
Universidad “Mayor de San Andrés”

**FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA INGENIERÍA MECÁNICA Y ELECTROMECAÁNICA**



**PROYECTO DE GRADO
DISEÑO, INSTALACIÓN Y ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE
UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DOMICILIARIO
CONECTADO A LA RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Por: Adriana Alejandra Chacón Esprella

Mario Rodrigo Jiménez Butrón

Tutor: ING. José Luis Hernández Quisbert

La Paz – Bolivia

2023



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

DEDICATORIA

Principalmente a Dios por permitirme haber llegado hasta este momento tan importante.

A mi familia que permaneció a mi lado y me brindó siempre su apoyo incondicional, especialmente a mi abuela Graciela y mi mamá Rosario por confiar en mí en todo momento, y aunque ya no estén presentes ustedes fueron, son y serán mi fortaleza para continuar este camino.

Adriana

DEDICATORIA

Este proyecto es dedicado principalmente a mis padres Waldo y Cecilia; por ser el principal cimiento de la construcción de mi vida, y por haberme inculcado responsabilidad y deseos de superación continua.

A mi hermano Fabrizio por su apoyo incondicional.

A Dios, mi guía de vida.

Rodrigo

AGRADECIMIENTO

A la carrera de Ingeniería Mecánica y Electromecánica, por la formación académica.

A las personas que hicieron posible este Proyecto: Ing. Sun Soo Kim y al Ing. José Luis Hernández por su apoyo, predisposición y enseñanzas.

Al IIME que nos brindó sus instalaciones para realizar el presente Proyecto.

Al distinguido Tribunal de Grado, Ing. Edgar Tapia, Ing. Jaime Sánchez, Ing. Ciro Levy por la revisión del Proyecto.

RESUMEN

La energía solar fotovoltaica es la generación de energía eléctrica a través de módulos fotovoltaicos que captan la radiación solar y se transforma en energía eléctrica.

Este proyecto se ha diseñado e implementado con la capacidad de calcular una instalación de energía solar fotovoltaica y generar un informe exhaustivo a partir de la especificación de variables conocidas, se estableció parámetros técnicos, eligiendo los componentes adecuados para implementar el sistema, generando memorias de cálculo, planos, diagramas y procedimientos escritos para instalar, ensamblar, operar y mantener el sistema adecuadamente.

Los sistemas solares fotovoltaicos producen energía limpia, sin la necesidad de utilizar combustibles fósiles, y favorecen al medio ambiente, reduciendo la cantidad de CO₂ emitida.

ABSTRACT

Photovoltaic solar energy is the generation of electrical energy through photovoltaic modules that capture solar radiation and transform it into electrical energy.

This project has been designed and implemented with the ability to calculate a photovoltaic solar energy installation and generate an exhaustive report from the specification of known variables, technical parameters were established, choosing the appropriate components to implement the system, generating calculation memories, plans, diagrams, and written procedures to properly install, assemble, operate, and maintain the system.

Photovoltaic solar systems produce clean energy, without the need to use fossil fuels, and favor the environment, reducing the amount of CO₂ emitted.

ÍNDICE DE CONTENIDO

1.	GENERALIDADES	
1.1	Introducción	1
1.2	Planteamiento del problema.....	3
1.3	Objetivos	3
1.3.1	Objetivo general	3
1.3.2	Objetivos específicos.....	3
1.4	Justificación	4
1.4.1	Justificación socio - económica	4
1.4.2	Justificación técnica.....	4
1.4.3	Justificación medio ambiental	4
1.5	Límites y alcances.....	4
2.	MARCO TEÓRICO	5
2.1	El sol fuente de energía	5
2.1.1	Movimiento aparente del sol	6
2.1.2	Radiación solar.....	8
2.1.3	Tipos de radiación	9
2.1.4	Medición de la radiación	10
2.2	Aprovechamiento de la radiación solar en Bolivia	12
2.2.1	Situación energética en Bolivia.....	12
2.2.2	Potencial solar en Bolivia.....	16
2.3	Cambio climático.....	18
2.3.1	El efecto invernadero y gases de efecto invernadero	18
2.3.2	Consecuencias del efecto invernadero	21
2.3.3	Importancia del dióxido de carbono	23
2.3.4	Dióxido de carbono presente y futuro	25

2.3.5	Emisiones de dióxido de carbono en Bolivia	27
2.3.6	Disminución de la emisión de dióxido de carbono utilizando módulos fotovoltaicos.....	30
2.4	Sistemas fotovoltaicos	31
2.4.1	Células y módulos fotovoltaicos.....	31
2.4.2	Inversor	68
2.4.3	Protecciones.....	71
2.4.4	Medidor de energía en corriente alterna (ac)	73
2.4.5	Medidor de energía en corriente directa (DC).....	74
2.4.6	Estación meteorológica	75
2.5	Clasificación de las instalaciones fotovoltaicas	76
2.5.1	Sistemas con cargador fotovoltaico de baterías integrado	77
2.5.2	Sistemas de uso diurno sin inversor	77
2.5.3	Sistemas de corriente directa con baterías de almacenamiento	78
2.5.4	Sistemas de corriente directa que alimentan cargas de corriente alterna 78	
2.5.5	Sistemas híbridos	79
2.5.6	Sistemas interconectados a la red de suministro eléctrico	79
3.	INGENIERÍA DEL PROYECTO	81
3.1	Parámetros de diseño	81
3.1.1	Características técnicas del lugar de la instalación.....	81
3.1.2	Descripción general de la instalación.....	82
3.2	Sistemas y subsistemas.....	83
3.2.1	Sistema de generación	84
3.2.2	Sistema de captación	84
3.2.3	Convertor de corriente DC-AC	85
3.2.4	Protecciones DC-AC.....	86

3.3	Cálculos previos al diseño.....	87
3.3.1	Curvas de radiación.....	87
3.3.2	Horas sol pico.....	88
3.3.3	Cálculo de la potencia generada y utilizable	90
3.3.4	Orientación	91
3.3.5	Inclinación	92
3.3.6	Cuantificación de cargas	99
3.4	Diseño de elementos	103
3.4.1	Cálculo del número de módulos fotovoltaicos	103
3.4.2	Dimensionamiento del inversor.....	104
3.4.3	Dimensionamiento de la sección del conductor	113
3.4.4	Dimensionamiento de protecciones	117
3.4.5	Diseño de estructura de soporte	123
3.5	Esquemas de conexión	132
3.6	Memoria de cálculo	134
3.6.1	Parámetros energéticos del sistema instalado	134
3.6.2	Orientación e inclinación	134
3.6.3	Cuantificación de cargas para el sistema	135
3.6.4	Equipos instalados	135
3.6.5	Protecciones del sistema	136
3.6.6	Dimensionamiento de secciones de conductor	136
3.6.7	Estructura soporte.....	137
4.	MANUFACTURA	138
4.1	Especificación de componentes	138
4.2	Proceso de montaje	138
4.3	Operación y mantenimiento	140

5.	COSTOS.....	141
6.	REGISTRO DE DATOS.....	145
6.1	Registro de datos de radiación solar	145
7.	EVALUACIÓN.....	152
7.1	Evaluación económica	152
7.1.1	Valor actual neto (VAN)	154
7.1.2	Tasa interna de retorno TIR.....	155
7.1.3	Cálculo del Pay back	158
7.2	Evaluación técnica	159
7.2.1	Equipamiento y componentes de la instalación fotovoltaica	161
7.2.2	Resultados de consumo de energía.	164
7.2.3	Normativa legal de aplicación	166
7.3	Evaluación medioambiental	172
8.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	174
4-	BIBLIOGRAFÍA.....	180
5-	WEBGRAFIA	181

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Potencia y generación de energía eléctrica en Bolivia.....	13
Tabla 2 Potencias instaladas por sistema y tipo de combustible 2022	14
Tabla 3 Potencia Instalada de plantas Solares en Bolivia	15
Tabla 4 Gases de Efecto invernadero y Potencial de Calentamiento Atmosférico.	20
Tabla 5 Emisiones de Dióxido de Carbono (CO ₂) en Bolivia.	29
Tabla 6 Características técnicas del lugar de emplazamiento	81
Tabla 7 Inclinación de los paneles solares según periodo de diseño.	96
Tabla 8 Resultados de ángulos de inclinación β óptimo	96
Tabla 9 Comparación de resultados del ángulo de inclinación β	98
Tabla 10 Cuantificación de cargas de los Equipos de la vivienda.	99
Tabla 11 Cuantificación de cargas de los Equipos de la vivienda.	99
Tabla 12 Factor de Simultaneidad de Equipos.	100
Tabla 13 Datos de Potencia y Horas de uso de Equipos.....	101
Tabla 14 Demanda de diseño de equipos.	101
Tabla 15 Datos de Potencia y Horas de uso de Iluminación.....	102
Tabla 16 Factor de simultaneidad Iluminación.	102
Tabla 17 Demanda de diseño Iluminación.	102
Tabla 18 Tensiones y corrientes requeridas para elección de inversor.	111
Tabla 19 Valores Normalizados de fusibles.	118
Tabla 20 Intensidades Nominales Normalizadas de Fusibles en BT.	119

Tabla 21 Características típicas de un dispositivo F1.....	123
Tabla 22 Velocidades básicas del viento en ciudades.....	124
Tabla 23 Cargas de la Instalación.....	126
Tabla 24 Cargas actuantes.....	126
Tabla 25 Parámetros energéticos del sistema instalado.....	134
Tabla 26 Orientación e inclinación de paneles solares.....	134
Tabla 27 Cuantificación de cargas para el sistema.....	135
Tabla 28 Equipos instalados.....	135
Tabla 29 Protecciones del sistema.....	136
Tabla 30 Dimensionamiento de secciones de conductor.....	136
Tabla 31 Detalle de cargas por componente de la estructura soporte.....	137
Tabla 32 Resumen de cargas actuantes.....	137
Tabla 33 Especificación de componentes.....	138
Tabla 34 Costos de la instalación del Sistema Solar Fotovoltaico de autoconsumo	142
Tabla 35 Posibles Escenarios económicos según el material para una instalación solar fotovoltaica.....	152
Tabla 36 Escenarios económicos ordenados de acuerdo al costo.....	152
Tabla 37 Flujo de caja neta, estimación del VAN.....	157
Tabla 38 Cálculo de VAN y TIR.....	158
Tabla 39 Resultados del estudio TIR y VAN.....	159
Tabla 40 Hoja de datos paneles solares.....	162

Tabla 41 Hoja de datos técnicos Micro inversor	163
Tabla 42 Registro de medidor CA	165
Tabla 43 Resultados del estudio de radiación tomado de la estación meteorológica IIME.	165
Tabla 44 Estudio básico de seguridad y salud.	169
Tabla 45 Análisis de la emisión de CO2 vs. Consumo energético.....	173

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Irradiancia en Bolivia	2
Ilustración 2 Estructura interna del Sol.....	6
Ilustración 3 Movimiento de la Tierra respecto del Sol.	7
Ilustración 4 Radiación solar en el mundo	8
Ilustración 5 Tipos de Radiación Solar.....	10
Ilustración 6 Piranómetro	11
Ilustración 7 Potencia instalada por sistema	14
Ilustración 8 Incremento de energía Solar por año en el SIN y SA (MW)	15
Ilustración 9 Producción Energía Anual	17
Ilustración 10 Fundamento del Efecto invernadero.	19
Ilustración 11 Gases de efecto invernadero y porcentaje de efecto invernadero causado según la cantidad.....	20
Ilustración 12 Historial de la temperatura superficial global	21
Ilustración 13 Concentración de CO ₂	22
Ilustración 14 Influencia de todos los principales gases de efecto invernadero producidos por el hombre.....	24
Ilustración 15 Caracol oceánico sano vs. Dañado.....	25
Ilustración 16 Dióxido de carbono (CO ₂) mensual y crecimiento anual.....	27
Ilustración 17 Emisión de CO ₂ en Bolivia 2021	28
Ilustración 18 Emisión de dióxido de carbono (CO ₂) en Bolivia.....	30
Ilustración 19 Incremento de Instalaciones Solares Fotovoltaicas Globales.....	34
Ilustración 20 Crecimiento de la demanda energética fotovoltaica.	34

Ilustración 21 Red Cristalina de silicio.	36
Ilustración 22 Recombinación de enlaces de silicio.	36
Ilustración 23 Átomos dopados con Fosforo y Boro.	38
Ilustración 24 Unión n-p zonas con diferencia de potencial.	38
Ilustración 25 Campo eléctrico de incidencia solar.	39
Ilustración 26 Curva característica de una célula solar fotovoltaica.	40
Ilustración 27 Módulo solar fotovoltaico flexible.	45
Ilustración 28 Circuito equivalente de una célula fotovoltaica.	47
Ilustración 29 Parámetros típicos de una célula fotovoltaica.	47
Ilustración 30 Funcionamiento de una célula fotovoltaica según la temperatura. .	49
Ilustración 31 Iluminación dependiente de la Radiación de una célula fotovoltaica.	50
Ilustración 32 Rendimiento de una célula fotovoltaica.	51
Ilustración 33 Proceso de fabricación de módulos solares fotovoltaicos.	52
Ilustración 34 Pirámides de capa anti reflectante.	54
Ilustración 35 Texturizado del Silicio.	54
Ilustración 36 Partes de un módulo fotovoltaico.	56
Ilustración 37 Proceso de fabricación módulos fotovoltaicos.	59
Ilustración 38 Curvas I-V de un módulo fotovoltaico de "n" células.	60
Ilustración 39 Diferentes posibilidades de ubicaciones de los paneles solares fotovoltaicos.	64
Ilustración 40 Medidor de potencia AC.	74

Ilustración 41 Medidor de energía en corriente directa.....	75
Ilustración 42 Estación meteorológica y anemómetro.	76
Ilustración 43 Lugar de Instalación.....	82
Ilustración 44 Ubicación de lugar de Instalación.....	82
Ilustración 45 Esquema de conexión en paralelo módulos solares fotovoltaicos.	84
Ilustración 46 Material Acero Zincado ranurado.	85
Ilustración 47 Micro inversor.	85
Ilustración 48 Esquema de conexiones y protecciones inversor.....	85
Ilustración 49 Esquema subsistema de protecciones DC.....	86
Ilustración 50 Esquema subsistema de protecciones AC.	86
Ilustración 51 Curva de radiación mes de junio 2019.	87
Ilustración 52 Ángulo de azimut	92
Ilustración 53 Inclinación de los módulos solares.....	92
Ilustración 54 Calculadora de ángulo solar.....	95
Ilustración 55 Detalle de inclinación optima de PVSIST 6.77 (verano).	97
Ilustración 56 Detalle de inclinación optima de PVSIST 6.77 (invierno).....	97
Ilustración 57 Detalle de inclinación optima de PVSIST 6.77 (anual).	98
Ilustración 58 Especificaciones técnicas del inversor elegido.....	111
Ilustración 59 Modelado de la estructura SAP 2000.....	127
Ilustración 60 Parámetros del material utilizado en la estructura.	128
Ilustración 61 Definición de las cargas actuantes en la estructura.	129

Ilustración 62 Valores de las cargas calculadas.....	129
Ilustración 63 Definición de la combinación de cargas actuantes sobre la estructura.	130
Ilustración 64 Simulación SAP 2000.	131
Ilustración 65 Verificación del estado en de la estructura sometido a cargas extremas.....	131
Ilustración 66 Esquema de conexiones del Sistema Completo.	132
Ilustración 67 Diagrama Unifilar Circuito conectado al inversor.....	133
Ilustración 68 Costes de inversión para instalaciones fotovoltaicas.....	154
Ilustración 69 Evaluación del VAN y TIR.....	159
Ilustración 70 Inclinación anual promedio.....	161

DISEÑO, INSTALACIÓN Y ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DOMICILIARIO CONECTADO A LA RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CAPÍTULO 1

1. GENERALIDADES

1.1 Introducción

La energía eléctrica es una herramienta fundamental para el desarrollo de la humanidad, principalmente para la producción de bienes y servicios, es decir, mejora la calidad de vida de la sociedad en general.

La utilización de combustibles fósiles abarca el 80% del consumo energético mundial. Desde principios de los años 70 hasta ahora, estos recursos no sólo contaminan el medio ambiente, sino también son recursos limitados.

En los últimos años la población mundial fue creciendo drásticamente, y con ello también sus necesidades; la producción de energía también fue incrementándose.

La energía solar fotovoltaica consiste en la transformación directa de la radiación solar, en energía eléctrica.

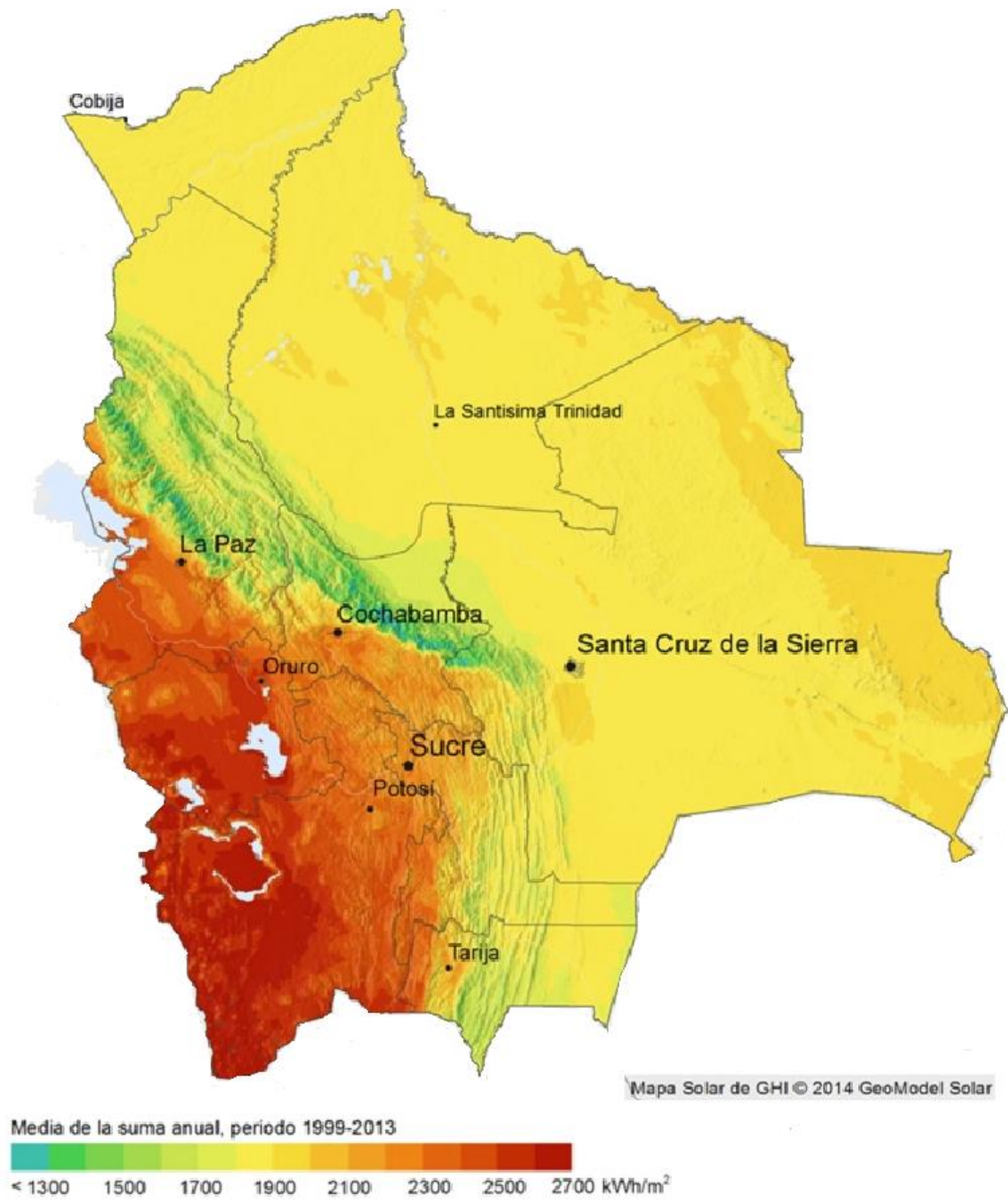
Los sistemas fotovoltaicos producen energía limpia y confiable sin consumir combustibles fósiles y sus aplicaciones son variadas, como el abastecimiento a consumidores de electricidad.

Bolivia es favorecida por su situación geográfica y climatológica, es uno de los países que mayor radiación solar recibe en el mundo. Dos terceras partes del país cuenta con uno de los mayores niveles de intensidad solar del planeta; la mayor radiación se presenta en el altiplano llegando a 2700 kWh/m²-año (Ver Ilustración 1).

Ilustración 1 Irradiancia en Bolivia

Irradiación Global Horizontal

Bolivia



Fuente: Revista Tunupa Fundación Solón, 2017.

1.2 Planteamiento del problema

El rubro de suministro de energía eléctrica en Bolivia, se encuentra dividido en tres actividades: generación, transmisión y distribución. La oferta de electricidad en Bolivia está constituida por centrales de generación hidroeléctrica, eólica y termoeléctrica, principalmente a gas natural.

El gas natural es un recurso no renovable y agotable, además una fuente de contaminación para el planeta; es por este motivo que se procura una alternativa de generación y aprovechamiento de electricidad en condiciones ecológicas y ambientales.

¿Es posible reducir el costo de la electricidad y preservar el medio ambiente cubriendo parte del consumo energético diurno con electricidad generada por una fuente alternativa limpia?

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

- Implementar un sistema solar fotovoltaico generador de energía eléctrica, ubicado en la zona sur de La Paz, para el estudio técnico-económico e impacto ambiental en la sociedad.

1.3.2 Objetivos específicos

- Establecer parámetros técnicos del sistema solar fotovoltaico para la elección de los componentes adecuados del sistema.
- Generar memorias de cálculo, planos y diagramas para el montaje, operación y mantenimiento del sistema.
- Obtener datos e información de los diferentes parámetros del sistema durante su operación, para determinar la factibilidad y la viabilidad del Proyecto.
- Proponer sistemas de generación solar fotovoltaica, para la implementación masiva en viviendas del Departamento de La Paz.

1.4 Justificación

1.4.1 Justificación socio - económica

Posibilita el ahorro de costos energéticos de consumo eléctrico, cubriendo parte de la demanda en viviendas de zonas urbanas, dando una alternativa de consumo eficiente, limpio y con acceso a todos los circuitos de la vivienda, monitoreando el consumo mensual y la generación energética del sistema.

1.4.2 Justificación técnica

Permite a los proyectistas adquirir competencia en la investigación, diseño, cálculo, conexión y montaje de equipos en este tipo de instalaciones.

1.4.3 Justificación medio ambiental

Evita el incremento de la contaminación atmosférica utilizando energías renovables, contribuyendo al abastecimiento energético y disminuyendo la utilización de combustibles fósiles que dañan a la atmósfera del planeta.

1.5 Límites y alcances

- Este sistema piloto está diseñado y construido para satisfacer parcialmente la demanda de energía eléctrica de una vivienda del área urbana que cuente con suministro eléctrico de red pública.
- El Proyecto se limita al diseño e instalación del sistema solar fotovoltaico al circuito de la vivienda para su autoconsumo, incluye el dimensionamiento del sistema y la especificación de sus componentes
- El Proyecto incluye la especificación de paneles solares, su potencia máxima, y el sistema inversor automático del paso de energía eléctrica hacia la red de Corriente Alterna.
- El Proyecto incluye la especificación del sistema de acoplamiento con medidores de potencia para registrar el consumo de electricidad óptimo y monitorear el buen funcionamiento del mismo.
- El Proyecto no incluye el uso de baterías o acumuladores de energía.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 El sol fuente de energía¹

La fuente de energía es el Sol, una estrella enana poco evolucionada, a pesar de que se le calcula una edad de unos 5000 millones de años y que puede ser tratada como una esfera de materia gaseosa, con un radio de 695 000 km, y con un periodo de rotación sobre su eje de 25 a 36 días y se encuentra a una distancia media de la tierra de unos $1,5 \times 10^8$ km.

En cuanto a su composición química, el Hidrógeno constituye el 74% de su masa, el Helio el 25% y el 1% restante está formado por una pequeña cantidad de elementos pesados como Hierro, Silicio, Neón y Carbono.

El Sol posee un movimiento de rotación sobre su eje, aunque no lo hace como un cuerpo sólido rígido, sino con diferente velocidad de unas regiones a otras. Debido a esta rotación diferencial, la zona ecuatorial invierte 27 días en cada rotación y las regiones polares alrededor de 30 días.

En su interior (núcleo), que se extiende hasta unos 0,7 radios solares ($1 \text{ radio solar} = 695\,700 \text{ km}$)² desde el centro se producen las reacciones nucleares que le mantienen en estado incandescente. La zona comprendida entre 0,7 y 1 radios solares es una zona convectiva y su límite exterior recibe el nombre de fotosfera. Ésta es una región de unos 300 a 400 km de espesor, con temperatura y densidad del orden de 6 000 K, y 10^{-8} g/cm^3 respectivamente. Se puede considerar la fotosfera como la superficie del Sol y se comporta como un cuerpo negro, es decir, emite toda la radiación que llega del núcleo. (Ver Ilustración 2).

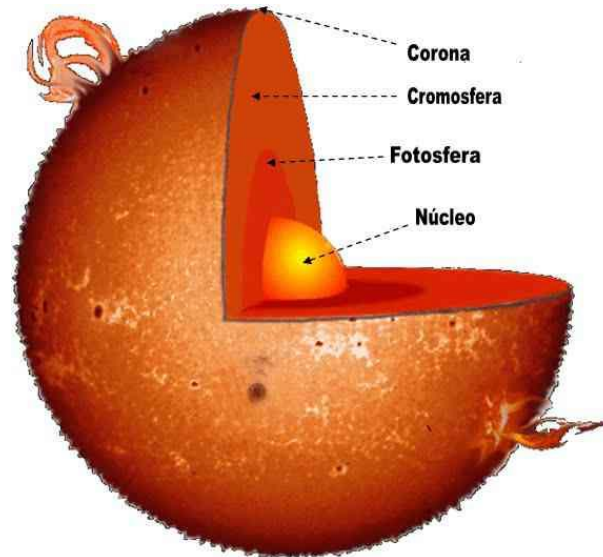
Por encima de esta capa, se encuentra la cromósfera, de unos 10 000 km, de temperatura más elevada y baja densidad. Tras ésta, existe una región de transición muy estrecha, en la que las propiedades varían bruscamente y finalmente

¹Barbero F. J., (1998), *Radiación solar y aspectos climatológicos*, Almería.

² Radio solar. Fuente: <http://www.stronomía.fandom.com>

la corona solar, cuya temperatura alcanza los 10^6 K, pero con muy baja densidad, lo que hace que su poder emisor sea muy débil y que se extiende a varios millones de kilómetros.

Ilustración 2 Estructura interna del Sol.



Fuente: <http://www.partesdelsol.com>

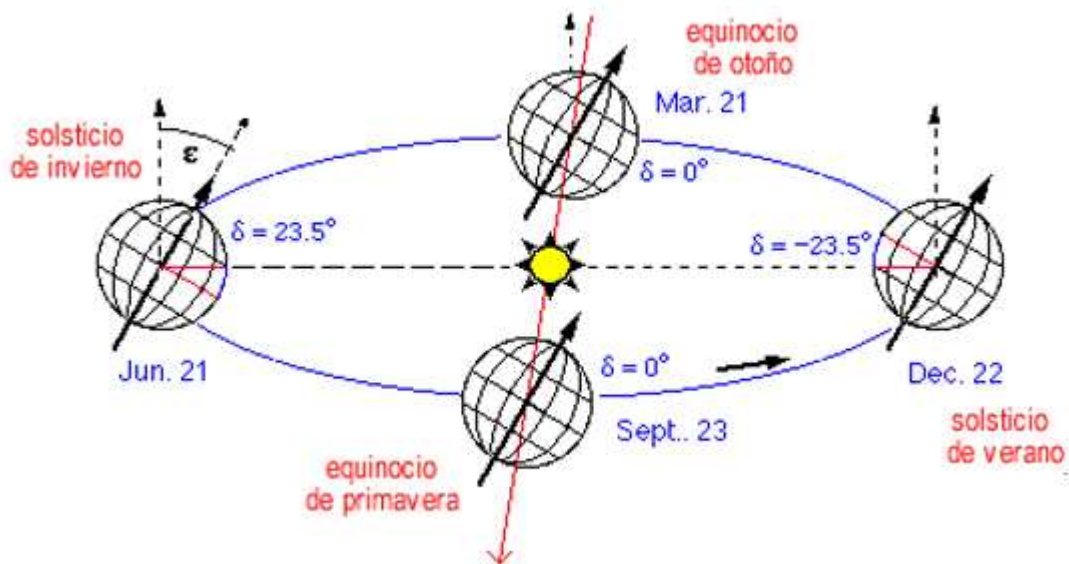
Esta energía que se libera en el interior del sol, se transfiere por procesos de convección y radiación a la superficie y desde allí, se emite al espacio exterior. Emite continuamente una potencia de $3,8 \times 10^{23}$ kW; la mayor parte en forma de radiación electromagnética, aunque también emite energía en forma de plasma de partículas cargadas eléctricamente (viento solar), con velocidades comprendidas entre los 300 y 800 km/s.

2.1.1 Movimiento aparente del sol

La Tierra da vueltas alrededor del Sol describiendo una órbita elíptica en la que este último ocupa uno de los focos de la elipse, la distancia Tierra – Sol varía de $147,1 \times 10^9$ m a $152,1 \times 10^9$ m; el plano que contiene esta órbita se llama plano de la elíptica y el tiempo que la Tierra tarda en recorrerla define un año. El movimiento de la Tierra alrededor del Sol o, dicho de otra manera, el movimiento de la Tierra con respecto al Sol. Cuatro puntos en esta trayectoria tienen particular importancia, son los dos equinoccios y los dos solsticios. La Tierra da vueltas ella misma sobre su eje en el mismo sentido que el sentido de rotación alrededor del Sol. Este eje se

denomina eje polar. El ángulo entre el eje de la rotación de la Tierra (o eje polar) y el eje de la elíptica (plano en el que la Tierra realiza su órbita alrededor del Sol) es constante y tiene un valor de $23^{\circ}27'$. Sin embargo, para las aplicaciones terrestres, es el movimiento del Sol con respecto a la tierra que interesa, es decir, el movimiento del Sol visto desde un punto fijo de la Tierra, se habla entonces de movimiento aparente del Sol, como se sabe el movimiento de nuestro astro tal como se percibe a lo largo de una jornada, es debido a que la Tierra gira sobre sí misma, efectuando una revolución cada 24 horas. (Ver Ilustración 3).

Ilustración 3 Movimiento de la Tierra respecto del Sol.



Fuente: Objetivo Universo. A. Feintein - H. Tignanelli, 1996.

Para los efectos prácticos que nos interesan sobre sistemas solares, da lo mismo suponer que la Tierra permanece inmóvil mientras que el Sol gira a su alrededor, es por eso que una forma clásica de representación del cielo consiste en imaginar una esfera con la Tierra fija en su centro. Esta esfera se conoce con el nombre de esfera celeste. Su intersección con el plano del ecuador define el ecuador celeste. De esta forma se puede describir el movimiento del Sol alrededor de la Tierra siguiendo el círculo que corresponde a la intersección del plano de la eclíptica con la esfera celeste.

El Sol recorre este círculo una vez al año y la esfera celeste gira alrededor de la tierra (que permanece fija), una vez por día. Así, el sol describe diariamente

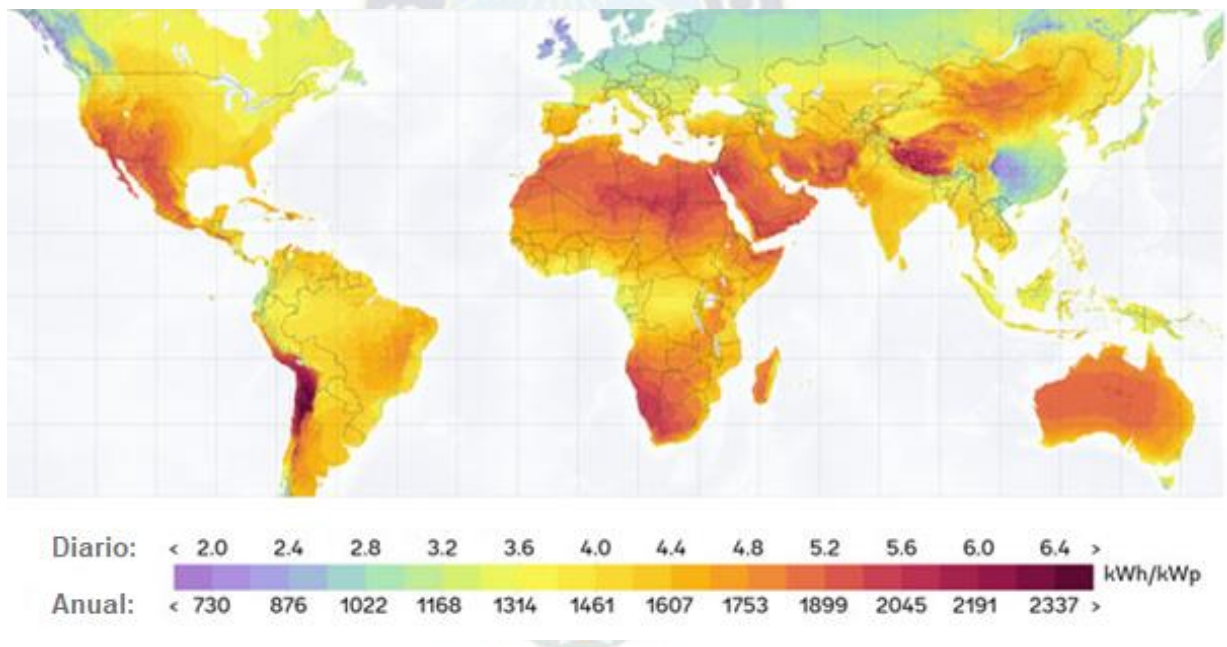
alrededor de la Tierra, un círculo cuyo diámetro varía durante el año, y que es máximo en los equinoccios y mínimo en los solsticios.

2.1.2 Radiación solar

La radiación solar es la energía aportada a la superficie terrestre en forma de radiación electromagnética procedente del Sol. Ésta puede ser afectada por diferentes factores (localización geográfica, efecto de la atmósfera, presencia o no de nubosidad, etc.) que van a determinar su naturaleza (directa o difusa) y el valor finalmente observado.

En la Ilustración 4, se pueden observar los índices de radiación mundiales y su escala.

Ilustración 4 Radiación solar en el mundo



Fuente: Cartografía de Radiación Solar Mundial Gis & Beers, 2016.

2.1.3 Tipos de radiación³

En función de cómo reciben la radiación solar los objetos situados en la superficie terrestre, se pueden distinguir estos tipos de radiación:

Radiación directa. Es aquella que llega directamente del Sol sin haber sufrido cambio alguno en su dirección. Este tipo de radiación se caracteriza por proyectar una sombra definida de los objetos opacos que la interceptan.

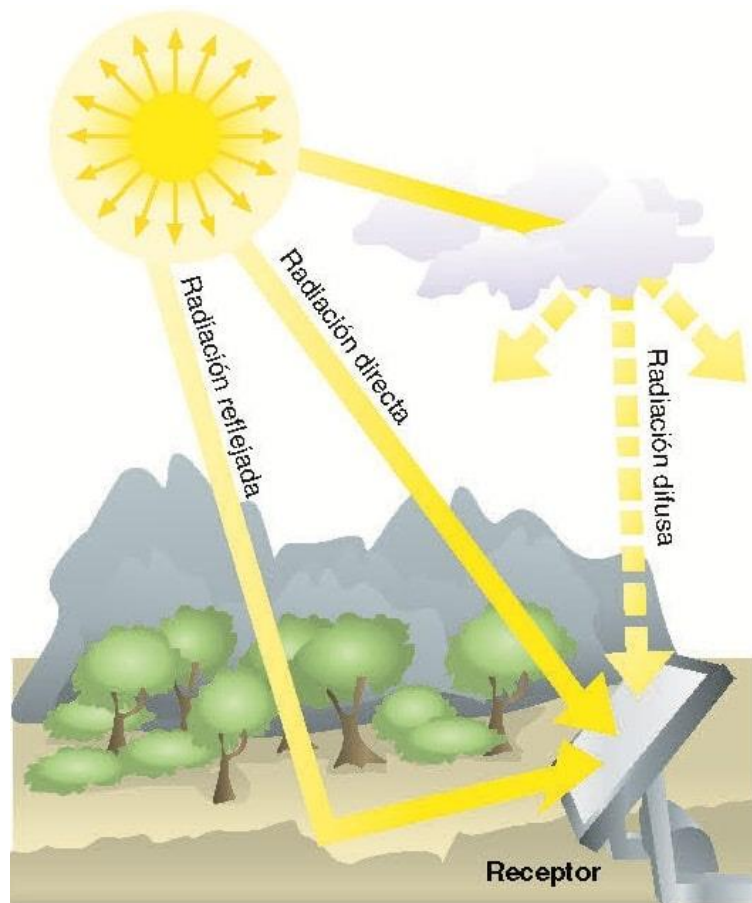
Radiación difusa. Parte de la radiación que atraviesa la atmósfera es reflejada por las nubes o absorbida por éstas. Esta radiación, que se denomina difusa, va en todas direcciones, como consecuencia de las reflexiones y absorciones, no sólo de las nubes sino de las partículas de polvo atmosférico, montañas, árboles, edificios, el propio suelo, etc. Este tipo de radiación se caracteriza por no producir sombra alguna respecto a los objetos opacos interpuestos. Las superficies horizontales son las que más radiación difusa reciben, ya que ven toda la bóveda celeste, mientras que las verticales reciben menos porque sólo ven la mitad.

Radiación reflejada. La radiación reflejada es, como su nombre indica, aquella reflejada por la superficie terrestre. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, también llamado albedo. Las superficies horizontales no reciben ninguna radiación reflejada, porque no ven ninguna superficie terrestre y las superficies verticales son las que más radiación reflejada reciben.

Radiación global. - Es la radiación total. Es la suma de las tres radiaciones. (Ver Ilustración 5).

³ X. Elías Castells (2012), *Energía, agua, medio ambiente, territorialidad y sostenibilidad*. Días de Santos.

Ilustración 5 Tipos de Radiación Solar.



Fuente: <http://www.calculationsolarblog.com>

2.1.4 Medición de la radiación⁴

Para muchas aplicaciones prácticas, no basta con calcular la radiación teórica que incide sobre un lugar o sobre un equipo solar determinado. Es necesario hacer las mediciones, para tener los valores efectivos de energía disponible o incidente sobre un colector. Existen varios métodos para medir la radiación solar, ya sea en forma de irradiancia o de irradiación. El método más aceptado comúnmente es el uso de un piranómetro. (Ver Ilustración 6).

Un piranómetro es un instrumento para medir la irradiancia global (directa más difusa) usualmente sobre una superficie horizontal. El tipo más común de

⁴ <http://www.warrera.com>

piranómetros, consiste en dos sensores de temperatura, uno de ellos expuesto a la radiación solar y ennegrecido, y el otro, protegido de la radiación. Si los dos sensores se encuentran en condiciones similares en todo, menos en el hecho de estar expuestos ambos a la radiación, habrá una diferencia de temperatura entre ellos. La hipótesis de trabajo de un piranómetro es que la irradiancia es directamente proporcional a la diferencia de temperaturas de ambos sensores.

Ilustración 6 Piranómetro



Fuente: <http://www.warrera.com>.

Para evitar ruido en las lecturas, causado por el viento y por otros factores meteorológicos, el sensor expuesto a la radiación (y a veces también el otro) suelen estar protegidos por un hemisferio de vidrio, este hemisferio de características ópticas adecuadas permite el paso de la radiación, pero evita el enfriamiento por el viento lo cual alteraría la lectura.

Los piranómetros usados para medir la radiación incidente (solar) se deben colocar en áreas abiertas con una amplia vista del cielo hacia todas las direcciones y durante todas las estaciones. Deben localizarse en puntos donde no se produzcan obstrucciones que proyecten una sombra sobre el sensor en cualquier momento. Además, se debe evitar colocarlos cerca de paredes de colores claros y fuentes artificiales de radiación. La altura del sensor no es un factor determinante para los piranómetros. Una ubicación recomendable es sobre una plataforma elevada.

2.2 Aprovechamiento de la radiación solar en Bolivia

2.2.1 Situación energética en Bolivia⁵

En Bolivia los sistemas de generación eléctrica se dividen en tres: El Sistema Interconectado Nacional (SIN), los Sistemas Aislados (SA) y los auto productores.

El SIN es el sistema eléctrico que integra sistemas de generación, transmisión y distribución, en los departamentos de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Chuquisaca, Oruro, Potosí, Tarija y Beni. Comprende principalmente a plantas de las empresas de ENDE (Andina, Guaracachi, Valle Hermoso, Corani y Matriz), COBEE, CECBB, HB, Guabirá y otras.

Los SA, como su nombre lo indica, no están conectados al SIN y se encuentran en los departamentos de Santa Cruz, Beni, Pando y Tarija. Varios de estos SA son responsabilidad de ENDE (Cobija, Guayaramerín, Cachuela Esperanza, El Sena, Baures, Bella Vista, San Matías y otros), del CRE RL (Charagua, Cordillera, German Bush, San Ignacio de Velazco y otros), del CER (Riberalta y Gonzalo Moreno) y SETAR (Bermejo y Entre Ríos).

Los auto productores son empresas que generan electricidad para su autoconsumo y que en el caso de las industrias azucareras también inyectan parte de su energía al SIN. Entre los auto productores figuran empresas como YPFB Refinación S.A., PLUSPETROL, AGUAÍ S.A., EASBA, PIL Andina S.A., YPFB Transierra, IAGSA, UNAGRO, Gravetal Bolivia S.A., SINCHI WAYRA S.A. y otros.

El sistema más importante de generación, distribución y consumo de electricidad en Bolivia es el SIN. Según la Autoridad de Electricidad, al año 2022 teníamos en Bolivia una potencia instalada de 3828.3 MW y una generación eléctrica de 10592.5 GWh. El SIN representó dicho año el 91% de la potencia instalada y contribuyó con el 92.8% de la generación eléctrica. Los SA representaron el 4% de la potencia instalada y el 3.4% de la generación eléctrica, y los Auto productores constituyeron el 5% de la potencia instalada y el 3.7% de la generación eléctrica. (Ver tabla 1).

⁵ Sobredosis de electricidad, situación de la energía eléctrica en Bolivia Revista TUNUPA Fundación Solon Diciembre 2019.

Tabla 1 Potencia y generación de energía eléctrica en Bolivia

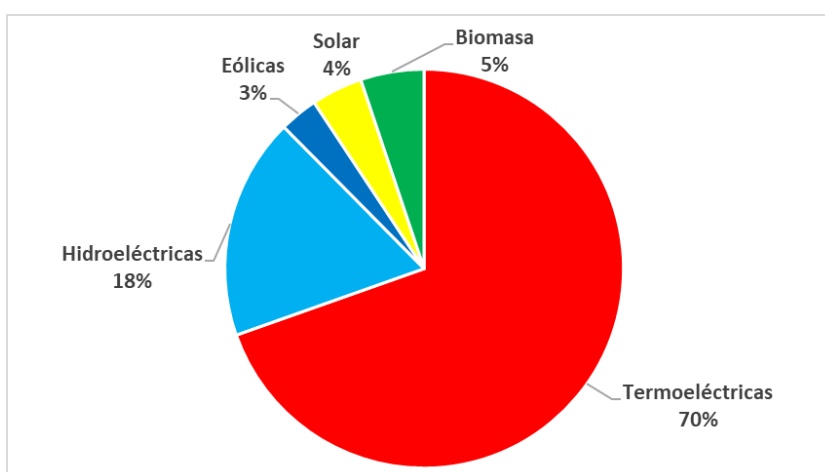
	POTENCIA		GENERACIÓN	
	MW	%	GWh	%
Sistema Interconectado Nacional	3828.28	91%	10592.5	92.8%
Sistemas Aislados	187.37	4%	391.7	3.4%
Auto Productores	207	5%	424.1	3.7%
TOTAL	4222.65	100%	11408.3	100%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Anuario estadístico 2022 AETN

El 2022 la generación bruta de electricidad en Bolivia fue de 11 408.3 GWh mientras el consumo fue de 9 505.04 GWh. En términos de potencia, el 9 de noviembre del 2022 fue el día de mayor demanda en el SIN (1 658.13 MW). Ese año la potencia instalada en el SIN llegó a 3 828.3 MW. Es decir que la potencia instalada ya era superior en 2170 MW a la potencia máxima utilizada ese año.

En la tabla 2 se puede apreciar que el año 2022 en el SIN, los SA y los auto productores, las termoeléctricas representaban el 70% de la potencia instalada, las hidroeléctricas 18%, las eólicas 3%, las plantas fotovoltaicas 4% y las plantas que funcionan a biomasa 5%. Las termoeléctricas están presentes en el SIN, los SA y los auto productores representan casi la totalidad de los sistemas aislados, mientras las hidroeléctricas prácticamente sólo están presentes en el SIN. La energía eólica está únicamente conectada al SIN al igual que la mayoría de la energía fotovoltaica. Por último, la biomasa que empezó en los auto productores y representa más de la mitad de su potencia instalada es poco relevante en el SIN. (ver ilustración 7)

Ilustración 7 Potencia instalada por sistema



Fuente: Viceministerio de electricidad y energías alternativas

Tabla 2 Potencias instaladas por sistema y tipo de combustible 2022

	SIN		SA		Auto productores		TOTAL	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
Termoeléctricas	2693.62	70%	181.77	97%	63.3	31%	2938.69	70%
Hidroeléctricas	757.98	20%			1.2	1%	759.18	18%
Eólicas	131.4	3%					131.4	3%
Solar	170.28	4%	5.6	3%			175.88	4%
Biomasa	75	2%			142.5	69%	217.5	5%
TOTAL	3828.28	100%	187.37	100%	207	100%	4222.65	100%

Fuente: Anuario Estadístico 2022 Autoridad de Electricidad Memoria 2022 CNDC.

Energía solar en Bolivia⁶

La energía solar es relativamente nueva en Bolivia. La primera planta de 5.2 MW entró en operaciones en la ciudad de Cobija el año 2015. Hasta la fecha, Bolivia cuenta con cinco plantas de energía solar: tres conectadas al SIN y dos como parte de SA. Actualmente la potencia instalada de estas cinco plantas suma 170.6 MW. (Ver Tabla 3).

⁶ Sobredosis de electricidad, situación de la energía eléctrica en Bolivia Revista TUNUPA Fundación Solon Diciembre 2019.

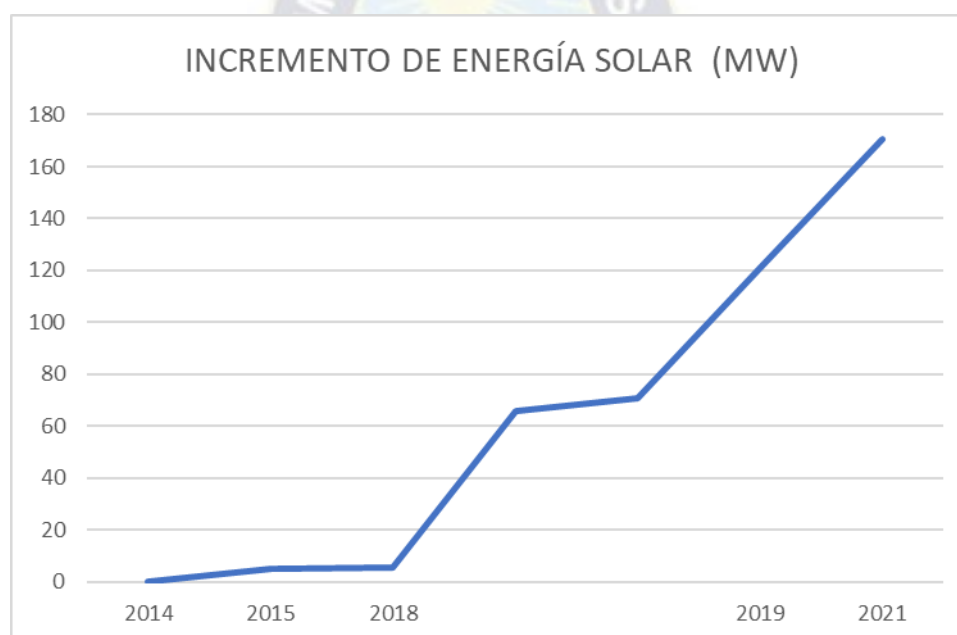
Tabla 3 Potencia Instalada de plantas Solares en Bolivia

AÑO	PLANTA	SIN o SA	INCREMENTO MW	ACUMULADO MW
2015	COBIJA	SA	5.2	5.2
2018	EL SENA	SA	0.4	5.6
	UYUNI	SIN	60	65.6
	YUNCHARÁ	SIN	5	70.6
2019	ORURO FASE I	SIN	50	120.6
2021	ORURO FASE II	SIN	50	170.6

Fuente: Elaboración propia en base a Revista Tunupa y datos de generación CNDC

En la ilustración 8, se observa en incremento de la energía solar.

Ilustración 8 Incremento de energía Solar por año en el SIN y SA (MW)



Fuente: Elaboración propia

a) Sistemas aislados fotovoltaicos.

Los sistemas aislados fotovoltaicos son Cobija (5,2 MW) y El Sena (0,4 MW). Ambos se encuentran en el departamento de Pando y su principal función es reducir el consumo y la importación de diésel para la generación de electricidad en estas localidades. Según la Memoria del año 2018 de ENDE Guaracachi, la planta fotovoltaica de Cobija reduce el consumo anual de diésel en 1,43 millones de litros y la planta de El Sena en 156 000 litros.

b) Sistemas fotovoltaicos conectados al Sistema Interconectado Nacional.

Los sistemas fotovoltaicos conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) son Uyuni (60 MW), Yunchará (5 MW) y Oruro Fase I y II (100 MW), haciendo un total de 165 MW. El primero se encuentra en la localidad de Uyuni en el departamento de Potosí, el segundo en el municipio de Yunchará en Tarija y el tercero en el municipio de Caracollo en Oruro (Fase I y Fase II).

La planta solar de Yunchará se inauguró en abril de 2018, en septiembre de ese mismo año empezó a funcionar la de Uyuni, un año más tarde en septiembre de 2019- se inauguró la planta solar de Oruro Fase I y en febrero de 2021 se inauguró la planta solar de Oruro Fase II. Según el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), se estima que la planta de Uyuni con sus 60 MW de potencia instalada generará al año 140 GWh y la de Yunchará con 5 MW de potencia instalada producirá 10 GWh anuales. Oruro Fase I con sus 50 MW de potencia instalada producirá 100 GWh anuales al igual que la planta de Oruro Fase II.

c) Plantas solares en estudio.

En estudio están dos plantas solares híbridas (diésel – energía solar) en el departamento de Beni que formarán parte del Sistema Aislado (SA). Una es la de Riberalta (5,8 MW) y la otra es la de Guayaramerín (2,5 MW). En 2015, ENDE Guaracachi licitó la consultoría para los Estudios Integral Técnico Económico Social y Ambiental (TESA) para –entre otras cosas- “identificar la mejor zona en las proximidades del municipio de Riberalta y/o de Guayaramerín, para la implementación de uno o dos parques solares”.

