

**UNIVERSIDAD MAYOR REAL Y PONTIFICIA DE SAN
FRANCISCO XAVIER DE CHUQUISACA
VICERRECTORADO
CENTRO DE ESTUDIOS DE POSTGRADO E
INVESTIGACIÓN**



**“DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN
DISTRIBUIDA CONECTADO A LA RED PARA UNA VIVIENDA EN
LA CIUDAD DE EL ALTO”**

**TRABAJO EN OPCIÓN AL GRADO DE MAGISTER EN ENERGÍAS
RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA**

ARCANJEL CUEVAS VARGAS

SUCRE, NOVIEMBRE DE 2023

**UNIVERSIDAD MAYOR REAL Y PONTIFICIA DE SAN
FRANCISCO XAVIER DE CHUQUISACA
VICERRECTORADO
CENTRO DE ESTUDIOS DE POSTGRADO E
INVESTIGACIÓN**



**“DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN
DISTRIBUIDA CONECTADO A LA RED PARA UNA VIVIENDA EN
LA CIUDAD DE EL ALTO”**

**TRABAJO EN OPCIÓN AL GRADO DE MAGISTER EN ENERGÍAS
RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA**

ARCANJEL CUEVAS VARGAS

M.SC. JUAN CARLOS HUAQUISACA PAYE

SUCRE, NOVIEMBRE DE 2023

CESIÓN DE DERECHOS

Al presentar este trabajo como requisito previo para la obtención del Título de Maestría en Energías Renovables y Eficiencia Energética de la Universidad Mayor, Real y Pontificia de San Francisco Xavier de Chuquisaca, autorizo al Centro de Estudios de Posgrado e Investigación o a la Biblioteca de la Universidad, para que se haga de éste trabajo u documento disponible para su lectura, según normas de la Universidad.

También cedo a la Universidad Mayor, Real y Pontificias de San Francisco Xavier de Chuquisaca, los derechos de publicación de este trabajo o parte de él, manteniendo mis derechos de autor hasta un periodo de 30 meses posterior a su aprobación.

Ing. Arcanjel Cuevas Vargas

Sucre, noviembre de 2023

AGRADECIMIENTO

A Dios, por darme la vida, el valor y la sabiduría suficiente para salir adelante.

A mis padres, que aún a esta altura de la vida continúan apoyándome y dando su amor incondicional

A mi hija Jeimy, que con su cariño y amor me alentó a continuar cuando las fuerzas flaqueaban.

DEDICATORIA

A mis hijas Jeimy y Alessia con todo mi amor.

CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	1
1.1.	PRESENTACIÓN.....	1
1.2.	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	2
1.3.	JUSTIFICACIÓN	3
1.4.	OBJETIVO.....	4
1.4.1.	Objetivo general.....	4
1.4.2.	Objetivos específicos	4
2.	MARCO TEÓRICO.....	5
2.1.	Marco Contextual.....	5
2.1.1.	Decreto Supremo Nro. 4477: Generación Distribuida en Bolivia	5
2.1.2.	Resultados e Impactos del Decreto Supremo.....	6
2.1.3.	Resolución AETN N 485/2022 de 01 de septiembre de 2022.	6
2.2.	Marco Conceptual	8
2.2.1.	Radicación solar.....	9
2.2.1.1.	Radiación solar sobre una superficie	10
2.2.1.2.	Orientación y posición de la superficie.....	13
2.2.1.3.	Potencia y energía de la radiación. Irradiancia e Irradiación.....	16
2.2.2.	Hora de sol pico (HPS)	17

2.2.3. Efecto fotoeléctrico (fotovoltaico).....	18
2.2.4. Tipos de sistemas fotovoltaicos	19
2.2.5. Componentes del Sistema Fotovoltaico.....	20
2.2.6. Generador fotovoltaico	21
2.2.7. El inversor.....	23
2.2.8. PVsyst	24
3. METODOLOGÍA.....	26
3.1. ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN	26
3.1.1. Cuantitativo.....	26
3.1.2. Métodos de investigación	26
3.1.2.1. Método bibliográfico	26
3.1.2.2. Método descriptivo	26
3.1.3. Técnicas e instrumentos.....	27
DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN	28
4.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	28
4.2. RECURSO ENERGÉTICO.....	29
4.2.1. Radiación solar.....	29
4.2.2. Horas Solar Pico (HSP)	31
4.2.3. Espacio para la implementación del sistema Fotovoltaico	33
4.2.4. Temperatura ambiente	35

4.3. DEFINICIÓN DEL TIPO DE SISTEMA.....	35
4.4. DEMANDA	37
4.4.1. Relevamiento de carga horaria.....	37
4.4.2. Información histórica.....	42
4.4.3. Definición de la demanda	44
4.5. DIMENSIONAMIENTO DE PANELES FOTOVOLTAICOS.....	45
4.5.1. Elección del panel fotovoltaico.....	47
4.6. DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR.....	49
4.6.1. Emparejamiento de potencia DC	50
4.6.2. Emparejamiento de Voltajes.....	50
4.6.3. Emparejamiento de corriente	52
4.7. CONFIGURACIÓN EN SERIE Y EN PARALELO DEL SISTEMA <i>FOTOVOLTAICO</i>	
52	
4.7.1. Configuración en serie:.....	52
4.7.2. Configuración en paralelo:.....	53
4.8. VERIFICACIÓN DE DISEÑO MEDIANTE PVSYSY.....	53
4.8.1. Ubicación y datos meteorológicos.....	53
4.8.2. Orientación e Inclinación.....	54
4.8.3. Verificación del panel fotovoltaico e inversor elegido	55
4.9. SIMULACIÓN	57

4.10. DIAGRAMA UNIFILAR	63
4.11. EVALUACIÓN ECONÓMICA	65
4.12. ANÁLISIS DE RESULTADOS	67
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	70
5.1. Conclusiones	70
5.2. Recomendaciones	71
REFERENCIAS	72

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Clasificación de consumidores regulados solicitantes de un sistema de Generación distribuida	7
Tabla 2: Ubicación geo referencial de la vivienda en estudio	28
Tabla 3: Hora solar pico en la ciudad de el alto.....	32
Tabla 4: Temperatura promedio en la ubicación del proyecto	35
Tabla 5: Relevamiento de cargas de la vivienda en estudio	37
Tabla 6: Consumo diario (kWh)	39
Tabla 7: Consumo Horario de Energía Eléctrica (kWh.....	41
Tabla 8: Estructura tarifaria categoría D2-PD-BT.....	43
Tabla 9: Consumo histórico de la vivienda en estudio	43
Tabla 10: Energía Eléctrica Anual y Diario Consumido por el usuario en estudio.....	44
Tabla 11: Comparación de consumo histórico y consumo determinado en relevamiento	45
Tabla 12: Características del inversor elegido	50
Tabla 13: Balance de resultados	63
Tabla 14: Dimensionamiento de conductores.....	65
Tabla 15: Costos de inversión.....	66
Tabla 16: Costos de mantenimiento.....	66
Tabla 17: Evaluación económica.....	67
Tabla 18: Matriz de resultados.....	68
Tabla 19: Excedente y deficiencia de energía eléctrica mensual y anual	69

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Generación distribuida de Bolivia.....	6
Figura 2: Geometría Solar	8
Figura 3: La energía solar	9
Figura 4: Espectro de radiación solar	10
Figura 5: Componentes de la radiación solar	12
Figura 6: Orientación y posición del módulo fotovoltaico.....	14
Figura 7: Carta solar hemisferio sur	15
Figura 8: Hora pico sol (HPS)	18
Figura 9: Diagrama esquemático para detectar el efecto fotoeléctrico	19
Figura 10: Tipos de sistemas fotovoltaicos	19
Figura 11: Sistema de generación distribuida con almacenamiento conectado a la red.....	20
Figura 12: Módulo fotovoltaico de silicio monocristalino	21
Figura 13: Módulo fotovoltaico de silicio policristalino	22
Figura 14: Módulo fotovoltaico de silicio amorfo.....	23
Figura 15: Presentación del sistema PVsyst	24
Figura 16: Ubicación geo referencial de la vivienda en estudio.....	28
Figura 17: Promedio anual a largo plazo de irradiación horizontal global (GHI).....	30
Figura 18: Irradiación en la ciudad de El Alto en fecha 04 de junio de 2023	31
Figura 19: Fotografía de espacio para implementación de módulos fotovoltaicos	33
Figura 20: Imagen satelital de la vivienda en estudio	34
Figura 21: Medidas del área disponible para implementación de panel fotovoltaicos.....	34
Figura 22: Demanda horaria actual	41

Figura 23: Factura emitida de la distribuidora de electricidad LA PAZ S.A. DELAPAZ para el periodo abril 2022	42
Figura 24: Panel fotovoltaico elegido para el presente proyecto.....	48
Figura 25: Características constructivas del panel fotovoltaico elegido	48
Figura 26: Configuración de sistema fotovoltaico	53
Figura 27: Parámetros meteorológicos Meteonorm	54
Figura 28: Orientación e inclinación óptima de paneles solares	55
Figura 29: Elección de panel fotovoltaico e inversor en PVsyst.....	56
Figura 30: Dimensionamiento del sistema fotovoltaico.....	57
Figura 31: Elección de panel fotovoltaico e inversor en PVsyst.....	58
Figura 32: Energía disponible a la salida del inversor.....	59
Figura 33: Energía inyectada a la red de energía eléctrica.....	60
Figura 34: Energía proveniente de la Red de distribución	61
Figura 35: Curvas de energía generada, inyectada, consumo y retiro de la red.	62
Figura 36: Sistema fotovoltaico simplificado.....	64
Figura 37: Sistema fotovoltaico simplificado.....	64

ÍNDICE ANEXOS

Anexo 1: Consumos típicos de carga en baja tensión	74
Anexo 2: Cuadro resume de determinación de la demanda para un día de uso de energía en vivienda en estudio	76
Anexo 3: Especificaciones técnicas de componentes del sistema fotovoltaico proporcionado por Desmart LTDA.	77
Anexo 4: Características del Inversor elegido en el proyecto	78
Anexo 5: Esquema de generación distribuida a implementar	79
Anexo 6: Informe de SIMULACIÓN PVsyst	80
Anexo 7: Características técnicas mínimas de la Nanogeneración, Microgeneración y Minigeneración distribuida	92

RESUMEN

Los combustibles fósiles son recursos no renovables que en algún momento se agotarán; Siendo que el sol es la fuente más importante de energía en nuestro planeta y se considera inagotable; en ese sentido, en la actualidad se están empleando nuevas tecnologías para generar energía eléctrica a partir de fuentes renovables, y una de ellas es el aprovechamiento de la radiación solar mediante sistemas fotovoltaicos, en Bolivia y especialmente en la zona altiplánica el recurso solar es importante y por ello se ha convertido en una de las tecnologías de mayor impacto; el gobierno nacional en marzo de 2021 ha lanzado el Decreto Supremo N° 4477 que introduce la regulación de la Generación Distribuida “GD”.

La presente investigación tiene como objetivo el de Diseñar y simular un sistema de generación distribuida fotovoltaica con conexión a la red eléctrica para el autoabastecimiento de una vivienda ubicada en la ciudad de El Alto Bolivia, considerando la normativa vigente en Bolivia y la factibilidad para su implementación. Proporciona un enfoque práctico y aplicativo, considerando los principios fundamentales de la tecnología fotovoltaica.

El presente trabajo cuenta con una Introducción, donde se desarrolla la fundamentación, formulación del problema, justificación y objetivos. Así mismo se presenta el marco teórico donde se muestra los conceptos fundamentales, desde que el sol entrega la energía en forma de fotones hasta la alimentación con energía eléctrica al usuario.

Aplica una metodología cuantitativa y métodos de investigación, con los cuales se desarrolla el estudio para la implementación de generación distribuida en la categoría domiciliaria para un usuario de la ciudad de El Alto Bolivia, finalmente se presenta las conclusiones, llegando a un resultado positivo y mostrando la recuperación de la inversión en 15 años; además, siendo que la vida útil del sistema fotovoltaico es de 25 años, el usuario gozará de 10 años de autoabastecimiento con un costo mínimo anual de mantenimiento únicamente. Finalmente las recomendaciones y anexos.

SUMMARY

Fossil fuels are non-renewable resources that will eventually be exhausted; Since the sun is the most important source of energy on our planet and is considered inexhaustible; In that sense, new technologies are currently being used to generate electrical energy from renewable sources, and one of them is the use of solar radiation through photovoltaic systems. In Bolivia and especially in the highland area, the solar resource is important. and that is why it has become one of the most impactful technologies; In March 2021, the national government launched Supreme Decree No. 4477 that introduces the regulation of Distributed Generation “DG”.

The objective of this research is to design and simulate a distributed photovoltaic generation system with connection to the electrical grid for the self-supply of a home located in the city of El Alto Bolivia, considering the regulations in force in Bolivia and the feasibility of its implementation. . . It provides a practical and applicative approach, considering the fundamental principles of photovoltaic technology.

This work has an Introduction, where the foundation, problem formulation, justification and objectives are developed. Likewise, the theoretical framework is presented where the fundamental concepts are shown, from the sun delivering energy in the form of photons to the supply of electrical energy to the user.

It applies a quantitative methodology and research methods, with which the study is developed for the implementation of distributed generation in the home category for a user in the city of El Alto Bolivia, finally the conclusions are presented, reaching a positive result and showing the recovery of the investment in 15 years; Furthermore, since the useful life of the photovoltaic system is 25 years, the user will enjoy 10 years of self-sufficiency with a minimum annual maintenance cost only. Finally the recommendations and annexes.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. PRESENTACIÓN

En el año 2015 la Asamblea General de las Naciones Unidas (AGNU) ha definido los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), para lograr un futuro sostenible para el planeta. El ODS 7, abarca tres objetivos clave: garantizar un acceso asequible, fiable y universal a servicios energéticos modernos; aumentar sustancialmente la participación de las energías renovables en la combinación energética mundial; y duplicar la tasa mundial de la mejora de la eficiencia energética [1,6].

Los ODS son compatibles con la implementación de generadores de energía eléctrica, cuyas fuentes primarias sean las energías renovables, y no los combustibles fósiles, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero como es el CO₂. Para dejar un futuro para las siguientes generaciones [6].

El sol es una fuente importante de energía renovable (energía solar) para el planeta tierra, por lo que, en la actualidad se están empleando nuevas tecnologías para generar energía eléctrica a partir de esta fuente energética [9]. Por otro lado, el sol es capaz de abastecer de energía a toda la demanda del planeta si se tuviera a disposición y accesibilidad la tecnología necesaria para el mismo [2]. Entre las tecnologías más consolidadas para la generación de energía eléctrica están los sistemas fotovoltaicos, que convierten la luz, proveniente del sol, en energía eléctrica [5].

Del mismo modo que en el resto del mundo, la demanda de energía eléctrica en Bolivia viene en aumento constantemente. Más del 60% de la producción de energía eléctrica depende de los combustibles fósiles no renovables [10], descuidando el aprovechamiento de las energías renovables. Las regiones del altiplano y de los valles interandinos reciben una alta tasa de radiación solar, entre 5 y 6 kWh/m² día, esto depende de la época del año. En la zona de los llanos la tasa de radiación solar media está entre 4,5 y 5 kWh/m², estos valores positivos se deben a la posición geográfica del país [3]. En particular, la ciudad de El Alto, al encontrarse en la región del Altiplano, tiene una tasa de radiación solar considerable y aprovechable de 6,8 kWh/m²/día (Irradiación horizontal Global) [3].

Considerando los ODS y el potencial de la energía solar, muchos estudios se centran en la mejora del diseño y la evaluación de la electrónica de potencia para lograr un rendimiento de alta confiabilidad para costos competitivos en el mercado [8], lo cual da lugar a que un usuario cualquiera pueda generar energía eléctrica. En este contexto, la IEEE define a la Generación Distribuida (GD) como todas las unidades de generación lo suficientemente menores comparado a las plantas de generación de manera que se permita su conexión en cualquier punto de las redes eléctricas [11].

Como la GD es relativamente nueva, su introducción al SEP requiere simulaciones previas. La simulación de escenarios es un estudio bastante útil para estimar el comportamiento de un sistema en presencia de nuevos subsistemas. Una de las herramientas de simulación para los sistemas fotovoltaicos es el PVsyst, el cual toma en cuenta bases de datos meteorológicos registrados por bastantes años, como ser la radiación solar, la temperatura, el viento, y otros parámetros que nos permite la correcta simulación a partir de datos sintéticos.

La tecnología viene en constante evolución, en el caso de materiales para la implementación de sistemas de generación distribuida a partir de paneles solares fotovoltaicos la rentabilidad va en ascenso [13], entonces en un futuro este tipo de sistemas será algo normal y no será novedoso.

El dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos para generación distribuida depende del balance energético de la vivienda [15], ya que en la actualidad lo que se busca es abastecer el autoconsumo de energía eléctrica e inyectar a la red de distribución el exceso de generación.

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

En marzo de 2021, el gobierno central de Bolivia aprobó el Decreto Supremo N° 4477 que introduce la regulación de la generación distribuida, así mismo el 7 de julio de 2021 se emite el Decreto Supremo N° 4539 que establece entre otros puntos la modificación favorable de las alícuotas del Gravamen Arancelario para la importación de sistemas de recarga, medidores bidireccionales e inteligentes, inversores y mercancías relacionadas con la energía y la generación distribuida.

La ciudad de El Alto tiene una topografía particular, además por la ubicación geográfica en el planeta tierra, las condiciones ambientales son diferentes a las ciudades que se encuentran en el nivel del mar, entonces los recursos naturales varían también. Tomando en cuenta lo mencionado, la tasa de radiación solar es muy buena en esta ciudad que se encuentra entre los 6 kWh/m² día [3].

El usuario de la vivienda en estudio está interesado en la implementación de un sistema fotovoltaico, esto con el objeto de reducir el importe mensual cancelado por concepto de energía eléctrica a la empresa distribuidora de electricidad (DELAPAZ) y de esta manera generar un ahorro y además contribuir en las políticas de energía limpia.

Entonces, existe la necesidad de realizar el diseño y simulación de un Sistema de autoabastecimiento de energía de una vivienda para establecer índices de consumo de energía eléctrica.

Tomando en cuenta lo mencionado, se tiene las siguientes preguntas:

- ¿Es factible la implementación de generación distribuida para aplicar el Decreto Supremo N° 4477 en una vivienda en la ciudad de El Alto?
- ¿Con los espacios disponibles, la ubicación de la vivienda y a partir de generación de energía eléctrica con un sistema fotovoltaico, es posible satisfacer la demanda de energía eléctrica para la vivienda en estudio?
- ¿Cuánta energía se podrá inyectar a la red de distribución?

1.3. JUSTIFICACIÓN

Este documento estudiará un sistema fotovoltaico a implementar en la ciudad de El Alto, de tal manera que se podrá realizar un análisis de los beneficios técnicos y económicos fundamentalmente, para tomar la mejor decisión optima y plantear una solución adecuada al usuario.

El usuario es consciente de los problemas que nuestro planeta tierra viene sufriendo, como es el cambio climático, que año a año viene manifestándose en formas como por ejemplo, en el

clima, que en las décadas anteriores se encontraba definido las épocas de siembra, cosecha, lluvia, helada y épocas que hoy en día ha sufrido un cambio muy fuerte a causa del calentamiento global. Además, el usuario es consciente y conoce los beneficios de las energías renovables a diferencia de las energías que tienen como fuente los combustibles fósiles y que existe la posibilidad de optimizar los costos en el consumo de energía eléctrica.

1.4. OBJETIVO

1.4.1. Objetivo general

Diseñar y simular un sistema de generación distribuida fotovoltaica con conexión a la red eléctrica para el autoabastecimiento de una vivienda ubicada en la ciudad de El Alto Bolivia, considerando la normativa vigente en Bolivia y la factibilidad para su implementación.

1.4.2. Objetivos específicos

- Investigar los marcos de regulación vigente de Generación Distribuida en Bolivia
- Determinar la demanda energética de la vivienda
- Diseñar los componentes de un sistema fotovoltaico sin almacenamiento de energía eléctrica.
- Realizar simulaciones de la operación del sistema de generación distribuida mediante el Software PVSYST.
- Analizar la factibilidad del sistema fotovoltaico diseñado.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Marco Contextual

2.1.1. Decreto Supremo Nro. 4477: Generación Distribuida en Bolivia

El 24 de marzo de 2021, el Ministerio de Hidrocarburos y Energías promulgó el Decreto Supremo Nro. 4477 para Generación Distribuida en Bolivia, y el 2 de julio de 2021 la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) publicó la reglamentación de este DS, que consiste en los procedimientos técnicos, administrativos y de retribución para que cualquier boliviana y boliviano pueda instalar pequeñas plantas generadoras de electricidad con recursos renovables (la mayor parte, instalación de paneles solares en los techos de las viviendas). Este DS es una prueba tangible que el Estado boliviano se ha comprometido oficialmente a impulsar nuevos mecanismos de generación descentralizadas basadas en tecnologías limpias [17].

Entre los muchos beneficios de este nuevo esquema de generación, está contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero del sector, ahorros económicos por el desplazamiento de uso de gas natural subvencionado por el Estado para generación de electricidad, la creación de nuevas empresas, generación de empleos, entre otros [17].

En este sentido, con el fin de garantizar la sostenibilidad en la implementación de esta normativa, la PEERR II se encuentra brindando acompañamiento al sector eléctrico boliviano en la adaptación, operativización, y digitalización de sus procesos técnicos y administrativos para facilitar y fomentar el ingreso de nuevos usuarios que usen sus espacios arquitectónicos disponibles para generar su propia electricidad, a partir de recursos renovables [17].

Por otro lado, el Proyecto considera, como parte importante de las actividades posteriores a la implementación de la regulación, el fortalecimiento de las capacidades y conocimientos del personal institucional que estará a cargo del proceso de regulación y control de la generación distribuida.

Figura 1:*Generación distribuida de Bolivia*

Fuente: GIZ, Oficina del Programa de Energías Renovables (PEERR II)

2.1.2. Resultados e Impactos del Decreto Supremo

Existe un marco normativo (DS 4477, y resoluciones regulatorias) para el incentivo a la generación distribuida en Bolivia.

El sector eléctrico boliviano cuenta con propuestas, estudios y soluciones integrales para acompañar la implementación de la Generación Distribuida [17].

Las instituciones y empresas vienen en constante capacitación para la una implementación adecuada de este tipo de sistemas.

2.1.3. Resolución AETN N 485/2022 de 01 de septiembre de 2022.

La Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), a raíz del Decreto Supremo Nro. 4477 para Generación Distribuida en Bolivia, emite la Resolución AETN N° 344/2021 de fecha 02 de julio de 2021; el cual aprueba el “PROCEDIMIENTO TÉCNICO COMERCIAL PARA EL REGISTRO E INCORPORACIÓN DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN BOLIVIA”. Mismo que es revocado por la Resolución AETN N° 485/2022 de 01 de septiembre de 2022 y además, aprueba el PROCEDIMIENTO TÉCNICO COMERCIAL PARA EL REGISTRO E INCORPORACIÓN DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN BOLIVIA conforme a su Anexo 1 (misma que a la fecha continúa vigente).

Esta Resolución vigente, establece las potencias a instalar en generación distribuida, misma que se muestra a continuación:

Tabla 1:

Clasificación de consumidores regulados solicitantes de un sistema de Generación distribuida

Nivel de demanda de la Categoría del Consumidor Regulado	Nivel de Tensión	Nanogeneración (<=10kW)	Microgeneración (>10kW y <=50kW)	Minigeneración (>50kW y <=350kW)
PD	BT	SI	NO	NO
	MT	SI	NO	NO
MD	BT	SI	SI	NO
	MT	SI	SI	NO
GD	BT	SI	SI	NO
	MT	SI	SI	SI

Fuente: Anexo 1 Resolución AETN N° 485/2022 de 01 de septiembre de 2022

Esta Resolución regulatoria (AETN N° 485/2022 de 01 de septiembre de 2022), también hace referencia a la potencia a instalar para sistemas de generación distribuida, en los siguientes puntos:

“5.5.2. Los consumidores de pequeña demanda (PD – con demandas máximas de hasta 10 kW), podrán acceder a la nanogeneración.”

“5.5.5. La potencia instalada preliminar del sistema de Generación distribuida será aquella que permita generar, en un año calendario, una energía equivalente a su consumo de energía en los doce meses previos a la solicitud de acceso. En el caso en el que se trate de nuevos consumidores sin historial de consumo o cuando el consumidor no cuente con registro de consumo o cuando el consumidor no cuente con registros de consumo de los últimos doce (12) meses se utilizará la estimación de consumo mencionada en el numeral 12.4 de este procedimiento.

El cálculo de la capacidad instalada será realizado por la empresa instaladora autorizada, que presentará la propuesta incluida en el proyecto eléctrico que se presenta adjunto a la solicitud de conexión y será revisado por la empresa distribuidora u operador eléctrico. Este último verificará que la capacidad instalada propuesta mantenga una relación racional con el consumo anual de los últimos doce meses o la estimación prevista en el numeral 12.4.

Las empresas distribuidoras u operadores eléctricos podrán establecer metodologías que deberán ser aplicadas por las empresas instaladores.”

