigación indica que existen tres tipos de radiación solar:

- **Directa:** Es la que emite el sol, sin desviar su paso por la atmósfera.
- **Difusa:** Es la que llega con interferencias de la difusión y reflexión en la atmósfera.
- **Albedo:** Esto es lo que se crea por los reflejos del suelo u otras superficies cercanas, puede ser directo o difuso.

Con fines de diseño, se deben definir los siguientes conceptos.

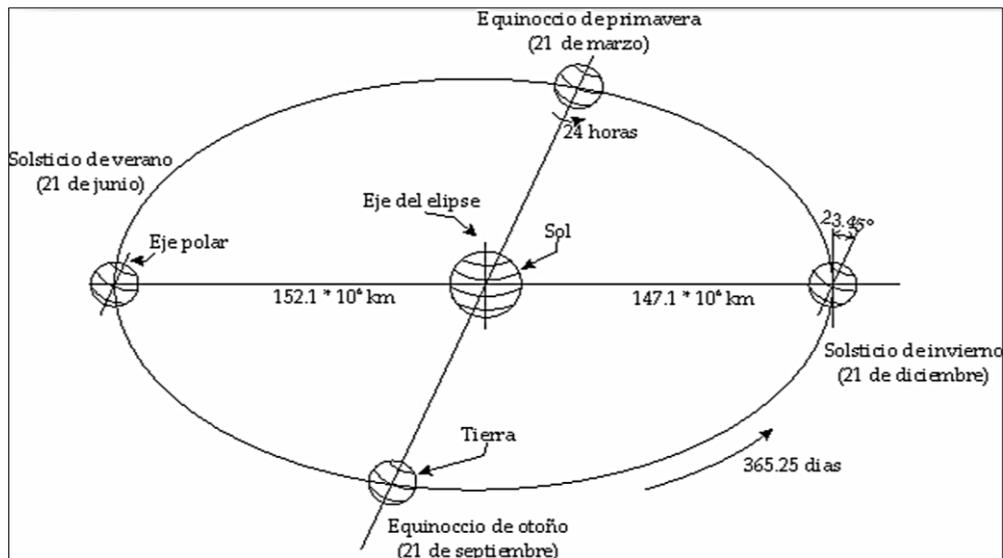
- **Irradiancia (G):** La energía solar se mide por la radiación que incide sobre la superficie en un momento determinado (W/m^2).
- **Irradiación (H):** Magnitud que mide la cantidad de energía que llega sobre una superficie, radiación incidente sobre una superficie durante un periodo de tiempo (Wh/m^2) (Quero, 2011)-

2.2.2.3. Geometría solar

Es necesario determinar la posición del sol en el cielo en el transcurso del día y del año, para ello se entiende que la tierra se mueve alrededor del sol en una órbita en forma elíptica, la tierra gira sobre su propio eje durante 24h aproximadamente, y tiene una inclinación de $23^{\circ}27.14 \text{ min}$ (23.45°) en el plano de la elíptica de la tierra y del ecuador del sol (Bravo, 2012).

Figura 2

Movimiento anual de la tierra respecto al sol



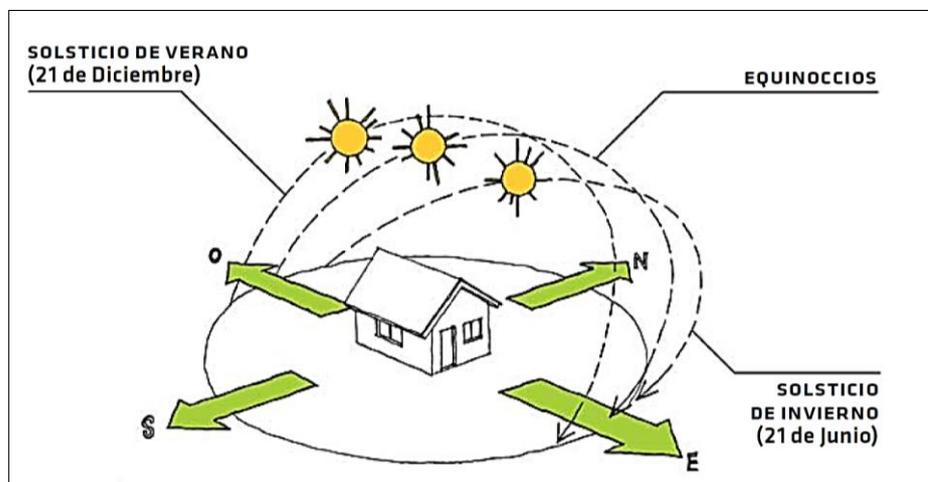
Fuente: (Bravo, 2012)

2.2.2.4. Recorrido solar

Se define como el recorrido solar a la trayectoria del sol respecto al eje de rotación que posee la tierra, además de ser la responsable de las estaciones del año y por su puesto de los diferentes ángulos de radiación solar (Marín & Quintero, 2017).

Figura 3

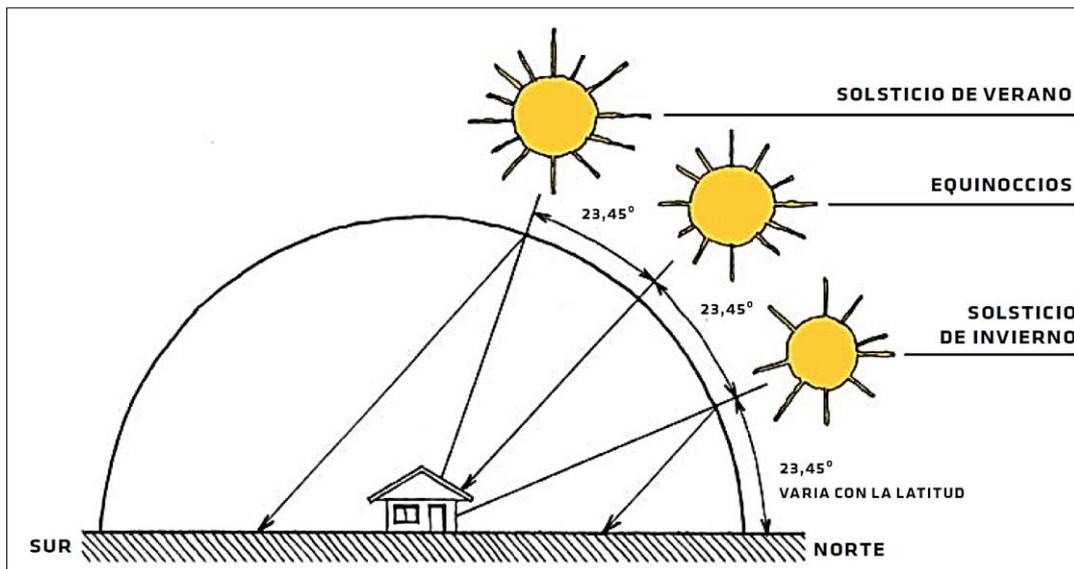
La trayectoria del sol en relación con la superficie a la Tierra.



Fuente: (Bustamante, 2009)

Figura 4

La Trayectoria del sol respecto a la superficie terrestre. Vista lateral.



Fuente: (Bustamante, 2009)

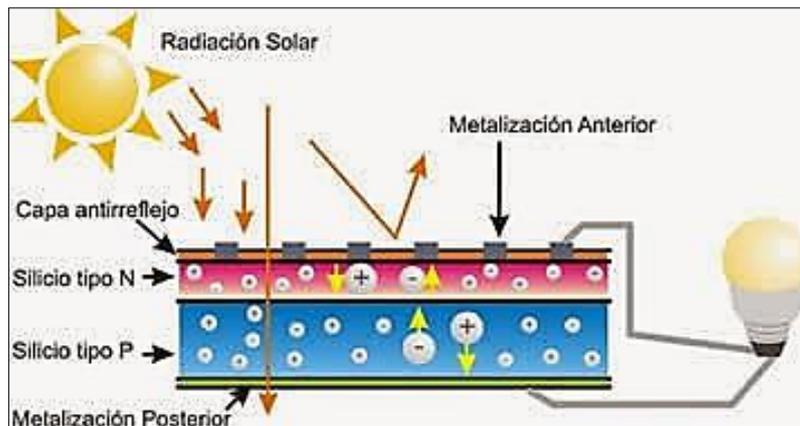
2.2.2.5. Efecto fotovoltaico

La conversión directa de energía solar a en electricidad se obtiene mediante la utilización de dispositivos electrónicos, denominados celdas solares o fotovoltaicos (FV), que hacen un proceso físico denominado efecto fotovoltaico, descubierto por el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel (1820-1891) en 1839 (Laborde & Williams, 2016).

El efecto fotovoltaico produce corriente eléctrica continua gracias a esos electrones liberados mediante el efecto fotoeléctrico. Los elementos semiconductores tienen algunas características de los materiales conductores y otras de los aislantes para producir el efecto fotovoltaico son las 12 celdas fotovoltaicas que tienen un comportamiento como un diodo semiconductor P y N (unión PN) (Nuñez, 2022).

Figura 5

Proceso del efecto fotovoltaico



Fuente: <https://eliseosebastian.com/efecto-fotovoltaico-en-un-panel-solar/>

2.2.2.6. Célula fotovoltaica

Es un dispositivo encargado de convertir la radiación solar en electricidad. Este efecto ocurre en sólidos, líquidos y gases; Actualmente, la mayor eficiencia se logra con sólidos. Las células solares están hechas de materiales semiconductores como el silicio, el arseniuro de galio, el telururo de cadmio o el diseleniuro de indio y cobre. Estos semiconductores se utilizan porque sus átomos son sensibles a la energía de los fotones de la radiación solar incidente, que tienen longitudes de onda de 0,35 a 3 micrómetros. A nivel mundial, la mayoría de las células producidas están hechas de silicio. Las células que más se utilizan son las de silicio monocristalino, silicio policristalino y las de silicio amorfo (Rodríguez, 2013).

2.2.2.7. Módulo fotovoltaico

Las características eléctricas de una célula no son suficientes para alimentar cargas típicas. Para proporcionar voltaje y corriente adecuados, deben conectarse en serie y en paralelo. Un módulo fotovoltaico es un conjunto de

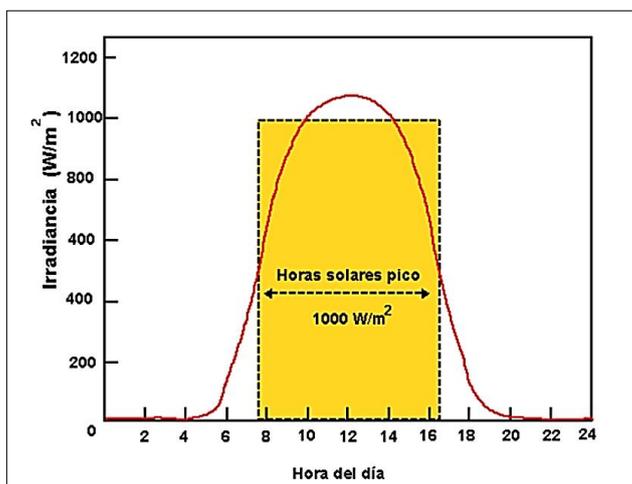
células protegidas físicamente de la intemperie y aisladas eléctricamente del exterior, lo que confiere rigidez mecánica al conjunto (Perpiñan, 2023).

2.2.2.8. Hora sol pico (HSP)

El origen de la hora solar pico (HSP) se comprende desde el momento que la radiación solar cae sobre la superficie terrestre en un día cualquiera, hasta la ausencia de la radiación solar sobre la superficie terrestre; cuyo comportamiento se muestra en el área bajo la curva azul de la figura (6) (Figueredo et al., 2022).

Figura 6

Irradiación de un día soleado normal



Fuente:(Pérez et al., 2017)

El cálculo de las horas solar pico es muy importante para dimensionar los sistemas fotovoltaicos y evaluar económicamente la viabilidad de un proyecto fotovoltaico. Para ello se expresa de la siguiente ecuación (1) (Pérez et al., 2017).

$$HSP = \frac{\text{Irradiación (KWh/m}^2\text{)}}{\text{Irradiancia (KW/m}^2\text{)}} \quad \text{Ecuación N}^\circ (1)$$



2.2.3. Clasificación de sistemas fotovoltaicos

Según Figueredo et al. (2022) los sistemas fotovoltaicos lo clasifican según si está conectado o no a la red de distribución:

- Sistemas fotovoltaicos autónomos o aislados (SFVA)
- Sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFVCR)

2.2.3.1. Sistemas autónomos o aislados (SFVA)

Este tipo de sistemas fotovoltaicos son aquellos que produce energía limpia sin la necesidad de conectarse al servicio eléctrico público, por ende, requieren el uso de baterías para almacenar el exceso de energía durante el día y utilizar lo almacenado por la noche o en días nublados (Díaz & Carmona, 2018).

2.2.3.2. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFVCR)

Los sistemas fotovoltaicos con conexión a la red eléctrica tienen la función de producir energía eléctrica que es inyectada íntegramente en la red convencional y que estas normalmente no necesitan incorporar equipos de acumulación de energía, puesto que no tienen que atender ninguna demanda directa de consumo, en general el SFVCR se compone del generador fotovoltaico, un inversor DC/AC y un conjunto de protecciones eléctricas (Quispe & Poccori, 2021).

- Autoconsumo instantáneo: Sistemas que pueden funcionar independientemente, a la vez utilizar parte de la energía eléctrica convencional cuando exista poca u ausencia total de la radiación solar o cuando la demanda energética sea alta.



La producción de energía eléctrica de los sistemas fotovoltaicos se consume en el instante y no inyecta parte de la energía a la red convencional, esto se controla por medio de dispositivos electrónicos (Mesones, 2019).

- Autoconsumo instantáneo con acumulación: El sistema es similar al anterior, con la diferencia de contar acumulador eléctrico por medio de las baterías. Son llamados también sistemas fotovoltaicos semi aislados o sistemas asistidos, ya que posee como fuente auxiliar a la propia red convencional.

Esta clase de sistemas son costosos debido al acumulador eléctrico, pero tiene la ventaja de contratar una potencia menor, lo que disminuirá la tarifa cobrada por la empresa suministradora de energía eléctrica (Mesones, 2019).

- Autoconsumo sin limitación de carga: Sistema fotovoltaico parecido al autoconsumo instantáneo con la diferencia de que, si se puede inyectar parte de la energía eléctrica a la red convencional, creando la posibilidad de generar bonificaciones económicas por parte de la empresa suministradora de energía eléctrica. Para lograr el funcionamiento de estos sistemas se requieren dispositivos únicamente dedicados a activar y desactivar la inyección de energía sobrante a la red convencional (Mesones, 2019).

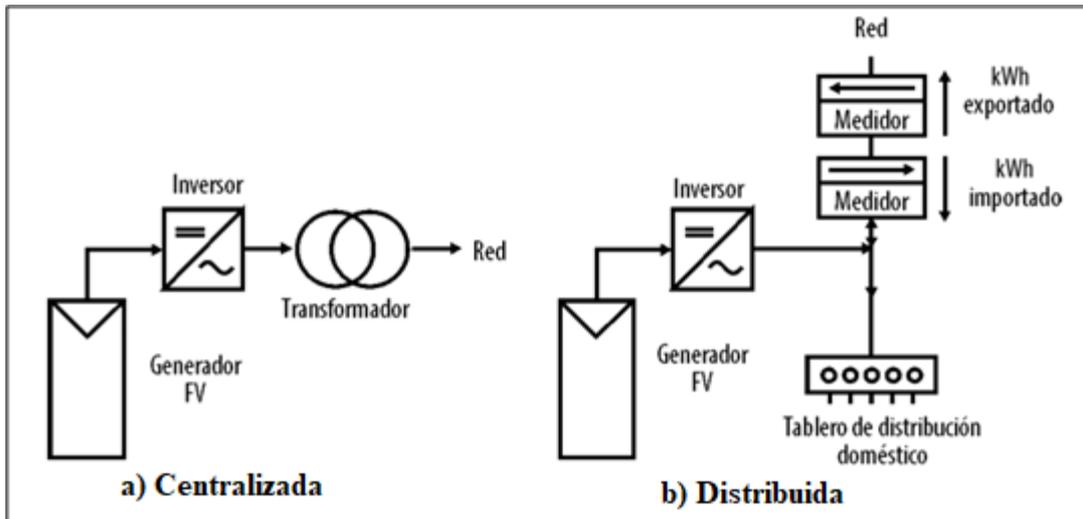
2.2.4. Componentes de un sistema fotovoltaico conectado a red (SFVCR)

Los componentes varían según sea el tipo de sistema fotovoltaico, existen dos configuraciones típicas de SFVCR, las que operan centralizadamente en parques fotovoltaicos y las que operan en generación distribuida (Figueredo et al., 2022).

En la figura (7) se puede apreciar las dos configuraciones típicas de un sistema fotovoltaico conectado a red (SFVCR).

Figura 7

Configuraciones Típicas de los SFVCR



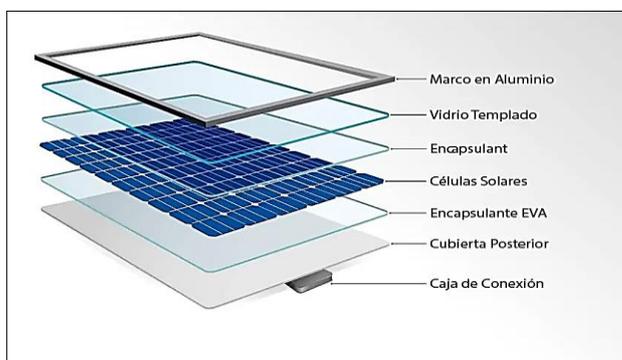
Fuente: (Figueredo et al., 2022)

2.2.4.1. Módulo fotovoltaico

Un módulo fotovoltaico es un conjunto de células fotovoltaicas protegidas físicamente de la intemperie y aisladas eléctricamente del exterior, lo que confiere rigidez mecánica al conjunto (Perpiñan, 2023).

Figura 8

Elementos de un Módulo Fotovoltaico



Fuente: <https://acortar.link/dm7mft>



Elementos que forman un módulo fotovoltaico:

- **Cubierta frontal:** Las células fotovoltaicas están diseñadas para capturar eficazmente la radiación solar utilizando vidrio templado, normalmente de 3 a 4 mm de espesor, que es resistente a la intemperie y a los impactos. El cristal también está recubierto con una capa antirreflejante, lo que ayuda a evitar que se acumule polvo y suciedad en la superficie, aunque esto no siempre sucede. Además de proteger contra la radiación solar, la superficie rugosa interna también asegura una unión eficaz con el sellador celular.
- **Encapsulante:** La mayoría de los módulos están fabricados íntegramente de acetato de etilvinilo (EVA). Para proteger las células de la humedad se utilizan productos fabricados a base de silicio, que son impermeables a la radiación solar y tienen un revestimiento duradero. Esto se logra a través de su transparencia. Al igual que la visera frontal, facilita la transmisión de la energía solar. El dispositivo también ofrece opciones de montaje, incluida la protección delantera y trasera.
- **Cubierta posterior:** El adhesivo utilizado es poliéster o fluoruro de polivinilo (PVF), también conocido en la industria como TEDLAR. El módulo está protegido contra la humedad y otras influencias atmosféricas y está aislado mediante la cubierta frontal. Debido a su opacidad, este material suele ser blanco y se utiliza para reflejar la luz solar de regreso a la celda, reflejando la luz que no se utiliza.
- **Marco:** La mayoría de los fabricantes utilizan aluminio anodizado o acero inoxidable para toda la carcasa del módulo. Proporciona rigidez y resistencia mecánica del módulo y sistema de montaje. Puede incluir una

conexión a tierra. Nunca se debe permitir el procesamiento mecánico (conformación o pulido), ya que las vibraciones pueden provocar la rotura del parabrisas.