2.2.2 Potencial solar en Bolivia⁷

Bolivia es uno de los países con mayor radiación solar de Sudamérica, tiene una población de 12 millones de habitantes y una superficie total de 1 098 581 km². La más alta radiación solar se registra en el altiplano sur de Bolivia.

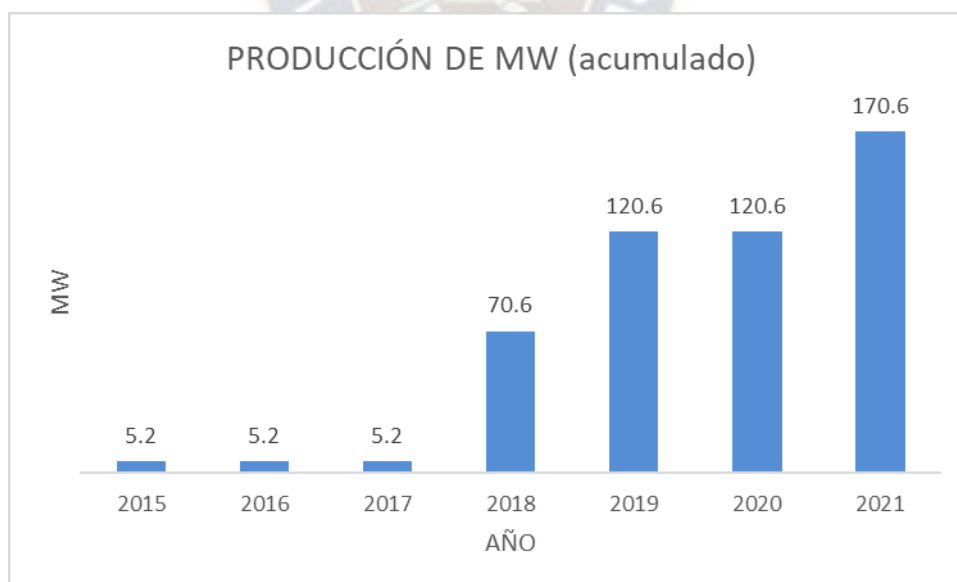
⁷ Propuestas para una Bolivia solar Revista TUNUPA 2017 Fundación Solón

Se puede constatar que para fines del 2016 la energía fotovoltaica en Bolivia era de 5,2 MW. A fines del 2022 con la entrada de las plantas fotovoltaicas de Uyuni, Oruro y Yunchará se alcanzan los 170,6 MW.

En términos per-cápita, Bolivia tiene aproximadamente 11 vatios por persona. Vivimos tiempos de revolución en la energía solar. Para que Bolivia se coloque a la altura del desafío debe no sólo acelerar el paso, sino repensar el futuro energético del país, dejando de una vez por todas, proyectos inviables como las mega hidroeléctricas de El Bala y Chepete. Bolivia necesita apostar agresivamente por una mezcla de energías alternativas como la solar, la eólica y pequeñas hidroeléctricas de pasada.

Bolivia tiene todas las posibilidades de ser una vanguardia en energía solar, si se abandonan los modelos obsoletos de desarrollo del siglo pasado y se hace una lectura correcta de los desafíos del siglo XXI en el cuál, para salvar la vida en la Tierra, se debe avanzar hacia el fin de la era de los combustibles fósiles y las energías contaminantes y destructoras de la naturaleza. (Ver Ilustración 9).

Ilustración 9 Producción Energía Anual



Fuente: Elaboración propia

Bolivia cuenta con uno de los mayores niveles de radiación solar del planeta. Si se toma el promedio anual de irradiación solar de Bolivia (IGH) de los años 1999 al

2013, se puede observar que el altiplano sur del país alcanza 2 700 kWh/m²-año (Kilowatts hora por metro cuadro al año) y en el oriente del país 1800 kWh/m²-año.

La radiación solar que recibe Bolivia es dos a tres veces más alta que la de Alemania, que es uno de los países que más energía solar produce en el mundo y que tiene una irradiación global horizontal de 1000 a 1200 kWh/ m²-año.

Sin embargo, Bolivia cuenta con una superficie tres veces más grande que la de Alemania (1 098 581 km² vs. 357 168 km²), tiene una capacidad instalada que llega a los 170,6 MW de energía solar fotovoltaica.

2.3 Cambio climático

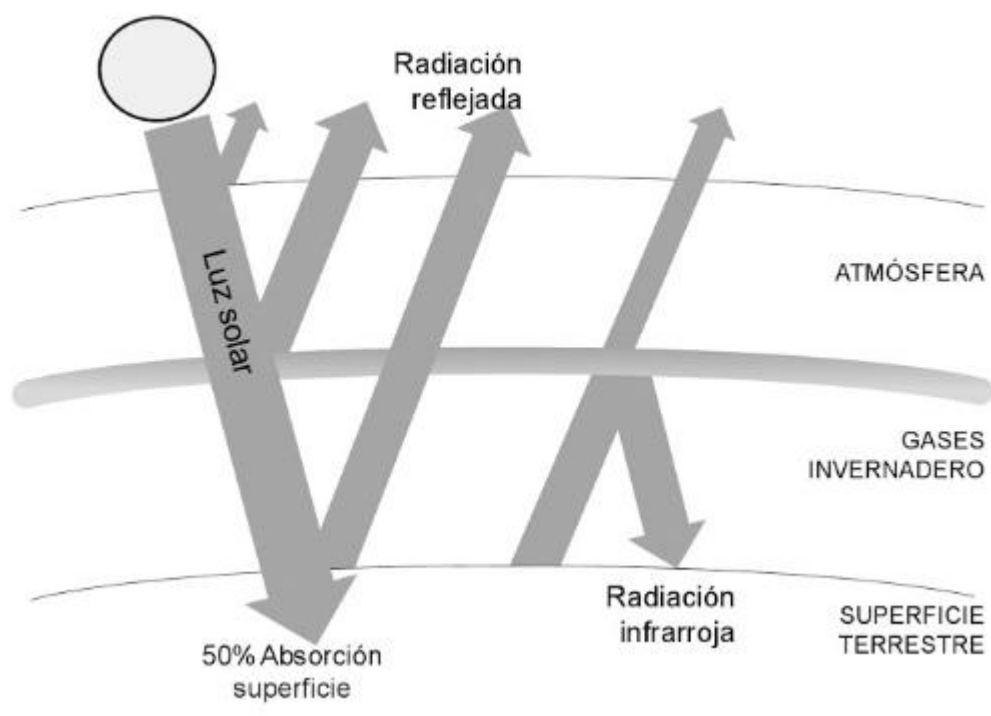
2.3.1 El efecto invernadero y gases de efecto invernadero⁸

Uno de los mecanismos que posibilitan la vida en la tierra es el efecto invernadero, cuyo fundamento se muestra en la ilustración 10. Parte de la radiación emitida por el sol que llega a nuestro planeta, es reflejado por los gases atmosféricos que participan del intercambio radiante, y de vuelta al espacio exterior, pero la mayoría penetra en la propia atmósfera. Parte de esta radiación es absorbida por los propios gases y otra fracción lo es a su vez por la superficie terrestre. Asimismo, la Tierra emite radiación infrarroja que es de nuevo reflejada, absorbida o transmitida por ciertos gases atmosféricos. La fracción de radiación absorbida por tales gases contribuye al denominado efecto invernadero, que posibilita mantener la temperatura media del planeta en márgenes muy uniformes y compatibles con las formas actuales de vida. El aumento en la concentración de esos gases participativos, denominados GEI (gases de efecto invernadero) ocasiona una mayor opacidad infrarroja de la atmósfera, con lo que se produce un efecto invernadero intensificado. Si los niveles de estos gases ascienden demasiado, un calentamiento excesivo puede trastornar las pautas naturales del clima. Las concentraciones de dióxido de carbono, metano y óxido nitroso, todos ellos gases de efecto invernadero, han aumentado, sobre todo, por la utilización de combustibles fósiles, la deforestación y otras actividades humanas, promovidas por

⁸ Captura y almacenamiento de CO₂, Luis Romeo - Luis Diez, Prensas Universitarias de Zaragoza, 2010.

el crecimiento económico y demográfico. Estas emisiones han aumentado en un 70% entre 1970 y 2004. El aumento de temperatura se debe a los aumentos en la concentración de estos gases.

Ilustración 10 Fundamento del Efecto invernadero.



Fuente: Captura y almacenamiento de CO₂, Zaragoza, 2010.

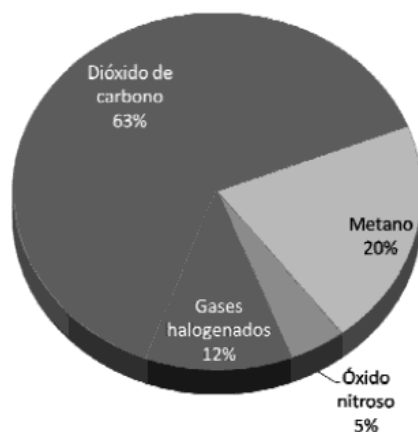
La Tabla 4, detalla los gases de efecto invernadero y su potencial de calentamiento atmosférico (PCA). El PCA (también denominado PCM, o potencial de calentamiento mundial) es el calentamiento que produce la liberación de un kilogramo de CO₂ en un periodo de 100 años. Se puede observar como el CO₂ es el Gas de Efecto Invernadero, que menos potencial de calentamiento atmosférico tiene, PCA=1, frente a 21 del metano (CH₄), 310 el óxido nitroso (N₂O) y hasta 23.900 el hexafluoruro de azufre (SF₆). Por lo tanto, una molécula de CO₂ es casi 24 000 veces menos peligrosa que una da (SF₆). Sin embargo, la cantidad de CO₂ emitida a la atmósfera es mucho mayor que la de cualquier otro gas, lo que hace, como se muestra en la Ilustración 11, que el porcentaje del efecto invernadero debido al CO₂ sea, con diferencia, el mayor de todos, un 63,5%.

Tabla 4 Gases de Efecto invernadero y Potencial de Calentamiento Atmosférico.

GEI	Fórmula química	PCA 1995	GEI	Fórmula química	PCA 1995
Dióxido de carbono	CO ₂	1	Hidrofluorocarbonos (HFC)		
Metano	CH ₄	21	HFC-23	CHF ₃	11 700
Óxido nitroso	N ₂ O	310	HFC-32	CH ₂ F ₂	650
			HFC-41	CH ₃ F	150
Hexafluoruro de azufre	SF ₆	23 900	HFC-43-10	C ₅ H ₂ F ₁₀	1 300
Perfluorocarbonos (PFC)			HFC-125	C ₂ HF ₅	2 800
Perfluorometano	CF ₄	6 500	HFC-134	C ₂ H ₂ F ₄ (CHF ₂ CHF ₂)	1 000
Perfluoroetano	C ₂ F ₆	9 200	HFC-134a	C ₂ H ₂ F ₄ (CH ₂ FCF ₃)	1 300
Perfluoropropano	C ₃ F ₈	7 000	HFC-152a	C ₂ H ₄ F ₂ (CH ₃ CHF ₂)	140
Perfluorobutano	C ₄ F ₁₀	7 000	HFC-143	C ₂ H ₃ F ₃ (CHF ₂ CH ₂ F)	300
Perfluorociclobutano	C-C ₄ F ₈	8 700	HFC-143a	C ₂ H ₃ F ₃ (CF ₃ CH ₃)	3 800
Perfluoropentano	C ₅ F ₁₂	7 500	HFC-227ca	C ₃ HF ₇	2 900
Perfluorohexano	C ₆ F ₁₄	7 400	HFC-236fa	C ₃ H ₂ F ₆	6 300
			HFC-245ca	C ₃ H ₃ F ₅	560

Fuente: Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático - UNFCCC, 2004.

Ilustración 11 Gases de efecto invernadero y porcentaje de efecto invernadero causado según la cantidad.

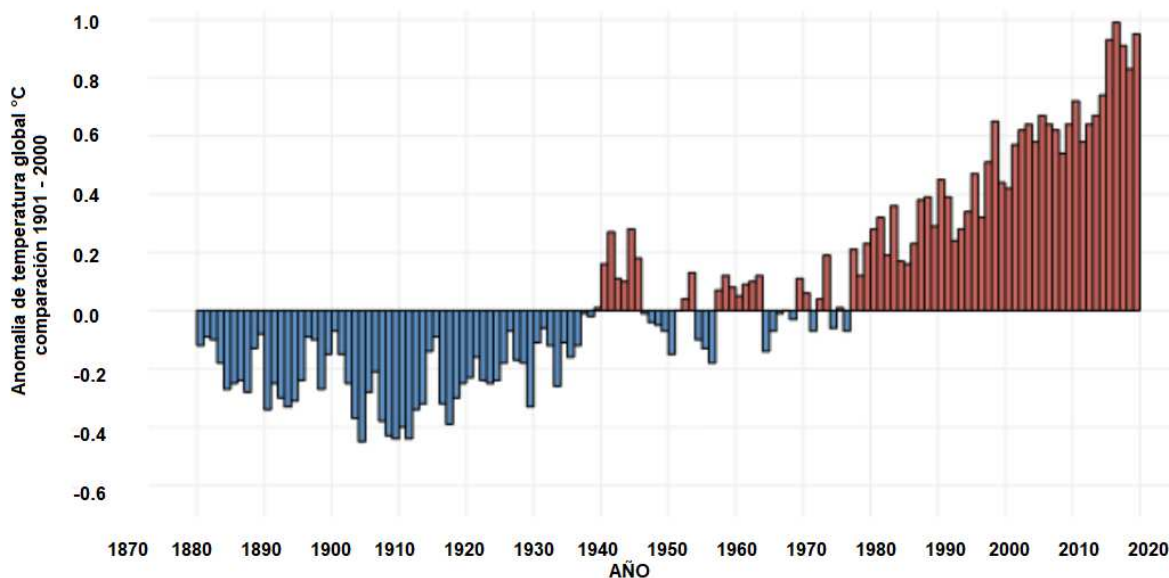


Fuente: Captura y almacenamiento de CO₂, Zaragoza, 2010.

2.3.2 Consecuencias del efecto invernadero⁹

Es evidente que en la actualidad el clima esté cambiando y que esta variación esté asociada al aumento de las emisiones de Gas de Efecto Invernadero, en la Ilustración 12, se pueden observar las variaciones de temperatura en la superficie terrestre.

Ilustración 12 Historial de la temperatura superficial global



Fuente: Administración Nacional Oceánica y Atmosférica - NOAA <http://www.climate.gov>

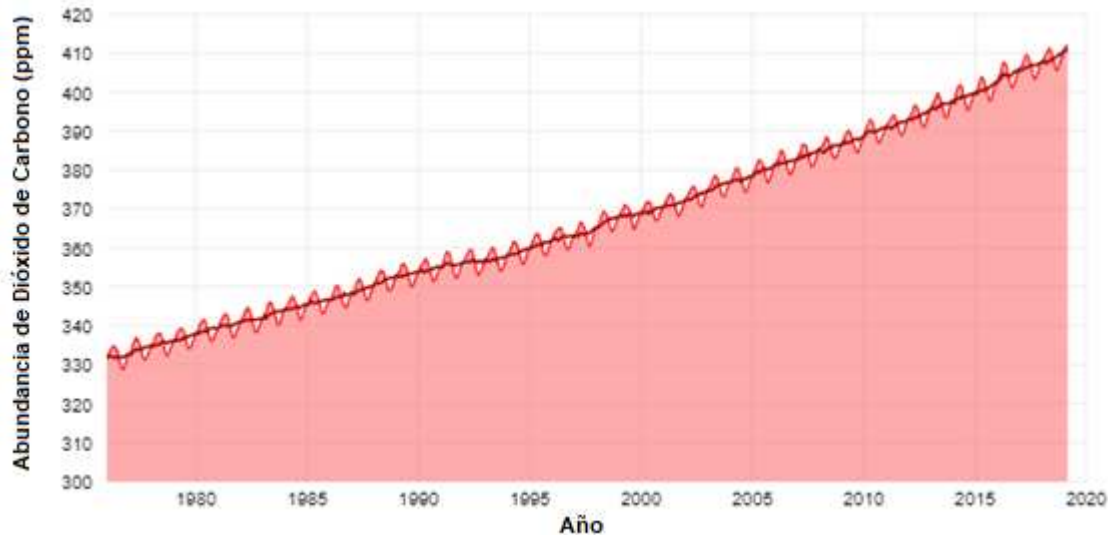
Las concentraciones de dióxido de carbono están aumentando principalmente debido a los combustibles fósiles que las personas queman para obtener energía. Los combustibles fósiles como el carbón y el petróleo contienen carbono que las plantas extrajeron de la atmósfera a través de la fotosíntesis a lo largo de muchos millones de años; se devuelve ese carbono a la atmósfera en unos pocos cientos de años.

En la Ilustración 13, la línea roja brillante muestra el dióxido de carbono promedio mensual en el Observatorio Mauna Loa de la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica - NOAA (en Hawái) en partes por millón (ppm): la cantidad de moléculas de dióxido de carbono por millón de moléculas de aire seco. A lo largo

⁹ Cambio climático Climate.gov science & information for a climate Smart nation 2020

del año, los valores son más altos en el hemisferio norte en invierno y más bajos en verano. La línea roja oscura muestra la tendencia anual, calculada como un promedio móvil de 12 meses.

Ilustración 13 Concentración de CO₂.



Fuente: <http://www.climate.gov>

Según el informe del “Estado del clima de Administración Nacional Oceánica y Atmosférica - NOAA y la Sociedad Meteorológica Americana”, el dióxido de carbono atmosférico global fue de 414.72 ppm en 2021, estableciendo un nuevo récord a pesar del continuo arrastre económico de la pandemia de COVID-19. De hecho, el salto de 2,58 ppm con respecto a 2020 equivale al quinto aumento anual más alto en el récord de 63 años de la NOAA.

En la década de 1960, la tasa de crecimiento global del dióxido de carbono atmosférico era de aproximadamente $0,8 \pm 0,1$ ppm por año. Durante la última década, sin embargo, la tasa de crecimiento ha estado más cerca de 2,4 ppm por año. La tasa anual de aumento del dióxido de carbono atmosférico en los últimos 60 años es aproximadamente 100 veces más rápida que los aumentos naturales anteriores, como los que ocurrieron al final de la última edad de hielo hace 11 000 – 17 000 años.

2.3.3 Importancia del dióxido de carbono¹⁰

El dióxido de carbono es un gas de efecto invernadero, un gas que absorbe calor. Calentados por la luz solar, las superficies terrestres y oceánicas de la Tierra irradian continuamente energía térmica infrarroja (calor). A diferencia del oxígeno o el nitrógeno (que constituyen la mayor parte de nuestra atmósfera), los gases de efecto invernadero absorben ese calor y lo liberan gradualmente con el tiempo, como los ladrillos en una chimenea después de que se apaga el fuego. Sin este efecto invernadero natural, la temperatura promedio anual de la Tierra estaría por debajo del punto de congelación en lugar de cerca de 14.5 °C. Pero los aumentos en los gases de efecto invernadero han desequilibrado el presupuesto energético de la Tierra, atrapando calor adicional y elevando la temperatura promedio de la Tierra.

El dióxido de carbono es el más importante de los gases de efecto invernadero de larga duración de la Tierra. Absorbe menos calor por molécula que los gases de efecto invernadero metano u óxido nitroso, pero es más abundante y permanece en la atmósfera por mucho más tiempo. Y mientras que el dióxido de carbono es menos abundante y menos poderoso que el vapor de agua en una molécula por molécula, absorbe las longitudes de onda de la energía térmica que el vapor de agua no hace, lo que significa que aumenta el efecto invernadero de una manera única. Los aumentos en el dióxido de carbono en la atmósfera son responsables de aproximadamente dos tercios del desequilibrio energético total que está causando el aumento de la temperatura de la Tierra.

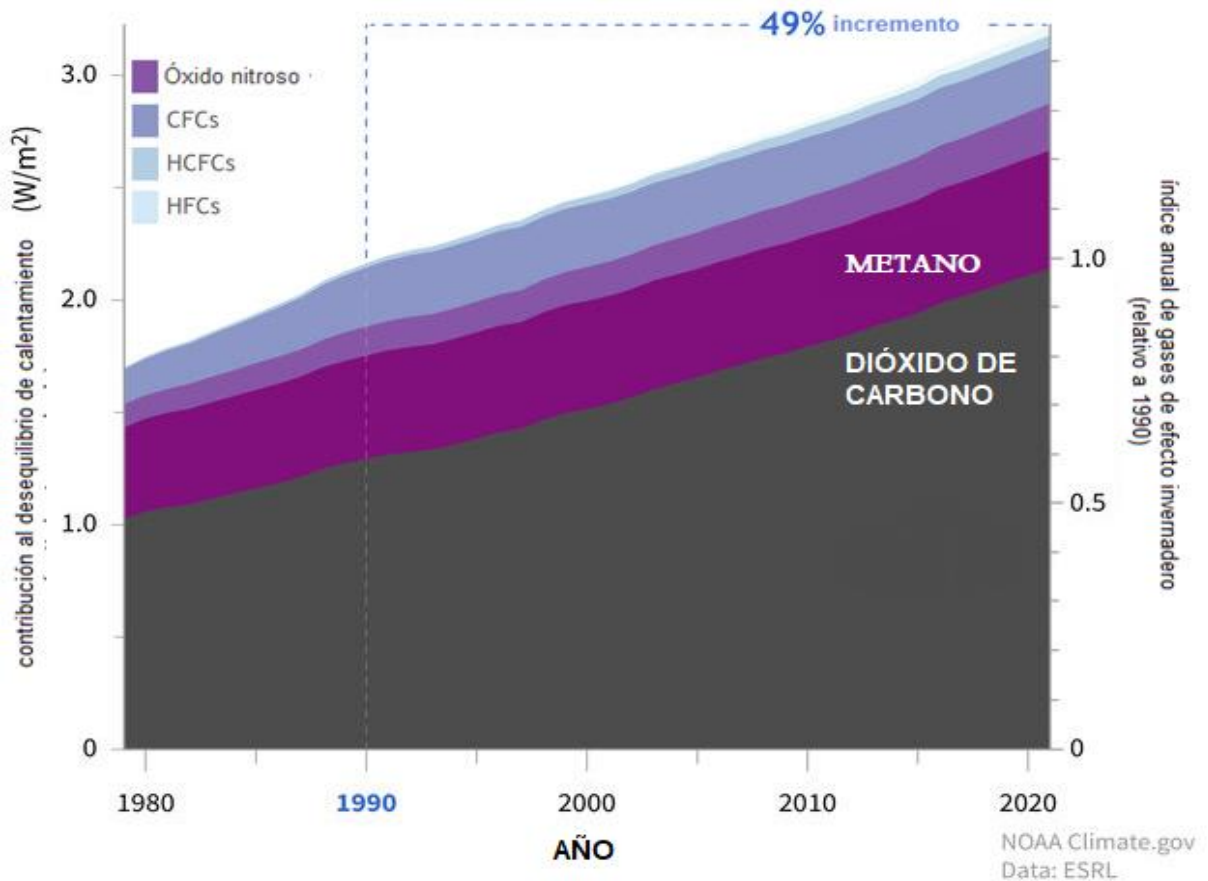
En la Ilustración 14, se observa la Influencia de todos los principales gases de efecto invernadero producidos por el hombre en el periodo de 1979 – 2020.

En el eje vertical izquierdo se ve el desequilibrio de calentamiento en vatios por metro cuadrado en relación con el año 1750 causado por todos los principales gases de efecto invernadero producidos por el hombre: dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, clorofluorocarbonos 11 y 12, y un grupo de otros 15 contribuyentes menores. La atmósfera de hoy absorbe aproximadamente 3 vatios

¹⁰ <http://www.climate.gov> Science & Information for a climate-smart nation. Administración Nacional Oceánica y Atmosférica – NOAA.

adicionales de energía solar entrante sobre cada metro cuadrado de la superficie de la Tierra. Según el Índice Anual de Gases de Efecto Invernadero de la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica - NOAA. En el eje derecho se observa, la influencia combinada del calentamiento de todos los principales gases de efecto invernadero ha aumentado en un 49% con respecto a 1990.

Ilustración 14 Influencia de todos los principales gases de efecto invernadero producidos por el hombre.



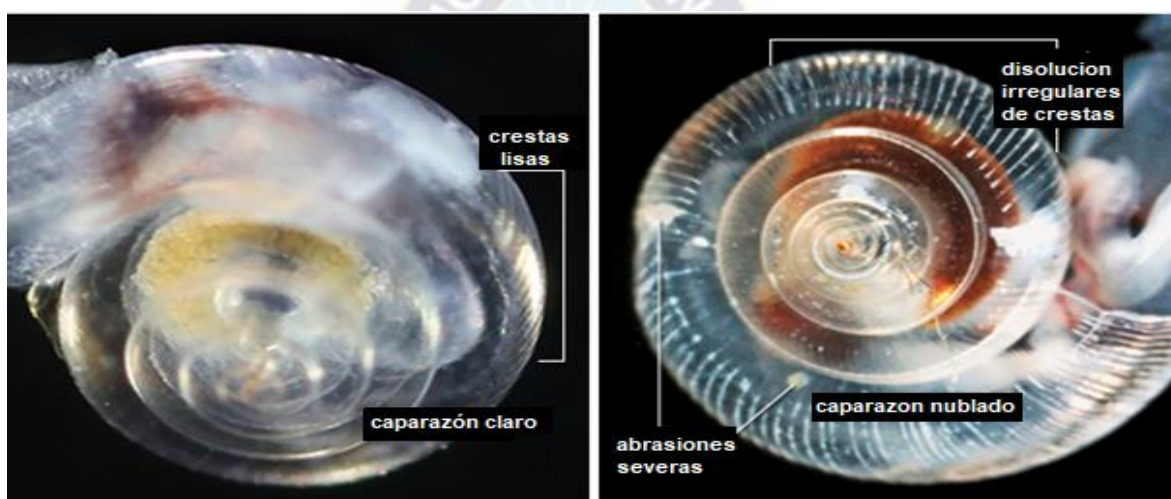
Fuente: <http://www.climate.gov>

Otra razón por la que el dióxido de carbono es importante en el sistema de la Tierra es que se disuelve en el océano como la chispa en una lata de soda. Reacciona con las moléculas de agua, produciendo ácido carbónico y disminuyendo el pH del océano. Desde el inicio de la Revolución Industrial, el pH de las aguas superficiales del océano ha bajado de 8,21 a 8,10. Esta caída en el pH se llama acidificación del océano.

Una caída de 0,1 puede no parecer mucho, pero la escala de pH es logarítmica; una caída de 1 unidad en el pH significa un aumento de diez veces en la acidez. Un cambio de 0,1 significa un aumento de aproximadamente el 30% en la acidez. El aumento de la acidez interfiere con la capacidad de la vida marina para extraer calcio del agua para construir sus conchas y esqueletos.

En la ilustración 15, en el lado izquierdo se observa un caracol oceánico sano tiene una cáscara transparente con crestas suavemente contorneadas. Y a la derecha, una cáscara expuesta a aguas más ácidas y corrosivas, es turbia, irregular y está marcada con "torceduras" y puntos débiles.

Ilustración 15 Caracol oceánico sano vs. Dañado.



Fuente: Administración Nacional Oceánica y Atmosférica - NOAA PMEL Nina Bednarsek.

2.3.4 Dióxido de carbono presente y futuro¹¹

Los aumentos naturales en las concentraciones de dióxido de carbono han calentado periódicamente la temperatura de la Tierra durante los ciclos de la edad de hielo durante el último millón de años o más. Los episodios cálidos (interglaciares) comenzaron con un pequeño aumento en la luz solar debido a una pequeña oscilación en el eje de rotación de la Tierra o en la trayectoria de su órbita alrededor del Sol.

¹¹ Cambio climático Climate.gov science & information for a climate-smart nation 2020

Ese poco de luz solar extra causó un poco de calentamiento. A medida que los océanos se calentaban, superaban el dióxido de carbono, como una lata de soda que se aplastaba al calor de un día de verano. El dióxido de carbono adicional en la atmósfera amplificó el calentamiento inicial.

Sobre la base de burbujas de aire atrapadas en núcleos de hielo de una milla de espesor (y otras pruebas paleo climáticas), sabemos que, durante los ciclos de la edad de hielo del último millón de años, el dióxido de carbono nunca excedió las 300 ppm. Antes de que comenzara la Revolución Industrial a mediados de la década de 1700, la cantidad promedio mundial de dióxido de carbono era de aproximadamente 280 ppm.

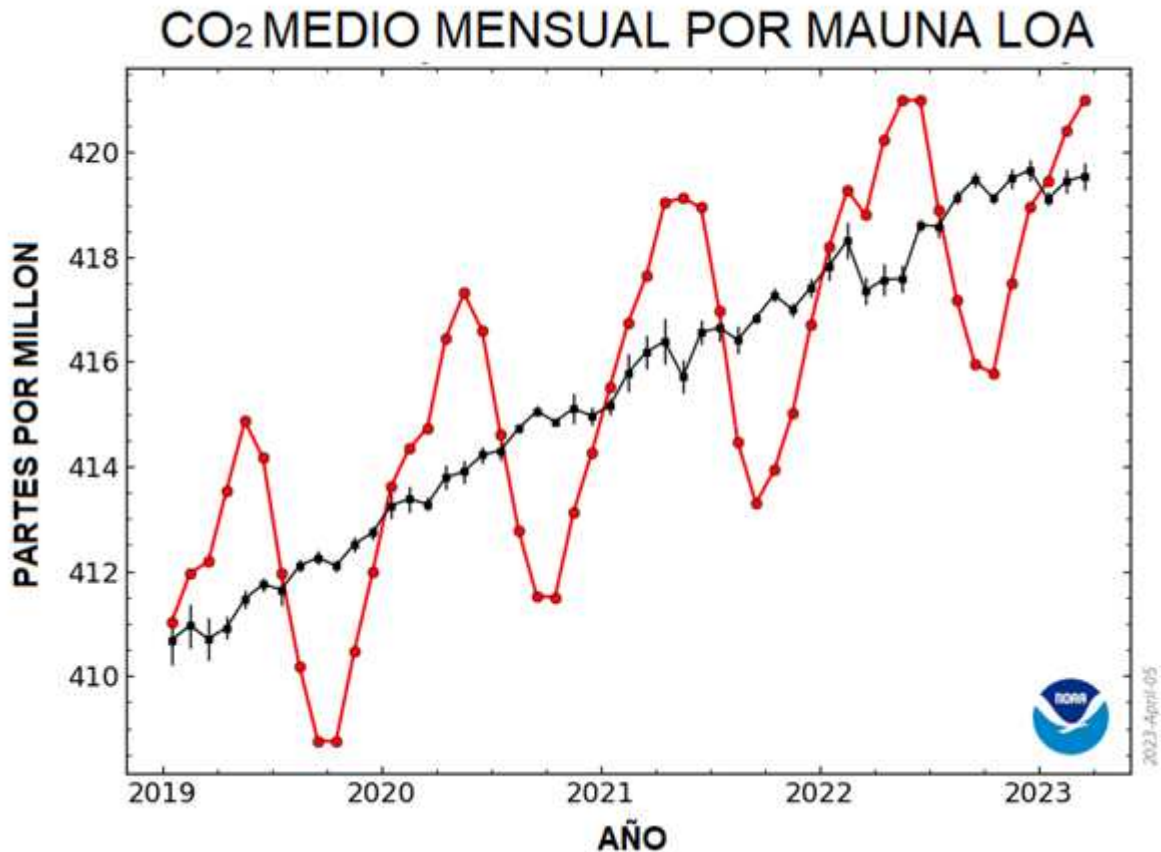
Cuando las observaciones continuas comenzaron en el Observatorio Volcánico Mauna Loa en 1958, el dióxido de carbono atmosférico global ya era de 315 ppm. El 9 de mayo de 2013, el promedio diario de dióxido de carbono medido en Mauna Loa llegó a 400 ppm por primera vez en el registro. Menos de dos años después, en 2015, la cantidad global superó las 400 ppm.

La ilustración 16 muestra el dióxido de carbono medio mensual medido en el Observatorio Mauna Loa en Hawái, de los últimos cinco años completos del registro de CO₂ más el año actual.

Las líneas rojas discontinuas representan los valores medios mensuales, centrados a mediados de cada mes. Las líneas negras representan lo mismo, después de la corrección para el ciclo estacional promedio.

Las barras verticales en las líneas negras muestran la incertidumbre de cada media mensual basada en la variabilidad observada de CO₂ en diferentes sistemas meteorológicos, los datos del último año siguen siendo preliminares, pendientes de recalibraciones de gases de referencia y otros estudios de control de calidad.

Ilustración 16 Dióxido de carbono (CO₂) mensual y crecimiento anual.



Fuente: <http://www.climate.gov>

Si la demanda mundial de energía sigue creciendo y se satisface principalmente con combustibles fósiles, el dióxido de carbono atmosférico probablemente superará los 900 ppm para fines de este siglo.

2.3.5 Emisiones de dióxido de carbono en Bolivia¹²

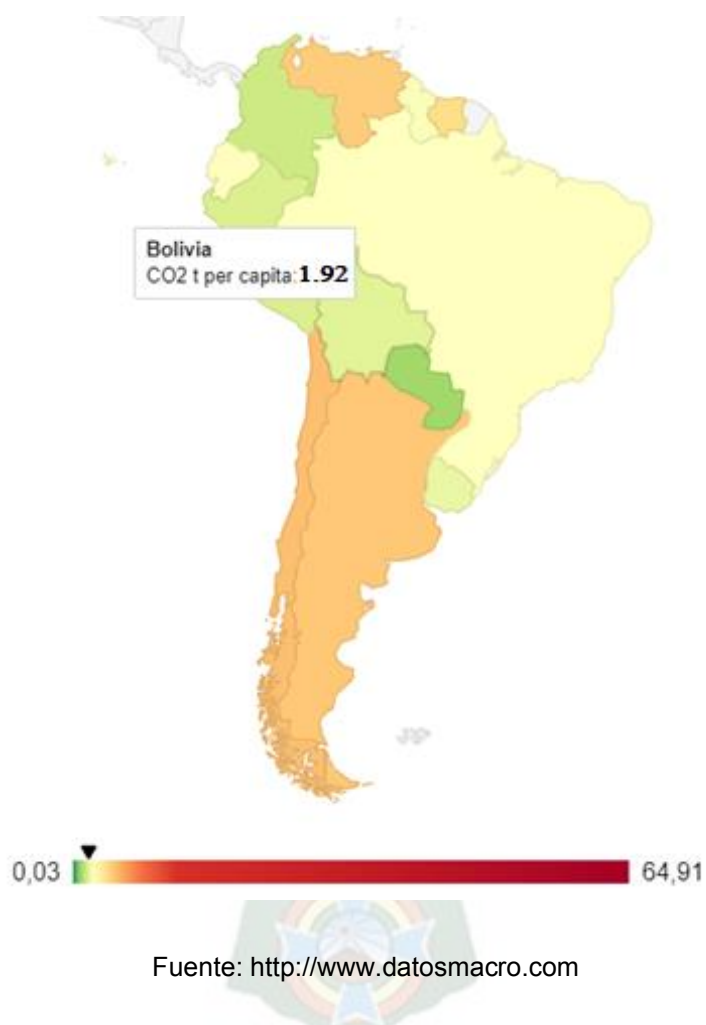
En el 2021, las emisiones de CO₂ en Bolivia han crecido 2.175 megatoneladas, un 10,74% respecto a 2020.

Las emisiones de CO₂ en 2021 han sido de 22 428 megatoneladas, con lo que Bolivia es el país número 99 del ranking de países por emisiones de CO₂, formado por 184 países, en el que se ordenan los países de menos a más contaminantes.

¹² Bolivia-emisiones de CO₂ datosmacro.com

Además de sus emisiones totales de CO₂ a la atmósfera, que lógicamente dependen entre otras variables de la población del país, es conveniente analizar el comportamiento de sus emisiones per cápita. Como se observa en la ilustración 17, las emisiones per cápita de CO₂, han aumentado en el 2021, en el que han sido 1.92 toneladas por habitante.

Ilustración 17 Emisión de CO₂ en Bolivia 2021



En cuanto a la evolución de las emisiones de CO₂ por cada 1000 dólares de (Producto interno bruto) PIB, que mide, para un mismo país, la "eficiencia medioambiental" con la que se produce a lo largo del tiempo. En el último periodo Bolivia ha emitido 0,23 kilos por cada 1000 \$ de PIB.

En la tabla 5, se ve la evolución de las emisiones de CO₂, que han crecido desde 2005, al igual que lo han hecho las emisiones per cápita y las emisiones de CO₂ por cada 1000 \$ de PIB.

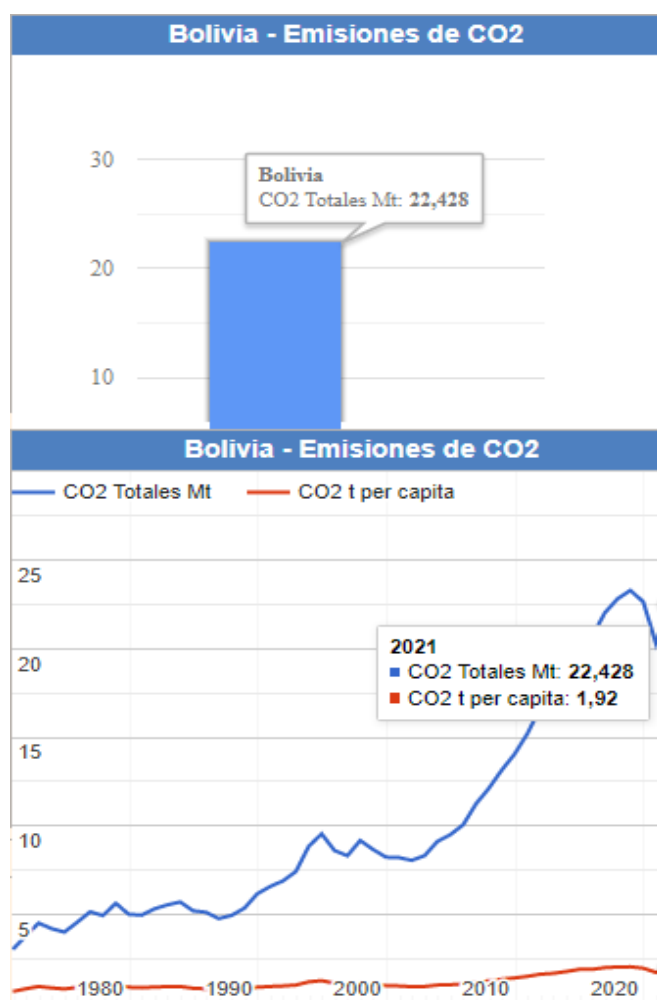
Tabla 5 Emisiones de Dióxido de Carbono (CO₂) en Bolivia.

Bolivia - Emisiones de CO₂			
Fecha	CO₂ Totales Mt	CO₂ Kg/1000\$	CO₂ t per capita
2021	22,428	0,23	1,92
2020	20,253	0,22	1,75
2019	22,633	0,23	1,99
2018	23,269	0,24	2,07
2017	22,794	0,24	2,06
2016	21,995	0,24	2,02
2015	20,619	0,24	1,92
2014	20,271	0,24	1,92
2013	18,677	0,24	1,80
2012	17,451	0,24	1,70
2011	16,656	0,24	1,65
2010	15,205	0,23	1,53
2009	14,051	0,22	1,44
2008	13,147	0,21	1,37
2007	12,120	0,21	1,28
2006	11,247	0,20	1,21
2005	10,066	0,19	1,10

Fuente: <http://www.datosmacro.com>

Las emisiones totales de dióxido de carbono (CO₂) también han aumentado en los últimos años, al igual que las emisiones per cápita, luego la situación continúa empeorando como se observa en la Ilustración 18.

Ilustración 18 Emisión de dióxido de carbono (CO₂) en Bolivia.



Fuente: <http://www.datosmacro.com>

2.3.6 Disminución de la emisión de dióxido de carbono utilizando módulos fotovoltaicos.

El cálculo del ahorro de CO₂ se basa en factores estándar de emisión internacionalmente aceptados para la generación de electricidad. Así el porcentaje de emisión de dióxido de carbono (CO₂) considerado, equivale a 0,563 kg/kWh.

La emisión de dióxido de carbono (CO₂) causada por la producción de energía con paneles solares se considera de acuerdo al Modelo de Emisiones Globales para Sistemas Integrados – (GEMIS 4.6)

Emisión de dióxido de carbono (CO₂) en sistemas monocristalinos (eficiencia 15%): 0,135 kg / kWh.

Emisión de dióxido de carbono (CO₂) en sistemas policristalinos (eficiencia 12%): 0,105 kg / kWh.

Emisión de dióxido de carbono (CO₂) en sistemas amorfos (eficiencia 9%): 0,05088 kg / kWh.

En consecuencia, la reducción de dióxido de carbono (CO₂) resultante que se obtiene y aplica por tipo de módulo es:

Reducción de dióxido de carbono (CO₂) en sistemas monocristalinos (eficiencia 15%): 0,428 kg / kWh.

Reducción de dióxido de carbono (CO₂) en sistemas policristalinos (eficiencia 12%): 0,458 kg / kWh.

Reducción de dióxido de carbono (CO₂) en sistemas amorfos (eficiencia 9%): 0,512 kg/ kWh.

2.4 Sistemas fotovoltaicos

2.4.1 Células y módulos fotovoltaicos¹³

2.4.1.1 Historia y fundamento de células solares fotovoltaicas

Los fenómenos fotoeléctricos tienen el principio de su descubrimiento en 1808, por mediación de Hallwachs, pero fue Hertz quien enunció los principios básicos que los regían.

En 1887 Hertz observó que la chispa saltaba más fácilmente entre dos esferas de diferente potencial cuando sus superficies eran fuertemente iluminadas por la luz de otra descarga, y posteriormente comprobó que una lámina de Zinc cargada negativamente y unida a un electroscopio perdía rápidamente su carga al ser iluminada por un arco voltaico. De todo ello dedujo Hertz que, bajo la acción de la luz, el zinc y en general todos los metales emiten cargas negativas.

Los resultados experimentales que se obtuvieron fueron los siguientes:

¹³ E. Alcor, (2008), *Instalaciones solares fotovoltaicas*, Progensa.

-El efecto fotoeléctrico es instantáneo, es decir, aparece con la radiación sin retraso sensible.

-El número de fotoelectrones emitidos, es decir, la intensidad de la corriente producida, es proporcional a la radiación recibida.

-Sobre la velocidad de la emisión no influye en absoluto la intensidad luminosa, ni su estado de polarización, pero si su frecuencia o longitud de onda.

-Para cada metal existe una frecuencia mínima de la radiación luminosa por debajo de la cual no se presenta el efecto fotoeléctrico.

La interpretación teórica de todos estos hechos fue dada por Einstein en 1902, generalizando la hipótesis hecha por Planck unos años antes con la teoría de los cuantos o teoría de los fotones.

Las células fotoeléctricas son dispositivos basados en la acción de radiaciones luminosas sobre ciertas superficies metálicas. El efecto de esas radiaciones puede ser de 3 tipos:

- Efecto foto emisivo o foto externo: provoca en el metal un arranque de electrones con liberación de las mismas.

- Efecto foto conductivo o foto interno: modifica la conductividad eléctrica del metal.

- Efecto fotovoltaico: crea una fuerza electromotriz en el metal.

En este último se integran las células fotovoltaicas, que generan un paso de corriente proporcional al flujo luminoso que reciben. Estas células presentan la ventaja sobre los demás tipos de que no requieren ni tensión auxiliar ni vacío, razón por la cual son utilizadas para la conversión de energía solar en energía eléctrica.

En 1955 se desarrolla un procedimiento denominado Czochralski que permitía fabricar monocristales de silicio de gran pureza y que a la postre sería la base de la fabricación en serie de las células solares, pero en el año 1954 cuando tres investigadores de los laboratorios Bell llamadas Chapin, Fuller y Pearson desarrollan la primera célula solar capaz de convertir, de una forma eficaz, la luz del sol en energía eléctrica, publicando sus resultados y asegurando un rendimiento

de la citada conversión del 4,5%. Este acontecimiento supondría, por tanto, el principio de la era fotovoltaica como tal, puesto que ya se disponía del elemento base para su desarrollo futuro.

En 1955 se comercializaban células fotovoltaicas a un precio que rondaba los 1800 dólares el vatio, parece que no existía en el horizonte una aplicación clara para esta nueva tecnología, pero la historia cambia de perspectiva cuando se comienza a usar en 1958 en los satélites artificiales. Efectivamente, el Vanguard lo utilizó por primera vez una alimentación eléctrica con células solares que resultó un pleno éxito, y de esta forma las células fotovoltaicas se usaron desde entonces masivamente en todos los satélites, después las empresas norteamericanas empezaron a construir módulos y sistemas fotovoltaicos y nacieron de los laboratorios que fabricaban las células fotovoltaicas para aplicaciones especiales. Poco a poco en la década de los 80 van apareciendo nuevas aplicaciones que marcan nuevos campos de desarrollo fotovoltaico. Este camino además es apoyado indirectamente por las crisis del petróleo, que hacen que los países más industrializados se fijen en la energía solar fotovoltaica.

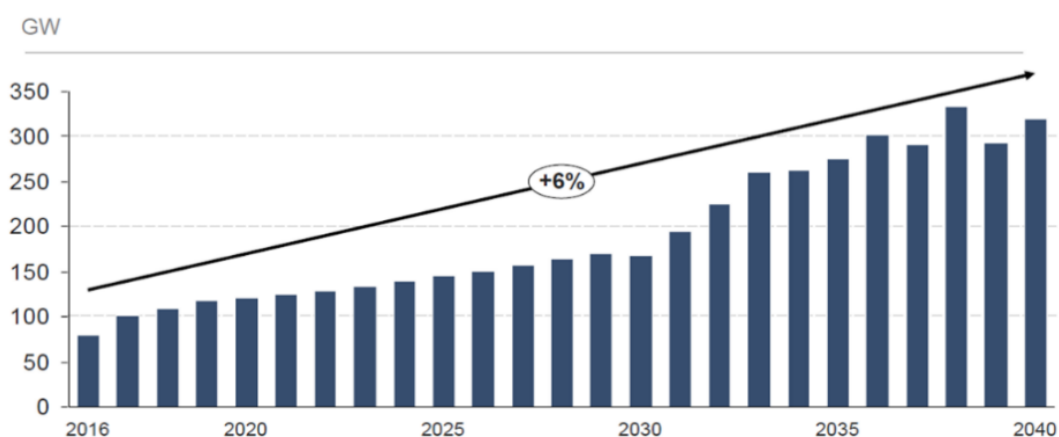
El desarrollo de la energía solar fotovoltaica ha sido imparable y progresivo desde aquel relativamente lejano 1954 cuando apareció la primera célula, y su uso se ha ido extendiendo por todos los países, llevando electricidad a los lugares más remotos y acercando una tecnología punta a sociedades poco desarrolladas.

El mercado global fue aumentando desde el año 2000 que contaban con instalaciones hasta 250 MW, el año 2006 con 1700 MW instalados, en la actualidad se han instalado alrededor de 100 GW alrededor del mundo.

Hasta el 2040, como se muestra en la ilustración 19, se proyecta que las instalaciones de energía solar fotovoltaica crezcan a 3 veces el volumen anual en la actualidad¹⁴.

¹⁴ Informe de Bloomberg New Energy Finance New Energy Outlook 2017

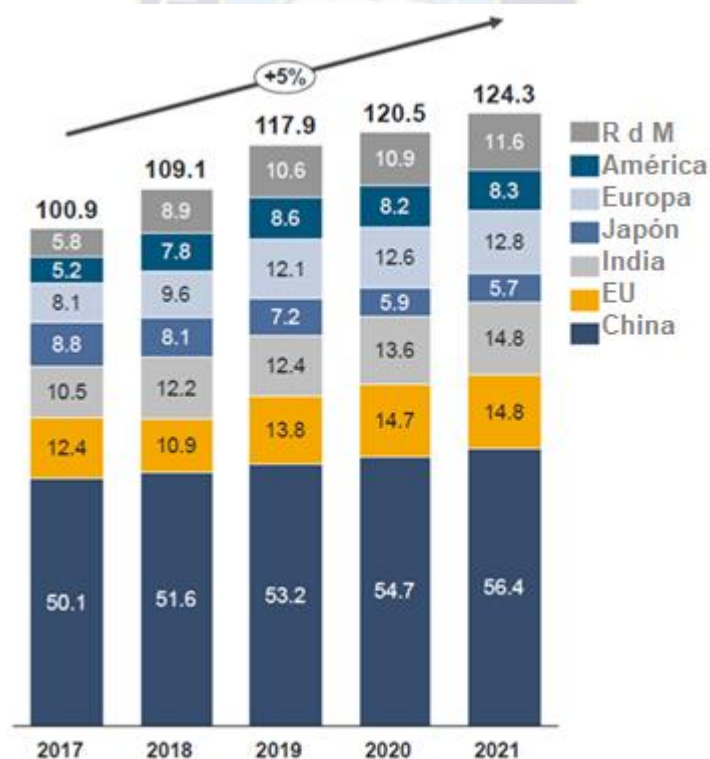
Ilustración 19 Incremento de Instalaciones Solares Fotovoltaicas Globales.



Fuente: Bloomberg New Energy Finance New Energy Outlook, 2017.

El consenso de los analistas se pronostica un crecimiento de la demanda de energía solar fotovoltaica del 5% entre 2017 y 2021. (Ver Ilustración 20).

Ilustración 20 Crecimiento de la demanda energética fotovoltaica.



Fuente: IHS Markit, Bloomberg New Energy Finance y GTM Research.

Principios Físicos: Como se sabe, la materia está constituida por átomos, los cuales a su vez están formados por dos partes bien diferenciadas; el núcleo dotado de una

carga eléctrica positiva, y los electrones, que giran alrededor en diferentes bandas de energía, con carga eléctrica negativa que compensa la del núcleo, formando de esta forma un conjunto totalmente estable y eléctricamente neutro.

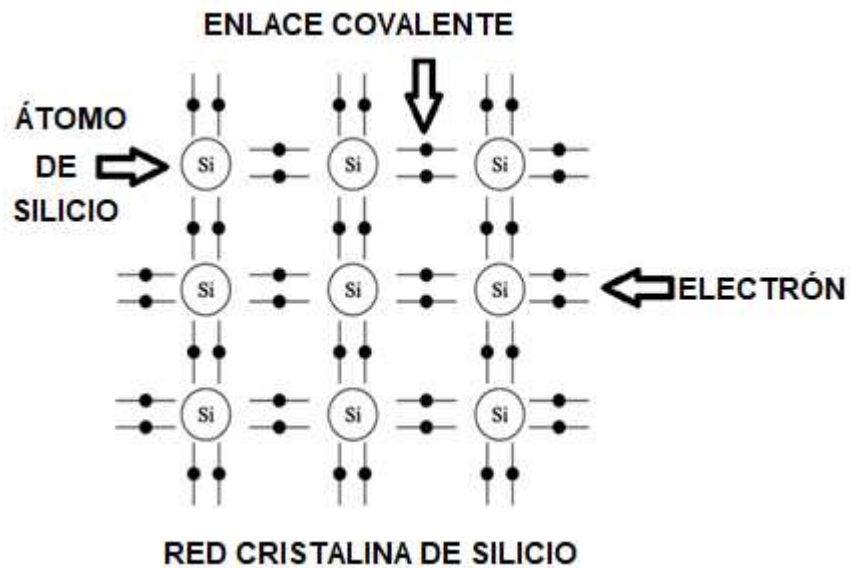
A los electrones de la última capa se les ha dado el nombre de electrones de valencia, y tienen la facilidad de interrelacionarse con otros similares, formando una red cristalina. (Ver Ilustración 21).