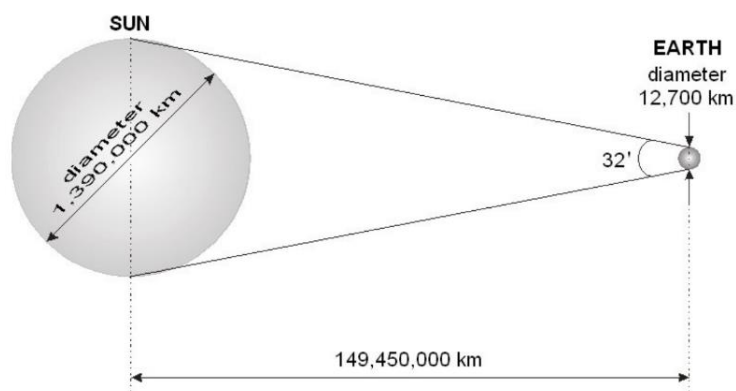
2.2. Marco Conceptual

El Sol, es una gran esfera de materia gaseosa con un diámetro de 1.39×10^6 km, masa de 2×10^{30} kg, una distancia media de 150×10^6 km de la tierra y con una temperatura de 5778° K, se compone de 74% hidrogeno (H_2), 25% helio (He) y el resto 1% es una mezcla de más de 100 elementos químicos [ormachea].

Gira sobre su propio eje de oeste a este y su periodo de rotación depende de la latitud solar. Visto desde la tierra, la región ecuatorial gira dentro de un periodo de cerca de 27 días, mientras que el periodo de rotación más cerca a los polos es de unos 32 días. [ormachea].

Figura 2:

Geometría Solar



Fuente: Technological Education Institute of Athens

De acuerdo con el Technological Education Institute of Athens (HeliosLab, 2019), la temperatura cerca del centro del sol se estima del orden de 15×10^6 ° K. En este régimen de temperatura, la energía se genera por las reacciones de fusión termonuclear, donde se convierte hidrogeno en helio.

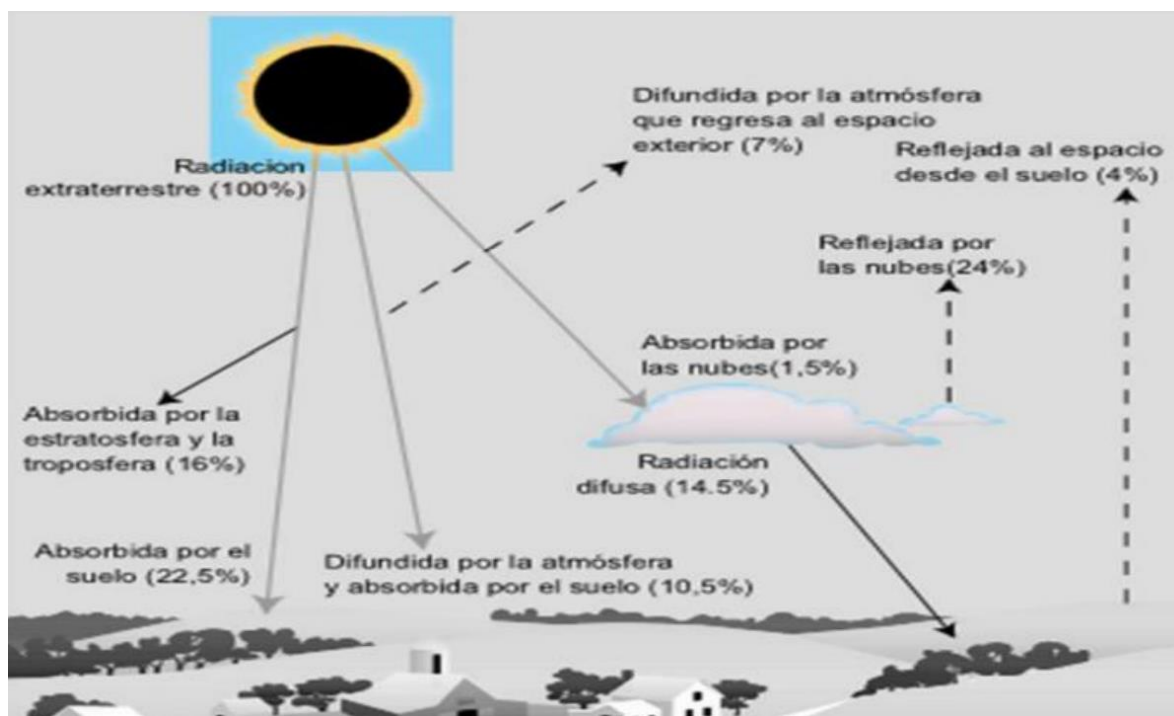
Este proceso libera energía inmensa dentro de la base, que es transferida hacia el exterior por irradiación y convección procesos y, posteriormente, irradiada al espacio.

La mayor parte de la salida de energía del sol es en forma de radiación electromagnética centrada cerca de la porción visible del espectro. El tiempo necesario para que la radiación viajar la distancia Sol-Tierra es aproximadamente 8 minutos.

El porcentaje de radiación solar recibida en el límite superior de la atmósfera terrestre, conocida como radiación extraterrestre y la radiación de cuerpo negro 5760 k, en el ultravioleta, visible e infrarroja de región, corresponde a la comparación expresada en la siguiente figura:

Figura 3:

La energía solar



Fuente: Roberto Carlos Tomayo Pereyra

2.2.1. Radicación solar

Los niveles de radiación solar que alcanzan la superficie terrestre están condicionados básicamente por el ángulo cenital solar, y dependen de la hora del día, posición geográfica y época del año; la nubosidad, la altitud sobre el nivel del mar, los niveles de contaminación, entre otros.

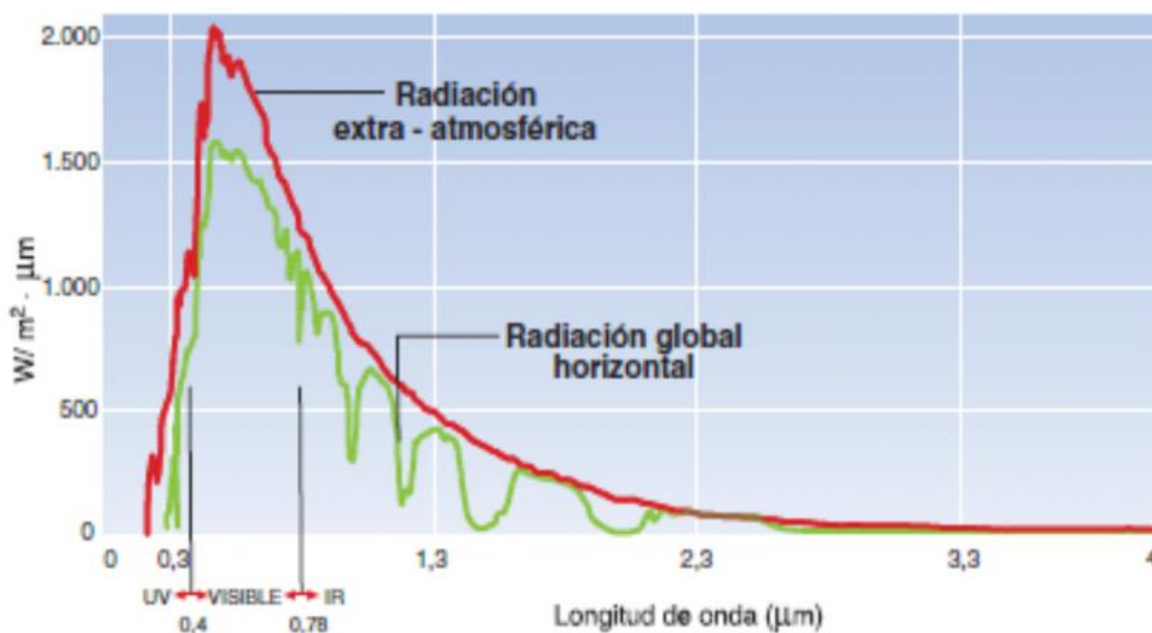
La radiación solar es la energía electromagnética emitida por los procesos de fusión del hidrógeno contenido en el Sol.

Esta energía, se transmite en forma de radiación solar electromagnética y alcanza la atmósfera terrestre en forma de conjunto de radiaciones o espectro electromagnético con longitudes de onda que van de 0.15 μm a 4 μm aproximadamente.

A cualquier frecuencia, una onda electromagnética lleva cierta cantidad de energía (ver la siguiente figura)

Figura 4:

Espectro de radiación solar



Fuente: Fundación de Ingenieros ICAI

La radiación solar es un parámetro fundamental para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos. Esta variación varía geográficamente debido a condiciones climatológicas. Por este motivo, se vuelve relevante contar con un sistema que permita monitorizar la radiación solar de un sitio para poder diseñar óptimamente un sistema fotovoltaico.

2.2.1.1. Radiación solar sobre una superficie

La palabra radiación se utiliza generalmente para la energía del sol, y si se requiere una distinción entre potencia y energía, se utilizan los términos de irradiación o irradianción.

La irradiancia es una medida de la proporción de la energía solar recibida por unidad de área y tiene unidades de vatios por metro cuadrado (W/m^2), donde 1 vatio (W) es igual a 1 Joule (J) por segundo.

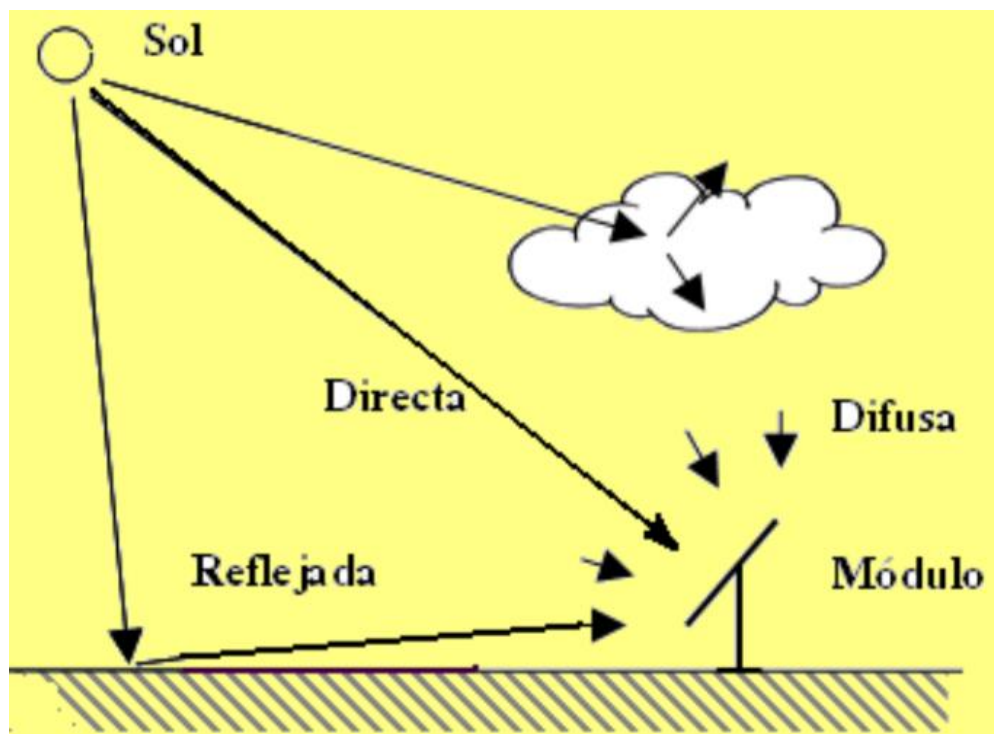
La irradiación es una integral con respecto del tiempo durante un intervalo específico. Por lo tanto, la irradiación es una medida de la energía solar recibida por metro cuadrado durante un periodo de una hora y tiene unidades de vatios hora por metro cuadrado (Wh/m^2).

La radiación solar sobre la superficie terrestre tiene variaciones temporales, siendo unas aleatorias, como la nubosidad, y otras previsibles, como son los cambios estacionales o el día y la noche, provocadas por los movimientos de la Tierra.

La radiación solar sobre un receptor se clasifica en tres componentes: directa, difusa y reflejada o de albedo:

- **Radiación directa (I):** La forman los rayos recibidos directamente del Sol. La orientación de un módulo fotovoltaico está fuertemente influenciada por la radiación directa. En general, la radiación directa es más intensa.
- **Radiación difusa (D):** procedente de toda la bóveda del cielo, excluyendo el disco solar, la forman los rayos dispersados por la atmósfera en dirección al receptor (por ejemplo, en un día completamente nublado toda la radiación recibida es difusa).
- **Radiación reflejada o de albedo (R):** reflejada por la superficie terrestre hacia el receptor. Depende directamente de la naturaleza de las montañas, lagos, edificios, etc. que rodean al receptor.

La suma de todas las radiaciones descritas recibe el nombre de radiación global (G), que es radiación solar total que recibe la superficie de un receptor y por lo tanto la que nos interesa conocer y cuantificar.

Figura 5:*Componentes de la radiación solar*

Fuente: Fundación de Ingenieros ICAI

La radiación incidente global en la superficie de la Tierra y por lo tanto en cualquier área depende de: su posición geográfica, de la localización del sol y de la orientación del área.

La radiación es máxima si el área está orientada al Sol, es decir, perpendicular a la línea que conecta la posición de instalación con el sol. Como la posición del Sol cambia, la orientación varía y debe encontrarse la orientación más adecuada.

La irradiancia solar incidente sobre una unidad de superficie, de orientación normal a los rayos del sol, fuera de la atmósfera de la tierra, a la distancia media sol-tierra, se llama constante solar (G_{sc}). El valor actualmente aceptado basado en mediciones recientes y análisis a detalle de datos es: $G_{sc} = 1367 \text{ W/m}^2$.

Debido a la órbita elíptica de la tierra alrededor del sol, la distancia entre el sol y la tierra varía levemente a través del año, desde un mínimo conocido como perihelio y ocurre alrededor de 3 de enero, hasta un máximo, conocido como afelio, alrededor de 5 de julio.

Hay un tiempo donde la tierra está más cercana al sol durante el invierno del hemisferio norte y más alejado del sol durante el verano del hemisferio norte.

En consecuencia, varía también la irradiación solar extraterrestre y el valor de G en un plano normal a la radiación en el día “ n ” del año, contados a partir de Enero 1st, puede calcularse por:

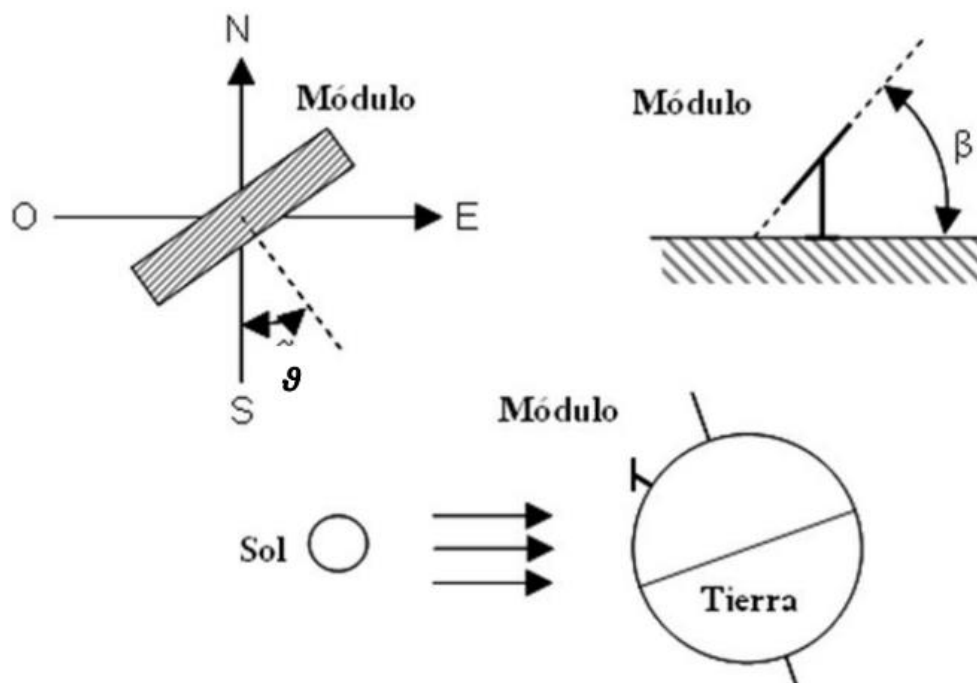
$$G_n = G_{sc}[1+0,033\cos(360n/365)]$$

2.2.1.2.Orientación y posición de la superficie

La orientación de la superficie, en nuestro caso de un panel o módulo fotovoltaico (Figura 6), se define mediante los dos siguientes parámetros.

Ángulo de inclinación (β): Es el ángulo que forma la superficie del módulo con el plano horizontal. Su valor es 0° si el módulo se coloca horizontal y 90° si se coloca vertical.

La posición del módulo viene dada por el parámetro que describe su ubicación, este parámetro es la latitud (ϕ) que indica el ángulo que forma la vertical de ese lugar con el ecuador.

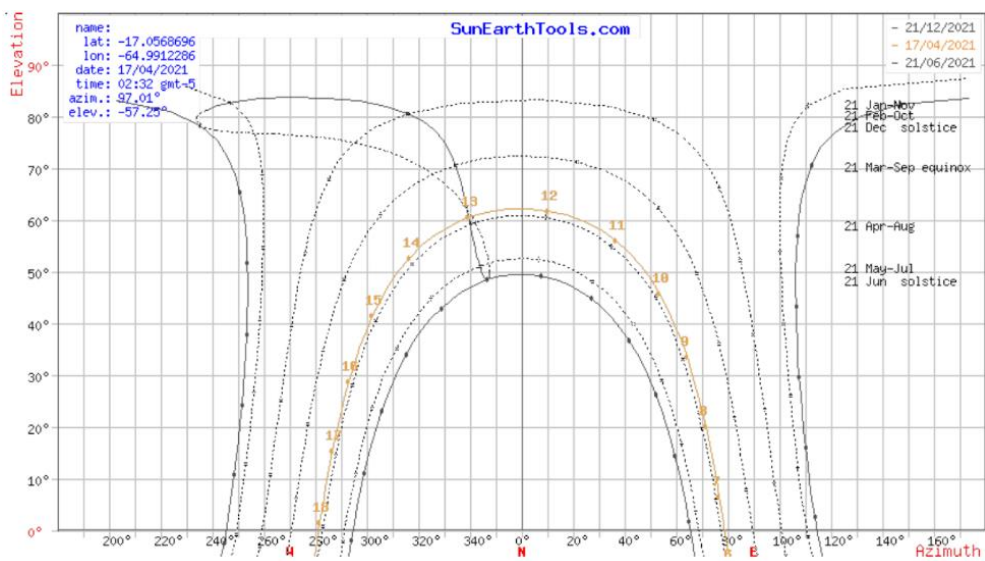
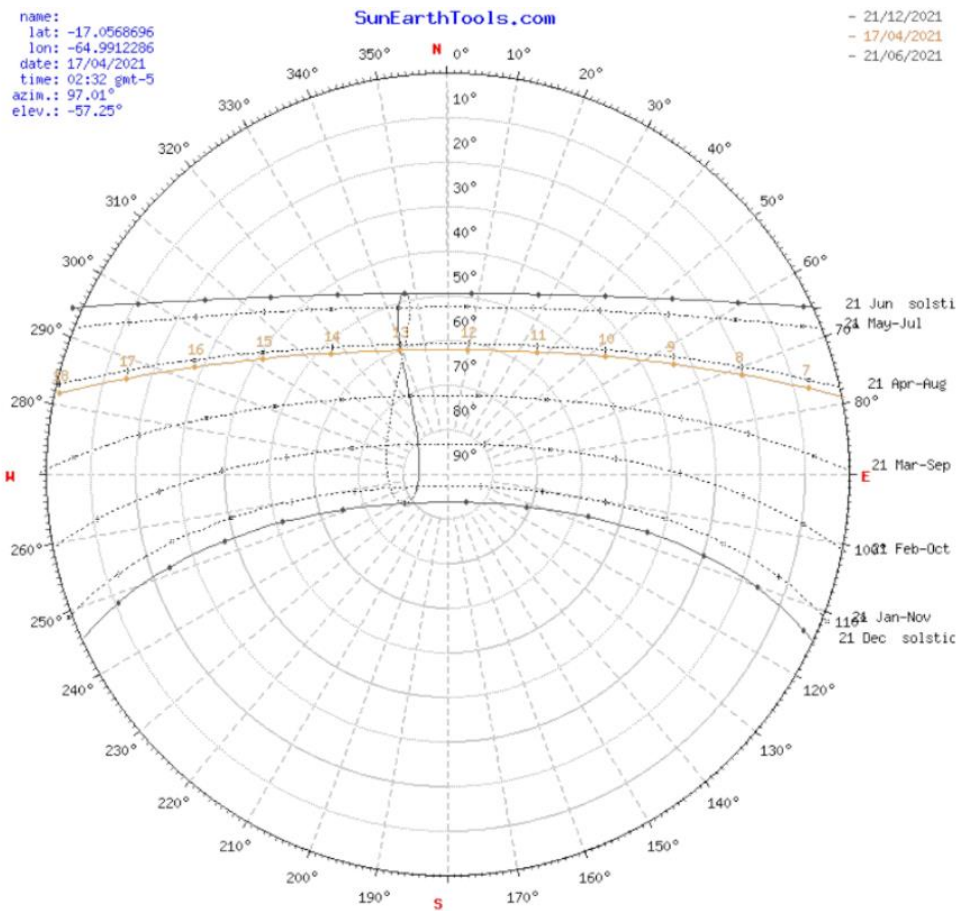
Figura 6:*Orientación y posición del módulo fotovoltaico*

Fuente: Fundación de Ingenieros ICAI

Ángulo de acimut (θ) (hemisferio norte): El acimut α es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del módulo y la dirección Sur (mirando hacia el Ecuador). Vale 0° si coincide con la orientación Sur, es positivo hacia el Oeste y negativo hacia el Este. Si coincide con el Este su valor es -90° y si coincide con el Oeste su valor es $+90^\circ$

Ángulo de acimut (θ) (hemisferio sur): El acimut α es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del módulo y la dirección Norte (mirando hacia el Ecuador). Vale 0° si coincide con la orientación Norte, es positivo hacia el Este y negativo hacia el Oeste. Si coincide con el Este su valor es $+90^\circ$ y si coincide con el Oeste su valor es -90° (Figura 7).

Figura 7:
Carta solar hemisferio sur



Fuente: www.SunEarthTools.com

2.2.1.3. Potencia y energía de la radiación. Irradiancia e Irradiación

Para cuantificar la radiación solar se utilizan dos magnitudes que corresponden a la potencia y a la energía de la radiación que llegan a una unidad de superficie, se denominan irradiancia e irradiación y sus definiciones y unidades son las siguientes:

- ▶ Irradiancia: potencia o radiación incidente por unidad de superficie. Indica la intensidad de la radiación solar. Se mide en vatios por metro cuadrado (W/m^2).
- ▶ Irradiación: integración o suma de las irradiancias en un periodo de tiempo determinado. Es la cantidad de energía solar recibida durante un periodo de tiempo. Se mide en julios por metro cuadrado por un periodo de tiempo (J/m^2 por hora, día, semana, mes, año, etc., según el caso). En la práctica, dada la relación con la generación de energía eléctrica, se utiliza como unidad el $W \cdot h/m^2$ y sus múltiplos más habituales $kW \cdot h/m^2$ y $MW \cdot h/m^2$.

La irradiancia que genera el Sol es de aproximadamente $6,35 \cdot 10^7 W/m^2$ y sólo una pequeña parte de esta radiación llega al exterior de la atmósfera terrestre, $1.367 W/m^2$ aproximadamente.

Este valor de la radiación solar extra atmosférica recibe el nombre de constante solar (B_0) y se recibe cuando la Tierra está situada a una distancia de 1 unidad astronómica del Sol.

La absorción de la atmósfera en condiciones AM1, que es el recorrido atmosférico mínimo, reduce la irradiancia que llega a la superficie terrestre a $1.000 W/m^2$, valor de irradiancia normalizado que se utiliza para definir los parámetros nominales de los módulos fotovoltaicos.

Para especificar la radiación global mediante sus correspondientes magnitudes, irradiancia global e irradiación global, se suele utilizar la letra G (a veces también la H), sin subíndice para la irradiancia global y con uno o dos subíndices para la irradiación global.

En la especificación de la irradiación global, el primer subíndice indica el periodo de tiempo de integración de la irradiación: horaria (h), diaria (d), mensual (m) o anual (a). El segundo subíndice indica un valor medio de la irradiación: valor medio mensual (m) o valor medio anual (a).

Después de la letra G, se especifica la orientación e inclinación de la superficie donde se recibe la radiación solar, $G(\alpha, \beta)$, donde (α es el acimut de la superficie y β la inclinación. Si el acimut es cero, solo se indica la inclinación. Por ejemplo:

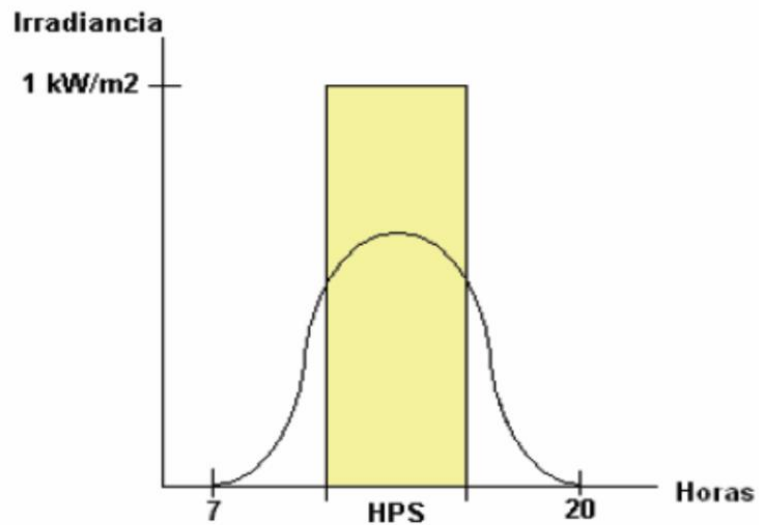
- $G(0)$. Irradiancia global sobre una superficie horizontal.
- $G(35,45)$. Irradiancia global sobre una superficie con acimut 35° (Oeste) e inclinada 45°
- $G_a(0)$. Irradiación global anual sobre una superficie horizontal.
- $G_h(30)$. Irradiación global horaria sobre una superficie orientada al Sur (acimut cero) e inclinada 30°
- $G_{dm}(-20, 30)$. Media mensual de irradiación global diaria sobre una superficie con acimut 20° (Oeste) e inclinada 30°

2.2.2. Hora solar pico (HPS)

En energía solar fotovoltaica se define un concepto relacionado con la radiación solar de gran interés a la hora de calcular la producción de un sistema fotovoltaico. Se trata de las horas de sol pico:

Horas pico sol (HPS): pueden definirse como el número de horas al día con una irradiación ficticia de 1000 W/m^2 que en conjunto suman la misma irradiación total que la real ese día (Figura 8).