- **Conexiones:** Deben ser accesibles, generalmente ubicados en la parte posterior del módulo, generalmente una caja con protección recomendada contra polvo y agua, grado de protección recomendado IP-65, fabricada en plástico y resistente a altas temperaturas, en su interior se encuentran los terminales positivos y negativos del módulo y diodos de derivación (diodos de derivación). El uso de prensaestopas para la gestión de cables proporciona protección contra el polvo y el agua.
- **Células:** Las celdas de un módulo fotovoltaico están conectadas mediante tiras metálicas soldadas o incrustadas en la red de conexión eléctrica ubicada en el frente de cada celda. La relación entre celdas se logra conectando las redes de la superficie frontal (menos) de una celda con la superficie posterior (positiva) de la siguiente celda.

Curva característica del módulo fotovoltaico:

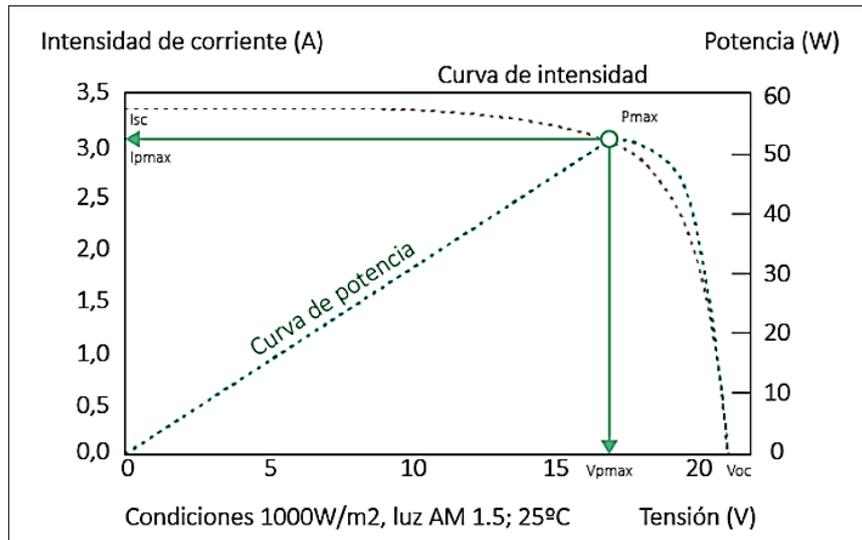
Los módulos fotovoltaicos poseen la curva características que refleja el comportamiento de trabajo en condiciones ambientales determinadas, la curva de intensidad-voltaje (I-V) y potencia-voltaje (P-V) véase figura (9).

Los módulos fotovoltaicos poseen la curva características llamados curva de intensidad-voltaje (I-V) y curva de potencia-voltaje (P-V). Esto refleja el comportamiento de trabajo del módulo en condiciones ambientales determinadas de STC (Standard Test Condition). (Quispe & Poccori, 2021).

En la siguiente figura (9) se observa ambas curvas, la curva de intensidad (línea discontinua de color rojo) y la curva de potencia (línea discontinua de color azul).

Figura 9

Curva característica de un módulo fotovoltaico



Fuente: AUTOSOLAR <https://acortar.link/YRtIUb>

Tipos de módulos fotovoltaicos:

Según Villanueva (2010) indica que en el mercado en su mayoría existe las células fotovoltaicas de cristal de silicio. Este material tiene dos configuraciones básicas: silicio monocristalino y silicio policristalino.

- **Silicio monocristalino:** Los módulos construidos con cristal monocristalino tienen un buen rendimiento y el costo es elevado. Este tipo de módulo fotovoltaico se ve más atractivo para diversas aplicaciones debido al rendimiento que tiene dicho material. El proceso de producción comienza refinando el silicio, fundiéndolo y cristalizándolo en lingotes, y luego cortando muy finamente los lingotes resultantes en células monocristalinas.

- **Silicio policristalino:** Este tipo de módulos tienen un menor rendimiento y menor costo respecto a los módulos monocristalinos. El proceso de fabricación comienza fundiendo un bloque de silicio en bruto sin eliminar impurezas y luego vertiéndolo en un molde cuadrado. El resultado es que todas las baldosas son perfectamente cuadradas, pero contienen impurezas.
- **Silicio amorfo:** Los módulos de este tipo son menos costosos y rinden menos que los de silicio policristalino. EL proceso de fabricación es el más económico, consiste en depositar una película muy delgada de silicio sobre superficies de vidrio o metal, también son fabricadas con otros materiales, tales como seleniuro de cobre e indio, telurio de cadmio, arseniuro de galio (García, 2017).

Tabla 1

Diferencias de los tipos de módulos fotovoltaicos

Tipo de paneles	Rendimiento de laboratorio	Rendimiento directo	Características	Fabricación
MONOCRISTALINO	24%	15-18%	Es el típico azul homogéneo con conexión de células individuales.	Se fabrica a partir de silicio puro dopado con boro.
POLICRISTALINO	19-20%	12-14%	La superficie tiene una estructura cristalina y contiene varias tonalidades de azul.	Similar al monocristalino, pero con menos caras de cristalización.
AMORFO	16%	<10%	Tiene un color uniforme (marrón), pero no hay conexiones visibles entre las células.	Tiene la ventaja de depositarse en finas láminas sobre un sustrato como el vidrio o el plástico.

Fuente: (Díaz & Carmona, 2018)



Cálculo de número de módulos fotovoltaicos:

Para calcular el número de módulos necesarios para una instalación fotovoltaica se tiene la ecuación (2).

$$N^{\circ}\text{módulos} = \frac{E}{N_{\text{sistemas}} \times P_{\text{módulo}} \times \text{HSP}} \quad \text{Ecuación N}^{\circ} (2)$$

Donde:

E : Energía demandada (KWh/día)

HSP : Hora solar pico (h)

$P_{\text{módulo}}$: Potencia pico del módulo (Wp)

N_{sistema} : Eficiencia (%)

Orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos:

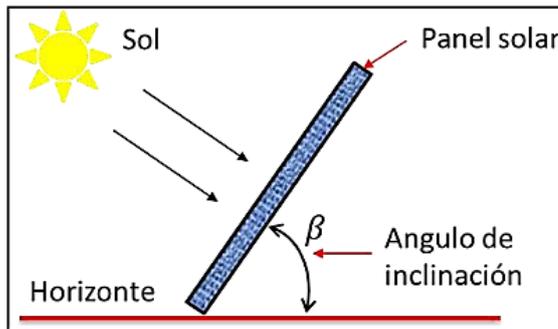
Un panel fotovoltaico puede generar electricidad incluso en un día nublado cuando solo entra luz solar dispersa, pero la condición para una producción eléctrica óptima es captar la mayor cantidad de luz solar directa posible, por lo tanto, al instalar paneles o grupos solares, es necesario orientarlos lo mejor posible hacia el sol para aprovechar al máximo la luz solar directa, siendo la mejor orientación para los paneles solares ubicados en el hemisferio norte mirando hacia el sur y los paneles solares ubicados en el hemisferio sur mirando hacia el norte (García, 2017).

Para determinar el ángulo de inclinación (β) de un módulo fotovoltaico, es necesario conocer la latitud del lugar donde se va a instalar el módulo fotovoltaico,

una vez obtenido el valor de la latitud se debe considerar la ecuación (3), para finalmente obtener el valor (β) (Garayar, 2022).

Figura 10

Inclinación óptima de un panel solar



Fuente: (Quispe & Huayna, 2023)

La ecuación (3) se utiliza para determinar la inclinación de los módulos fotovoltaicos.

$$\beta^{\circ} = 3.7^{\circ} + 0.69 * |Lat| \quad \text{Ecuación N}^{\circ} (3)$$

Donde:

β° : Inclinación óptima

Lat : Latitud en coordenadas geográficas

2.2.4.2. Inversor

Un inversor fotovoltaico es un dispositivo electrónico que permite inyectar la electricidad generada a la red eléctrica comercial. Su función principal es convertir la corriente continua generada por el generador fotovoltaico en corriente alterna con características determinadas por la red: tensión efectiva 220 V y frecuencia 60 Hz (Cornejo, 2013).



El requisito básico de los inversores es una alta eficiencia independientemente del tamaño de la señal de entrada, porque la potencia transmitida depende de la radiación recibida por los módulos, que varía significativamente durante el día. Por ello, es fundamental que los inversores tengan un bajo consumo en vacío y estén bien adaptados a la carga a alimentar, para que trabajen en condiciones de alta eficiencia la mayor parte del tiempo (Díaz & Carmona, 2018).

Los principales parámetros a considerar a la hora de elegir un inversor son:

- **Tensión nominal (V).** Tensión que debe entregarse a los bornes de entrada del inversor.
- **Potencia nominal (VA).** Potencia que entrega el inversor de forma continuada.
- **Potencia activa (W).** Potencia real que entrega el inversor considerando el desfase entre tensión y corriente.
- **Capacidad de sobrecarga.** Capacidad del inversor para suministrar una potencia superior a la nominal y tiempo que puede mantener esa situación.
- **Factor de potencia.** Relación entre potencia activa y potencia aparente a la salida del inversor. En el caso ideal, donde no se producen pérdidas por corriente reactiva, su valor máximo es 1, es decir, estas condiciones son inmejorables para el suministro de corriente del inversor.
- **Eficiencia o rendimiento.** Relación entre potencia de salida y potencia de entrada del inversor.



- **Autoconsumo.** Este es el porcentaje de energía que consume el inversor en comparación con su potencia de salida nominal.
- **Armónicos.** Los armónicos ideales son frecuencias de onda que son múltiplos de la frecuencia fundamental. Tenga en cuenta que la potencia activa se genera únicamente a la frecuencia fundamental.
- **Distorsión armónica.** La Distorsión Armónica Total o THD (Distorsión Armónica Total) es un parámetro que representa el porcentaje de armónicos en la forma de onda del voltaje de salida del inversor.
- **Rizado de corriente.** El pequeño cambio en el valor de una forma de onda de CA cuando una señal se rectifica o invierte de CC a CA. A continuación, se analizan los parámetros característicos de los inversores fotovoltaicos para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.

2.2.4.3. Interruptor automático de transferencia de carga

En caso de falla de la red principal, se utiliza un interruptor de transferencia para transferir la carga entre la red principal y una red secundaria, que puede ser de tipo solar, otra red o un generador (Sánchez, 2021).

Un interruptor de transferencia automática (ATS) es una parte importante de los sistemas eléctricos porque permite que las fuentes de energía funcionen sin problemas durante un apagón o una interrupción del suministro principal de energía. Es diseñado para transferir automáticamente y de manera rápida la carga desde la fuente de energía principal a un generador de respaldo o una fuente alternativa de energía, asegurando un suministro ininterrumpido de energía a los sistemas y equipos críticos (Braggs & Hayes, s.f.).



2.2.4.4. Bloque de cableado

Incluye todo el cableado de la instalación. Su importancia radica en que su correcta selección puede reducir significativamente las pérdidas de energía en el sistema.

Por lo tanto, un concepto importante a considerar es que se producirá una caída de voltaje tanto en la parte de CC como en la de CA del circuito. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5% y los de la parte de CA para que la caída de tensión sea inferior al 2% teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a las cajas de conexiones (Cornejo, 2013).

2.2.5. Análisis financiero

El análisis financiero incluye comprobar si la instalación propuesta es lo suficientemente rentable como para emprenderla. A través de este análisis financiero, habrá muchas variables importantes diferentes para ver si es una buena inversión o no (Perpiñan, 2023).

2.2.5.1. Valor actual neto (VAN)

El valor presente neto de un proyecto es el valor presente/valor presente de los flujos de efectivo netos de la propuesta, siendo los flujos de efectivo netos la diferencia entre los ingresos recurrentes y los costos recurrentes. Para actualizar estos flujos netos se utiliza una tasa de descuento denominada tasa esperada o de opción/oportunidad, que mide el retorno mínimo requerido por el proyecto para pagar la inversión, cubrir los costos y obtener los beneficios (Mete, 2014).



$$VAN = -I + \sum_{i=1}^n \frac{Q_n}{(1+r)^n} \quad \text{Ecuación N}^\circ (4)$$

Donde:

Q_n : Flujo de caja

I : Inversión inicial

N : Número de periodos considerados

R : Taza de descuento utilizado para descontar los
flujos de efectivo

Criterio de aceptación:

- Si $VPN > 0$, el proyecto es rentable.
- Si $VPN = 0$, el proyecto no es beneficioso.
- Si $VPN < 0$, el proyecto no es rentable.

2.2.5.2. Tasa interna de retorno (TIR)

La TIR está definida como la tasa de interés con la cual el valor actual neto o valor presente neto (VAN) de una inversión sea igual a cero ($VAN = 0$); Recordemos que el VAN es calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente (valor actual), aplicando una tasa de descuento (Mete, 2014). Tal como se indica en la ecuación (5)

$$VAN = -I + \sum_{i=1}^n \frac{Q_n}{(1+r)^n} \quad \text{Ecuación N}^\circ (5)$$



Donde:

r : TIR, representa la rentabilidad comparada con el margen mínimo de beneficio.

Criterio de aceptación:

- Si $TIR > 1$, el proyecto es viable.
- Si $TIR = 1$, el proyecto apenas cubrirá la inversión.
- Si $TIR < 1$, el proyecto no es viable genera pérdidas.

2.2.5.3. Periodo de retorno de la inversión (PRS)

Según Chávez et al. (2020), indica que el PRS es el número de años necesarios para recuperar la inversión total, tal y como determina la ecuación (6).

$$PRS = a + \frac{I_0 - b}{F_t} \quad \text{Ecuación N}^\circ (6)$$

Donde:

a : Es el número de periodos directamente anteriores a la recuperación de la inversión inicial.

I_0 : Es la inversión inicial del proyecto.

b : Es el total de flujo hasta el final del periodo a .

F_t : Es el importe del flujo de caja del año en que se recupera la inversión.



2.2.5.4. Relación Beneficio/Costo (B/C)

Para evaluar la viabilidad de un proyecto o inversión se procede a utilizar la siguiente ecuación (7) donde se representa la relación de costo beneficio.

$$B/C = \frac{VAI}{VAC} \quad \text{Ecuación N}^\circ (7)$$

Donde:

B/C : Representa el costo-beneficio.

VAI : Valor actual neto de los ingresos netos totales o beneficios netos.

VAC : Valor actual de los costos de inversión.



CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. LUGAR DE ESTUDIO

El estudio se realizó en la Urb. Natividad Mz. B ubicado en el distrito de San Miguel, provincia de San Román, región Puno. Con las coordenadas UTM 380335,20m E 8290248,34m S, zona 19L, altitud 3829 metros sobre el nivel del mar.

3.2. POBLACIÓN

En la investigación se tuvo como muestra de estudio los suministros de energía eléctrica de la Urbanización Natividad Mz. B.

3.3. MUESTRA

En la investigación se tuvo como muestra la potencia consumida de los usuarios de la población de estudio.

3.4. VARIABLES

3.4.1. Variable Independiente

Sistema fotovoltaico

3.4.2. Variable dependiente

Facturación eléctrica

3.5. OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

Tabla 2

Operacionalización de variables

Tipo de variable	Dimensiones	Indicador	Escala
sistema fotovoltaico (variable independiente)	Diseño del sistema fotovoltaico	Selección de potencia de paneles	ORDINAL
		Selección del inversor	ORDINAL
	Análisis económico	indicadores económicos	ORDINAL
Facturación eléctrica (variable dependiente)	Consumo eléctrico	Kilovatio hora (kW.h)	RAZÓN

Elaboración propia

3.6. CARACTERÍSTICAS METODOLÓGICAS

3.6.1. Enfoque de investigación

El enfoque utilizado en esta investigación es cuantitativo, porque utilizará la recolección de datos, la medición numérica (Hernández et al., 2014), lo que permitirá el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a red para luego analizar la causa y efecto en las facturaciones del conjunto residencial.

3.6.2. Tipo de investigación

- **Descriptivo:** Dado que nuestro objetivo es diseñar un sistema fotovoltaicas de consumo instantáneo conectado a red en función del consumo eléctrico, fue necesario recopilar datos y documentos históricos y consultar fuentes de información como: Electro Puno S.A.A. Páginas



web, tesis, catálogos, libros, proyectos, etc. y otras informaciones relacionadas con el tema

Descriptivo, porque describe cualitativa y cuantitativamente las características fundamentales de los fenómenos, ayudando a determinar el comportamiento de la población investigada (Muñoz, 2015).

- **Explicativo:** Explica el comportamiento de causa-efecto de la implementación del diseño del sistema y su influencia en la facturación eléctrica del conjunto residencial.

La investigación explicativa va más allá de describir conceptos o establecer conexiones entre conceptos; Esto significa que tienen como objetivo abordar las causas de eventos y fenómenos físicos o sociales. Se centra en explicar porque ocurre un fenómeno y en qué condiciones se manifiesta, o porque se relacionan dos o más variables (Hernández et al., 2006).

3.6.3. Diseño de investigación

El diseño de la investigación es no experimental debido a que la investigación se realiza sin la manipulación deliberada de variables y en los que sólo se observan los fenómenos en su ambiente natural para después analizarlos (Hernández et al., 2010).

Por otro lado, se le llama campo porque se recolecta información en el ambiente por lo que el propósito de este estudio es principalmente medir la eficiencia económica y luego el efecto eléctrico que surge al utilizar esta tecnología como en muchos efectos existentes. Soluciones para un uso razonable de las fuentes de energía solar fotovoltaica.



3.7. RECOLECCIÓN DE DATOS

3.7.1. Para el diseño del sistema fotovoltaico

3.7.1.1. Técnica e instrumentación

En el diseño del sistema fotovoltaico de autoconsumo instantáneo conectado a la red se recurrió a la recopilación bibliográfica y se desarrolló en gabinete.

Como instrumentos se utilizó, una laptop con acceso a internet, software Google Earth, Excel y Word.