Haciendo una división se puede afirmar que existen tres tipos de materiales eléctricamente hablando, y que son:

- Conductores: Disponen de unos electrones de valencia poco ligados al núcleo y que pueden moverse con facilidad dentro de la red cristalina respondiendo a un pequeño agente externo.
- Semiconductores: Sus electrones de valencia están más ligados a sus núcleos que a sus conductores, pero basta suministrar una pequeña cantidad de energía para que se comporten igual que estos, liberando sus electrones más externos.
- Aislantes: presentan una configuración muy estable, la cual es difícil de modificar, ya que los electrones de valencia están sumamente ligados al núcleo, y la energía a suministrar para que el átomo se modifique, sería excesivamente grande.

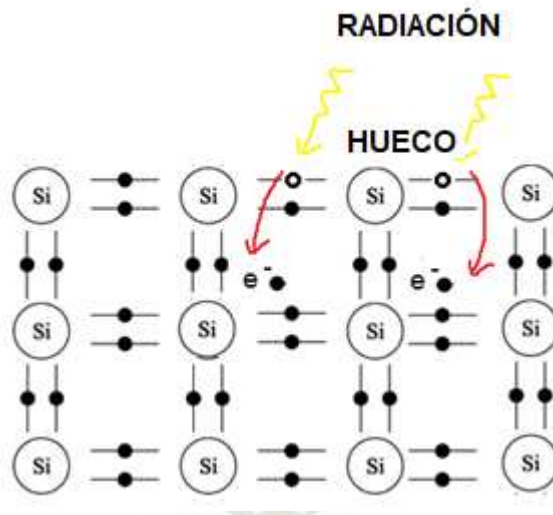
Los materiales utilizados para las células fotovoltaicas son los semiconductores, ya que la energía que liga a los electrones de valencia con su núcleo es similar a la energía de los fotones que constituyen la luz solar. Al incidir esta sobre el semiconductor (normalmente silicio), sus fotones suministran la cantidad de energía necesaria a los electrones de valencia como para que se rompan los enlaces, y queden libres para circular por el semiconductor al lugar dejado por ausencia del electrón liberado se llama hueco, y dispone de carga eléctrica positiva (igual a la que tenía el electrón, pero de signo contrario). Estos huecos también se desplazan, ya que el electrón liberado es susceptible de caer en un hueco próximo, produciéndose entonces un movimiento de estas «ausencias de electrones». Al hecho de que los electrones ocupen huecos dejados por otros electrones se le denomina recombinación. (Ver Ilustración 22).

Ilustración 21 Red Cristalina de silicio.



Fuente: Instalaciones Solares Fotovoltaicas Enrique Alcor Cabrerizo, 2008.

Ilustración 22 Recombinación de enlaces de silicio.



Fuente: Instalaciones Solares Fotovoltaicas Enrique Alcor Cabrerizo, 2008.

Estos electrones libres y estos huecos creados en los puntos donde hay luz tienden a difundirse hacia las zonas oscuras, con lo cual pierden su actividad. Sin embargo, al moverse ambas partículas en el mismo sentido, no producen corriente eléctrica, y antes o después se recombinan restableciendo el enlace roto. No obstante, si en algún lugar próximo a la región donde estas parejas de electrones y huecos han sido creadas, se formará un campo eléctrico en el interior del semiconductor, este campo separaría a los electrones de los huecos, haciendo que cada uno circule en

dirección opuesta y, por consiguiente, dando lugar a una corriente eléctrica en el sentido del citado campo eléctrico.

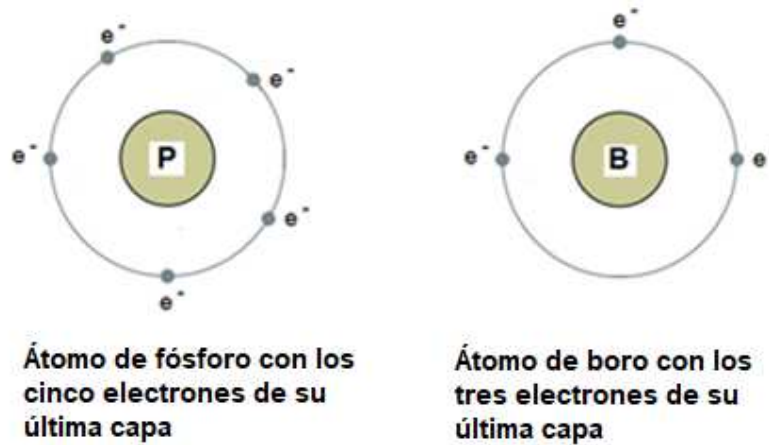
Existen varias formas de crear un campo eléctrico de este tipo en el interior del semiconductor, pero todas ellas están basadas en el concepto de potencial de contacto y la afinidad que diferentes sólidos tienen por los electrones.

En las células solares convencionales este campo eléctrico se consigue mediante la unión de dos regiones de un cristal de silicio que han sido tratadas químicamente de modo diverso.

Una de las dos regiones, la denominada n ha sido dopada (impurificada) con fósforo. El fósforo tiene cinco electrones de valencia, uno más que el silicio, de manera que la región dopada con fósforo muestra una afinidad por los electrones menor que el silicio puro. La otra región denominada p , ha sido dopada con boro. El boro tiene solo tres electrones de valencia, uno menos que el silicio, por ello el silicio dopado con boro tiene una afinidad por los electrones superior al silicio puro. (Ver Ilustración 23).

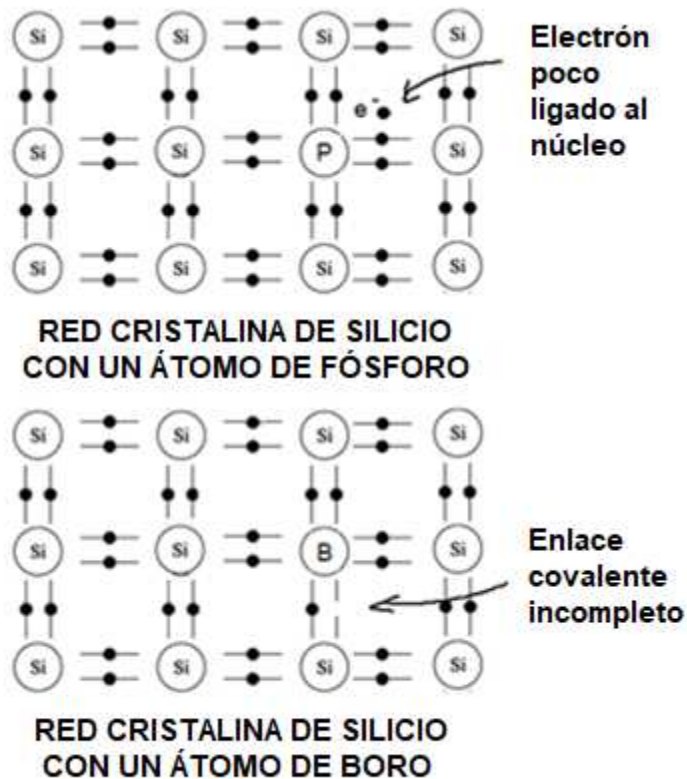
De esta manera la unión $p-n$ así formada presenta una diferencia de potencial V_c , que hace que los electrones tengan menos energía en la zona n que en la zona p . Consecuentemente, un campo eléctrico dirigido de la zona n hacia la p tiende a enviar los electrones hacia la zona n y los huecos hacia la zona p . (Ver Ilustración 24).

Ilustración 23 Átomos dopados con Fosforo y Boro.



Fuente: Instalaciones Solares Fotovoltaicas Enrique Alcor Cabrerizo, 2008.

Ilustración 24 Unión n-p zonas con diferencia de potencial.

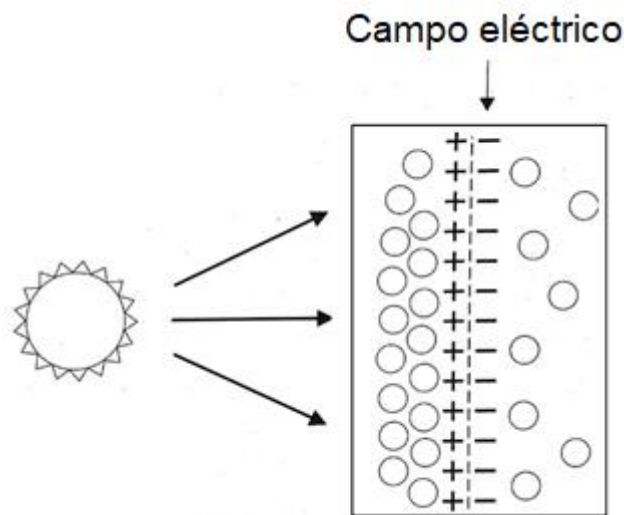


Fuente: Instalaciones Solares Fotovoltaicas Enrique Alcor Cabrerizo, 2008.

La constitución de una célula de silicio monocristalino tradicional parte de un lingote de silicio dopado con boro, el cual es cortado en discos de 0,30 mm e incluso más finos, (puede llegarse hasta los 0,15 mm actualmente). Una vez efectuado este

corte, una de sus caras se dopa fuertemente con fósforo mediante difusión a alta temperatura en una atmósfera gaseosa rica en el mismo, de forma que este elemento penetre en el silicio, más concentrado que el boro, que éste contenga hasta una profundidad aproximada de 0,3 micras. Encima de esta capa se deposita una rejilla metálica conductora, y en la parte posterior una capa continua. Ambas sirven para facilitar la toma de contactos con las dos regiones.

Ilustración 25 Campo eléctrico de incidencia solar.



Fuente: Instalaciones Solares Fotovoltaicas Enrique Alcor Cabrerizo, 2008.

Como se observa en la Ilustración 25, cuando inciden fotones sobre la capa superior de la célula, algunos enlaces se rompen, generándose entonces pares *electrón-hueco*.

Si esta generación se produce a una distancia de la unión menor que lo que se denomina longitud de difusión, antes o después estos portadores serán separados por el fuerte campo eléctrico que existe entre la unión, moviéndose el electrón hacia la zona *n* y el hueco hacia la *p* y dando lugar, por consiguiente, a una corriente desde la zona *n* a la zona *p*.

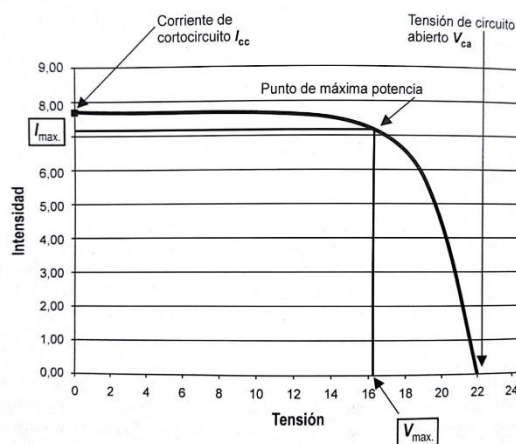
Si la longitud de difusión es muy pequeña, esto significa que, en un corto recorrido, el electrón y el hueco se recombinarán y la energía luminosa que fue absorbida para crear el par se recupera en forma de calor, lo cual en nuestro caso no es deseable.

De este modo, los fotones absorbidos en las zonas posteriores de la célula solar (que son los de mayor longitud de onda) tendrán pocas posibilidades de alcanzar la unión si la longitud de difusión no es lo suficientemente grande. Para que ésta última lo sea, es necesario que el cristal de silicio sea estructural y constitucionalmente muy puro, es decir, que sea monocristal y que tenga una bajísima concentración de impurezas distintas a las añadidas intencionalmente (boro y fósforo), esto se debe a que la mayor parte de las impurezas, así como los defectos estructurales, catalizan con gran eficacia el proceso de recombinación del par electrón-hueco en su trayecto hacia la unión $p-n$.

La corriente eléctrica producida, al ser empleada en un trabajo útil, desarrolla una caída de tensión que hace que la zona p sea más negativa. Como esta zona es la de menor energía potencial de electrones (es decir, la de mayor potencial o la más positiva), el efecto de la carga exterior es reducir el potencial de la zona p , ósea reducir, reducir el campo separador que aparece en la unión.

La corriente dada por cada célula solar para una iluminación determinada varía en función de la caída de tensión producida en el exterior, de acuerdo como se muestra en la Ilustración 26.

Ilustración 26 Curva característica de una célula solar fotovoltaica.



Fuente: Instalaciones Solares Fotovoltaicas Enrique Alcor Cabrerizo, 2008.

La corriente suministrada es casi constante, hasta que se llega a un valor de tensión para el cual el campo de la unión decrece sensiblemente. Entonces la corriente tiende a cero rápidamente.

La potencia máxima que puede dar una célula corresponde a una tensión algo inferior a la de circuito abierto, V_{ca} .

La máxima intensidad, I_{cc} , que puede suministrar la célula se produce cuando no existe ninguna tensión exterior, pero en ese caso no suministra potencia en absoluto. El valor de la intensidad máxima, I_{max} , es también algo más bajo que la intensidad de cortocircuito, I_{cc} .

La célula fotovoltaica es un dispositivo capaz de convertir directamente, sin ruido y sin movimiento físico, la luz en electricidad de una forma directa e inmediata. En general las células fotovoltaicas más utilizadas actualmente son las formadas por la unión $p-n$ y construidas a base de silicio cristalino, tanto en su versión monocristalina como policristalina. Existen además otros tipos de materiales que también son usados para la fabricación de células, así como los diferentes procedimientos de fabricación.

2.4.1.2 Tipos de células fotovoltaicas

Células de arseniuro de galio (AsGa), son las más indicadas para la fabricación de módulos, ya que su rendimiento teórico alcanza límites cercanos al 27 % - 28 % en su versión monocristalina. El problema principal radica en que este material es raro y poco abundante, hecho por el cual no se ha empezado su manipulación hasta hace relativamente poco tiempo, estando su tecnología poco avanzada y con costes elevados.

Una característica interesante del AsGa es su elevado coeficiente de absorción, que hace que con poco material se obtenga una eficiencia elevada. Otra particularidad de suma importancia es que puede trabajar a temperaturas altas con menores pérdidas que el silicio monocristalino, lo que permite ser utilizado con ventajas en sistemas de concentración.

En definitiva, las células de arseniuro de galio presentan unas buenas características, pero su uso se ve limitado por el elevado coste de producción de este material, que hace por el momento, que su precio no resulte competitivo frente a las tecnologías actualmente utilizadas.

Células de sulfuro de cadmio y sulfuro de cobre. Se ha experimentado también en la obtención de células compuestas por dos capas de sulfuro de cadmio (S Cd) y otra de sulfuro de cobre (S Cu). La ventaja de este sistema es que se utiliza muy poco material activo en un proceso fácil de fabricación. Los rendimientos máximos obtenidos en laboratorio no superan el 10%, viéndose disminuidos a la mitad una vez que se llegara a la práctica industrial.

El grave problema que presenta este tipo de células es la degradación que se produce con el paso de tiempo. No obstante, se está investigando en los diferentes motivos que producen en la inestabilidad con el fin de que, al subsanarlos, se pueda contar con una alternativa de bajo coste a los materiales actualmente utilizados.

Células bifaciales. Esta tecnología de fabricación consiste en crear una doble unión (normalmente n^+p-p^+) de tal forma que la célula sea activa tanto en la cara frontal como en su cara posterior. Este procedimiento permite captar la radiación frontal y la reflejada en el suelo (albedo), que es transformada en electricidad en la parte posterior de la célula fotovoltaica. Lógicamente, la energía producida por el albedo es menor que la que produce la radiación directa, pudiendo llegar su valor al 30 % de la energía total cuidando la calidad de la superficie de reflexión, así como ciertas condiciones mecánicas en la colocación del panel formado por este tipo de células.

Las células bifaciales obtienen, por tanto, mejor rendimiento que las monofaciales, pero lógicamente el coste de producción se eleva, ya que se necesitan varios tratamientos extras en el dopaje de silicio para crear las diferentes capas activas.

La invención y el desarrollo de este tipo de células se deben a un grupo de investigadores del Laboratorio de Semiconductores de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicaciones de Madrid, en los primeros años de la década de los ochenta, siendo fabricadas y comercializadas por una empresa española hasta finales de dicha década.

Dado que los módulos realizados con este tipo de células presentaban mayor complejidad en la instalación y un mayor mantenimiento, hoy en día están prácticamente en desuso, habiéndose decantado la industria fotovoltaica por los de

tecnología mono facial, mucho más versátil y con menos servidumbres a la hora de su instalación.

Células de silicio amorfo. La gran ventaja de la utilización del silicio amorfo para la fabricación de células fotovoltaicas radica en el espesor del material a utilizar, ya que puede llegar a ser 50 veces más fino que el equivalente fabricado en silicio monocristalino.

El silicio amorfo tiene unas propiedades totalmente diferentes al silicio cristalino. Por ejemplo, su elevada velocidad de recombinación, producida por la gran cantidad de imperfecciones en la red cristalina, que crean núcleos activos para la recombinación. Este defecto se ve compensado en parte por la adición de hidrógeno (en proporciones cercanas al 50 %), que hace disminuir la velocidad de recombinación de los portadores.

El silicio amorfo presenta también un alto coeficiente de absorción, lo que permite la utilización de espesores de material activo muy pequeños.

Existen estudios para comprobar la viabilidad de fabricar células solares de silicio amorfo superponiendo varias capas, cada una sensible a unas determinadas radiaciones, con lo cual se podrían obtener rendimientos próximos a los del silicio monocristalino, al sumarse la efectividad de cada una de ellas.

El desarrollo histórico del silicio amorfo desde que aproximadamente en 1983, saliera al mercado fotovoltaico con un rendimiento entre el 3% y el 4%, en su versión de unión simple $p-n$, ha llegado a conseguir eficiencias del 9% en este mismo tipo de unión, y valores próximos a los estándares de silicio monocristalino en las versiones multicapa.

En definitiva, el silicio amorfo se presenta como un candidato importante para la fabricación de células fotovoltaico, una vez que sean resueltos los problemas de degradación que sufren las células al ser expuestas al sol después de un determinado tiempo de trabajo.

Estudios realizados llegaron a la conclusión de que el parámetro causante de dicha disminución de potencia entregada es el Factor de Forma (FF), debido a una disminución de la longitud de colección de portadores, y se proponían diversas

soluciones, entre las cuales se citaba una mayor utilización de las células de silicio amorfo multicapa.

El coste de la fabricación de las células de silicio amorfo es, en principio, mucho más barato que el del resto de las tecnologías, como consecuencia del poco material que se emplea y la facilidad de su fabricación en masa, por lo que son muy usadas en pequeñas alimentaciones eléctricas (calculadoras, relojes, linternas) donde su limitada vida no es un problema, dado que la vida activa del propio aparato que las incorpora suele ser más corta, por tratarse de equipos inmersos claramente en mercados de consumo.

Este tipo de células solares se puede aplicar como película a sustratos de bajo coste, como pueden ser cristal o plástico, teniendo este último la posibilidad de ser flexible, lo que hace crecer de forma exponencial sus virtuales aplicaciones industriales.

La célula de silicio amorfo pertenece al tipo denominado de lámina delgada donde se incluye también la lámina delgada de silicio multicristalino, así como las células de seleniuro de cobre e indio - sulfuro de cadmio y las células de telurio de cadmio - sulfuro de cadmio. Las células de lámina delgada tienen muchas ventajas, incluyendo una disposición y un ensamblado más fácil, la capacidad de ser depositadas en sustratos o materiales de construcción baratos, así como la facilidad de la producción en masa. Por otra parte, la tecnología de silicio amorfo permite hacer células de colores e incluso translúcidas, peculiaridades estas que le confieren a este tipo de tecnología unas posibilidades de uso y aplicación francamente amplias.

Ilustración 27 Módulo solar fotovoltaico flexible.



Fuente: Instalaciones Solares Fotovoltaicas Enrique Alcor Cabrerizo, 2008.

Algunas compañías importantes del sector de la energía fotovoltaica siguen experimentando con producciones industriales para aplicaciones profesionales. (Ver Ilustración 27). Pudiera ser que a corto plazo este tipo de células se imponga claramente dado que como ya se ha mencionado, goza de un bajo coste de producción, aun siendo su rendimiento más bajo que el cristalino. Por el momento su implantación en el mercado es escasa y se sigue confiando más en las células tradicionales que tienen demostrada durante años su fiabilidad al paso del tiempo.

Otras tecnologías en estudio. Existen más tecnologías en multitud de laboratorios y centros de I+D+i (investigación, desarrollo e innovación) en todo el mundo que experimentan con nuevas técnicas tanto de fabricación como de mejora de rendimiento de las actuales, e incluso en la mejora sustancial de las máquinas que manipulan los diferentes procesos en la fabricación.

Células de silicio policristalino. Son aquellas obtenidas a partir de procesos que no necesitan un control exhaustivo de la temperatura, en la solidificación del material de silicio, ni tampoco un crecimiento controlado de su red cristalina. Se les dé el nombre de policristalinas, ya que la solidificación no se hace en un solo cristal sino en múltiples.

Es durante los años 1981 y 1982 cuando empiezan a aparecer las primeras células de silicio policristalino, y se especulaba con la aparición de un coste de producción mucho más barato que las tradicionales células monocristalinas, utilizadas de forma

exclusiva hasta entonces, su rendimiento es más bajo que sus competidoras, las monocristalinas, teniendo además algunas características negativas en cuanto a la energía global producida, comparadas siempre con sus eternas rivales.

Afortunadamente, la investigación y tecnología va avanzando rápidamente y las células policristalinas han llegado a ocupar un puesto relevante en el panorama mundial, debido fundamentalmente al hecho de haber aumentado sus valores de eficiencia hasta, como mínimo, el nivel de sus competidoras directas y haber resuelto los problemas que en sus inicios presentaban. También es cierto que todas estas mejoras se han producido un aumento de los costes de producción y el precio ya no difiere prácticamente nada del de las monocristalinas, conviviendo hoy en día casi a la par en el panorama fotovoltaico mundial. Tal es así, que el nombre genérico de “cristalinas” sirve para hacer mención a las dos tecnologías más usadas, la monocristalina y la policristalina.

Una gran ventaja en la fabricación de células de silicio policristalino es la posibilidad de producirlas directamente en forma cuadrada, lo que facilita enormemente la fabricación de paneles solares compactos sin posteriores mecanizaciones de la célula.

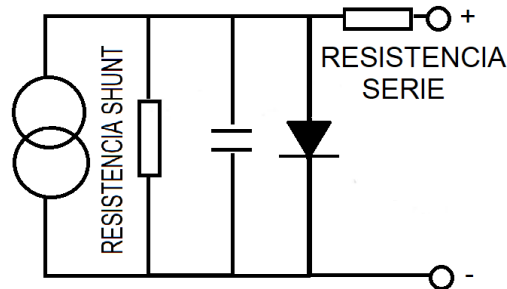
Hay diferentes tipos de silicio policristalino atendiendo al tamaño de los cristales que lo componen, que generalmente en los más modernos es mucho más pequeño que en las células más antiguas, lo que da un aspecto más homogéneo a su superficie.

Células de silicio monocristalino. Fueron en su momento las células más utilizadas con diferencia, debido fundamentalmente a que la incipiente industria de fabricación de células solares se abastecía de los desechos y restos de la industria de fabricación de transistores y circuitos integrados. Presentan un rendimiento óptimo, son estables en el tiempo y absolutamente consolidadas por la experiencia de años de funcionamiento.

Una célula solar de silicio monocristalino no es otra cosa que un diodo de unión p - n que se hace especialmente sensible a la iluminación, generando la corriente eléctrica. En la Ilustración 28, se muestra el circuito equivalente de una célula fotovoltaica, donde se aprecia el generador de corriente fotogenerada, el diodo, un

pequeño efecto capacitivo y dos resistencias típicas de la fabricación, una en serie y otra en paralelo shunt, que están formadas por los propios materiales utilizados.

Ilustración 28 Circuito equivalente de una célula fotovoltaica.

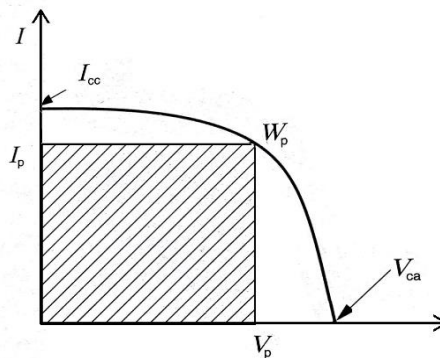


Fuente: Instalaciones Solares Fotovoltaicas Enrique Alcor Cabrerizo, 2008.

Parámetros de una célula solar

La curva intensidad – tensión (I-V) que define el comportamiento de una célula fotovoltaica está representada en la ilustración 29, donde se pueden ver los parámetros típicos que definen una célula y son detallados a continuación:

Ilustración 29 Parámetros típicos de una célula fotovoltaica



Fuente: Instalaciones Solares Fotovoltaicas Enrique Alcor Cabrerizo, 2008.

Intensidad de cortocircuito, I_{cc} :

Es aquella que se produce a tensión cero, pudiendo ser medida directamente con un amperímetro conectado a la salida de la célula solar. Su valor varía en función de la superficie y de la radiación luminosa a la que la célula es expuesta.

Tensión de circuito abierto V_{ca} :

Es la tensión que podemos medir al no existir una carga conectada y representa la tensión máxima que puede dar una célula. Su medida se realiza simplemente conectando un voltímetro entre bornes, y su valor oscila, según el tipo de construcción interior de la célula, alrededor de los 0,5 V.

Potencia pico W_p :

Es la potencia eléctrica máxima que puede suministrar una célula y quede determinada por el punto de la curva I-V donde el producto de la intensidad producida y la tensión es máximo. Todos los restantes puntos de la curva generan valores inferiores de dicho producto.

Factor de forma FF:

Se define mediante la expresión:

$$FF = \left(\frac{I_p * V_p}{I_{cc} * V_{ca}} \right)$$

Evidentemente el FF siempre será un valor más pequeño que la unidad, y la célula solar será tanto mejor cuanto más se aproxime el valor del factor de forma a dicha cifra. Normalmente, en las células comerciales el FF está comprendido entre 0,7 y 0,8, teniendo las de silicio monocristalino, por regla general, mejor valor que las fabricadas con silicio policristalino.

El factor de forma resulta ser un parámetro de gran utilidad práctica ya que al ser comparado con el de otro tipo de célula, representa una idea de la calidad relativa de una célula con respecto a otra.

Eficiencia de conversión o rendimiento

Por último, otro parámetro que define la calidad de una célula fotovoltaica es el rendimiento o eficiencia de conversión (η), representado por la siguiente fórmula:

$$\eta = \frac{W_p}{W_r}$$

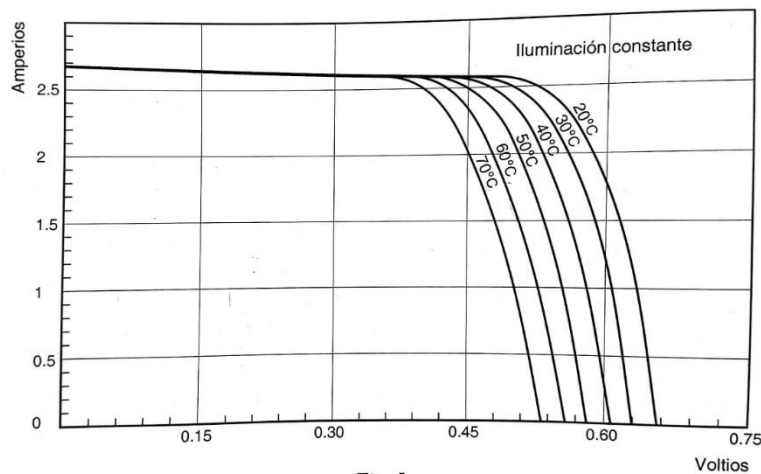
donde W_p (potencia pico) es igual al producto de la intensidad pico (I_p) por la tensión pico (V_p), representada en la figura anterior por el rectángulo rayado. Y W_r es la potencia de radiación incidente sobre la superficie de la célula solar.

Para conocer bien el funcionamiento de una célula fotovoltaica debemos tener presentes dos conceptos fundamentales.

- a) La tensión en bornes de una unión p-n varía en función de la temperatura, pero a un determinado valor de esta última, dicha tensión es constante.
- b) La corriente suministrada por una célula solar a un circuito exterior es proporcional a la intensidad de la radiación y a la superficie de la célula.

Estos conceptos, tal como se pueden apreciar en la ilustración 30, si se mantiene una iluminación constante y varía la temperatura, la curva inicial se va desplazando a la vez que la tensión de circuito abierto va haciéndose más pequeña.

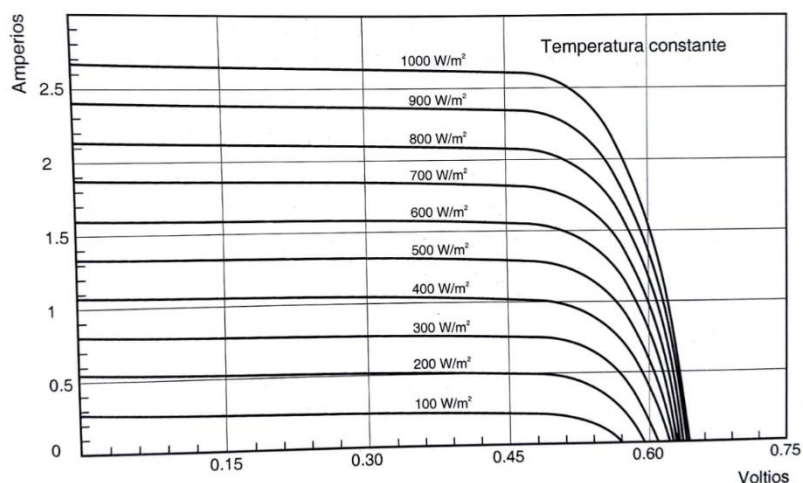
Ilustración 30 Funcionamiento de una célula fotovoltaica según la temperatura.



Fuente: Instalaciones Solares Fotovoltaicas Enrique Alcor Cabrerizo, 2008.

En la ilustración 31, se ve que, si se mantiene la célula a una temperatura constante y disminuye la radiación incidente, se obtiene una corriente de cortocircuito cada vez menor, pero que están relacionadas proporcionalmente con las iluminaciones.

Ilustración 31 Iluminación dependiente de la Radiación de una célula fotovoltaica.



Fuente: Instalaciones Solares Fotovoltaicas Enrique Alcor Cabrerizo, 2008.

También puede apreciarse que la tensión de circuito abierto no ha variado sensiblemente, lo que demuestra su estabilidad frente a los incrementos de la iluminación.

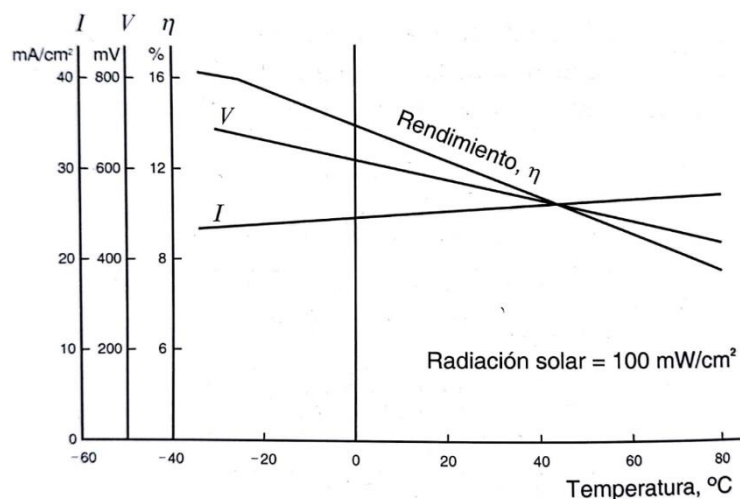
Si ahora se observa en la Ilustración 32, el comportamiento de la tensión, corriente y rendimiento de la célula, se obtiene resultados como que al aumentar la temperatura la tensión baja, mientras que la curva correspondiente a la intensidad incrementa su valor en menor proporción, lo que se traduce en un descenso del rendimiento. Es decir, entonces que; a medida que la temperatura a la que se encuentra la célula aumenta, disminuye el rendimiento, produciéndose el efecto contrario, por tanto, un aumento del rendimiento, en función a temperaturas más bajas.

Dos parámetros definen esta variación de la temperatura. Son llamados parámetros alfa (α) y beta (β), que son diferentes para cada tipo de célula, aunque similares con relación a las tecnologías. Sus definiciones y valores típicos de los mismos para la tecnología monocristalina son:

α : variación de la intensidad de cortocircuito con la temperatura, valor típico 0,63 mA/°C

β : variación del voltaje de circuito abierto con la temperatura, valor típico -2,3mV/°C

Ilustración 32 Rendimiento de una célula fotovoltaica.



Fuente: Instalaciones solares fotovoltaicas Enrique Alcor Cabrerizo, 2008.

2.4.1.3 Proceso de fabricación de células

En el proceso de fabricación de células monocristalinas se puede distinguir dos pasos de fabricación: la elaboración y purificación del silicio y la propia fabricación de la célula.

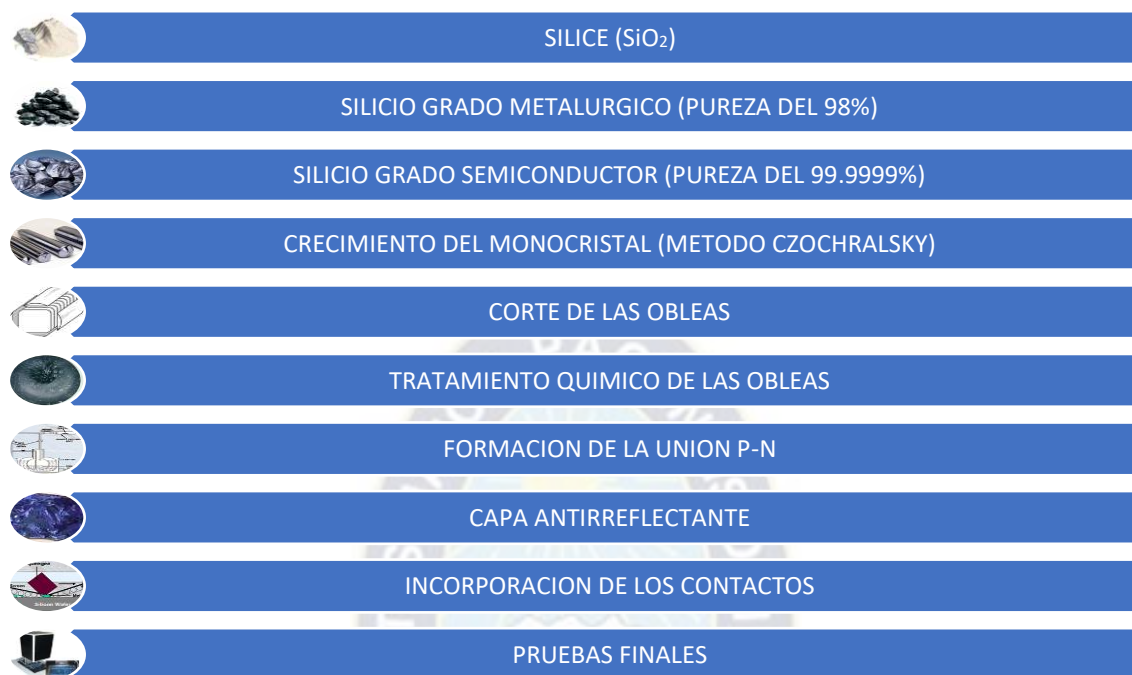
El silicio se obtiene principalmente de la sílice (óxido de silicio), de la que, por el método de reducción, se extrae el silicio llamado de grado metalúrgico, que dispone de una pureza del 98 %, que, al no ser suficiente, ha de volverse a purificar hasta el extremo de llegar a un valor de 99,99 %.

El silicio puro al que se da el nombre de silicio de grado electrónico, es el comúnmente utilizado para la fabricación de células.

Una vez obtenido el material adecuado por su pureza, comienza propiamente el proceso de fabricación, que consiste en introducir el silicio al 99,99 % en un crisol junto con impurezas de boro, para formar una masa fundida, llevando el conjunto a una temperatura de aproximadamente 1400 °C. Una vez que todo el material se encuentra en estado líquido, se dispone de una varilla cuyo extremo tiene germen de silicio que, al ponerse en contacto con la masa, da comienzo al proceso de solidificación del material. Esta varilla tiene movimiento rotativo y lentamente ascendente, de tal forma que va solidificando un lingote metálico de un diámetro

que corresponde a la velocidad de ascenso y giro que se ha impreso a la varilla. Esta es la razón por la cual la mayoría de las células solares tienen forma circular.

Ilustración 33 Proceso de fabricación de módulos solares fotovoltaicos.



Fuente: Instalaciones Solares Fotovoltaicas Enrique Alcor Cabrerizo, 2008.

Una vez que se dispone del lingote de silicio monocristalino, se trocea en finas obleas que posteriormente se convertirán en células solares. El corte se realiza mediante sierras extremadamente precisas, obteniendo obleas de un espesor del orden de los 0,3 milímetros. En esta etapa se llega a desperdiciar en polvo hasta un 40 % del material, que puede ser nuevamente reciclado, aunque con evidentes pérdidas económicas para el producto final.

La siguiente fase consiste en reestablecer los efectos perniciosos que se han producido por el efecto del corte. Esto se realiza introduciendo las obleas en baños químicos que restauran la capa superficial dañada, preparándola para los posteriores pasos.

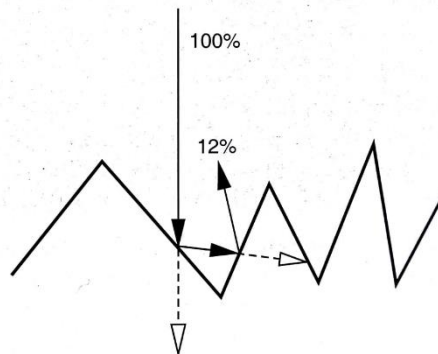
Los lingotes producidos por el método descrito anteriormente, denominado método de Czochralsky, suelen tener una longitud de un metro, diámetro de comprendidos entre 20 mm y 200 mm. El tiempo invertido en la producción de uno de estos lingotes puede llegar a ser de 8 horas.

Se dispone hasta ahora de una fina superficie de silicio dopado con una pequeña cantidad de boro. El siguiente proceso consiste en la propia creación de la célula, mejor dicho, de la unión p-n que formará la célula solar tal y como la podemos observar en la realidad. Para ello se introduce en hornos especiales a una temperatura entre 800°C y 1000°C durante un tiempo prefijado, y en una atmósfera que se encuentra cargada de átomos de fósforo y que se va difundiendo sobre la cara de la oblea que se quiere dopar con material n. La profundidad que alcanza la penetración de fósforo está en función de la temperatura del horno y de la duración del proceso. De esta forma disponemos de la unión p-n creada en el interior de la oblea, que será capaz de producir corriente eléctrica al incidir radiación.

Después de los procesos descritos en la Ilustración 33, la célula presenta una superficie que rechaza aproximadamente el 33 % de la radiación que pueda llegarle, dado su aspecto metálico. Por este motivo se procede a la aplicación de una capa anti reflectante que disminuya el valor rechazado a tan solo un 10 % a 12 % aumentando de esta manera la eficiencia de la célula.

Son diferentes los métodos para crear la capa anti reflectante, pero generalmente se utiliza la evaporación al vacío, que consiste en una calefacción eléctrica que evapora el material anti reflectante depositado previamente. Otro método cada vez más utilizado, consiste en la creación de pequeñas pirámides en la superficie del material, que realizan una función de rebote del rayo incidente, de forma que gran parte de la radiación penetre dentro del semiconductor. (Ver Ilustración 34).

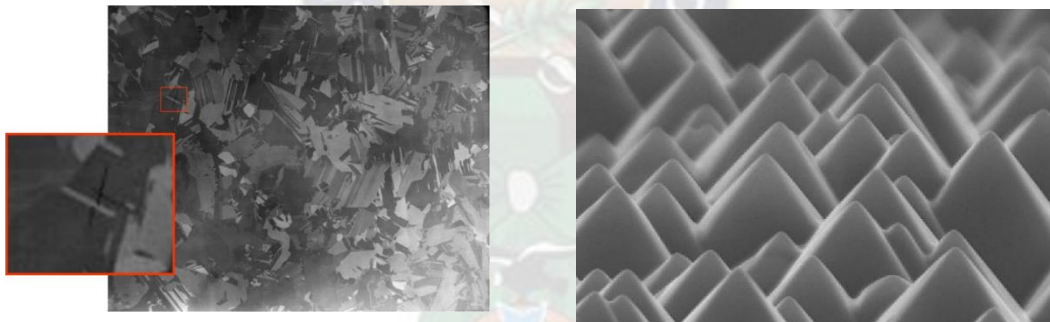
Ilustración 34 Pirámides de capa anti reflectante.



Fuente: Instalaciones Solares Fotovoltaicas Enrique Alcor Cabrerizo, 2008.

Este método se denomina texturizado (Ver Ilustración 35), y se crea mediante reacciones químicas en la superficie de la célula. Presenta grandes ventajas de coste, además de poderse realizar tanto antes del dopado de fósforo como después.

Ilustración 35 Texturizado del Silicio.



Fuente: Instalaciones Solares Fotovoltaicas Enrique Alcor Cabrerizo, 2008.

Para poder hacer útil la energía que proporciona la célula solar una vez que se ilumina, se la debe proveer de contactos eléctricos capaces de recolectar los electrones que se liberan por acción de los fotones que contiene la luz. El diseño del dibujo sobre la superficie de la célula es muy importante, ya que cuantos más contactos se pongan, mayor cantidad de electrones serán capturados, pero, en contrapartida menor iluminación llegará a la superficie activa, debido a que estos contactos no son transparentes. Por tanto, se debe llegar a un compromiso entre las dos exigencias. Por una parte, se debe permitir que la mayor superficie de la

célula quede libre para la radiación, y simultáneamente se debe cubrir lo mejor posible esta para recolectar la máxima cantidad de portadores de carga.

2.4.1.4 El módulo fotovoltaico

Las células se agrupan en lo que se denominan módulo o panel fotovoltaico, que no es otra cosa que un conjunto de células conectadas convenientemente, de tal forma que reúnan las condiciones óptimas para su integración en el sistema de generación de energía, siendo compatibles (tanto en tensión, como en potencia) con las necesidades y equipos estándares existentes en el mercado.

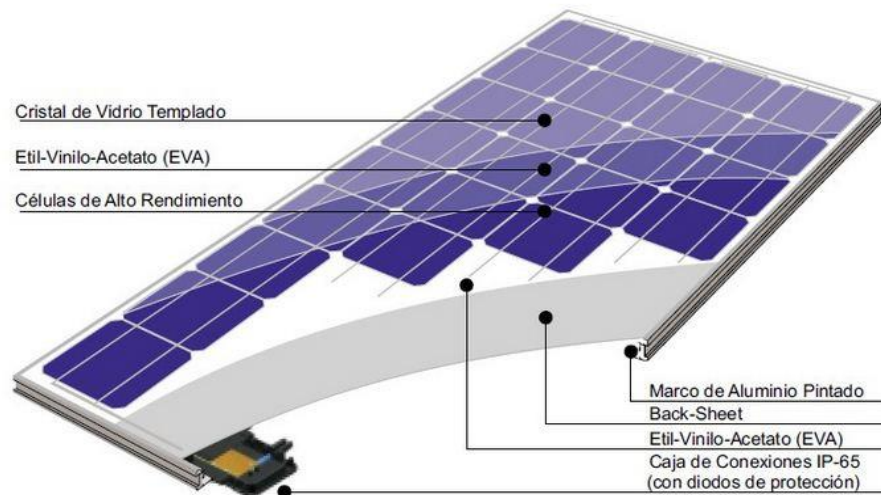
Normalmente se habla de módulos de 6; 12 y 24 voltios nominales de tensión si bien es cierto que su tensión real, está por encima de la especificada como nominal. Respecto a las potencias estándar, estas suelen estar comprendidas entre los 2,5 Wp, 270 Wp y 320 Wp.

Las células que integran un panel fotovoltaico deben estar comprendidas en un rango muy estrecho en cuanto a sus parámetros eléctricos, para evitar las descompensaciones que se producirían en el interior del módulo si unas generan más corrientes que las vecinas. Precisamente por este motivo son de suma importancia las pruebas finales de las células, dentro de su proceso de fabricación.

El módulo fotovoltaico consta de diversas capas que recubren las células por arriba y por abajo, con el fin de darles una protección mecánica, además que a la vez las protegen contra los agentes atmosféricos, especialmente el agua, que puede ser causante de la oxidación de los contactos, con lo cual las células quedarían inservibles para la producción de energía.

Los módulos fotovoltaicos tienen estructuras y formas muy variadas, según los diferentes fabricantes. Un módulo puede estar formado por: (Ver Ilustración 36).

Ilustración 36 Partes de un módulo fotovoltaico.



Fuente: Instalaciones Solares Fotovoltaicas Enrique Alcor Cabrerizo, 2008.

Cubierta exterior

Tiene la función eminente protectora, ya que es la que debe sufrir la acción de los agentes atmosféricos. Por este motivo, se suele utilizar vidrio en vez de siliconas como se lo solía hacer hace varios años, pues presentaban problemas de durabilidad. El vidrio, especialmente el templado, presenta unas cualidades que confieren al módulo fotovoltaico grandes ventajas respecto a los otros tipos de materiales, ya que presenta una buena protección contra los impactos a la vez tiene una excelente transmisión de la radiación del espectro solar.

El cristal utilizado para la fabricación de módulos y paneles fotovoltaicos debe ser, en su parte exterior, sumamente liso y capaz de no retener suciedad.

Capas encapsulantes

Son las encargadas de proteger las células solares y los contactos de interconexión. Los materiales utilizados (siliconas, EVA o etil-vinilo-acetileno, polivinilo butiral) deben presentar sobre todo una excelente transmisión a la radiación solar, así como una nula degradación frente a las radiaciones ultravioletas, si no es así, puede disminuir el rendimiento del módulo.

El encapsulante debe también cumplir la misión de proteger y amortiguar las posibles vibraciones e impactos que se puedan producir, así como actuar de adhesivo entre las cubiertas posterior e inferior.

Protección posterior

Su misión consiste fundamentalmente en proteger contra los agentes atmosféricos, ejerciendo una barrera infranqueable contra la humedad. Algunos fabricantes utilizan cristal, pero normalmente suelen emplearse materiales acrílicos, siliconas, TEDLAR o EVA. Estos últimos materiales, cada día más usados, proporcionan unas características inigualables, ya que son hasta 2 300 veces menos absorbentes de la humedad que la silicona.

Habitualmente suele tener color blanco, ya que esto favorece el rendimiento del panel, debido a que al reflejar la radiación incidente entre los intersticios que dejan las células, esta se refracta en las rugosidades del vidrio en su parte interior, haciendo que incida de nuevo sobre las células.

Marco soporte

Es la parte que presta rigidez mecánica al conjunto y permite su inserción en estructuras que agruparán a más módulos.

El marco suele ser de aluminio anodizado o acero inoxidable, y a veces puede aplicarse un tratamiento especial para hacerlo aún más resistente al ambiente marino, que tan perjudicial es para los metales.

Los marcos soporte deberán llevar taladros necesarios para su anclaje a un bastidor, evitando tener que ser manipulados posteriormente. Un marco no debe ser taladrado bajo ningún concepto, ya que las vibraciones producidas pueden hacer estallar el cristal.

Algunos módulos llevan acoplados una toma de tierra, que deberá ser utilizada, especialmente, si el número de unidades que van a ser instaladas es grande.

Contactos eléctricos

Son aquellos que permitirán acceder a la energía producida por el módulo fotovoltaico.

Las formas son variadas, pero normalmente suelen disponerse en una o dos cajas de conexión de intemperie, con los contactos accesibles mediante tornillo, clema, conector o cualquier otra forma de contacto eléctrico fiable. A veces, especialmente si se trata de módulos de pequeña potencia, se los dota de un cable de salida de longitud suficiente e incluso de unos simples contactos de tornillo que posteriormente se cubren mediante una protección de goma. Evidentemente, la protección mediante caja de conexiones de intemperie resulta ser la opción más fiable y duradera en el tiempo, además de incorporar en su interior ciertos elementos de protección como los diodos de bypass, que evitarían los desperfectos por sombras parciales.

2.4.1.5 Proceso de fabricación de un módulo fotovoltaico

Una vez que se dispone de las células solares debidamente seleccionadas y agrupadas, se interconexiónan en serie para conseguir una tensión normalizada y, por tanto, fácil de trabajar con ella. Generalmente se dispone de un total de 30 a 36 células, número que variará en función del tipo y tensión de cada una.

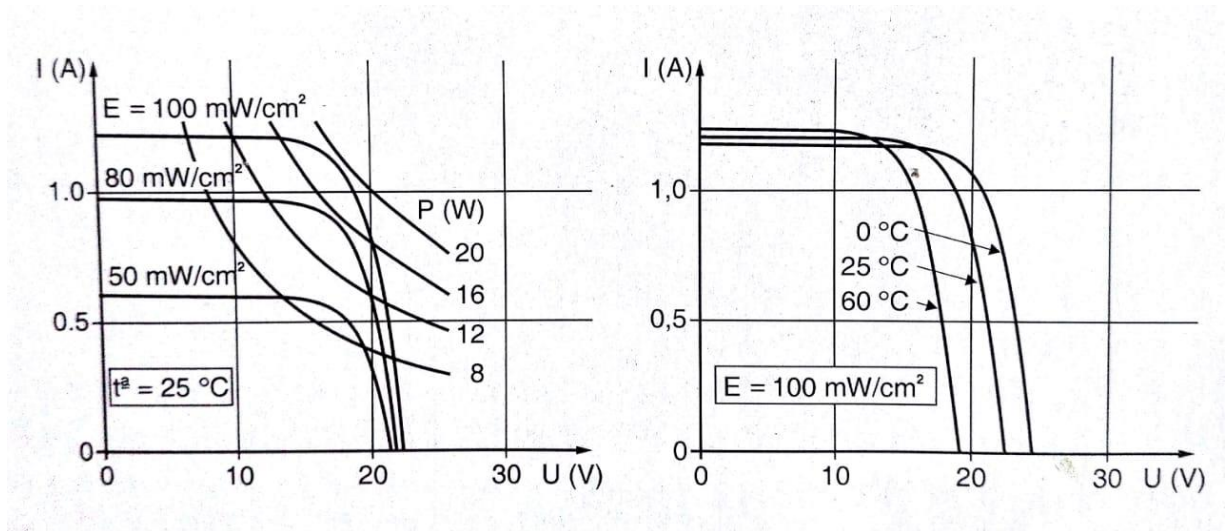
Ilustración 37 Proceso de fabricación módulos fotovoltaicos.



Fuente: Instalaciones Solares Fotovoltaicas Enrique Alcor Cabrerizo, 2008.

Dispuesto el circuito eléctrico se depositan, por una parte, el cristal y una capa de encapsulante, y por la contraria, otra capa de encapsulante y la de protección posterior. Este conjunto es introducido a un horno especial para su laminación, donde se realizará el vacío para hacer desaparecer toda la bolsa de aire que pueda quedar en el interior. Seguidamente se va aumentando la temperatura, de tal forma que el encapsulante empiece a fundirse (ya que su punto de fusión es más bajo que el del resto de los materiales), rodeando totalmente a células y contactos, a la vez que hace de adhesivo con el cristal y la capa posterior, quedando el conjunto totalmente estanco. Una vez que todas estas capas han formado un bloque compacto, se aplica el marco soporte mediante goma butílica o silicona, para permitir sin problemas las dilataciones del conjunto por efecto del calor (Ver Ilustración 37).