Con esta definición, si se tiene la irradiación de un determinado día, y se divide por 1000 W/m^2 , se tienen las horas de sol pico (HSP).

Figura 8:*Hora pico sol (HPS)*

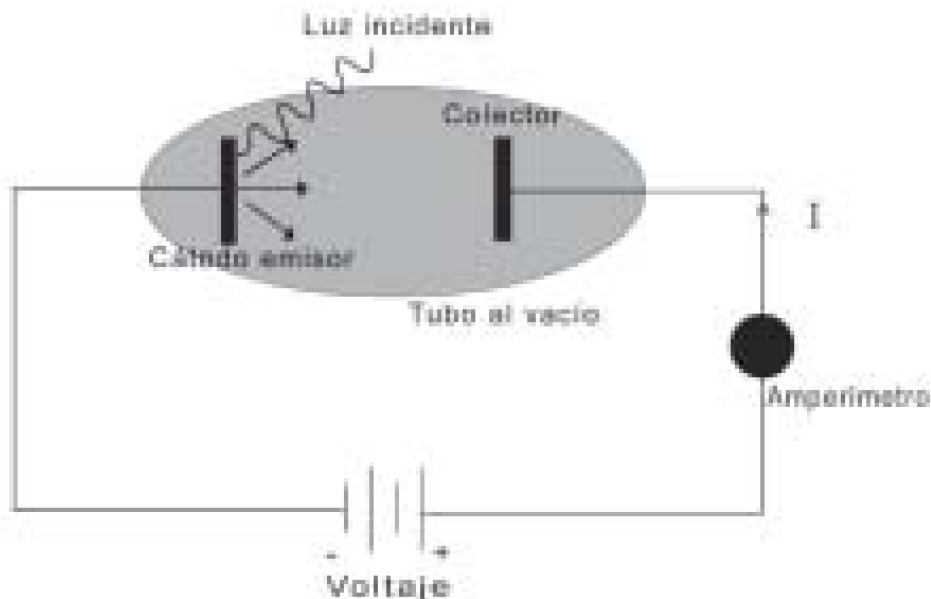
Fuente: Fundación de Ingenieros ICAI

2.2.3. Efecto fotoeléctrico (fotovoltaico)

El efecto fotovoltaico es la base del proceso mediante el cual una célula fotovoltaica (FV) la luz solar se transforma en electricidad. La luz solar está compuesta por fotones o partículas energéticas. Estos fotones son de diferentes energías, correspondientes a las diferentes longitudes de onda del espectro solar. Cuando los inciden en una célula fotovoltaica, pueden ser reflejados o absorbidos. Únicamente los fotones absorbidos generan electricidad. Cuando un fotón es absorbido, la energía del fotón se transfiere al electrón de un átomo de la célula. Con esta nueva energía el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico [16].

Figura 9:

Diagrama esquemático para detectar el efecto fotoeléctrico



Fuente: M. A. Rodríguez-Meza* y J. L. Cervantes-Cota (2006): Efecto Fotoeléctrico

2.2.4. Tipos de sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos se dividen en dos grupos principales, a continuación, se muestra el siguiente:

Figura 10:

Tipos de sistemas fotovoltaicos



Fuente: Apuntes tomados en clases Maestría en energías renovables, Ing. Roberto Tomayo

En el lado derecho están los sistemas conectados a la red y en el lado izquierdo están los sistemas independientes. Comencemos analizando los sistemas autónomos, que también se conocen como sistemas fotovoltaicos fuera de la red, para diferenciarlos del grupo conectado a la red.

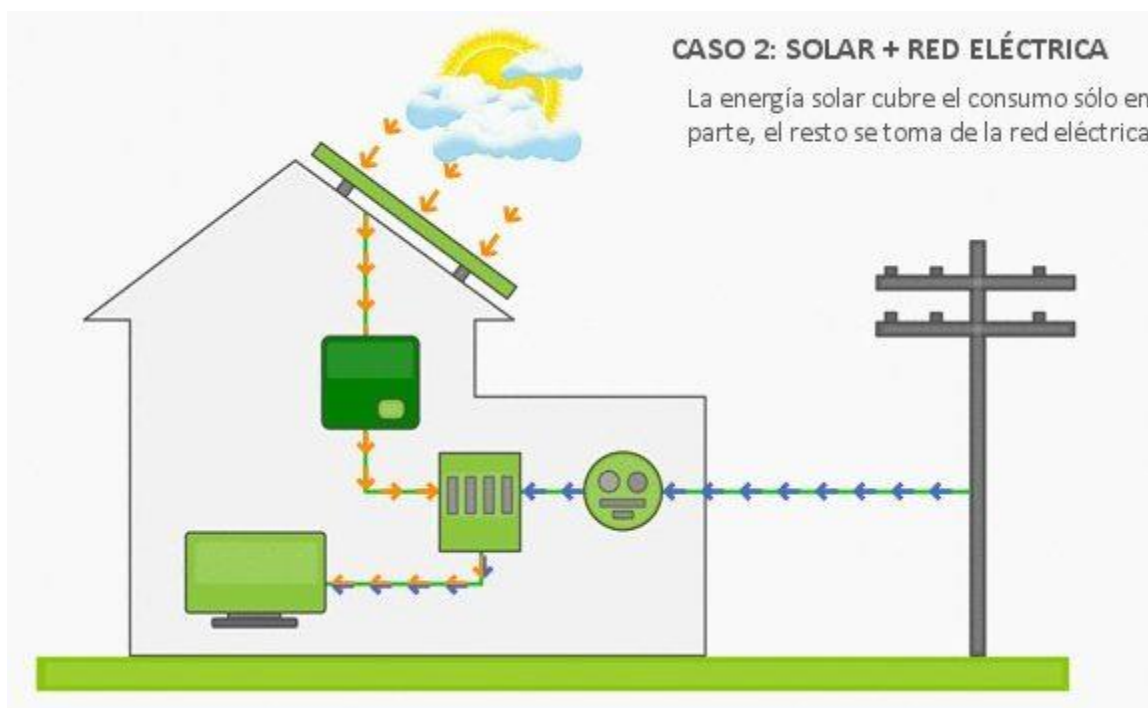
Los dos primeros subgrupos dependen únicamente de la energía solar. Estos subgrupos pueden incluir almacenamiento de energía, como baterías.

El tercer subgrupo, en cambio, es un sistema híbrido, donde la producción fotovoltaica se acopla con turbinas eólicas o con un generador diésel.

El sistema elegido para el estudio en el presente trabajo es el Sistema de Generación Distribuida Conectado a la Red, a continuación, se muestra el esquema del sistema estudiado.

Figura 11:

Sistema de generación distribuida conectado a la red



Fuente: Servicios Eléctricos Tarija (SETAR)

2.2.5. Componentes del Sistema Fotovoltaico

En el presente estudio se hace énfasis en un sistema de generación distribuida conectado a la red, los componentes de un sistema fotovoltaico para este tipo de sistema son:

- Generador fotovoltaico
- Inversor

2.2.6. *Generador fotovoltaico*

El generador fotovoltaico está constituido por paneles y estos por células solares fotovoltaicas. La función del generador es convertir directamente la luz del sol en energía eléctrica de corriente continua.

El funcionamiento de los paneles se basa en el efecto fotovoltaico (explicado en el presente capítulo). El Módulo más pequeño de material semiconductor con unión P-N (y por lo tanto con capacidad de producir electricidad) es denominado célula fotovoltaica. Estas células fotovoltaicas se combinan de determinadas maneras para lograr la potencia y el voltaje deseados. Este conjunto de células sobre el soporte adecuado y con los recubrimientos que le protejan convenientemente de agentes atmosféricos es lo que se denomina panel o módulo fotovoltaico [ormachea].

Módulo de silicio monocristalino, formado por células azul noche, uniforme por ser monocristalino, con un mayor rendimiento (en el laboratorio el rendimiento máximo alcanzado es del 24.7%, siendo en los comercializados del 16%).

Figura 12:

Módulo fotovoltaico de silicio monocristalino



Fuente: ormachea

Módulo de silicio policristalino, con células de color azul pero no uniforme. Son visualmente muy reconocibles por presentar su superficie un aspecto granulado. Se obtiene con ellos un rendimiento inferior que con los monocristalinos (en laboratorio del 19.8% y en los módulos comerciales del 14%) siendo su precio también más bajo.

Figura 13:

Módulo fotovoltaico de silicio policristalino



Fuente: ormachea

Módulo de silicio amorfo, Basado también en el silicio, pero a diferencia de los dos anteriores, este material no sigue aquí estructura cristalina. (Su rendimiento máximo alcanzado en laboratorio ha sido del 13% siendo el de los módulos comerciales del 8%). Son los más utilizados, al ser su precio generalmente inferior y ser más fáciles de adaptar a determinadas superficies. (También llamados módulos de capa delgada o módulos de capa fina).

Figura 14:*Módulo fotovoltaico de silicio amorfo*

Fuente: Fundación ingenieros ICAI para el desarrollo

Para el presente trabajo, el tipo de modulo fotovoltaico es el policristalino.

2.2.7. El inversor

Los convertidores o inversores son equipos que transforman la tensión continua que proporcionan los módulos en tensión diferente, bien sea continua de otra magnitud (convertidores DC/DC) o bien sea alterna (convertidores DC/AC que es lo más usual, estos convertidores DC/AC se denominan generalmente inversores).

Inversor DC/AC, Los sistemas solares fotovoltaicos producen energía eléctrica de CC pero muchos electrodomésticos y otros receptores funcionan con corriente alterna.

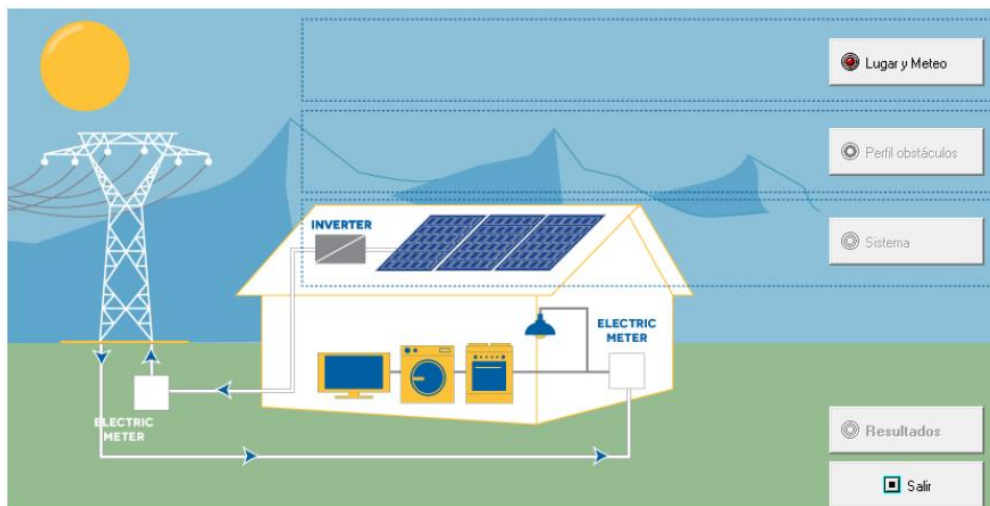
En los sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red eléctrica, el inversor, además de transformar la corriente continua del generador fotovoltaico en corriente alterna debe también. Invertir la modulación de onda y realizar la regulación alternativa del valor efectivo de la tensión de salida [Ormachea].

2.2.8. PVsyst

Es una herramienta que permite el estudio, la simulación y análisis de datos completa de los sistemas fotovoltaicos. Este software permite dimensionar el tamaño de las instalaciones teniendo en cuenta la radiación solar que recibiría en función de su ubicación geográfica, gracias a su base de datos meteorológica, que permite su diseño en 3D y que tiene en cuenta la proyección de sombras debido a la simulación del movimiento del sol durante el día.

Figura 15:

Presentación del sistema PVsyst



Fuente: «PVsyst,» [En línea]. Available: <http://www.pvsyst.com/en/>

Abarca dos variantes específicas de instalaciones, bombeo y conectado CC, además de los dos tipos principales conectado a red y aislado. Incluye gran cantidad de opciones y permite modificar e incluir todos los datos necesarios para un estudio en detalle. También proporciona el análisis económico usando costes reales de componentes, costes adicionales y las condiciones de inversión, en cualquier moneda [21].

En el presente documento, se utilizará esta herramienta de simulación (PVsyst) debido a que es un software especializado para sistemas fotovoltaicos que pueden estar conectados o no a la red de distribución de energía eléctrica local; además, nos permite utilizar datos existentes en la

internet e introducir datos sintéticos para poder analizar mediante simulaciones el sistema fotovoltaico dimensionado teóricamente mediante fórmulas y criterios aprendidos en aulas.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

En el presente capítulo se describe la metodología seguida para el desarrollo de la investigación, el mismo comprende de utilizar los criterios aprendidos en las clases y bibliografías sobre el área de la generación de energía eléctrica con paneles solares fotovoltaicos para abastecer el consumo de una vivienda y que esta estará conectado a la red de energía local, para luego plantear la propuesta de investigación y finalmente el de cumplir las simulaciones y mostrar resultados de los mismos.

3.1. ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1. Cuantitativo

Este enfoque nos permitió la utilización de herramientas matemáticas y los datos ya existentes para el área en el que se implementará el objeto de estudio, de una manera completa y pudiendo analizar los resultados obtenidos para este tipo de generación.

Alcance, la investigación se ha realizado de tipo explicativo debido a que se cuenta con dos variables, donde el recurso energético (radiación solar) para el área de estudio es la variable independiente y la energía eléctrica a generar es la variable dependiente.

3.1.2. Métodos de investigación

3.1.2.1. Método bibliográfico

Se ha realizado la revisión bibliográfica de fuentes como ser:

- Artículos científicos
- Tesis de Posgrados
- Normativa vigente en el sector eléctrico boliviano
- Textos
- Revistas

3.1.2.2. Método descriptivo

Se ha estudiado de manera general el proceso de generación de energía eléctrica a partir de paneles fotovoltaicos, mismo que está en función a la ubicación donde se desea implementar, el

área disponible para su implementación, la normativa local para este tipo de generación y las características de la red de energía eléctrica a conectarse.

3.1.3. Técnicas e instrumentos

Para realizar el modelamiento del sistema de generación a partir de paneles solares y conectado a la red.

- a) **Demanda**, se tomaron datos de relevamiento de carga horaria de la vivienda en estudio; además, de acuerdo a normativa vigente y para fines de cálculo del presente documento se consideró la información histórica de 1 (un) año de consumo de energía eléctrica de la vivienda en estudio.
- b) **Diseño**, a partir de las variables independientes, se determinaron los parámetros de diseño para los cuales se elige cada uno de los componentes fotovoltaicos
- c) **Simulación**, una vez dimensionado y elegido los componentes del sistema fotovoltaico, con ayuda del software PVsyst se realizaron el análisis del comportamiento del sistema fotovoltaico diseñado

CAPÍTULO IV

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

4.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

En el presente trabajo se estudia, una vivienda específica ubicada en la ciudad de El Alto Bolivia, teniendo como coordenada Geo referencial en universal transversal de Mercator (UTM) el siguiente:

Tabla 2:

Ubicación geo referencial de la vivienda en estudio

E	S	Elevación	Zona
587487,19	8164829,9	3965 msnm	19k

Fuente: Google Earth

La vivienda se encuentra ubicada al sur de la Ciudad de El Alto, y está orientada hacia el nor-oeste como se encuentra en la siguiente figura (croquis), donde se indica como referencia el norte:

Figura 16:

Ubicación geo referencial de la vivienda en estudio



Fuente: Google Earth

4.2. RECURSO ENERGÉTICO

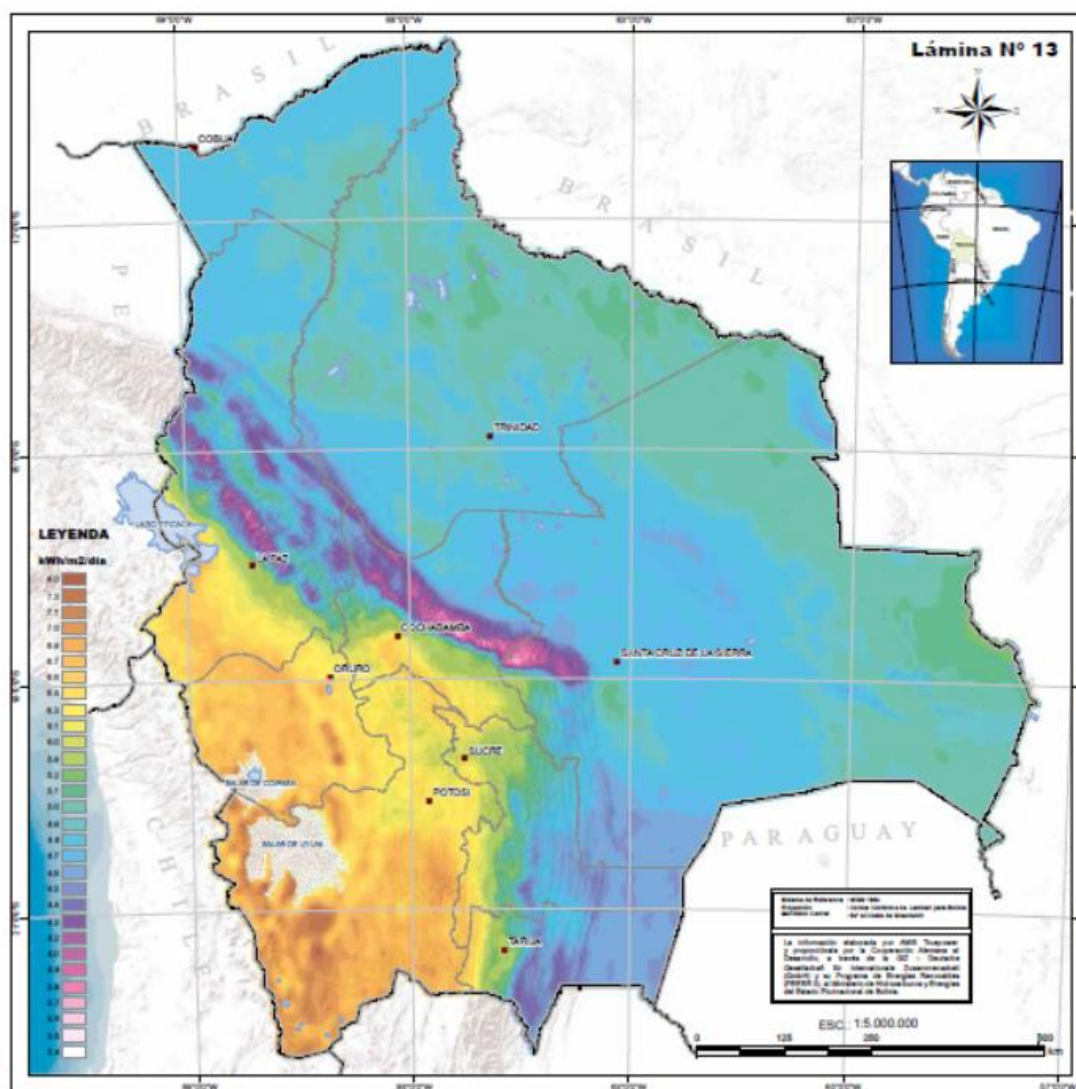
4.2.1. Radiación solar

Para determinar el recurso energético, nos apoyamos en el Atlas Solar publicado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, además nos apoyaremos en los datos diarios publicados por el sitio web tutiempo.net, en el cual se presenta datos diarios por hora y estimaciones para los siguientes días de la irradiancia y la radiación solar.

A continuación, se presenta el promedio anual a largo plazo de la Irradiación solar publicado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas.

Figura 17:

Promedio anual a largo plazo de irradiación horizontal global (GHI)



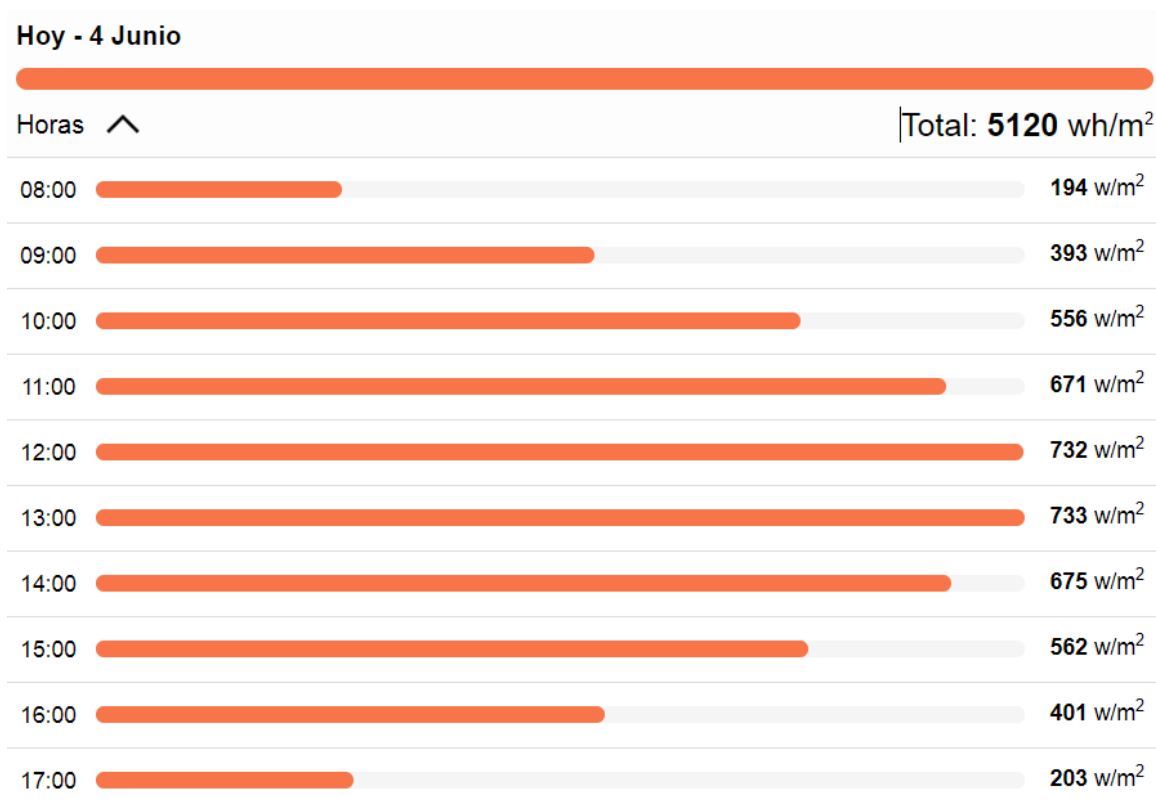
Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (2021): Atlas Eólico Solar de Bolivia.

Del cual, considerando la ubicación de la Ciudad de El Alto, se tiene una irradiación horizontal de 5,8 kWh/m²/día.

Es importante determinar también la irradiación en el punto de estudio, para la hora solar pico se ha elegido el mes de junio que es el peor mes del año, cuando nos referimos al recurso de irradiación solar, se eligió un día cualquiera de este mes para describir y mostrar la irradiación (potencia de la irradiación solar por unidad de área (W/m²)).

Figura 18:

Irradiación en la ciudad de El Alto en fecha 04 de junio de 2023



Fuente: TUiempo.net

Mismo que está muy próximo a 5,8 kWh/m² (proporcionado por el Atlas Eólico Solar), en el presente documento y para efectos de cálculos se utilizará este valor para la Irradiación Solar.

4.2.2. Horas Solar Pico (HSP)

Para determinar las horas solares pico (HSP), se ha tomado el peor mes y así mismo enunciamos el mes más favorable, la Tabla 3 muestra las horas solares pico para la ciudad de El Alto:

Tabla 3:*Hora solar pico en la ciudad de el alto*

Mes	HSP Horas solar pico por día (kWh/m2/d)	Producción total estimada diaria Por Kwp Instalado	Promedio HSP Horas solar pico por mes (kWh/m2/m)	Producción total estimada Mes Por Kwp Instalado
Enero	6.64	5.99	205.89	185.67
Febrero	6.79	6.13	190.14	171.55
Marzo	6.48	5.81	200.79	180.18
Abril	6.04	5.44	181.19	163.13
Mayo	5.79	5.24	179.35	162.45
Junio	5.52	5	165.66	149.95
Julio	5.6	5.1	173.69	158.15
Agosto	6.37	5.76	197.46	178.67
Septiembre	6.44	5.8	193.08	174.03
Octubre	7.2	6.45	223.29	199.88
Noviembre	7.42	6.59	222.55	197.76
Diciembre	6.88	6.17	213.33	191.22
HSP Anual	2,346.42	Pérdidas totales -9.96	Inc. Óptima (Si se ha seleccionado) 0°	Prod. Anual : 2,112.64
Peor Mes: Junio (5.52Hsp/d) Mejor Mes: Noviembre (7.42Hsp/d) Promedio Anual:6.43083333333333- HSP-		Tipo de Estructura Fija		

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (2021): Atlas Eólico Solar de Bolivia.