3.7.1.2. Procedimiento

- Inspección del área disponible para la instalación del sistema fotovoltaico conectado a red.
- Búsqueda bibliográfica para el diseño electromecánico del sistema fotovoltaico.
- Se utilizó la máxima demanda medido por el vatímetro digital para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.
- Procesamiento de información empleando software AutoCAD, Word y Excel.

3.7.2. Para el análisis económico

3.7.2.1. Técnica e instrumentación

Para el análisis económico de la instalación y su puesta en servicio del sistema se acudió a la búsqueda bibliográfica y al metrado de la misma, para su



posterior desarrollo en gabinete. Como instrumentos, se empleó una laptop con acceso a internet y los softwares de Excel y Word.

3.7.2.2. Procedimiento

- Se realizó la búsqueda bibliográfica para el análisis financiero.
- Se realizó la búsqueda de costos unitarios de partidas para la instalación del sistema fotovoltaico conectado a red (se consideraron los precios unitarios de cotización).
- Se procesó los datos del flujo de caja.
- Se procesó los datos para la obtención de los parámetros económicos.

3.7.3. Para el consumo eléctrico

3.7.3.1. Técnica e instrumentación

Primeramente, se accedió al historial de facturas de consumo eléctrico del conjunto residencial por medio del sistema de suministros de comercialización (SIELSE) de la empresa distribuidora de energía eléctrica Electro Puno S.A.A. y se recabó los datos por medio de la técnica de observación participante.

Luego se determinó la máxima demanda se utilizó el instrumento de medición “vatímetro digital”, las características del equipo de medición se muestran en el (**Anexo 1**), para este fin se utilizó la técnica de campo para recabar la información en el sitio.

3.7.3.2. Procedimiento

- Se obtuvo los datos históricos de las facturas de consumo eléctrico del conjunto residencial por medio del SIELSE.
- Se procesó los datos históricos de las facturas de consumo eléctrico.



- Se instaló el instrumento de medición (vatímetro digital) en el conjunto residencial.
- Se procesó los datos de la demanda de energía eléctrica de cada uno de los usuarios que conforman el conjunto residencial, empleando Excel y Word.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y CONCLUSIONES

4.1. ESTUDIO DE MERCADO DE CONSUMO ELÉCTRICO

El motivo del estudio del consumo de la energía eléctrica de la urbanización Natividad Mz. B es el de cuantificar la demanda de potencia requerida para un tiempo de 25 años, considerando las características propias de los usuarios que conforman el conjunto residencial.

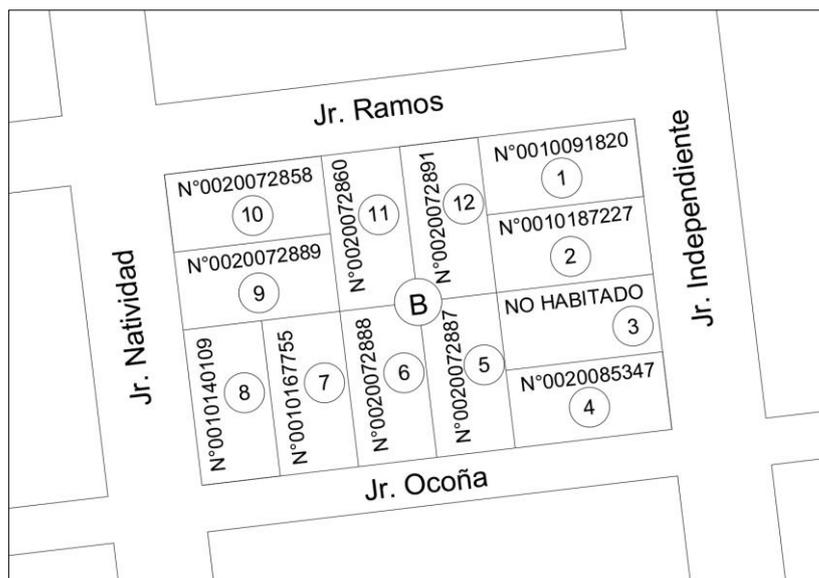
4.1.1. Ubicación de población de estudio

La manzana B, ubicado en la Urbanización Natividad se encuentra el en distrito de San miguel Provincia de San Román, en la Región de Puno.

En la figura (11) se muestra el croquis de ubicación con los respectivos lotes que conforma el grupo de investigación.

Figura 11

Croquis de la ubicación de la Mz. B.



Elaboración propia



4.1.2. Horizonte de evaluación

El tiempo de evaluación del proyecto será de 25 años, considerando desde el año 2024 hasta el 2049.

4.1.3. Características generales del grupo de estudio

Según la información recogida en el lugar de la investigación por medio de la entrevista personal, se obtuvo un total de 11 usuarios activos, ver tabla (3) y (4).

Tabla 3

Características de los usuarios

Ítems	N° lote	N° suministro	Uso del predio	
			Doméstico	Comercial
1	1	0010091820	Si	No
2	2	0010187227	Si	No
3	3	Sin suministro	No	No
4	4	0020085347	Si	No
5	5	0020072887	Si	No
6	6	0020072888	Si	Si
7	7	0010167755	Si	No
8	8	0010140109	Si	Si
9	9	0020072889	Si	No
10	10	0020072858	Si	No
11	11	0020072860	Si	No
12	12	0020072891	Si	No
Total			11	2

Elaboración propia

Tabla 4

Características de los usuarios según factura eléctrica

Ítem	Usuario	Tarifa	Tensión	Potencia	Monofásico	Conexión	Sec. Típico
1	10091820	BT5B-Residencial	220V-BT	1.00kW	Electronico-2 hilos	C.1.1	2
2	10187227	BT5B-Residencial	220V-BT	3.00kW	Electronico-2 hilos	C.1.1	2
3	-	-	-	-	-	-	-
4	20085347	BT5B-Residencial	220V-BT	0.80kW	Electronico-2 hilos	C.1.1	2
5	20072887	BT5B-Residencial	220V-BT	3.50kW	Electronico-2 hilos	C.1.2	2
6	20072888	BT5B-Residencial	220V-BT	3.50kW	Electronico-2 hilos	C.1.2	2
7	10167755	BT5B-Residencial	220V-BT	3.00kW	Electronico-2 hilos	C.1.1	2
8	10140109	BT5B-Residencial	220V-BT	1.00kW	Electronico-2 hilos	C.1.1	2
9	20072889	BT5B-Residencial	220V-BT	3.50kW	Electronico-2 hilos	C.1.2	2
10	20072858	BT5B-Residencial	220V-BT	3.50kW	Electronico-2 hilos	C.1.2	2
11	20072860	BT5B-Residencial	220V-BT	3.50kW	Electronico-2 hilos	C.1.2	2
12	20072891	BT5B-Residencial	220V-BT	4.50kW	Electronico-2 hilos	C.1.2	2

Fuente: Tomado de las facturas eléctricas (Elaboración propia)

4.1.4. Análisis del consumo de energía obtenidos por la instalación de un vatímetro digital

Para determinar el consumo real de la energía eléctrica de las 24 horas de cada uno de los usuarios que conforman el grupo de estudio, se instaló un vatímetro digital de medición de potencia activa; figura (14). Este equipo de medición se instaló en el tablero general de distribución de los 11 usuarios, las imágenes de la instalación se adjuntan en el (Anexo 2 y 3).

En la siguiente tabla (5), se muestra resultados de medición de potencia eléctrica y en las figuras (12) y (13), el comportamiento de la potencia durante las 24 horas.

Tabla 5

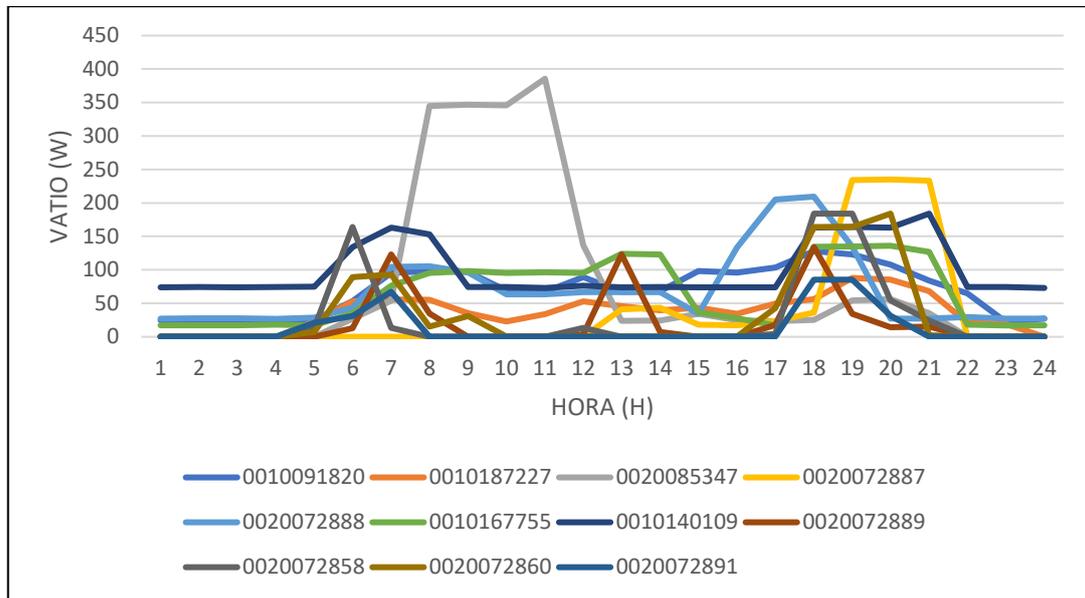
Datos medidos por el vatímetro instalado

Ítem	Usuario	Medición de potencia durante las 24 horas																								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
1	0010091820	25	25.3	25.4	25.1	25.5	53.4	95.3	98.1	97	69	67	89	67	68	98	96	103	128	123	108	84	65	22.1	27	
2	0010187227	0	0	0	0	23	53	56	55.4	35.4	23	34	53	45.6	39.4	43.5	34.3	49.7	56.5	87.9	85.4	68.3	21.2	19.3	0	
3	0020085347	0	0	0	0	0	27	54	345	347	346	386	137	24	24.5	34.5	24.6	23.5	25.4	54.5	56.5	35.5	0.3	0	0	
4	0020072887	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	41	43.2	18	17	23.5	36	234	235	233	0.1	0.1	0.1
5	0020072888	27.4	27.5	27.5	26.8	28.5	43.6	104	106	96.4	63.3	63.3	66.7	66.7	66.7	34.4	133	205	209	135	27.3	27.4	29.4	27.3	27.3	
6	0010167755	17	17.1	17	18	17.2	35.5	76.4	95.4	98.4	95.4	96.4	95.4	124	123	36.4	27.8	17.1	134	135	136	127	18	16.9	17	
7	0010140109	74.1	74.5	73.8	74.5	74.7	134	163	153	74.2	74.3	73	76.4	74.1	74.5	73.9	73.8	74	163	164	163	184	74.3	74.2	73.1	
8	0020072889	0	0	0	0	0	13.1	123	34.8	0	0	0	3.33	123	7.02	0	0	17.5	134	34.4	14.4	15.4	0	0	0	
9	0020072858	0	0	0	0	0	13.4	164	13.2	0	0	0	13.2	0	0	0	0	4.3	184	184	54.3	24.3	0.1	0	0	
10	0020072860	0.3	0.3	0.3	0.3	7.02	89	93	15.4	31.1	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	43	164	164	184	2.4	0.3	0.3	0.3	
11	0020072891	0.2	0.2	0.2	0.2	21	31.2	67.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.54	0.4	85.3	85.2	31.3	0.2	0.2	0.2	0.2	
POTENCIA GLOBAL (kW)		0.14	0.15	0.14	0.15	0.21	0.64	0.85	0.9	0.78	0.67	0.72	0.53	0.57	0.45	0.34	0.41	0.56	1.32	1.4	1.1	0.8	0.21	0.16	0.15	
Potencia global promedio de 9 a las 15 horas		0.58 kW																								
Potencia global máxima de 9 a las 15 horas		0.78 kW																								
Potencia global mínima de 9 a las 15 horas		0.34 kW																								
Potencia global promedio de 16 a las 8 horas		0.55 kW																								
Potencia global máxima de 16 a las 8 horas		1.40 kW																								
Potencia global mínima de 16 a las 8 horas		0.14 kW																								
Potencia global promedio en las 24 horas		0.56 kW																								
Potencia global máxima en las 24 horas		1.40 kW																								
Potencia global mínima en las 24 horas		0.14 kW																								

Elaboración propia

Figura 12

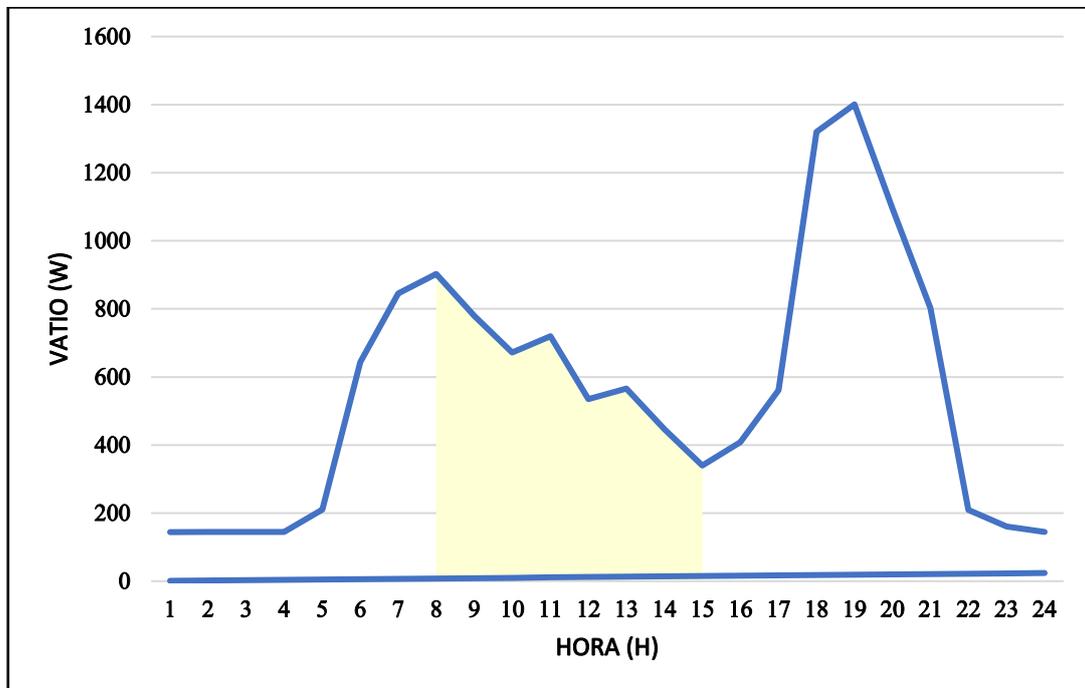
Gráfica del comportamiento de potencia por cada usuario



Fuente: Elaboración propia

Figura 13

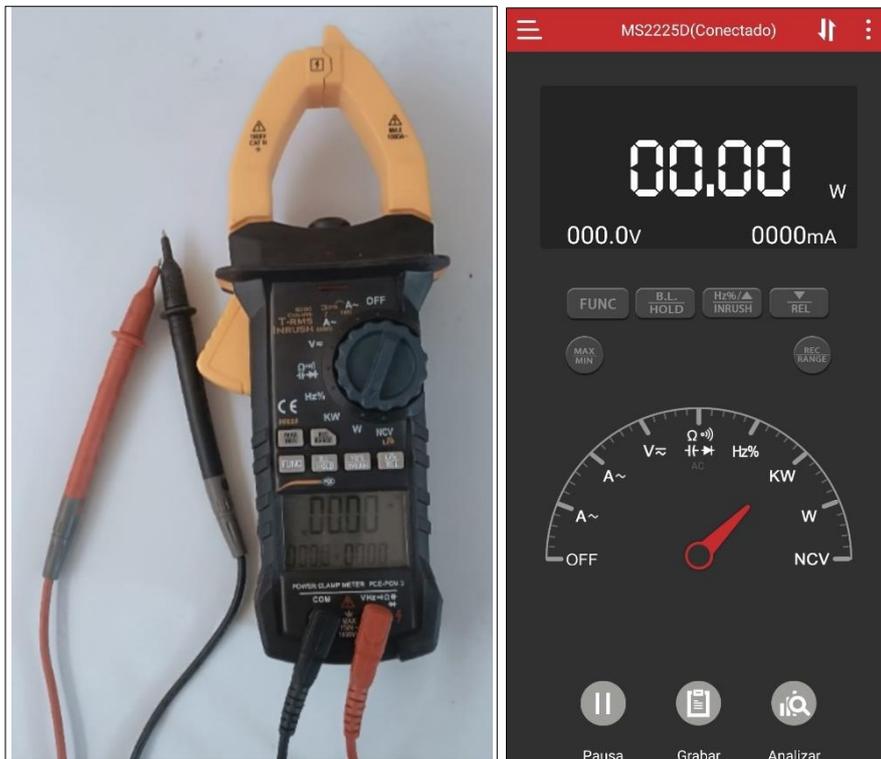
Gráfica del comportamiento de la potencia global



Elaboración propia

Figura 14

Equipo de medición (vatímetro digital) y software para registrar datos.



Elaboración propia

4.1.5. Análisis energético del historial del consumo eléctrico

A continuación, se detalla el pago anual de la energía eléctrica consumida por parte de los suministros que conforman el grupo de estudio, tomando como referencia desde el mes de diciembre del 2022 hasta noviembre del 2023, con un total de 12 meses como historial de consumo, ver tabla (6) y figura (15).