Ilustración 38 Curvas I-V de un módulo fotovoltaico de "n" células.



Fuente: Instalaciones Solares Fotovoltaicas Enrique Alcor Cabrerizo, 2008.

El proceso siguiente consiste en incorporar los bornes de conexión y realizar las pruebas finales del módulo, que permitirán clasificarlos por potencias para que, mediante algún código, puedan ser identificadas a la hora de su instalación y, al igual que las células, el conjunto de módulos presente características comunes que no permitan descompensaciones entre los grupos serie paralelo.

En la Ilustración 38, se puede apreciar la gama de curvas I-V que caracterizan a los módulos solares que, como se puede ver, son iguales a las de una célula, con la salvedad de que la tensión está multiplicada por el número de células en serie de que consta dicho panel.

2.4.1.6 Calidad y vida útil de los módulos fotovoltaicos

Los estándares de calidad con que se construyen los módulos fotovoltaicos son bastante elevados, especialmente en aquellos casos en que se acompaña una homologación bajo una norma de calidad.

Realmente la calidad de un módulo fotovoltaico atiende a dos factores principales: el primero, a la calidad de sus componentes y los procesos de fabricación que intervienen en su construcción y, el segundo, a la solvencia, seriedad, trayectoria e historia de la compañía fabricante.

Hoy en día los procesos de fabricación están bastante estandarizados, así como la maquinaria y materiales que son utilizados. En definitiva, hacer un módulo no es un total secreto. No obstante, el afinamiento de los procesos, la elección de los mejores componentes posibles, el cuidado en las diferentes etapas de producción y una verificación seria de las características del producto final son la clave de un buen módulo. Esto parece obvio en cualquier producto industrial actual, pero pensando, que el módulo fotovoltaico ofrece una vida extremadamente larga de uso. No es un producto de electrónica de consumo que, al cabo de algunos años está obsoleto, su energía va a proveer durante décadas y de nada serviría la mejor célula del mundo en el interior de un módulo que a los 4 o 5 años presentará serios problemas por una mala elección del TEDLAR, un EVA defectuoso o, incluso, por un tiempo menor del debido en la laminación del conjunto. Si, además, se observa la medición última de características eléctricas, que es por los que venden al final del producto, se ve, por ejemplo, que un ajuste frecuente del simulador con el patrón de medida garantiza una potencia de salida la más real posible.

Estos pequeños detalles son precisamente los que dan prestigio a la empresa que los implanta, y esto, está ligado al segundo punto anteriormente mencionado, la seriedad de la compañía fabricante.

En efecto una vez construido el módulo con los más altos estándares de calidad en sus procesos, utilizando buenos materiales inalterables en el tiempo de vida del módulo y haciendo una medida de su potencia de salida de verdadera calidad, se demuestra que la compañía fabricante es de primera línea, pero además, actualmente se ofrecen garantías de producto entre 2 y 5 años en temas mecánicos y un extra de garantía respecto a la potencia de salida que, asegura que ésta no bajará de un 10 % en los 10 primeros años, y de un 20 % hasta el año número veinticinco.

Otro aspecto fundamental, particularmente en las aplicaciones en conexión a red, es el margen de variación de la potencia de salida. No existe una célula igual a la otra, por consecuencia no puede haber un módulo igual al otro. Años atrás lo normal era dar un margen de $\pm 10\%$, ahora se exige el 5 % de variación como máximo. Algunos fabricantes incluso ofrecen un margen inferior menor que el superior (por

ejemplo +5 %, -2 %), lo que asegura mayor probabilidad de obtener una potencia de salida un poco más elevada en nuestra instalación.

Hablar de la vida útil de un módulo fotovoltaico de silicio cristalino (mono o policristalino) puede hacerse ya desde dos puntos de vista, el teórico por simulación de pruebas de envejecimiento prematuro y el propio de la experiencia. Con el primero de estos análisis y después de numerosas pruebas en diferentes laboratorios, todos parecen coincidir en que la duración de un equipo de estas características y con el estado actual de la tecnología, tendría que situarse en una vida esperada de varias décadas, donde la potencia de salida podría ir disminuyendo, muy lentamente en todo caso, y también debido a factores específicos. No obstante, se tiene ejemplos de módulos instalados hace más de 30 años y que aun prestan el servicio para los cuales fueron calculados con eficiencia, y eso que los componentes usados en su fabricación eran de peor calidad que los empleados en la actualidad. Su potencia de salida se ha resentido un poco, pero en cualquier caso no de forma crítica.

Según lo mencionado, decir que la vida de los módulos puede superar los 40 años no es una temeridad, y seguramente hay otros factores externos que hagan prescindir de ellos antes de que expire su vida útil.

2.4.1.7 Estructuras soporte para paneles fotovoltaicos

Otro de los elementos importantes de un sistema solar fotovoltaico es la estructura soporte, que asegura un buen anclaje del generador solar a la vez que proporciona no sólo la orientación necesaria, sino también el ángulo de inclinación idóneo para el mejor aprovechamiento de la radiación.

Estos elementos, a veces tan olvidados a la hora de dimensionar un grupo fotovoltaico, son los encargados de hacer a los módulos y paneles fotovoltaicos resistentes a la acción ejercida por los elementos atmosféricos, y son precisamente más importantes cuanto más incontrolados sean estos.

Este ejemplo demuestra el gran efecto que puede hacer el viento sobre un grupo de módulos solares, y hace pensar en las graves consecuencias de un mal anclaje o un erróneo diseño de la estructura que porta el conjunto.

No solo es la acción del viento el problema de los soportes y estructuras, también se debe tener cuidado con la nieve, lluvia, heladas, tipo de ambiente donde se encuentra la instalación, etc. En efecto, algunas de las acciones descritas anteriormente (nieve, lluvia) afectan al emplazamiento y forma del soporte de sustentación, mientras que las heladas o determinados ambientes (por ejemplo, los cercanos a las costas) afectan más al tipo de materiales empleados para la construcción de las estructuras.

Como ya se ha mencionado, el soporte del panel fotovoltaico cumple una doble misión. Por una parte, mecánica, al proporcionar y asegurar el perfecto ensamblaje y afianzamiento, y por otra, funcional, al procurar la orientación precisa, así como el ángulo o ángulos idóneos para aprovechar la máxima radiación, o la más interesante para la aplicación a la cual se destine.

2.4.1.8 Tipos de estructuras

Se pueden hacer varias clasificaciones al hablar de soportes, pero lo más interesante es hacer las distinciones en función de la forma de situación. En la ilustración 39, se representan cuatro formas típicas de colocar un grupo de módulos fotovoltaicos y son:

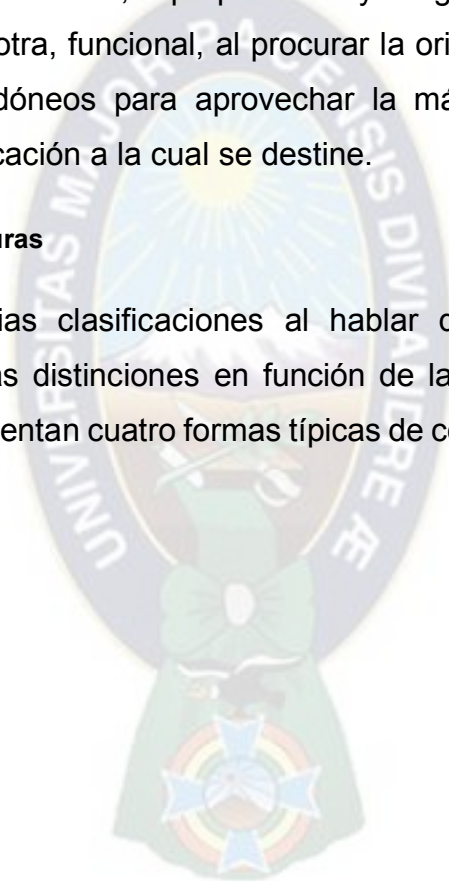
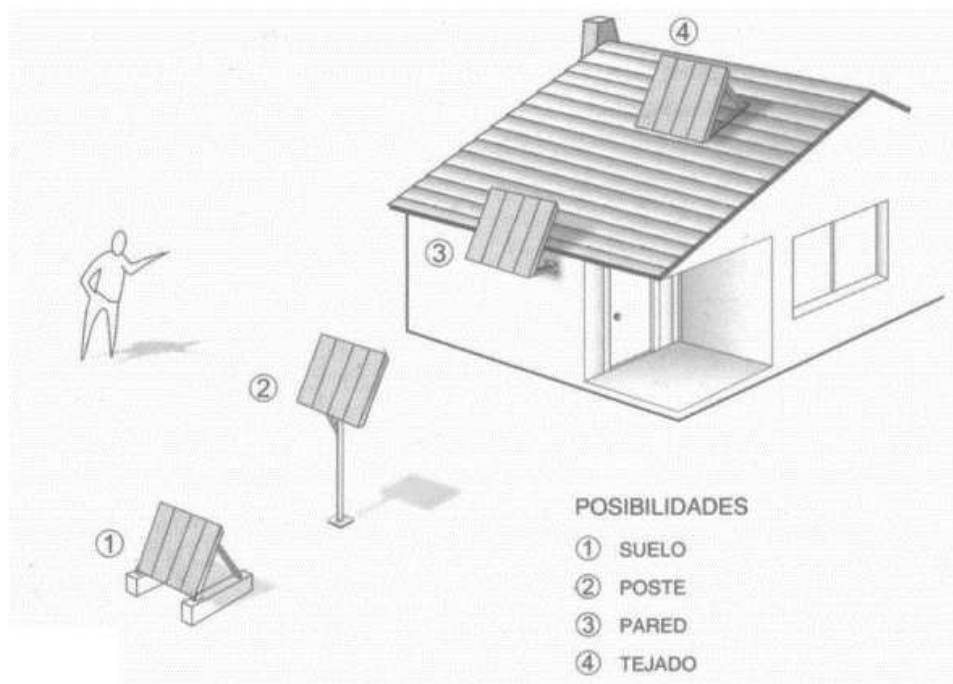


Ilustración 39 Diferentes posibilidades de ubicaciones de los paneles solares fotovoltaicos.



Fuente: Instalaciones Solares Fotovoltaicas E. Alcor,2008.

1) Suelo: Es la clásica forma de instalar grandes conjuntos de módulos fotovoltaicos, puesto que otro método acarrearía mayores inconvenientes para su montaje. Este tipo de estructuras es muy robusto, y no se debe olvidar que en esta disposición la acción del viento es menor, como se sabe, a mayor altura, mayor es la fuerza del viento, que en las capas bajas queda más atenuado. Presenta además esta forma de montaje una gran facilidad para su instalación, tanto de la propia estructura soporte, como de los paneles fotovoltaicos, ya que se trabaja al ras de suelo. Como inconvenientes están se excesiva accesibilidad y la mayor probabilidad de que puedan producirse sombras parciales.

A la mayoría de estas instalaciones se las suele proteger por medio de un cerramiento metálico, para evitar el paso de personas y animales que pudieran ejercer acciones perjudiciales para el buen funcionamiento de las mismas.

El montaje de este tipo de sustentación del conjunto solar no es demasiado apropiado para aplicaciones en montaña, donde pueda producirse la presencia de nieve, ya que esta, caída en grandes cantidades, podría llegar a tapar parcial o totalmente los paneles solares. No obstante, este inconveniente puede verse

subsano con la creación de unos asientos más elevados, de acuerdo con la altura que puedan alcanzar las precipitaciones en forma de nieve.

2) Poste: Este sistema es usado principalmente en instalaciones donde ya se disponga de un mástil, aunque no queda descartada la posibilidad de un montaje especial, dada la facilidad y simplicidad que presenta. Las instalaciones para las cuales es recomendado este tipo de implantación no deben ser excesivamente grandes, contando con un poco más de un metro cuadrado de superficie de módulos, ya que, si esta es mayor, obligaría a sobredimensionar e incluso arriesgar el mástil, siendo posible entonces que otro sistema pudiera ser más económico y de más fácil montaje.

Este método de sustentación es muy utilizado en las instalaciones de repetidores, donde ya se dispone de una antena que puede hacer las veces de mástil, con lo que tan solo bastaría hacer el marco soporte de los módulos y los herrajes de unión con la torre.

3) Pared: Otra alternativa, cada vez más utilizada sobre todo en instalaciones domésticas, consiste en acoplar la estructura a una de las paredes del recinto donde se va a instalar energía solar fotovoltaica. Presenta este método evidentes ventajas, no solo en la seguridad debido a la altura a la cual se puede instalar, sino también en la liviana estructura que se utiliza, ya que la base presenta un buen punto de anclaje, que además está construido. Puede este sistema adaptarse mediante tacos de expansión o bien realizando una pequeña obra donde se inserte la estructura. La acción del viento queda drásticamente disminuida ya que no puede incidir prácticamente por la parte posterior, y un viento frontal no hará más que ejercer fuerza directa sobre los puntos de apoyo.

Esta opción solo tiene el inconveniente de que es obligatorio que una de las fachadas de a la orientación óptima para la radiación incidente. Cualquier variación presentará problemas accesorios que complicarán la estructura, al tener que dotarla de un ángulo lateral para su perfecta orientación.

4) Tejado: La instalación en cubierta de un edificio o vivienda, es una de las formas más fáciles cuando la cubierta es plana. La cosa se complica algo más cuando es inclinada, especialmente si su orientación no es perfecta, y si además el despliegue

de módulos es grande. Si el ángulo de la cubierta o tejado es adecuado y también su orientación, facilita el montaje el ponerlo paralelo a este, especialmente colocando rieles. En este caso es importante dejar cierta aireación. Lo comentado para el caso de la instalación sobre el suelo, respecto a los problemas con la nieve, debe ser tenido también en cuenta en este caso.

El anclaje en general no presenta inconvenientes, pero se debe asegurar el perfecto restablecimiento de la impermeabilidad y no permitir que puedan producirse depósitos de agua que perjudiquen posteriormente. Un sistema rápido y seguro, que es aplicable a casetas de instalaciones de telecomunicación, telemetría, etc., que por lo general suelen ser en el tejado plano, es taladrar el techo introduciendo un esparrago roscado con sus tuercas y arandelas, tanto por abajo como por arriba, dejando firmemente seguro el anclaje de la estructura. Para que el conjunto quede perfectamente impermeabilizado, se sellan con silicona todas las uniones, impidiendo así, el paso de agua.

Tipos de materiales utilizados

Los materiales empleados para la construcción de estructuras soporte pueden variar en función del tipo, medio ambiente al cual están sometidos, su resistencia, etc. Los materiales utilizados son los siguientes:

Aluminio

Es el material ampliamente usado para las pequeñas estructuras (de uno a seis módulos habitualmente), ya que presenta grandes ventajas por su fácil mecanización, peso liviano y gran resistencia. Es muy conveniente, casi imprescindible, que el aluminio a utilizar sea anodizado, para que su vida pueda dilatarse a grandes periodos de uso.

Los soportes realizados en aluminio pueden formarse bien con tubos o con angulares, de dimensiones y grosores adecuados a las fuerzas a que se vea sometido por acción del viento. Toda tornillería debe ser acero inoxidable.

Acero

Es el material habitualmente usado para instalaciones de gran número de paneles o que deben soportar potentes vientos, ya que se encuentra en una gama de dimensiones, formas y grosores muy amplia. En todos los casos, las estructuras soporte construidas con hierro deben ser sometidas a un galvanizado que le confiera propiedades anticorrosivas durante muchos años. Este baño galvánico debe incorporar a la superficie un grosor no menor de 100 micras para asegurar una perfecta protección. Se debe tener en cuenta que todos los trabajos de corte y soldadura; deben ser ejecutados con antelación al galvanizado, ya que cualquier modificación posterior haría perder la protección en el lugar donde se realizó. No obstante, teniendo en cuenta que puede ocurrir que a la hora de la instalación se necesite hacer algún ajuste imprescindible, se dispone en el mercado de un producto para pequeños retoques de galvanizado en frío que, aplicados al lugar del desperfecto, lo protegerán contra toda acción corrosiva.

Al igual que en el caso anterior, toda la tornillería utilizada debe ser de acero inoxidable, con el fin de alargar su vida y permitir en cualquier momento el cambio de algunos de los elementos que la componen.

Acero inoxidable

Es el material más perfecto que pueda ser utilizado para la construcción de estructuras, ya que es inatacable por casi todas las acciones externas y tipo de ambientes. El acero inoxidable es muy utilizado en instalaciones que estén situadas en ambientes salinos, que como ya se sabe, son altamente corrosivos. La contrapartida en la utilización del acero inoxidable para la construcción de soportes metálicos estriba en su elevado precio y en la especial manipulación en las soldaduras, que hace encarecer todavía más su corte. No obstante, este inconveniente puede quedar absorbido por la calidad y larga vida que proporcionará su utilización.

Cuando se utiliza acero inoxidable para la construcción de estructuras soporte, se debe tener en cuenta que, si el marco de los módulos fotovoltaicos es de aluminio, deberá evitarse el contacto directo de estos materiales, mediante un aislador, dado que juntos producen una corrosión galvánica elevada, especialmente en ambientes

salinos. La instalación de inhibidores de corrosión galvánica es, en este caso, de uso obligatorio.

Fibra de vidrio

Desde hace algún tiempo, los nuevos materiales sintéticos están sustituyendo en algunas aplicaciones a los materiales tradicionales. Este es el caso de la fibra de vidrio (composite), que presenta unas características físicas y mecánicas excelentes, junto a una disminución de peso considerable respecto a los aceros. Su nula corrosión la hace especialmente indicada en aplicaciones solares, además de presentar un aislamiento eléctrico que, en algunos casos, nos puede evitar la puesta a tierra del conjunto.

La fibra de vidrio puede presentarse en diferentes colores y perfiles, bien en L o en forma de tubo, por lo que se acopla a multitud de aplicaciones y tipos de estructuras soporte, ya sea utilizado únicamente este material o en combinación con acero galvanizado.

2.4.2 Inversor

Un inversor o convertidor (término ya en desuso) es capaz de convertir la energía de corriente continua en energía de corriente alterna con grados de eficiencia entre el 85% y el 92%. Se clasifican atendiendo al tipo de aplicación en dos grandes grupos: inversores para sistemas aislados y en inversores para sistemas conectados a la red.

2.4.2.1 Estructura y funcionamiento de un inversor acoplado a la red

El inversor transforma a la corriente continua entregada por el generador solar en corriente alterna monofásica a 230 V de tensión nominal o, en el caso de grandes instalaciones, en corriente alterna trifásica a 400 V de tensión nominal. Estos niveles de tensión o voltaje nominal de salida varían en función de la región o país donde se realiza la instalación, ya que esta señal de salida del inversor debe de ser compatible con el sistema electro energético de la región o localidad. A modo de ejemplo, los países europeos y algunos países América poseen una tensión de corriente alterna AC, entre fase y neutro de 230 V/50 Hz, pero en otros este nivel de tensión entre fase y neutro es de 120 V/60 Hz; lo mismo ocurre con las

instalaciones trifásicas. Debido a esta situación, es importante, ante todo, conocer el destino de la instalación fotovoltaica, para poder así definir con exactitud qué nivel de tensión de corriente alterna AC y que frecuencia a la salida debe de tener el inversor a elegir.

Los inversores se ofrecen en muchas clases de rendimiento. Según el diseño de la instalación de una planta fotovoltaica, se distingue entre el inversor central, inversor de cadena o de multi cadena e inversor de módulo.

En el caso del inversor central, todos los módulos se conectan a un inversor. En muchas plantas fotovoltaicas es preciso repartir los módulos solares entre varios inversores, por ejemplo, en el caso de grandes potencias de generador, de sombreados parciales, de diferentes orientaciones o inclinaciones dentro el generador.

Todos los inversores tienen, como mínimo, las funciones Optimizar, Convertir y Monitorizar. Esto significa en concreto:

- La optimización del rendimiento de la planta según el estado de insolación mediante la búsqueda de aquel punto de operación de la curva característica del generador con la máxima potencia para la instalación. Este punto se conoce como MPP (Máximo Power Point). La búsqueda y seguimiento del MPP se llama, en consecuencia, MPP-tracking (del inglés track, que significa, seguir o rastrear).
- La conversión de la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna conforme con la red, y la transformación del voltaje a nivel de alimentación a la red del suministro local.
- Según sea el diseño de la conexión, los aparatos se emplean con y sin transformador, y en diferentes rangos de potencia. Hay inversores guiados por la red e inversores autoguiados. Los inversores guiados por la red son conocidos en la tecnología de accionamientos por su robustez y fiabilidad y, con el uso de componentes estándar, se ofrecen a buen precio. Los inversores autoguiados generan por si mismos la frecuencia de red y deben ajustarse a la misma (sincronización).

2.4.2.2 Requisitos técnicos de un inversor

- Producción de una alimentación eléctrica sinusoidal síncrona con la red.
- Rápida y exacta detección y seguimiento del punto de operación (regulación MPP) con la máxima producción de potencia.
- Alta eficiencia en funcionamiento, incluso en régimen de carga parcial.
- Funcionamiento completamente automático, sencillo control operativo e indicación de fallos.
- Fiable funcionamiento, incluso con altas temperaturas ambiente, así como resistencia a la intemperie y a la temperatura.
- Opción (interfaz) de visualización de daños, pantalla para mostrar rendimientos, mensajes de fallo, desconexión, y otras opciones de monitorización.

Inversor y conexión de módulos

En principio, los módulos solares en una instalación pueden conectarse en serie, en paralelo o ambos tipos del circuito. El tipo de circuito condiciona el voltaje y la intensidad de corriente de la instalación e influye en la elección del inversor apropiado.

Así, en el funcionamiento de las plantas fotovoltaicas acopladas a la red, han demostrado su validez diferentes modelos de inversor:

- a) Inversor central para todo el generador solar (potencia nominal 1 kW a 1000 kW).
- b) Inversor de cadena para la conexión en serie de varias hileras (potencia nominal 0,7 kW a 5 kW).
- c) Inversor de módulo por cada módulo solar (pudiéndose integrar también en el módulo) y con potencial nominal de 0,1 kW a 0,7 kW.

En la conexión en paralelo las intensidades de los respectivos módulos se suman, mientras que el voltaje permanece igual.

En la conexión en serie los voltajes se suman, mientras que la intensidad de corriente a través de los módulos permanece constante.

2.4.3 Protecciones

El sistema de protecciones debe cumplir las exigencias previstas y normadas en la reglamentación vigente. Este cumplimiento debe ser acreditado adecuadamente en la documentación relativa a las características básicas de la instalación, incluyendo lo siguiente:

- Interruptor general manual, es un interruptor magneto térmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor es accesible al encargado del sistema o al usuario en todo momento, con el objeto de realizar la desconexión manual.
- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en caso de la derivación de algún elemento de la parte de corriente continua DC, de la instalación.
- Interruptor automático de la interconexión (en caso del suministro de grandes potencias), para la desconexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.

Conexión a tierra

Todos los soportes de módulos fotovoltaicos tienen su masa metálica conectada a tierra a través de un conductor con la sección que corresponda.

Las puestas a tierra se establecen principalmente con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurando la actuación de las protecciones, para eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería de puesta a tierra de un conductor activo, en alguno de los materiales eléctricos de la instalación.

Los conductores de tierra tienen su aislamiento en color amarillo y verde.

Se denomina conductor equipotencial, en una instalación de tierra a aquellos conductores que conectan eléctricamente a todas las masas metálicas de la estructura, con la finalidad de evitar diferencias de potencial entre ellas.

Las puestas a tierra tienen en cuenta circunstancias siguientes:

- Los cables instalados a la intemperie estarán protegidos contra efectos mecánicos (impactos, aprisionamiento, cizalladura, etc.) y condiciones atmosféricas adversas por medio de canalizaciones o tubos.
- Se deben utilizar terminales adecuados.
- La estructura que soporta los módulos debe estar conectada a tierra; lo mismo el módulo fotovoltaico.
- Las líneas, tanto de corriente alterna, como de corriente continua, deben tener conductor de protección (PE).
- Los componentes indicados por el instalador, se deben conectar a tierra.

Varios son los tipos de cable a utilizar en instalaciones fotovoltaicas:

- Cable multi-conductor de doble aislamiento (1000 V). No necesita protección mecánica.
- Cable multi-conductor de simple aislamiento (500 V). Cables flexibles que no son aptos para estar en la intemperie, por lo que deberán estar bajo tubo de PVC o metálico.
- Para la conexión entre módulos, se debe utilizar cable de doble aislamiento mono-conductor.
- Entre paneles e inversor la caída de tensión máxima no debe superar:
 - 1,5 % para instalaciones conectadas a la red de autoconsumo.
 - 3 % para instalaciones aisladas.

- En instalaciones conectadas a la red domiciliaria, los conductores que unen el inversor con la red pueden soportar corrientes de 125 % de la intensidad máxima que proporciona el inversor.
- La caída de tensión entre el inversor y la red, no de ser superior a 1,5 % de la tensión nominal.

2.4.4 Medidor de energía en corriente alterna (ac)

El medidor PM-M310-S2 es un instrumento de medición que controla la cantidad de electricidad generada por un mini generador de energía solar (panel), instalado en el techo de una vivienda. Es fácil y muy conveniente confirmar la cantidad de energía de manera intuitiva a través de la pantalla LCD. El medidor se conecta al punto de conexión con la red de suministro eléctrico, antes del sistema para la toma de la medida. (Ver Ilustración 40).

Especificaciones

Número de modelo: PM-B310-S2

Corriente y Tensión nominal: 16 A/250 V

Función

Muestra mediciones en tiempo real de la potencia y la energía generada en corriente alterna.

Pantalla de medición solar.

Acumulación de la medida.

Inicialización de la medición acumulativa.

Ilustración 40 Medidor de potencia AC.



Fuente: AlPower Manager <http://www.pmshop.co.kr>

2.4.5 Medidor de energía en corriente directa (DC)

El medidor multifunción digital DC, modelo: PZEM-051 es un instrumento de medición que controla la cantidad de electricidad generada por un mini generador de energía solar, la diferencia con el visto anteriormente, es que este medidor aparte de ser conectado a la salida de los paneles solares fotovoltaicos, en la parte de corriente directa, no registra de manera acumulativa los valores medidos. Sirve para verificar y cuantificar en un instante determinado, tres parámetros importantes a registrar, Voltaje en vacío V_{oc} , la corriente directa DC, y la potencia a la cual está trabajando el sistema.

Para este propósito este aparato fue desarrollado con un circuito que tiene el principio de funcionamiento de una resistencia Shunt, y está acoplado a una caja con clavijas, para la comodidad del usuario al momento de realizar las medidas correspondientes, con el fin de realizar la verificación y mantenimiento del sistema. (Ver Ilustración 41).

Especificaciones

Número de modelo: PZEM-051

Tensión nominal: 6,5 V - 100V

Corriente: 0 A -100 A

Potencia: 0 kW - 10 kW

Función

Muestra mediciones en tiempo real del voltaje, corriente, potencia y energía en corriente directa.

Pantalla de medición solar y luz de fondo.

Ilustración 41 Medidor de energía en corriente directa.



Fuente: Elaboración propia.

2.4.6 Estación meteorológica

La estación meteorológica Davis Vantage Pro2 (ver ilustración 42), instalada en el Instituto de investigaciones Mecánicas y Electromecánica ya hace varios años, la cual brinda una serie de datos importantes para el estudio del Proyecto, tales como:

Fecha, hora, temperatura ($^{\circ}\text{C}$), radiación solar (W/m^2), energía solar (J), velocidad del viento por medio de un anemómetro (km/h); y la variación de índice UV.

Ilustración 42 Estación meteorológica y anemómetro.



Fuente: <http://www.davisinstruments.com>

Presenta una consola que exhibe y registra los datos meteorológicos, proporciona gráficos y funciones de alarma, se interconecta a la computadora utilizando el software WeatherLink®. Las estaciones Vantage Pro2 están disponibles en versiones cableada e inalámbrica. La estación cableada transmite los datos de los sensores exteriores desde el conjunto integrado de sensores (Integrated Sensor Suite - ISS) a la consola mediante un cable de cuatro conductores. La estación inalámbrica transmite los datos de los sensores exteriores desde el ISS a la consola mediante un sistema de radiofrecuencia de baja potencia, tiene un respaldo de batería en caso de que se corte el suministro eléctrico.

La base de datos es recolectada por un servidor (computadora), la cual está en funcionamiento las 24 horas los 365 días del año, sirve como punto de apoyo e información. Los datos son grabados en el software, estos se pueden exportar en un archivo de Excel por día y monitorea cada 5 minutos.

2.5 Clasificación de las instalaciones fotovoltaicas

Los sistemas fotovoltaicos pueden ser configurados de muchas maneras. Por ejemplo, muchos sistemas residenciales usan almacenamiento por baterías para

alimentar los aparatos durante la noche. En contraste los sistemas de bombeo de agua operan frecuentemente, sólo durante el día y no necesitan un dispositivo de almacenamiento de carga. Un sistema comercial grande puede probablemente tener un inversor para alimentar los aparatos que trabajan con corriente alterna, mientras que un sistema en una pequeña cabaña o en una casa móvil podría dar electricidad únicamente a electrodomésticos o dispositivos de corriente directa y no necesitar un inversor. Algunos sistemas están enlazados con la red pública de electricidad mientras que otros operan independientemente.

2.5.1 Sistemas con cargador fotovoltaico de baterías integrado

Estos sistemas incorporan todos sus componentes, incluyendo los aparatos de consumo en un solo paquete. Este arreglo puede resultar económico cuando complementa o reemplaza un sistema de baterías desechables.

Pequeños dispositivos, complementados con una batería recargable y un cargador de baterías fotovoltaico integrado, que es un ejemplo común. Linternas solares y cargadores fotovoltaicos para baterías de radio tienen un mercado potencial en todo el mundo. Juegos para linternas, relojes y radios fotovoltaicos puede eventualmente reemplazar unidades similares que usan baterías desechables contaminantes y caras.

2.5.2 Sistemas de uso diurno sin inversor

Los sistemas fotovoltaicos más simples y menos caros se diseñan sólo para uso diurno. Estos sistemas consisten en módulos conectados directamente a un aparato de corriente directa DC, sin dispositivo de acumulación. Cuando el Sol incide sobre los módulos, el aparato consume la electricidad que ellos generan. Un nivel mayor de insolación (luz solar) da lugar a un incremento de la potencia de salida y mayor capacidad de carga de consumo. Entre los sistemas de uso diurno se incluye los siguientes ejemplos:

- Bombeo de agua para llenar tanques de almacenamiento en regiones remotas.
- Operación de ventiladores.
- Sistemas solares fotovoltaicos de autoconsumo.

2.5.3 Sistemas de corriente directa con baterías de almacenamiento

Para operar cargas durante la noche o situaciones meteorológicas nubosas, los sistemas fotovoltaicos deben incluir un medio de almacenamiento de la energía eléctrica. Las baterías son la solución más común. Las cargas de consumo del sistema pueden ser alimentadas desde las baterías durante el día o la noche, de forma continua o intermitente, independientemente de la situación meteorológica.

Además, un banco de baterías tiene la capacidad de suministrar altas demandas de corriente durante un periodo breve, dándole al sistema la capacidad de arrancar motores grandes o de realizar otras tareas difíciles. Un banco de baterías puede ir desde baterías pequeñas de linternas hasta docenas de baterías industriales de servicio pesado. Las baterías de ciclo profundo se diseñan para soportar descargas a profundidad y después ser cargadas completamente cuando brille el sol. (Las baterías convencionales de los automóviles no están preparadas para ser usadas en sistemas fotovoltaicos y tendrán una vida efectiva corta). El tamaño y configuración del banco de baterías depende del voltaje de operación del sistema y de la cantidad de tiempo de uso nocturno. Además, las condiciones del clima local deben ser consideradas al calcular el tamaño del banco de baterías. El número de módulos debe ser escogido para que recarguen adecuadamente las baterías durante el día. No debe permitirse que las baterías se descarguen demasiado profundamente ni que se sobrecarguen, ambas situaciones pueden dañarlas severamente. Un controlador de carga podrá prevenir una sobrecarga de las baterías al desconectar el módulo del banco de baterías cuando este cargado completamente. Algunos controladores de carga también evitan que las baterías alcancen niveles de carga demasiado bajos al interrumpir el suministro de energía a las cargas de consumo de DC. Dotar al sistema de un controlador de carga es crítico para mantener el desempeño de las baterías incluso en los sistemas fotovoltaicos más simples.

2.5.4 Sistemas de corriente directa que alimentan cargas de corriente alterna

Los módulos fotovoltaicos producen corriente eléctrica directa, pero muchos aparatos comunes necesitan corriente alterna. Los sistemas de corriente directa que alimentan cargas de corriente alterna, deben usar un inversor para convertir la

electricidad DC en electricidad AC. Los inversores brindan conveniencia y flexibilidad en un sistema fotovoltaico, pero añaden complejidad y costo. Como los aparatos de corriente alterna son de producción masiva se ofrecen generalmente en una amplia gama, a precios más bajos y son más confiables que los aparatos de corriente directa. Los inversores de alta calidad están disponibles comercialmente en un amplio rango de capacidades.

2.5.5 Sistemas híbridos

La mayor parte de las personas no alimentan todos sus aparatos solo con el sistema fotovoltaico. La mayoría de los sistemas utilizan una solución híbrida al integrar otras fuentes de energía. La forma más común de sistema híbrido incorpora un generador que funciona con diésel o gas, lo que puede reducir significativamente el precio inicial. Soportar la carga de consumo completa con un sistema fotovoltaico significa que los paneles de baterías necesitan mantener la carga bajo las peores condiciones meteorológicas. Esto también significa que el banco de baterías debe ser suficientemente grande para alimentar grandes cargas como lavadoras, secadoras y maquinas herramientas. Un generador debe suministrar la energía extra que se necesita en periodos nublados y durante periodos en los que ocurra un uso de la electricidad más intenso que de costumbre, a la vez que carga las baterías. Un sistema híbrido brinda una fiabilidad adicional debido a que trabajan dos sistemas de carga independientes. Otra variante híbrida es la formada por un sistema fotovoltaico y una turbina eólica. Añadir una turbina eólica tiene sentido en lugares donde el viento sopla cuando no hay luz solar. En este caso, días consecutivos de tiempo nublado no presentan un problema, mientras se mantenga el viento que hace girar la turbina. Para una fiabilidad y flexibilidad aún mayores se puede incluir un generador en el sistema eólico fotovoltaico. Un sistema generador eólico fotovoltaico tiene todas las ventajas de un sistema generador FV con la adición del beneficio que presenta una tercera fuente para cargar las turbinas.

2.5.6 Sistemas interconectados a la red de suministro eléctrico

Los sistemas fotovoltaicos que están conectados a la red de servicio eléctrico (sistemas conectados a red, enlazados a red, o enlazados a la línea), no necesitan un diseño con almacenamiento en baterías, pues la red comercial actúa como una

reserva de energía. En lugar de almacenar el exceso de energía que no se usa durante el día, el propietario entrega el exceso de energía a la red de servicio local a través de un inversor especialmente diseñado. Cuando los propietarios necesitan más electricidad de la que produce el sistema fotovoltaico, pueden extraer energía de la red comercial. Si la red de servicios públicos falla, el inversor se desconecta automáticamente y no entrega a la red la electricidad generada con el Sol. Esto asegura la seguridad de los operadores que estén trabajando en la red. Ya que los sistemas conectados a la red de servicio usan la red como almacén, esos sistemas no tendrán electricidad si la red se cae. Por esta razón algunos de estos sistemas están también equipados con almacenamiento por baterías para suministrar energía en el caso de una pérdida de energía desde la red de servicio.



3. INGENIERÍA DEL PROYECTO

3.1 Parámetros de diseño

Los aspectos generales del proceso de montaje e instalación de un sistema de energía solar precisan técnicas habitualmente empleadas en cualquier instalación convencional. Se recomienda, no obstante, que los operarios sean experimentados en conocimientos en energía solar, sepan resolver los inconvenientes que surgen en el montaje, siguiendo normas vigentes de instalaciones eléctricas y utilizando elementos normalizados.

3.1.1 Características técnicas del lugar de la instalación

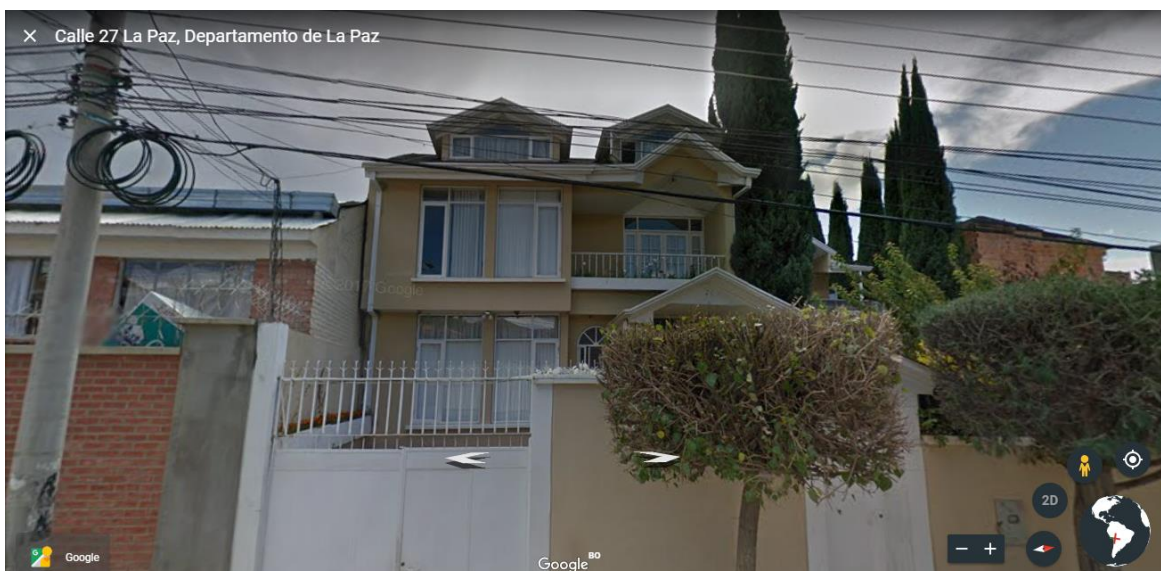
El lugar de instalación se encuentra ubicado en la Zona Sur de la ciudad de La Paz, en la calle 27 de Cota Cota.

Tabla 6 Características técnicas del lugar de emplazamiento

Latitud: (°)	- 16,54
Longitud: (°)	- 68,07
Altitud: (msnm)	3 433
Temperatura promedio (°)	15
Humedad relativa: (%)	55
Potencia de Demanda: (W/h)	173

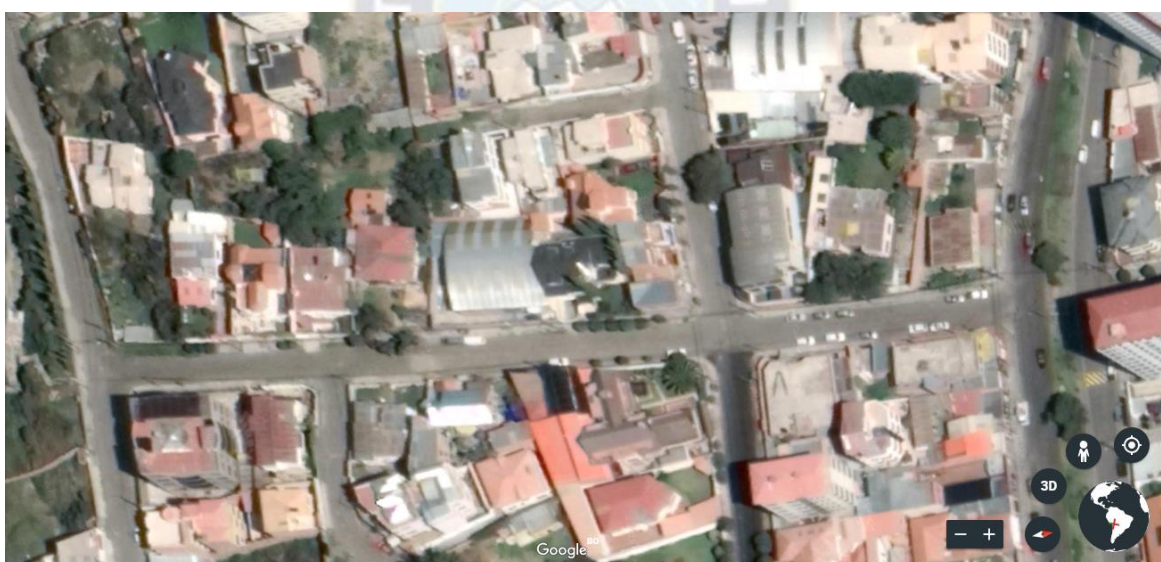
Fuente: Elaboración propia.

Ilustración 43 Lugar de Instalación.



Fuente: Google Earth.

Ilustración 44 Ubicación de lugar de Instalación.



Fuente: Google Earth

3.1.2 Descripción general de la instalación

La instalación solar fotovoltaica proyectada, se ubica sobre la azotea de la vivienda citada en el apartado anterior.

El generador fotovoltaico está formado por 2 paneles marca BLUESUN modelo BSM270M-60, en total la potencia máxima del sistema fotovoltaico es de 540 W.

Los módulos fotovoltaicos se sitúan sobre soportes metálicos fijos, y tienen la capacidad de regular su inclinación manualmente por los operarios encargados del mantenimiento de la instalación entre tres posiciones diferentes dependiendo la época del año en la que esté funcionando el generador.

La instalación eléctrica del Proyecto se divide en dos circuitos diferentes de conductores de sección distinta desde los paneles solares hasta el punto de conexión a la red de baja tensión.

Los paneles se disponen en un ramal conectado en paralelo. A la hora de definir el esquema eléctrico de protecciones y cableado, el ramal del grupo del generador tiene una caja de conexión, los conductores que salen de esta caja, llegan a conectarse con los paneles solares, hacia el inversor.

El inversor encargado de la conversión de la corriente continua generada por el sistema fotovoltaico a corriente alterna que se inyecta posteriormente al circuito de la vivienda para su autoconsumo, se sitúa en la parte posterior de los paneles.

Buscando el inversor más eficiente que cumpla con los rangos de operación necesarios para el correcto funcionamiento de los paneles solares, teniendo en cuenta la tensión de operación del inversor, la tensión máxima y la corriente máxima de entrada. Se elige el Micro inversor marca AP Systems modelo APS YC500I cuya potencia de salida es de 500 W.

Para la protección tanto de los equipos, como de las personas responsables de su mantenimiento y operación, mediante el estudio detallado a continuación, se sigue con la instalación de un interruptor diferencial y un interruptor general manual en la conexión al circuito de baja tensión, colocando fusibles de paso, además tomando en cuenta las normas generales para la protección de instalaciones eléctricas en Baja Tensión, y con interruptores-seccionadores en los diferentes tramos de la instalación solar en corriente continua DC y corriente alterna AC.

3.2 Sistemas y subsistemas

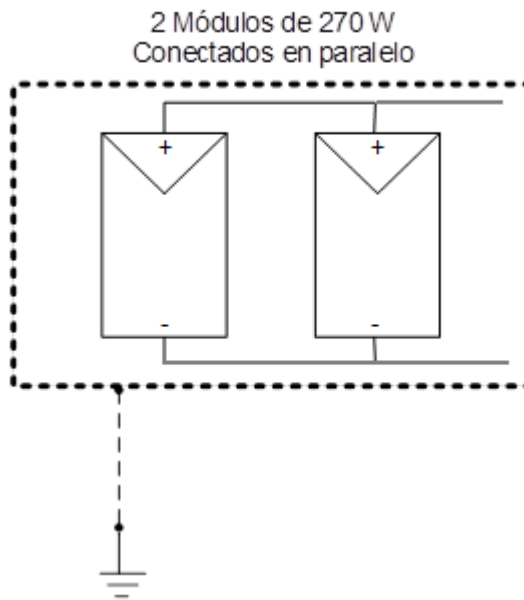
El funcionamiento de un sistema fotovoltaico conectado al circuito de la vivienda, tiene un conjunto de elementos que permite suministrar energía eléctrica solar.

3.2.1 Sistema de generación

El sistema de generación está formado por los paneles solares fotovoltaicos, como se muestra en el esquema de la Ilustración 45.

En este caso se utilizan dos paneles solares fotovoltaicos de una potencia de 270 Wp conectados en paralelo.

Ilustración 45 Esquema de conexión en paralelo módulos solares fotovoltaicos.



Fuente: Elaboración Propia.

3.2.2 Sistema de captación

El sistema de captación para la configuración de la estructura soporte busca introducir mejoras en los procesos de captación de la radiación solar en el lugar de la instalación.

Se utilizan perfiles metálicos zincados (ver ilustración 46), cabe mencionar que, se realiza la estructura soporte de los paneles con el grado de inclinación recomendada para el lugar de instalación.

Ilustración 46 Material Acero Zincado ranurado.



Fuente: Elaboración Propia.

3.2.3 Conversor de corriente DC-AC

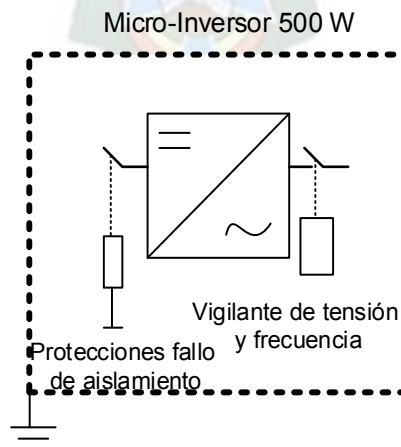
Para la conversión de corriente del sistema se utilizó un micro inversor, el cual ya tiene adaptados los conectores para las entradas de los paneles como se observa en la Ilustración 47, y en su esquema en la Ilustración 48.

Ilustración 47 Micro inversor.



Fuente: AP Systems.

Ilustración 48 Esquema de conexiones y protecciones inversor.

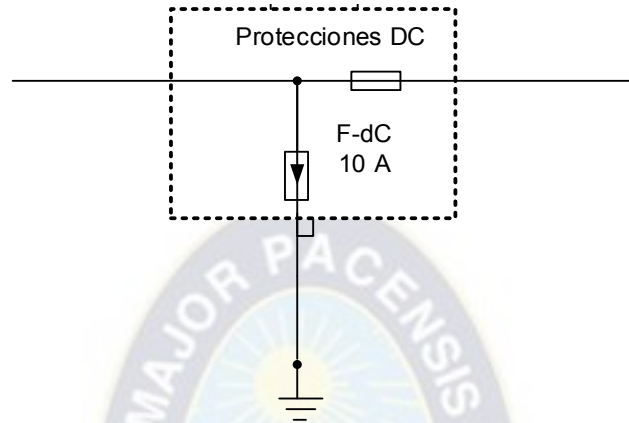


Fuente: Elaboración propia.

3.2.4 Protecciones DC-AC

En la parte de corriente directa DC, se instala una caja de portafusibles de paso de 10 A conectados a tierra. (Ver Ilustración 49).

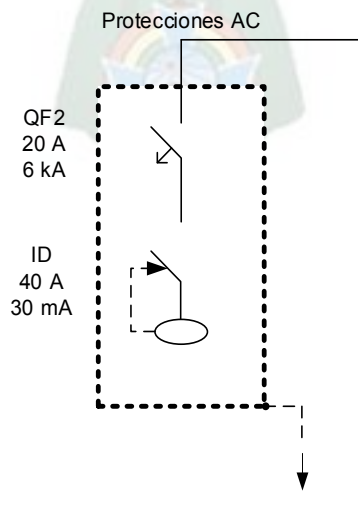
Ilustración 49 Esquema subsistema de protecciones DC.



Fuente: Elaboración Propia.

En la parte de corriente alterna AC, a la salida del micro inversor, está conectado un interruptor termomagnético de 20 A, seguido de un interruptor diferencial general de 40 A y una velocidad de corte de 30 mA, para evitar choques eléctricos, está dimensionado para evitar que sobrepase la corriente del sistema. (Ver Ilustración 50).

Ilustración 50 Esquema subsistema de protecciones AC.



Fuente: Elaboración Propia.

3.3 Cálculos previos al diseño

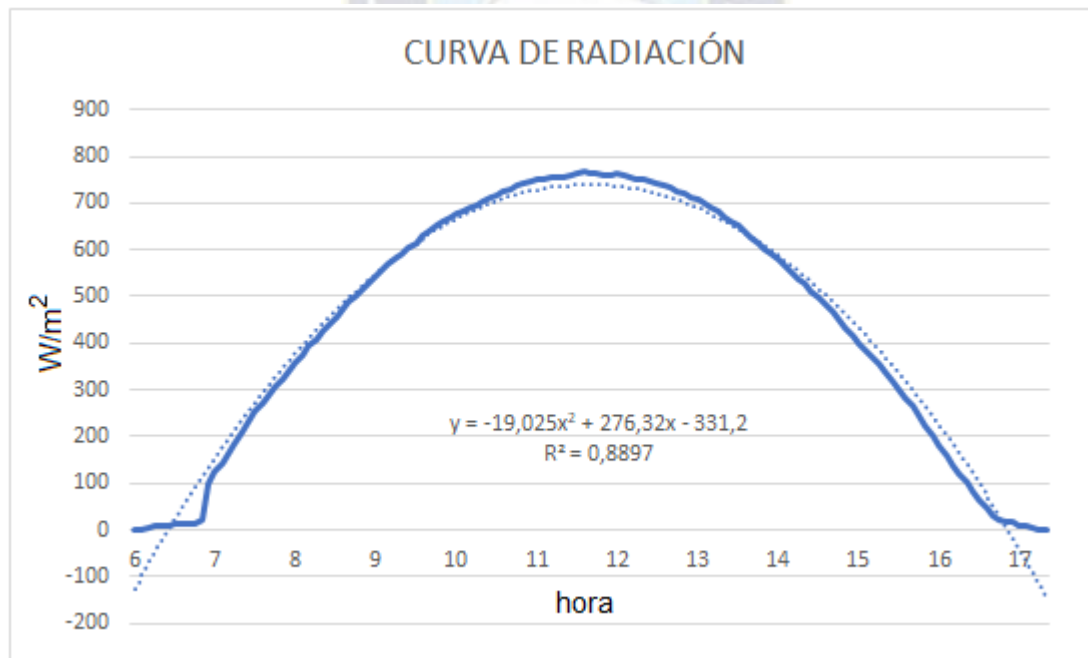
Cualquier sistema de producción energética, como el caso de un sistema fotovoltaico, está sometido a una serie de pérdidas en las diferentes etapas de transformación y/o transporte de la energía debido a diferentes factores, tanto ambientales como del material utilizado. Evaluar estos parámetros, forma parte del diseño adecuado de la instalación fotovoltaica.

3.3.1 Curvas de radiación

Se toma en cuenta la forma más sencilla de ponderar las curvas de radiación, obteniendo un promedio de todos los días involucrados.

En la ilustración 51, se muestra la curva promedio de junio y la curva ajustada correspondiente a ese mes.

Ilustración 51 Curva de radiación mes de junio 2019.



Fuente: Elaboración Propia.