Para el presente estudio se ha tomado el caso más desfavorable, el mismo corresponde al mes de junio (peor mes del año en hora solar pico):

- Hora Solar Pico (HSP) asumido para el presente estudio: 5,52 Hsp/d

4.2.3. Espacio para la implementación del sistema Fotovoltaico

Se ha realizado la inspección para definir el espacio con el que se cuenta para la ubicar y desplazar los paneles fotovoltaicos, este es un factor relevante para el emplazamiento y para la cantidad de módulos fotovoltaicos a implementar.

Figura 19:

Fotografía de espacio para implementación de módulos fotovoltaicos



Fuente: Fotografía de muestra de cubierta a implementar

Para tener una idea mucho mejor, nos hemos apoyado en el registro de imagen satelital proporcionada por Google Earth, el mismo ha sido tomado en fecha 16 de abril de 2023, a continuación, se muestra la mencionada imagen:

Figura 20:

Imagen satelital de la vivienda en estudio

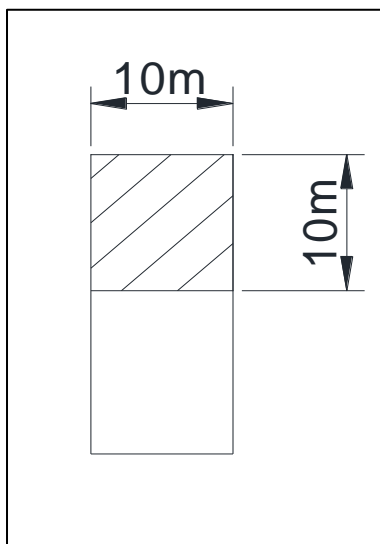


Fuente: Google Earth

El área disponible para la implementación de paneles fotovoltaicos es de 100 m², según relevamiento realizado en fecha 05 de febrero de 2023, a continuación, se muestra las medidas obtenidas:

Figura 21:

Medidas del área disponible para implementación de panel fotovoltaicos



Fuente: Elaboración propia en programa AutoCad 2018

4.2.4. Temperatura ambiente

La ciudad del alto se encuentra ubicado en la meseta del altiplano y la temperatura ambiente es baja a comparación de la temperatura a nivel del mar, a continuación, presentamos las temperaturas máximas, mínimas y el promedio de las temperaturas en esta ciudad:

Tabla 4:

Temperatura promedio en la ubicación del proyecto

Promedio	ene.	feb.	mar.	abr.	may.	jun.	jul.	ago.	sep.	oct.	nov.	dic.
Máxima	13 °C	13 °C	14 °C	14 °C	14 °C	13 °C	13 °C	14 °C	14 °C	15 °C	15 °C	15 °C
Temp.	8 °C	8 °C	8 °C	8 °C	6 °C	5 °C	5 °C	6 °C	7 °C	8 °C	9 °C	9 °C
Mínima	5 °C	5 °C	4 °C	2 °C	-0 °C	-2 °C	-2 °C	-1 °C	1 °C	3 °C	4 °C	4 °C

Fuente: es.weatherspark.com

Mismo que es utilizado para efectos de cálculos del presente documento.

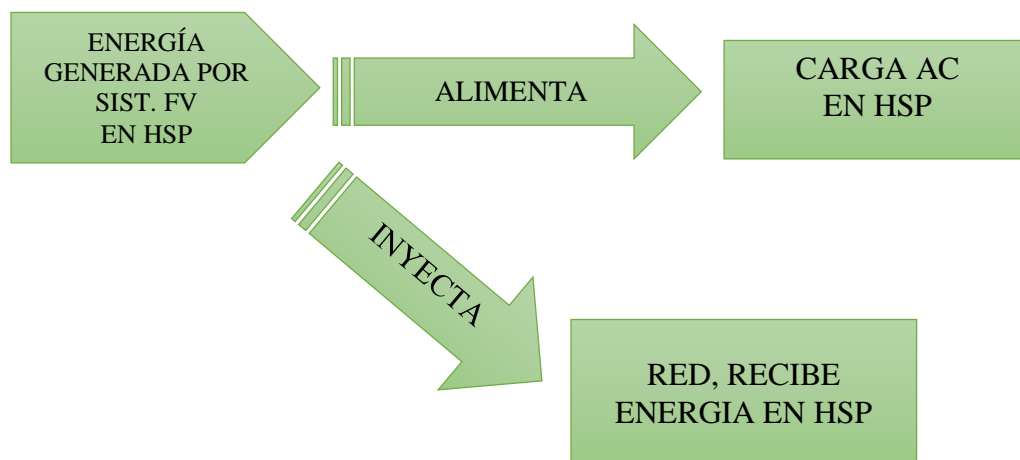
4.3. DEFINICIÓN DEL TIPO DE SISTEMA

Antes de dimensionar los paneles fotovoltaicos, ha sido necesario tener claro lo que se pretende hacer, teniendo en cuenta la normativa vigente del área a implementar el sistema de generación distribuida.

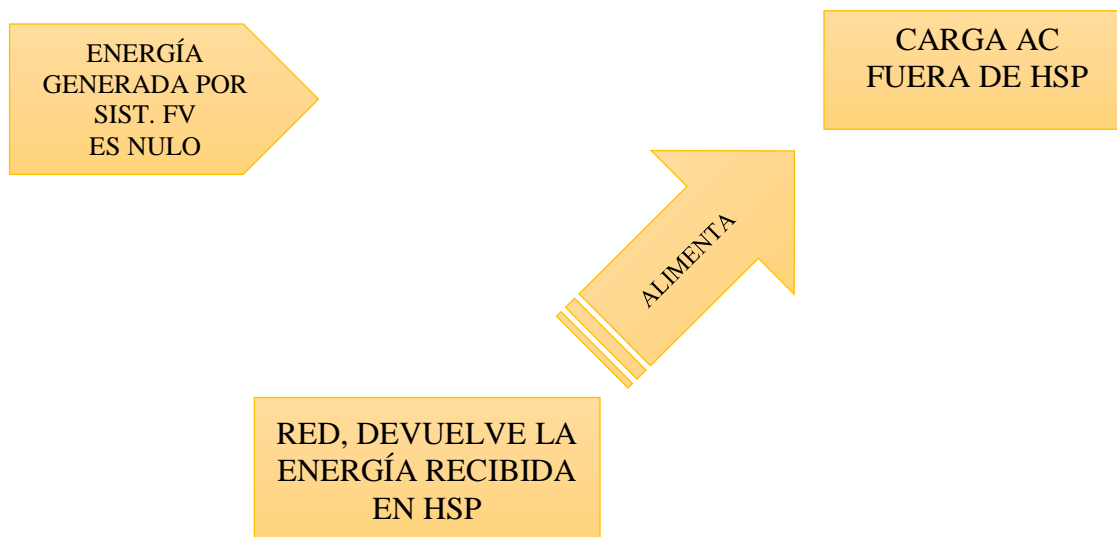
La normativa vigente, en el punto 5.5.5. del Anexo 1 de la Resolución AETN N° 485/2022 de 01 de septiembre de 2022, mismo que especifica lo siguiente:

“La potencia instalada preliminar del sistema de Generación distribuida será aquella que permita generar, en un año calendario, una energía equivalente a su consumo de energía en los doce meses previos a la solicitud de acceso...”

Entonces, para este tipo de sistemas de generación distribuida, solo nos permitirá implementar una potencia no mayor a la necesaria para el consumo del usuario conectado a la red de distribución. Por lo tanto, nuestro sistema de generación distribuida tendrá el siguiente comportamiento para dos periodos, así:

Periodo 1: En Horas Solar Pico (HSP)

Periodo 2: Fuera de Hora Solar Pico (HSP)



El flujo de energía en ambos sentidos es registrado por el medidor Bidireccional, mismo que se reflejará en la boleta de aviso de cobranza.

4.4. DEMANDA

4.4.1. Relevamiento de carga horaria

Si bien en el capítulo anterior se ha presentado el consumo histórico de los últimos doce (12) meses, en este punto vamos a realizar el modelado de la demanda del usuario en estudio.

Para conocer la potencia y la energía modelamos la demanda, en el presente estudio se tiene cargas únicamente en corriente alterna, del mismo se ha realizado un relevamiento detallado y describimos así:

Tabla 5:

Relevamiento de cargas de la vivienda en estudio

Estancia	CARGA	POTENCIA(W)
Patio	Iluminación LED	20
	Iluminación LED	15

Estancia	CARGA	POTENCIA(W)
Calle	Iluminación LED	25
Tienda	Iluminación LED	8
	Computadora de escritorio	400
Oficina	Iluminación LED	8
Cocina Ney	Iluminación LED	18
	Lavadora	330
	Microondas	1000
	Refrigerador	190
	Tostadora Pan	700
Cocina Yhes	Iluminación LED	10
	Lavadora	330
	Microondas	1000
	Refrigerador	190
	Licuadaora	300
	Cocina eléctrica	1800
Cocina 1, Reyna	Iluminación LED	18
	Licuadaora	300
Cocina 2, Reyna	Iluminación LED	8
Dormitorio Pablo y Yhes	Iluminación LED	10
	TV 50 Pulgadas	220
	Laptop	300
	Computadora de escritorio	400
Sala AC	Iluminación LED	10
	TV 42 Pulgadas	180
	Computadora de escritorio	400
	Laptop 1	300
	Laptop 2	300
Dormitorio AC	Iluminación LED	15
	TV de 32 Pulgadas	70
Dormitorio Edú	Iluminación LED	10
	TV antigua	200
Dormitorio Ely	Iluminación LED	10

Estancia	CARGA	POTENCIA(W)
	Laptop	300
Dormitorio Erika	Iluminación LED	10
	Laptop 1	300
	Laptop 2	300
Dormitorio J. Luis	Iluminación LED	10
	Computadora de escritorio	400
	TV de 32 Pulgadas	70
Sala Edú	Iluminación LED	15
	TV de 32 Pulgadas	70
Pasillo Edú	Iluminación LED	15
Baño Planta Baja	Iluminación LED	10
	Ducha	4500
Baño Planta 1	Iluminación LED	10
	Ducha	4500
	Lavadora	330

Fuente: Elaboración propia, relevamiento de fecha 22 de enero de 2023

Una vez realizado el relevamiento de cargas de la vivienda en estudio, se ha realizado la distribución horaria de carga tal como se muestra a continuación:

Tabla 6:

Consumo diario (kWh)

Estancia	CARGA	POTENCIA (W)	CA-CC	HORAS USO DIURNO	HORAS USO NOCTURNO	ENERGIA (Wh/día)
Patio	Iluminación LED	20	CA	0,00	1,70	34,00
	Iluminación LED	15	CA	0,00	1,00	15,00
Calle	Iluminación LED	25	CA	0,00	0,30	7,50
Tienda	Iluminación LED	8	CA	3,00	0,00	24,00
	Computadora de escritorio	400	CA	0,01	0,00	4,00
Oficina	Iluminación LED	8	CA	1,00	0,00	8,00
Cocina Ney	Iluminación LED	18	CA	0,00	1,00	18,00
	Lavadora	330	CA	0,80	0,00	264,00
	Microondas	1000	CA	1,00	0,00	1000,00
	Refrigerador	190	CA	1,00	1,00	378,48
	Tostadora Pan	700	CA	0,00	0,08	58,10

Estancia	CARGA	POTENCIA (W)	CA-CC	HORAS USO DIURNO	HORAS USO NOCTURNO	ENERGIA (Wh/día)
Cocina Yhes	Iluminación LED	10	CA	0,00	0,41	4,10
	Lavadora	330	CA	0,80	0,00	264,00
	Microondas	1000	CA	1,00	0,00	1000,00
	Refrigerador	190	CA	1,00	1,00	378,48
	Licuadaora	300	CA	0,00	0,10	30,00
	Cocina eléctrica	1800	CA	0,01	0,00	10,80
Cocina 1, Reyna	Iluminación LED	18	CA	1,00	1,50	45,00
	Licuadaora	300	CA	0,10	0,00	30,00
Cocina 2, Reyna	Iluminación LED	8	CA	1,20	0,60	14,40
Dormitorio Pablo y Yhes	Iluminación LED	10	CA	1,00	3,00	40,00
	TV 50 Pulgadas	220	CA	4,50	2,00	1430,00
	Laptop	300	CA	0,00	0,60	180,00
	Computadora de escritorio	400	CA	1,50	0,00	600,00
Sala AC	Iluminación LED	10	CA	0,00	4,50	45,00
	TV 42 Pulgadas	180	CA	0,00	3,00	540,00
	Computadora de escritorio	400	CA	2,50	1,50	1600,00
	Laptop 1	300	CA	0,40	0,40	240,00
	Laptop 2	300	CA	0,00	0,40	120,00
Dormitorio AC	Iluminación LED	15	CA	0,00	2,50	37,50
	TV de 32 Pulgadas	70	CA	2,50	0,50	210,00
Dormitorio Edu	Iluminación LED	10	CA	0,00	2,50	25,00
	TV antigua	200	CA	1,00	1,00	400,00
Dormitorio Ely	Iluminación LED	10	CA	0,50	4,00	45,00
	Laptop	300	CA	0,20	0,60	240,00
Dormitorio Erika	Iluminación LED	10	CA	2,00	3,50	55,00
	Laptop 1	300	CA	0,00	0,40	120,00
	Laptop 2	300	CA	0,00	0,40	120,00
Dormitorio J. Luis	Iluminación LED	10	CA	0,00	3,50	35,00
	Computadora de escritorio	400	CA	0,00	1,50	600,00
	TV de 32 Pulgadas	70	CA	0,50	2,50	210,00
Sala Edú	Iluminación LED	15	CA	0,00	3,00	45,00
	TV de 32 Pulgadas	70	CA	2,50	2,50	350,00
Pasillo Edú	Iluminación LED	15	CA	0,00	1,00	15,00
Baño Planta Baja	Iluminación LED	10	CA	0,70	0,63	13,32
	Ducha	4500	CA	0,00	0,05	225,00
Baño Planta 1	Iluminación LED	10	CA	0,00	0,33	3,32
	Ducha	4500	CA	0,00	0,05	225,00
	Lavadora	330	CA	0,50	0,00	165,00

Fuente: Elaboración propia (en base a relevamiento de fecha 22 de enero de 2023)

Es necesario aclarar que, el cuadro mostrado se refiere al relevamiento realizado para un día en el cual se conecta todos los equipos/aparatos electrónicos y eléctricos, por lo tanto, se tiene claro que existe algún día donde no se utiliza la lavadora, ducha y algún otro equipo (según información de relevamiento).

A continuación, mostramos el consumo de energía eléctrica que se ha determinado para una distribución horaria:

Tabla 7:

Consumo Horario de Energía Eléctrica (kWh)

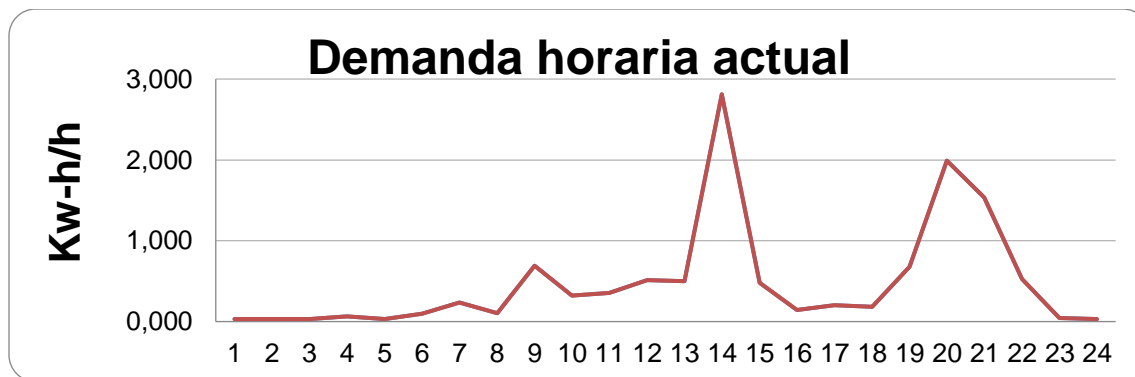
CONSUMO HORARIO DE ENERGÍA ACTUAL (kWh)																							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
0,033	0,033	0,033	0,063	0,032	0,100	0,235	0,104	0,692	0,324	0,354	0,512	0,499	2,812	0,482	0,142	0,202	0,184	0,678	1,992	1,532	0,528	0,043	0,033

Fuente: elaboración propia (en base a relevamiento de fecha 22 de enero de 2023)

Tomando en cuenta el consumo horario con las cargas de relevamiento, se tiene el siguiente cuadro de cargas:

Figura 22:

Demanda horaria actual



Fuente: Elaboración propia

La demanda calculada con el relevamiento de cargas y la distribución horaria es el siguiente:

CONSUMO TOTAL DIARIO [kWh/día] **11,64**

4.4.2. Información histórica

La Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. DELAPAZ, mensualmente realiza la lectura de índice a sus usuarios en la Ciudad de El Alto. Esto a las diferentes categorías aprobadas en su estudio tarifario y dentro de su área de operación.

Actualmente, según la factura emitida por la distribuidora, la categoría asignada a la vivienda en estudio es D2-PD-BT, tal como se observa en la siguiente imagen:

Figura 23:

Factura emitida de la distribuidora de electricidad LA PAZ S.A. DELAPAZ para el periodo abril 2022

DELAPAZ		FACTURA																																									
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD LA PAZ S.A. DELAPAZ		NIT:	1020613020																																								
CALLE: Av. Simón Bolívar N° 1087 - La Paz - Tel: 22611000		FACTURA N°:	1819699																																								
www.delapaz.bo - Sucursal 0 - SFC		AUTORIZACIÓN:	200613200000170																																								
CENTRALIZACIÓN, APLICACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA		ORIGINAL																																									
FECHA EMISIÓN: EL ALTO 14 de Abril de 2022																																											
NOMBRE: CUEVAS SILVESTRE EDUARDO																																											
NIT/CI:	2596404	N° CONSUMIDOR:	663712-1																																								
DIRECCIÓN: FA D 8 U JUNTHUMA AV. ANTOFAGASTA 640 Nro. 640 Piso 0		N° MEDIDOR:	570219																																								
CIUDAD/LOCALIDAD: EL ALTO		ACTIVIDAD:	VIVIENDA																																								
RESEÑA/RUTA: 10/11040		CP/DA:	/																																								
MES DE LA FACTURA: ABRIL-2022		CATEGORÍA:	D7-PD-BT																																								
FECHA DE LECTURA:	ANTERIOR: 16-MAR-22	ACTUAL:	14-ABR-22																																								
LECTURA MEDIDOR:	ANTERIOR: 22443	ACTUAL:	22693																																								
TIPO LECTURA: Lectura normal																																											
MULTIPLICADOR: 1																																											
Energía consumida en (20) días		250 kWh																																									
Total energía a facturar		250 kWh																																									
DETALLE DE FACTURACIÓN																																											
Importe por energía	Bs	174.92																																									
Importe por consumo	Bs	174.92																																									
Importe total por consumo	Bs	174.92																																									
Importe total por el suministro	Bs	174.92																																									
Tasas para el Gobierno Municipal		Bs	17.98																																								
Por Alumbrado Público HAM		Bs	8.00																																								
Por Aseo Urbano		Bs	8.00																																								
Importe total factura	Bs	200.90																																									
Son: DOSCIENTOS 90/100. Bolivianos																																											
Importe del mes a cancelar: Bs		200.90																																									
DEUDA PENDIENTE DE PAGO																																											
Importe total a cancelar: Bs		200.90																																									
Son: DOSCIENTOS 90/100. Bolivianos																																											
Importe base para crédito fiscal: Bs		174.92																																									
CÓDIGO DE CONTROL: 35-06-CF-A5-CD																																											
FECHA LÍMITE DE EMISIÓN: 13/07/22																																											
La factura de pago en término de dos facturas dará lugar al corte del servicio.																																											
"ESTA FACTURA CONTRIBUYE AL DESARROLLO DEL PAÍS. EL USO ILECITO DE ESTA SERÁ SANCIONADO DE ACUERDO A LA LEY N° 653. El proveedor debe brindar atención sin discriminación, con respeto, calidad y cordialidad a sus usuarios y consumidores."																																											
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">HISTÓRICO</th> <th colspan="2">HISTÓRICO</th> <th colspan="2">HISTÓRICO</th> <th colspan="2">HISTÓRICO</th> </tr> <tr> <th>Mes/Año</th> <th>Consumo kWh</th> <th>Mes/Año</th> <th>Consumo kWh</th> <th>Mes/Año</th> <th>Consumo kWh</th> <th>Mes/Año</th> <th>Consumo kWh</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>4/2021</td> <td>321</td> <td>7/2021</td> <td>286</td> <td>10/2021</td> <td>260</td> <td>1/2022</td> <td>246</td> </tr> <tr> <td>5/2021</td> <td>274</td> <td>8/2021</td> <td>235</td> <td>11/2021</td> <td>224</td> <td>2/2022</td> <td>229</td> </tr> <tr> <td>6/2021</td> <td>192</td> <td>9/2021</td> <td>272</td> <td>12/2021</td> <td>193</td> <td>3/2022</td> <td>269</td> </tr> </tbody> </table>				HISTÓRICO		HISTÓRICO		HISTÓRICO		HISTÓRICO		Mes/Año	Consumo kWh	Mes/Año	Consumo kWh	Mes/Año	Consumo kWh	Mes/Año	Consumo kWh	4/2021	321	7/2021	286	10/2021	260	1/2022	246	5/2021	274	8/2021	235	11/2021	224	2/2022	229	6/2021	192	9/2021	272	12/2021	193	3/2022	269
HISTÓRICO		HISTÓRICO		HISTÓRICO		HISTÓRICO																																					
Mes/Año	Consumo kWh	Mes/Año	Consumo kWh	Mes/Año	Consumo kWh	Mes/Año	Consumo kWh																																				
4/2021	321	7/2021	286	10/2021	260	1/2022	246																																				
5/2021	274	8/2021	235	11/2021	224	2/2022	229																																				
6/2021	192	9/2021	272	12/2021	193	3/2022	269																																				
Fecha Vencimiento: 14/05/22 Fecha Est. Prax. Mod: 14/05/22 Fecha Est. Prax. Emi: 14/05/22																																											

Fuente: Factura, Distribuidora de electricidad La Paz S.A. DELAPAZ

Esta categoría se encuentra catalogado como consumidores con demanda de potencia menor o igual a 10 kW, aplicado a consumidores de tipo domiciliario en baja tensión con tensión de suministro de 220 V o 230 V y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW. [18]

A continuación, se muestra la estructura tarifaria para la categoría D2-PD-BT:

Tabla 8:

Estructura tarifaria categoría D2-PD-BT

Categorías Domiciliarias		
		D2-PD-BT
Cargo mínimo	Bs/mes	23,628
Con derecho a 20 kWh de consumo		
Cargo por Energía		
21 - 50 kWh	Bs/kWh	0,650
51 - 300 kWh	Bs/kWh	0,663
301 - 500 kWh	Bs/kWh	0,690
501 - 1000 kWh	Bs/kWh	0,723
1001 - kWh	Bs/kWh	0,730

Fuente: AETN, Resolución N° 1123/2019 del 11 de diciembre de 2019, Estudio Tarifario de la Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. DELAPAZ para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

La factura o aviso de cobranza de la distribuidora de electricidad, cuenta con información histórica de doce (12) meses del consumo de energía eléctrica de este usuario, la Tabla 9 presenta esta información histórica:

Tabla 9:

Consumo histórico de la vivienda en estudio

Año	Mes	Consumo kWh
------------	------------	------------------------

2021	abril	321
2021	mayo	274
2021	junio	292
2021	julio	255
2021	agosto	235
2021	septiembre	272
2021	octubre	260
2021	noviembre	224
2021	diciembre	253
2022	enero	246
2022	febrero	229
2022	marzo	269

Fuente: Factura, Distribuidora de electricidad La Paz S.A. DELAPAZ

Esta información histórica es muy importante, el cual nos muestra en consumo de energía eléctrica anual y diaria, tal como describimos en la tabla 10:

Tabla 10:

Energía Eléctrica Anual y Diario Consumido por el usuario en estudio

Anual	3.130,00	kWh
Diario	8,58	kWh

Fuente: Elaboración propia

4.4.3. Definición de la demanda

En la siguiente matriz, hemos realizado un análisis comparativo de los resultados obtenidos en el presente punto y los datos históricos extraídos del aviso de cobranza emitido por la empresa distribuidora:

Tabla 11:

Comparación de consumo histórico y consumo determinado en relevamiento

Energía eléctrica consumida diariamente, según información histórica (kWh/día)	Consumo Diario (kWh/día)	Diferencia %	Análisis
a	b	$= (a-b) / b$	
8,58	11,64	26%	<p>De los resultados del relevamiento de cargas y la información histórica, se observa una diferencia del 26%.</p> <p>El mismo muestra que, en el relevamiento se ha considerado todas las cargas (un día donde se utiliza todas las cargas); sin embargo, el comportamiento del uso de cargas es variable para cada día de la semana, por ejemplo, existe algún día donde no se utiliza habitualmente la Ducha, la lavadora o algún otro aparato.</p> <p>Por lo que, si realizamos el mismo ejercicio para cada día de la semana, nos aproximaremos con más precisión a la información histórica.</p>

Fuente: Elaboración propia

Para efectos del presente estudio se ha considerado la información histórica, siendo un **requisito para que el Ente Regulador** pueda aprobar su incorporación a la Red.