Tabla 6

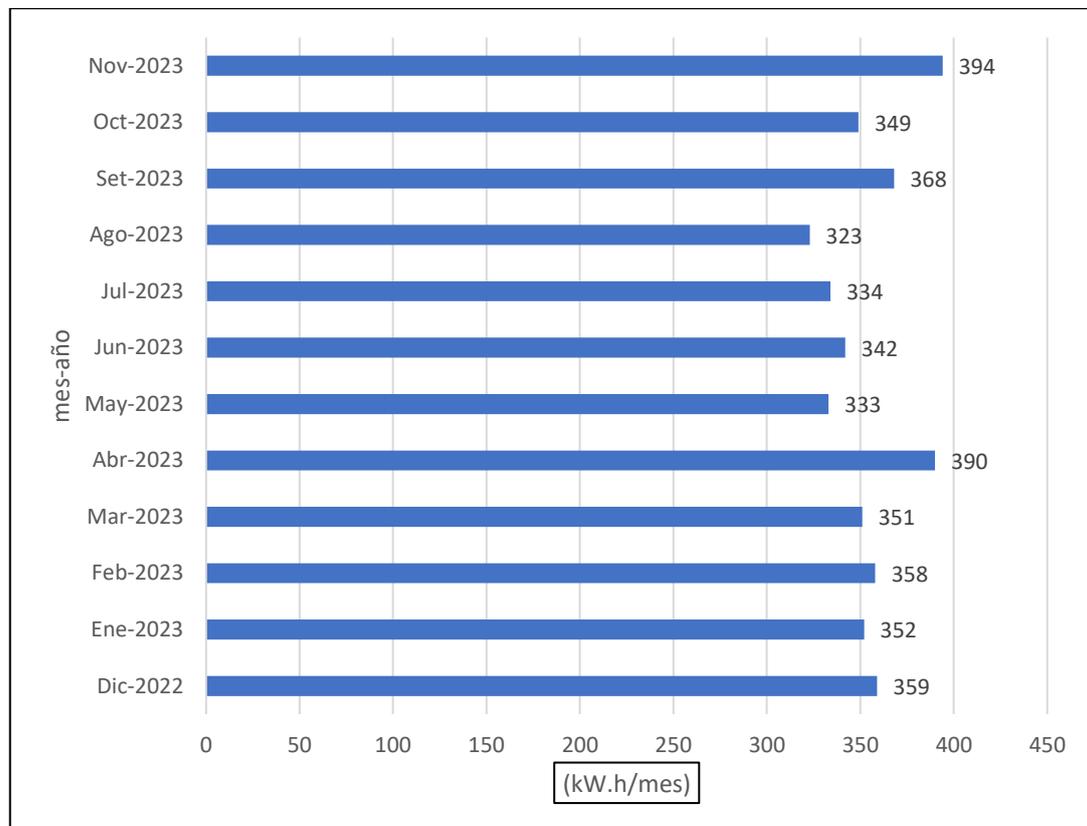
Datos del historial de facturación eléctrica de los 11 usuarios

Historial de consumo facturado de energía eléctrica en kW.h														
Ítem	Usuario	2023											Energía total del año (kW.h)	
		Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct		Nov
1	0010091820	73	65	54	50	39	33	39	36	33	29	47	54	552
2	0010187227	-	-	-	-	21	18	26	31	28	34	27	27	212
3	0020085347	20	5	3	3	17	17	9	24	12	41	30	52	233
4	0020072887	32	32	32	32	30	23	16	18	20	29	35	24	323
5	0020072888	40	33	33	38	39	39	41	36	38	41	41	41	460
6	0010167755	41	37	46	43	53	53	62	55	48	50	46	55	589
7	0010140109	62	70	70	74	83	62	58	58	54	65	65	69	790
8	0020072889	13	30	34	34	30	24	13	6	6	10	8	8	216
9	0020072858	24	22	24	15	15	15	11	20	30	22	19	26	243
10	0020072860	20	14	15	15	23	21	30	24	26	26	21	28	263
11	0020072891	34	44	47	47	40	28	37	26	28	21	10	10	372
Consumo total del año		4253											4253	

Elaboración propia

Figura 15

Gráfica de consumo energético global.



Elaboración propia

4.1.6. Análisis de resultados

Como resultados finales del estudio de mercado del consumo de energía eléctrica la Urbanización Natividad Mz. "B" es lo siguiente:

Primero: Según la medición registrada por el vatímetro digital, se concluye en el intervalo de las 9:00 horas hasta las 15:00 horas, la potencia global promedio es de 0,58kW, la potencia global máxima 0.78kW y la potencia global mínima 0.34 kW.

Segundo: Del historial de facturación eléctrica, se determina que el consumo anual de energía registrado desde diciembre del 2022 hasta noviembre del 2023, es de 4253 kW.h/añal.

4.2. DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Para proceder con el diseño del sistema fotovoltaico de consumo instantáneo conectado a red, es fundamental conocer la potencia requerida durante las horas sol pico del conjunto residencial.

Este tipo de sistemas fotovoltaicos, tiene la particularidad de utilizar la energía solar durante las horas solar pico, teniendo como respaldo a la red eléctrica convencional para uso nocturno o para horas nubladas.

4.2.1. Potencia requerida

De los valores obtenidos en campo durante las horas solar pico, tomaremos la potencia global promedio de 0.58kW, esto con el fin de tener el mayor consumo probable durante el día sin generar energía sobrante.

4.2.2. Lugar de instalación de los módulos

Para lograr un diseño con máximo rendimiento se debe cumplir un espacio de diseño que cumpla las siguientes características:

- Un espacio libre de sombras, generalmente un punto alto o campo abierto.
- Espacio suficiente para considerar la separación óptima entre paneles.
- Acceso seguro para realizar el mantenimiento de los módulos fotovoltaicos.

El espacio que cumple las características mencionadas para la instalación de los módulos fotovoltaicos será en la segunda planta del predio construido lote N° 12, con un espacio disponible de 100m².

4.2.3. Condiciones climatológicas

El patio de módulos fotovoltaicos estará ubicado en el distrito de San Miguel de la provincia de San Román, con temperaturas máximas que alcanzan los 20.7 °C, en la siguiente tabla (7) se muestra las temperaturas promedio, máximas y mínimas reportadas desde diciembre del 2022 hasta octubre del 2023.

Tabla 7

Temperatura ambiente

Año	Mes	Temperaturas medidas desde las 5:00 hasta las 19:00 horas		
		Temperatura media (C°)	Temperatura máxima (C°)	Temperatura mínima (C°)
2022	Diciembre	13.6	22.3	2.4
2023	Enero	10.8	21.3	-2.6
2023	Febrero	10.1	19.8	0.7
2023	Marzo	10	21.3	0.7
2023	Abril	8.7	19	-3.8
2023	Mayo	7.5	19.5	-9
2023	Junio	4.5	17.4	-12
2023	Julio	6.2	20.1	-10.7
2023	Agosto	7.1	20.1	-10.3
2023	Septiembre	9.7	21.3	-10.2
2023	Octubre	12	23.7	0.6
2023	Noviembre	12	22.1	1.6
Promedio (°C)		9.35	20.7	-4.4

Elaboración propia

4.2.4. Acceso al patio de módulos fotovoltaicos

El acceso al patio de módulos fotovoltaico es únicamente por la puerta principal del predio lote n° 12 ubicado en el Jr. Ramos.

4.2.5. Inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos

La inclinación de los módulos fotovoltaicos se calculará a partir de la ecuación (3).

$$\beta^{\circ} = 3.7^{\circ} + 0.69 * |\text{Lat}|$$

Donde:

β° : Inclinación óptima del módulo fotovoltaico

Lat : Latitud del lugar en coordenadas geográficas (-15.45595)

Reemplazando se tiene:

$$\beta^{\circ} = 14.365^{\circ}$$

Según recomendación de fabricantes de módulos fotovoltaicos para evitar el estancamiento de lluvias: Ver tabla (8)

Tabla 8

Inclinación óptima según latitud

Latitud en grados	Ángulo B° Recomendado
0° a 15°	15°
15° a 25°	misma Lat
25° a 30°	Lat + 5°
30° a 35°	Lat + 10°
35° a 40°	Lat + 15°
40° a más	Lat + 20°

Elaboración propia según recomendación de fabricantes

Inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos

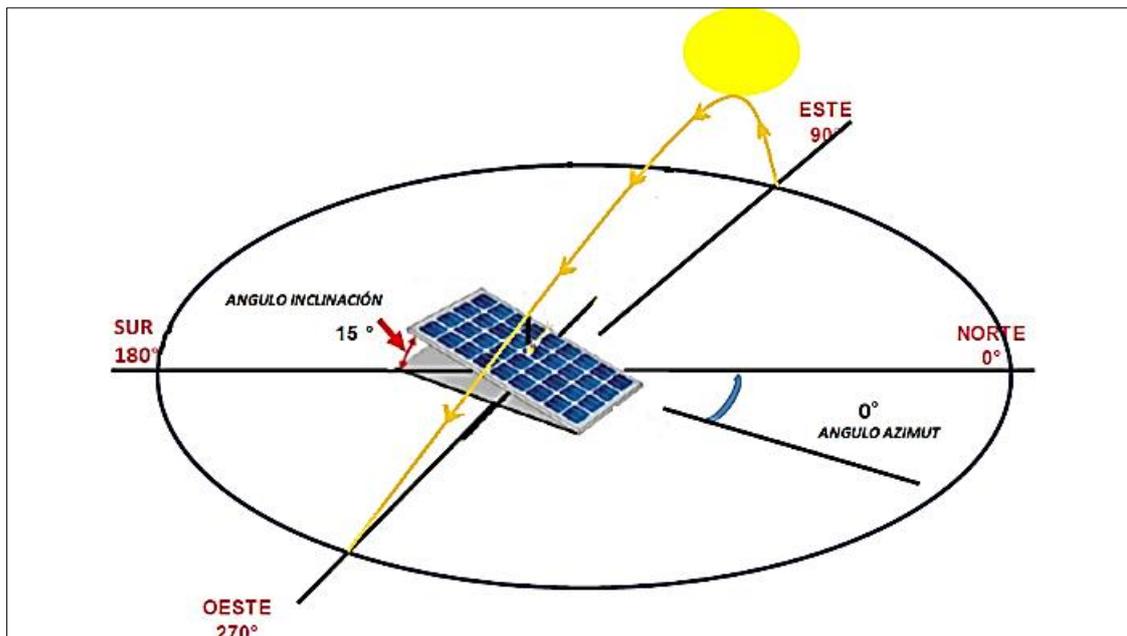
$$\beta^{\circ} = 15^{\circ}$$

4.2.6. Orientación óptima de los módulos fotovoltaicos

De acuerdo a la ubicación de nuestros módulos fotovoltaicos, en nuestro caso nos encontramos en el hemisferio sur; para lograr un buen rendimiento de los módulos fotovoltaicos, la orientación será al norte con un ángulo de Azimut 0°. Como se muestra en la figura (18).

Figura 16

Inclinación y orientación óptima



Elaboración propia

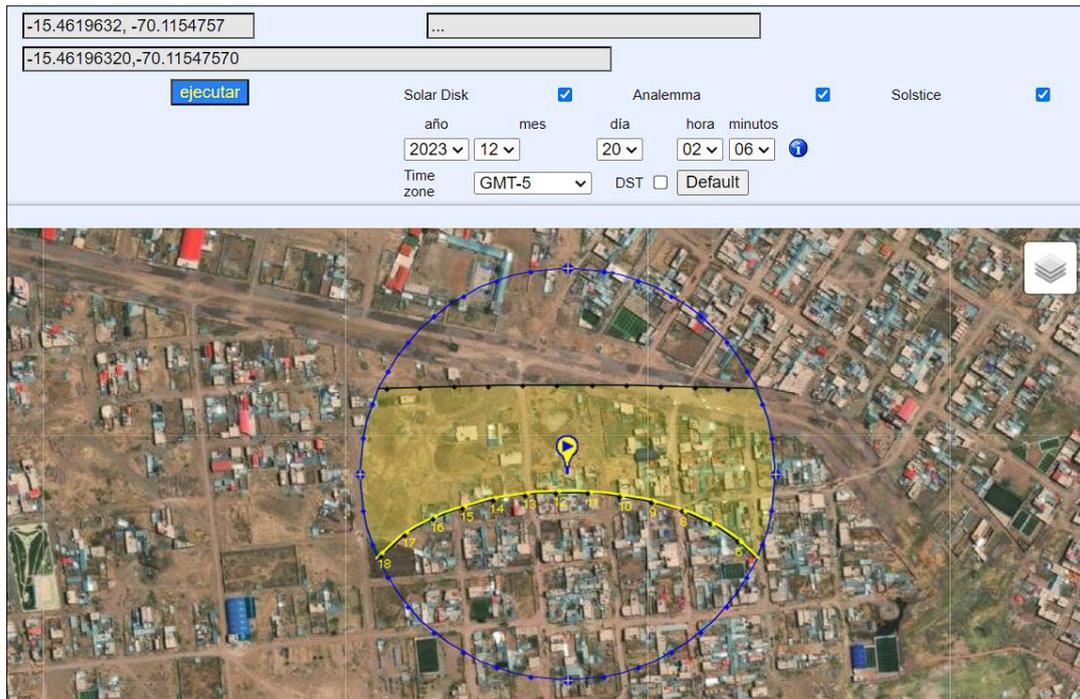
4.2.7. Evaluación del recurso solar

4.2.7.1. Trayectoria del sol en el punto de instalación

En este apartado definiremos la trayectoria del sol en el Jr. Ramos lote N°12 para tener una buena orientación de las estructuras fotovoltaicas, en la siguiente figura (17), se puede concluir que la orientación será hacia el Norte.

Figura 17

Trayectoria del sol con respecto al lugar de instalación.

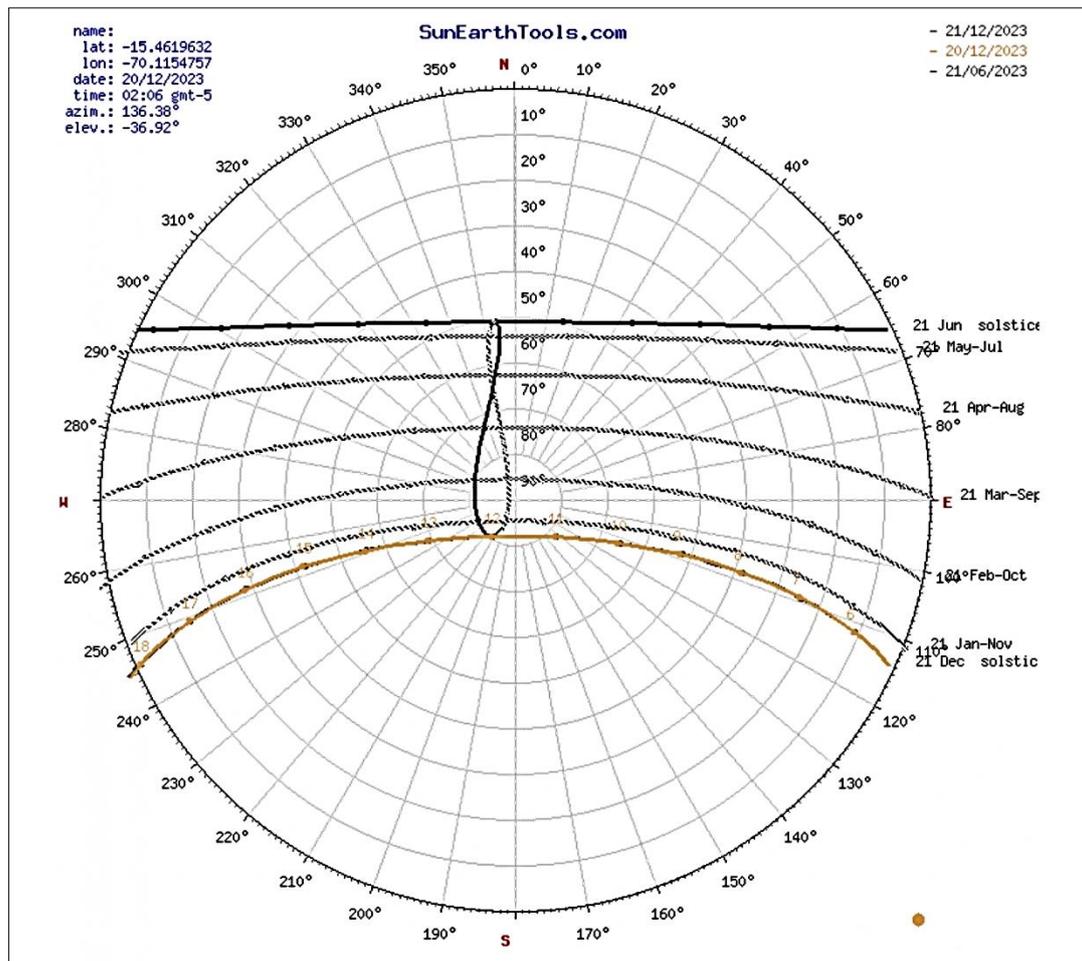


Fuente: Google Earth-SunEarthTools.com

En la siguiente figura (18) se puede observar la trayectoria del sol en coordenadas cartesianas, estas están representadas por círculos concéntricos donde se puede ver la elevación del sol en los distintos círculos concéntricos de 0° a 90° .

Figura 18

Trayectoria del sol en coordenadas polares.



Fuente: Google Earth-SunEarthTools.com

4.2.7.2. Determinación de la radicación solar

Para determinar la radiación solar, concurrimos a la fuente principal de Atmospheric Science Data Center-NASA.

Latitud $15^{\circ}27'21.4''$ S° Longitud $70^{\circ}6'55.5''$ W°

Elevación 3829 msnm

Tabla 9

Determinación de la radiación solar en el lugar de estudio

Estimación de la radiación solar en la urbanización Natividad Mz. "B" lote N°12													
Descripción	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
Temperature at 2 meters Maximum (°C)	23	23.7	22.6	21.6	20.7	19.1	18.2	21.5	22.1	23.3	23.1	21.8	21.73
Temperature at 2 meters Minimum(°C)	1.48	-1.23	-2.18	-3.09	-4.57	-4.53	-4.54	-4.86	-4.49	-3.33	-2.48	-0.6	-2.87
Earth Skin temperature Maximum (°C)	32.2	33.2	29.6	29.6	27.4	25	25.7	29.4	32.7	34.1	34.1	32.1	30.43
Earth Skin temperature Range Minimum(°C)	3.05	1.14	-0.65	-1.63	-3.67	-4.22	-4.52	-4.26	-3.96	-2.42	-0.51	0.32	-1.78
Direct Normal Radiation (kWh/m2/d)	4.69	4.62	5.32	6.48	8.12	8.51	8.5	8.26	7.35	7.03	7.09	5.43	6.78
Maximum Direct Normal Radiation (kWh/m2/d)	11.6	11.4	11.7	11.8	10.9	11	11.4	12	11.7	12.8	13	12.9	11.84
Minimum Direct Normal Radiation (kWh/m2/d)	1.35	0.86	1.36	1.15	1.15	0.67	0.38	1.18	1.79	1.5	1.36	1.06	1.15
Solar Irradiance Optimal(kWh/m2/d)	6.62	6.48	6.51	6.6	7.32	7.62	7.56	7.4	7.01	7.09	7.45	6.98	7.05
Solar Irradiance Optimal Angle (Degrees)	-11	-4.5	8	22.5	36.5	44.5	42.5	32	16.5	1.5	-10.5	-13	13.75
Solar Irradiance Titled Surface Orientation (N/S)	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
Radiación de diseño disponible para todo el año (kWh/m2/d)	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62

Fuente: Data center-NASA (Elaboración propia)



Del análisis de estimación de la radiación solar, se confirma que los valores de radiación promedio horizontal en el lugar de estudio es de 6.78 kWh/m²/d teniendo como un máximo valor de 8.51 kWh/m²/d y un mínimo de 4.62 kWh/m²/d Tabla (9). Además, es importante resaltar que en el lugar de estudio los máximos valores de radiación promedio es de 11.84 kWh/m²/d y los mínimos valores de radiación promedio 1.15 kWh/m²/d.