Se observa el ajuste de la curva polinomial de segundo grado, correspondiente al mes de junio (inicio del invierno en el hemisferio sur) ya que la radiación solar incide con mayor fuerza cuanto más directamente llega a la Tierra. Los rayos solares

recorren menos distancia en la atmósfera y concentran más la energía en menor superficie cuanto más vertical es la incidencia de estos.

Así, si los rayos inciden con una inclinación de 90 grados sobre la superficie terrestre, recorren la menor distancia posible por la atmósfera y concentran la energía en la menor superficie posible.

Verano corresponde a la época del año donde los rayos del Sol inciden de manera más vertical sobre este escenario en la superficie terrestre y el invierno a la época en que dichos rayos inciden de manera más horizontal.

La ecuación (3.1):

$$y = -19,02x^2 + 276,32x - 331,2 \quad (3.1)$$

Es la representativa de la curva de radiación del mes de junio, mediante ésta se puede realizar el análisis para la obtención de las horas pico de sol (HPS).

$$R = -19,02t^2 + 276,32t - 331,2$$

Se obtiene los siguientes resultados:

$$t_1 = 1,32 (h)$$

$$t_2 = 13,20 (h)$$

3.3.2 Horas sol pico

La Hora Solar Pico (HSP)

La radiación diaria, R_d está definida por la integral de la siguiente ecuación con respecto del tiempo en los límites de t_2 a t_1 de la siguiente manera:

$$R_d = \int_{t_1}^{t_2} R dt \quad (3.2)$$

¹⁵ Ecuación Polinomial de 2do Grado. Fuente: Aplicación tecnológica de Energía Solar Fotovoltaica en el IIMEc de la facultad de ingeniería UMSA.

¹⁶ Definición de HSP mediante el área bajo la curva. Fuente: Aplicación tecnológica de Energía Solar Fotovoltaica en el IIMEc de la facultad de ingeniería UMSA.

$$R_d = \int_{1,32}^{13,20} (-19,02t^2 + 276,32t - 331,2)dt$$

$$R_d = 5326,6$$

$$R_d = 5\,327 \left(\frac{W}{m^2} * h \right)$$

Sin embargo, para la aplicación del Recurso Solar en Sistemas Fotovoltaicos por convención, se determina una nueva unidad, tomando en cuenta que un captador horizontal en un día claro y a nivel del mar, puede captar una irradiancia directa aproximadamente 1000 W/m², denominada irradiancia-pico. Por consecuencia la cantidad de irradiancia-pico recibida por un captador durante una hora, por convención, se llama hora-pico. De esta manera la equivalencia de unidades se representa como:

$$1 \text{ hora-pico} = 1000 \text{ Wh/m}^2 \text{ }^{17}$$

En el Sistema Internacional

$$1 \text{ hora-pico} = 3.6 \text{ MJ/m}^2$$

Tomando como ejemplo el Recurso Solar hallado anteriormente, se tiene lo siguiente:

$$R_d = 5\,327 \left(\frac{W}{m^2} * h \right) * \frac{1 \text{ hora-pico}}{1000 \left(\frac{W}{m^2} * h \right)} \text{ }^{18} \quad (3.3)$$

$$R_d = 5.327 \text{ hora - pico}$$

$$R_d = 5.327 \text{ HSP}$$

$$R_d = 5.33 \text{ HSP}$$

¹⁷ Radiación global sobre la de la tierra. Fuente: Fotovoltaica para profesionales, Falk Antony, 2006.

¹⁸ Radiación diaria. Fuente: Aplicación tecnológica de Energía Solar Fotovoltaica en el IIMEc de la facultad de ingeniería UMSA.

3.3.3 Cálculo de la potencia generada y utilizable

Se tiene un sistema de captación de energía solar fotovoltaica de 2 paneles solares de 270 Wp.

Para obtener la potencia generada por los paneles instalados, de la ecuación:

$$W_{GEN} = n_p * W_P \quad ^{19} \quad (3.4)$$

Donde:

W_{GEN} = Potencia generada.

n_p = Número de paneles.

W_p = Potencia pico del panel.

$$W_{GEN} = 2 * 270$$

$$W_{GEN} = 540 \text{ Wp}$$

De la tabla de radiación solar del lugar, se elige el valor correspondiente al mes de menor radiación (junio).

Horas Sol Pico (HSP) = 5,33 horas

$$E_{GEN} = W_{GEN} * HSP * (1 + i_s) \quad ^{20} \quad (3.5)$$

Donde:

E_{GEN} = Energía generada

i_s = incremento por el tipo de sistema 3,636 %

$$E_{GEN} = 540 * 5.33 * (1 + 0.0363)$$

¹⁹ Potencia Generada. Fuente: Aplicación tecnológica de Energía Solar Fotovoltaica en el IIMEc de la facultad de ingeniería UMSA.

²⁰ Energía Generada. Fuente: Aplicación tecnológica de Energía Solar Fotovoltaica en el IIMEc de la facultad de ingeniería UMSA.

$$E_{GEN} = 2\,983 \frac{Wh}{dia}$$

Para compensar las pérdidas debido al proceso de generación y al desgaste por el acondicionamiento de la señal, se toma un factor de eficiencia de 1,25 a modo de obtener la energía eficiente para el uso en la instalación eléctrica.

$$E_{UT} = \frac{E_{GEN}}{1,25} \quad (3.6)$$

Donde:

E_{GEN} = Energía generada

E_{UT} =Energía útil

$$E_{UT} = \frac{2983}{1,25}$$

$$E_{UT} = 2\,386 \frac{Wh}{dia}$$

$$E_{UT} = 2\,386 \frac{Wh}{dia} * \frac{30 \text{ días}}{1 \text{ mes}}$$

$$E_{UT} = 71.58 \frac{kWh}{mes}$$

3.3.4 Orientación

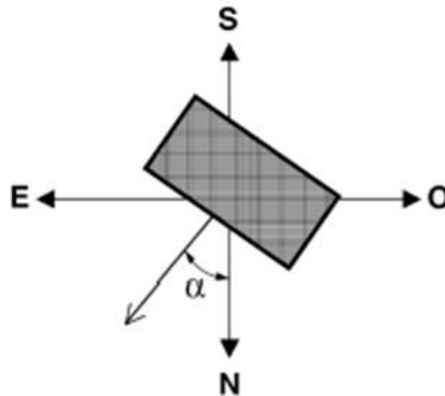
La orientación se define por el ángulo llamado azimut (α), que es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Los valores típicos son 0° para los módulos orientados al norte, $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste y -90° para módulos orientados al este.

Para hallar la orientación óptima de los paneles solares debe considerarse su ubicación, en el caso de la ciudad de La Paz, los paneles captaran la mayor

²¹ Energía útil. Fuente: Aplicación tecnológica de Energía Solar Fotovoltaica en el IIMEc de la facultad de ingeniería UMSA.

cantidad de radiación solar si se orientan al norte geográfico, es por este motivo que el ángulo de azimut es aproximadamente: $\alpha=0^\circ$. (Ver ilustración 52).

Ilustración 52 Ángulo de azimut



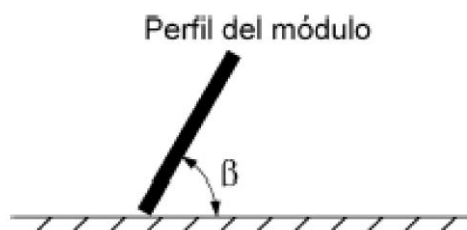
Fuente: Elaboración Propia.

3.3.5 Inclinación

Otro punto importante para el diseño de estas instalaciones fotovoltaicas, es la inclinación que deben tener los módulos para la captación de la mayor cantidad de radiación solar.

La inclinación de los módulos solares está definida mediante el ángulo (β), mostrado en la ilustración 53, que es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal.

Ilustración 53 Inclinación de los módulos solares.



Fuente: Elaboración Propia.

Para el cálculo de la inclinación de paneles se recurrió al software PV SYST 6.77, tomando en cuenta los métodos que se desarrollan a continuación, para corroborar los resultados del software.

Como regla general, los paneles solares deben estar más verticales durante el invierno para obtener la mayor parte del sol invernal y más inclinados durante el verano para maximizar el rendimiento. Se tienen en cuenta dos variables; el periodo para el cual se utiliza la instalación solar fotovoltaica, que debe definirse si se explotará en verano, en invierno o durante todo el año y la latitud del emplazamiento donde están instalados los paneles solares.

Latitud (Φ): 16° 32' 30" S²²

En grados es:

$$\Phi = 16,5^\circ$$

- Método de cálculo 1: ²³

El ángulo de inclinación óptimo se calcula sumando 15° a su latitud durante el invierno y restando 15° a su latitud durante el verano.

$$\beta_{\text{invierno}} = 16,5^\circ + 15^\circ$$

$$\beta_{\text{invierno}} = 31,5^\circ$$

$$\beta_{\text{verano}} = 16,5^\circ - 15^\circ$$

$$\beta_{\text{verano}} = 1,5^\circ$$

- Método de cálculo 2:²⁴

Una vez determinada la latitud, para el máximo rendimiento energético durante el invierno se calcula multiplicando la latitud por 0,9 y luego sumando 29 °, de la siguiente manera:

$$\beta_{\text{invierno}} = (\Phi * 0,9) + 29^\circ$$

²² Latitud del lugar de instalación. Fuente: Google Maps

²³ Calculo de la inclinación. Fuente: <http://www.sinovoltaics.com> - solar panel angle tilt calculation.

²⁴ Calculo de la inclinación. Fuente: <http://www.sinovoltaics.com> - solar panel angle tilt calculation.

$$\beta_{\text{invierno}} = (16,5^\circ * 0,9) + 29^\circ$$

$$\beta_{\text{invierno}} = 43,8^\circ$$

Los paneles solares fotovoltaicos deben tener un ángulo de inclinación de $43,8^\circ$, de esta forma están perfectamente perpendiculares a los rayos solares.

Para el máximo rendimiento energético en verano, el ángulo de inclinación se calcula multiplicando la latitud por 0,9 y restando $23,5^\circ$, de la siguiente manera:

$$\beta_{\text{verano}} = (\Phi * 0,9) - 23,5^\circ$$

$$\beta_{\text{verano}} = (16,5 * 0,9) - 23,5^\circ$$

$$\beta_{\text{verano}} = -8,6^\circ$$

Los paneles solares fotovoltaicos deben tener un ángulo de inclinación de $-8,6^\circ$, de esta forma están perfectamente perpendiculares a los rayos solares.

- Método de cálculo 3: Calculadora del ángulo solar²⁵:

Para la calculadora del ángulo solar, se introduce variables del lugar de emplazamiento, y proporciona los siguientes datos, mostrados en la Ilustración 54.

²⁵ Calculadora Solar. Fuente: <http://www.solarelectricityhandbook.com> solar angle calculator.

Ilustración 54 Calculadora de ángulo solar.



Fuente: <http://www.solarelectricityhandbook.com>

Se obtienen los siguientes resultados de la figura

$$\beta_{\text{invierno}} = 40^\circ$$

$$\beta_{\text{verano}} = -8^\circ$$

En la Tabla 7 se calculó el valor RMS (raíz de la media cuadrática) ya que los resultados de los diferentes métodos presentados, toman valores negativos como ocurre por ejemplo en los errores de medida. El cálculo del valor RMS consiste en elevar al cuadrado todas las medidas, luego se obtiene la media aritmética, y finalmente se extrae la raíz cuadrada.

Tabla 7 Inclinación de los paneles solares según periodo de diseño.

Periodo de diseño	Método 1	Método 2	Calculador a	RMS
Verano-diciembre	1,5°	-8,6°	-8°	6,8°
Invierno-julio	31,5°	43,8°	40°	38,8°
Anual	16.5	26.1	16°	20.1

Fuente: Elaboración Propia.

Utilizando este método, para obtener la inclinación óptima de los paneles solares en la instalación según el periodo de diseño es: (Ver Tabla 8).

Tabla 8 Resultados de ángulos de inclinación β óptimo

Periodo de diseño	β óptimo
Verano (diciembre)	7°
Invierno (julio)	39°
Anual	20°

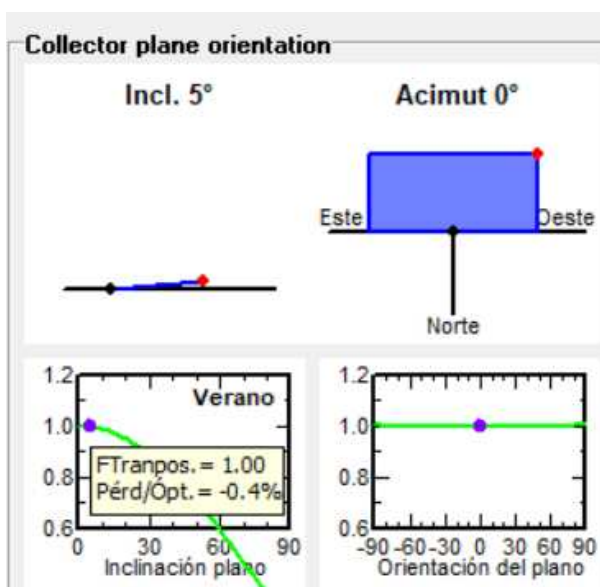
Fuente: Elaboración Propia.

Con estos valores, se obtienen las menores pérdidas por inclinación de los módulos fotovoltaicos.

Los resultados del programa PVSYST 6.77, en el cual, se introducen los valores de latitud de la localización de los paneles, dimensiones del módulo solar y el periodo de diseño, puede comprobarse la inclinación óptima para cada uno de los periodos de diseño de la instalación obteniendo las menores pérdidas posibles.

- Periodo de diseño en verano: las menores pérdidas por inclinación de los paneles, se obtiene con un ángulo de inclinación de 5°.

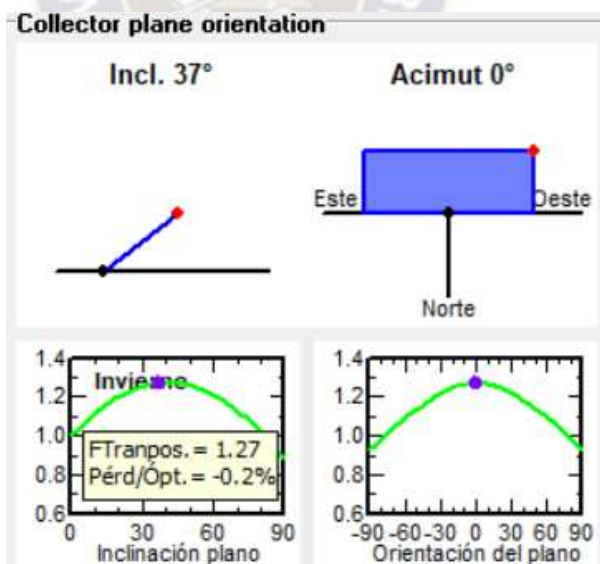
Ilustración 55 Detalle de inclinación óptima de PVSIST 6.77 (verano).



Fuente: Elaboración Propia Software PVSIST 6.77.

- Periodo de diseño invierno: las menores pérdidas por inclinación de los paneles, se obtiene con un ángulo de inclinación de 37° .

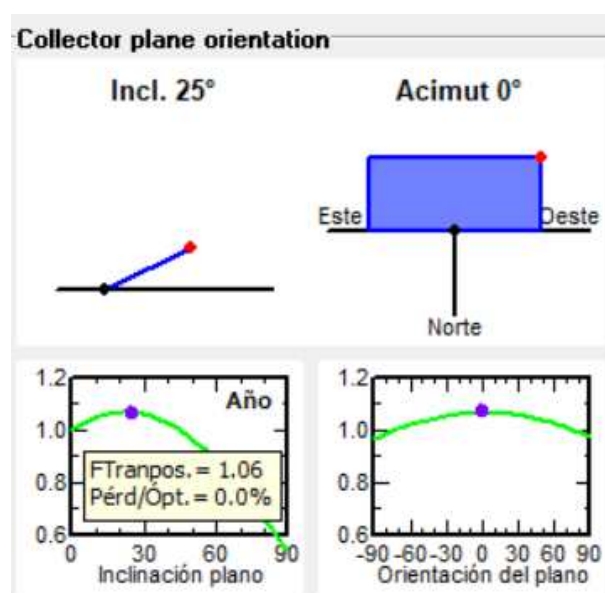
Ilustración 56 Detalle de inclinación óptima de PVSIST 6.77 (invierno).



Fuente: Elaboración Propia Software PVSIST 6.77.

- Periodo de diseño anual: las menores pérdidas por inclinación de los paneles, se obtiene con un ángulo de inclinación de 25° .

Ilustración 57 Detalle de inclinación óptima de PVSIST 6.77 (anual).



Fuente: Elaboración Propia Software PVSIST 6.77.

En la Tabla 9 se observa los resultados de los métodos de cálculo manuales, y los resultados del software PVSIST 6.77.

Tabla 9 Comparación de resultados del ángulo de inclinación β .

Periodo de diseño	β óptimo teórico	β óptimo PVSYST
Verano (diciembre)	7°	5°
Invierno (julio)	39°	37°
Anual	20°	25°

Fuente: Elaboración Propia.

En este Proyecto se pretende diseñar una instalación solar fotovoltaica lo más eficiente posible durante todo el año, por lo cual se puede variar el ángulo de inclinación de los paneles respecto a la horizontal (dependiendo si se está explotando durante un periodo de invierno o verano) con la estructura soporte de los paneles solares que tiene la capacidad de poder cambiar de ángulo a manos de los responsables de mantenimiento de la instalación, de esta manera se captará la máxima cantidad de radiación solar posible durante todo el año.

3.3.6 Cuantificación de cargas

Para el cálculo de las necesidades energéticas de la vivienda, se realiza un estudio de cargas y se determina la potencia necesaria para que el sistema logre satisfacer un ahorro significativo y no así el total del consumo de energía eléctrica.

a) Equipos:

Tabla 10 Cuantificación de cargas de los Equipos de la vivienda.

Equipos	Potencia Instalada (W/h)	N.º Equipos
Celulares	5	4
Equipo de sonido	200	1
Computadora	50	3
DVD	15	2
Lavadora	600	1
Licuada	350	1
Microondas	640	1
Plancha	1000	1
Refrigerador	220 Wh/día**	1
Televisor	200	4

** Para estimar el número de horas que un refrigerador realmente funciona con su potencia máxima, divide entre tres el tiempo total que el refrigerador está enchufado. Los refrigeradores, aunque se encienden todo el tiempo, se encienden y apagan según sea necesario para mantener las temperaturas interiores.

* Los valores de energía diaria enumerados aquí corresponden a las unidades más eficientes de su clase y la información se obtuvo de los equipos existentes en el lugar de emplazamiento.

Fuente: Elaboración Propia.

b) Iluminación:

Tabla 11 Cuantificación de cargas de los Equipos de la vivienda.

Lugar	Potencia (W)	Nº Luminarias
Baño	14 (fluorescente)	1
Cocina	14 (fluorescente)	2
Dormitorios	12 (led)	6
Patio	14 (fluorescente)	1
Living-Comedor	12 (led)	3

Fuente: Elaboración Propia.

3.3.6.1 Cálculo de la demanda por eficiencia energética

Para proyectar la potencia a instalar, primero se debe proyectar el número de usuarios, el consumo promedio, la energía y la potencia máxima.

$$DDT = PT * FS \quad (3.7)$$

Donde:

DDT: Demanda de diseño instalada total (W)

PT: Potencia Total (W)

FS: Factor de simultaneidad

Factor de simultaneidad equipos:

Tabla 12 Factor de Simultaneidad de Equipos.

Factor de simultaneidad equipos	
Domiciliario	0,3
Comercial	0,5
Industrial	0,9

Fuente: Elaboración Propia.

Demanda de diseño:

$$DD1 = PT1 * FS (Equipos) \quad (3.8)$$

$$DD2 = PT2 * FS (Iluminación) \quad (3.9)$$

Demanda de Diseño Total:

$$DDT = DD1 + DD2 \quad (3.10)$$

Equipos:

Tabla 13 Datos de Potencia y Horas de uso de Equipos.

Equipos	Potencia Instalada (W)	Nº Equipos	Potencia Instalada total (W)	Horas de uso HU (h)
Celulares	5	4	20	2
Equipo de sonido	200	1	200	2
Computadora	50	2	100	4
DVD	15	3	45	2
Lavadora	600	1	600	2
Licuadaora	350	1	350	0,30
Microondas	640	1	640	1
Plancha	1000	1	1000	1
Refrigerador	220	1	220	8
Televisor	200	4	800	5

Fuente: Elaboración Propia

$$DD1 = 5175 * 0,3$$

$$DD1 = 1552 (W)$$

Tabla 14 Demanda de diseño de equipos.

PT (Potencia Instalada Total)	Total	Promedio HU
	5175 (W)	2,73
FS (Factor de Simultaneidad)	0,3	
DD1 (Demanda de Diseño de Equipos)	1552 (W)	

Fuente: Elaboración Propia.

Iluminación:

Tabla 15 Datos de Potencia y Horas de uso de Iluminación.

Lugar	Potencia Instalada (W)	Nº Luminarias	Potencia Instalada total (W)	Horas de uso HU (h)
Baño	14	1	14	2
Cocina	14	2	28	2
Dormitorio	12	6	72	3
Patio	14	2	28	2
Living-Comedor	12	2	24	3

Fuente: Elaboración Propia.

Factor de simultaneidad iluminación:

Tabla 16 Factor de simultaneidad Iluminación.

Factor de simultaneidad Iluminación	
Domiciliario	0,6
Comercial	0,5
Industrial	0,9

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 17 Demanda de diseño Iluminación.

PT (Potencia Instalada Total)	Total	Promedio HU
	332 (W)	2,00
FS (Factor de Simultaneidad iluminación)	0,6	
DD2 (Demanda de Diseño de Iluminación)	199,2 (W)	

Fuente: Elaboración Propia.

Factor de demanda iluminación:

$$DD2 = 332 * 0,6$$

$$DD2 = 199,2 (W)$$

Hallando la demanda de diseño total:

$$DDT = 1552 + 199,2$$

$$DDT = 1751 (W)$$

Demanda total de descarga diaria:

$$DTd = DDT * HU \quad (3.11)$$

Horas de uso diario total:

$$HU = \frac{HU_1 + HU_2}{2} \quad (3.12)$$

Donde:

HU: Horas de uso diario promedio

HU1: Horas de uso diaria de equipos

HU2: Horas de uso diaria de iluminación

Hallando horas de uso diario total:

$$HU = \frac{2,73 + 2,00}{2}$$

$$HU = 2,365 (h)$$

Entonces:

$$DTd = 1751 * 2,365$$

$$DTd = 4141 (Wh/dia)$$

3.4 Diseño de elementos

3.4.1 Cálculo del número de módulos fotovoltaicos

Para determinar el ahorro del 50% de la energía demandada por el domicilio se debe calcular el número de módulos fotovoltaicos para el sistema.

$$NP = \frac{DTd*0,5}{hsp*Wp*n} \quad (3.13)$$

Donde:

NP: Número de módulos fotovoltaicos.

DTd: Demanda total diaria (Wh/día).

hsp: Horas sol pico.

Wp: Potencia pico módulos fotovoltaicos (W).

n: Eficiencia del sistema.

Hallando el número de paneles solares necesarios para el diseño del sistema:

$$NP = \frac{4\,141 * 0,5}{5,33 * 250 * 0,9}$$

$$NP = 1,7265 \cong 2 \text{ módulos fotovoltaicos}$$

3.4.2 Dimensionamiento del inversor

Una de las decisiones más importantes que se debe tomar en este diseño es la elección correcta de un inversor. Para la elección de un inversor que cumpla con los requerimientos técnicos que imponen los paneles solares, se calculan las tensiones y corrientes máximas y mínimas que puede tenerse a la salida el generador teniendo en cuenta tanto el funcionamiento normal de los paneles solares a la hora de entregar la máxima potencia, como el funcionamiento de los paneles solares cuando están sometidos a condiciones de temperatura distintas a las establecidas en las condiciones estándar de medida.

Tensión y corriente en el punto de máxima potencia.

Uno de los puntos a considerar a la hora de la elección del inversor es que esté equipado con un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles para así obtener la máxima eficiencia energética del generador, por lo tanto, se considera que, en condiciones normales de

funcionamiento, se entrega la máxima potencia a una tensión dada en la hoja de características. (Ver anexo B).

La tensión normal de funcionamiento o tensión de máxima potencia del generador fotovoltaico conociendo la disposición de paneles en serie y paralelo a la cual deberá funcionar el inversor en condiciones normales, vendrá dada al multiplicar la tensión de punto de máxima potencia (V_{mpp})²⁶ de cada panel por el número de paneles en paralelo en cada ramal del generador:

$$V_{mpp \text{ total}} = V_{mpp} * N_s \quad (3.14)$$

$$V_{mpp \text{ total}} = 31,33 * 1$$

$$V_{mpp \text{ total}} = 31,33 \text{ V}$$

La corriente que suministra el generador fotovoltaico cuando proporciona la máxima potencia, viene dada al multiplicar la corriente de punto de máxima potencia (I_{mpp})²⁷ de cada panel por el número de paneles en paralelo o ramales:

$$I_{mpp \text{ total}} = I_{mpp} * N_p \quad (3.15)$$

$$I_{mpp \text{ total}} = 8,62 * 2$$

$$I_{mpp \text{ total}} = 17,24 \text{ A}$$

Corrección de tensión y corriente respecto a la temperatura.

Se considera un rango de temperaturas ambiente de entre 1°C como mínimo en invierno y 27°C como máximo en verano (datos obtenidos de la estación meteorológica, IIME Cota Cota), con estos datos, la temperatura de célula será distinta a 25°C, valor considerado como condición estándar de medida y para el cual se muestran los parámetros fundamentales de los paneles solares.

²⁶ El valor V_{mpp} se toma de la ficha de especificaciones técnicas de los paneles solares (Anexo A)

²⁷ El valor I_{mpp} se toma de la ficha de especificaciones técnicas de los paneles solares (Anexo A)

La temperatura de trabajo que alcanzan las células de los paneles fotovoltaicos puede aproximarse mediante la expresión:

$$T_p = T_a + \left(\frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) * I \quad (3.16)$$

Donde:

T_p : es la temperatura que alcanza la célula a una temperatura ambiente determinada.

T_a : es la temperatura del lugar donde están instalados los paneles solares.

T_{ONC} : es la temperatura nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 1000 W/m² con distribución espectral AM 1.5 G**, la temperatura ambiente es de 25°C y la velocidad del viento, de 1m/s ($T_{ONC} = 45^\circ\text{C}$)

I : es la irradiancia media dependiendo del periodo en el que se encuentre. (en verano $I = 1000 \text{ W/m}^2$ y en invierno $I = 100 \text{ W/m}^2$).

Para conocer la tensión de circuito abierto que se mide a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo estas condiciones de temperatura de célula diferente a 25° C, se aplica el coeficiente de temperatura para la tensión de circuito abierto (V_{oc}) proporcionado por el fabricante sobre la siguiente ecuación:

$$V_{oc}(x) = V_{oc}(25^\circ\text{C}) + \Delta T * \Delta V_{oc}(T) \quad (3.17)$$

donde:

$V_{oc}(x)$: es la tensión a circuito abierto del panel a una temperatura de célula x.

$V_{oc}(25^\circ\text{C})$: es la tensión a circuito abierto del panel en condiciones estándar de medida. ($V_{oc}(25^\circ\text{C}) = 38,46 \text{ V}$)

ΔT : es la variación de la temperatura da trabajo del panel y las condiciones estándar de medida.

$\Delta V_{oc}(T)$: es el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel.

$$\Delta V_{oc}(T) = -0,330 \text{ \%/}^\circ\text{C}$$

La corriente de cortocircuito que se produce a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo estas condiciones de temperatura de célula diferente a 25° C, se aplica el coeficiente de temperatura para que la corriente de cortocircuito (I_{sc}) proporcionado por el fabricante sobre la siguiente ecuación:

$$I_{sc}(x) = I_{sc(25^\circ\text{C})} + \Delta T * \Delta I_{sc}(T) \quad (3.18)$$

Donde:

$I_{sc}(x)$: es la corriente de cortocircuito del panel a una temperatura de célula X.

$I_{sc(25^\circ\text{C})}$: corriente de cortocircuito del panel en condiciones estándar de medida. ($I_{sc}=9,09 \text{ A}$).

$\Delta I_{sc}(T)$: es el coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito del panel. ($\Delta I_{sc}T = 0,059 \text{ \%/}^\circ\text{C}$).

Por tanto, para una temperatura ambiente de 1°C, la temperatura de célula de los paneles solares es:

$$T_p = T_a + \left(\frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) * I$$

$$T_p = 1 + \left(\frac{45 - 20}{800} \right) * 100$$

$$T_p = 4,12^\circ\text{C}$$

Con esta temperatura de célula, la tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito del panel son:

$$V_{oc(4,12^\circ\text{C})} = 38,46 + (4,12 - 25) * (-0,33\%)$$

$$V_{oc(4,12^\circ\text{C})} = 38,53 \text{ V}$$

$$I_{sc(4,12^\circ\text{C})} = 9,09 + (4,12 - 25) * (0,059\%)$$

$$I_{sc(4,12^\circ\text{C})} = 9,08 \text{ A}$$

Multiplicando el número de paneles en paralelo por ramal del generador por la tensión de circuito abierto de cada panel para una temperatura ambiente promedio de 1° C, se obtiene la tensión de circuito a la salida del generador fotovoltaico durante el invierno y multiplicando el número de paneles del generador fotovoltaico por la corriente de cortocircuito de cada ramal para una temperatura ambiente de 1°C, la corriente de cortocircuito a la salida del generador durante el invierno:

$$V_{OC(4,12^{\circ}C)TOTAL} = V_{OC(4,12^{\circ}C)} * Ns$$

$$V_{OC(4,12^{\circ}C)TOTAL} = 38,53 V * 1 String$$

$$V_{OC(4,12^{\circ}C)TOTAL} = 38,53 V$$

$$I_{SC(4,12^{\circ}C)TOTAL} = I_{SC(4,12^{\circ}C)} * Ns$$

$$I_{SC(4,12^{\circ}C)TOTAL} = 9,08 A * 2 Paneles$$

$$I_{SC(4,12^{\circ}C)TOTAL} = 18,16 A$$

Para obtener la tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico durante el periodo de verano, se considerará la temperatura de 27°C indicada anteriormente, por lo que la temperatura de las células que componen los paneles solares es:

$$Tp = Ta + \left(\frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) * I$$

$$Tp = 27 + \left(\frac{45 - 20}{800} \right) * 1000$$

$$Tp = 58,25 ^{\circ}C$$

Para esta temperatura de célula, la tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito del panel son:

$$V_{OC(58,25^{\circ}C)} = V_{OC(25^{\circ}C)} + \Delta T * \Delta V_{OC}(T)$$

$$V_{OC(58,25^{\circ}C)} = 38,46 + (58,25 - 25) * (-0,33\%)$$

$$V_{OC(58,25^{\circ}C)} = 38,35 V$$

$$I_{SC(58,25^{\circ}C)} = I_{SC(25^{\circ}C)} + \Delta T * \Delta I_{SC}(T)$$

$$I_{SC(58,25^{\circ}C)} = 9,09 + (58,25 - 25) * (0,059\%)$$

$$I_{SC(58,25^{\circ}C)} = 9,11 A$$

Una vez obtenidas, la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito de cada módulo solar bajo una temperatura de ambiente promedio 27°C, se halla la tensión por número de paneles solares conectados en serie en el ramal del generador y la corriente de cortocircuito total del generador multiplicando corriente de cortocircuito de cada uno de los módulos solares por el número de ramales o paneles conectados en paralelo del generador:

$$V_{OC(58,25^{\circ}C)TOTAL} = V_{OC(58,25^{\circ}C)} * Ns$$

$$V_{OC(58,25^{\circ}C)TOTAL} = 38,35 V * 1 String$$

$$V_{OC(58,25^{\circ}C)TOTAL} = 38,35 V$$

$$I_{SC(58,25^{\circ}C)TOTAL} = I_{SC(58,25^{\circ}C)} * Ns$$

$$I_{SC(58,25^{\circ}C)TOTAL} = 9,11 A * 2 Paneles$$

$$I_{SC(58,25^{\circ}C)TOTAL} = 18,22 A$$

Por último, se deben tener en cuenta los valores de tensión de máxima potencia que se alcanzan en la instalación, ya que estos variarán al igual que los valores de tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito según varíe la temperatura ambiente, utilizando la misma ecuación, aplicando a V_{mpp} .

Tomando como $\Delta V_{mpp}(T) = -0,410\%$ según las especificaciones técnicas del panel solar.

$$V_{mpp(4,12^{\circ}C)} = V_{mpp(25^{\circ}C)} + \Delta T * \Delta V_{mpp}(T) \quad (3.19)$$

$$V_{mpp(4,12^{\circ}C)} = 31,33 + (4,12 - 25) * (-0,410\%)$$

$$V_{mpp(4,12^{\circ}C)} = 31,42 V$$

$$V_{mpp(58,25^{\circ}C)} = 31,33 + (58,25 - 25) * (-0,410\%)$$

$$V_{mpp(58,25^{\circ}C)} = 31,19 V$$

Por lo tanto, el rango de tensiones del punto de máxima potencia que debe ser soportado por el inversor es calculado multiplicando los valores de tensión de máxima potencia de cada módulo solar obtenidos para diferentes condiciones por el número de paneles conectados en serie del ramal, obteniéndose así, la tensión máxima y mínima que proporciona el generador fotovoltaico en condiciones de máxima potencia:

$$V_{mpp(4,12^{\circ}C)TOTAL} = V_{mpp(4,12^{\circ}C)} * Ns$$

$$V_{mpp(4,12^{\circ}C)TOTAL} = 31,42 V * 1 String$$

$$V_{mpp(4,12^{\circ}C)TOTAL} = 31,42 V$$

$$V_{mpp(58,35^{\circ}C)TOTAL} = V_{mpp(58,35^{\circ}C)} * Ns$$

$$V_{mpp(58,35^{\circ}C)TOTAL} = 31,19 V * 1 String$$

$$V_{mpp(58,35^{\circ}C)TOTAL} = 31,19 V$$

Inversor elegido

Para la elección del inversor a instalar para la conversión de potencia continua a potencia alterna del generador solar fotovoltaico y posterior autoconsumo, se consideran los siguientes valores que se detallan en la Tabla 18.

Tabla 18 Tensiones y corrientes requeridas para elección de inversor.

Estación	Tensión de máxima potencia V_{mpp}	Tensión de circuito abierto V_{oc}	Corriente de corto circuito I_{sc}
Invierno	$V_{mpp} (4,12^{\circ}C)$ 31,42 V	$V_{OC}(4,12^{\circ}C)$ 38,53 V	$I_{SC}(4,12^{\circ}C)$ 18,16 A
Verano	$V_{mpp} (58,25^{\circ}C)$ 31,19 V	$V_{OC}(58,25^{\circ}C)$ 38,35 V	$I_{SC}(58,25^{\circ}C)$ 18,22 A

Fuente: Elaboración propia

Atendiendo a estos valores de tensión y corriente, se elige el micro inversor de APsystems modelo YC500I, cuya tabla de especificaciones técnicas es:

Ilustración 58 Especificaciones técnicas del inversor elegido.

INPUT DATA (DC)	
MPPT Voltage Range	22-45V
Operation Voltage Range	16V-52V
Maximum Input Voltage	55V
Startup Voltage	22V
Maximum Input Current	12A X 2

Fuente: AP systems.

Para la elección de este modelo de inversor se tienen en cuenta varios puntos a destacar:

El rango de tensiones en el que el inversor puede trabajar oscila entre **16 V y 52 V**, por tanto, trabajará perfectamente bajo cualquiera de las condiciones en las que se encuentren.

Cuando los paneles estén trabajando en condiciones invernales la tensión total que producirán en dicho punto de máxima potencia oscilará entre, $V_{mpp(4,12^{\circ}C)} = 31,42 V$ y $V_{mpp(58,25^{\circ}C)} = 31,19 V$ que está dentro del rango de tensiones.

Además, si los paneles entregando la máxima potencia en verano, como máximo suministrarán una tensión de circuito abierto entre, $V_{oc(4,12^{\circ}C)} = 38,53$ y $V_{oc(58,25^{\circ}C)} = 38,35 V$ que también se encuentran en el rango de tensión de funcionamiento del micro inversor.

La máxima tensión de entrada a módulos es de $55 V_{DC}$, por tanto, cumple perfectamente los requerimientos técnicos de la instalación solar ya como máximo los paneles solares suministran una tensión de circuito abierto de $V_{oc(4,12^{\circ}C)} = 31,42 V$ bajo condiciones ambientales invernales.

La corriente máxima de entrada al inversor es $12 A \times 2 = 24 A$, este valor es superior a la máxima corriente proporcionada por los paneles solares de $I_{sc(4,12^{\circ}C)} = 18,16 A$ y $I_{sc(58,25^{\circ}C)} = 18,22 A$ que es la producida en condiciones de cortocircuito a una temperatura ambiente de $1^{\circ}C$ y $27^{\circ}C$ respectivamente.

La potencia nominal de paneles para la que está diseñado este inversor es $540 Wp$, pero permite un rango de potencias de funcionamiento de paneles de entre $500 Wp$ y $548 Wp$ en el cual el rendimiento del inversor seguirá siendo máximo ya que se supone que los paneles no entregarán la máxima potencia siempre, el generador fotovoltaico en este caso suministrará una potencia de $540 Wp$ como máximo, valor que está dentro del rango de potencias para que el micro inversor está dimensionado y en el caso de llegar a producir la máxima potencia, el inversor funcionará a pleno rendimiento.

El micro inversor AP systems cumple con los requerimientos técnicos para este tipo de equipos, destinados a la producción de energía mediante la tecnología solar fotovoltaica, pero para su colocación en el exterior debido a su índice de protección

IP67²⁸, se recomienda instalar dentro de una caseta para aumentar su grado de protección ante condiciones externas adversas.

3.4.3 Dimensionamiento de la sección del conductor

Para el cálculo de la sección en los tramos de corriente continua se utiliza la ecuación:

$$S = \frac{2 * L * I_{CC}}{u * C * U} \quad (3.20)$$

donde:

- S : sección teórica del conductor en $[mm^2]$.
- L : longitud del conductor [m].
- I_{CC} : corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles [A].
- u : es la caída de tensión [V] que como máximo pueden tener los conductores. (La máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%.
- C : es la conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es $58 \text{ m}/\Omega * mm^2$.

En el segundo tramo de la instalación donde ya se ha producido la conversión de potencia continua a potencia alterna, la instalación del cableado es diferente, en este tramo los conductores de tipo 0,6/1kV, están constituidos de cobre con aislamiento PVC y el diseño para distribución en baja tensión.

En este tramo el cableado será monofásico con lo que la sección teórica mínima que se utiliza en los conductores por caída de tensión, dada por la ecuación:

²⁸ Grado de protección de cubiertas de equipos eléctricos: Totalmente protegido contra el polvo y protegido contra los efectos de la inmersión. Fuente: NB 777

$$s = \frac{2 * L * I * \cos\varphi}{u * C} = \frac{2 * L * P}{C * u * U_L} \quad (3.21)$$

donde:

- S : sección teórica del conductor en $[mm^2]$.
- L : longitud del conductor [m].
- P : potencia máxima que transporta el cable [W].
- U : caída de tensión [V] que como máximo pueden tener los conductores. (La máxima caída de tensión permitida en conductores de alterna es del 3%.)
- C : es la conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso siempre se utiliza cobre y su conductividad es $58 \text{ m}/\Omega * mm^2$.
- U_L : tensión de línea de la red [V].

3.4.3.1 Tramos de cableado.

Los tramos de los que está formada la instalación son los siguientes:

1- Panel Solar – Interruptor termomagnético para corriente continua.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L : longitud del conductor [m]. Se toma como longitud del cable, a la distancia del módulo más alejado hasta la caja de conexión, 2 m.
- I_{cc} : corriente máxima que circula por los conductores que es la de cortocircuito de los paneles [A]. El ramal suministra una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos que lo forman, 8,62 A.
- u : caída de tensión [V] que como máximo pueden tener los conductores.

(La máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%. En este tramo existe una tensión igual a la tensión de punto de máxima potencia de cada panel $V_{mpp} = 31,33 V$.

-C: conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso siempre se utilizara cobre y su conductividad es $58 m/\Omega \cdot mm^2$.

La sección mínima que deben tener los conductores del tramo en corriente continua, de la ecuación (3.20):

$$s = \frac{2 * 2 * 8,62}{0,015 * 58 * 31,33}$$
$$s = 1,26 mm^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de $2,08 mm^2$.

Esta sección corresponde a un calibre # 14 AWG.

El panel solar utiliza su propio conector MC4, la corriente nominal de los conectores es de 30 (A), y están diseñados para un calibre de conductor de 12 y 10 AWG (4 y 6 mm²), el cual está sobredimensionado.

2- Interruptor termomagnético de corriente continua – Inversor.

Está comprendido entre la salida del interruptor termomagnético de corriente continua al inversor.

El inversor tiene conectores MC4 a la entrada, los cuales tienen una corriente nominal de 30 (A), y están diseñados para un calibre de conductor de 12 y 10 AWG (4 y 6 mm²).

3- Inversor – red de baja tensión.

Está comprendido desde la salida monofásica del inversor hasta el punto de conexión a la red de baja tensión donde se inyecta la potencia continúa producida por el generador fotovoltaico convertida a alterna por el inversor.

Este circuito es en corriente alterna y su instalación es diferente a los demás tramos diseñados anteriormente.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L : longitud del conductor [m]. Se tomará como longitud del cable, la distancia entre la caseta del inversor y el punto de conexión a la red de baja tensión, 30 m.

- I_{cc} : corriente máxima que circula por los conductores que es la de cortocircuito de los paneles [A]. El ramal suministra una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos que lo forman, 8,62 A.

- U_L : tensión de línea de la red [V]. A la salida del inversor la tensión de 230 V.

- u : caída de tensión [V] que como máximo pueden tener los conductores. Según (La máxima caída de tensión permitida en conductores de alterna es del 3%.

- C : es la conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso siempre se utiliza cobre y su conductividad es $58 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$.

El cableado del último tramo se realiza con conductores de cobre aislado en PVC y al tratarse de un tramo de corriente alterna, la sección mínima que los conductores será, de la ecuación (3.21):

$$s = \frac{2 * 30 * 17,24 * 0,9}{0,03 * 58 * 230}$$
$$s = 2,43 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de $3,31 \text{ mm}^2$. Esta sección corresponde a un calibre # 12 AWG.

La sección de cable elegido según normativa (NB 777 tabla.17) será 12 AWG, con PVC 60° C (TW) o PVC 75° C (THW) a temperatura ambiente de 30° C (hasta 3 conductores agrupados).

La corriente que circula desde el inversor hasta el punto de conexión a la red de baja tensión debido a su conexión en paralelo, 17,24 A. Que viene dada por la

potencia máxima que el inversor puede entregar a la red, que es de 548 W y la tensión a la cual se realiza la conexión, 230V.

3.4.4 Dimensionamiento de protecciones

Para proporcionar seguridad tanto a los equipos que forman parte de la instalación solar fotovoltaica, como al personal encargado de su mantenimiento, es necesario proporcionar una serie de elementos de protección que aseguren una correcta operación del sistema.

Al igual que para el cálculo del cableado de la instalación, el cálculo de protecciones se realiza independientemente para cada uno de los circuitos que forman la instalación, ya que las protecciones deben ser distintas para cada tramo dependiendo la naturaleza continua o alterna del tramo y al valor de corriente admisible por los conductores.

Protecciones de corriente continua.

Es necesario que la interrupción se realice gradualmente, sin bruscas anulaciones de la corriente que darían lugar a elevadas sobretensiones o sobre corrientes.

El esquema unifilar de la instalación, muestra los tramos pertenecientes a la parte de potencia continua, que se encuentran entre los paneles solares fotovoltaicos y la entrada al inversor:

1) Módulos solares - Inversor

Este tramo está protegido contra sobrecargas mediante fusibles en cada uno de los módulos del generador fotovoltaico que provoquen la apertura del circuito en caso de producirse una corriente superior a la admisible por los equipos o conductores de la instalación.

a) Fusibles:

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de $2,08 \text{ mm}^2$, por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles son:

* Primera condición:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (3.22)$$

Esta condición indica físicamente que el fusible debe dejar pasar la corriente necesaria para que la instalación funcione según la demanda prevista, pero no debe permitir que se alcance una corriente que deteriore el cable, concretamente, su aislamiento, que es la parte débil.

* Segunda condición:

$$I_f \leq 1,45 * I_z \quad (3.23)$$

Donde:

- I_b : corriente de diseño del circuito correspondiente.
- I_n : corriente nominal del fusible
- I_z : corriente máxima admisible del conductor protegido
- I_f : corriente que garantiza el funcionamiento efectivo de la protección

Esta condición expresa que en realidad los cables eléctricos pueden soportar sobrecargas transitorias sin deteriorarse de hasta un 145 % de la intensidad máxima admisible térmicamente y sólo entonces los fusibles han de actuar.

Los valores normalizados de fusibles son los que se muestran en la Tabla 19:

Tabla 19 Valores Normalizados de fusibles.

Fusibles (A)						
2	10	25	63	160	400	1000
4	12	32	80	200	500	1250
6	16	40	100	250	630	
8	20	50	125	315	800	

Fuente: Corrientes nominales de los dispositivos fusibles. Tabla 43 NB-777

Tabla 20 Intensidades Nominales Normalizadas de Fusibles en BT.

I_n (A)	Tiempo convencional (h)	I_f Corriente convencional de fusión
$I_n \leq 4$	1	$2,1 I_n$
$4 \leq I_n \leq 16$	1	$1,9 I_n$
$16 \leq I_n \leq 63$	1	$1,6 I_n$
$63 \leq I_n \leq 160$	2	$1,6 I_n$
$160 \leq I_n \leq 400$	3	$1,6 I_n$
$400 \leq I_n$	4	$1,6 I_n$

Fuente: Tiempos convencionales para fusibles tipos gl y gll – Corrientes convencionales de no fusión. Tablas 44 y 45 NB-777.

Se calculan los fusibles que protegen una Línea General de Alimentación de las siguientes características:

Potencia total instalada 548 W.

Sección del conductor de fase preseleccionado: cobre de $2,08 \text{ mm}^2$, equivalentes al calibre 14 AWG. (Anexo F).

Aplicando la Condición 1, se ve que en la Tabla 19. *Intensidades Nominales* normalizadas de los fusibles de BT, el fusible normalizado que se halla entre:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$8,4 \text{ A} \leq I_n \leq 15 \text{ A}$$

La única posibilidad es aumentar el valor de I_z , consiguientemente aumentar la sección de las fases. De la Tabla del Anexo F, Se selecciona la sección siguiente, la de $2,5 \text{ mm}^2$, con una $I_z = 15 \text{ A}$. Esta sección permite cumplir la condición, escogiendo un fusible de intensidad nominal 10 A.

$$8,4 \text{ A} \leq I_n = 15 \text{ A} \text{ (Cumple la condición 1)}$$

Comprobando la Condición 2 del fusible:

$$I_f \leq 1,45 * I_z$$

En la Tabla 19, el fusible elegido en la Condición 1, de $I_n = 10 \text{ A}$, está en el intervalo $[16 - 63] \text{ A}$ y, por tanto, la intensidad que por fabricación normalizada funde, al cabo de 1 hora de funcionamiento en esas condiciones, es de 1,6 veces su I_n , por lo tanto:

$$1,9 * 10 \text{ A} \leq 1,45 * 15 \text{ A}$$

$$19,00 \text{ A} \leq 21,75 \text{ A} \text{ (Cumple la condición 2)}$$

Finalmente, el fusible que se debe elegir es de $I_n = 10 \text{ A}$, con secciones de los conductores de fase de la Línea General de Alimentación en ducto, quedando éstos de $2,08 \text{ mm}^2$, equivalente al calibre 14 AWG. (Anexo F).

Protecciones de corriente alterna:

Las protecciones de corriente alterna estarán ubicadas aguas abajo del inversor, para la protección de las conexiones y al circuito de la vivienda.

La protección de corriente alterna se diseña para el último tramo del circuito:

2) Micro-Inversor - Red de baja tensión.

El sistema de protecciones de este último tramo debe acogerse a los requerimientos de la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión y además tener en cuenta los siguientes requisitos:

Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51Hz y 49 Hz) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 V).

- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación.
- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
- La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la vivienda.

El micro inversor APsystems seleccionado para esta instalación, incorpora las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia. Además, este micro inversor posee un transformador por tanto proporciona la separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas exigidas.

Por consiguiente, las protecciones que se instalan en este tramo son; un interruptor general manual (magnetotérmico) y un interruptor automático diferencial de sobre tensiones.

a) Interruptor general manual:

Para el cálculo de la intensidad nominal del interruptor a utilizar en este tramo, es necesario calcular la corriente máxima admisible por los conductores y la corriente normal de empleo que se produce en este tramo.

La sección de los conductores de este tramo es de $3,31 \text{ mm}^2$, equivalente al calibre 12 AWG. (Anexo F). Por tanto, la corriente máxima admisible por los conductores es:

$$I_z = I_{admissible} = 25 \text{ A}$$

La intensidad de diseño se calcula a partir de la ecuación:

$$I = \frac{P}{U_L * \cos\varphi} \quad (3.25)$$

La potencia será la correspondiente al tramo de la instalación que se está protegiendo.

El valor de la intensidad normal de funcionamiento que circulara por el tramo vendrá dado por la potencia máxima que el inversor puede entregar a la red, que es de 548 W y la tensión a la cual se realizara la conexión, 220 V, teniendo en cuenta que el factor de potencia proporcionado por las instalaciones solares fotovoltaicas debe ser igual a la unidad.

$$I = \frac{548}{220 * 1}$$

$$I = 2,49 A$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del magneto térmico será:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$2,49 A \leq I_n \leq 25 A$$

$$I_n = 20 A$$

El interruptor magnetotérmico tendrá una intensidad nominal de 20 A en la línea el inversor y el punto de conexión a la red de baja tensión.

Además de las condiciones estándar que deben cumplir todos los interruptores de este tipo, el magnetotérmico utilizado en este último tramo debe tener una capacidad de corte igual o superior a la intensidad de cortocircuito que como norma defina la compañía distribuidora, para este caso, la intensidad de cortocircuito que puede producirse en un punto de conexión a su red es de 6 kA, por tanto, este interruptor magnetotérmico deberá tener una capacidad de corte de al menos este valor.

Se elige un interruptor magneto térmico bipolar para tensiones de 240/415V marca Sica modelo SuperLimit 762220 de 20 A y poder de corte 6 kA.

b) Interruptor diferencial:

Se instala un interruptor diferencial que proporcionan protección a las personas contra descargas eléctricas, tanto en el caso de contactos directos como contactos indirectos y también protección del sistema para detectar las fugas a tierra midiendo la corriente que circula por los conductores.

Según la tabla 21, dispositivos a corriente diferencial-residual en Baja Tensión, (Características típicas de un dispositivo F1), los interruptores diferenciales deben poseer una intensidad diferencial-residual máxima de 30 mA para aplicaciones domésticas y 300 mA para otras aplicaciones e intensidad asignada que la del interruptor general.

Tabla 21 Características típicas de un dispositivo F1.

Corriente nominal (A)	Corriente diferencial residual (mA)	Tensión nominal (V)	Capacidad de interrupción (A)
40	30	380	1500
40	500	500	1500
63	30	380	1500
125	500	380	1500

Fuente: Norma NB777

Se selecciona un diferencial de 40 A con sensibilidad de 30mA marca Sica modelo 785640 adaptable al magnetotérmico escogido anteriormente.