4.5. DIMENSIONAMIENTO DE PANELES FOTOVOLTAICOS

Los paneles fotovoltaicos son el componente principal de un sistema fotovoltaico y los parámetros que lo caracterizan son:

- La tensión de funcionamiento
- La potencia pico

- La corriente de cortocircuito

La energía que debe producir el conjunto de paneles fotovoltaicos (Generador Fotovoltaico) es el siguiente:

$$E_G = \frac{E}{\eta_{inv}}$$

Dónde:

E_G : Es la energía diaria que debe producir el generador fotovoltaico (Wh)

E: Es la energía diaria que deben recibir las cargas en corriente alterna (Wh)

η_{inv} : Rendimiento del inversor

El dato de rendimiento del inversor es de 0.95 (dato asumido por valores típicos y a comprobar en el siguiente punto); tomando en cuenta este dato, hemos calculado la energía diaria que debe producir el generador fotovoltaico.

$$E_G = \frac{E}{inv}$$

$$E_G = \frac{3130 (kWh)}{365 (días) * 0.95}$$

$$E_G = 9,027 (kWh)$$

La potencia instalable del conjunto de paneles la calculamos de la siguiente manera:

$$P_{gen} = \frac{E_G}{HSP * \eta_G}$$

Dónde:

P_{gen} : Potencia nominal del generador (conjunto de paneles del sistema)

η_G : Rendimiento del generador fotovoltaico

HSP: Horas solar pico, el mismo ha sido calculado como datos de partida.

En necesario recordar algunos datos ya calculados, además, definir criterios para operación y mantenimiento y datos de fábrica:

- Horas Solar Pico calculado: $HSP=5.52$
- Rendimiento del generador: $\eta_G = 0.8$ el mismo ha sido proporcionado por el fabricante para un panel de degradación a 25 años
- Factor de pérdidas: $F_p=0.75$ que corresponde a las pérdidas por operación y mantenimiento (O&M) por orientación, ángulo óptimo y deposiciones.
- Rendimiento ajustado del generador: $\eta_{Ga} = 0.6$ que viene de $\eta_{Ga} = \eta_G * F_p$

Reemplazando datos, calculamos la potencia del generador fotovoltaico:

$$P_{gen} = \frac{9,027 (kWh)}{5,52(h) * 0,6}$$

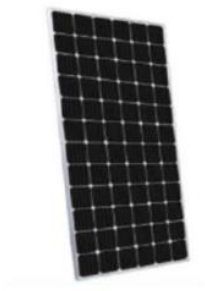
$$P_{gen} = 2,73 (kW)$$

4.5.1. Elección del panel fotovoltaico

Para la elección del panel fotovoltaico, se ha realizado solicitudes de cotizaciones a las diferentes importadoras que se dedican a la comercialización de estos insumos en Bolivia. El panel solar elegido es uno mono cristalino (por su eficiencia) con una potencia de 460 (W), mismo que ha sido proporcionado por la empresa DESMART LTDA, el mismo se muestra a continuación:

Figura 24:

Panel fotovoltaico elegido para el presente proyecto

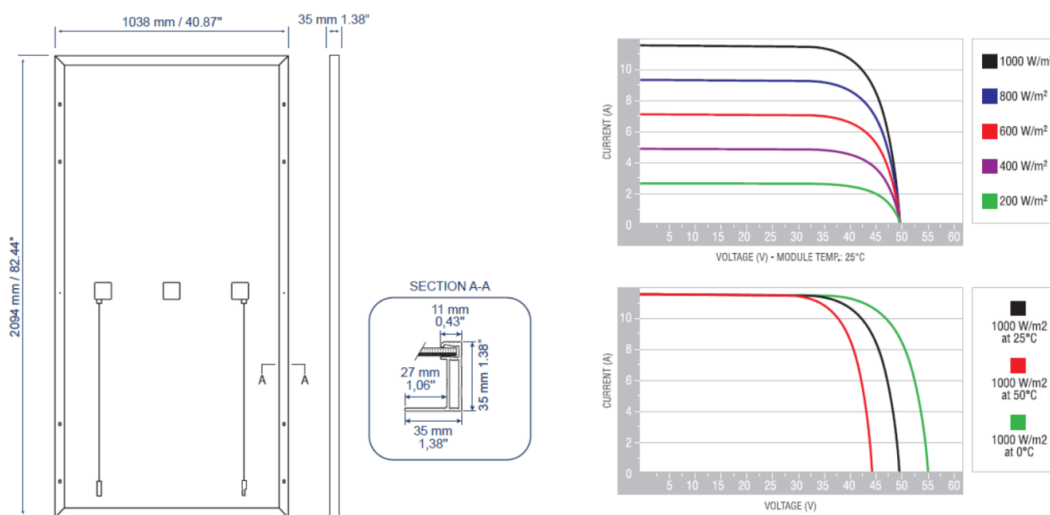
Descripción	Precio Unit.
<p>PEIMAR - OR6H460M - Panel Monocristalino 460W</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potencia: 460Wp - Tolerancia de potencia: 0/+5w - Tensión Pmax (vpm) : 42.87V - Corriente a Pmax (Imp): 10.73A - Tension en Circuito Abierto (Voc): 49.85V - Corriente de corto circuito (Isc): 11.61A - Tension maxima de sistema: 1500V - Eficiencia: 21,16% 	324,0

Fuente: DESMART LTDA

De catálogo de este panel podemos obtener la siguiente información:

Figura 25:

Características constructivas del panel fotovoltaico elegido



Fuente: Catálogo panel fotovoltaico OR6H460M HALF CELL LINE

La tensión del módulo elegido es el siguiente:

- Tensión Pmax (Vpm): 42,87 (V)
- Tensión en Circuito Abierto (Voc): 49,85 (V)

Por lo tanto, nuestro sistema fotovoltaico generara en estos rangos de tensión de 42,87 – 49,85 (V).

A continuación, se ha determinado el número de módulos fotovoltaicos necesarios para satisfacer la demanda.

$$N_{\text{paneles}} = \frac{P_{\text{gen}}}{P_p}$$

Reemplazando datos:

$$N_{\text{paneles}} = \frac{2.73 * 1000}{460}$$

$$N_{\text{paneles}} = 5.93 \text{ (paneles)}$$

Teniendo como resultado, seis (6) paneles o módulos fotovoltaicos, que va satisfacer la demanda de energía eléctrica del usuario en estudio.

4.6. DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR

El inversor elegido es el On Grid 3000 W Grovatt MIC3000TL-X, mismo que se ha encontrado en el mercado para sistemas de generación distribuida conectado a la Red.

A continuación, se presenta las características del inversor elegido:

Tabla 12:*Características del inversor elegido*

Datasheet	MIC 750TL-X	MIC 1000TL-X	MIC 1500TL-X	MIC 2000TL-X	MIC 2500TL-X	MIC 3000TL-X	MIC 3300TL-X
Input data (DC)							
Max. recommended PV power (for module STC)	1050W	1400W	2100W	2800W	3500W	4200W	4290W
Max. DC voltage	500V	500V	500V	500V	550V	550V	550V
Start voltage	50V	50V	50V	50V	80V	80V	80V
Nominal voltage	120V	180V	250V	360V	360V	360V	360V
MPP voltage range	50V-500V	50V-500V	50V-500V	50V-500V	65V-550V	65V-550V	65V-550V
No. of MPP trackers	1						
No. of PV strings per MPP tracker	1						
Max. input current per MPP tracker	13A						
Max. short-circuit current per MPP tracker	16A						
Output data (AC)							
AC nominal power	750W	1000W	1500W	2000W	2500W	3000W	3300W
Max. AC apparent power	750VA	1000VA	1500VA	2000VA	2500VA	3000VA	3300VA
Nominal AC voltage(range*)	230V (180-280V)						
AC grid frequency(range*)	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)						
Max. output current	3.6A	4.8A	7.1A	9.5A	11.9A	14.3A	14.3A
Adjustable power factor	0.8leading...0.8lagging						
THDi	<3%						
AC grid connection type	Single phase						
Efficiency							
Max. efficiency	97.4%	97.4%	97.4%	97.4%	97.6%	97.6%	97.6%
European efficiency	96.5%	96.5%	97.0%	97.0%	97.0%	97.1%	97.1%
MPPT efficiency	99.9%						

Fuente: SHENZHEN GROWATT NEW ENERGY CO.,LTD.

4.6.1. Emparejamiento de potencia DC

Máxima potencia del generador fotovoltaico es:

$$6 \text{ paneles} * 460 \text{ Wp} = 2760 \text{ W}$$

Entonces, la potencia que generará los 6 paneles es compatible con el inversor seleccionado.

4.6.2. Emparejamiento de Voltajes.

La temperatura máxima y mínima es:

$$T_{max} = 15 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_{min} = -2 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Así mismo, tenemos los datos de fábrica del Panel y el inversor elegido referido a las tensiones en máxima potencia:

$$V_{MPPT_min_inv} = 65 (V)$$

$$V_{MPP_panel} = 42.87 (V)$$

Se ha determinado el número mínimo de paneles para formar una cadena, así:

$$V_{MPP_min_panel_corregido} = V_{MPP_panel} * (1 - coeficiente_{Pmax} * (T_{efec_{celda}} - T_{STC}))$$

Considerando una instalación paralela al techo, donde espacio panel – techo mayor a 15 (cm), tenemos lo siguiente:

$$T_{efect_celda} = 15 + 30$$

$$T_{efect_celda} = 45^{\circ}C$$

Además, se considera el dato de coeficiente Pmax para el panel elegido de 0.37%.

Reemplazando datos se tiene lo siguiente:

$$V_{MPP_min_panel_corregido} = 42.87 * (1 - 0.0037 * (45 - 9))$$

$$V_{MPP_min_panel_corregido} = 37.16 (V)$$

Entonces:

$$N^{\circ} \text{ mínimo de paneles} = \frac{65}{37.16}$$

$$N^{\circ} \text{ mínimo de paneles} \cong 2$$

Así mismo, con la temperatura mínima:

$$V_{max_inv} = 550 (V)$$

$$V_{oc} = 49.85 (V)$$

$$V_{oc_panel_corregido} = V_{oc_panel} * (1 - coeficiente_{Voc} * (T_{efec_{celda}} - T_{STC}))$$

Reemplazando datos:

$$V_{oc_panel_corregido} = 49.85 * (1 - 0.0028 * (-2 - 9))$$

$$V_{oc_panel_corregido} = 51.38 (V)$$

Entonces:

$$N^{\circ} \text{ max de panels} = \frac{550}{51.38}$$

$$N^{\circ} \text{ max de paneles} \cong 11$$

Entonces, la cadena de paneles estará formada de 2 a 11 paneles.

Tomando en cuenta este análisis y el número de entradas del inversor seleccionado, es correcto si los seis (6) paneles se conectan en serie, el cual está dentro del margen.

4.6.3. Emparejamiento de corriente

De la misma forma que en las tensiones, recurriremos a los datos de fábrica del panel fotovoltaico y el inversor elegido, de donde decimos:

La corriente MPP del panel elegido es: 10,73 (A)

La corriente de una entrada del inversor elegido es 13 (A)

Por lo que se puede conectar en una cadena a una entrada del inversor.

Puesto que el inversor elegido solo consta de una entrada, solo se evaluará este caso.

4.7. CONFIGURACIÓN EN SERIE Y EN PARALELO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Es evidente que el punto anterior ya nos ha indicado la configuración de nuestro sistema fotovoltaico, sin embargo, ha sido necesario tener claro del cómo estará configurado nuestros paneles fotovoltaicos:

4.7.1. Configuración en serie:

$$N^{\circ} \text{ de paneles en serie} = \frac{V_{\text{max_inv}}}{V_{\text{oc_panel}}}$$

Reemplazando datos:

$$N^{\circ} \text{ de paneles en serie} = \frac{550}{49.85}$$

N° de paneles en serie = 11

4.7.2. Configuración en paralelo:

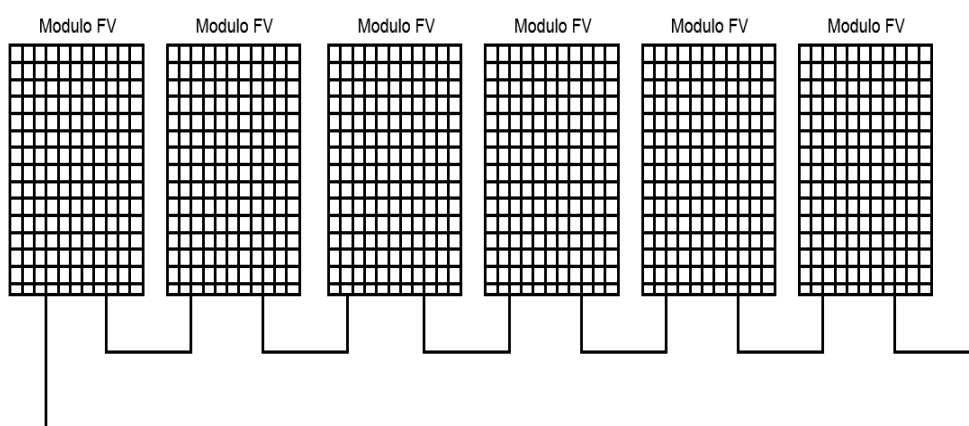
$$N_{ramas} = \frac{I_{max_inv}}{I_{SC_panel}}$$

$$N_{ramas} = \frac{10.73}{13}$$

$$N_{ramas} = 1$$

Figura 26:

Configuración de sistema fotovoltaico



Fuente: Elaboración propia

4.8. VERIFICACIÓN DE DISEÑO MEDIANTE PVSYS

El Pvsyst es una herramienta que además de realizar simulaciones, nos permitio verificar los resultados obtenidos en el punto anterior, a continuación presentamos de la siguiente manera:

4.8.1. Ubicación y datos meteorológicos

Se enumeró la latitud, longitud y altitud del lugar en donde se estudia el proyecto.

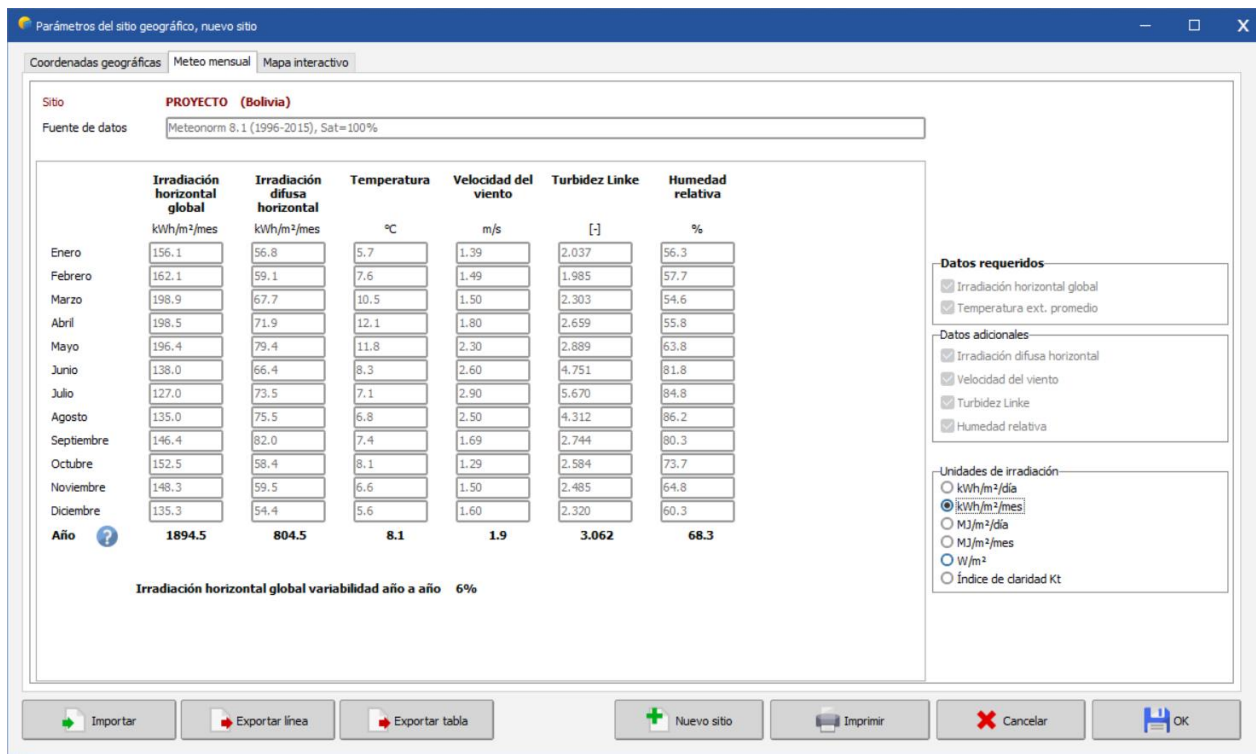
Latitud	Longitud	Elevación
16°35'50"	68°10'48"	3965 msnm

Además, se ha seleccionado la base de datos Meteonorm que nos entrega valores históricos globales por hora de irradiación, temperatura, humedad, viento y precipitación desde el año 2010 hasta la actualidad, mismo que nos ofrece los parámetros necesarios para este tipo de generación

y además la interpolación para los valores deseados, motivo por el cual se ha elegido esta base de datos.

Figura 27:

Parámetros meteorológicos Meteonorm



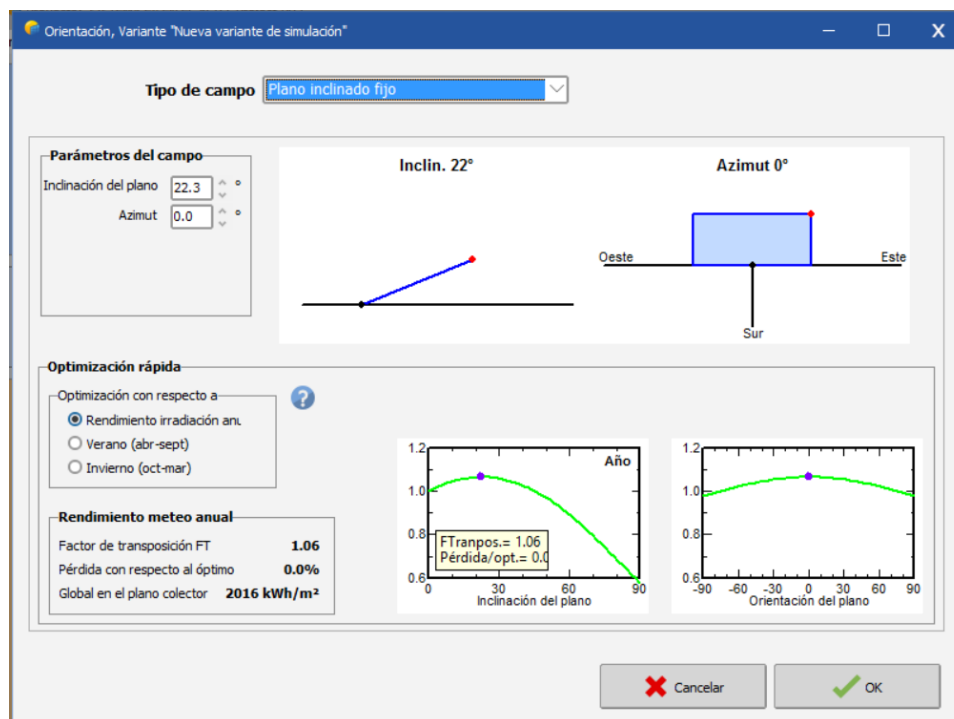
Fuente: PVsyst

4.8.2. Orientación e Inclinación

El tipo de campo que hemos elegido es el plano inclinado fijo; y para esto, el programa PVsyst nos demostró, que para la ubicación del proyecto la orientación debe ser hacia el norte con una inclinación de 22°, mismo que se muestra a continuación:

Figura 28:

Orientación e inclinación óptima de paneles solares



Fuente: Elaboración propia en PVsyst

En la imagen podemos observar que para esta orientación e inclinación las pérdidas con respecto al óptimo es igual al 0.0%.

4.8.3. Verificación del panel fotovoltaico e inversor elegido

En el programa PVsyst, se ha seleccionado el panel fotovoltaico y el inversor elegido mediante cálculos, como son:

- Panel fotovoltaico: Peiman – OR6H-460M – Panel Monocristalino 460 W
- Inversor: MIC 3000 TL-X

A continuación, se muestra estos componentes y se verifica el correcto dimensionamiento para 6 paneles fotovoltaicos.

Figura 29:

Elección de panel fotovoltaico e inversor en PVsyst

Definición del sistema de red, Variante VCO: "Nueva variante de simulación"

Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto
 Nombre:
 Oriente: **Plano inclinado fijo** Inclinación: **22°** Azmut: **0°**

Ayuda de pre-dimensionamiento
 Sin dimensionamiento Ingrese potencia planeada: kWp
 ... o área disponible(módulos): m²

Seleccione el módulo FV
 Disponible ahora: Filtro: **Todos los módulos F**
 460 Wp 35V Si-mono 0R6H460M Desde 2022 Datasheet 2022
 Usar optimizador
 Dimensiona. voltaje : Vmpp (60°C) **36.1 V**
 Voc (-10°C) **55.0 V**

Seleccione el inversor
 Disponible ahora: Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz 50 Hz 60 Hz
 3.0 kW 140 - 1000 V TL 50/60 Hz MOD 3000TL3-X Desde 2021
 Núm. de inversores: Voltaje de funcionamiento: **140-1000 V** Poder global inversor: **3.0 kWca**
 Utilizar multi-MPPT Voltaje máximo de entrada: **1100 V** **inversor con 2 MPPT** **Reparto de potencia en este inversor**

Diseño el conjunto
 Núm. de módulos y cadenas
 Mód. en serie: entre 4 y 19
 Núm. cadenas:
 Pérdida sobrecarga: **0.0 %**
 Proporción Pnom: **0.92**
Núm. de módulos: 6 **Área: 13 m²**

Condiciones de operación
 Vmpp (60°C): 217 V
 Vmpp (20°C): 255 V
 Voc (-10°C): 330 V
 Irradia. plano: **1000 W/m²**
 Imp (STC): 11.0 A
 Isc (STC): 11.6 A
 Isc (en STC): 11.6 A

La potencia del inversor está ligeramente sobredimensionada.
 Máx. en datos STC
 Potencia de funcionamiento máx.: **2.9 kW**
 (en 1162 W/m² y 50°C)
Potencia nom. conjunto (STC) 2.8 kWp

Lista de subconjuntos

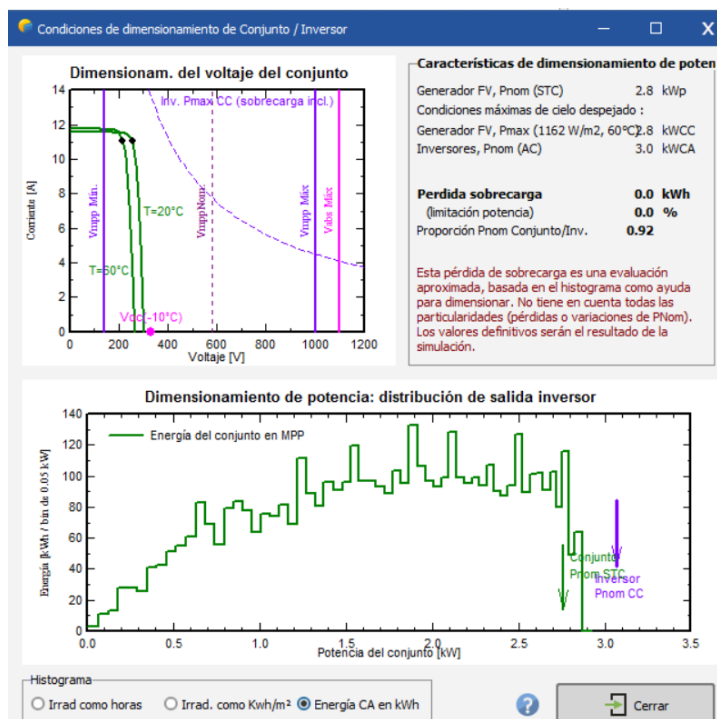
Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT
Generador FV		
Peimar - 0R6H460M	6	1
Growatt New Energy - MOD 3000TL	1	1

Resumen sistema global

Núm. de módulos	6
Área del módulo	13 m ²
Núm. de inversores	1
Potencia FV nominal	2.8 kWp
Potencia de CA nominal	3.0 kWCA
Proporción Pnom	0.920

Fuente: Elaboración propia en PVsyst

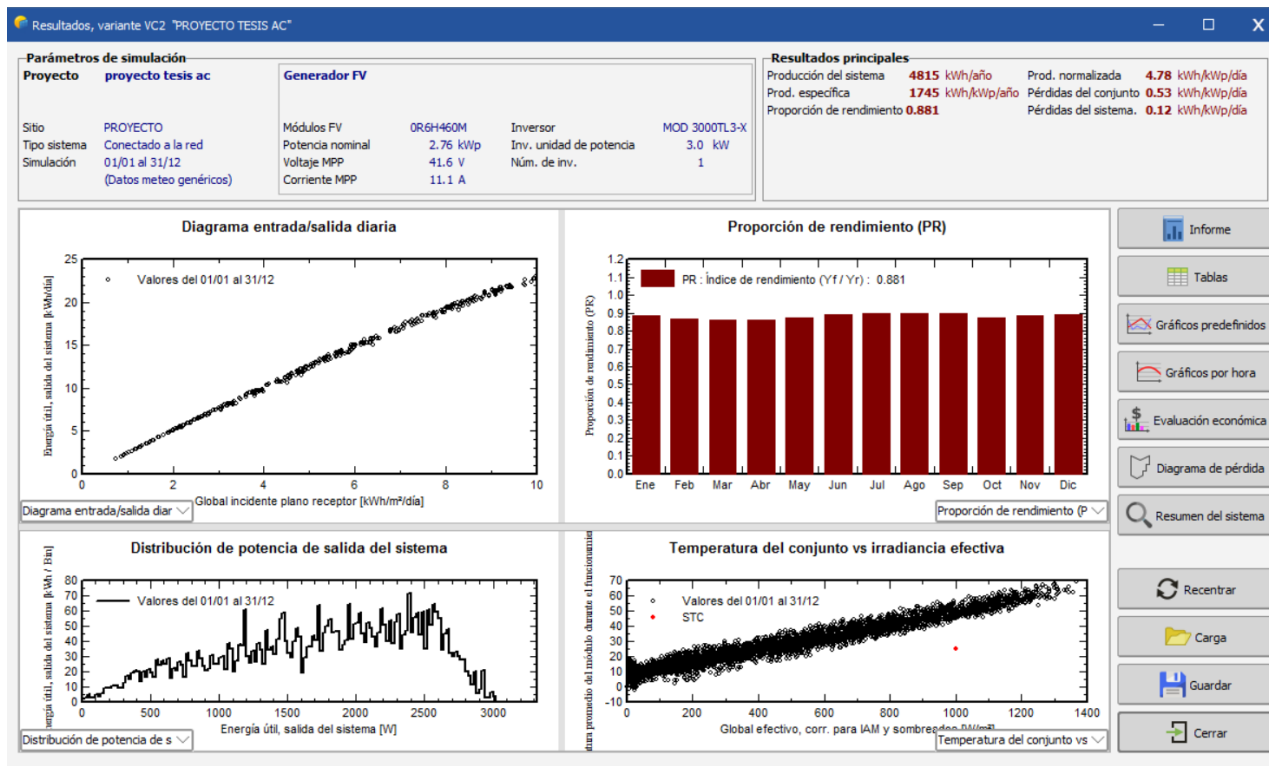
En la imagen anterior mostramos la siguiente señal “*la potencia del inversor está ligeramente sobredimensionado*”, mismo que no es significativo debido a que el inversor trabajará de igual manera en óptimas condiciones.