Finalmente, de la estimación de radiación solar en la Urbanización Natividad Mz. "B" Lote N°12, se considerará el valor promedio de 6.78 kWh/m²/d ya que, al ser un sistema solar fotovoltaico de consumo instantáneo, los picos de demanda energética serán compensados por medio de la red eléctrica pública.

4.2.7.3. Determinación de la hora solar pico (HPS)

Según nuestra teoría considerada en la sección 2.2.1.8, las horas solar pico vienen a ser el área bajo la curva de la irradiación disponible considerando una irradiancia de 1000W/m² o 1kW/m² en un día normal y soleado.

$$HSP = \frac{\text{Irradiación (KWh/m}^2\text{/d)}}{\text{Irradiancia (KW/m}^2\text{)}}$$

Donde:

Irradiancia : 6.78 kWh/m²

Irradiación : 1kW/m²

Reemplazando se tiene que:

HSP : 6.78h/d



4.2.8. Cálculo del factor de pérdidas global

Para determinar el factor de rendimiento global de nuestro sistema fotovoltaico, es necesario determinar las pérdidas que se producen externa e internamente.

Se presenta en su mayoría las principales pérdidas que se generan durante la operación del sistema fotovoltaico:

4.2.8.1. Pérdidas por distorsión

Como sabemos, no todos los módulos fotovoltaicos producidos son idénticos, pero las potencias nominales en relación con las condiciones de SCT muestran algunas diferencias. Las pérdidas por distorsión debido a la potencia desigual de los módulos fotovoltaicos pueden provocar fluctuaciones en el valor de potencia máxima en el caso del módulo Himalaya M6 Black Series DSN390-B tiene pérdidas del 0.26% por distorsión, esto significa un rendimiento de $\eta_{DP} = 0.974$

4.2.8.2. Pérdidas por suciedad

Las pérdidas por acumulación de polvo en el módulo pueden oscilar entre 0 después de lluvia y 8% cuando está muy contaminado. Se supondrá que la pérdida promedio es del 3% porque la casa está ubicada cerca de la carretera. Por tanto, la tasa de pérdida de suciedad $\eta_{polvo} = 0.97$

4.2.8.3. Pérdidas por reflectancia angular

Las pérdidas debidas a reflexiones angulares y espectrales se producen en las superficies del vidrio y del módulo y pueden despreciarse durante el mediodía solar. Su valor es mayor en invierno que en verano y también en lugares situados en latitudes más altas. Por lo tanto, el valor de reflexión angular predeterminado para un módulo fotovoltaico de estado sólido es $\eta_{\text{reflectancia}}=0.96$

4.2.8.4. Pérdidas por sombreo

Creemos que las pérdidas de sombra son prácticamente insignificantes durante todo el año porque el generador fotovoltaico se ha diseñado con una ubicación adecuada de los módulos basada en el espaciado y la inclinación óptimos según la latitud y el espaciado entre filas de la ubicación. correcto para evitar el auto-sombreado, por lo que $\eta_{\text{sombras}} = 0.98$

4.2.8.5. Pérdidas del inversor

Como ya se describió anteriormente, se utilizará un inversor DC/AC X1-0.6-s-d(L) de la marca Solax Power con un rendimiento de $\eta_{\text{inv}} = 0.95$

4.2.8.6. Pérdidas en el cableado

La pérdida máxima en el cableado del módulo al inversor es del 1,5%, y para el cableado del lado AC se considera del 2%. Si tomamos como base las pérdidas tomadas en cuenta al calcular el sistema de cableado, entonces para ambas partes (fija y variable) la pérdida será del 1,5%, por lo tanto, su eficiencia será $\eta_{\text{DC}} = \eta_{\text{AC}} = 0.985$

De las pérdidas de potencia considerados, se concluye que el rendimiento global o rendimiento promedio (Performance Ratio “PR”), el cálculo se realiza a partir de la siguiente ecuación:

$$PR = \eta_{DP} \times \eta_{polvo} \times \eta_{reflectancia} \times \eta_{sombras} \times \eta_{inv} \times \eta_{DC} \times \eta_{AC}$$

Reemplazando los valores estimados:

$$PR = 0.974 \times 0.97 \times 0.96 \times 0.98 \times 0.95 \times 0.985 \times 0.985$$

$$PR = 0.81$$

4.2.9. Dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico

En este apartado se realiza los cálculos justificativos de toda la instalación fotovoltaica de consumo instantáneo conectado al sistema de distribución de baja tensión de la Urbanización Natividad MZ “B”.

Además, se propone la instalación de los módulos fotovoltaicos en el techo de un predio que conforma parte del grupo de estudio, el área disponible se encuentra libre de sombras y de fácil acceso para la instalación y mantenimiento.

4.2.9.1. Selección de módulo fotovoltaico

Para nuestro diseño consideramos un panel de 390Wp de potencia, ya que el costo, peso y tamaño; hacen que sea favorable la adquisición, el montaje y mantenimiento. Las características del módulo se muestran en el (**Anexo 4**).

Además, se selecciona un módulo fotovoltaico de tipo monocristalino para aprovechar el máximo rendimiento que ofrece esta tecnología frente a la tecnología policristalina.

Tabla 10*Características del módulo fotovoltaico seleccionado*

Parámetros del módulo fotovoltaico			
Fabricante	HUASUN		
Modelo	HS-B120 DNS390-B		
Características eléctricas		Valor	Unidad
Maximum Power	390	W	
Module efficiency	21.4	%	
Optimum Operating Voltage	37.23	V	
Optimum Operating Current	10.49	A	
Open Circuit Voltage	44.67	V	
Short Circuit Current	10.92	A	
Operating Module Temperature	-40 to +85	°C	
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC)		
Maximum Series Fuse	20	A	
Power Tolerance	0~+5	W	
Bifaciality	90±5	%	
Características térmicas		Valor	Unidad
Nominal Operating Cell Temp. (NOCT)	44±2	°C	
Temperature Coefficiency of Pmax	-0.26	%/°C	
Temperature Coefficiency of Voc	-0.24	%/°C	
Temperature Coefficiency of Isc	0.04	%/°C	
Características Físicas		Valor	Unidad
Cell Type	HJT Mono		
Module dimensión	1755x1038x30	mm	
Weight	23.5	Kg	

Fuente: Ficha técnica del fabricante (Elaboración propia)

Al tener un rendimiento promedio (P_r) del 81%, es decir, las pérdidas en el sistema fotovoltaico serán del 19%, un valor estándar para diseños fotovoltaicos, entonces la energía generada por parte del módulo fotovoltaico durante un día será:

$$E_p = HSP \times P_{mf} \times PR \quad \text{Ecuación N° 8}$$

Donde:

 E_p : Energía producida por cada módulo fotovoltaico

(kW.h/d)



HSP : Hora solar pico considerado para el lugar de estudio (6.78h)

P_{mf} : Es la potencia total del módulo fotovoltaico (0.390kW)

PR : Rendimiento promedio del sistema fotovoltaico (0.81)

Reemplazando tenemos:

$$E_p = 6.78h/d \times 0.390kW \times 0.81$$

$$E_p = 2.14 \text{ (kW.h/d)}$$

4.2.9.2. Determinación del número de módulos requeridos

Utilizando la siguiente ecuación (2):

$$N_{mf} = P_{req} / (P_{mf} \times PR)$$

Donde:

N_{mf} : Número de módulos fotovoltaicos (und)

P_{req} : Potencia media requerida durante el día (0.58kW)

P_{mf} : Potencia por módulo fotovoltaico (0.390kW)

PR : Rendimiento promedio del sistema fotovoltaico (0.81)

Reemplazando tenemos:

$$N_{mf} = 0.58kW / (0.390kW \times 0.81)$$

$$N_{mf} = 1.84 \text{ und} \approx 2 \text{ und}$$

4.2.9.3. Corrección de tensión de los módulos fotovoltaicos a temperaturas de trabajo

Se debe comprender que las condiciones de trabajo de los módulos fotovoltaicos son en condiciones estándar (25 °C y 1000W/m²), ahora se realizará en condiciones extremas que se presentan en la práctica, temperaturas de 0°C y 70°C las cuales son valores mínimos y máximos respectivamente. Se calcula las tensiones de los módulos con las siguientes ecuaciones:

$$(0^{\circ}\text{C}) = V(25^{\circ}\text{C}) * (1 + \text{coef.tem } V(0\text{C}) * (0 - 25))$$

Ecuación N° (9)

$$(70^{\circ}\text{C}) = V(25^{\circ}\text{C}) * (1 + \text{coef.tem } V(0\text{C}) * (70 - 25))$$

Ecuación N° (10)

Donde:

$V(0^{\circ}\text{C})$: Tensión de módulo a temperatura mínima extrema de 0°C

$V(25^{\circ}\text{C})$: Tensión óptima de operación (37.23V)

$\text{coef.tem } (0\text{C})$: Coeficiente de temperatura de tensión (-0.24 %/°C)

Reemplazando en las dos ecuaciones:

- Tensión máxima en el punto de máxima potencia a 0°C

$$V(0^{\circ}\text{C}) = 37.23 * (1 + (-0.24) * \frac{37.23}{100} * (0 - 25))$$

$$V(0^{\circ}\text{C}) = 39.46\text{V}$$

- Tensión máxima en el punto de máxima potencia a 70°C

$$V(70^{\circ}\text{C}) = 37.23 * (1 + (-0.24) * \frac{37.23}{100} * (70 - 25))$$

$$V(0^{\circ}\text{C}) = 33.21\text{V}$$

- Tensión máxima en circuito abierto a 0°C

$$V(0^{\circ}\text{C}) = 44.67 * (1 + (-0.24) * \frac{44.67}{100} * (0 - 25))$$

$$V(0^{\circ}\text{C}) = 47.35\text{V}$$

Además, para nuestro diseño consideraremos 1.25 veces mayor a la corriente $I(\text{sc})$ del módulo fotovoltaico

$$I(\text{cc}) = 1.25 * I(\text{sc})$$

$$I(\text{cc}) = 1.25 * 10.92$$

$$I(\text{cc}) = 13.65\text{A}$$

4.2.9.4. Dimensionamiento del inversor

Para la selección y dimensionamiento de nuestro inversor consideraremos que nuestro sistema fotovoltaico cuenta con acumulador de energía (baterías), además que esta se encuentra conectado a la red de forma aislada por un interruptor automático de transferencia (ATS). Nuestro inversor tendrá las siguientes características para garantizar el óptimo funcionamiento del sistema

- De onda senoidal
- La potencia nominal del inversor será mayor del 80% de la potencia nominal del GFV
- Seguidor del punto de máxima potencia
- Alta eficiencia

- Larga vida útil

Los parámetros del inversor seleccionado se muestran en la tabla (11). Las características del inversor se muestran en el (Anexo 5).

Tabla 11

Parámetros del inverso seleccionado

Parámetros del inversor		
Fabricante	SOLAX POWER	
Modelo	X1-0.6-S-N(L)	
Input (DC)	Valor	Unidad
Max. PV array input power	900	Wp
Max. PV input voltage	450	V
Startup voltage	50	V
Nominal input voltage	360	V
MPP tracker voltage range	45~430	V
No. of MPP trackers/Strings per MPP tracker	1/1	
Max. input current(input A/input B)	14	A
Max. short circuit current(input A/input B)	16	A
Ouput (AC)	Valor	Unidad
Nominal AC output power	600	W
Nominal AC output current	2.61	A
Max. AC output apparent power	660(600 for VDE4105)	VA
Max. AC output current	2.9	A
Nominal AC voltage	220/230/240; 180~280	V
Nominal grid frequency/Grid frequency range	50/60; ±5	Hz
Displacement power factor	0.8 leading~0.8 lagging	
THDi (rated power) [%]	<3	%
Características constructivas	Valor	Unidad
Degree of protection	IP66	
Dimensions(W×H×D)	267*328*126	mm
Net weight	6	Kg

Fuente: Hoja de datos del fabricante (Elaboración propia)

Tomando en consideración los parámetros del inversor seleccionado, se considera una configuración de los módulos fotovoltaicos en serie.



4.2.9.5. Configuración de módulos

Para determinar la configuración en serie o en paralelo de nuestros módulos fotovoltaicos utilizaremos la siguiente ecuación:

$$N(\text{ps}) = \frac{V_{\text{entrada inversor}}}{V_{\text{max.circuito abierto}}} \quad \text{Ecuación N}^\circ 11$$

Donde:

$N_{(\text{ps})}$: Número de módulos máximo en serie.

$V_{\text{entrada inversor}}$: Tensión de entrada en DC del inversor (450V).

$V_{\text{máx}}$: Tensión máxima en circuito abierto del módulo fotovoltaico (39.85V).

Reemplazando datos:

$$N(\text{ps}) = \frac{450}{39.85}$$

$$N(\text{ps}) = 11.3 \approx 11$$

Este valor determinado indica que a este inversor podemos conectar 11 módulos fotovoltaicos sin tener inconvenientes de exceso de tensión sobre el inversor.

Para nuestro diseño fotovoltaico, la configuración de los módulos fotovoltaicos será en serie, ya que la tensión de la configuración de los módulos no sobrepasa a la tensión de entrada del inversor y alcanza al voltaje mínimo de arranque de nuestro inversor.

Tabla 12

Resumen de la configuración fotovoltaica

Resumen de corrección de tensiones		Cantidad de módulos	Valor global
Tensión máxima en el punto de máxima potencia a 0°C	39.5 V	2	78.92 V
Tensión máxima en el punto de máxima potencia a 70°C	33.2 V	2	66.42 V
Tensión máxima en circuito abierto a 0°C	47.4 V	2	94.7 V
Tensión máxima en circuito abierto a 70°C	39.8 V	2	79.68 V
Corriente para los 2 módulos FV	10.9 A	2	10.92 A

Elaboración Propia

4.2.9.6. Validación y comparación de resultados

Se presenta un resumen de los datos calculados según módulo fotovoltaico e inversor seleccionado.

Tabla 13

Resumen de validación de cálculos

Descripción	Dato	Condición	Verificación
Potencia pico del sistema fotovoltaico (Pmax)	780.00 W	$P_{inv} > 80\% PGFV$	900W > 624W
Potencia del inversor (Wp)	900.00 W		CUMPLE
Corriente máxima admisible (Icc)	10.92 A	$I_{cc} < I_{dc}$	10.92A < 14A
Corriente máxima del inversor en DC (Idc)	14A		CUMPLE
Tensión máxima en circuito abierto Va(0°C)	94.7 V	$V_a(0^\circ C) < V_{dc}$	94.7V < 450V
Tensión máxima del inversor en DC (Vdc)	450 V		CUMPLE



Descripción	Dato	Condición	Verificación
Tensión mínima en el punto de máxima potencia V(70°C)	79.68 V	$V(70^{\circ}\text{C}) > V_{\text{min}}$	79.68V > 45V
Tensión mínima de entrada en DC (Vmin)	45 V		CUMPLE
Tensión máxima en el punto de máxima potencia V(0°C)	78.92 V	$V(0^{\circ}\text{C}) < (V_{\text{max}})$	78.92V < 430V
Tensión máxima de entrada en DC (Vmax)	430 V		CUMPLE

Elaboración propia

4.2.9.7. Cálculo de separación de módulos

Se considera un área libre de sombras para un buen rendimiento, además de fácil acceso para la instalación y mantenimiento del sistema fotovoltaico. Para nuestro diseño de 2 módulos fotovoltaicos no requiere el cálculo de separación entre módulos, ya que la superficie está libre de sombras, además para 02 módulos a instalar de forma continua no genera sombras entre ellos.

4.2.9.8. Selección de interruptor de transferencia automática (ATS)

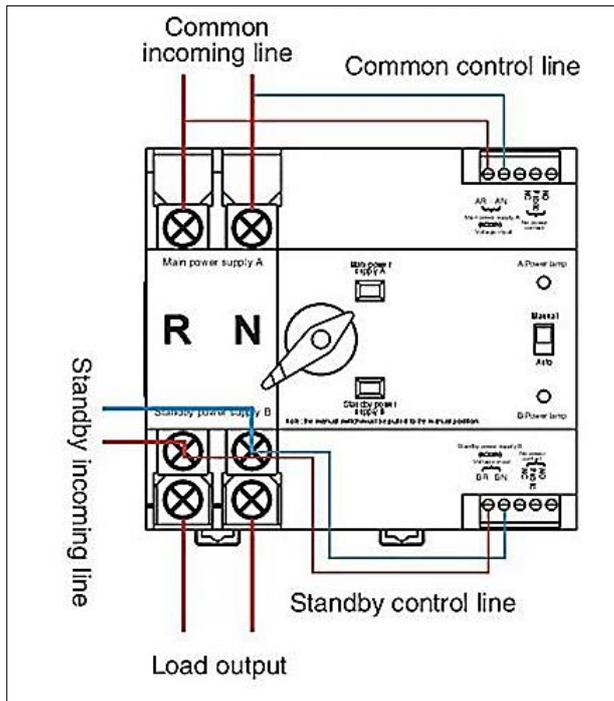
Para que el sistema fotovoltaico con conexión a la red eléctrica convencional funcione de forma continua, se consideró un interruptor de transferencia automática, la cual permitirá el uso de la energía de la red convencional cuando el sistema fotovoltaico no tenga la suficiente energía para suministrar a la carga.

Este dispositivo eléctrico monofásico tiene la función de conmutar automáticamente cuando detecta la ausencia de la fuente de energía primaria (fotovoltaica) a una fuente de energía secundaria (convencional) y conmuta automáticamente cuando retorna la fuente de energía primaria (fotovoltaica), de

esta forma garantiza el flujo continuo de la energía eléctrica a los suministros. Se adjunta ficha técnica del interruptor de transferencia automática (ATS) en el (Anexo 6).

Figura 19

Interruptor de transferencia automática (ATS)



Fuente: Cartilla de fabricante (FEEO)

4.2.9.9. Selección de conductor

El cableado de las series fotovoltaicas se dimensionó tomando en cuenta la exposición de los conductores a la intemperie teniendo así los conductores unipolares de cobre, de 0,6/1 kV y aislamiento de polietileno reticulado de diferentes capacidades de corriente a llevar.

En la tabla (14), se describe la intensidad de corriente según la sección del conductor a seleccionar.