3.4.5 Diseño de estructura de soporte

Definición de cargas:

Carga viva de mantenimiento (q_{viva})

La carga viva se utiliza para realizar el mantenimiento del sistema, está diseñada para que una persona pueda circular y realizar el trabajo de manera cómoda y tomando las precauciones necesarias normadas.

Partiendo de la relación de la fuerza ejercida por la unidad de superficie:

$$P = \frac{F}{A} \left(\frac{N}{m^2} \right)$$

En el diseño se tomará una masa de 80 kg de seguridad, entonces:

Si:

$$1 \frac{kgf}{m^2} = 9,81 \frac{N}{m^2}$$

$$q_{viva} = 80 \frac{kgf}{m^2} * \frac{9.81 \frac{N}{m^2}}{1 \frac{kgf}{m^2}}$$

$$q_{viva} = 784,8 \frac{N}{m^2}$$

Carga de viento (q_{viento})

La carga del viento se calculará con la siguiente expresión:

$$q_{viento} = 0,005 * v^2 * c_d \quad (3.27)$$

Donde:

q_{viento} : Carga de viento (Kgf/m^2)

v: Velocidad del viento (Km/h)

cd: Coeficiente de forma

cd= 0,70 (barlovento)

cd= -0,60 (Sotavento)

Velocidad promedio del viento La Paz =106,2 km/h \cong 100 km/h²⁹

Tabla 22 Velocidades básicas del viento en ciudades.

Ciudad	v (m/s)	v (km/h)
La Paz	29,5	106,2
Cochabamba	44,3	159,5
Oruro	29,4	105,8
Potosí	30,2	108,7
Santa Cruz	42,6	153,4
Sucre	32,4	116,6
Tarija	24,0	86,4
Trinidad	40,0	144,0
Cobija	26,5	95,4

Fuente: Anteproyecto de Norma Boliviana Acciones sobre las estructuras

Para el lado del barlovento:

$$q_{viento} = 0,005 * \left(106 \frac{\text{km}}{\text{h}}\right)^2 * 0,70$$

²⁹ Velocidad promedio básicas en ciudades. Fuente: Anteproyecto Norma Boliviana APNB1225003-1, Acciones sobre las estructuras- Acción del viento (Tabla 5.3),2015.

$$q_{viento} = 39,33 \frac{kgf}{m^2}$$

$$q_{viento} = 385,8 \frac{N}{m^2}$$

Para el lado del sotavento:

$$q_{viento} = 0,005 * \left(106 \frac{km}{h}\right)^2 * (-0,60)$$

$$q_{viento} = -33,72 \frac{kgf}{m^2}$$

$$q_{viento} = -330,7 \frac{N}{m^2}$$

Carga de nieve (q_{nieve})

Para el cálculo de la carga de nieve se utiliza la siguiente ecuación:

$$q_{nieve} = c_d * \gamma_n * e \quad (3.28)$$

Donde:

q_{nieve} : Carga de nieve (Kgf/m^2)

c_d : Coeficiente de forma

γ_n : Peso específico de la nieve (Kgf/m^3)

e : Espesor de la nieve (m)

Por tanto, considerando como datos, un peso específico de $300 \text{ kg}/\text{m}^3$ una altura de acumulación máxima de nieve de 5 cm, se tiene:

$$q_{nieve} = 0,80 * 300 \frac{kgf}{m^3} * 0,05$$

$$q_{nieve} = 12 \frac{kgf}{m^2}$$

$$q_{nieve} = 117,7 \frac{N}{m^2}$$

Carga permanente (q_{muerta})

La carga actuante en la estructura, estará conformada por el peso propio de cada elemento, cubierta y demás accesorios como se observa en la Tabla 23.

Tabla 23 Cargas de la Instalación.

Peso Propio estructura (13 Perfiles acero Zincado ranurados SE/40x2000)	224,6 $\frac{N}{m^2}$
Accesorios (16 escuadras, 78 pernos, tuercas y volandas)	39,9 $\frac{N}{m^2}$
Paneles, (2 paneles solares fotovoltaicos monocristalinos)	116,7 $\frac{N}{m^2}$
Total	381,3 $\frac{N}{m^2}$

Fuente: Elaboración propia.

Entonces:

$$q_{muerta} = 381,3 \frac{N}{m^2}$$

Cargas actuantes:

Tabla 24 Cargas actuantes.

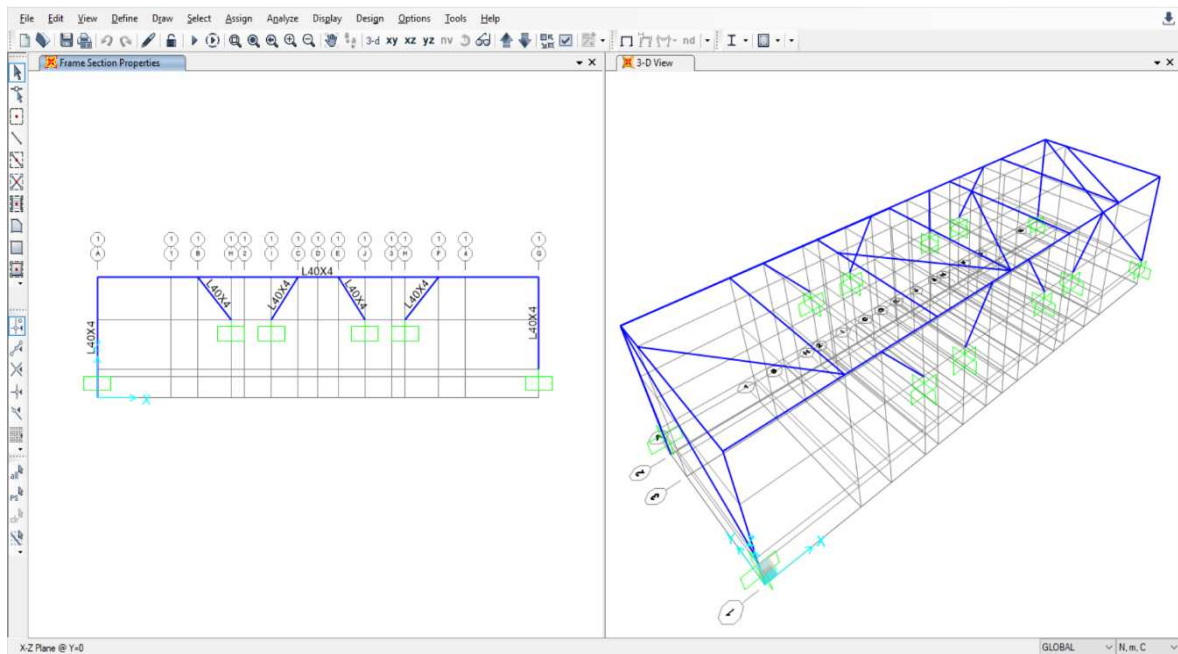
Descripción	Carga (N/m^2)
Carga Viva	784,8
Carga del viento	385,8
	-330,7
Carga de nieve	117,7
Carga muerta	381,3

Fuente: Elaboración propia.

Con las cargas y el material definido, utilizando el software SAP 2000 se hace un análisis completo de la estructura:

Se realiza el trazado de la estructura completa con las medidas y apoyos correspondientes.

Ilustración 59 Modelado de la estructura SAP 2000.



Fuente: Elaboración Propia.

Se selecciona el material y las características del mismo utilizado en el proyecto:



Ilustración 60 Parámetros del material utilizado en la estructura.

Material Property Data

General Data

Material Name and Display Color	A36
Material Type	Steel
Material Grade	Grade 36
Material Notes	Modify/Show Notes...

Weight and Mass

Weight per Unit Volume	76972,86
Mass per Unit Volume	7849,0474

Units

N, m, C

Isotropic Property Data

Modulus Of Elasticity, E	1,999E+11
Poisson, U	0,3
Coefficient Of Thermal Expansion, A	1,170E-05
Shear Modulus, G	7,690E+10

Other Properties For Steel Materials

Minimum Yield Stress, Fy	2,482E+08
Minimum Tensile Stress, Fu	3,999E+08
Expected Yield Stress, Fye	3,723E+08
Expected Tensile Stress, Fue	4,399E+08

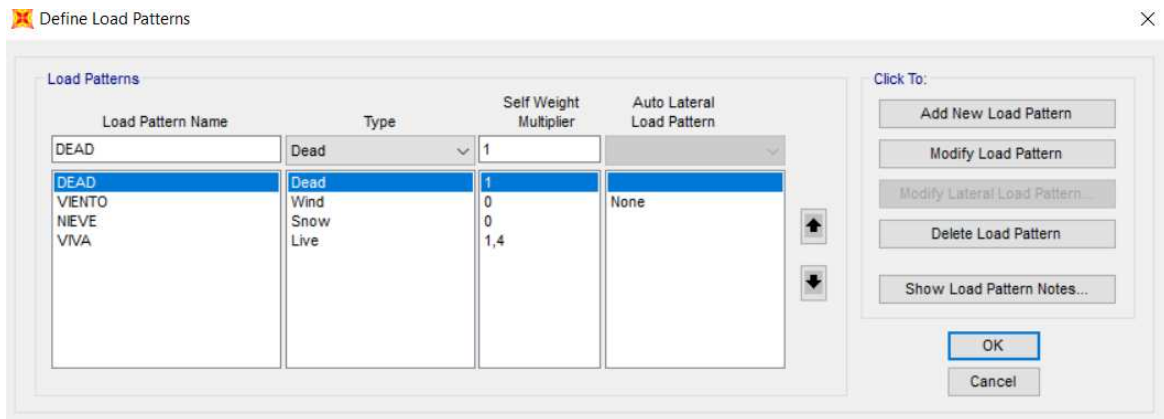
Switch To Advanced Property Display

OK Cancel

Fuente: Elaboración Propia.

Se define la cantidad de cargas que influyen en la estructura:

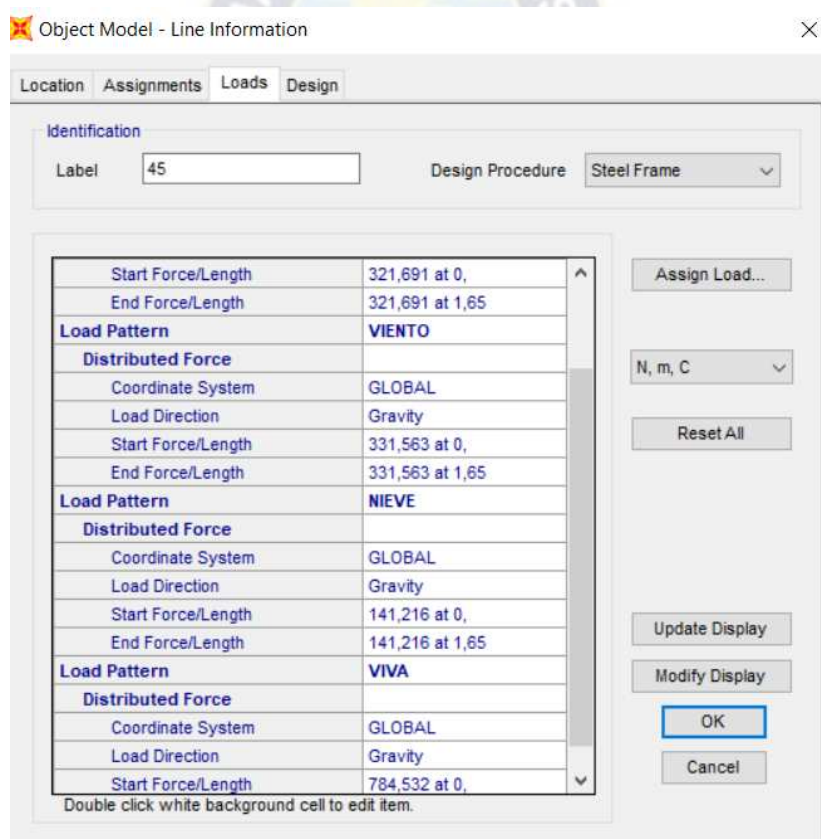
Ilustración 61 Definición de las cargas actuantes en la estructura.



Fuente: Elaboración Propia.

Se introducen los datos de las cargas actuantes:

Ilustración 62 Valores de las cargas calculadas.



Fuente: Elaboración Propia.

Para que el análisis sea completo se define una combinación de todas las cargas existentes.

Ilustración 63 Definición de la combinación de cargas actuantes sobre la estructura.

Load Combination Name (User-Generated)

Notes

Load Combination Type

Options

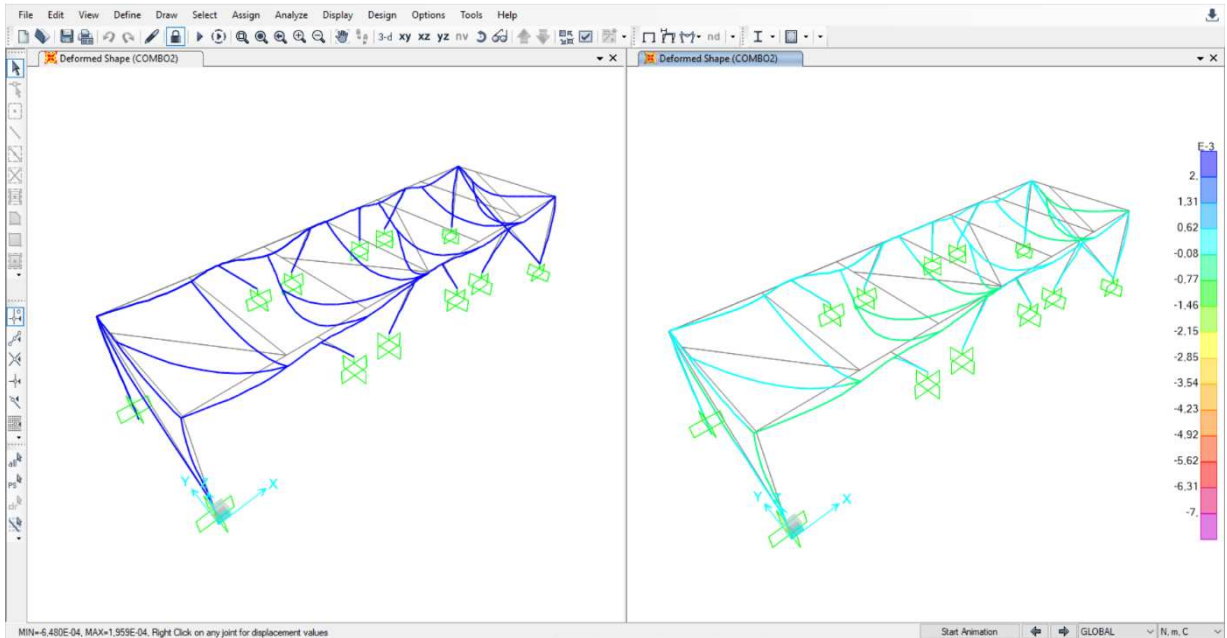
Define Combination of Load Case Results

Load Case Name	Load Case Type	Scale Factor
VIVA	Linear Static	14,
DEAD	Linear Static	14,
VIENTO	Linear Static	14,
NIEVE	Linear Static	14,
VIVA	Linear Static	14,

Fuente: Elaboración Propia.

Finalmente se simula el programa para verificar si la estructura cumple con el diseño someténdola a todas las cargas actuantes.

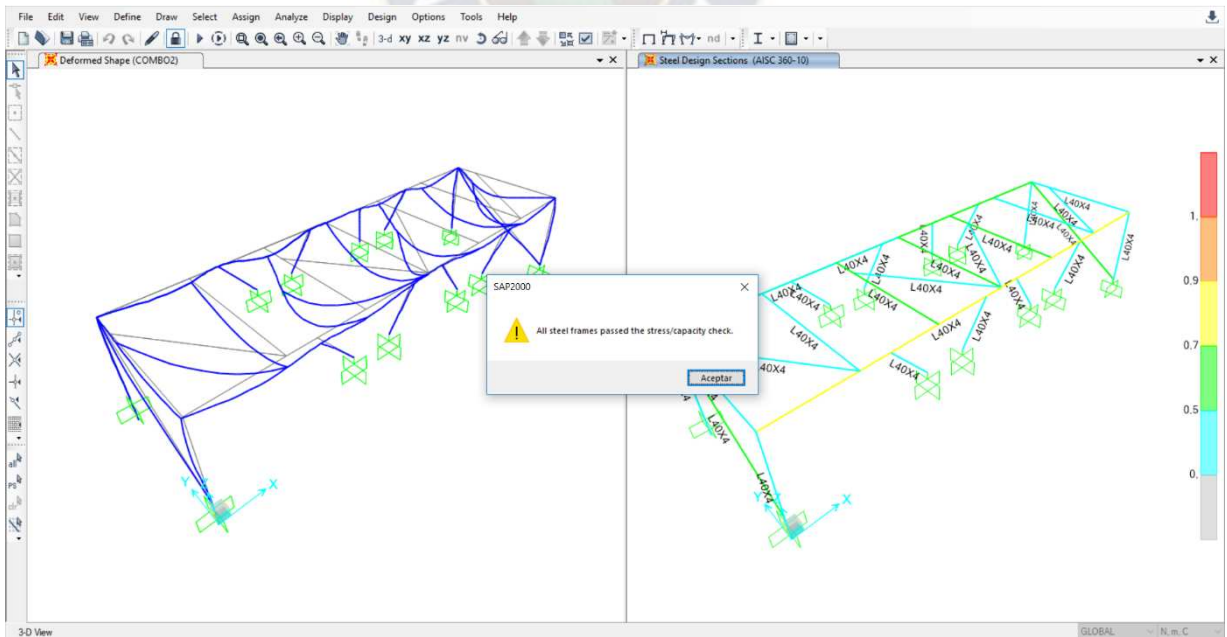
Ilustración 64 Simulación SAP 2000.



Fuente: Elaboración Propia.

Probando todos los componentes en estudio, el programa indica que todos los marcos de acero pasaron de control de la capacidad de estrés.

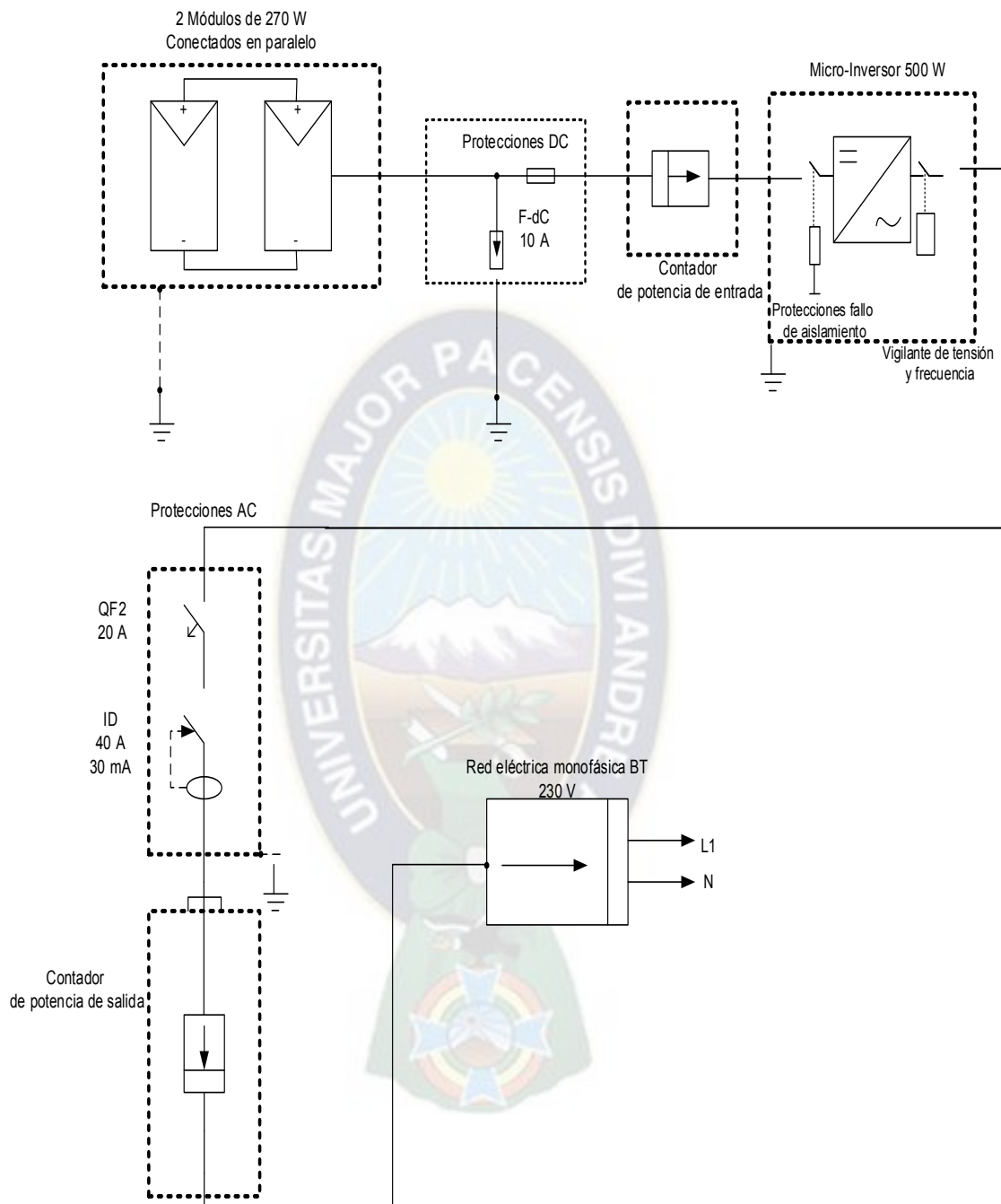
Ilustración 65 Verificación del estado en de la estructura sometido a cargas extremas.



Fuente: Elaboración Propia.

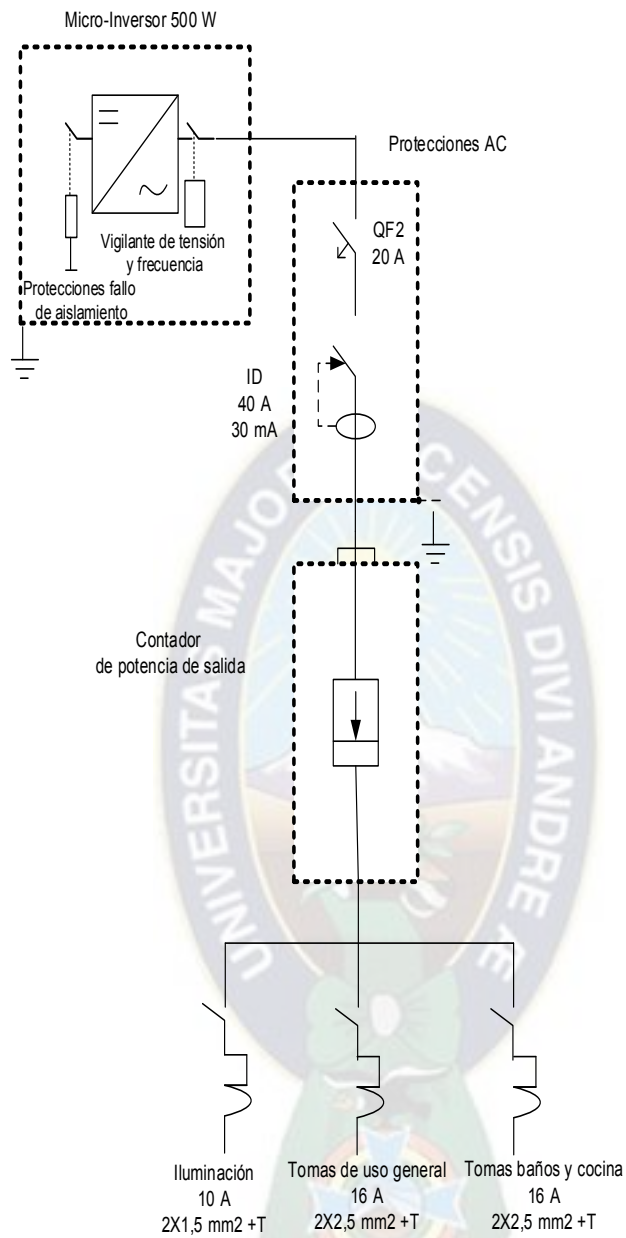
3.5 Esquemas de conexión

Ilustración 66 Esquema de conexiones del Sistema Completo.



Fuente: Elaboración Propia.

Ilustración 67 Diagrama Unifilar Circuito conectado al inversor



Fuente: Elaboración Propia.

3.6 Memoria de cálculo

3.6.1 Parámetros energéticos del sistema instalado

Tabla 25 Parámetros energéticos del sistema instalado.

Parámetros Energéticos	
Potencia Paneles Solares del Sistema (kW)	Un ramal de 2 paneles solares fotovoltaicos de 0,540 kWp, conectados en paralelo.
Hora Solar Pico (HSP)	5,33 HSP
Energía Generada (Egen)	2 983 Wh/día
Energía Útil del sistema (Eut)/día	2 386 Wh/día
Energía Útil del sistema (Eut)/mes	71,58 kWh/mes

Fuente: Elaboración propia.

3.6.2 Orientación e inclinación

Tabla 26 Orientación e inclinación de paneles solares.

Orientación e Inclinación de los módulos fotovoltaicos del Sistema	
Ángulo de azimut	$\alpha=0^\circ$
Periodo de diseño	β óptimo
Verano (diciembre)	$\beta= 5^\circ$
Invierno (julio)	$\beta = 37^\circ$
Anual	$\beta= 25^\circ$

Fuente: Elaboración propia.

3.6.3 Cuantificación de cargas para el sistema

Tabla 27 Cuantificación de cargas para el sistema.

Cuantificación de cargas para el sistema	
DD1: Demanda de Diseño de Equipos (W)	1 552 (W)
DD2: Demanda de Diseño de Iluminación (W)	199,2 (W)
DDT: Demanda total (W)	1 752 (W)
HU: Horas de uso diario promedio (h)	2,37 (h)
DTd: Demanda total de descarga diaria (Wh/día)	4 141 (Wh/día)
Energía Generada (Egen)	2 983 (Wh/día)

Fuente: Elaboración propia.

3.6.4 Equipos instalados

Tabla 28 Equipos instalados.

Equipo	N.º	Material	Características
Paneles Solares	2	Semiconductores, Varios	270 Wp mono cristalinos
Micro-Inversor	1	Metálico	Potencia 500 W, voltaje de salida 220 - 230 VCA, Frecuencia de salida 50 – 60 Hz
Caja de Protecciones	1	Plástico	Caja IP 65

Fuente: Elaboración propia

3.6.5 Protecciones del sistema

Tabla 29 Protecciones del sistema.

Dimensionamiento de Protecciones del Sistema	
Protecciones de corriente directa DC:	
a) Fusibles:	$I_n = 10 \text{ A}$
Protecciones de corriente alterna AC:	
a) Interruptor general manual:	Interruptor magneto térmico automático bipolar para tensiones de 240/415V marca Sica modelo SuperLimit 7622-20 de 20 A y poder de corte 6 kA.
b) Interruptor diferencial:	Bloque bipolar diferencial de 40 A con sensibilidad de 30mA marca Sica modelo 7856-40 adaptable al magneto térmico escogido anteriormente.

Fuente: Elaboración propia.

3.6.6 Dimensionamiento de secciones de conductor

Tabla 30 Dimensionamiento de secciones de conductor.

Secciones de cableado	
1) Módulos solares - Caja de conexión de grupo	14 AWG
2) Caja de conexión de generador fotovoltaico - Inversor	14 AWG
3) Inversor - Red de baja tensión	12 AWG
4) Cable conectado a tierra	14 AWG

Fuente: Elaboración propia.

3.6.7 Estructura soporte

Tabla 31 Detalle de cargas por componente de la estructura soporte.

Detalle de Cargas N/m^2	
Peso Propio estructura (13 Perfiles acero Zincado ranurados SE/40x2000)	224,6 $\frac{N}{m^2}$
Accesorios (16 escuadras, 78 tornillos, tuercas y volandas)	39,9 $\frac{N}{m^2}$
Paneles, (2 paneles solares fotovoltaicos monocristalinos)	116,7 $\frac{N}{m^2}$
Total	381,3 $\frac{N}{m^2}$

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 32 Resumen de cargas actuantes.

Resumen de cargas	
Descripción	Carga (N/m^2)
Carga Viva	784,8
Carga del viento	329,6
	-282,5
Carga de nieve	141,3
Carga muerta	321,70

Fuente: Elaboración propia.

4. MANUFACTURA

4.1 Especificación de componentes

Tabla 33 Especificación de componentes.

Componente	N.º	Material	Características
Paneles Solares	2	Semiconductores, Varios	270 Wp mono cristalinos
Micro-Inversor	1	Metálico	Potencia 500 W, voltaje de salida 220 - 230 VCA, Frecuencia de salida 50 – 60 Hz
Caja de Protecciones	1	Plástico	Caja con grado de protección IP 65
Estructura soporte (Perfiles, Tornillos y escuadras)	1	Acero Zincado, acero galvanizado.	Perfiles laminados de Acero Zincado de 2000x40x40 mm Con tornillería de acero galvanizado.

Fuente: Elaboración Propia.

4.2 Proceso de montaje

Se debe realizar una inspección visual para considerar los siguientes aspectos y parámetros inherentes a la instalación y montaje de los sistemas de energía solar los cuales se detallan a continuación:

- a)** No instalar y accionar componentes fotovoltaicos en lugares en los que puedan producir mezclas gaseosas fácilmente inflamables, se aconseja una buena ventilación entre los paneles, la estructura, y los cables de la conexión eléctrica deben ir agrupados en ductos normalizados para evitar cualquier inconveniente.
- b)** Los paneles deberán ubicarse con orientación norte, asegurando la ausencia de sombras.
- c)** Se debe verificar que exista el acceso para el montaje y mantenimiento de los equipos especialmente de los paneles.

d) Se debe reducir en lo posible la distancia desde el inversor a las protecciones y de este, a los puntos de la instalación a la red de corriente eléctrica, además protegerlos contra influencias atmosféricas.

e) El trazo del cableado debe ser lo más directo posible.

Si los paneles se ubican en el techo el ángulo del techo deberá formar parte del ángulo de inclinación y además deberá haber una separación de 5 a 10 cm entre el panel y el techo, para crear una capa de aire.

Se deben seguir los siguientes pasos fundamentales.

- Montar el panel en la estructura.
- Fijar la estructura del panel orientado al norte.
- Conectar el cable N°14 AWG a los bornes del panel.
- Conectar un cable desde la estructura del panel, hasta la barra de cobre de aterramiento por lo menos 30 cm en el suelo.
- Asegurar los cables con grapas y extender hasta el lugar previsto para los componentes (Inversor, protecciones y medidores)
- Ubicar el inversor y medidor en un lugar cercano al panel en un lugar seco, ventilado y fuera del alcance de los niños.

Los módulos solares producen una corriente con incidencia de luz, con una baja incidencia de luz también existe tensión completa, por ello se debe cubrir los módulos solares con una cubierta impermeable y fijar firmemente hasta el momento de la conexión.

- Durante la instalación los módulos no deben ponerse en cortocircuito. ni tocar nunca los extremos de líneas desnudos.

- Aislar al instante cada extremo de la línea que no se conecte al momento.

- Realizar los trabajos de conexión en un lugar seco y mantener los componentes protegidos de humedad durante la instalación.

- Controlar la polarización correcta durante el cableado en corriente directa.

Ver ANEXO M. (ESTRUCTURACIÓN DE TAREAS MINI SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO) y ANEXO N. (DESGLOSE POR NIVELES ESTRUCTURACION DE TAREAS PARA EL MONTAJE DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO)

4.3 Operación y mantenimiento

Las instalaciones solares fotovoltaicas de autoconsumo requieren escaso mantenimiento, siguiendo el Plan de Mantenimiento no es de esperar que se produzcan averías en la instalación. El mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos es de carácter preventivo y correctivo. No tienen partes móviles sometidas a desgaste, ni requiere cambio de piezas ni lubricante.

Entre otras cuestiones, es muy recomendable realizar revisiones periódicas de las instalaciones, para asegurar que todos los componentes funcionan correctamente. La experiencia demuestra que los sistemas fotovoltaicos tienen muy pocas posibilidades de avería, especialmente si la instalación se ha realizado correctamente y si se realiza un mantenimiento preventivo.

A la hora de plantear el mantenimiento se deben considerar los siguientes puntos:

Las operaciones necesarias de mantenimiento.

- Las operaciones a realizar por el usuario y las que debe realizar el instalador.
- La periodicidad de las operaciones de mantenimiento.

El mantenimiento de la instalación solar fotovoltaica lo puede realizar el usuario final del sistema. Se recomienda al usuario controlar la labor del mantenimiento con el Reporte de orden de trabajo. (Ver Anexo K).

Se recomienda seguir detalladamente los pasos dichos anteriormente en este capítulo y utilizar como guía el Manual de Operación y Mantenimiento.

Ver Anexo O. (MANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO)

Ver Anexo P. (DIAGRAMA DE TIEMPOS Y FUNCIONES)

5. COSTOS

El estudio de viabilidad se extiende a los primeros 20 años de vida pues son los años en los que el rendimiento de los módulos solares es mayor y porque un período de estudio superior provocaría una mayor incertidumbre.

Se estima que la vida útil de una planta fotovoltaica siguiendo un adecuado mantenimiento, es más de 30 años para los paneles y estructuras de soporte, 20 años para la electrónica (Micro inversor) y para los elementos auxiliares tales como el cableado, canalizaciones, cajas de conexión.

Para realizar el estudio económico se ha analizado el costo total de la inversión en bolivianos.

Pérdidas de energía: Anteriormente se ha calculado la energía de autoconsumo, calculada a partir de la radiación solar incidente sobre los paneles. Pero el rendimiento de los módulos solares, según el fabricante, tienen una garantía de 95% de la potencia de salida durante los primeros 12 años y un 85% hasta cumplir los 25 primeros años.

Esto se traduce en que está garantizado por el fabricante un coeficiente de caída del rendimiento anual del 0,83%.

Mantenimiento y conservación: gastos por reparaciones y mantenimiento.

Servicios de profesionales independientes: si se tiene que contratar un ingeniero o un técnico electricista, siempre que no estuviera ya incluido dentro del pago de la empresa instaladora.

Insumos: por ejemplo, el agua destilada utilizada para la limpieza de los paneles.

DATOS DE PARTIDA:

LAS INVERSIONES DEL PROYECTO

Son los recursos invertidos al inicio y durante la marcha del proyecto, se empezará a recibir ingresos una vez recuperadas estas inversiones.

INVERSIÓN INICIAL

La inversión inicial para un proyecto de generación fotovoltaico de conexión a red se compone de los paneles solares fotovoltaicos, los inversores, la estructura de soporte, los elementos de interconexión que se necesiten para la puesta en marcha del proyecto.

Tabla 34 Costos de la instalación del Sistema Solar Fotovoltaico de autoconsumo

COSTOS DE INSTALACION DE EQUIPOS, INSUMOS Y MANO DE OBRA						
N°	PARTIDA	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD TOTAL	COSTO UNITARIO (Bs.)	COSTO TOTAL (Bs.)
1	SUMINISTRO DE EQUIPOS					
1.1	Módulos Fotovoltaicos	Módulos solares monocristalinos Marca Bluesun de 270 W	Pza.	2.00	1632.00	3,264.00
1.2	Inversores	Micro-Inversor monofásico de 500 W marca APS modelo YC500I	Pza.	1.00	3260.00	3,260.00
1.3	AC Meter	Medidor AC	Pza.	1.00	70.00	70.00
1.4	DC Meter	Medidor DC	Pza.	1.00	40.00	40.00
SUBTOTAL SUMINISTRO DE EQUIPOS						6,634.00
2	ESTRUCTURA					
2.1	Estructura soporte sistema	Pieza de acero Zincado en caliente con tornillería de acero galvanizado en caliente o acero inoxidable	Pza.	13.00	44.44	577.78
SUBTOTAL ESTRUCTURA						577.78
3	CABLEADO					
DC						
3.1	Cable conexión entre módulos	Cable unipolar de cobre AWG N° 12 IP68 resistente al agua, y frío extremo.	Pza.	4.00	10.00	40.00
AC						

3.2	Conexionado en corriente alterna protecciones-red	Cable unipolar de cobre AWG N° 12 con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de PVC. Conexionado a módulos fotovoltaicos mediante empalmes y punteras terminales, medida la unidad instalada.	m	12.00	4.00	48.00
3.3	Instalación de puesta a tierra	Cable unipolar de cobre AWG N° 14 con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de PVC. Conexionado a módulos fotovoltaicos mediante empalmes y punteras terminales, medida la unidad instalada.	m	10.00	3.50	35.00
SUBTOTAL CABLEADO						123.00
4	ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y CONEXIONES	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (Bs.)	COSTO TOTAL (Bs.)
DC						
4.1	Protección DC caja fusiblera	2 fusibles Rapidplus de DF o similar de 14x51 de 10 A de 1000 VdC.	Pza.	2.00	50.00	100.00
4.2	Conectores terminales	El set de conectores MC4 está compuesto por conectores MC4 con 1 machos 1 hembra, y conectores MC4 con 1 hembras 1 macho.	Pza.	2.00	70.00	140.00
AC						

4.3	Interruptor Magnetotermico	Interruptor magnetotérmico, o llave térmica, dispositivo capaz de interrumpir la corriente eléctrica de un circuito 20 A.	Pza.	1.00	38.00	38.00
4.4	Interruptor Diferencial	Interruptor Diferencial tipo A - 40A 300 mA	Pza.	1.00	80.00	80.00
4.5	Caja de protecciones	Caja para protecciones, resistentes a la corrosión con grado de protección, IP-65.	Pza.	1.00	60.00	60.00
4.6	Cañería ducto 3/4"	Cañería de polietileno no flexible para instalaciones eléctricas.	m	6.00	5.00	30.00
4.7	Tubo corrugado 1"	Tubería corrugada de polietileno de doble pared flexible para instalaciones eléctricas.	m	15.00	2.50	37.50
SUBTOTAL ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y CONEXIONES						485.50
5	Ingeniería, Diseño, logística, instalación y puesta en marcha*					988.75
COSTO TOTAL						8,809.03
* Los costos de , Ingeniería, diseño, mano de obra logística y puesta en marcha están especificados en el capítulo 4. Manufactura del proyecto.						
RESUMEN DE COSTOS						
TOTAL EQUIPOS					Bs.	6,634.00
TOTAL EJECUCION MATERIAL					Bs.	1,186.28
TOTAL INSTALACIÓN MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA					Bs.	988.75
COSTO TOTAL					Bs.	8,809.03

Fuente: Elaboración propia

6. REGISTRO DE DATOS

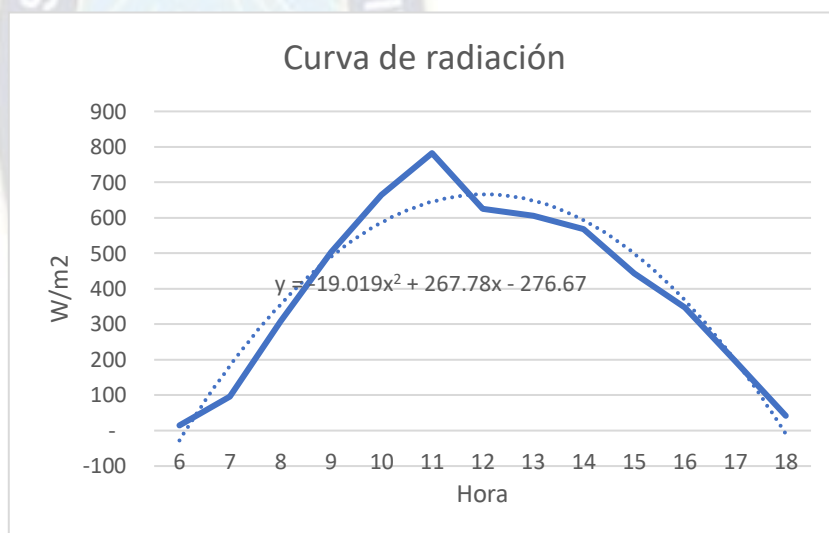
6.1 Registro de datos de radiación solar

La estación meteorológica ubicada en el Instituto de Investigaciones Mecánicas y Electromecánica, mediante un piranómetro instalado al mismo, se puede obtener datos de radiación, con los que se realizan los estudios correspondientes.

Una vez recolectados los datos, se procede a la tabulación y elaboración de gráficas de radiación de cada mes.

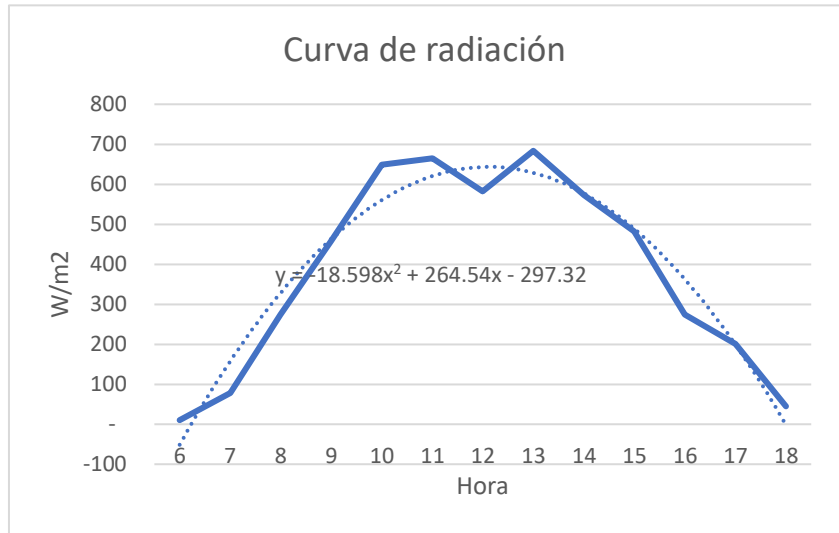
La radiación promedio correspondiente al mes de diciembre, desde el día de la puesta en marcha del sistema 10/12/2018.

PROMEDIO POR HORA	
hrs	Rad (W/m ²)
6:00	15
7:00	96
8:00	308
9:00	503
10:00	664
11:00	782
12:00	626
13:00	606
14:00	568
15:00	443
16:00	347
17:00	197
18:00	42



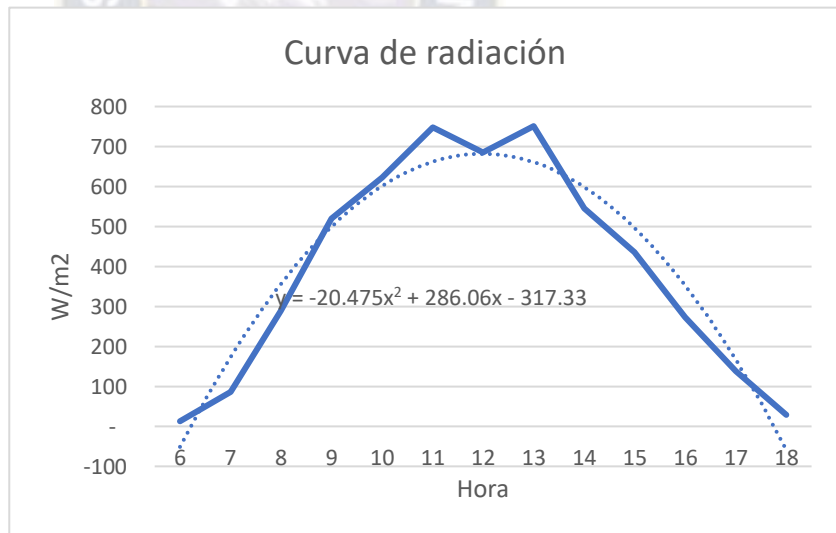
Radiación Promedio correspondiente al mes de enero.

PROMEDIO POR HORA	
hrs	Rad (W/m ²)
6:00	10
7:00	78
8:00	274
9:00	458
10:00	649
11:00	665
12:00	582
13:00	684
14:00	573
15:00	482
16:00	275
17:00	201
18:00	44



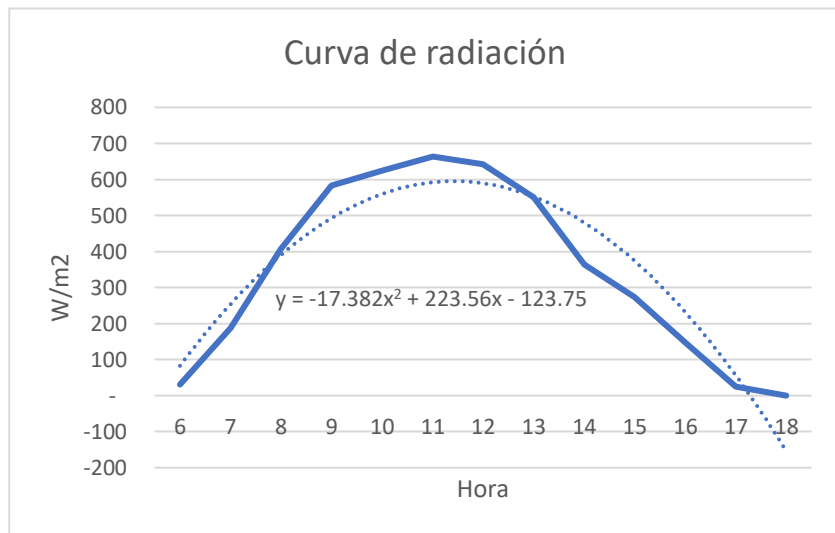
Radiación Promedio correspondiente al mes de febrero.

PROMEDIO POR HORA	
hrs	Rad (W/m ²)
6:00	13
7:00	86
8:00	290
9:00	520
10:00	623
11:00	747
12:00	685
13:00	751
14:00	545
15:00	436
16:00	273
17:00	139
18:00	29



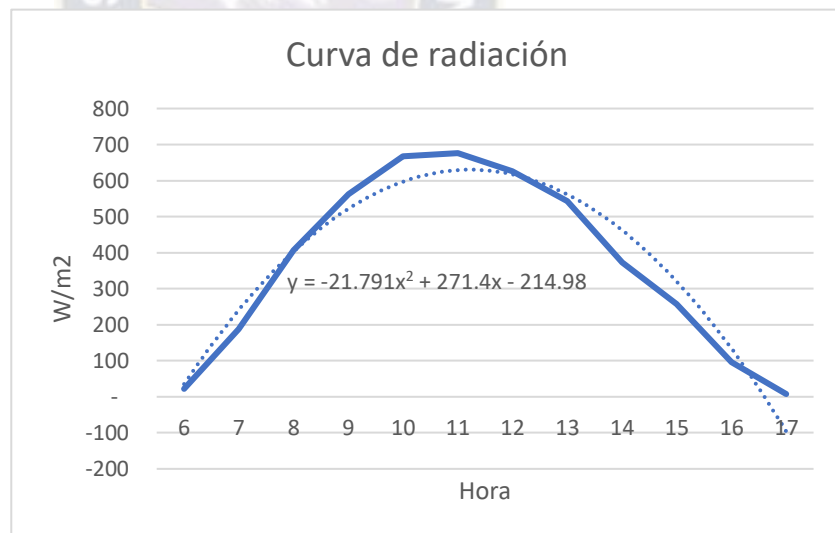
Radiación Promedio correspondiente al mes de marzo.

PROMEDIO POR HORAS	
hrs	Rad (W/m ²)
6:00	31
7:00	188
8:00	406
9:00	583
10:00	625
11:00	664
12:00	642
13:00	550
14:00	364
15:00	274
16:00	148
17:00	24
18:00	0



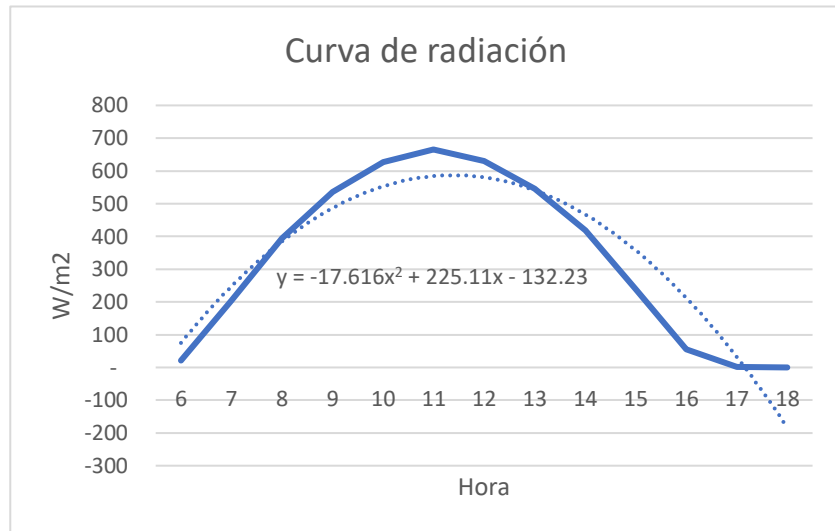
Radiación Promedio correspondiente al mes de abril.

PROMEDIO POR HORAS	
hrs	Rad (W/m ²)
6:00	22
7:00	188
8:00	406
9:00	562
10:00	668
11:00	676
12:00	627
13:00	542
14:00	374
15:00	258
16:00	95
17:00	8
18:00	-



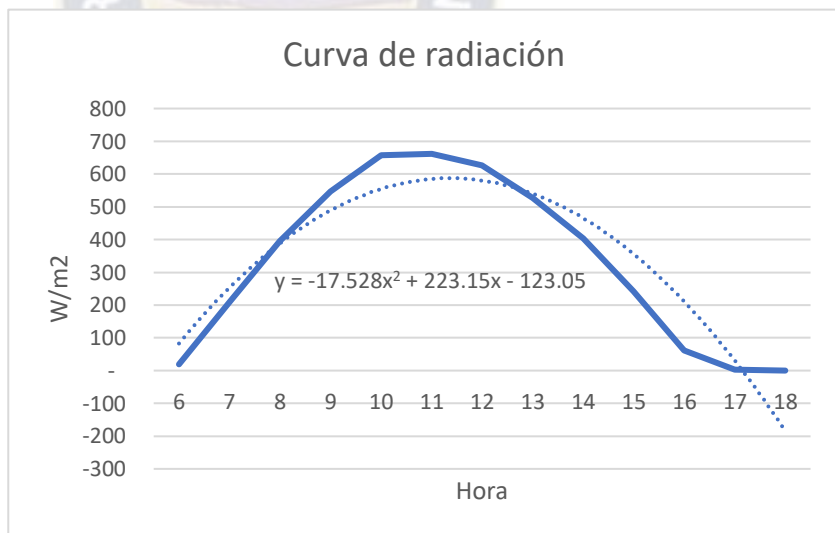
Radiación Promedio correspondiente al mes de mayo.