Figura 30:*Dimensionamiento del sistema fotovoltaico*

Fuente: Elaboración propia en PVsyst

4.9. SIMULACIÓN

Además de cargar los datos y parámetros del sistema fotovoltaico en estudio, se ha cargado la información histórica de consumo de energía eléctrica, mismo que es del periodo abril 2021 a mayo 2022.

Figura 31:*Elección de panel fotovoltaico e inversor en PVsyst*

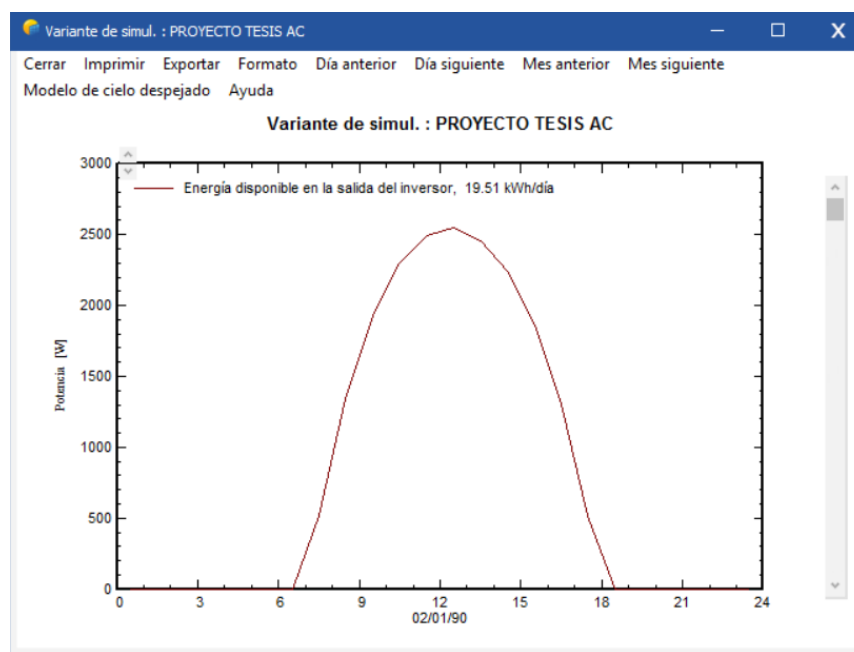
Fuente: Elaboración propia en PVsyst

En esta imagen que antecede, podemos observar que el índice del rendimiento es de 0.881, el mismo significa que el sistema fotovoltaico simulado es adecuado y los componentes dimensionados y elegidos son los correctos.

La simulación muestra también, que para un día despejado cualquiera (02 de enero) la potencia generada a la salida del inversor alcanza a 2500 (W) a horas 12:30 aproximadamente y que la energía es de 19,51 kWh para ese día, tal como se muestra en la siguiente curva.

Figura 32:

Energía disponible a la salida del inversor

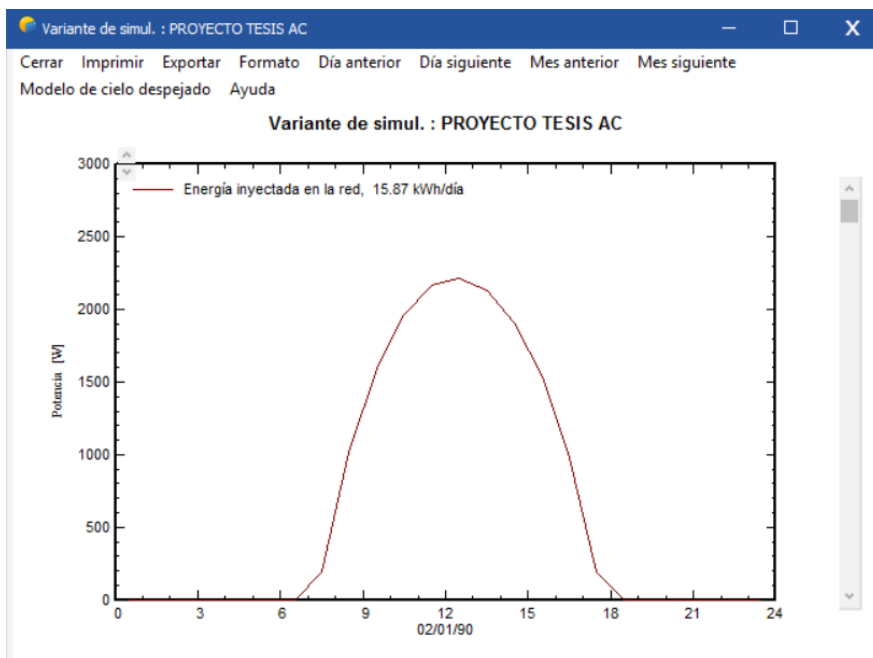


Fuente: Elaboración propia en PVsyst

Como es lógico, el sistema fotovoltaico durante las horas solares pico inyecta energía eléctrica a la red de distribución, el mismo para la misma fecha (02 de enero) alcanza a 15.87 kWh/día, a continuación se presenta el comportamiento del mismo:

Figura 33:

Energía inyectada a la red de energía eléctrica

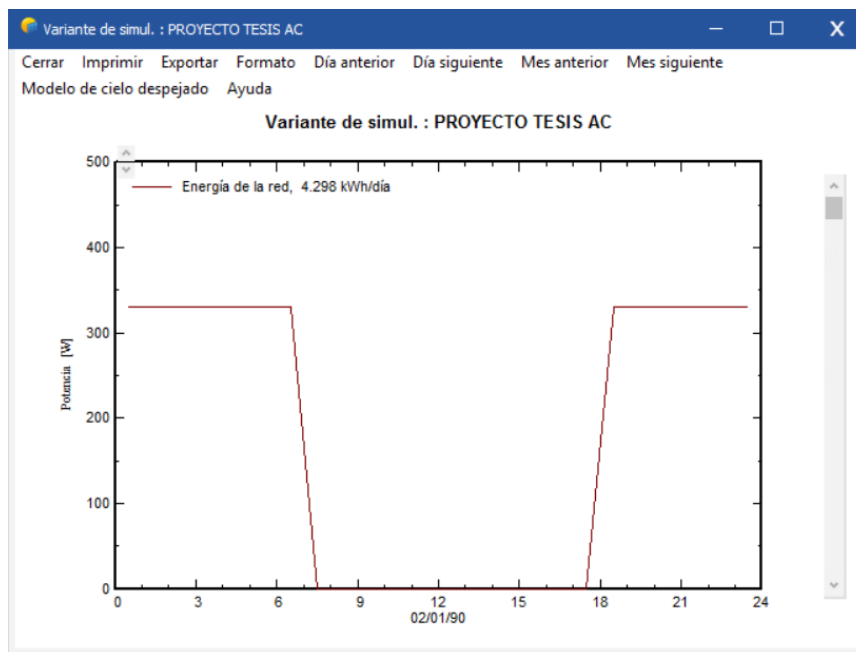


Fuente: Elaboración propia en PVsyst

En el periodo que el sistema fotovoltaico no genere energía eléctrica, el usuario consume energía proveniente de la red, el mismo alcanza a 4,296 kWh/día tal cual se muestra en la siguiente curva:

Figura 34:

Energía proveniente de la Red de distribución

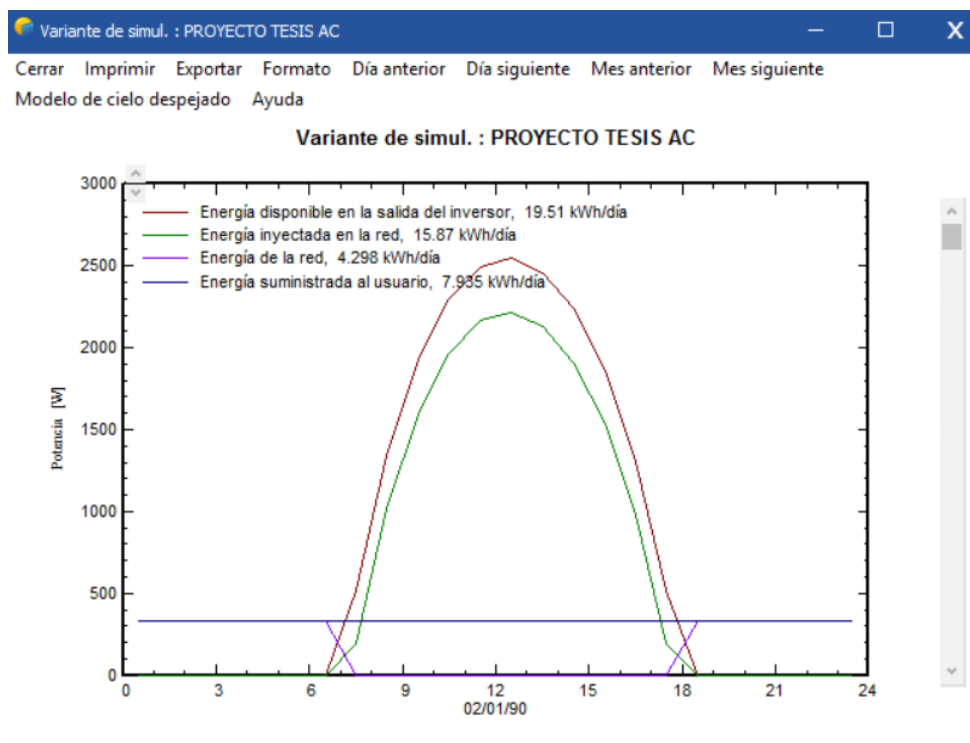


Fuente: Elaboración propia en PVsyst

En el siguiente gráfico, se muestra los resultados de simulación, donde se puede apreciar como es el comportamiento del consumo de energía, la generación y la interacción con la red de distribución de parte del usuario en estudio.

Figura 35:

Curvas de energía generada, inyectada, consumo y retiro de la red.



Fuente: Elaboración propia en PVsyst

Además, en el presente punto los resultados obtenidos de energía efectiva a la salida del generador, energía suministrada al usuario, energía del sol, energía inyectada a la red, energía de la re, temperatura y el recurso energético, así:

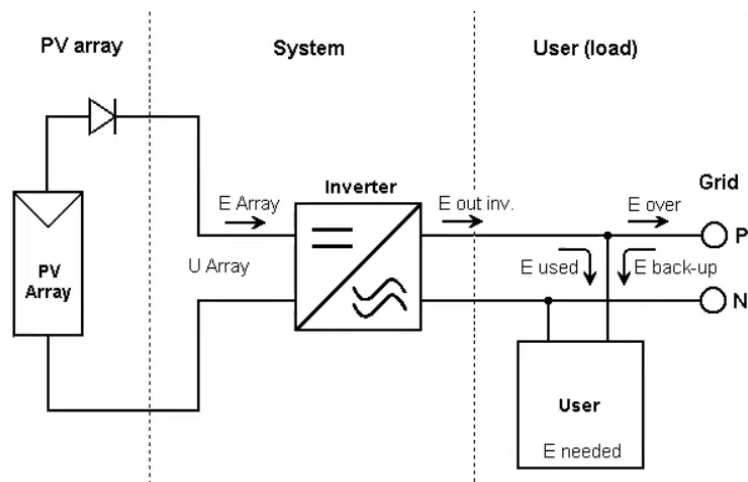
Tabla 13:*Balance de resultados*

PROYECTO TESIS AC										
Balances y resultados principales										
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	156.1	56.76	5.70	192.8	189.5	483.6	246.0	100.9	372.0	145.1
Febrero	162.1	59.06	7.56	186.0	182.2	455.8	229.0	98.2	347.4	130.8
Marzo	198.9	67.74	10.51	209.5	205.0	509.3	269.0	118.7	379.3	150.3
Abril	198.5	71.86	12.14	190.9	186.2	465.8	321.0	139.8	315.4	181.2
Mayo	196.4	79.42	11.77	177.8	172.8	439.3	274.0	124.5	304.3	149.5
Junio	138.0	66.36	8.31	121.9	118.1	308.3	292.0	118.2	181.3	173.8
Julio	127.0	73.54	7.14	115.5	112.0	294.4	255.0	101.8	183.8	153.2
Agosto	135.0	75.45	6.77	127.9	124.3	326.5	235.0	100.4	217.1	134.6
Septiembre	146.4	81.97	7.45	146.9	143.0	372.3	272.0	115.7	247.5	156.3
Octubre	152.5	58.39	8.11	167.5	164.0	415.3	260.0	106.9	298.3	153.1
Noviembre	148.3	59.48	6.55	176.3	173.2	441.3	224.0	91.0	340.4	133.0
Diciembre	135.3	54.44	5.57	167.8	164.6	422.5	253.0	100.1	312.6	152.9
Año	1894.5	804.48	8.13	1980.8	1935.1	4934.2	3130.0	1316.1	3499.3	1813.9

Fuente: Elaboración propia en PVsyst

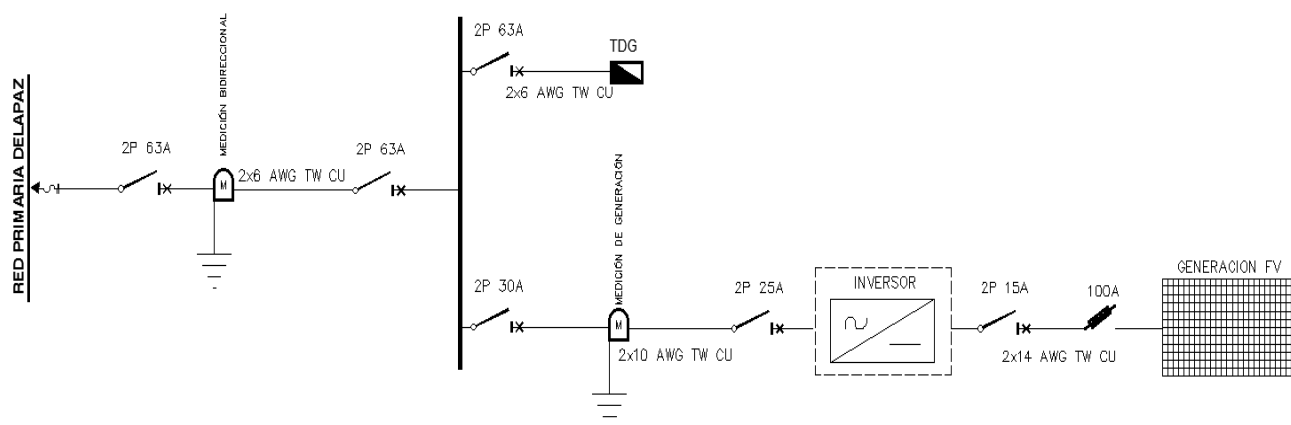
4.10. DIAGRAMA UNIFILAR

El sistema propuesto básicamente consiste en la generación de energía eléctrica con paneles fotovoltaicos (PV array), un inversor que transforma la energía eléctrica de corriente continua generada en corriente alterna, la carga (usuario) y la red de distribución local, tal como se muestra en la siguiente figura:

Figura 36:*Sistema fotovoltaico simplificado*

Fuente: Elaboración propia

Tomando en cuenta, la corriente admisible de los conductores eléctricos, la coordinación de protecciones y las corrientes que circulan en los diferentes tramos se tiene el siguiente diagrama unifilar para el sistema propuesto.

Figura 37:*Sistema fotovoltaico simplificado*

Fuente: Elaboración propia

Donde, las corrientes han sido calculadas de la siguiente manera:

Tabla 14:*Dimensionamiento de conductores*

POT. INST. (KW)	19,94	F.D.	0,7
POT. INST. (KVA)	24,92	F.S.	0,7
POT. DEM. (KVA)	12,21	F.P.	0,8
ALIMENT.	2X6 AWG TW CU	Idiseño	53,09
PROTECCIÓN	2x63)	Iadm	80,00
DUCTO	Bandeja		

Fuente: Elaboración propia

4.11. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Para la evaluación económica, se ha considerado los siguientes aspectos:

- Costo de paneles fotovoltaicos 0R6H460M
- Costo del inversor MOD 3000TL3-X
- Costo de componentes (cable, protección, y otros)
- Costo de Ingeniería (diseño)
- Costo de implementación

En el siguiente cuadro se muestra los costos de inversión, en dólares americanos.

Tabla 15:
Costos de inversión

Descripción	Cantidad	Precio unitario	Total	
Módulos FV			1.800.00	USD
Inversores			1.500.00	USD
Impuestos			0.00	USD
Otros componentes			400.00	USD
Estudios y análisis			200.00	USD
Instalación			900.00	USD
Seguro			0.00	USD
Costos del terreno			0.00	USD
Cargos bancarios del préstamo	0.00	0.00	0.00	USD
Costo total de instalación			4.800.00	USD

Fuente: Elaboración propia

Además de la inversión inicial, se ha considerado los costos de operación y mantenimiento, considerando que el inversor tiene una vida útil de 10 años se tiene el siguiente detalle:

Tabla 16:
Costos de mantenimiento

Descripción	Costo anual	
Mantenimiento	110.00	USD
Alquiler de terrenos	0.00	USD
Seguro	0.00	USD
Cargos bancarios	0.00	USD
Administrativo, contabili...	0.00	USD
Impuestos	0.00	USD
Subsidios	- 0.00	USD
Costos de operación (OPEX)	110.00	USD/año

Fuente: Elaboración propia

A continuación se presenta la evaluación económica, donde se puede apreciar que el periodo de recuperación es de 15,4 años.

Tabla 17:

Evaluación económica

Financiamiento	
Fondos propios	4.800.00 USD
Subsidios	0.00 USD
Préstamos	0.00 USD
Total	4.800.00 USD

Gastos	
Costos de operación(OPEX)	160.42 USD/año
Anualidades del préstamo	0.00 USD/año
Total	160.42 USD/año
LCOE	0.0723 USD/kWh

Retorno de la inversión	
Valor presente neto (VPN)	2.441.77 USD
Tasa de rendimiento interno (TRI)	3.72 %
Período de recuperación	15.4 años
Retorno de la inversión (ROI)	50.9 %

Fuente: Elaboración propia con PVsyst

4.12. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En la ingeniería, es muy importante realizar un análisis de los resultados obtenidos, en ese sentido presentamos la siguiente matriz de resultados, donde se puede observar cada uno de los parámetros calculados y simulados para el sistema fotovoltaico estudiado.

Tabla 18:

Matriz de resultados

MATRIZ DE ANÁLISIS DE RESULTADOS			
MÉTODO DE CÁLCULO	PARÁMETRO	RESULTADO OBTENIDO	ANÁLISIS
Cálculos teórico	Consumo diario	8,5 (kWh)	según información histórica
	Demanda calculada	11,64 (kWh)	Obtenido con relevamiento de cargas, el mismo se utiliza para dimensionar el alimentador de la carga.
	Eg	9,027 (kWh)	Energía que ingresa al inversor
	Pgen	2,73 (kW)	considera pérdidas en generación
	Consumo Anual	3130,00 (kWh)	Según información histórica
Mediante simulación con PVsyst	Horientación	Norte	
	Inclinación	22°	
	Potencia Nominal Generación	2.76 (kW)	
	Potencia del Inversor	3 (kW)	
	Corriente MPP	11.1 (A)	
	Producción normalizada	4.78 kWh/kWp/día	
	Rendimiento	0.881	
	Producción anual del sistema	4815 (kWh)	No considera pérdidas
	Periodo de recuperación	15,4 años	
	Inversión	4.800,00 USD	
Costo de mantenimiento	160.42 USD/AÑO		

Fuente: elaboración propia

Clasificación de Resultado Obtenido Según decreto Supremo N° 4477

La potencia instalada de generación es de 2.7 kW, el mismo se clasifica como “*Nanogeneración Distribuida. Potencia instalada menor o igual a 10 kW*”; mismo encuentra

dentro los márgenes exigidos por la Resolución AETN N° 485/2022 de 01 de septiembre de 2022, en consecuencia, debe ser aceptado el sistema de generación distribuida estudiado.

La simulación con los datos de consumo de los últimos 12 meses, nos ha mostrado que en los meses de enero, febrero, marzo, mayo, octubre, noviembre y diciembre se tendrá un excedente de la energía generada con la demanda del usuario, mientras que en los meses de abril, junio, julio, agosto y septiembre se tendrá una deficiencia en el autoconsumo, y realizado un balance anual se tiene un excedente de 369,4 kWh de energía eléctrica, la tabla 19 nos presenta este análisis:

Tabla 19:

Excedente y deficiencia de energía eléctrica mensual y anual

Mes	Excedente (kWh)
enero	126
febrero	118,4
marzo	110,3
abril	-5,6
mayo	30,3
junio	-110,7
julio	-71,2
agosto	-17,9
septiembre	-24,5
octubre	38,3
noviembre	116,4
diciembre	59,6
TOTAL	369,4

Fuente: elaboración propia

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

Desarrollado el presente trabajo, se realiza las siguientes conclusiones:

- Se ha diseñado y simulado un sistema de generación distribuida fotovoltaica con conexión a la red para el autoabastecimiento de una vivienda ubicada en la ciudad de El Alto.
- Se ha diseñado, tomando en cuenta el marco regulatorio vigente para generación distribuida, donde la potencia instalada es de 2,7 kW determinado a partir de información de los últimos 12 meses de consumo de energía eléctrica. Y que la energía eléctrica a generar por el sistema fotovoltaico será utilizado únicamente para el autoconsumo, teniendo un excedente o deficiencia de energía eléctrica mínimo.
- De acuerdo a los cálculos teóricos de los parámetros para elegir los componentes del sistema fotovoltaico, se ha seleccionado los componentes del sistema de generación que existe en el mercado nacional.
- Se ha verificado mediante simulaciones con sistema PVsyst, el diseño y la operación del sistema fotovoltaico conectado a la red, mismo que nos muestra una producción de 4815 kWh/año y que para los datos de los últimos 12 meses existirá un excedente de 369,4 kWh.
- El sistema fotovoltaico diseñado es factible; desde el punto de vista técnico, el dimensionamiento se ha verificado con el VPsyst el cual nos muestra un ligero sobredimensionamiento del inversor pero que es mínimo, se ha simulado la energía producida y el rendimiento los cuales muestran que se encuentran dentro de los resultados esperados; y desde el punto de vista económico, el periodo de recuperación es de 15 años, lo que significa que los siguientes 10 años el usuario

pagará solo el concepto de mantenimiento que es mínimo (10 USD/año); concluyendo así la factibilidad del proyecto diseñado.

5.2. Recomendaciones

Considerando el análisis y las conclusiones del presente documento, se recomienda lo siguiente:

- La implementación del sistema fotovoltaico diseñado, siendo que satisface la demanda de autoconsumo del usuario estudiado y que se encuentra dentro de los parámetros establecidos por el Decreto Supremo N° 4477 de marzo de 2021.
- Debido a que el tiempo de recuperación es muy largo, se recomienda generar políticas que incentive la recuperación de la inversión en menor tiempo, como ser la no limitación de inyección de energía con un precio de venta razonable.
- Adquirir los componentes del sistema fotovoltaico seleccionados en el presente documento, siendo que existe en el mercado del área de estudio.
- Al usuario estudiado, tomar conciencia y optimizar la energía eléctrica que consume, tomando en cuenta no solamente energía eléctrica sino la luz solar natural.
- Aprobar el presente documento para proceder con los trámites correspondientes.

REFERENCIAS

A continuación, se presenta la bibliografía consultada en el presente perfil de tesis.