Tabla 14

Capacidad de corriente según sección de conductor

Sección de cable		Corriente máxima	
0.5	mm ²	6	A
0.8	mm ²	9	A
1.0	mm ²	11	A
1.5	mm ²	14	A
2.0	mm ²	16	A
2.5	mm ²	20	A
4.0	mm ²	28	A
6.0	mm ²	37	A
8.0	mm ²	48	A
10.0	mm ²	53	A
16.0	mm ²	75	A
25.0	mm ²	100	A
35.0	mm ²	125	A
50.0	mm ²	160	A

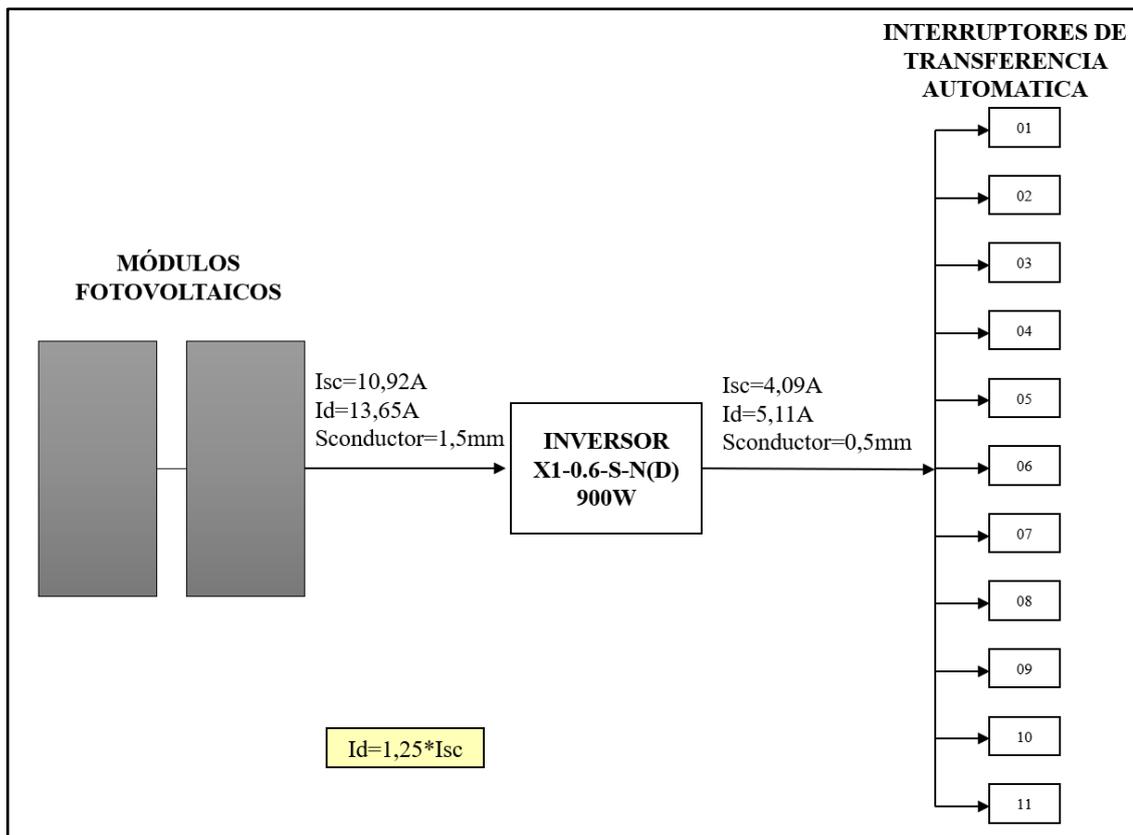
Fuente: Catálogo de fabricante (Elaboración propia)

La intensidad máxima transportada en cada serie corresponde a la corriente de corto circuito del panel solar (I_{sc}) sobredimensionada al 125%.

La selección de sección del cable se describe en la siguiente figura.

Figura 20

Cálculo de sección de conductores con diagrama unifilar



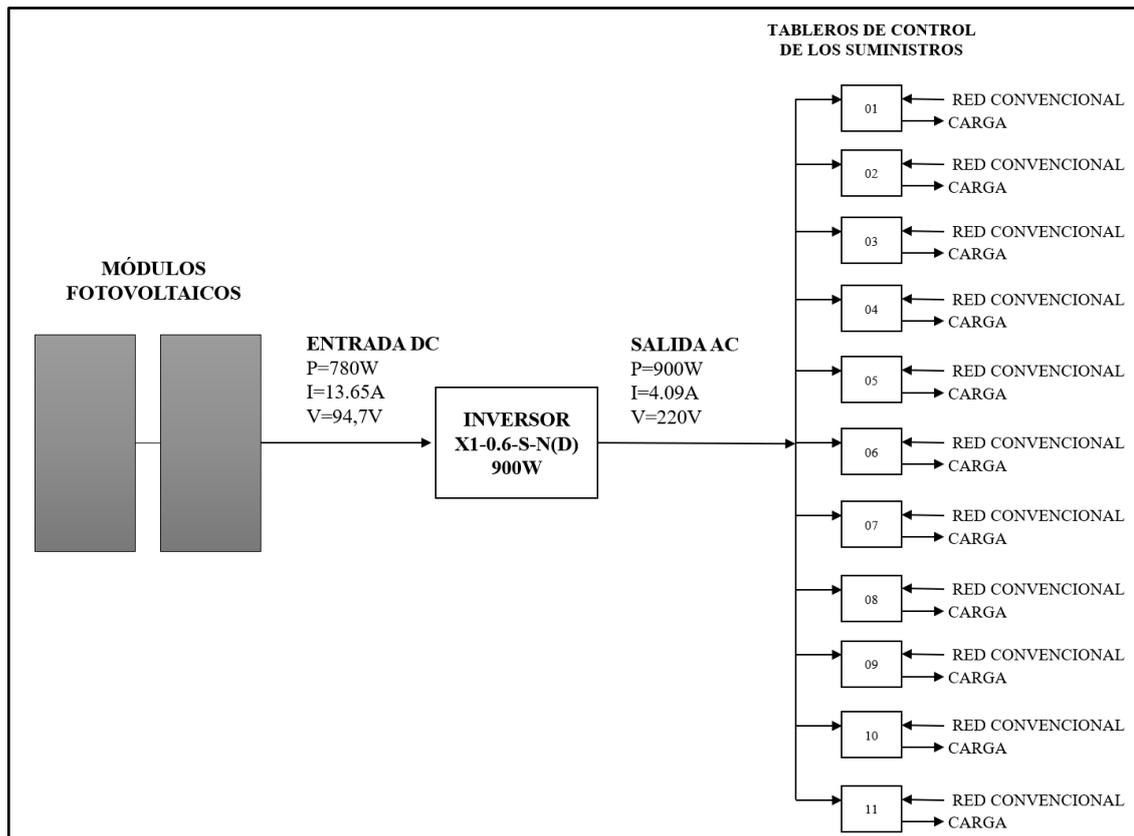
Elaboración propia

4.2.9.10. Esquema unifilar

Se muestra el esquema unifilar que se tendrá:

Figura 21

Esquema unifilar



Elaboración propia

4.3. ANÁLISIS FINANCIERO

4.3.1. Aspectos a considerar

4.3.1.1. Horizonte de tiempo

Para nuestra evaluación del proyecto de tesis, se plantea un horizonte de tiempo de 25, desde el funcionamiento de los módulos fotovoltaicos.

4.3.1.2. Perfil de tarifa

Según lo descrito en el apartado (4.1.4) acerca de la opción tarifaria BT5B.

- Tipo de medición
 - Medición de energía activa (1E)
 - Energía consumida mensual
- Cargo de facturación
 - Cargo fijo mensual
 - Cargo por energía activa

Según tabla (15) el promedio de costo de energía eléctrica por cada kW.h

sin exceder los 30kW.h es de **S/.0.5529**.

Tabla 15

Costo de energía eléctrica por kW.h

Costo de energía por kW.h				
Ítem	Año	Mes	S/. <30kW.h	S/. >30kW.h
1	2023	Ene	0.5837	0.8338
2	2023	Feb	0.5736	0.821
3	2023	Mar	0.569	0.8128
4	2023	Abr	0.5649	0.807
5	2023	May	0.5579	0.797
6	2023	Jun	0.5537	0.7909
7	2023	Jul	0.5517	0.7882
8	2023	Ago	0.5349	0.7642
9	2023	Sep	0.5298	0.7569
10	2023	Oct	0.5325	0.7608
11	2023	Nov	0.533	0.7613
12	2023	Dic	0.5496	0.7851
Promedio S/.			0.5529	0.7899

Fuente: Extraído de historial de facturas eléctricas (elaboración propia)

4.3.1.3. Demanda eléctrica consumida

Para los 11 usuarios que conforman el grupo de estudio, se realiza la recopilación del historial de consumo en kW.h mensual y proyectado según el horizonte de tiempo.

Tabla 16

Consumo energético

Costo de energía anual			
Ítem	Año	Mes	kW.h
1	2022	Ene	359.00
2	2023	Feb	352.00
3	2023	Mar	358.00
4	2023	Abr	351.00
5	2023	May	390.00
6	2023	Jun	333.00
7	2023	Jul	342.00
8	2023	Ago	334.00
9	2023	Sep	323.00
10	2023	Oct	368.00
11	2023	Nov	349.00
12	2023	Dic	394.00
Anual(kW.h)			4253.00

Elaboración propia

4.3.1.4. Perfil de generación de energía

Cálculo de producción energética respecto al diseño elaborado

Tabla 17*Producción energética*

Producción energética	
Tiempo	Energía (Kw.h)
diario	4.28
mensual	128.40
anual	1540.80
año 25	38520.00
Producción total al año 25 (kW.h)	38520

Elaboración propia

4.3.1.5. Costo de inversión, operación y mantenimiento

Se realiza la cotización de los componentes fotovoltaicos para realizar el cálculo de la inversión. Dichos costos incluyen el IGV.

Tabla 18*Precio de los componentes fotovoltaicos.*

Componentes	Unidad	Cantidad	Precio unitario (S/.)	Precio total (S/.)
Módulo monocristalino de 390Wp	und	2.00	861.82	1723.65
Inversor cargador 900W	und	1.00	1425.88	1425.88
Interruptor de transferencia automática (ATS)	und	11.00	178.98	1968.74
			TOTAL=	5118.26

Elaboración propia

Para determinar el costo de inversión inicial del sistema fotovoltaico se requiere tener un costo aproximado de los componentes eléctricos (conductores, cajas de paso, elementos de protección, etc.), además de la estructura de soporte para los módulos fotovoltaicos y los costos relacionados a la instalación del sistema para su funcionamiento.

Según profesionales dedicados a la implementación de sistemas fotovoltaicos, el costo de los componentes fotovoltaicos representa el 78%

mientras que los componentes eléctricos, mecánicos y la instalación representan el 22%. Tomando en cuenta la anterior recomendación, se procede a estimar el costo de la inversión.

Tabla 19

Inversión inicial total del sistema fotovoltaico

Descripción	Precio (s/.)	%
Costo de los componentes fotovoltaicos	5118.26	78.00%
Costo de componentes eléctricos, mecánicos e instalación	1443.61	22.00%
TOTAL=	6561.87	100.00%

Elaboración propia

Otro costo a considerar son los reemplazos de componentes por cumplimiento de tiempo de vida útil, tal es el caso del inversor e interruptores de transferencia automática. A partir de las fichas técnicas de los componentes se determina un reemplazo de inversor cada 10 años y un reemplazo de interruptores de transferencia automática cada 2.5 años. Ver tabla (20):

Tabla 20

Presupuesto de la instalación

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (S/.)	Parcial
1	Componentes fotovoltaicos				5118.26
1.1	Módulo monocristalino de 390Wp	und	2	861.82	1723.65
1.2	Inversor 900W	und	1	1425.88	1425.88
1.3	Interruptor de transferencia automática (ATS)	und	11	178.98	1968.74
2	Componentes eléctricos, mecánicos e instalación				1443.61
3	Componentes a reemplazar por tiempo de vida útil				20570.384
3.1	Inversor 900W	und	2	1425.88	2851.76
3.2	Interruptor de transferencia automática (ATS)	und	99	178.98	17718.62
PRESUPUESTO TOTAL					27132.26

Elaboración propia

El análisis de costo por operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico, se considerará un monto anual de 0.5% respecto al costo directo.

4.3.2. Indicadores económicos

En este apartado se calculará si el proyecto es rentable o no por medio de los indicadores económicos, para ello consideraremos que el costo por kWh se incrementa cada año en 0.2%, obtenido así valores de flujo de caja neto, ver tabla (21):

Tabla 21

Análisis del flujo de caja neto

Año	Precio (S/. kWh)	Producción (kWh)	Ingresos (S/.)	Operación y mantenimiento (S/.)	Flujo de caja Neto (S/.)
0	0.5529	0	0	0	-27132.26
1	0.5640	1541	868.95	328.09	540.85
2	0.5752	1541	886.33	328.09	558.23
3	0.5867	1541	904.05	328.09	575.96
4	0.5985	1541	922.13	328.09	594.04
5	0.6104	1541	940.58	328.09	612.48
6	0.6227	1541	959.39	328.09	631.29
7	0.6351	1541	978.57	328.09	650.48
8	0.6478	1541	998.15	328.09	670.05
9	0.6608	1541	1018.11	328.09	690.02
10	0.6740	1541	1038.47	328.09	710.38
11	0.6875	1541	1059.24	328.09	731.15
12	0.7012	1541	1080.43	328.09	752.33
13	0.7152	1541	1102.03	328.09	773.94
14	0.7295	1541	1124.07	328.09	795.98
15	0.7441	1541	1146.56	328.09	818.46
16	0.7590	1541	1169.49	328.09	841.39
17	0.7742	1541	1192.88	328.09	864.78
18	0.7897	1541	1216.73	328.09	888.64
19	0.8055	1541	1241.07	328.09	912.98
20	0.8216	1541	1265.89	328.09	937.80
21	0.8380	1541	1291.21	328.09	963.12
22	0.8548	1541	1317.03	328.09	988.94
23	0.8719	1541	1343.37	328.09	1015.28
24	0.8893	1541	1370.24	328.09	1042.15



25	0.9071	1541	1397.65	328.09	1069.55
TOTAL		38520	27833	8202	-7502

Elaboración propia

Haciendo uso de los resultados de la tabla (21), y una tasa de interés del 11% el cual es en base de las entidades bancarias presentes en la región para un periodo de 25 años. Determinamos los indicadores económicos utilizando las ecuaciones (4), (5), (6) y (7).

Se muestra resultados en la tabla (22).

Tabla 22

Indicadores económicos

Indicadores económicos	Unidad	Valor
VAN	S/.	-21406.37
TIR	%	-2.14%
PRS	años	Mayor a 25
B/C		0.87

Elaboración propia

Los resultados obtenidos en los indicadores económicos, indican que el proyecto no es rentable para el conjunto de 11 usuarios de energía eléctrica, además de tener un periodo de recuperación mayor a 25 años, y un costo beneficio no aceptable.



V. CONCLUSIONES

- PRIMERA:** Se ha conseguido realizar nuestro objetivo general, el cual es el diseñar el sistema fotovoltaico de autoconsumo instantáneo conectado a red para determinar la influencia en la facturación eléctrica del conjunto residencial de la Urb. Natividad del distrito de San Miguel, provincia de San Román.
- SEGUNDA:** Se logró realizar el diagnóstico situacional del consumo eléctrico en el conjunto residencial, según el vatímetro digital instalado en cada suministro se obtuvo la potencia global promedio de 0,56kW, potencia global máxima de 1,4kW y potencia global mínima de 0,14kW. Además, del historial de la facturación eléctrica de los 11 usuarios se determinó un consumo promedio global de 354kW.h/mes y un consumo total de 4254kW.h/año.
- TERCERA:** Se realizó satisfactoriamente el diseño del sistema fotovoltaico de autoconsumo instantáneo con conexión a la red eléctrica, teniendo una potencia a nivel fotovoltaico de 0.78kW, un inversor CD/AC monofásico de 0.9kW y un interruptor de transferencia automática. Los dos módulos fotovoltaicos seleccionados de 390Wp conectados en serie, con una inclinación de 15° orientado al norte y considerando un rendimiento del sistema fotovoltaico del 81%, se obtiene una producción de 4,28kW.h/día, 128,40kW.h/mes y 1540,80kW.h/año. Además, esta producción de energía cubre 36,23% del consumo anual promedio del historial de facturación eléctrica.
- CUARTA:** Como parte del tercer objetivo, se hizo el análisis económico del diseño de sistema fotovoltaico, teniendo así: VAN=S/. -21406,37; TIR=-2,14%;



PRS= mayor a 25 años y un $B/C=0.87$, concluyéndose que la investigación en términos económicos no es rentable.



VI. RECOMENDACIONES

- PRIMERA:** Se recomienda el diseño de un sistema solar fotovoltaico sin limitación de carga con conexión a la red convencional, esto con el objetivo de mejorar la disponibilidad del recurso solar para el propio uso e inyectar parte de la energía sobrante a la red convencional.
- SEGUNDA:** Se sugiere realizar la medición de potencia de forma global donde los usuarios estén alimentados de un solo circuito de baja tensión, esto con el fin de tener mayor precisión y un mejor análisis de la variación de potencia eléctrica durante el día.
- TERCERA:** La demanda de potencia eléctrica con el transcurso de los años, siempre irá en aumento, esto debido al crecimiento poblacional y estilo de vida de los usuarios que residen en el lugar de estudio. Para dicho crecimiento de potencia se recomienda un nuevo dimensionamiento de sistema fotovoltaico para cubrir dicho requerimiento.
- CUARTA:** Para que el sistema fotovoltaico sea rentable, se recomienda aplicar este tipo de sistema fotovoltaico de forma independiente en restaurantes, talleres, apartamentos, tiendas, edificios residenciales, centros comerciales. En estos lugares de aplicación solo requiere los módulos fotovoltaicos y un inversor de conmutación automática, la cual representa un bajo costo de inversión.



VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Brago, & Hayes. (n.d.). *Fundamentos de los interruptores de transferencia automática (ATS)*. Recuperado De. Retrieved January 22, 2024, from <https://bnhgenerators.com/es/fundamentals-of-automatic-transfer-switches-ats/>
- Bravo, R. (2012). *Sistema de colector plano para deshidratación solar en el Valle de la muerte* [Tesis de maestría, Centro de investigación de materiales avanzados S.C.]. <https://cimav.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1004/784/1/Rom%C3%A1n%20Bravo%20Cadena%20MER.pdf>
- Bustamante, W. (2009). *Guía de Diseño para la Eficiencia Energética en la Vivienda Social*. https://www.researchgate.net/publication/264975670_Guia_de_diseno_para_la_eficiencia_energetica_en_la_vivienda_social
- Cantellano, C. V. (2022). *Análisis técnico – económico de comunidades energéticas mediante autoconsumo colectivo en Gipuzkoa, España* [Tesis de maestría]. Universidad de Barcelona, España.
- Chávez, V., Condori, R., Puma, P., & Beltrán, N. J. (2020). Diseño, implementación y análisis económico de un sistema fotovoltaico conectado a la red (sfcr) de 3 kW con convertidores cc/cc analizado en las condiciones geográficas y climatológicas la ciudad de Juliaca. *Ñawparisun - Revista de Investigación Científica*, 3(Vol. 3, Num. 1), 13–22. <https://doi.org/10.47190/nric.v3i1.122>
- Chura, V. D. (2020). *Diseño, implementación y análisis económico de un sistema fotovoltaico conectado a la red (sfcr) de 3 kw con inversor string analizado en las condiciones geográficas y climatológicas de la ciudad de Juliaca* [Tesis de Grado]. Universidad Nacional de Juliaca - UNAJ.
- Cornejo, H. A. (2013). *Sistema solar fotovoltaico de conexión a red en el centro materno infantil de la universidad de Piura* [Tesis de grado, Universidad de Piura]. <https://pirhua.udep.edu.pe/backend/api/core/bitstreams/0dc1006c-8298-4fc2-9007-2c7182caad99/content>



- Díaz, T., & Carmona, G. (2018). *Instalaciones solares fotovoltaicas* (Vol. 1).
<https://www.mheducation.es/instalaciones-solares-fotovoltaicas-9788448614485-spain-group#tab-label-product-description-title>
- Electro Puno S.A.A. (2023). *Memoria anual 2022*.
- Figueredo, C., Cisneros, C., Morales Salas, J., Piloto-Rodriguez, R., Oliva Merencio, D., Leyva, L., Hernández, J., Pereda Reyes, I., Stolik, Daniel., & Dania, G. (2022). *Fuentes renovables de energía*.
https://www.researchgate.net/publication/360120461_FUENTES_RENOVABLES_DE_ENERGIAS
- Galeano, C., & Bacca, L. T. (2020). *Propuesta para la Implementación de un Sistema Fotovoltaico para el ahorro energético en Zonas Comunes de un Conjunto Residencial El Oasis, Barrio Madelena de la Localidad Ciudad Bolívar*. [Tesis de maestría]. Universidad distrital Francisco José de Caldas, Bogotá.
- Garayar, H. (2022). *Dimensionamiento de Sistemas fotovoltaicos On Grid y OffGrid*. Intesla. <https://es.slideshare.net/FrankMedina30/curso-solar-s01inteslapdf>
- García, J. (2017). *Diseño de un sistema de iluminación led con celdas solares autónomas para áreas externas de la U.C.S.M.* [Tesis de grado, Universidad Católica de Santa María].
<https://repositorio.ucsm.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12920/6071/4A.0239.IM.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Hernández, R., Fernandez, C., & Baptista, P. (2006). *Metodología de la investigación* (4ta ed.). McGraw-Hill Interamericana.
- Hernández, R., Fernandez, C., & Baptista, P. (2010). *Metodología de la investigación* (5ta ed.). McGraw-Hill Interamericana.
- Hernández, R., Fernandez, C., & Baptista, P. (2014). *Metodología de la investigación* (McGraw-Hill Interamericana, Ed.; 6ta ed.).
<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/4325121/MEMORIA%20ANUAL%202022.pdf?v=1679712647>



- Laborde, M., & Williams, R. (2016). Energía Solar. *Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales [NCEFN]*.
https://www.ancefn.org.ar/user/FILES/PUBLICACIONES/Energia_Solar.pdf
- Marín, E., & Quintero, D. (2017). *Metodología para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica y eficiencia energética en el sector rural del eje cafetero* [Tesis de grado, Universidad Tecnológica de Pereira].
<https://repositorio.utp.edu.co/server/api/core/bitstreams/ffc30b50-0bf4-49af-9ebe-88525bd6c901/content>
- Mesones, P. F. (2019). *Dimensionamiento y selección de un sistema solar fotovoltaico de conexión a red para el restaurante “El Zarco” ubicado en la ciudad de Cajamarca* [Tesis de grado]. UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO.”
- Mete, M. Roberto. (2014). Valor actual neto y tasa de retorno: su utilidad como herramientas para el análisis y evaluación de proyectos de inversión. *Fides et Ratio - Revista de Difusión Cultural y Científica de La Universidad La Salle En Bolivia*, 7(7), 67-85.
http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2071-081X2014000100006&lng=es&tlng=es.
- Ministerio de Energía y Minas - MINEM. (2011). *Guía de orientación para la selección de la tarifa eléctrica a usuarios finales en baja tensión*.
- Muñoz, C. I. (2015). *Metodología de la investigación* (1ra ed.). Oxford University Press México.
- Nuñez, A. (2022). *Análisis termográfico de paneles fotovoltaicos mediante procesamiento digital de imágenes para el mantenimiento preventivo-predictivo de la futura planta solar fotovoltaica Indiana-Loreto* [Tesis de grado, Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco].
https://repositorio.unsaac.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12918/6901/253T20220369_TC.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Osinermin. (2019). *Energías renovables: experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética* (1st ed., Vol. 1er).



- Pérez, M., Morales, I., & Castro, E. (2017). La hora solar pico equivalente, definición e interpretación. *Revista de Ingeniería Energética*.
<http://scielo.sld.cu/pdf/rie/v38n2/rie07217.pdf>
- Perpiñan, O. (2023). *Energía solar fotovoltaica*. <https://oscarperpinan.github.io/esf/>
- Quero, G. (2011). *Diseño de un sistema de captación de energía solar térmica para la producción de agua caliente sanitaria en un edificio de viviendas* [Tesis de grado, Universidad politécnica Catalunya].
<https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/11549/MEMORIA.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Quispe, H., & Huayna, R. J. (2023). *Análisis y diseño de una central fotovoltaica para mejorar el servicio eléctrico en el distrito Insular de Anapia* [Universidad Nacional del Altiplano].
<https://repositorio.unap.edu.pe/handle/20.500.14082/19988>
- Quispe, V. T., & Poccori, A. J. (2021). *Estudio del sistema fotovoltaico de autoconsumo con conexión a la red eléctrica y uso eficiente de energía del Instituto Blue Ribbon Internacional Cusco* [Tesis de grado, Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco].
<https://repositorio.unsaac.edu.pe/handle/20.500.12918/6088>
- Rodríguez, S. (2013). *Influencia de la tecnología fotovoltaica en la producción energética* [Proyecto fin de carrera, Universidad de Sevilla].
https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/5195/direccion/PFC_SRR%252F
- Sánchez, E. (2021). *Diseño de un interruptor automático de transferencia (ATS- Automatic Transfer Switch)* [Trabajo final de grado, Universidad Politecnica de Catalunya]. <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/358249/TFG-295GREELEC-Dise%C3%B1o%20de%20un%20interruptor%20autom%C3%A1tico%20de%20transferencia%20%28ATS%20-%20Automatic%20Transfer%20Switch.pdf?sequence=1&isAllowed=y>



- Serrano P. (1991). *Energía solar para todos* (1era edición).
<https://es.scribd.com/document/661269843/libro-energia-solar-para-todos>
- Torres, J., & Condori, J. (2019). *Análisis y evaluación del sistema fotovoltaico con inyección a la red de 3kW en el pabellón administrativo de la UNAJ* [Tesis de grado]. Universidad Nacional de Juliaca.
- Valdiviezo, P. (2014). *Diseño de un sistema fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica a 15 computadoras portátiles en la UPCP* [Tesis de grado, Pontificia Universidad Católica del Perú]. <http://hdl.handle.net/20.500.12404/5447>.
- Villanueva, G. (2010). *Estudio de viabilidad de un sistema de generación de energía eléctrica basado en energías renovables para países en vías de desarrollo*.
<https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/10567>



ANEXOS

Anexo 1: Características técnicas del equipo de medición de potencia

Anexo 2: Medición en el tablero general

Anexo 3: Medición en el tablero general

Anexo 4: Características técnicas del módulo fotovoltaico propuesto.

Anexo 5: Características técnicas del inversor propuesto.

Anexo 6: Características técnicas del interruptor de transferencia automática (ATS).

Anexo 7: Declaración jurada de autenticidad de tesis.

Anexo 8: Autorización para el depósito de tesis en el repositorio Institucional.

Anexo 1. Características técnicas del equipo de medición de potencia



Comprobador de tensión PCE-PCM 3



PCE-PCM 3

Con este comprobador de tensión de pinza puede medir sin ningún problema corriente alterna hasta 1000 A AC. Simultáneamente puede medir con el comprobador de tensión tensiones hasta 1000 V AC/DC. El comprobador de tensión también mide la potencia activa, reactiva y aparente hasta 750 kW. Otra función del comprobador de tensión de pinza es que mide la corriente de arranque. Muchas máquinas consumen en el momento del arranque una corriente muy alta. Una pinza de corriente convencional no mide este tipo de parámetro. Sin embargo, el comprobador de tensión lo mide sin ningún problema.

Con la función NCV (Not Connected Voltage) puede comprobar con el comprobador de tensión si una línea o cable está bajo tensión sin la necesidad de realizar una medición por contacto. Esto facilita bastante el trabajo al usuario. Adicionalmente a todas las funciones puede conectar por Bluetooth el comprobador de tensión con un equipo terminal. A través de la interfaz Bluetooth puede transferir en tiempo real los valores al dispositivo terminal para registrarlos, analizarlos o enviarlos

- ▶ Potencia activa, reactiva y aparente
- ▶ Medición hasta la 20ª forma de onda armónica
- ▶ Medición de medición sin contacto (NCV)
- ▶ Medición de la intensidad de arranque
- ▶ Medición de corriente hasta 1000 A AC
- ▶ Interfaz Bluetooth



Especificaciones técnicas			
Condiciones ambientales: 23 °C ±5 °C, <75 % H.r.			
Parámetro	Rango	Resolución	Precisión
Corriente AC	60 A	0,01 A	±2 % + 8 d
	600 A	0,1 A	±2 % + 8 d
	1000 A	1 A	±2 % + 8 d
Corriente de entrada máxima 1000 A AC Rango de frecuencia 40 ... 400 Hz			
Corriente de arranque AC	60 A	0,01 A	Sólo como referencia
	600 A	0,1 A	±5 % + 60 d
	1000 A	1 A	±5 % + 60 d
Tiempo integral: 100 ms Rango: 20 ... 1000 A Rango de frecuencia: 40 ... 400 Hz			
Tensión DC	6 V	0,001 V	±0,5 % + 5 d
	60 V	0,01 V	±0,5 % + 5 d
	600 V	0,1 V	±0,5 % + 5 d
	1000 V	1 V	±0,8 % + 4 d
Impedancia de entrada: 10 MΩ Tensión de entrada máxima: 750 V AC (valor efectivo) o 1000 V DC			
Tensión AC	6 V	0,001 V	±0,6 % + 4 d
	60 V	0,01 V	±0,6 % + 4 d
	600 V	0,1 V	±0,6 % + 4 d
	1000 V	1 V	±0,8 % + 4 d
Impedancia de entrada: 10 MΩ Tensión de entrada máxima: 750 V AC (valor efectivo) o 1000 V DC Rango de frecuencia: 40 ... 400 Hz			
Medición de frecuencia con la función de medición de corriente	99,99 Hz	0,01 Hz	±1,5 % + 5 d
	999,9 Hz	0,1 Hz	±1,5 % + 5 d
Rango: 10 ... 1 kHz Rango de la señal de entrada: >20 A AC (valor efectivo) La corriente de entrada aumenta con la frecuencia de medición. Corriente de entrada máxima: 1000 A AC (valor efectivo)			
Medición de frecuencia con la función de medición de tensión	99,99 Hz	0,01 Hz	±1,5 % + 5 d
	999,9 Hz	0,1 Hz	±1,5 % + 5 d
	9,999 kHz	0,001 kHz	±1,5 % + 5 d
Rango: 10 ... 10 kHz Rango de la señal de entrada: >1 VAC (valor efectivo) La corriente de entrada aumenta con la frecuencia de medición. Tensión de entrada máxima: 1000 VAC (valor efectivo)			
Medición de frecuencia	9,999 Hz	0,001 Hz	±0,3 % + 5 d
	99,99 Hz	0,01 Hz	±0,3 % + 5 d
	9,999 kHz	0,1 Hz	±0,3 % + 5 d
	999,9 Hz	0,001 kHz	±0,3 % + 5 d
	99,99 kHz	0,01 kHz	±0,3 % + 5 d
	999,9 kHz	0,1 kHz	±0,3 % + 5 d
9,999 MHz	0,001 MHz	±0,3 % + 5 d	
Protección contra sobretensión: 1000 V DC o 750 V AC (valor efectivo) Rango de la entrada de tensión >2V (cuando aumenta la tensión de entrada aumenta también la frecuencia)			
Ciclo de trabajo (Duty cycle)	0,1 ... 99,9 %	0,1 %	±0,3 % + 5 d
Rango de frecuencia: 10 ... 10 kHz Rango de tensión: 2 ... 250 V AC (valor efectivo) (La tensión aumenta con la frecuencia)			
Ciclo de trabajo con la función de medición de corriente	Rango de frecuencia: 10 ... 1 kHz Corriente de entrada: 20 ... 1000 A AC (valor efectivo)		
Ciclo de trabajo con la función de medición de tensión	Rango de frecuencia: 10 ... 1 kHz Corriente de entrada: 1 ... 750 V AC (valor efectivo) Impedancia de entrada: 1 MΩ		
Resistencia	600 Ω	0,1 Ω	±0,8 % + 3 d
	6 kΩ	0,001 kΩ	±0,8 % + 3 d
	60 kΩ	0,01 kΩ	±0,8 % + 3 d

	600 kΩ	0,1 kΩ	±0,8 % + 3 d
	6 MΩ	0,001 MΩ	±2 % + 5 d
	60 MΩ	0,1 MΩ	±2 % + 5 d
Medición de tensión: aprox. 0,78 V Protección contra sobretensión: 750 V DC, 1000 V AC (valor efectivo)			
Prueba de continuidad	600 Ω	0,1 Ω	-
Señal acústica <50 Ω Tensión de prueba: 1,48 V Protección contra sobretensión: 750 V DC, 1000 V AC (valor efectivo)			
Capacidad	9,999 nF	0,001 nF	±3 % + 5 d
	99,99 nF	0,01 nF	±3 % + 5 d
	999,9 nF	0,1 nF	±3 % + 5 d
	9,999 μF	0,001 μF	±3 % + 5 d
	99,99 μF	0,01 μF	±3 % + 5 d
	999,9 μF	0,1 μF	±3 % + 5 d
	9,999 mF	0,001 mF	±3 % + 5 d
	99,99 mF	0,01 mF	±3 % + 5 d
	999,9 mF	0,1 mF	±3 % + 5 d
Protección contra sobretensión: 750 V DC, 1000 V AC (valor efectivo)			
Medición de diodos	3 V	0,001 V	-
DC ánodo: aprox. 1 mA DC cátodo: aprox. 3,2 V Protección contra sobretensión: 750 V DC, 1000 V AC (valor efectivo)			
Medición de potencia monofásica	3 W / VA / Var	0,01 W / VA / Var	±3 % + 5 d
	100 W / VA / Var	0,1 W / VA / Var	±3 % + 5 d
	4000 W / VA / Var	1 W / VA / Var	±3 % + 5 d
	10 kW / VA / Var	0,01 kW / VA / Var	±3 % + 5 d
	100kW / VA / Var	0,1 kW / VA / Var	±3 % + 5 d
	750 kW / VA / Var	1 kW / VA / Var	±3 % + 5 d
Corriente de medición más pequeña: 1 mA Tensión de medición más pequeña: 1 V			
Factor de potencia capacitivo / inductivo	0,1 ... 1	0,001	±5 % + 5 d
Corriente de medición más pequeña: 1 mA Tensión de medición más pequeña: 1 V			
Armónicos	1	-	±3 % + 10 d
	2 ... 6	-	±3,5 % + 10 d
	7 ... 8	-	±4,5 % + 10 d
	9 ... 10	-	±5 % + 10 d
	11 ... 15	-	±7 % + 10 d
	16 ... 20	-	±10 % + 10 d
Corriente de medición más pequeña: 1 mA Tensión de medición más pequeña: 1 V La resolución depende del rango de medición de la tensión			





Especificaciones genéricas	
Rango	Automático o manual, ajustable
Rango de tensión máximo	1000 V DC o 750 V AC
Altura sobre el nivel del mar	Máx. 2000 m
Pantalla	LCD
Indicación máxima en pantalla	5999 d
Sobrerango superior	"OL"
Sobrerango inferior	"-OL"
Cuota de medición	3 Hz
Desconexión automática	Tras 30 minutos
Alimentación	Pila de 9 V
Indicación del estado de la batería	Símbolo cuando la tensión es demasiado baja
Coefficiente de temperatura	0,1 x precisión x °C*
Condiciones operativas	0 ... 40 °C, 32 ... 104 °F
Condiciones de almacenamiento	-10 ... 60 °C, 14 ... 140 °F
Dimensiones	238 x 92 x 50 mm
Peso	Aprox. 420 g (con pilas)

La precisión indicada es aplicable con unas condiciones ambientales de 18 ... 28 °C, 65 ... 83 °F.

*La temperatura se calcula en base a la diferencia de temperatura de las condiciones operativas y la temperatura ambiental actual.

Ejemplo:

La temperatura actual es superior a la temperatura operativa:
(50 °C de temperatura actual) - (40 °C de temperatura operativa) = 10 °C
La temperatura actual es inferior a la temperatura operativa:
(0 °C de temperatura actual) - (-5 °C de temperatura operativa) = 5 °C

Contenido del envío	
1 x Comprobador de tensión PCE-PCM 3	
1 x Bolsa de transporte	
1 x Juego de cables de medición	
1 x Pila de 9 V	
1 x Manual de instrucciones	

Accesorios	
PCE-PA-ADP-SCHUKO	Adaptador de corriente

Más información
Productos similares



Nos reservamos el derecho a modificaciones

PCE Ibérica S.L.
C/ Mayor 53 - Bajo
02500 Tobarra (Albacete)

Tel. +34 967 543 548
Fax +34 967 543 542

info@pce-iberica.es
www.pce-instruments.com/espanol



DECLARATION OF CONFORMITY



PCE Deutschland GmbH

Im Langel 4

59872 Meschede

Tel: +49 (0) 2903 / 976 99 0

Fax: +49 (0) 2903 / 976 99 29

E-Mail: info@pce-instruments.com

Internet: <http://www.pce-instruments.com>

EC- Konformitätserklärung	EC- Declaración de conformidad
EC- Dichiarazione di conformità	EC- Declaration of conformity
EC- Déclaration de conformité	EC- Uygunluk Beyanı
EC- Conformiteit-verklaring	EC- Заявление о соответствии
EC- Declaração de conformidade	EC- Deklaracja zgodności
EC- Prohlášení o shode	

D	Konformitätserklärung	Wir erklären hiermit, dass das Produkt, auf das sich diese Erklärung bezieht, mit den nachstehenden Normen übereinstimmt.
E	Declaración de conformidad	Manifetamos en la presente que el producto al que se refiere esta declaración está de acuerdo con las normas siguientes.
I	Dichiarazione di conformità	Dichiariamo con ciò che il prodotto al quale la presente dichiarazione si riferisce è conforme alle norme di seguito citate.
GB	Declaration of conformity	We hereby declare that the product to which this declaration refers conforms with the following standards.
F	Déclaration de conformité	Nous déclarons avec cela responsabilité que le produit, auquel se rapporte la présente déclaration, est conforme aux normes citées ci-après.
TR	Uygunluk Beyanı	Bu bildirimle bağlı ürünün aşağıdaki standartlara uygun olduğunu beyan ederiz.
NL	Conformiteit-verklaring	Wij verklaren hiermede dat het product, waarop deze verklaring betrekking heeft, met de hierna vermelde normen overeenstemt.
RUS	Заявление о соответствии	Мы заявляем, что продукт, к которому относится данная декларация, соответствует перечисленным ниже нормам.
P	Declaração de conformidade	Declaramos por meio da presente que o produto no qual se refere esta declaração, corresponde às normas seguintes.
PL	Deklaracja zgodności	Niniejszym oświadczamy, że produkt, którego niniejsze oświadczenie dotyczy, jest zgodny z poniższymi normami.
CZ	Prohlášení o shode	Tímto prohlašujeme, že výrobek, kterého se toto prohlášení týká, je v souladu s níže uvedenými normami.