PROMEDIO POR HORA	
hrs	Rad (W/m ²)
6:00	21
7:00	204
8:00	395
9:00	535
10:00	627
11:00	665
12:00	630
13:00	546
14:00	418
15:00	239
16:00	56
17:00	2
18:00	-



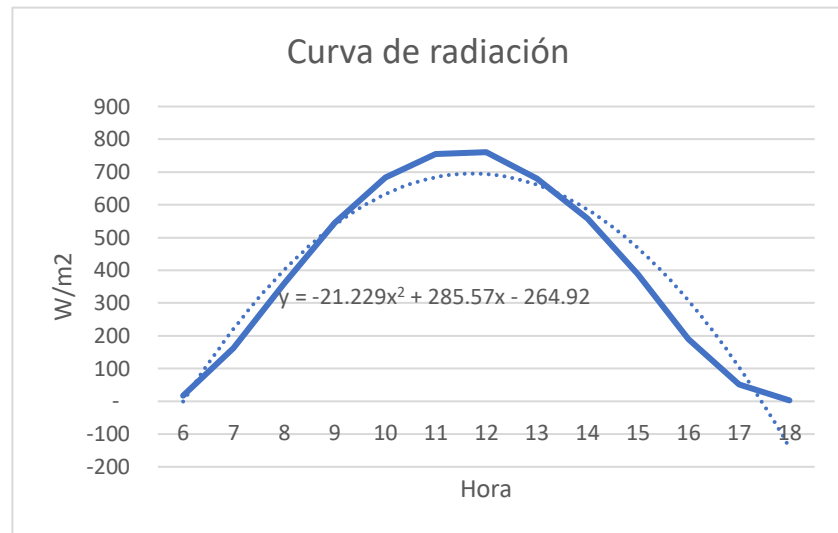
Radiación Promedio correspondiente al mes de junio.

PROMEDIO POR HORA	
hrs	Rad (W/m ²)
6:00	19
7:00	209
8:00	396
9:00	547
10:00	657
11:00	662
12:00	626
13:00	527
14:00	403
15:00	242
16:00	61
17:00	2
18:00	-



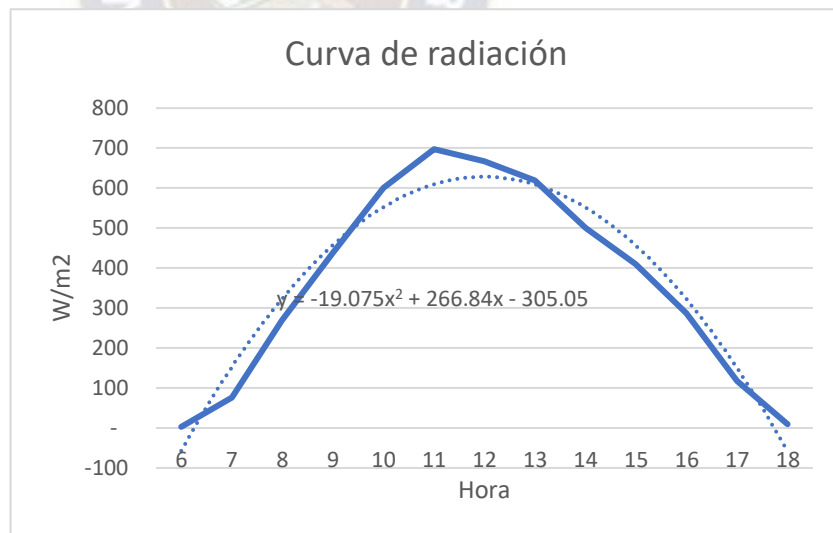
Radiación Promedio correspondiente al mes de julio.

PROMEDIO POR HORAS	
hrs	Rad (W/m ²)
6:00	17
7:00	163
8:00	359
9:00	546
10:00	683
11:00	756
12:00	761
13:00	680
14:00	558
15:00	389
16:00	190
17:00	51
18:00	3



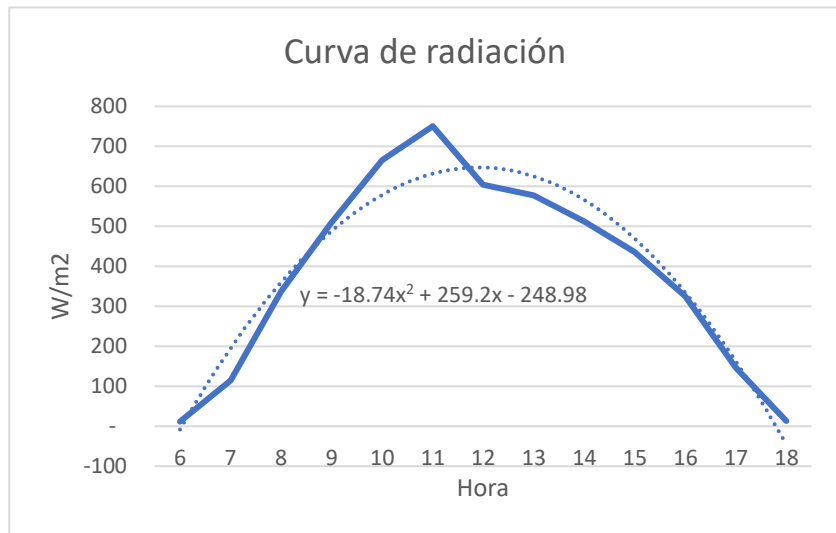
Radiación Promedio correspondiente al mes de agosto.

PROMEDIO POR HORAS	
hrs	Rad (W/m ²)
6:00	3
7:00	76
8:00	269
9:00	438
10:00	600
11:00	697
12:00	667
13:00	619
14:00	500
15:00	410
16:00	287
17:00	118
18:00	10



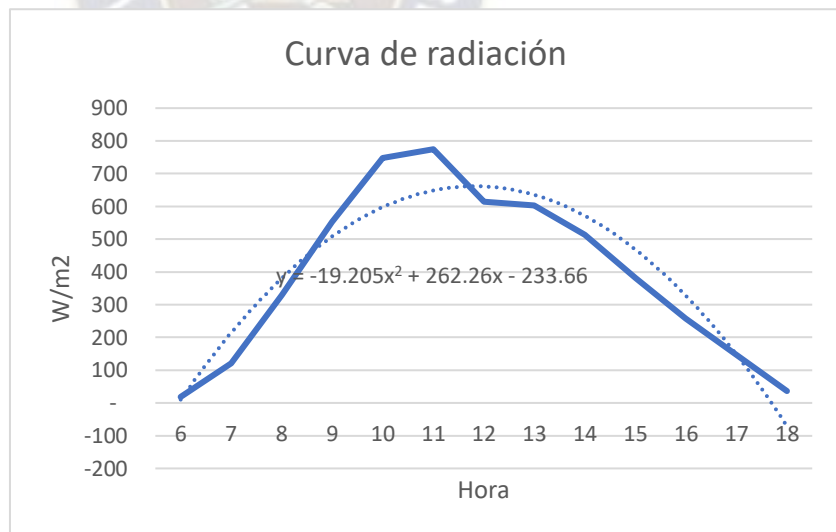
Radiación Promedio correspondiente al mes de septiembre.

PROMEDIO POR HORA	
hrs	Rad (W/m ²)
6:00	12
7:00	114
8:00	336
9:00	510
10:00	665
11:00	750
12:00	605
13:00	578
14:00	512
15:00	436
16:00	325
17:00	146
18:00	13



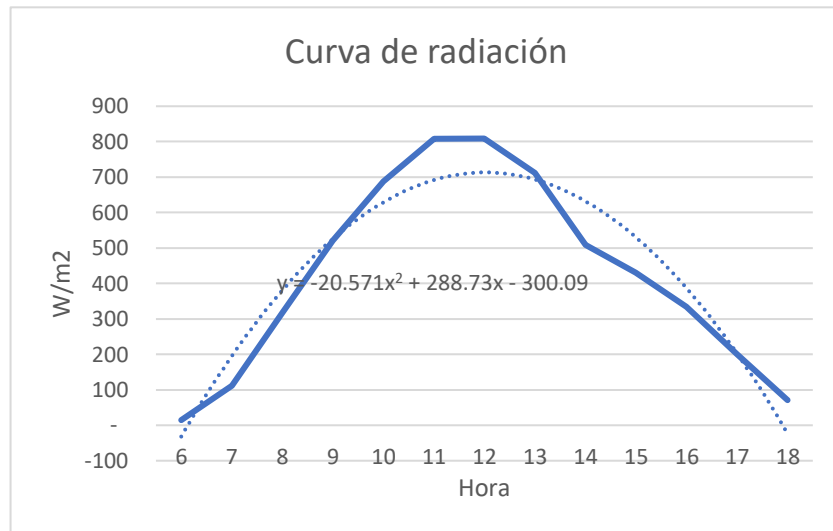
Radiación Promedio correspondiente al mes de octubre.

PROMEDIO POR HORAS	
hrs	Rad (W/m ²)
6:00	18
7:00	122
8:00	329
9:00	553
10:00	748
11:00	774
12:00	615
13:00	602
14:00	514
15:00	381
16:00	258
17:00	147
18:00	37



Radiación Promedio correspondiente al mes de noviembre.

PROMEDIO POR HORAS	
hrs	Rad (W/m ²)
6:00	15
7:00	111
8:00	317
9:00	521
10:00	688
11:00	808
12:00	809
13:00	712
14:00	508
15:00	431
16:00	334
17:00	200
18:00	71



Con los datos de radiación que se toma de la estación meteorológica del Instituto de Investigaciones, se grafican las curvas de radiación de cada mes, de las cuales se obtienen datos de energía útil generada por el sistema. (Ver Anexo Q)

7. EVALUACIÓN

7.1 Evaluación económica

Según las cotizaciones del material más adecuado para la realización del proyecto y tan sólo haciendo referencia a módulos e inversores se tiene los escenarios en la Tabla 35:

Tabla 35 Posibles Escenarios económicos según el material para una instalación solar fotovoltaica.

Escenario	Tecnología de Paneles	Cantidad de Inversores	Capacidad del Inversor
1	Silicio policristalino	1	500 W
2	Teluro de cadmio TeCd monocristalino	1	500 W
3	Silicio monocristalino	1	500 W
4	Silicio policristalino	2	250 W
5	Teluro de cadmio TeCd policristalino	2	250 W
6	Silicio monocristalino	2	250 W

Fuente: Elaboración Propia.

Los escenarios ordenados económicamente de menor a mayor, resultan de la siguiente forma:

Tabla 36 Escenarios económicos ordenados de acuerdo al costo.

Escenario	Tecnología de Paneles	Cantidad de Inversores	Capacidad del Inversor
2	Teluro de cadmio TeCd monocristalino	1	500 W
5	Teluro de cadmio TeCd policristalino	2	250 W
1	Silicio policristalino	1	500 W
3	Silicio monocristalino	1	500 W
4	Silicio policristalino	2	250 W
6	Silicio monocristalino	2	250 W

Fuente: Elaboración Propia.

Económicamente, teniendo en cuenta el coste de módulos e inversores tal y como se menciona previamente, los escenarios de menor precio serían aquellos con paneles de Teluro de Cadmio, CdTe.

Por tanto, si tan sólo se hace referencia a los resultados obtenidos tanto del análisis financiero, el escenario más económico es el número 2, es decir, aquel con tecnología de Teluro de Cadmio policristalino y Micro inversor de 500 W.

Si se piensa en el momento en que se lleva a cabo la instalación y en sus labores diarias de operación y mantenimiento una vez que el sistema se encuentre en funcionamiento, no es el escenario más recomendable.

Por otro lado, y a pesar de no ser el escenario más económico, respecto a módulos e inversores como se analiza, se decide escoger el escenario 3 valorando lo analizado técnicamente y sus futuros gastos respecto a cableado, estructuras, mantenimiento, limpieza, etc. Durante las fases de construcción y generación de energía eléctrica.

Por tanto, con esta decisión se garantiza una buena producción y rentabilidad siendo los componentes bastante eficientes, causando pocas pérdidas del inversor y módulos.

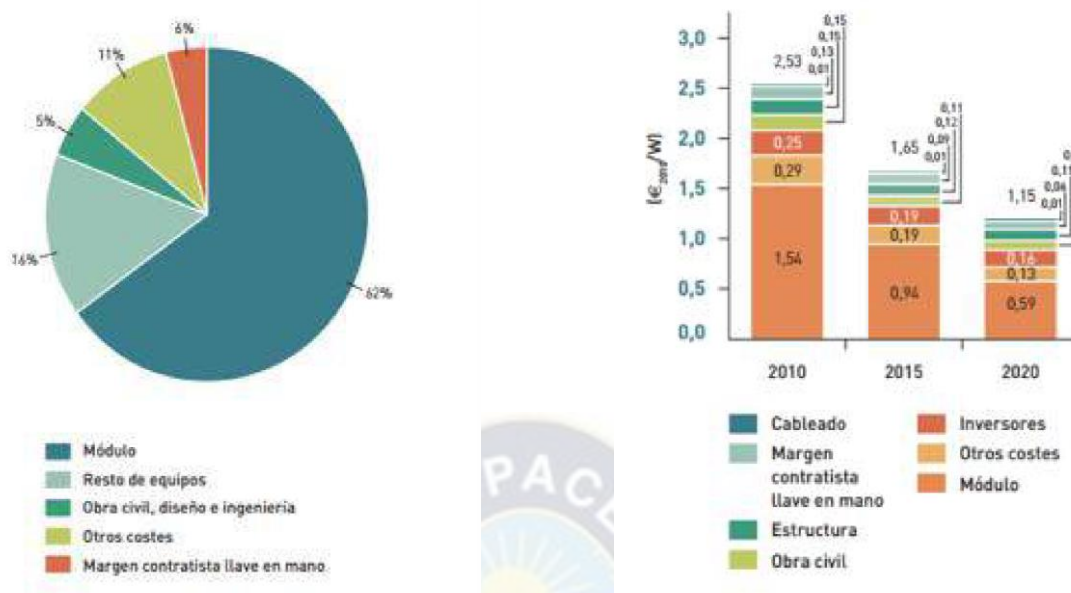
Otros factores a tener en cuenta son:

- En el caso de la instalación con paneles de Teluro de Cadmio, CdTe, son necesarios muchos más módulos que en el resto de configuraciones con las distintas tecnologías. Se trata de una gran diferencia, de aquellos de Teluro de Cadmio, CdTe frente a módulos de Silicio monocristalino o policristalino.
- En gran cantidad de módulos, conlleva mayor cableado, estructuras, etc.
- Por tanto, a mayor número de módulos y estructuras, se precisa de más componentes y mayor costo de mantenimiento.

En base a todos estos factores, se escoge la tecnología de Silicio monocristalino.

Para la elección del escenario más adecuado, no sólo se tiene en cuenta el aspecto técnico sino también el factor económico.

Ilustración 68 Costes de inversión para instalaciones fotovoltaicas.



Fuente: Fuente: Bloomberg New Energy Finance New Energy Outlook, 2017

En la Ilustración 68, se aprecia cómo el módulo es el elemento más costoso, seguido del inversor y a continuación el resto de la instalación.

Por ello, se procede a hacer un análisis económico en base a esos elementos de la mini planta solar fotovoltaica con el fin de estudiar la eficiencia energética de retorno con el escenario escogido.

7.1.1 Valor actual neto (VAN)

El Valor Actual Neto es un indicador financiero que sirve para determinar la viabilidad del Proyecto.

El VAN cuenta con una tasa de interés que se llama tasa de corte y es la que se usa para actualizar constantemente.

Dicha tasa de corte, es la que se considera al momento de realizar la inversión del Proyecto.

Considerando, la tasa de corte del VAN es:

- El interés del mercado. Lo que se hace es tomar una tasa de interés a largo plazo que se puede sacar fácilmente del mercado actual.

- La tasa en la rentabilidad. El tipo de interés que se marque en ese momento, depende de cómo se financia la inversión. En el caso que se realice con capital que otra persona quiera invertir, entonces la tasa de corte refleja el costo de capital ajeno. Cuando se hace con capital propio, como es el caso de este Proyecto, este tiene un coste directo, pero dará rentabilidad al accionista.

El VAN utiliza la fórmula:

$$\text{VAN} = \text{BNA} - \text{Inversión}$$

BNA: es el beneficio neto actualizado o el flujo de caja que se tiene.

Este método se debe utilizar siempre con el beneficio neto actualizado y no con el beneficio neto proyectado, para que las cuentas no fallen.

Para saber cuál es el BNA se hace un descuento de TD o tasa de descuento. Esta es la tasa de rentabilidad mínima, se basa en lo siguiente:

- Si la tasa resulta mayor que el BNA esto quiere decir que la tasa no se ha satisfecho y se tiene un VAN negativo.
- Si el BNA es igual a la inversión, esto quiere decir que se ha cumplido con la tasa, el VAN es igual a 0.

Cuando el BNA es mayor significa que se ha cumplido con la tasa y, además, se ha conseguido sacar una ganancia.

7.1.2 Tasa interna de retorno TIR

La Tasa Interna de Retorno (TIR), es la tasa de descuento que se tiene en el Proyecto y que permite que el BNA sea como mínimo igual a la inversión.

Cuando se habla del TIR se habla de la máxima tasa de descuento TD, que el Proyecto puede tener para que se pueda ver como apto.

Para hallar el TIR de la forma correcta, los datos que se necesitan son el tamaño de la inversión y el flujo de caja neto proyectado.

Considerando:

- Siempre que se vaya a hallar el TIR, se debe usar la fórmula del VAN que se observa en la parte superior. Pero reemplazando el nivel de VAN por 0, para que pueda dar la tasa de descuento.
 - A diferencia del VAN, cuando la tasa es muy alta, indica que el Proyecto no es rentable.
 - Si la tasa resulta menor, quiere decir que el Proyecto es rentable.
- ** Mientras más baja sea la tasa, mucho más rentable es el Proyecto.

En la Tabla 37, se muestran los resultados de VAN y TIR del Proyecto ejecutado.



Tabla 37 Flujo de caja neta, estimación del VAN

Estimación del Valor Actual Neto - VAN													
CONCEPTO	AÑO												
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Flujo de efectivo inicial													
Compra e instalación del equipo	-8,809												
Total de flujo inicial	-8,809												
Fluctuaciones anuales													
Tasa de Inflación del período %		2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Tasa de crecimiento del consumo %		5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Ahorro por energía	835	876	920	966	1,015	1,065	1,119	1,175	1,233	1,295	1,360	1,428	
Consumo promedio kWh	982	1,031	1,083	1,137	1,194	1,253	1,316	1,382	1,451	1,523	1,600	1,680	
Costo unitario en Bs/kWh	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
Costo de operación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Trabajo entregado kWh	982	1,031	1,083	1,137	1,194	1,253	1,316	1,382	1,451	1,523	1,600	1,680	
Costo unitario en Bs/kWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Margen bruto	835	876	920	966	1,015	1,065	1,119	1,175	1,233	1,295	1,360	1,428	
Menos gastos													
Costos de mantenimiento		0	0	0	35	0	0	0	0	35	0	0	
Total gastos	0	0	0	0	35	0	0	0	0	35	0	0	
Utilidad antes de impuestos	835	876	920	966	980	1,065	1,119	1,175	1,233	1,260	1,360	1,428	
Menos impuesto s/utilidades (25%)													
Utilidad neta del período	835	876	920	966	980	1,065	1,119	1,175	1,233	1,260	1,360	1,428	
Mas depreciación (50% DEL COSTO FINANCIERO)													
Total flujo de beneficios	835	876	920	966	980	1,065	1,119	1,175	1,233	1,260	1,360	1,428	
Flujos finales de valores residuales													
Maquinaria y equipo													
Capital de trabajo													
FLUJO NETO DEL PROYECTO	-8,809	835	876	920	966	980	1,065	1,119	1,175	1,233	1,260	1,360	1,428
VAN DEL PROYECTO	681.49	Con tasa de corte de 5%											
TIR DEL PROYECTO	6.22 %												

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 38 Cálculo de VAN y TIR.

CALCULO DE VAN Y TIR							
Periodo	Flujos netos de caja (Bs.)	Tipo de interes	0%	2%	5%	10%	15%
		VAN	Bs 4,407.00	Bs 2,705.63	Bs 681.49	-Bs 1,702.82	-Bs 3,289.82
0	-8,809.03	TIR	6.22%	6.22%	6.22%	6.22%	6.22%
1	835	Resultado VAN	Rentable	Rentable	Rentable	NO Rentable	NO Rentable
2	876	Resultado TIR	Rentable	Rentable	Rentable	NO Rentable	NO Rentable
3	920	<p style="text-align: center;">VAN</p>					
4	966						
5	980						
6	1065						
7	1119						
8	1175						
9	1233						
10	1260						
11	1360						
12	1428						

Fuente: Elaboración Propia.

7.1.3 Cálculo del Pay back

$$\begin{aligned}
 \text{PAY BACK} &= \text{Ultimo periodo con flujo acumulado negativo} \\
 &+ \left(\frac{\text{Valor absoluto del último flujo acumulado negativo}}{\text{Valor del flujo de caja neto en el siguiente periodo}} \right)
 \end{aligned}$$

Con los datos de Flujo de Caja:

$$\text{PAY BACK} = 8 + \left(\frac{|-873|}{1233} \right)$$

$$\text{PAY BACK} = 8,7 \text{ Años}$$

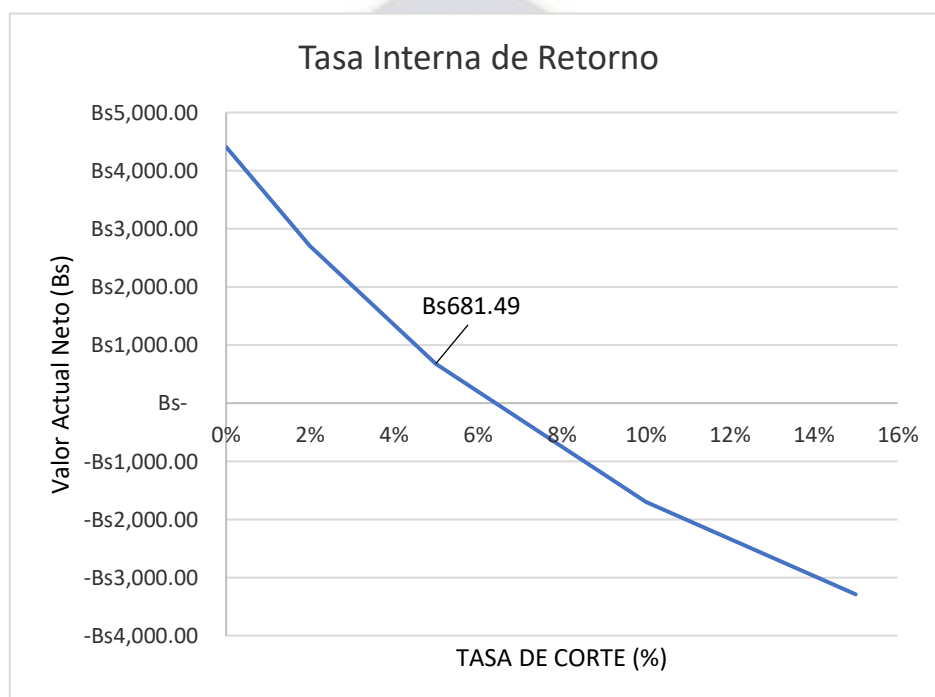
Resultados

Tabla 39 Resultados del estudio TIR y VAN.

Valor Actual Neto (VAN):	681.49
Tasa Interna de Retorno (TIR):	6,22%
Periodo de recuperación Payback:	8,7 años

Fuente: Elaboración Propia.

Ilustración 69 Evaluación del VAN y TIR.



Fuente: Elaboración Propia.

7.2 Evaluación técnica

Se realizó un análisis del principio de funcionamiento de los Sistemas fotovoltaicos conectados a la red, donde se combinan las características de generador y consumidor de energía, con el intercambio energético entre el sistema generador y el circuito de la vivienda: dando lugar al autoconsumo de energía solar.

Para tal fin se analizaron las condiciones de funcionamiento de los distintos componentes, curvas de carga del usuario residencial, curvas de radiación solar

medias anuales y por estación en la ciudad a partir de series históricas, relevadas en la zona y de forma analítica, su interacción con la red eléctrica de distribución.

A partir de la información relevada, se realizaron simulaciones a través de software específico para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, energía estimada a generar y sus rendimientos.

Se hizo el planteamiento y análisis de la modalidad de conexión más adecuada del sistema fotovoltaico a la red eléctrica. En este caso, la energía generada es entregada a las cargas de la vivienda generando su autoconsumo. En otras ocasiones, es posible que el sistema solar necesite obtener energía adicional de la red de suministro eléctrico, y puede hacerlo sin problema.

La medición neta registra la diferencia entre la energía consumida por el usuario y la generada por el sistema fotovoltaico.

La selección de la vivienda se realizó, con los fines de definir los criterios técnicos que debía tener la vivienda (consumo, orientación, características constructivas, interferencia de elementos ajenos que puedan producir sombras), definiéndose que la vivienda seleccionada debía encuadrar en el caso de estudio. Esto permite analizar sistemas fotovoltaicos en viviendas con características de consumo (curvas de carga) y su interacción con la red eléctrica ante distintas combinaciones de generación y demanda.

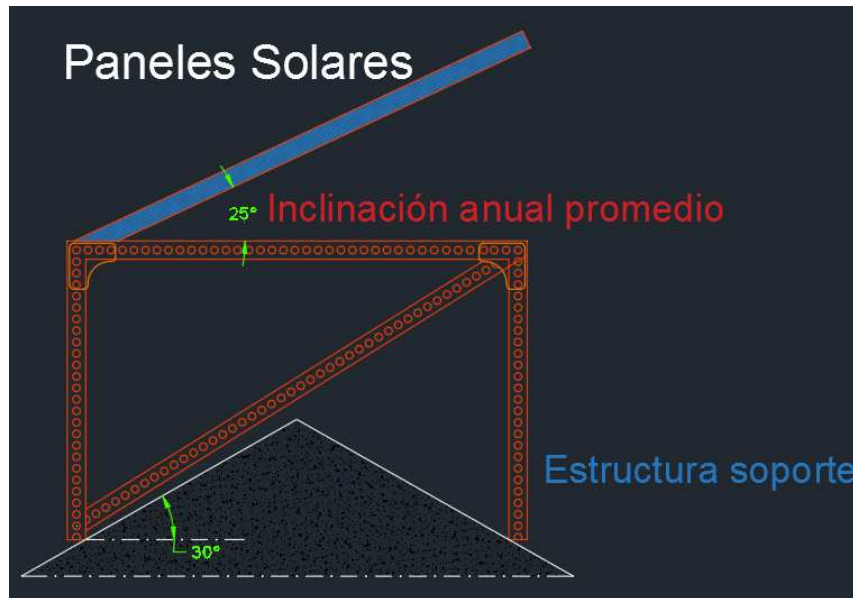
El Proyecto presenta la instalación realizada en la vivienda con Tarifa (consumo > a 220 V y < a 0,8 Bs./kWh) y con una potencia instalada de 540 Wp.

El sistema fotovoltaico analizado se encuentra en el departamento de La Paz, ubicado en el centro sur de la ciudad, aproximadamente a 3 433 m sobre el nivel del mar y con las consiguientes coordenadas geográficas: Latitud $-16,54^\circ$ y Longitud $-68,07^\circ$.

La vivienda seleccionada tiene como característica que la superficie del techo se compone de dos áreas con distintos ángulos de inclinación. Dicha característica llevó a diseñar las estructuras contemplando el ángulo de inclinación del techo inclinado, (Inclinación del Techo 30° a 40°) y una separación adecuada para facilitar el mantenimiento de los paneles solares.

En la Ilustración 70, se observa el diseño de las estructuras soportes con un ángulo de inclinación para los paneles de 25° y una perspectiva de la superficie disponible en el techo de la vivienda.

Ilustración 70 Inclinación anual promedio.



Fuente: Elaboración Propia

7.2.1 Equipamiento y componentes de la instalación fotovoltaica

Panel Solar Fotovoltaico Instalado.

Para la elección de los paneles FV se tuvieron en cuenta varias consideraciones previas, tales como Tecnología a Utilizar, Características de Diseño y Presupuesto disponible, y tomando en cuenta los resultados obtenidos en el software PVSyst.

Respecto a eficiencia, espacio requerido y producción se elimina el escenario con módulos de Silicio policristalino. Entre los dos restantes, siendo ambos escenarios óptimos para la configuración definitiva de la instalación, se concluye escogiendo el módulo de Silicio monocristalino considerado como el más acertado para esta instalación.

Se seleccionaron e instalaron 2 paneles FV de la Marca Bluesun Modelo BSM270M-60, de tecnología Monocristalina con una potencia de 270 Wp por módulo FV. En la Tabla 40 se presentan sus principales parámetros característicos.

Tabla 40 Hoja de datos paneles solares.

Módulo Solar Fotovoltaico BLUESUN 270 Wp	
Parámetros Eléctricos	
Módulo	BSM270M-60
Potencia Nominal Máxima (W)	38,46
Voltaje de circuito abierto Voc (V)	38,46
Voltaje a máxima potencia Vmp (V)	31,33
Corriente de corto circuito Isc (A)	9,09
Corriente a máxima potencia Imp (A)	8,82
Eficiencia del módulo (%)	16,51
Condiciones de trabajo	
Voltaje máximo del sistema	DC 1000 V
Temperatura de operación	-40°C ~ 85°C
Fusible de serie máxima	15 A
Máxima carga estática (frontal)	5400 Pa (112lb/ft ²)
Máxima carga estática (trasero)	2400 Pa (50lb/ft ²)
Clase de aplicación	Clase A
Parámetros Mecánicos	
Celdas (mm)	Mono 158x158
Peso (Kg)	18,20 Aprox.
Dimensiones (LxAxe) (mm)	1640x991x40
Sección del cable (mm ²)	4
Número de celdas y conexiones	60 (8x10)
Caja de conexiones	IP67, 3 diodos
Conectores	MC4 Compatible

Fuente: Elaboración Propia.

Inversor Convertidor de Corriente Continua a Corriente Alterna.

Para la elección del inversor se consideraron los requerimientos técnicos definidos por la configuración seleccionada de los paneles solares. Para ello se simularon y calcularon las tensiones y corrientes máximas y mínimas que podrían tenerse a la salida del generador fotovoltaico, teniendo en cuenta tanto el funcionamiento normal de los paneles a la hora de entregar la máxima potencia, como cuando están sometidos a condiciones de temperaturas extremas distintas a las establecidas.

Para el criterio de selección se tuvieron en cuenta los siguientes puntos a destacar:

- El rango de tensiones en que el inversor puede trabajar oscila entre 16 y 52 V para el funcionamiento en el punto de máxima potencia y como valor máximo de tensión en DC de 55 V.

- La corriente máxima de entrada al inversor es de 12 A, siendo el valor superior a la máxima corriente proporcionada por los paneles solares de I_{sc} (25°C) = 9,09 A, que será la producida en las condiciones de cortocircuito a una temperatura de celda de 25° C.

En función de los criterios mencionados, se seleccionó e instaló el inversor de la Marca SMA de origen francés, Modelo YC-500i. En la Tabla 39, se muestran las características eléctricas del inversor seleccionado.

Tabla 41 Hoja de datos técnicos Micro inversor

Micro inversor AP Systems YC-500i		
Entrada DC		
Rango de voltaje MPPT (V)	22-45	
Rango de voltaje de operación (V)	16-52	
Voltaje máximo de entrada (V)	55	
Voltaje de Puesta en marcha (V)	22	
Corriente máxima de entrada (A)	12 A x 2	
Salida AC		
Voltaje nominal de salida	208 V	240 V
Potencia pico de salida	548 V	548 V
Potencia máxima continua de salida	500 W	500 W
Corriente nominal de salida	2,40 A	2,08 A
Rango de voltaje de salida predeterminado	183 ~ 229 V	211 ~ 264 V
Corriente pico de salida	2,63 A	2,28 A
Frecuencia nominal de salida	50 Hz.	
Rango de frecuencia de salida predeterminado	-49,3 ~ 50,5 Hz.	
Unidades máximas por rama	6x20 A	
Eficiencia		
Eficiencia pico	95%	
Eficiencia ponderada CEC	95%	
Eficiencia nominal MPPT	99,50%	
Consumo de energía nocturno	120 mW	

Fuente: Elaboración Propia.

Equipamiento de Monitoreo de la Instalación.

El monitoreo de las variables eléctricas se realiza con un sistema de adquisición de datos, un piranómetro Data-logger, un medidor de DC portátil y un medidor de AC, a la entrada y a la salida del sistema respectivamente; permitiendo monitorear la instalación durante las 24 horas del día. Donde se muestran los datos más importantes en forma instantánea: perfil diario de generación, potencia actual y rendimiento energético. A su vez permite un almacenamiento de los registros

mensuales, donde se remarcan los valores de potencia instantánea y energía diaria.

Además, para el monitoreo atmosférico y climático, cercana a la vivienda analizada, la estación meteorológica cuenta con sensor de velocidad y dirección de viento, sensor de radiación solar, sensor de temperatura ambiente y humedad ambiente y sensor de presión atmosférica.

La estación meteorológica permitió registrar datos cada 5 minutos, de todas las variables, lo que permitió realizar un análisis de relación de los parámetros ambientales con los parámetros eléctricos medidos. La instalación del sistema fotovoltaico prototipo quedó finalizada en diciembre de 2018, comenzando con las mediciones el día 13 de dicho mes. La instalación se encuentra en funcionamiento y recopilándose la información correspondiente.

7.2.2 Resultados de consumo de energía.

Se realiza el análisis del comportamiento del sistema en cuanto a la energía que entrega a la vivienda y la energía de autoconsumo que genera.

Este comportamiento se puede apreciar a través de las curvas de carga y generación. En la Tabla 42, se muestra el balance energético resultante para los meses en funcionamiento del Sistema FV en convivencia con el consumo de la vivienda; teniendo en cuenta que se comenzó a registrar el 10 de diciembre de 2018 y se presentan valores hasta diciembre del 2019.

Tabla 42 Registro de medidor CA

MES	MEDIDOR AC (KWh/mes)
dic-18	72
ene-19	55
feb-19	93
mar-19	92
abr-19	78
may-19	87
jun-19	83
jul-19	85
ago-19	89
sep-19	85
oct-19	78
nov-19	85

Fuente: Elaboración Propia.

Realizando las operaciones mostradas en el capítulo 3, se obtiene el resultado de la potencia generado por el sistema, según la radiación emitida en el lugar de instalación. A continuación, en la Tabla 43, se muestra un resumen del análisis de datos de la radiación proporcionada por el piranómetro de la estación meteorológica del IIME.

Tabla 43 Resultados del estudio de radiación tomado de la estación meteorológica IIME.

MES	ENERGÍA ÚTIL (KWh/mes)
dic-18	71
ene-19	59
feb-19	89
mar-19	83
abr-19	65
may-19	67
jun-19	67
jul-19	76
ago-19	69
sep-19	77
oct-19	65
nov-19	78

Fuente: Elaboración Propia.

7.2.3 Normativa legal de aplicación

Actualmente Bolivia cuenta con el *DECRETO SUPREMO N°4477 del 24 de marzo de 2021* en el cual describe lo siguiente:

Que las energías alternativas reducen la dependencia que tiene el país de la generación de electricidad con base a combustibles fósiles, disminuyendo además las emisiones de gases de efecto invernadero, contribuyendo a la mejora del medio ambiente, el ahorro y eficiencia energética; en ese sentido, la generación distribuida contribuye a la generación de energía eléctrica por medio de fuentes renovables que están conectadas a la red de distribución de energía eléctrica en puntos cercanos al consumo.

Que es necesario normar las condiciones generales para la incorporación de la generación distribuida en los sistemas de distribución de energía eléctrica del territorio nacional; así como para la retribución por la energía eléctrica inyectada a la red de distribución.

El Decreto Supremo tiene por objeto:

- Establecer condiciones generales para normar la actividad de Generación Distribuida en los sistemas de distribución de energía eléctrica;
- Determinar la retribución por la energía eléctrica inyectada a la Red de Distribución por la actividad de Generación Distribuida.

La clasificación de potencia instalada para la Generación Distribuida será la siguiente:

- Nano generación Distribuida. Potencia instalada menor o igual a 10 kW;
- Micro generación Distribuida. Potencia instalada mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW;
- Minigeneración Distribuida. Potencia instalada mayor a 50 kW y menor o igual a 350 kW.

El Ente Regulador del sector eléctrico establecerá mediante Resolución Administrativa, el mecanismo de Retribución por la Energía Inyectada a la Red de Distribución, considerando los siguientes criterios:

- a) El desarrollo del mercado eléctrico;
- b) Las categorías de consumo;
- c) La energía consumida por el Generador Distribuido;
- d) La Energía Inyectada a la Red de Distribución.

El Ente Regulador del sector eléctrico aplicará un costo mínimo que debe ser equivalente al costo mínimo vigente de la energía producida en el Sistema Interconectado Nacional y un máximo que equivale al costo final de distribución, que se aplicará en función al balance entre el consumo y la energía horaria inyectada a la Red de Distribución.

7.2.3.1 Plan técnico de seguridad y salud en el trabajo

Es obligatoria a la utilización de los equipos de protección personal y colectivos definidos con medidas preventivas en la identificación de los riesgos por parte de todos los trabajadores, incluyendo al jefe de obra y otras personas que pudieran visitar la obra en función de los riesgos existentes.

Se tendrá en cuenta que la instalación fotovoltaica trabajará a baja tensión (BT), por lo que los trabajos realizados sobre la misma serán los adecuados para estos valores de tensión. Al trabajar con energía eléctrica se pondrá especial atención a la seguridad de la instalación conectando todos los equipos metálicos a un conductor de protección a tierra, cumpliendo toda la normativa descrita a continuación:

7.2.3.2 Normativa

La normativa de aplicación para la seguridad y salud en las obras de construcción está reflejada en el Decreto Ley 16998 02/08/1979 LEY GENERAL DE HIGIENE, SEGURIDAD OCUPACIONAL Y BIENESTAR

Al tratarse de un proyecto de pequeñas dimensiones cuyo presupuesto no supera los 10 000 Bs., la duración de la obra no superará los 5 días laborables con la presencia simultánea de más de 3 trabajadores, la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en el proyecto no será superior a 10 días de trabajo, se realiza un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

Este Estudio Básico de Seguridad y Salud se debe identificar todos los riesgos laborales, tanto los que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias para ello, como los que no puedan ser evitados, indicando las medidas de prevención y protección necesarias. Ver Tabla 44.

Tabla 44 Estudio básico de seguridad y salud.

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD PARA LA INSTALACIÓN DEL SISTEMA SOLAR FV DE AUTOCONSUMO							
N°	Etapa del trabajo	Amenaza	Peligro/Riesgo	Probabilidad	Severidad	Medidas Preventivas	Medidas Correctivas
1	General, transporte de material, instalación del sistema FV.	Caída de objetos o componentes de la instalación sobre personas.	Provoca cortes, heridas, lesiones graves y de consideración.	M	M	Utilizar casco de seguridad y botas de protección, colocar las herramientas en su lugar después de realizar una tarea	Parar la actividad en caso de la falta de utilización de EPP's correspondiente a esta tarea.
2	General, transporte de material, trabajo montaje e instalación del sistema FV.	Caída de personas al mismo y distinto nivel.	Provoca golpes, daños físicos de gran consideración, incluso hasta perder la vida en trabajos a distinto nivel.	M	A	Utilizar en todo momento arnés de seguridad y línea de vida para trabajos en altura.	Parar la actividad en caso de la falta de utilización de EPP's correspondiente a esta tarea.
3	General, trabajo de corte e instalación de la estructura metálica.	Proyecciones de partículas a los ojos.	Daño en los ojos, visibilidad borrosa, pérdida de la vista.	M	A	Utilizar gafas protectoras ante proyecciones hacia los ojos.	Parar la actividad en caso de la falta de utilización de EPP's correspondiente a esta tarea.
4	General, trabajo de corte e instalación de la estructura metálica.	Golpes y cortes por el manejo de herramientas.	Heridas graves en manos o pies por el manejo de materiales.	A	M	Utilizar guantes de cuero o poliuretano y botas de seguridad.	Parar la actividad en caso de la falta de utilización de EPP's correspondiente a esta tarea.

5	General, transporte de material, instalación del sistema FV.	Sobreesfuerzos por levantamiento inadecuado de material.	Lesiones musculares graves.	M	M	Utilización de guantes de protección, realizar el manejo y transporte de cargas con responsabilidad y colaboración con los compañeros de trabajo	Para la actividad por el manejo y transporte irresponsable de carga.
6	General, trabajo de corte e instalación de la estructura metálica.	Manipulación de objetos punzantes o cortantes	Heridas graves por objetos punzantes o cortantes.	B	M	Utilizar ropa de trabajo, guantes de cuero o poliuretano y botas de seguridad.	Parar la actividad en caso de la falta de utilización de EPP's correspondiente a esta tarea.
7	Montaje de equipos, cableado y conexiones eléctricas.	Exposición a descargas eléctricas.	Quemaduras, daños físicos graves.	M	A	Utilizar guantes de cuero aislantes y botas de seguridad dieléctricas.	Parar la actividad en caso de la falta de utilización de EPP's correspondiente a esta tarea.
8	General, trabajo de corte e instalación de la estructura metálica.	Exposición a polvo, ruido, etc.	Daños a los ojos y oídos, dolor de cabeza.	B	M	Utilizar gafas protectoras ante proyecciones hacia los ojos, mascarar antipolvo y protectores de oídos.	Parar la actividad en caso de la falta de utilización de EPP's correspondiente a esta tarea.
9	Montaje de equipos, cableado y conexiones eléctricas.	Riesgo de descargas eléctricas directas o indirectas en la conexión de equipos.	Riesgo eléctrico, quemaduras, daños físicos graves.	M	A	Utilizar guantes de cuero aislantes y botas de seguridad dieléctricas.	Parar la actividad en caso de la falta de utilización de EPP's correspondiente a esta tarea.

10	Montaje e instalación de la estructura metálica.	Caídas de los soportes de módulos durante su montaje.	Golpes, cortes, lesiones graves.	M	M	Utilizar casco de seguridad, guantes de protección botas de protección. Revisar el ajuste de la estructura durante cada fase del montaje del sistema.	Parar la actividad en caso de la falta de utilización de EPP's correspondiente a esta tarea.
11	General	Incendios.	Quemaduras, daños físicos graves.	B	M	Utilizar ropa de trabajo, guantes de cuero o poliuretano y botas de seguridad. Contar con un extintor certificado en caso de emergencia.	Parar la actividad en caso de la falta de utilización de EPP's correspondiente a esta tarea.
PROBABILIDAD:							
B: Baja probabilidad							
M: Media Probabilidad							
A: Alta Probabilidad							
SEVERIDAD:							
B: Baja severidad							
M: Media severidad							
A: Alta Severidad							

Todos estos elementos de protección personal tienen un periodo de vida útil limitado, una vez superado este periodo, la protección que ofrecen estos elementos desaparece y deben ser sustituidos por otros nuevos.

7.3 Evaluación medioambiental

Además de los cálculos matemáticos acerca de la compra e instalación del sistema solar fotovoltaico, se calculó cuánto CO₂ es producido por el consumo energético de esta instalación y cuánto se deja de producir.

Teniendo en cuenta que el consumo anual aproximado de energía para el domicilio es de 1680 kWh/año, la producción de CO₂ por cada kWh en Bolivia es de 130 gramos, es decir 130 g CO₂ /kWh y que el ahorro energético que se obtiene en la implementación del sistema solar fotovoltaico es del 59% (lo que corresponde a 991.2 kWh/año el cual no dejan huella de carbono), entonces, con un cálculo sencillo, se puede determinar en principio cuántos gramos de CO₂ se producen sin la instalación del sistema fotovoltaico:

$$g CO_2 = \text{Potencia demanda de la vivienda} \left(\frac{kWh}{\text{año}} \right) * \text{Cantidad de } CO_2 \frac{kg}{kWh}$$

$$g CO_2 = 1680 \left(\frac{kWh}{\text{año}} \right) * 0,130 \frac{kg}{kWh} CO_2$$

$$\text{Emisión } CO_2 = 218,4 \frac{kg CO_2}{\text{año}}$$

Con la instalación de sistema solar fotovoltaico:

$$g CO_2 = 688,8 \left(\frac{kh}{\text{año}} \right) * 0,130 \frac{kg}{kWh} CO_2$$

$$\text{Emisión } CO_2 = 89,544 \frac{g CO_2}{\text{año}}$$

Tabla 45 Análisis de la emisión de CO2 vs. Consumo energético.

Análisis comparativo de la Emisión de CO₂ vs. Consumo energético			
	Sin el sistema FV	Con el sistema FV	Ahorro
Consumo energético/año (kW/año)	1680	689	991
Emisión de CO₂/año (kg)	218	90	128
* Por lo tanto el ahorro de emisiones de CO ₂ es de 128 Kg/año con la instalación del sistema solar FV			

Fuente: Elaboración propia

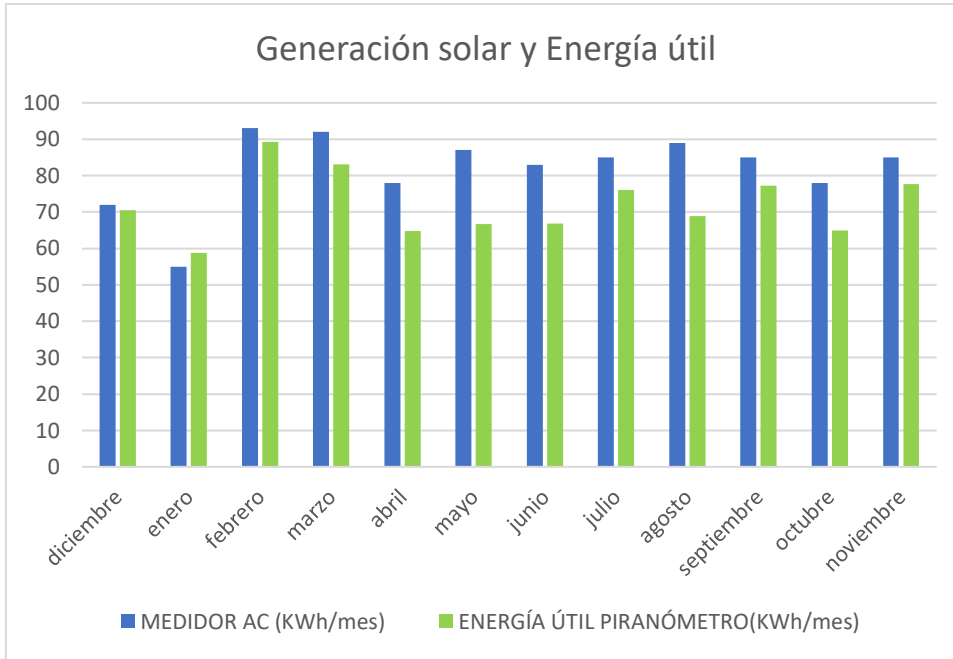
La producción de energía renovable de autoconsumo conectada a la red eléctrica domiciliaria, implica una reducción de emisiones a los efectos de la totalidad de la generación eléctrica, es decir el mis eléctrico disminuye proporcionalmente.

Dicha actuación repercute directamente en una reducción de consumo energético de la red eléctrica general y/o de combustibles fósiles.

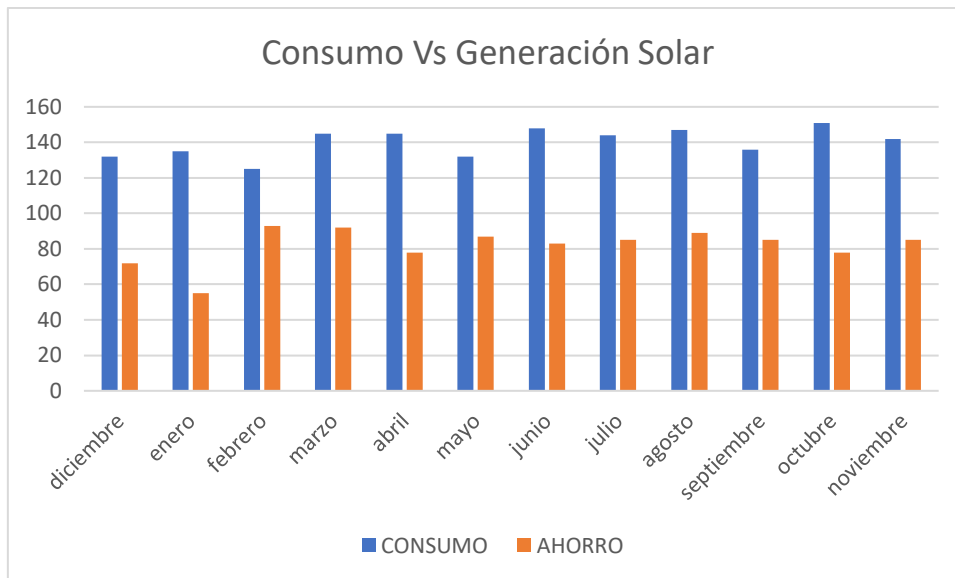
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Este proyecto se ha diseñado e implementado con la capacidad de calcular una instalación de energía solar fotovoltaica y generar un informe exhaustivo a partir de la especificación de variables conocidas.
- Se estableció parámetros técnicos, eligiendo los componentes adecuados para implementar el sistema, generando memorias de cálculo, planos, diagramas y procedimientos escritos para instalar ensamblar, operar y mantener el sistema adecuadamente.
- Este Proyecto es un buen precedente de la metodología y la técnica profesional que se debe utilizar en la Implementación de un sistema fotovoltaico, para la alimentación de energía eléctrica solar de autoconsumo en una vivienda del área urbana, como punto de partida para la instalación de manera masiva en áreas urbanas y comunidades de la ciudad de La Paz.
- Una vez realizados los estudios del sitio de emplazamiento apoyados con la estación meteorológica Cota Cota, así como estudio y cálculos de sombras y dimensionamiento para seleccionar los dispositivos pertinentes, se realizó un estudio comparativo entre el consumo de demanda, la generación de energía solar y la energía útil con el sistema.

DATOS ESTADISTICOS: GENERACION SOLAR VS. ENERGIA UTIL			
MES	MEDIDOR AC	ENERGÍA ÚTIL PIRANÓMETRO	UNIDAD
DICIEMBRE	72	71	kWh/Mes
ENERO	55	59	
FEBRERO	93	89	
MARZO	92	83	
ABRIL	78	65	
MAYO	87	67	
JUNIO	83	67	
JULIO	85	76	
AGOSTO	89	69	
SEPTIEMBRE	85	77	
OCTUBRE	78	65	
NOVIEMBRE	85	78	



DATOS ESTADISTICOS: DEMANDA PROMEDIO SOLAR VS. GENERACION SOLAR			
MES	CONSUMO kW	MEDIDOR AC kW	AHORRO
DICIEMBRE	132	72	55%
ENERO	135	55	41%
FEBRERO	125	93	75%
MARZO	145	92	63%
ABRIL	145	78	54%
MAYO	132	87	65%
JUNIO	148	83	56%
JULIO	144	85	59%
AGOSTO	147	89	61%
SEPTIEMBRE	136	85	63%
OCTUBRE	151	78	52%
NOVIEMBRE	142	85	60%



- El funcionamiento del Sistema se analizó por un periodo de 12 meses, entre diciembre de 2018 y noviembre de 2019, ante diversas condiciones climáticas y distintas situaciones de consumo eléctrico de la vivienda.
- Se puede concluir que el funcionamiento del sistema fotovoltaico interactuando con los consumos de la vivienda y la conexión con la red eléctrica es satisfactorio, con un abastecimiento correcto, absorbiéndose toda la energía, sin inyectar a la red, es decir, sin introducir perturbaciones al usuario ni a la red.
- El balance energético se puede apreciar que de la energía total (982 kWh/año) generada por el sistema fotovoltaico, en el periodo analizado (diciembre de 2018 a noviembre de 2019), del consumo total de la vivienda (1 680 kWh/año) un promedio de 58,51 % es abastecida por el sistema fotovoltaico y un 41,48 % es consumida desde la red eléctrica (principalmente en horario nocturno).
- Se obtuvo datos e información de los diferentes parámetros del sistema durante su operación, determinando la factibilidad y viabilidad del Proyecto a largo plazo, si es instalado de forma masiva.