- [1] Ali Hosseini, Mohammad Mahdi Zolfagharzadeh, Ali Asghar Sadabadi, Alireza Aslani & Hoda Jafari (2018): Social Acceptance of Renewable Energy in Developing Countries: Challenges and Opportunities
- [2] Bhagyashri Telsang, Mohammad Olamay, Seddik Djouadi, Jin Dongz, Teja Kurugantiy, Yaosuo Xue Electrical Engineering and Computer Science, University of Tennessee, Knoxville, TN, 37996 (2018): Model-free Control of Building HVAC Systems to Accommodate Solar Photovoltaic Energy
- [3] Ministerio de Hidrocarburos y Energías (2021): Atlas Eólico Solar de Bolivia.
- [4] Ali Ahmed, Muhammad Faisal Nadeem, Arooj Tariq Kiani, and Irfan Khan (2021): An Overview on Optimal Planning of Distributed Generation in Distribution System and Key Issues
- [5] Ammar H. Elsheikh, Swellam W. Sharshir, Mohamed Abd Elazizd, A.E. Kabeelf, Wang Guilang, Zhang Haiou (2019): Modeling of solar energy systems using artificial neural network: A comprehensive review
- [6] Dolf Gielen, Francisco Boshell, Deger Saygin, Morgan D. Bazilianc, Nicholas Wagnera, Ricardo Gorini (2019): The role renewable energy in the global energy transformation
- [7] Mohammad Afkar, Maryam Jebraeilzadeh, Roghayeh Gavagsaz-Ghoachani (2019): A Proposed Configuration Based on Three-Level Boost Converter for Unbalancing Voltage issue in Photovoltaic Systems Operation
- [8] Sara Bouguerra¹, Mohamed Rédha Yaiche², Ariya Sangwongwanich³, Frede Blaabjerg³, and Elizaveta Liivik⁴ (2020): Reliability Analysis and Energy Yield of String- Inverter Considering Monofacial and Bifacial Photovoltaic Panels
- [9] Jun Yin Lee¹, Renuga Verayiah¹, Kam Hoe Ong¹, Agileswari K. Ramasamy¹ and Marayati Binti Marsadek² (2020): Distributed Generation: A Review on Current Energy Status, Grid-Interconnected PQ Issues, and Implementation Constraints of DG in Malaysia
- [10] Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (2022): Anuario estadístico del sector eléctrico boliviano gestión 2021
- [11] Eduardo Miramón Juárez (2021): Optimización de un sistema de generación distribuida para mejorar su integración a la red

[12] Walter Gil-González, Alejandro Garces, Oscar Danilo Montoya, and Jesus C. Hernández (2021): A Mixed-Integer Convex Model for the Optimal Placement and Sizing of Distributed Generators in Power Distribution Networks

[13] J.C. Hernández, F. Sanchez-Sutila, F.J. Muñoz-Rodríguez, C.R. Baier (2020): Optimal sizing and management strategy for PV household-prosumers with self-consumption/sufficiency enhancement and provision of frequency containment reserve

[14] Prado Gaibor, Byron Xavier (2020): Análisis técnico - económico de una instalación fotovoltaica en consumidores residenciales en áreas rurales aisladas

[15] F. A. Morán, M. L. Facchini, D. H. Pontoriero, V. M. Doña, A. G. Galvan (2020): Balance energético del comportamiento de un sistema fotovoltaico instalado en una vivienda residencial conectado a la red eléctrica de distribución

[16] M. A. Rodríguez-Meza* y J. L. Cervantes-Cota (2006): Efecto Fotoeléctrico

[17] Cooperación Alemana al Desarrollo con Bolivia (2022): Oficina del Programa de Energías Renovables (PEERR II)

[18] Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) (2019): Resolución N° 1123/2019 de 11 de diciembre de 2019, Estudio Tarifario de la Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. DELAPAZ para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

[19] MathWorks MATLAB 2018: Catálogo Simulink Versión 2018^a

[20] Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) (2022): Resolución N° 485/2022 de 01 de septiembre de 2022, Procedimiento Técnico Comercial para el Registro e Incorporación de los Generadores Distribuidos a la Red de Distribución en Bolivia.

[21] «PVsyst,» [En línea]. Available: <http://www.pvsyst.com/en/>

[22] Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) (2022): Resolución N° 488/2022 de 01 de septiembre de 2022, procedimiento para la determinación de la redistribución por energía inyectada a la red de distribución en la actividad de generación distribuida.

[23] Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) (2022): Resolución N° 485/2022 de 01 de septiembre de 2022, Procedimiento técnico comercial para el registro e incorporación de los generadores distribuidos a la red de distribución en Bolivia.

ANEXOS

Anexo 1:

Consumos típicos de carga en baja tensión

Estancia	CARGA	POTENCIA W	CA- CC	PRECIO Bs./kWh	HORAS		ENERGIA Wh/día	Costo Bs./día	INTENSIDAD A
					USO DIURNO	HORAS USO NOCTURNO			
Patio	Iluminación LED	20	CA	0,663	0,00	1,70	34,00	0,0225	0,09
0	Iluminación LED	15	CA	0,663	0,00	1,00	15,00	0,0099	0,07
Calle	Iluminación LED	25	CA	0,663	0,00	0,30	7,50	0,0050	0,11
Tienda	Iluminación LED	8	CA	0,663	3,00	0,00	24,00	0,0159	0,04
0	Computadora de escritorio	400	CA	0,663	0,01	0,00	4,00	0,0027	1,82
Oficina	Iluminación LED	8	CA	0,663	1,00	0,00	8,00	0,0053	0,04
Cocina Ney	Iluminación LED	18	CA	0,663	0,00	1,00	18,00	0,0119	0,08
0	Lavadora	330	CA	0,663	0,80	0,00	264,00	0,1750	1,50
0	Microondas	1000	CA	0,663	1,00	0,00	1000,00	0,6630	4,55
0	Refrigerador	190	CA	0,663	1,00	1,00	378,48	0,2509	0,86
0	Tostadora Pan	700	CA	0,663	0,00	0,08	58,10	0,0385	3,18
Cocina Yhes	Iluminación LED	10	CA	0,663	0,00	0,41	4,10	0,0027	0,05
0	Lavadora	330	CA	0,663	0,80	0,00	264,00	0,1750	1,50
0	Microondas	1000	CA	0,663	1,00	0,00	1000,00	0,6630	4,55
0	Refrigerador	190	CA	0,663	1,00	1,00	378,48	0,2509	0,86
0	Licuadaora	300	CA	0,663	0,00	0,10	30,00	0,0199	1,36
0	Cocina eléctrica	1800	CA	0,663	0,01	0,00	10,80	0,0072	8,18
Cocina 1, Reyna	Iluminación LED	18	CA	0,663	1,00	1,50	45,00	0,0298	0,08
0	Licuadaora	300	CA	0,663	0,10	0,00	30,00	0,0199	1,36
Cocina 2, Reyna	Iluminación LED	8	CA	0,663	1,20	0,60	14,40	0,0095	0,04
Dormitorio Pablo y Yhes	Iluminación LED	10	CA	0,663	1,00	3,00	40,00	0,0265	0,05
0	TV 50 Pulgadas	220	CA	0,663	4,50	2,00	1430,00	0,9481	1,00
0	Laptop	300	CA	0,663	0,00	0,60	180,00	0,1193	1,36
0	Computadora de escritorio	400	CA	0,663	1,50	0,00	600,00	0,3978	1,82
Sala AC	Iluminación LED	10	CA	0,663	0,00	4,50	45,00	0,0298	0,05
0	TV 42 Pulgadas	180	CA	0,663	0,00	3,00	540,00	0,3580	0,82
0	Computadora de escritorio	400	CA	0,663	2,50	1,50	1600,00	1,0608	1,82
0	Laptop 1	300	CA	0,663	0,40	0,40	240,00	0,1591	1,36
0	Laptop 2	300	CA	0,663	0,00	0,40	120,00	0,0796	1,36
Dormitorio AC	Iluminación LED	15	CA	0,663	0,00	2,50	37,50	0,0249	0,07
0	TV de 32 Pulgadas	70	CA	0,663	2,50	0,50	210,00	0,1392	0,32
Dormitorio Edu	Iluminación LED	10	CA	0,663	0,00	2,50	25,00	0,0166	0,05
0	TV antigua	200	CA	0,663	1,00	1,00	400,00	0,2652	0,91
Dormitorio Ely	Iluminación LED	10	CA	0,663	0,50	4,00	45,00	0,0298	0,05
0	Laptop	300	CA	0,663	0,20	0,60	240,00	0,1591	1,36

Estancia	CARGA	POTENCIA W	CA- CC	PRECIO Bs./kWh	HORAS		ENERGIA Wh/día	Costo Bs./día	INTENSIDAD A	
					USO DIURNO	HORAS USO NOCTURNO				
Dormitorio Erika	Iluminación LED	10	CA	0,663	2,00	3,50	55,00	0,0365	0,05	
0	Laptop 1	300	CA	0,663	0,00	0,40	120,00	0,0796	1,36	
0	Laptop 2	300	CA	0,663	0,00	0,40	120,00	0,0796	1,36	
Dormitorio J. Luis	Iluminación LED	10	CA	0,663	0,00	3,50	35,00	0,0232	0,05	
0	Computadora de escritorio	400	CA	0,663	0,00	1,50	600,00	0,3978	1,82	
0	TV de 32 Pulgadas	70	CA	0,663	0,50	2,50	210,00	0,1392	0,32	
Sala Edú	Iluminación LED	15	CA	0,663	0,00	3,00	45,00	0,0298	0,07	
0	TV de 32 Pulgadas	70	CA	0,663	2,50	2,50	350,00	0,2321	0,32	
Pasillo Edú	Iluminación LED	15	CA	0,663	0,00	1,00	15,00	0,0099	0,07	
Baño Planta Baja	Iluminación LED	10	CA	0,663	0,70	0,63	13,32	0,0088	0,05	
0	Ducha	4500	CA	0,663	0,00	0,05	225,00	0,1492	20,45	
Baño Planta 1	Iluminación LED	10	CA	0,663	0,00	0,33	3,32	0,0022	0,05	
	Ducha	4500	CA	0,663	0,00	0,05	225,00	0,1492	20,45	
	Lavadora	330	CA	0,663	0,50	0,00	165,00	0,1094	1,50	
TOTAL							11522,00	7,64		

Anexo 2:




Cuadro resume de determinación de la demanda para un día de uso de energía en vivienda en estudio

VIVIENDA						UTILIZACIÓN HORARIA (%)																								
Estancia	CONSUMOS	CANT	P unit (W)	P Tot (W)	Nº Vih	P Tot max (kW)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Peto	Iluminación LED	1	20	20	1	0.020																								
	Iluminación LED	1	15	15	1	0.015																				100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	
Cala	Iluminación LED	1	25	25	1	0.025	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%																				
	Iluminación LED	4	8	32	1	0.032										100.00%				100.00%				100.00%					5.00%	5.00%
Oficina	Computadora de escritorio	1	400	400	1	0.400									0.50%					0.50%										
	Iluminación LED	4	8	32	1	0.032														100.00%										
Cocina Ney	Iluminación LED	1	18	18	1	0.018						40.00%															30.00%	30.00%		
	Lavadora	1	330	330	1	0.330										100.00%														
	Microondas	1	1000	1000	1	1.000															100.00%									
	Refrigerador	1	150	150	1	0.150	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%
Cocina Yes	Tostadora Pan	1	700	700	1	0.700						100.00%														100.00%	100.00%	100.00%		
	Iluminación LED	2	10	20	1	0.020																				100.00%	100.00%	100.00%		
	Lavadora	1	330	330	1	0.330										100.00%														
	Microondas	1	1000	1000	1	1.000															100.00%									
	Refrigerador	1	150	150	1	0.150	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%
	Lavadora	1	330	330	1	0.330											100.00%													
Cocina 1. Reyna	Cocina eléctrica	1	1800	1800	1	1.800														100.00%										
	Iluminación LED	1	18	18	1	0.018																			100.00%	100.00%	100.00%	100.00%		
	Lavadora	1	300	300	1	0.300											10.00%													
	Iluminación LED	1	8	8	1	0.008								100.00%		100.00%	100.00%								100.00%	100.00%	100.00%			
Dormitorio Pabó y	Iluminación LED	1	10	10	1	0.010																								
	TV 50 Pulgadas	1	220	220	1	0.220										100.00%	100.00%	100.00%			100.00%	100.00%	100.00%	100.00%						
	Laptop	1	300	300	1	0.300																								
	Computadora de escritorio	1	400	400	1	0.400															100.00%	100.00%								
Sala AC	Iluminación LED	2	10	20	1	0.020																								
	TV 42 Pulgadas	1	180	180	1	0.180																100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
	Computadora de escritorio	1	400	400	1	0.400										100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%										
	Laptop 1	1	300	300	1	0.300										100.00%	100.00%													
Dormitorio AC	Laptop 2	1	300	300	1	0.300																								
	Iluminación LED	2	15	30	1	0.030																								
	TV de 32 Pulgadas	1	20	20	1	0.020										100.00%	100.00%	100.00%												
	Iluminación LED	2	10	20	1	0.020																								
Dormitorio Edu	TV antiguo	1	200	200	1	0.200								100.00%																
	Iluminación LED	2	10	20	1	0.020																								
Dormitorio Ely	Iluminación LED	1	20	20	1	0.020																								
	Laptop	1	300	300	1	0.300																100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
Dormitorio Enka	Iluminación LED	2	10	20	1	0.020																								
	Laptop 1	1	300	300	1	0.300																100.00%	100.00%							
	Laptop 2	1	300	300	1	0.300																100.00%	100.00%							
	Iluminación LED	1	10	10	1	0.010																								
Dormitorio J. Luis	Computadora de escritorio	1	400	400	1	0.400																								
	Iluminación LED	1	10	10	1	0.010																								
Sala Edu	TV de 32 Pulgadas	3	15	45	1	0.045															100.00%									
	Iluminación LED	1	20	20	1	0.020																								
Pasillo Edu	Iluminación LED	2	15	30	1	0.030										100.00%	100.00%	100.00%	100.00%											
	Iluminación LED	1	10	10	1	0.010						30.00%	30.00%																	
Baño Planta Baja	Ducha	1	4500	4500	1	4.500																								
	Iluminación LED	2	10	20	1	0.020																								
Baño Planta 1	Ducha	1	4500	4500	0	0.000						20.00%																		
	Iluminación LED	1	350	350	0	0.000										50.00%														
	Lavadora	1	330	330	0	0.000																								
	Iluminación LED	1	10	10	1	0.010																								
Consumo diario por cada hora (kWh)							0.1913	0.1913	0.1913	0.2213	0.1900	0.9002	0.3930	0.3280	1.9720	1.3330	0.9590	2.4800	0.6220	3.9150	1.9200	0.9300	0.9300	1.5880	2.0860	4.3264	3.0184	0.7150	0.1913	0.1913

Anexo 3:

Especificaciones técnicas de componentes del sistema fotovoltaico proporcionado por Desmart LTDA.

De acuerdo a lo solicitado en Vtro. Pedido de precios de la referencia, adjuntamos a continuación los precios y descripciones de los items requeridos:

Item	Cant.	Descripción	Precio Unit.	Precio Total
1	25	PEIMAR - OR6H460M - Panel Monocristalino 460W - Potencia: 460Wp - Tolerancia de potencia: 0/+5w - Tensión Pmax (Vpm) : 42.87V - Corriente a Pmax (Imp): 10.73A - Tension en Circuito Abierto (Voc): 49.85V - Corriente de corto circuito (Isc): 11.61A - Tension maxima de sistema: 1500V - Eficiencia: 21,16% 	324,0	8.099,9
2	1	GROWATT Inversor trifásico MOD 10KTL3-X - Máximo voltaje DC: 1100V - Maxima corriente de entrada: 13/26A - Numero de controlador MPPT/Strin por controlador: 2/1 Salida: - Potencia de salida: 10000W - Maxima Corriente de salida: 16,7 A - Voltage Nominal AC: 220/380V - Maxima Eficiencia: 98,6% - Grado de protección: IP65 Incluye monitoreo local y remoto de energía solar producida. 	2.704,6	2.704,6
3	1	NANSEN MEDIDOR ELECTRONICO TRIFASICO BIDIRECCIONAL Conexión directa. Modelo Vector 3P 220/380V 4 Hilos. Certificaciones: - INMETRO decreto RTM 431/2007 - ABNT NBR14519, NBR14520, NBR16078, NBR 14521, NBR 14522 y ANSI ASTM B-117 (salt spray); - IEC62052-11, IEC62053-21 y IEC62053-61 	320,3	320,3
TOTAL				11.124,7

DOLARES AMERICANOS: ONCE MIL CIENTO VEINTICUATRO 71/100

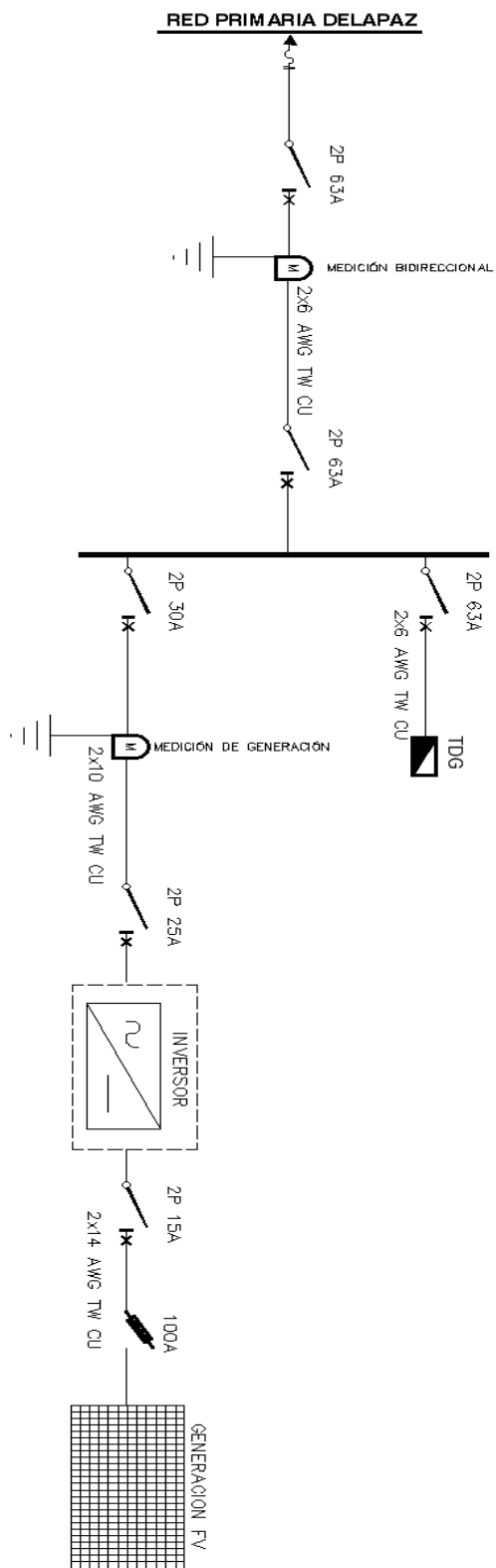
Anexo 4:

Características del Inversor elegido en el proyecto

Datasheet	MIC 750TL-X	MIC 1000TL-X	MIC 1500TL-X	MIC 2000TL-X	MIC 2500TL-X	MIC 3000TL-X	MIC 3300TL-X
Input data (DC)							
Max. recommended PV power (for module STC)	1050W	1400W	2100W	2800W	3500W	4200W	4290W
Max. DC voltage	500V	500V	500V	500V	550V	550V	550V
Start voltage	50V	50V	50V	50V	80V	80V	80V
Nominal voltage	120V	180V	250V	360V	360V	360V	360V
MPP voltage range	50V-500V	50V-500V	50V-500V	50V-500V	65V-550V	65V-550V	65V-550V
No. of MPP trackers				1			
No. of PV strings per MPP tracker				1			
Max. input current per MPP tracker				13A			
Max. short-circuit current per MPP tracker				16A			
Output data (AC)							
AC nominal power	750W	1000W	1500W	2000W	2500W	3000W	3300W
Max. AC apparent power	750VA	1000VA	1500VA	2000VA	2500VA	3000VA	3300VA
Nominal AC voltage (range*)	230V (180-280V)						
AC grid frequency (range*)	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)						
Max. output current	3.6A	4.8A	7.1A	9.5A	11.9A	14.3A	14.3A
Adjustable powerfactor	0.8leading...0.8lagging						
THD	<3%						
AC grid connection type	Single phase						
Efficiency							
Max efficiency	97.4%	97.4%	97.4%	97.4%	97.6%	97.6%	97.6%
European efficiency	96.5%	96.5%	97.0%	97.0%	97.0%	97.1%	97.1%
MPP efficiency	99.9%						
Protection devices							
DC reverse polarity protection				Yes			
DC switch				Yes			
AC/DC surge protection				Type II / Type II			
Insulation resistance monitoring				Yes			
AC short-circuit protection				Yes			
Ground fault monitoring				Yes			
Grid monitoring				Yes			
Anti-islanding protection				Yes			
Residual-current monitoring unit				Yes			
ARC protection				Optional			
General data							
Dimensions (W / H / D)				274/254/138mm			
Weight	6kg	6kg	6kg	6kg	6.2kg	6.2kg	6.3kg
Operating temperature range	-25°C ... +60°C						
Nighttime power consumption	< 0.5W						
Topology	Transformless						
Cooling	Natural convection						
Protection degree	IP65						
Relative humidity	0-100%						
Altitude	4000m						

Anexo 5:

Esquema de generación distribuida a implementar



Anexo 6:

Informe de SIMULACIÓN PVsyst



Version 7.4.4

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: proyecto tesis ac

Variant: PROYECTO TESIS AC

No 3D scene defined, no shadings

System power: 2760 Wp

PROYECTO - Bolivia

| Author



PVsyst V7.4.4

VC3, Simulation date:
24/11/23 17:23
with v7.4.4

Project: proyecto tesis ac

Variant: PROYECTO TESIS AC

Project summary

Geographical Site

PROYECTO

Bolivia

Situation

Latitude 16.60 °N
Longitude 68.18 °E
Altitude 3965 m
Time zone UTC+5

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

PROYECTO

Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Sintético

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 22.3 / 0 °

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Monthly values

System information

PV Array

Nb. of modules

6 units

Pnom total

2760 Wp

Inverters

Nb. of units

1 unit

Pnom total

3000 W

Pnom ratio

0.920

Results summary

Produced Energy	4815.41 kWh/year	Specific production	1745 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	88.08 %
Used Energy	3130.00 kWh/year			Solar Fraction SF	42.05 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
P50 - P90 evaluation	7
Single-line diagram	8
Cost of the system	9
Financial analysis	10
CO ₂ Emission Balance	13



Project: proyecto tesis ac

Variant: PROYECTO TESIS AC

PVsyst V7.4.4

VC3, Simulation date:
24/11/23 17:23
with v7.4.4

General parameters

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 22.3 / 0 °

Sheds configuration

No 3D scene defined

Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteornorm

Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Monthly values

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
246	229	269	321	274	292	255	235	272	260	224	253	3130	kWh/mth

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer

Generic

Model

0R6H460M

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

460 Wp

Number of PV modules

6 units

Nominal (STC)

2760 Wp

Modules

1 strings x 6 in series

At operating cond. (50°C)

Pmpp

2505 Wp

U mpp

226 V

I mpp

11 A

Total PV power

Nominal (STC)

2.76 kWp

Total

6 modules

Module area

13.0 m²

Cell area

11.9 m²

Inverter

Manufacturer

Generic

Model

MOD 3000TL3-X

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power

3.00 kWac

Number of Inverters

1 unit

Total power

3.0 kWac

Operating voltage

140-1000 V

Pnom ratio (DC:AC)

0.92

Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power

3 kWac

Number of Inverters

1 unit

Pnom ratio

0.92

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 20.0 W/m²KUv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res.