Digital Clamp Meter

PCE-PCM 3

Mark applied	EU Directive	Standards
	2014/53/EU	Draft ETSI EN 301 489-1 V2.2.0 (2017-03) Draft ETSI EN 301 489-17 V3.2.0 (2017-03) ETSI EN 300 328 V2.1.1 (2016-11) EN 61326-1:2013, EN61326-2-2: 2013 EN 62479:2010

Meschede, 31.08.2018

Place and Date

PCE Deutschland GmbH
Im Langel 4, 59872 Meschede
Tel.: 02903/976990, Fax: 02903/9769929
info@warensortiment.de
www.warensortiment.de

Anexo 2. Medición en el tablero general



Anexo 3. Medición en el tablero general



Anexo 4. Características técnicas del módulo fotovoltaico propuesto.

Himalaya M6 Black Series 380-400W

120-cell Bifacial Transparent HJT HCC Solar Module

Engineering Drawings

Unit: mm

Electrical Characteristics (STC*)

Model	HS-B120	HS-B120	HS-B120	HS-B120	HS-B120
	DSN380-B	DSN385-B	DSN390-B	DSN395-B	DSN400-B
Maximum Power (Pmax)	380W	385W	390W	395W	400W
Module Efficiency (%)	20.9%	21.1%	21.4%	21.7%	22.0%
Optimum Operating Voltage (Vmp)	37.09V	37.15V	37.23V	37.32V	37.43V
Optimum Operating Current (Imp)	10.27A	10.37A	10.49A	10.60A	10.70A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.47V	44.57V	44.67V	44.77V	44.87V
Short Circuit Current (Isc)	10.72A	10.82A	10.92A	11.02A	11.12A
Operating Module Temperature	-40 to +85 °C				
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC)				
Maximum Series Fuse	20A				
Power Tolerance	0→+5W				
Bifaciality	90% ± 5%				

*STC: Irradiance 1000 W/m², cell temperature 25 °C, AM=1.5. Tolerance of Pmax is within +/- 3%.

BSTC**

Maximum Power (Pmax)	425W	430W	435W	440W	445W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	38.49V	38.70V	38.87V	39.18V	39.50V
Optimum Operating Current (Imp)	11.13A	11.18A	11.22A	11.28A	11.32A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.61V	45.88V	46.21V	46.84V	47.54V
Short Circuit Current (Isc)	11.54A	11.58A	11.61A	11.64A	11.66A

**BSTC: Front side irradiation 1000W/m², back side reflection irradiation 135W/m², AM=1.5, ambient temperature 25 °C.

Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temp. (NOCT)	44 °C ± 2 °C
Temperature Coefficiency of Pmax	-0.26%/°C
Temperature Coefficiency of Voc	-0.24%/°C
Temperature Coefficiency of Isc	0.04%/°C

Mechanical Characteristics

Cell Type	HJT Mono 166 x 83 mm
Cell Connection	120 (60×2)
Module Dimension	1755 x 1038 x 30 mm
Weight	23.5 kg
Junction Box	IP67 / IP68
Output Cable	4mm², 200mm in length, length can be customized / UV Resistant
Connectors Type	MC4 Compatible
Frame	Anodised Aluminum Alloy
Encapsulant	POE
Front Load	5400 Pa
Rear Load	2400 Pa
Glass Thickness	(F) 2.0mm Anti-reflective surface Solar glass (B) 2.0mm Solar glass

Safety & Warranty

Safety Class	Class II
Product Warranty	15 yrs Workmanship
Performance Warranty	30 yrs Linear Warranty*

* 1st year 99%, after 2nd year 0.375% annual degradation to year 30.

Year	Standard Module (%)	HUASUN HJT Module (%)
0	99%	99%
30	88%	90%

* Refer to HUASUN standard warranty for details

Shipping Configurations

	HC	GP
Container Length	40'	20'
Pallets Per Container	26	6
Modules Per Pallet (pcs)	36	36
Modules Per Container (pcs)	936	216

ANHUI HUASUN ENERGY CO., LTD.
HUASUN-EN-2022-V1.0 © Anhui Huasun Energy Co., Ltd. reserves all rights.

NO.99 Qinglu Road, Economic and Technological Development Zone, Xuancheng, Anhui, China
Tel: 0086-563-2626509 sales@huasun.net www.huasun.net

Anexo 5. Características técnicas del inversor propuesto.



X1-MINI

S: Single MPPT
D: With DC switch N: Without DC switch

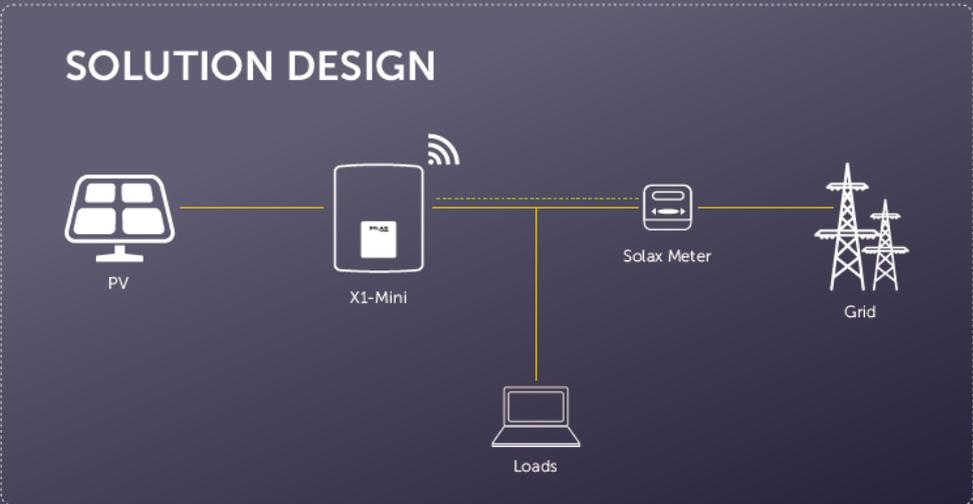
SINGLE-PHASE
ON-GRID INVERTER

0.6~3.6kW

Features

- Small and light
- Max. DC input 14A
- AC/DC built in SPD
- As low as 45V grid-connected PV voltage
- Remote upgrade and control
- Wider power section
- Zero injection supported
- CT compatibility

SOLUTION DESIGN



```
graph LR; PV[PV] --- X1Mini[X1-Mini]; X1Mini --- SolaxMeter[Solax Meter]; SolaxMeter --- Grid[Grid]; X1Mini --- Loads[Loads]; X1Mini -.-> Internet[Internet];
```

The diagram illustrates the system architecture. PV panels are connected to the X1-Mini inverter. The inverter is connected to a Solax Meter, which is then connected to the Grid. The inverter also provides power to Loads. The inverter has a wireless communication capability, indicated by a Wi-Fi symbol.

X1-MINI

SINGLE-PHASE

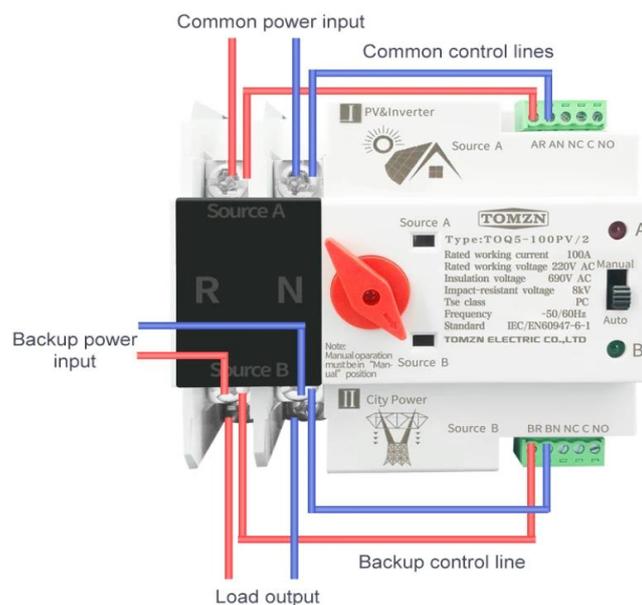
X1-0.6-S-D(L) X1-0.7-S-D(L) X1-1.1-S-D(L) X1-1.5-S-D(L) X1-2.0-S-D(L) X1-2.5K-S-D(L) X1-3K-S-D(L) X1-3.3K-S-D(L) X1-3.6K-S-D(L)
X1-0.6-S-N(L) X1-0.7-S-N(L) X1-1.1-S-N(L) X1-1.5-S-N(L) X1-2.0-S-N(L) X1-2.5K-S-N(L) X1-3K-S-N(L) X1-3.3K-S-N(L) X1-3.6K-S-N(L)

DC INPUT	X1-0.6-S-D(L) X1-0.6-S-N(L)	X1-0.7-S-D(L) X1-0.7-S-N(L)	X1-1.1-S-D(L) X1-1.1-S-N(L)	X1-1.5-S-D(L) X1-1.5-S-N(L)	X1-2.0-S-D(L) X1-2.0-S-N(L)	X1-2.5K-S-D(L) X1-2.5K-S-N(L)	X1-3K-S-D(L) X1-3K-S-N(L)	X1-3.3K-S-D(L) X1-3.3K-S-N(L)	X1-3.6K-S-D(L) X1-3.6K-S-N(L)
Max. PV array input power [Wp]	900	1050	1650	2250	3000	3750	4500	4950	5400
Max. PV input voltage [V]	450	450	450	450	450	550	550	550	550
Startup voltage [V]	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Nominal input voltage [V]	360	360	360	360	360	360	360	360	360
MPP tracker voltage range [V]	45~430	45~430	45~430	50~430	50~430	55~530	55~530	55~530	55~530
No. of MPP trackers/Strings per MPP tracker	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1
Max. input current(input A/input B) [A]	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Max. short circuit current(input A/input B) [A]	16	16	16	16	16	16	16	16	16
AC OUTPUT									
Nominal AC output power [W]	600	700	1100	1500	2000	2500	3000	3300	3680
Nominal AC output current [A]	2.61	3.04	4.78	6.52	8.70	10.80	13.04	14.3	16
Max. AC output apparent power [VA]	6060 for VCE405	770	1210	1650	2200	2750	3300	3300	3680
Max. AC output current [A]	2.9	3.3	5.3	7.2	9.6	11.9	14.3	14.3	16
Nominal AC voltage [V]	220/230/240; 180~280								
Nominal grid frequency/ Grid frequency range [Hz]	50/60; ±5								
Displacement power factor	0.8 leading~0.8 lagging								
THDi (rated power) [%]	<3								
SYSTEM DATA									
Max. efficiency [%]	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00
Euro. efficiency [%]	95.00	95.00	95.50	96.00	96.50	96.50	96.50	96.50	96.50
Standby consumption [W] @Night	<1								
Degree of protection	IP66								
Operating temperature range [°C]	-25~+60 (derating at 45)								
Max. operation altitude [m]	≤2000								
Humidity [%]	0~100(condensation)								
Typical noise emission [dB]	30								
Storage temperature [°C]	-30~+70								
Dimensions(WxHxD) [mm]	267*328*126								
Net weight [kg]	6	6	6	6	6	8.3	8.3	8.3	8.3
Cooling concept	Natural cooling								
Communication interfaces	RS485/ DRM/ Pocket Wi-Fi/LAN/4G(Optional)/USB/CT/Meter (optional)								
PROTECTION									
Over/under voltage protection	YES								
DC isolation protection	YES								
Monitoring ground fault protection	YES								
Grid monitoring	YES								
DC injection monitoring	YES								
Back feed current monitoring	YES								
Residual current detection	YES								
Anti-islanding protection	YES								
Over temp protection	YES								
SPD	YES								
STANDARD									
Safety	EN/IEC62109-1/-2								
EMC	EN61000-6-1/2/3/4;EN61000-3-2/3/11/12								
Certification	IEC61727/G98/AS/NZS 4777.2/VDE4105/EN50549/CEI 0-21/RD1699/UNE 206007-1/VFR and so on								

Anexo 6. Características técnicas del interruptor de transferencia automática (ATS).

Parameter Introduction

Specification			
Rated current $I_e(A)$	16,20,25	32,40,50,63	80,100
Insulation voltage U_i	AC 690V,60Hz		
Rated voltage U_e	AC 400V,60Hz		
Classification	PC class: can be manufactured and withstood without short circuit current		
Utilization category	AC-33iB		AC-31B
Pole No.	2P	3p	4P
Weight(kg)	1.7	2.1	2.6
Electrical	Life: 2000times; Manual operation: 5000 times		
Rated short circuit current I_q	50kA		
Short circuit protection device(fuse)	RT16-00-63A		
Rated impulse withstand voltage	8kA		
Control circuit	Reted control voltage U_s : AC220V/60Hz Normal working conditions: 85-110% U_s		
Auxiliary circuit	2 relays, each with two sets of contact converter contact capacity: AC220V/60Hz $I_e=5y$		
Conversion time of contactor	< 50rns		
Operation conversion time	< 50rns		
Return conversion time	< 50rns		
Power off time	< 50rns		





Anexo 7. Declaración jurada de autenticidad de tesis.



Universidad Nacional
del Altiplano Puno



Vicerrectorado
de Investigación



Repositorio
Institucional

DECLARACIÓN JURADA DE AUTENTICIDAD DE TESIS

Por el presente documento, Yo David Yeltsin Mamani Nina
identificado con DNI 71945147 en mi condición de egresado de:

Escuela Profesional, Programa de Segunda Especialidad, Programa de Maestría o Doctorado

Ingeniería Mecánica Eléctrica

informo que he elaborado el/la Tesis o Trabajo de Investigación denominada:

“DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CON CONEXIÓN A RED Y SU INFLUENCIA
EN LA FACTURACIÓN ELÉCTRICA DE UN CONJUNTO RESIDENCIAL DE LA URB.
NATIVIDAD DEL DISTRITO DE SAN MIGUEL, PROVINCIA DE SAN ROMÁN”

Es un tema original.

Declaro que el presente trabajo de tesis es elaborado por mi persona y **no existe plagio/copia** de ninguna naturaleza, en especial de otro documento de investigación (tesis, revista, texto, congreso, o similar) presentado por persona natural o jurídica alguna ante instituciones académicas, profesionales, de investigación o similares, en el país o en el extranjero.

Dejo constancia que las citas de otros autores han sido debidamente identificadas en el trabajo de investigación, por lo que no asumiré como tuyas las opiniones vertidas por terceros, ya sea de fuentes encontradas en medios escritos, digitales o Internet.

Asimismo, ratifico que soy plenamente consciente de todo el contenido de la tesis y asumo la responsabilidad de cualquier error u omisión en el documento, así como de las connotaciones éticas y legales involucradas.

En caso de incumplimiento de esta declaración, me someto a las disposiciones legales vigentes y a las sanciones correspondientes de igual forma me someto a las sanciones establecidas en las Directivas y otras normas internas, así como las que me alcancen del Código Civil y Normas Legales conexas por el incumplimiento del presente compromiso

Puno 30 de enero del 2024

David Yeltsin Mamani Nina



Huella



Anexo 8. Autorización para el depósito de tesis en el repositorio Institucional.



Universidad Nacional
del Altiplano Puno



Vicerrectorado
de Investigación



Repositorio
Institucional

AUTORIZACIÓN PARA EL DEPÓSITO DE TESIS O TRABAJO DE INVESTIGACIÓN EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL

Por el presente documento, Yo David Yeltsin Mamani Nina
identificado con DNI 71945147 en mi condición de egresado de:

Escuela Profesional, **Programa de Segunda Especialidad**, **Programa de Maestría o Doctorado**

Ingeniería Mecánica Eléctrica

informo que he elaborado el/la **Tesis** o **Trabajo de Investigación** denominada:

“DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CON CONEXIÓN A RED Y SU INFLUENCIA
EN LA FACTURACIÓN ELÉCTRICA DE UN CONJUNTO RESIDENCIAL DE LA URB.
NATIVIDAD DEL DISTRITO DE SAN MIGUEL, PROVINCIA DE SAN ROMÁN”

para la obtención de **Grado**, **Título Profesional** o **Segunda Especialidad**.

Por medio del presente documento, afirmo y garantizo ser el legítimo, único y exclusivo titular de todos los derechos de propiedad intelectual sobre los documentos arriba mencionados, las obras, los contenidos, los productos y/o las creaciones en general (en adelante, los “Contenidos”) que serán incluidos en el repositorio institucional de la Universidad Nacional del Altiplano de Puno.

También, doy seguridad de que los contenidos entregados se encuentran libres de toda contraseña, restricción o medida tecnológica de protección, con la finalidad de permitir que se puedan leer, descargar, reproducir, distribuir, imprimir, buscar y enlazar los textos completos, sin limitación alguna.

Autorizo a la Universidad Nacional del Altiplano de Puno a publicar los Contenidos en el Repositorio Institucional y, en consecuencia, en el Repositorio Nacional Digital de Ciencia, Tecnología e Innovación de Acceso Abierto, sobre la base de lo establecido en la Ley N° 30035, sus normas reglamentarias, modificatorias, sustitutorias y conexas, y de acuerdo con las políticas de acceso abierto que la Universidad aplique en relación con sus Repositorios Institucionales. Autorizo expresamente toda consulta y uso de los Contenidos, por parte de cualquier persona, por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales de autor y derechos conexos, a título gratuito y a nivel mundial.

En consecuencia, la Universidad tendrá la posibilidad de divulgar y difundir los Contenidos, de manera total o parcial, sin limitación alguna y sin derecho a pago de contraprestación, remuneración ni regalía alguna a favor mío; en los medios, canales y plataformas que la Universidad y/o el Estado de la República del Perú determinen, a nivel mundial, sin restricción geográfica alguna y de manera indefinida, pudiendo crear y/o extraer los metadatos sobre los Contenidos, e incluir los Contenidos en los índices y buscadores que estimen necesarios para promover su difusión.

Autorizo que los Contenidos sean puestos a disposición del público a través de la siguiente licencia: Creative

Commons Reconocimiento-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional. Para ver una copia de esta licencia, visita: <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

En señal de conformidad, suscribo el presente documento.

Puno 30 de enero del 2024

David Yeltsin Mamani Nina



Huella