339 mΩ

Loss Fraction

1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction

-0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.4.4

VC3, Simulation date:
24/11/23 17:23
with v7.4.4

Project: proyecto tesis ac
Variant: PROYECTO TESIS AC

Main results

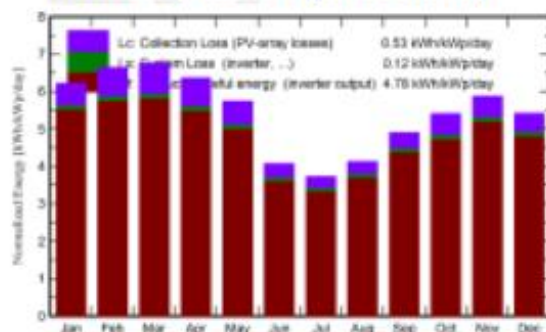
System Production

Produced Energy	4815.41 kWh/year	Specific production	1745 kWh/kWp/year
Used Energy	3130.00 kWh/year	Perf. Ratio PR	88.08 %
		Solar Fraction SF	42.05 %

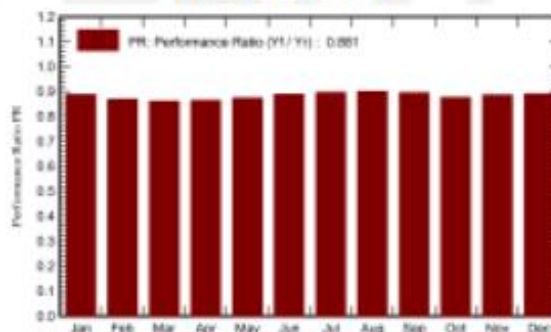
Economic evaluation

Investment		Yearly cost		LCOE	
Global	4.800.00 USD	Annuities	0.00 USD/yr	Energy cost	0.07 USD/kWh
Specific	1.74 USD/Wp	Run. costs	160.42 USD/yr		
		Payback period	15.4 years		

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balance and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EPrGrid kWh
January	156.1	56.76	5.70	192.8	189.5	483.6	246.0	100.9	372.0	145.1
February	162.1	59.06	7.56	186.0	182.2	455.8	229.0	98.2	347.4	130.8
March	198.9	67.74	10.51	209.5	205.0	509.3	269.0	118.7	379.3	150.3
April	198.5	71.86	12.14	190.9	186.2	465.8	321.0	139.8	315.4	181.2
May	196.4	79.42	11.77	177.8	172.8	439.3	274.0	124.5	304.3	149.5
June	138.0	66.36	8.31	121.9	118.1	308.3	292.0	118.2	181.3	173.8
July	127.0	73.54	7.14	115.5	112.0	294.4	255.0	101.8	183.8	153.2
August	135.0	75.45	6.77	127.9	124.3	326.5	235.0	100.4	217.1	134.6
September	146.4	81.97	7.45	145.9	143.0	372.3	272.0	115.7	247.5	156.3
October	152.5	58.39	8.11	167.5	164.0	415.3	260.0	105.9	298.3	153.1
November	148.3	59.48	6.55	176.3	173.2	441.3	224.0	91.0	340.4	133.0
December	135.3	54.44	5.57	167.8	164.6	422.5	253.0	100.1	312.6	152.9
Year	1894.5	804.48	8.13	1980.8	1935.1	4934.2	3130.0	1316.1	3499.3	1813.9

Legends

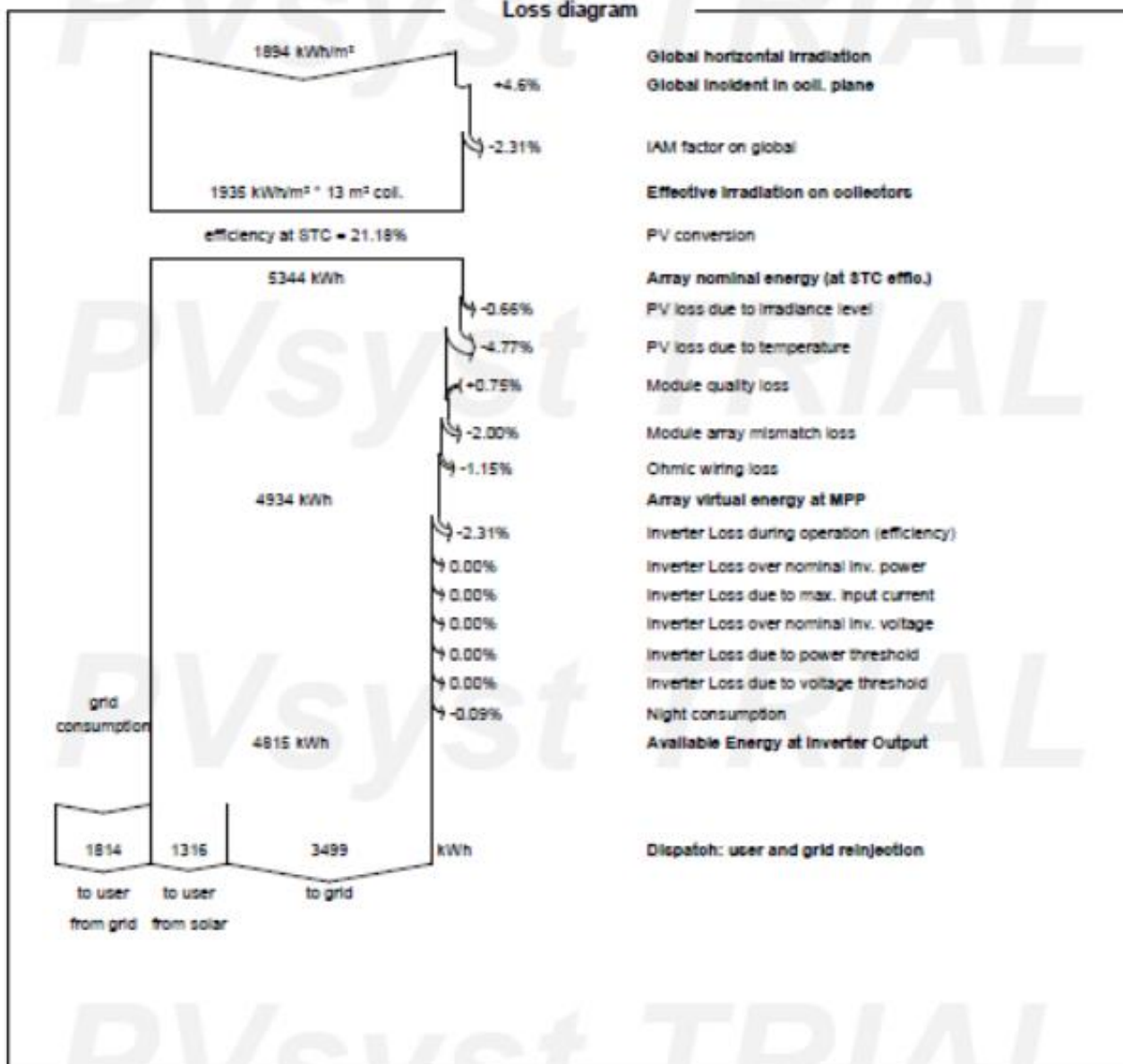
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EPrGrid	Energy from the grid

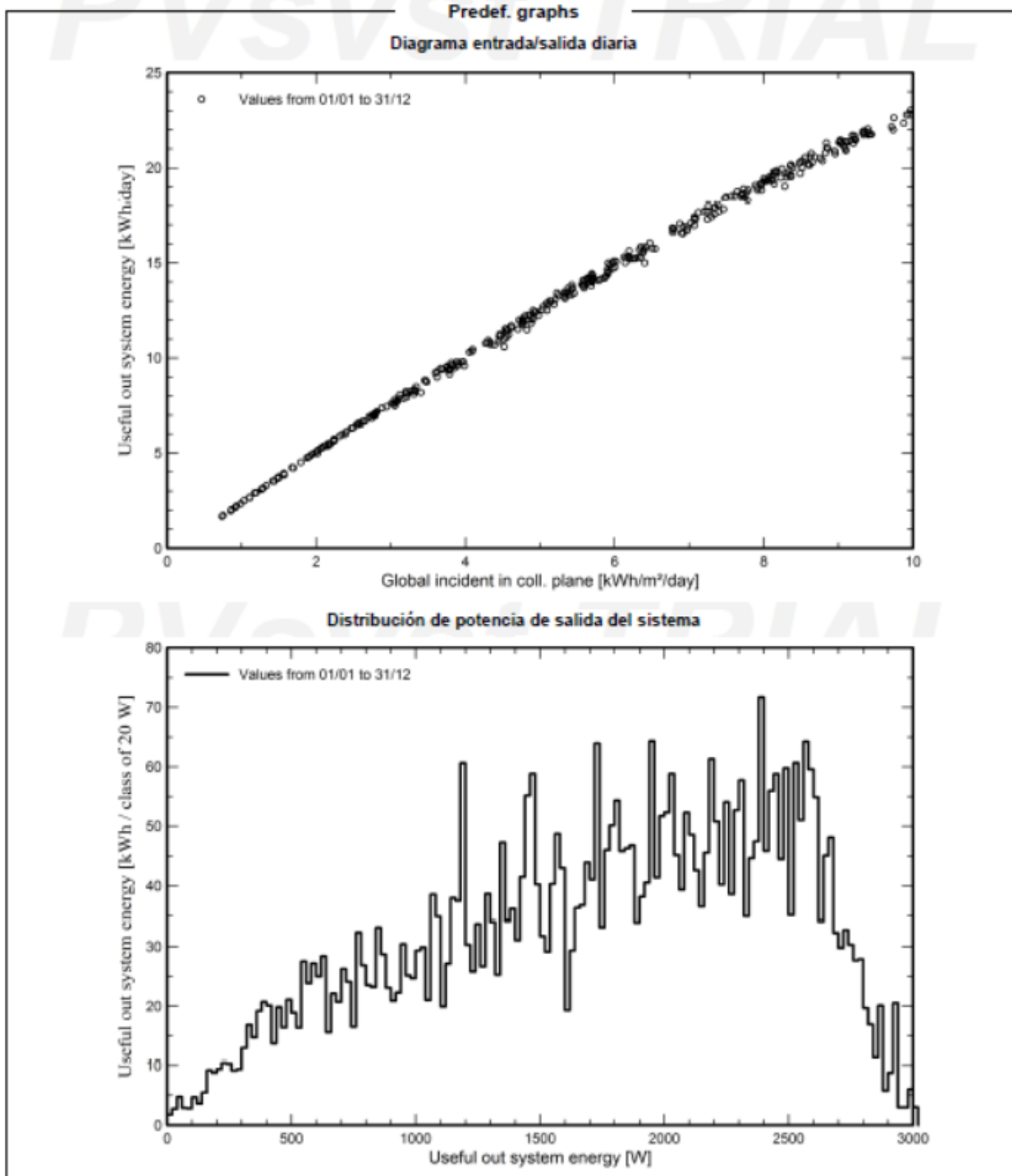


Project: proyecto tesis ac
 Variant: PROYECTO TESIS AC

PVsyst V7.4.4
 VC3, Simulation date:
 24/11/23 17:23
 with v7.4.4

Loss diagram







PVsyst V7.4.4

VC3, Simulation date:
24/11/23 17:23
with v7.4.4

P50 - P90 evaluation

Meteo data

Source Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100%
Kind Monthly averages
Sintético - Multi-year average
Year-to-year variability(Variance) 6.0 %
Specified Deviation
Climate change 0.0 %

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum) 6.3 %

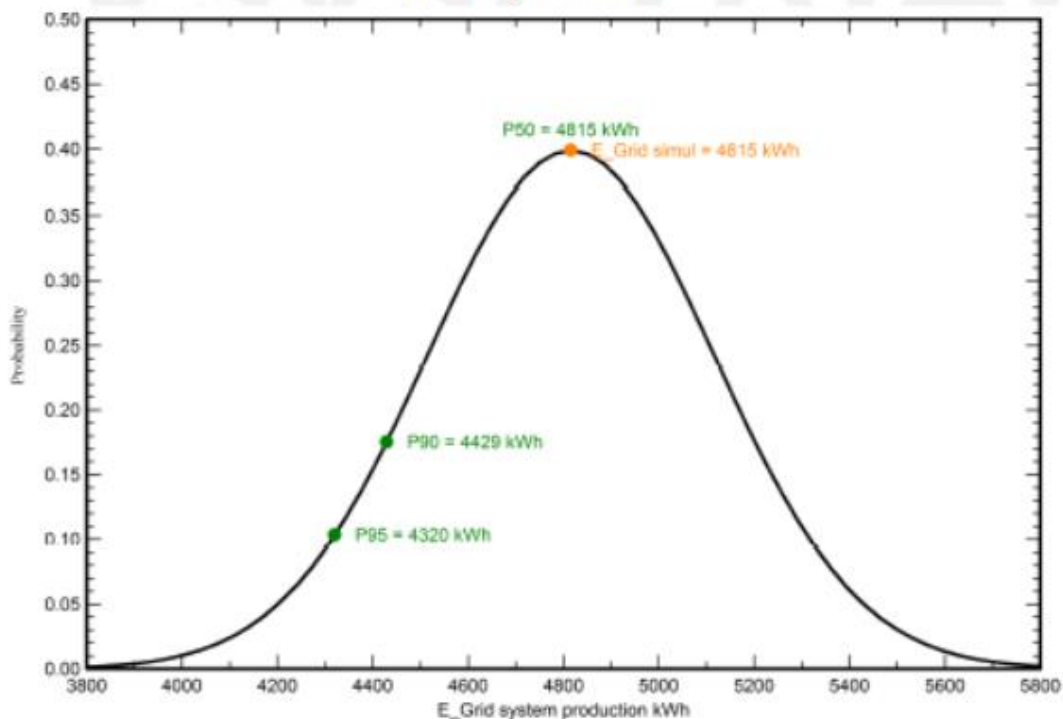
Simulation and parameters uncertainties

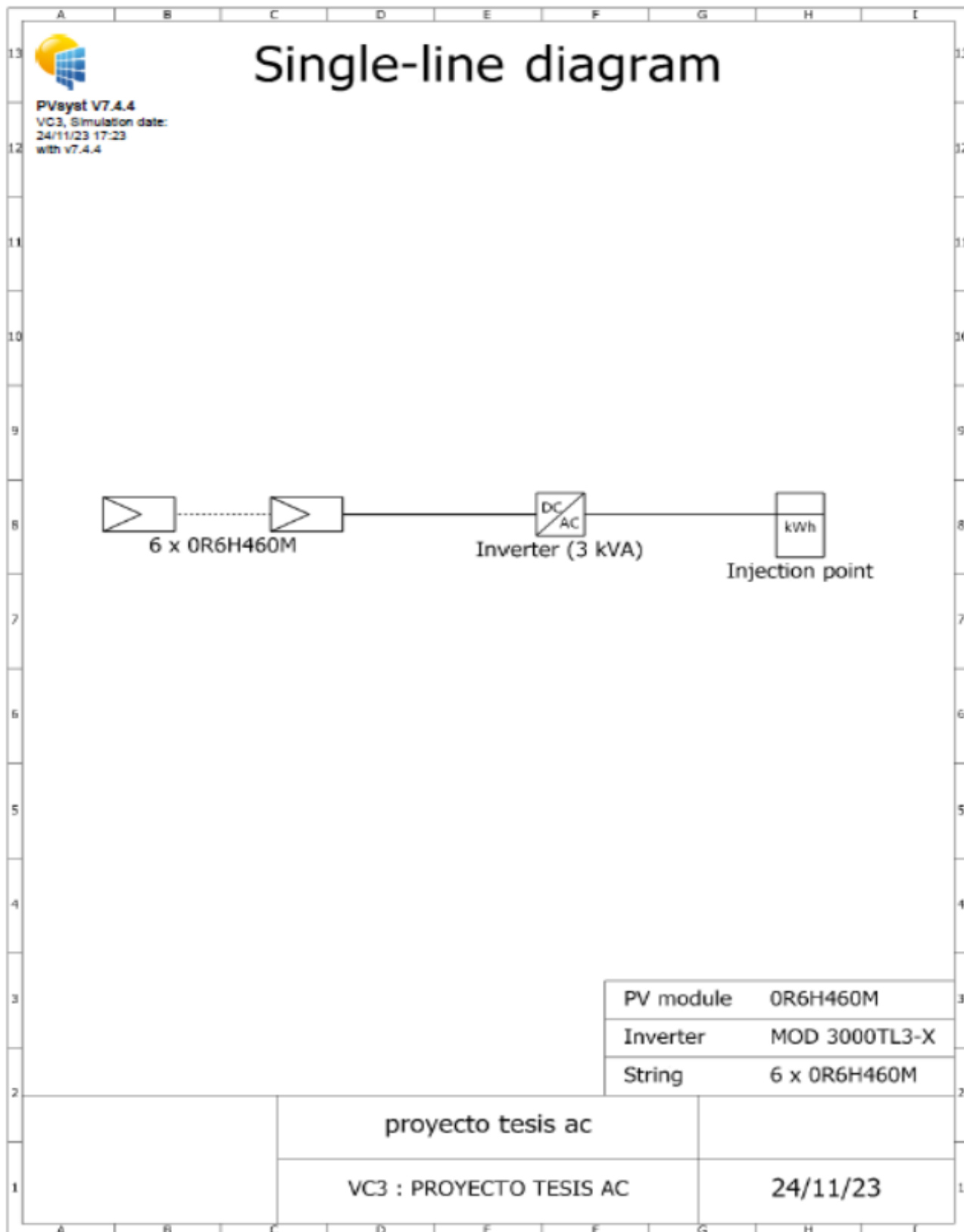
PV module modelling/parameters 1.0 %
Inverter efficiency uncertainty 0.5 %
Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %
Degradation uncertainty 1.0 %

Annual production probability

Variability 301 kWh
P50 4815 kWh
P90 4429 kWh
P95 4320 kWh

Probability distribution







PVsyst V7.4.4

VC3, Simulation date:
24/11/23 17:23
with v7.4.4

Project: proyecto tesis ac

Variant: PROYECTO TESIS AC

Cost of the system

Installation costs

Item	Quantity units	Cost USD	Total USD
PV modules			
OR6H460M	6	300.00	1.800.00
Inverters			
MOD 3000TL3-X	1	1.500.00	1.500.00
Other components			
Wiring	1	300.00	300.00
Measurement system, pyranometer	1	100.00	100.00
Studies and analysis			
Engineering	1	200.00	200.00
Installation			
Global Installation cost per module	6	100.00	600.00
Global Installation cost per inverter	1	200.00	200.00
Grid connection	1	100.00	100.00
		Total	4.800.00
		Depreciable asset	3.300.00

Operating costs

Item	Total USD/year
Maintenance	
Provision for inverter replacement	100.00
Cleaning	10.00
Total (OPEX)	110.00
Including Inflation (3.00%)	160.42

System summary

Total installation cost	4.800.00 USD
Operating costs (Incl. Inflation 3.00%/year)	160.42 USD/year
Useful energy from solar	1316 kWh/year
Energy sold to the grid	3499 kWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.0723 USD/kWh



PVsyst V7.4.4

VC3, Simulation date:
24/11/23 17:23
with v7.4.4

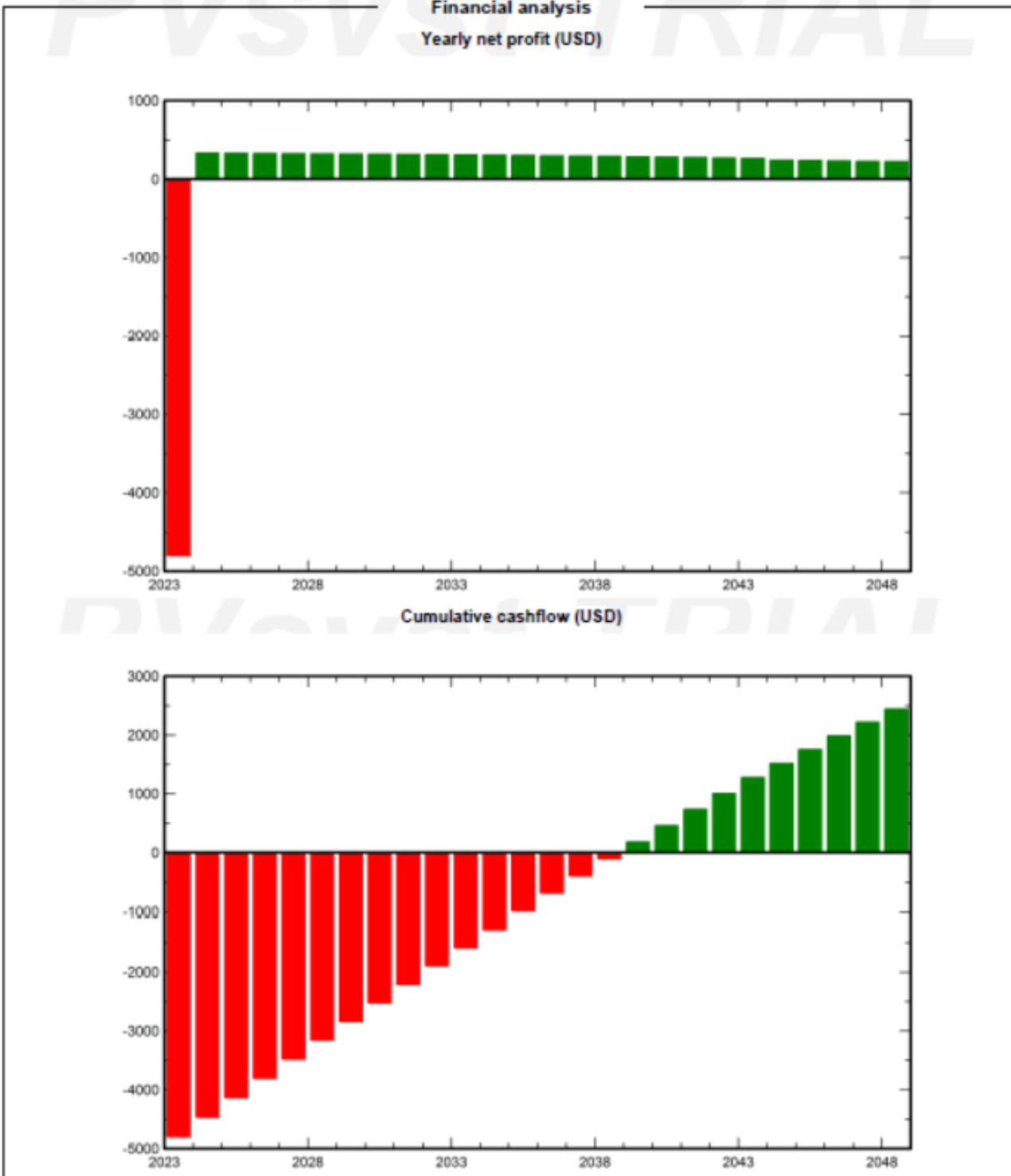
Project: proyecto tesis ac

Variant: PROYECTO TESIS AC

Financial analysis

Detailed economic results (USD)

Year	Electricity sale	Own funds	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amort.
0	0	4.800	0	0	0	0	0	0	-4.800	0.0%
1	327	0	110	165	52	7	210	123	-4.467	6.9%
2	327	0	113	165	49	6	208	123	-4.136	13.8%
3	328	0	117	165	46	6	205	123	-3.808	20.7%
4	328	0	120	165	43	6	202	123	-3.483	27.4%
5	328	0	124	165	40	5	199	123	-3.160	34.2%
6	329	0	128	165	36	5	196	124	-2.840	40.8%
7	329	0	131	165	33	4	193	124	-2.523	47.4%
8	329	0	135	165	29	4	190	124	-2.209	54.0%
9	330	0	139	165	25	3	187	124	-1.898	60.5%
10	330	0	144	165	21	3	184	124	-1.590	66.9%
11	330	0	148	165	17	2	180	124	-1.285	73.2%
12	331	0	152	165	13	2	177	124	-985	79.5%
13	331	0	157	165	9	1	173	124	-687	85.7%
14	331	0	162	165	5	1	169	125	-393	91.8%
15	332	0	166	165	0	0	165	125	-103	97.8%
16	332	0	171	165	0	0	161	125	182	103.8%
17	332	0	177	165	0	0	156	125	463	109.6%
18	333	0	182	165	0	0	151	125	739	115.4%
19	333	0	187	165	0	0	146	125	1.010	121.0%
20	333	0	193	165	0	0	140	125	1.276	126.6%
21	334	0	199	0	135	18	117	126	1.519	131.6%
22	334	0	205	0	129	17	113	126	1.757	136.6%
23	334	0	211	0	124	16	107	126	1.990	141.5%
24	335	0	217	0	118	15	102	126	2.219	146.2%
25	335	0	224	0	111	14	97	126	2.442	150.9%
Total	8.275	4.800	4.011	3.300	1.038	135	4.100	3.112	2.442	160.9%





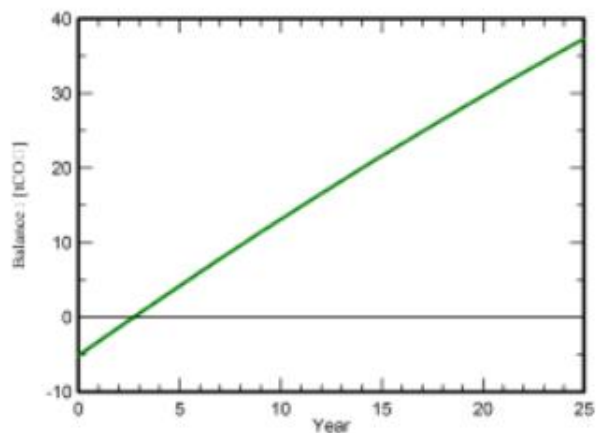
Project: proyecto tesis ac
 Variant: PROYECTO TESIS AC

PVsyst V7.4.4
 VC3, Simulation date:
 24/11/23 17:23
 with v7.4.4

CO₂ Emission Balance

Total: 37.4 tCO₂
Generated emissions
 Total: 5.15 tCO₂
 Source: Detailed calculation from table below
Replaced Emissions
 Total: 47.8 tCO₂
 System production: 4819.68 kWh/yr
 Grid Lifecycle Emissions: 397 gCO₂/kWh
 Source: IEA List
 Country: Bolivia
 Lifetime: 25 years
 Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	2.76 kWp	4727
Supports	2.65 kgCO ₂ /kg	60.0 kg	159
Inverters	262 kgCO ₂ /units	1.00 units	262

Anexo 7:

Características técnicas mínimas de la Nanogeneración, Microgeneración y Minigeneración distribuida.

EQUIPO		POTENCIA INSTALADA		
		NANOGENERACIÓN (Menor o igual a 10 kW)	Microgeneración (Mayor a 10 kW y menor o igual a 50 Kw)	Minigeneración (Mayor a 50 kW y menor o igual a 350 kW)
1	Elemento de Maniobra Generación Distribuida en CA	SI	SI	SI
2	Elemento de interrupción (Puede estar integrado en el elemento de protección y maniobra en CA)	SI	SI	SI
3	Transformador de Acoplamiento (Aislamiento Galvánico, de acuerdo a la conexión del sistema de generación)	NO	NO	SI
4	Protección de sub y Sobretensión	SI	SI	SI
5	Dispositivo de protección contra sobrevoltajes transitorios atmosféricos o de maniobra	SI	SI	SI
6	Protección de sub y sobrefrecuencia	SI	SI	SI
7	Relé de sincronismo	SI	SI	SI
8	Anti-isla	SI	SI	SI

EQUIPO		POTENCIA INSTALADA		
		NANOGENERACIÓN (Menor o igual a 10 kW)	Microgeneración (Mayor a 10 kW y menor o igual a 50 Kw)	Minigeneración (Mayor a 50 kW y menor o igual a 350 kW)
9	Registro de la generación incorporado en el inversor	SI	SI	SI
10	Medición	Sistema de medición bidireccional. Alternativamente dos (2) medidores unidireccionales, solo para Generadores Distribuidos de la categoría pequeña demanda	Sistema de Medición Bidireccional, 4 Cuadrantes.	Sistema de Medición Bidireccional, 4 Cuadrantes.
11	Elemento de corte general	SI	SI	SI (MT)
12	Elemento maniobra y seccionamiento de Generación Distribuida CC	SI	SI	SI
13	Elemento de protección en CC	SI	SI	SI
14	Sistema de Medición de la fuente de Generación Distribuida en CA	SI	SI	SI

Fuente: Resolución AETN N° 485/2022 de 01 de septiembre de 2022