Generación de Energía Solar Sistema Instalado	
Potencia Instalada	540 W
Hora Sol Pico	5.33 hr.
Días por mes	30 días
Potencia ideal Generada	86 364 W
	86,36 kW/mes
Costo Generado (Ahorro)	Bs. 69,09

Potencia de Demanda	
Potencia Demandada	4 141 W/día
Días por mes	30 días
Consumo mensual promedio	140,3 kW/mes
Costo Facturación	Bs. 119,21

Costo Factura con Sistema	Bs./mes	46,21
Ahorro Anual	Bs./año	881
Costo Total Proyecto	Bs.	8809
Tiempo de Amortización		8,7 años

Valor Actual Neto (VAN):	681,49
Tasa Interna de Retorno (TIR):	6,22%
Periodo de recuperación Payback:	8,7 años

- La decisión de implementar este sistema debe contemplar, además de lo económico, el impacto positivo social y sobre todo medioambiental, mostrando un compromiso con el desarrollo sostenible y que protege el medio ambiente mediante la utilización de energías renovables.

Análisis comparativo de la Emisión de CO₂ vs. Consumo energético			
Consumo energético/año (kW/año)	Sin el sistema FV	Con el sistema FV	Ahorro
	1680	689	991
Emisión de CO₂/año (kg)	218	90	128
* Por lo tanto el ahorro de emisiones de CO ₂ es de 128 Kg/año con la instalación del sistema solar FV			

RECOMENDACIONES

Según el estudio realizado con la instalación de este sistema se logró un ahorro de los costos energéticos de consumo eléctrico, cubriendo parte de la demanda en viviendas de zonas urbanas, dando como alternativa para un consumo eficiente, limpio y con acceso a todos los circuitos de la vivienda, monitorizando la medición del consumo mensual y la generación energética del sistema.

Se recomienda la instalación de este tipo de sistemas, para evitar el incremento de la contaminación atmosférica utilizando energías renovables, y contribuir al abastecimiento energético, disminuyendo la utilización de combustibles fósiles que dañan al planeta.

El Proyecto es un precedente para fomentar la instalación de este tipo de sistemas, se propone como punto de partida se realicen proyectos de manera masiva denominados "llave en mano", es decir, que se haga la instalación del sistema completo y que sean sustentables con su propia generación de electricidad.

Debido a que se requiere de muchos materiales y por lo tanto de un fuerte desembolso económico para la realización del mismo, Se recomienda realizar la división del Proyecto en etapas independientes conforme al presupuesto permitido, para que en el futuro se vayan proyectando mejoras a la instalación.

Hasta el momento se realizó la primera etapa, entregando hasta este punto funcionando en perfecto estado el sistema fotovoltaico en el mes de diciembre 2018.

Trabajo a futuro

A continuación, se describen las etapas propuestas para la realización para las mejoras del proyecto.

- **Etapa 1:** La etapa uno quedó concluido en diciembre 2018, dicha etapa considera parte del abastecimiento fotovoltaico para la vivienda para el circuito de uso múltiple interconectado a la red de suministro para el autoconsumo.

- **Etapa 2.** Considera abarcar mayor parte de la demanda, que proveen de energía eléctrica al circuito de la vivienda, en esta etapa el sistema fotovoltaico se tiene planificado conectar un nuevo arreglo de paneles solares a la red de suministro eléctrico.

- **Etapa 3.** El sistema solar fotovoltaico de autoconsumo, que fue instalado, será provisto del equipo necesario para hacerlo autónomo y monitoreado por el usuario en tiempo real con ayuda de un software más sofisticado.

4- BIBLIOGRAFÍA

- E. Alcor, "Instalaciones solares fotovoltaicas", Cuarta edición PROGENSA (promotora general de estudios S.A.), 2008.
- Antonio Madrid Vicente, "Energía Solar térmica y de concentración: Manual Práctico de diseño, instalación y mantenimiento", Primera edición AMV Ediciones, 2009.
- José Roldán Vilorio, "Instalaciones Solares Fotovoltaicas", Ediciones paraninfo S.A. 1ra edición, 2010.
- Falk Antony, Christian Durschner, Karl-Heinz-Remmers, "Fotovoltaica para Profesionales", Editorial Solarpraxis-Berlin; ProgenSA- Sevilla, 2006.
- Michael Boxwell, "Solar Electricity Handbook: A simple, practical guide to solar energy designing and installing solar PV systems", Edition - Internet Linked, 2019.
- Francisco Javier Barbero Francisco, "Radiación solar y aspectos climatológicos de Almería", Almería, 1990-1996.
- Estudio de la temperatura de módulos fotovoltaicos bajo diferentes condiciones ambientales, Ruiz Reyna, Guirguis A., 2007.
- Romeo Giménez, Luis Miguel, Lara, Yolanda, Lisbona Martín, María Pilar, Bolea, Irene, González, Ana, Lupiáñez, Carlos, Díez Pinilla, Luis Ignacio, Martínez Ana, "Captura y almacenamiento de CO₂", Prensas universitarias de Zaragoza, 2010.
- Tunupa Propuestas para una Bolivia Solar Boletín No 101, Fundación Solón, 2017.
- "Energías Renovables para todos", Fundación de energía de la comunidad de Madrid, Haya Comunicación, 2004.
- Oscar Perpiñán Lamigueiro, "Energía Solar Fotovoltaica", Creative Commons, 2013.

- “Diseño y construcción de instalaciones eléctricas interiores en baja tensión” – Norma Boliviana NB 777.
- Acciones sobre las estructuras - Acción del viento Norma Boliviana NB 1225003-1, 2015.
- Roger Guardiola Parera, “Diseño y cálculo de una central fotovoltaica “, España, 2008.
- M. Franco, A. Madrid Vicente, “Nuevo manual de Instalaciones Eléctricas”, 2003.
- Ingeniería Mecánica Dinámica 14 Edición, Russell C. Hibbeler, 2016.
- Martha García Díaz, “Diseño de una planta fotovoltaica de conexión a la red”, España, 2015.

5- WEBGRAFIA

- Ficha técnica perfiles ranurados

<http://www.estanteriasjomasi.com/wp-content/uploads/01-RANURADO-WEB.pdf>

- Ficha técnica Paneles Solares Bluesun

<https://es.ensolar.com/directory/panel/58017/bluesun-solar-energy-tech>

- Ficha técnica Micro inversor Ap Systems

<https://fusionenergiasolar.es/inversores-solares/547-microinversor-aps-yc500i-500w-para-autoconsumo.html>

- Norma Boliviana NB 777

http://www.ingenierosenergia.com/normativa/bolivia/104424_APNB%20777.pdf

- Datos Meteorológicos de la NASA

<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

- Datos de emisión de CO₂ en Bolivia

<https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/emisiones-co2/boliv>

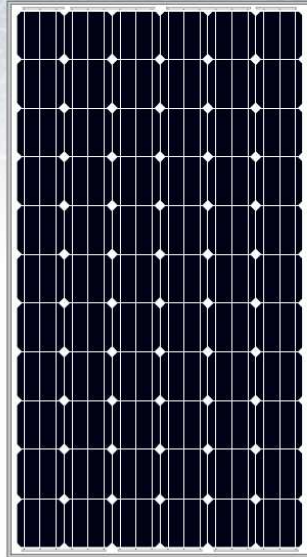
<http://www.warrera.com>

<http://www.stronomía.fandom.com>.

ANEXOS



17/18



BSM270M-60

Monocrystalline 60 cells
250w-270w

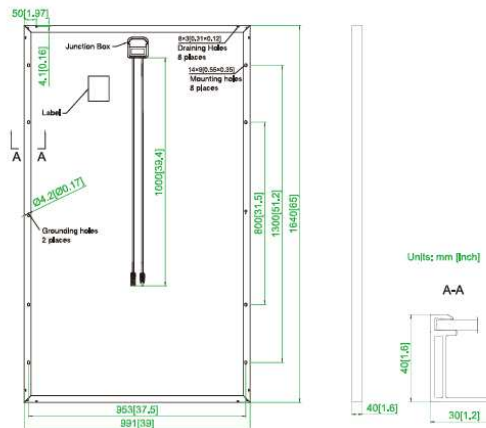
Mechanical Parameters

Cell (mm)	Mono 156x156
Weight (kg)	18.2 (approx)
Dimensions (LxWxH) (mm)	1640x991x40
Cable Cross Section Size (mm ²)	4
No. of Cells and Connections	60 (6x10)
Junction Box	IP67, 3 diodes
Connector	MC4 Compatible
Packaging Configuration	26 Per Pallet

Working Conditions

Maximum System Voltage	DC 1000V (IEC)
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Maximum Series Fuse	15A
Maximum Static Load, Front (e.g., snow and wind)	5400Pa (112 lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back (e.g., wind)	2400Pa (50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Application Class	Class A

Engineering Drawings



Electrical Parameters

Module	BSM250M-60	BSM255M-60	BSM260M-60	BSM265M-60	BSM270M-60
Rated Maximum Power at STC (W)	250	255	260	265	270
Open Circuit Voltage (Voc/V)	37.72	37.90	38.08	38.26	38.46
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	30.31	30.58	30.81	31.11	31.33
Short Circuit Current (Isc/A)	8.76	8.84	8.92	9.00	9.09
Maximum Power Current (Imp/A)	8.25	8.34	8.44	8.52	8.62
Module Efficiency [%]	15.29	15.59	15.90	16.21	16.51
Power Tolerance (W)			-0 ~ +5W		
Temperature Coefficient of Isc (αIsc)			+0.059%/°C		
Temperature Coefficient of Voc (βVoc)			-0.330%/°C		
Temperature Coefficient of Pmax (γPmp)			-0.410%/°C		
STC	Irradiance 1000W/m ² , Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5				

Anexo A. Ficha técnica modulo solar fotovoltaico. Fuente:
<https://es.enfsolar.com/directory/panel/58017/bluesun-solar-energy-tech>

APsystems YC500i EnergyMax™ Microinverter Datasheet

INPUT DATA (DC)

MPPT Voltage Range	22-45V
Operation Voltage Range	16V-52V
Maximum Input Voltage	55V
Startup Voltage	22V
Maximum Input Current	12A X 2

OUTPUT DATA (AC)

Nominal Output Voltage	208V*	240V*
Peak Output Power	548W	548W
Maximum Continuous Output Power	500W	500W
Nominal Output Current	2.4A	2.08A
Default Output Voltage Range	183V-229V**	211V-264V**
Peak Output Current	2.63A	2.28A
Nominal Output Frequency	60Hz	
Default Output Frequency Range	59.3Hz-60.5Hz**	
Maximum Units Per Branch	6 for 20A Breaker	7 for 20A Breaker

EFFICIENCY

Peak Efficiency	95.5%
CEC Weighted Efficiency	95%
Nominal MPPT Efficiency	99.5%
Night Power Consumption	120mW

MECHANICAL DATA

Operating Ambient Temperature Range	-40°F to +149°F (-40°C to +65°C)
Storage Temperature Range	-40°F to +185°F (-40°C to +85°C)
Dimensions (WxHxD) inches	8.75" x 6.5" x 1.1"
Dimensions (WxHxD) mm	221mm x 167mm x 29mm
Weight	5.5 lbs (2.5kg)
AC Bus (trunk cable)	12AWG
Enclosure Rating	NEMA 6
Cooling	Natural Convection - No Fans

FEATURES & COMPLIANCE

Communication (Inverter to ECU)	Power Line Communication
Emissions & Immunity (EMC) Compliance	FCC PART 15, ANSI C63.4, ICES-003
Safety & Grid Connection Compliance	IEEE1547, CSA C22.2 No. 107.1-01, NEC 2014 690.12, NEC 2017 690.12 ***
Monitoring	Via EMA Software

*The default AC output is 240V mode. Programmable to 208V mode.
 **Programmable per customer and utility requirements.
 ***Meets the standard requirements for Distributed Energy Resources (UL 1741) and identified with the ETL Listed Mark.



Specifications subject to change without notice - please ensure you are using the most recent version found at [APsystems.com](https://www.apsystems.com)

6.1.17 © All Rights Reserved

600 Ericksen Ave NE, Suite 200, Seattle, WA 98110 | 844.666.7035 | [APsystems.com](https://www.apsystems.com)



Anexo B. Ficha técnica micro inversor. Fuente: <https://fusionenergiasolar.es/inversores-solares/547-microinversor-aps-yc500i-500w-para-autoconsumo.html>

ángulo ranurado

slotted angle shelving / angle cranté

perfiles / uprights / profils

gris / grey / gris

blanco / white / blanc

galvanizado / galvanized / galvanisée

inoxidable / stainless / inoxydable

Artículo L Item L Article L	Peso k Weight k Poids k	Uds. Paquete Units Package Unités Paquet	Referencia Reference Référence	€/Unidad €/Unit €/Unité	Cod. EAN EAN Code Code EAN	Referencia Reference Référence	€/Unidad €/Unit €/Unité	Cod. EAN EAN Code Code EAN	Referencia Reference Référence	€/Unidad €/Unit €/Unité	Cod. EAN EAN Code Code EAN
SE35 de 2000	1,409	10	99013520	4,88	8431206135203	99023520	5,20	8431206235200	99093520	6,20	8431206935209
SE35 de 2500	1,762	10	99013525	6,10	8431206135258	99023525	6,50	8431206235255	99093525	7,76	8431206935254
SE35 de 3000	2,114	10	99013530	7,32	8431206135302	99023530	7,80	8431206235309	99093530	9,28	8431206935308
SE35 de 4000	2,818	10	99013540	9,76	8431206135401						
SE40 de 2000	1,762	10	99014020	5,68	8431206140207	99024020	6,04	8431206240204	99094020	7,07	8431206940203
SE40 de 2500	2,203	10	99014025	7,10	8431206140252	99024025	7,55	8431206240259	99094025	8,86	8431206940258
SE40 de 3000	2,644	10	99014030	8,52	8431206140306	99024030	9,06	8431206240303	99094030	10,62	8431206940302
SE40 de 4000	3,525	10	99014040	11,36	8431206140405						
SE60 de 2000	2,428	10	99016020	7,99	8431206160205				99004020	Consultar	8431206040200
SE60 de 2500	3,035	10	99016025	9,98	8431206160250				99004025	Phase consult	8431206040255
SE60 de 3000	3,642	10	99016030	11,98	8431206160304				99004030	Consultar	8431206040309

SE35 25



SE40



SE60



Corte a medida perfil: 0,30 €/neto / Upright cut-to size: 0,30 €/net / Coupe sur mesure profilé: 0,30 €/net

Fuente: <http://www.estanteriasjomasi.com/wp-content/uploads/01-RANURADO-WEB.pdf>

tornillos / bolts / boulons

Artículo Item Article	Peso k Weight k Poids k	Unidades Envase Units Pack Unités Emballage	Referencia Reference Référence	€/Envase €/Pack €/Emballage	Cod. EAN EAN Code Code EAN
Tornillo M8 x 16 ZC M8 x 16 ZC Bolt Boulon M8 x 16 ZC	0,586	Blisters 40 40 Blister pack Blisters 40	99010001	7,00	8431206100010
Tornillo M8 x 16 ZC M8 x 16 ZC Bolt Boulon M8 x 16 ZC	2,945	Caja 200 200 Box Boite 200	99010003	26,40	8431206100034
Tornillo M8 x 16 Inox. M8 x 16 Inox. Bolt Boulon M8 x 16 Inox.	---	1	99000005	Consultar Please consult Consulter	8431206000051



escuadra galvanizada / galvanized corner piece / équerre galvanisée

Artículo Item Article	Peso k Weight k Poids k	Unidades Envase Units Pack Unités Emballage	Referencia Reference Référence	€/Envase €/Pack €/Emballage	Cod. EAN EAN Code Code EAN
Escuadra galvanizada Galvanized corner piece Équerre galvanisée	0,200	Blisters 8 8 Blister pack Blisters 8	99090006	4,28	8431206900061
Escuadra galvanizada Galvanized corner piece Équerre galvanisée	2,700	Caja 100 100 Box Boite 100	99090007	24,20	8431206900078
Escuadra galvanizada Galvanized corner piece Équerre galvanisée	30,000	Saco 1200 1200 Bag Sac 1200	99090009	264,00	---
Escuadra inoxidable Stainless corner piece Équerre inoxydable	---	1	99000010	Consultar Please consult Consulter	8431206000105



Anexo D. Dimensiones y especificaciones técnicas de tornillos, pernos y escuadras para estructura. Fuente: <http://www.estanteriasjomasi.com/wp-content/uploads/01-RANURADO-WEB.pdf>

Tabla 15 – Tabla comparativa escala AWG / kCM X serie métrica IEC

AWG / kCM (*)		IEC mm	AWG / kCM (*)		IEC mm
Nº	mm		Nº	mm	
40	0.0050		9	6.65	
39	0.0062		8	8.36	
		0.0072			10
7	0.0082			10.52	
37	0.0100		6	13.28	
		0.012			16
36	0.013		5	16.77	
35	0.016		4	21.15	
		0.018			25
34	0.02		3	27	
33	0.025		2	33.62	
		0.029			35
32	0.032		1	42.37	
31	0.040				50
		0.046	1/0	53.49	
30	0.051		2/0	67.43	
29	0.065				70
		0.073	3/0	85.01	
28	0.08				95
27	0.102		4/0	107.21	
		0.12			120
26	0.128		250000 (*)	126.69	
25	0.163				150
		0.18	300000 (*)	151.86	
24	0.20		350000 (*)	177.43	
23	0.26				185
		0.3	400000 (*)	202.69	
22	0.32				240
21	0.41		500000 (*)	253.06	
		0.5			300
20	0.52		600000 (*)	304.24	
19	0.65		700000 (*)	354.45	
		0.75	750000 (*)	380.00	
18	0.82				400
		1	800000 (*)	405.71	
17	1.04		900000 (*)	455.00	
16	1.31				500
		1.5	1000000 (*)	506.04	
15	1.65				630
14	2.08		1250000 (*)	633.40	
		2.5	1500000 (*)	760.10	
13	2.63				800
12	3.31		1750000 (*)	886.70	
		4			1000
11	4.15		2000000 (*)	1013.00	
10	5.26		2500000 (*)	1266.20	
		6			

Anexo E. Tabla comparativa de escala y diámetro de cable AWG. Fuente: Norma Boliviana de Instalaciones Eléctricas-NB777.

Tabla 17–Capacidad de conducción para alambres y cables de cobre aislados con PVC 60°C (TW) o PCV 75 °C (THW) a temperatura ambiente de 30 °C (hasta 3 conductores agrupados)

Calibre AWG/kCM(*)	Sección mm ²	Capacidad de corriente en (A)	
		En ducto	Aire libre
16	1.31	10	15
14	2.08	15	20
12	3.31	20	25
10	5.26	30	40
8	8.36	40	60
6	13.28	55	80
4	21.15	70	105
2	33.62	95	140
1	42.37	110	160
1/0	53.49	150	195
2/0	67.43	175	225
3/0	85.01	200	255
4/0	107.21	230	305
250000 (*)	126.69	255	335
300000 (*)	151.86	285	375
350000 (*)	177.43	310	405
400000 (*)	202.69	335	435
500000 (*)	253.06	380	500
600000 (*)	304.24	420	555
700000 (*)	354.45	460	600
800000 (*)	405.71	490	645
900000 (*)	457.44	520	680
1000000 (*)	506.04	545	710

Anexo F. Tabla de la capacidad de conducción de corriente, según el calibre, sección del cable. Fuente: Norma Boliviana de Instalaciones Eléctricas-NB777.

11. PROTECCIÓN CONTRA LAS SOBRECORRIENTES

11.1. REQUISITOS DE PROTECCIÓN CONTRA LAS SOBRECORRIENTES

Los conductores activos deben ser protegidos contra las sobrecorrientes provocadas por sobrecargas y cortocircuitos. Además la protección contra sobrecargas y cortocircuitos deben ser coordinadas adecuadamente como se indica más adelante.

11.2. NATURALEZA DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

Los dispositivos de protección se deben seleccionar entre los siguientes:

- 1) Dispositivos que aseguran a la vez la protección contra las corrientes de sobrecargas y protección contra las corrientes de cortocircuito. Los dispositivos de protección deben interrumpir toda sobrecorriente inferior o igual a la corriente de cortocircuito presunta en el punto de instalación del dispositivo. Estos dispositivos pueden ser:

- a) Disyuntores con disparo de sobrecarga
- b) Disyuntores asociados con fusibles, deben considerarse los siguientes tipos de fusibles:
 - Fusibles gl ensayados de conformidad a la norma respectiva.
 - Fusibles que llevan elementos de reemplazo gll probados en un dispositivo especial de alta conductividad térmica.

- 2) Dispositivos que brindan protección únicamente contra corrientes de sobrecarga.

Son dispositivos que poseen una característica de funcionamiento de tiempo inverso y pueden tener un poder de ruptura inferior a la corriente de cortocircuito presunta en el punto de instalación.

- 3) Dispositivos que brindan protección únicamente contra corrientes de cortocircuito.

Estos dispositivos pueden ser utilizados cuando la protección contra las sobrecargas son realizadas por otros medios o cuando se admite la dispensación de la protección contra las sobrecargas. Deberán poder interrumpir toda corriente de cortocircuito inferior o igual a la corriente de cortocircuito presunta.

Estos dispositivos pueden ser:

- Disyuntores con disparo a máxima corriente
- Fusibles

11.3. PROTECCIÓN CONTRA CORRIENTES DE SOBRECARGA

11.3.1. Regla general

Los dispositivos de protección, deben estar previstos para interrumpir toda corriente de sobrecarga en los conductores del circuito, antes de que ésta pueda provocar calentamiento que afecte la aislación, las conexiones, los terminales ó, el medio ambiente.

11.3.2. Coordinación entre los conductores y los dispositivos de protección

La característica de funcionamiento de un dispositivo que protege un conductor contra corrientes de sobrecarga, debe satisfacer las siguientes condiciones simultáneamente:

$$\begin{aligned} I_B &\leq I_n \leq I_Z \\ I_2 &\leq 1.45 I_Z \end{aligned} \quad (8)$$

I_B : Corriente de diseño del circuito

I_Z : Corriente admisible en el conductor en régimen permanente

Al poseer un número mayor de clases, los posibles reemplazos son mucho más numerosos, siendo necesario estudiar cada uno de ellos en detalle.

La clase aR o gR, para protección de semiconductores, no puede ser reemplazada por ninguna de las restantes clases, en razón de que no continuarán protegiendo al

semiconductor. Ningún fusible de otra clase que las citadas es capaz de controlar la energía, valores instantáneos de corriente ni sobretensiones, como lo hacen los aR o gR.

La clase aR puede ser reemplazada por el gR, ya que su campo de actuación incluye al anterior, pero no a la inversa.

Tabla 43.- Corrientes nominales de los dispositivos fusibles

Portafusibles (A)	Fusibles (A)
	2
	4
	6
	8
	10
	12
	16
	20
	25
32	32
	40
	50
63	63
	80
100	100
	125
160	160
	200
	250
	315
400	400
	500
630	630
800	800
1000	1000
1250	1250

Tabla 44.- Tiempos convencionales para fusibles tipos gl y gll

Corriente nominal, en (A)	Tiempo convencional, en h
$In \leq 63$	1
$63 \leq In \leq 160$	2
$160 \leq In \leq 400$	3
$400 \leq In$	4

Tabla 45.- Corrientes convencionales de no fusión (Inf) y de fusión (If) para fusibles gl y gll (uso industrial)

Corriente nominal In (A)	gl		gll	
	Inf	If	Inf	If
$In \leq 4$	1.5 In	2.1 In		
$4 \leq In \leq 10$	1.5 In	1.9 In		
$10 \leq In \leq 25$	1.4 In	1.75 In	1.2 In	1.6 In
$25 \leq In \leq 100$	1.3 In	1.6 In		
$100 \leq In \leq 1000$	1.2 In	1.6 In		

Tabla 46.- Corrientes convencionales de no fusión (Inf) y de fusión (If) para fusibles gl y gll (uso domestico)

	In (A)	Inf	If
gl	$In \leq 4$	1.5 In	2.1 In
	$4 \leq In \leq 10$	1.5 In	1.9 In
	$10 \leq In \leq 25$	1.4 In	1.75 In
	$25 \leq In \leq 100$	1.3 In	1.6 In
gll	3 y 13	1.6 In	1.9 In
	2 a 100	1.2 In	1.6 In

Velocidades Básicas del Viento en Ciudades

CIUDAD	V (m/seg)
COCHABAMBA	44,3
LA PAZ	29,5
ORURO	29,4
POTOSI	30,2
SANTA CRUZ	42,6
SUCRE	32,4
TARIJA	24,0
TRINIDAD	40,0
COBIJA	26,5

Anexo J. Velocidad del viento en ciudades de Bolivia. Fuente: Anteproyecto de Norma Boliviana de acción del viento sobre estructuras.

Reporte de Orden de Trabajo			1 de 1
N° O.T.	33	N° Solicitud:	40
Lugar:	Cota Cota c/27 La Paz	Afecta Producción:	NO
Área:	Azotea del domicilio	Solicitante:	José Luis Hernández
Fecha Emisión:	6/19/2019 18:55	Fecha de Aprobación:	6/19/2019 18:58
Área Instalación:		Módulo Instalación	
Sistema:	Sistema Solar FV	Subsistema:	Módulos solares FV 01 y 02, Estructura
Código:	MS-FV	Nivel de ejecución:	Aprobado

TRABAJOS/ ACTIVIDADES							
Tipo de Tarea	Personal Asignado	Proveedor Asignado	Descripción	Fecha inicial	Fecha final	Horas Hombre	Horas extra
MECÁNICO	Adriana Chacón	Interno	Mantenimiento Preventivo	6/18/2019 8:00		4.00	0.00
ELÉCTRICO	Rodrigo Jiménez	Interno	Mantenimiento Preventivo	6/18/2019 8:00		4.00	0.00
INSTRUMENTISTA	Yerko Terán	Interno	Mantenimiento Preventivo	6/19/2019 8:00		4.00	0.00

MATERIALES		
Fecha de Registro: 18/06/2019 11:51	Almacén:	Almacén de mantenimiento 1
MATERIALES	Cantidad	Unidad de Medida
Tester	1.00	Ud.
Juego de llaves	1.00	Ud.

INFORME DE TRABAJO Y COMENTARIOS
Verificación y fijación de Tornillería
Verificación del ángulo de inclinación y fijación de los paneles
Verificación del voltaje de salida DC de módulos solares FV 01 y 02
Verificación y toma de medida de la potencia inyectada a la red
Pruebas de funcionamiento y puesta en marcha
CONFORMIDAD

Ejecutante (s)

Jefe de Mantenimiento

Usuario (s)



DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD LA PAZ S.A.
CASA MATRIZ
 Nro. Punto de Venta 0
 AVENIDA ILLIMANI NRO: 1987 ZONA MIRAFLORES, A UNA
 CUADRA STADIUM HERNANDO SILES
 Teléfono: 2222200
 LA PAZ

NIT	1020613020
FACTURA N°	10628032
COD. AUTORIZACIÓN	45D54B10B1DEEA838E5 D5D24D2956BD735A2B4 58061D00C4A91F8FD74

FACTURA

(Con Derecho a Crédito Fiscal)

Fecha: 27/12/2019 10:13 AM

NIT/CI/CEX: 2229576

Nombre/Razón Social: HERNANDEZ QUISBERT JOSE LUIS

Periodo: 12/2019

Dirección: C COTA,CLL.27*25

Nro. Medidor: 1518795

Consumo Periodo: 210

Cod. Cliente/Nro.Consumidor: 476417-2

CÓDIGO PRODUCTO / SERVICIO	CANTIDAD	UNIDAD DE MEDIDA	DESCRIPCIÓN	PRECIO UNITARIO	DESCUENTO	SUBTOTAL
1	1.00	UNIDAD (SERVICIOS)	VENTA ENERGIA	127.50	0.00	127.50
			Ajustes sujetos a IVA			0.00
			Descuento Ley 1886			0.00
			Descuento Tarifa Dignidad			0.00
			Tasa por Alumbrado Público			20.33
			Tasa Aseo Urbano			15.60
			Otras Tasas			0.00
			Otros Pagos			0.00
TOTAL Bs.						163.43

Son: Ciento Sesenta y tres 43/100 Bolivianos

(-) DESCUENTO Bs.	0.00
SUBTOTAL A PAGAR Bs.	163.43
(-) AJUSTES NO SUJETOS A IVA Bs.	0.00
MONTO TOTAL A PAGAR Bs.	163.43
(-) TASAS Bs.	26.08
(-) OTROS PAGOS NO SUJETO IVA Bs.	0.00
(+) AJUSTES NO SUJETOS A IVA Bs.	0.00
IMPORTE BASE CRÉDITO FISCAL	137.35

HISTORICO	HISTORICO	HISTORICO	HISTORICO
Mes/Año Consumo kWh	Mes/Año Consumo kWh	Mes/Año Consumo kWh	Mes/Año Consumo kWh
12/2018 132	3/2019 144	6/2019 148	9/2019 136
1/2019 135	4/2019 145	7/2019 144	10/2019 151
2/2019 124	5/2019 133	8/2019 147	11/2019 142

ESTA FACTURA CONTRIBUYE AL DESARROLLO DEL PAÍS, EL USO ILÍCITO SERÁ SANCIONADO PENALMENTE DE ACUERDO A LEY

Ley N° 453: Los servicios deben suministrarse en condiciones de inocuidad, calidad y seguridad.

Este documento es la Representación Gráfica de un Documento Fiscal Digital emitido en una modalidad de facturación en línea



Anexo L Factura de consumo de electricidad del domicilio

**ANEXO M. ESTRUCTURACION DE TAREAS MINI SISTEMA SOLAR
FOTOVOLTAICA**

1. Tener diseño

1.1 Tener diseño de estructura metálica

1.2 Tener diseño de los componentes del sistema solar FV.

1.2.1 Tener diseño de cálculo de número de paneles solares

1.2.2 Tener diseño de dimensionamiento del micro inversor

1.2.3 Tener diseño del diseño de protecciones y sección de conductores

1.2.4 Tener diseño de los planos de conexión

2. Tener Recursos.

2.1 Tener recursos económicos.

2.2 Tener recursos humanos.

2.2.1 Tener los perfiles profesionales del personal.

2.2.2. Convocar.

2.2.3 Seleccionar.

2.2.4 Contratar.

2.3 Tener recursos operativos.

2.3.1 Tener materia prima.

2.3.1.1 Tener alternativas técnicas.

2.3.1.2 Tener alternativas económicas.

2.3.1.3 Tener plan logístico.

2.3.1.3.1 Tener gestión de inventario.

2.3.1.4 Cotizar.

2.3.1.5 Comprar.

2.3.1.5.1 Recibir.

2.3.1.5.2 Almacenar.

2.3.2 Tener herramientas de trabajo.

2.3.2.1 Tener alternativas técnicas.

2.3.2.2 Tener alternativas económicas.

2.3.2.2 Tener plan logístico.

2.3.2.2.1 Tener plan de mantenimiento.

2.3.2.2.2. Tener plan de trabajo.

2.3.3 Tener suministros.

2.3.3.1 Tener alternativas técnicas.

2.3.3.2 Tener alternativas económicas.

2.3.4 Tener capital operativo.

3. Tener espacio de trabajo.

3.1 Tener la ubicación para la instalación.

3.2 Tener equipo de seguridad industrial.

3.3 Tener herramientas de trabajo.

4. Instalar.

4.1 Tener hojas de procesos.

4.2 Tener plan de seguridad industrial.

4.3 Tener esquemas y planos de conexión.
4.4 Ejecutar procesos.
4.4.1 Fabricar la estructura metálica.
4.4.1.1 Medir los perfiles ranurados.
4.4.1.1.1 Medir.
4.4.1.1.2 Trazar.
4.4.1.2 Cortar los perfiles ranurados.
4.4.1.2.1 Cortar.
4.4.1.3 Perforar orificios.
4.4.1.3.1 Marcar.
4.4.1.3.2 Perforar.
4.4.1.4 Lavar la estructura.
4.4.1.4.1 Limpiar.
4.4.1.4.2 Desengrasar.
4.4.1.5 Pulir la estructura.
4.4.2 Fabricar los elementos de madera.
4.4.2.1 Cortar las tablas.
4.4.2.1.1 Trazar.
4.4.2.1.2 Cortar.
4.4.2.2 Cepillar.
4.4.2.3 Grosear.
4.4.2.4 Perforar orificios.
4.4.2.4.1 Marcar.
4.4.2.4.2 Perforar.
4.4.2.5 Lijar.
4.4.2.6 Fondear.
4.4.2.7 Pulir.
4.4.3 Ensamblar.
4.4.3.1 Colocar escuadras.
4.4.3.2 Ajustar tornillos y pernos.
4.4.4 Empotrar los paneles solares.
4.4.4.1 Fijar en su posición.
4.4.4.1.1 Colocar seguros.
4.4.4.1.2 Colocar tornillos.
4.4.4.1.3 Ajustar pernos.
4.4.4.2 Ajustar inclinación óptima.
4.4.5 Colocar micro-inversor
4.4.5.1 Fijar en su posición.
4.4.5.1.1 Colocar tornillos.
4.4.5.1.2 Ajustar pernos.
4.4.6 Colocar protecciones y conductores en DC
4.4.6.1 Fijar en su posición.
4.4.6.1.1 Colocar tornillos.

4.4.6.1.2 Ajustar pernos.
4.4.6.2 Conectar cables conductores.
4.4.6.3 Conectar conductor a tierra.
4.4.7 Colocar protecciones y conductores en AC
4.4.7.1 Fijar en su posición.
4.4.7.1.1 Colocar tornillos.
4.4.7.1.2 Ajustar pernos.
4.4.7.2 Conectar cables conductores.
4.4.7.3 Conectar conductor a tierra.
5. Evaluar.
5.1 Controlar calidad de materia prima.
5.1.1 Controlar resistencia de los perfiles zincados (aleatoriamente).
5.1.2 Controlar humedad de las tablas de madera (aleatoriamente).
5.2 Controlar procesos de montaje y conexión en cada etapa.
5.2.1 Controlar el cumplimiento de tiempos de procesos.
5.2.2 Controlar seguridad industrial durante el montaje.
5.2.3 Controlar cumplimiento de la norma.
5.3 Evaluar la calidad del producto terminado.
5.3.1 Ensayo aleatorio de cargas.
5.4 Evaluar la capacidad de producción de energía.
5.4.1 Evaluar la eficiencia del sistema.

Anexo M. Estructuración de tareas mini sistema solar fotovoltaico. Fuente: Elaboración Propia.

**ANEXO N. DESGLOSE POR NIVELES ESTRUCTURACIÓN DE TAREAS PARA EL MONTAJE DE UN
MINI SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO**

0	1	2	3	4	5
<p align="center">MONTAJE DE UN MINI- SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED</p>	<p>1. Tener diseño</p>				
		<p>1.1 Tener diseño de estructura metálica</p>			
		<p>1.2 Tener diseño de los componentes del sistema solar FV.</p>	<p>1.2.1 Tener diseño de cálculo de número de paneles solares</p>		
			<p>1.2.2 Tener diseño de dimensionamiento del micro-inversor</p>		
			<p>1.2.3 Tener diseño del diseño de protecciones y sección de conductores</p>		
			<p>1.2.4 Tener diseño de los planos de conexión</p>		

	2. Tener Recursos.				
		2.1 Tener recursos económicos.			
		2.2 Tener recursos humanos.	2.2.1 Tener los perfiles profesionales del personal.		
			2.2.2. Convocar.		
			2.2.3 Seleccionar.		
			2.2.4 Contratar.		
		2.3 Tener recursos operativos.			
			2.3.1 Tener materia prima.		
				2.3.1.1 Tener alternativas técnicas.	
				2.3.1.2 Tener alternativas económicas.	
				2.3.1.3 Tener plan logístico.	
					2.3.1.3.1 Tener gestión de inventario.
				2.3.1.4 Cotizar.	
				2.3.1.5 Comprar.	2.3.1.5.1 Recibir.
					2.3.1.5.2 Almacenar.
		2.3.2 Tener herramientas de trabajo.			

				2.3.2.1 Tener alternativas técnicas.	
				2.3.2.2 Tener alternativas económicas.	
				2.3.2.2 Tener plan logístico.	
					2.3.2.2.1 Tener plan de mantenimiento.
					2.3.2.2.2. Tener plan de trabajo.
			2.3.3 Tener suministros.		
				2.3.3.1 Tener alternativas técnicas.	
				2.3.3.2 Tener alternativas económicas.	
			2.3.4 Tener capital operativo.		
	3. Tener espacio de trabajo.				
		3.1 Tener la ubicación para la instalación.			
		3.2 Tener equipo de seguridad industrial.			

		3.3 Tener herramientas de trabajo.			
	4. Instalar.				
		4.1 Tener hojas de procesos.			
		4.2 Tener plan de seguridad industrial.			
		4.3 Tener esquemas y planos de conexión.			
		4.4 Ejecutar procesos.			
			4.4.1 Fabricar la estructura metálica.		
				4.4.1.1 Medir los perfiles ranurados.	
					4.4.1.1.1 Medir.
					4.4.1.1.2 Trazar.
				4.4.1.2 Cortar los perfiles ranurados.	
					4.4.1.2.1 Cortar.
				4.4.1.3 Perforar orificios.	
					4.4.1.3.1 Marcar.
					4.4.1.3.2 Perforar.
			4.4.1.4 Lavar la estructura.		

					4.4.1.4.1 Limpiar.
					4.4.1.4.2 Desengrasar.
				4.4.1.5 Pulir la estructura.	
			4.4.2 Fabricar los elementos de madera.		
				4.4.2.1 Cortar las tablas.	
					4.4.2.1.1 Trazar.
					4.4.2.1.2 Cortar.
				4.4.2.2 Cepillar.	
				4.4.2.3 Grosear.	
				4.4.2.4 Perforar orificios.	
					4.4.2.4.1 Marcar.
					4.4.2.4.2 Perforar.
				4.4.2.5 Lijar.	
				4.4.2.6 Fondear.	
				4.4.2.7 Pulir.	
			4.4.3 Ensamblar.		
				4.4.3.1 Colocar escuadras.	
				4.4.3.2 Ajustar tornillos y pernos.	
			4.4.4 Empotrar los paneles solares.		

				4.4.4.1 Fijar en su posición.	
					4.4.4.1.1 Colocar seguros.
					4.4.4.1.2 Colocar tornillos.
					4.4.4.1.3 Ajustar pernos.
				4.4.4.2 Ajustar inclinación óptima.	
			4.4.5 Colocar micro-inversor		
				4.4.5.1 Fijar en su posición.	
					4.4.5.1.1 Colocar tornillos.
					4.4.5.1.2 Ajustar pernos.
			4.4.6 Colocar protecciones y conductores en DC		
				4.4.6.1 Fijar en su posición.	
					4.4.6.1.1 Colocar tornillos.
					4.4.6.1.2 Ajustar pernos.
				4.4.6.2 Conectar cables conductores.	
				4.4.6.3 Conectar conductor a tierra.	

			4.4.7 Colocar protecciones y conductores en AC		
				4.4.7.1 Fijar en su posición.	
					4.4.7.1.1 Colocar tornillos.
					4.4.7.1.2 Ajustar pernos.
				4.4.7.2 Conectar cables conductores.	
				4.4.7.3 Conectar conductor a tierra.	
	5. Evaluar.				
		5.1 Controlar calidad de materia prima.			
			5.1.1 Controlar resistencia de los perfiles zincados (aleatoriamente).		
			5.1.2 Controlar humedad de las tablas de madera (aleatoriamente).		
	5.2 Controlar procesos de montaje y conexión en cada etapa.				

			5.2.1 Controlar el cumplimiento de tiempos de procesos.		
			5.2.2 Controlar seguridad industrial durante el montaje.		
			5.2.3 Controlar cumplimiento de la norma.		
		5.3 Evaluar la calidad del producto terminado.			
			5.3.1 Ensayo aleatorio de cargas.		
		5.4 Evaluar la capacidad de producción de energía.			
			5.4.1 Evaluar la eficiencia del sistema.		

Anexo N. Desglose por niveles estructuración de tareas para el diseño y montaje de un mini sistema solar fotovoltaico. Fuente: Elaboración Propia.

ANEXO O. MANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Mantenimiento Preventivo

1. Paneles Solares Fotovoltaicos

Limpieza periódica del panel (semanalmente)	La suciedad que pueda acumular el panel puede reducir su rendimiento, las capas de polvo que reducen la intensidad del Sol no son peligrosas y la reducción de potencia no suele ser significativa. Sin embargo, las labores de limpieza de los paneles se deben realizar mensualmente o bien después de una lluvia de barro, nevada u otros fenómenos meteorológicos similares. La limpieza se realiza con agua (sin agentes abrasivos ni instrumentos metálicos). Preferiblemente se debe hacer fuera de las horas centrales del día, para evitar cambios bruscos de temperatura entre el agua y el panel (sobre todo en verano).
* El proceso de limpieza depende lógicamente del proceso de ensuciado, en el caso de los desechos procedentes de las aves conviene evitarlos poniendo pequeñas antenas elásticas que impidan que se posen.	
Inspección visual de posibles degradaciones (bimensualmente)	Controlar que ninguna célula se encuentre en mal estado (cristal de protección roto, normalmente debido a acciones externas).
	Comprobar que el marco del módulo se encuentra en correctas condiciones (ausencia de deformaciones o roturas).
Control de la temperatura del panel (trimestralmente)	Controlar, a ser posible mediante termografía infrarroja, que ningún punto del panel esté fuera del rango de temperatura permitido por el fabricante, sobre todo en los meses de verano.
Control de las características eléctricas del panel (anualmente)	Revisar el estado de las conexiones, entre otros:
	- Ausencia de sulfatación de contactos.
	- Ausencia de oxidaciones en los circuitos y soldadura de las células, normalmente debido a la entrada de humedad.
	- Comprobar de estado y adherencia de los cables a los terminales de los paneles.

	<p>- Comprobar de la estanqueidad de la caja de terminales o del estado de los capuchones de seguridad. Si procede, se sustituyen las piezas en mal estado y/o se limpian los terminales.</p> <p>- Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra.</p> <p>- Controlar la temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60°C, medir la tensión e intensidad de la misma, controlando que está dentro de los valores normales. Si es necesario, sustituir dicha conexión.</p>
2. Estructura soporte de los paneles	
Anual:	Comprobar posibles degradaciones (deformaciones, grietas, etc.)
	Comprobar el estado de fijación de la estructura a cubierta. Controlar que la tornillería se encuentra correctamente apretada. Si algún elemento de fijación presenta síntomas de defectos, sustituir por otro nuevo.
	Comprobar del estado de fijación de módulos a la estructura. Operación análoga a la fijación de la estructura soporte a la cubierta.
	Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra.
3. Micro-Inversor	
Semestral	Limpiar las rejillas protectoras en las entradas y salidas de aire.
Anual	Inspeccionar existencia de residuos de polvo, suciedad, humedad y filtraciones de agua.
	Si es necesario, limpiar el inversor y tomar las medidas pertinentes.
	Revisar la firmeza de todas las conexiones del cableado eléctrico y, dado el caso, apretarlas.
	Comprobar si el aislamiento o los bornes presentan descoloración o alteraciones de otro tipo. En caso necesario cambiar las conexiones deterioradas o los elementos de conexión oxidados.

Comprobar la temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60°C, se medirá la tensión e intensidad de la misma, controlando que está dentro de los valores normales. Si es necesario, sustituir dicha conexión.

Revisar el funcionamiento de los dispositivos de protección:

- Interruptores automáticos.

- Interruptores de protección.

Revisar de las tensiones de mando y auxiliares de 230 V y 24 V.

* Debido al peligro inminente por riesgo eléctrico, las operaciones de mantenimiento se deben realizar con el Micro-inversor desconectado y sin tensión.

4. Protecciones de la instalación solar fotovoltaica

a) Por el usuario

Trimestral	Inspeccionar visualmente los mecanismos interiores para posible detección de anomalías visibles y dar aviso al profesional.
Anual	Comprobar el correcto funcionamiento de los interruptores diferenciales mediante el siguiente procedimiento:
	- Acción manual sobre el botón de prueba que incluye el propio interruptor diferencial.
	- Desconexión automática del paso de la corriente eléctrica mediante la recuperación de la posición de reposo (0) de mando de conexión-desconexión.
	- Acción manual sobre el mismo mando para colocarlo en su posición de conexión (1) para recuperar el suministro eléctrico.
	Comprobar el correcto funcionamiento de los interruptores magnetotérmicos. Cuando por sobreintensidad o cortocircuito saltara un interruptor magnetotérmico habría que actuar de la siguiente manera:
- Desconexión de aquel receptor eléctrico con el que se produjo la avería o, en su caso, desconectar el correspondiente interruptor.	

	- Rearme (o activado) del magnetotérmico del fallo para recuperar el suministro habitual.
	- Revisar del receptor eléctrico que ha originado el problema o, en su caso, comprobar de que su potencia es menor que la que soporta el magnetotérmico.
Cada 5 años:	Limpiar superficialmente las clavijas y receptores eléctricos, siempre con bayetas secas y en estado de desconexión.
	Limpiar superficialmente los mecanismos, siempre con bayetas secas y preferiblemente con desconexión previa de la corriente eléctrica.
b) Por el personal cualificado	
Anual	Comprobar el funcionamiento de todos los interruptores y protección.
Cada 2 años	Comprobar mediante inspección visual del estado del interruptor de corte y de los fusibles de protección, el estado frente a la corrosión y la continuidad del conductor de puesta a tierra.
	Verificar el estado de conservación de los interruptores, reparándose los defectos encontrados.
Cada 5 años:	Comprobar los dispositivos de protección contra cortocircuitos, contactos directos e indirectos, así como sus intensidades nominales en relación a la sección de los conductores que protegen, reparar los defectos encontrados.
Cada 10 años:	Hacer la revisión general de la instalación.
* Tomando todas las precauciones referidas a trabajos con inminente riesgo eléctrico. Todos los temas de cableado son exclusivos de personas con conocimientos en electricidad.	
5. Puesta a tierra	
Anual:	En la época en que el terreno esté más seco y después de cada descarga eléctrica, comprobar de la continuidad eléctrica y reparación de los defectos encontrados en los distintos puntos de puesta a tierra.
Cada 2 años:	Comprobar la línea principal y derivadas de tierra, mediante inspección visual de todas las conexiones y su estado frente a la corrosión, así como la continuidad de las líneas. Reparar los defectos encontrados.

6. Instalación eléctrica

a) Por el usuario:

Anual:	Inspección visual para comprobar el buen estado de los enchufes a través del buen contacto con conectores de las clavijas y de la ausencia de posibles fogueados de sus extremos.
	Limpieza superficial de los enchufes con un trapo seco.
Cada 5 años:	Limpieza superficial de las clavijas y receptores eléctricos, siempre con trapos secos y en estado de desconexión.

b) Por el personal capacitado:

Cada 2 años:	Verificar el estado de conservación de las cubiertas aislantes de los interruptores y bases de enchufe de la instalación, reparándose los defectos encontrados.
---------------------	---

Anexo O. Manual de Operación y Mantenimiento. Fuente: Elaboración Propia.

ANEXO P. DIAGRAMA DE FUNCIONES INGENIERÍA, DISEÑO, MANO DE OBRA, LOGÍSTICA Y PUESTA EN MARCHA

	Nro Tarea	TIEMPO TOTAL DE CADA TAREA (hrs)	Jefe de Proyecto (Ingeniero)	Técnico Electromecánico	Ayudante
1.1 Tener diseño de estructura metálica	1	3	3		
1.2.1 Tener diseño de cálculo de número de paneles solares	2	1	1		
1.2.2 Tener diseño de dimensionamiento del micro-inversor	3	1	1		
1.2.3 Tener diseño del diseño de protecciones y sección de conductores	4	1.5	1	0.5	
1.2.4 Tener diseño de los planos de conexión	5	1.5	1	0.5	
2.1 Tener recursos económicos.	6	1	1		
2.2.1 Tener los perfiles profesionales del personal.	7	0.5	0.5		
2.2.2. Convocar.	8				
2.2.3 Seleccionar.	9				
2.2.4 Contratar.	10				
2.3.1.1 Tener alternativas técnicas.	11	1	1		
2.3.1.2 Tener alternativas económicas.	12	1	1		
2.3.1.3.1 Tener gestión de inventario.	13				
2.3.1.4 Cotizar.	14	3			3
2.3.1.5.1 Recibir.	15	0.5			0.5
2.3.1.5.2 Almacenar.	16	0.5			0.5
2.3.2.1 Tener alternativas técnicas.	17	0.5	0.5		
2.3.2.2 Tener alternativas económicas.	18	0.5	0.5		
2.3.2.2.1 Tener plan de mantenimiento.	19	1	1		
2.3.2.2.2. Tener plan de trabajo.	20	1	1		
2.3.3.1 Tener alternativas técnicas.	21	0.5	0.5		
2.3.3.2 Tener alternativas económicas.	22	0.5	0.5		
2.3.4 Tener capital operativo.	23				

3.1 Tener la ubicación para la instalación.	24				
3.2 Tener equipo de seguridad industrial.	25	1	1		
3.3 Tener herramientas de trabajo.	26	1	1		
4.1 Tener hojas de procesos.	27	1	1		
4.2 Tener plan de seguridad industrial.	28	1	1		
4.3 Tener esquemas y planos de conexión.	29	1	1		
4.4.1.1.1 Medir.	30	1		1	
4.4.1.1.2 Trazar.	31	1		1	
4.4.1.2.1 Cortar.	32	1			1
4.4.1.3.1 Marcar.	33	0.5			0.5
4.4.1.3.2 Perforar.	34	0.5			0.5
4.4.1.4.1 Limpiar.	35	0.5			0.5
4.4.1.4.2 Desengrasar.	36	0.25			0.25
4.4.1.5 Pulir la estructura.	37	0.25			0.25
4.4.2.1.1 Trazar.	38	0.25			0.25
4.4.2.1.2 Cortar.	39	0.25			0.25
4.4.2.2 Cepillar.	40	0.25			0.25
4.4.2.3 Grosear.	41	0.25			0.25
4.4.2.4.1 Marcar.	42	0.25			0.25
4.4.2.4.2 Perforar.	43	0.25			0.25
4.4.2.5 Lijar.	44	0.25			0.25
4.4.2.6 Fondear.	45	0.25			0.25
4.4.2.7 Pulir.	46	0.25			0.25
4.4.3.1 Colocar escuadras.	47	0.25		0.25	
4.4.3.2 Ajustar tornillos y pernos.	48	0.25		0.25	
4.4.4.1.1 Colocar seguros.	49	0.5		0.5	
4.4.4.1.2 Colocar tornillos.	50	0.5		0.5	

4.4.4.1.3 Ajustar pernos.	51	0.5		0.5	
4.4.4.2 Ajustar inclinación óptima.	52	0.5		0.5	
4.4.5.1.1 Colocar tornillos.	53	0.25		0.25	
4.4.5.1.2 Ajustar pernos.	54	0.25		0.25	
4.4.6.1.1 Colocar tornillos.	55	0.5		0.5	
4.4.6.1.2 Ajustar pernos.	56	0.5		0.5	
4.4.6.2 Conectar cables conductores.	57	1		1	
4.4.6.3 Conectar conductor a tierra.	58	1		1	
4.4.7.1.1 Colocar tornillos.	59	0.5		0.5	
4.4.7.1.2 Ajustar pernos.	60	0.5		0.5	
4.4.7.2 Conectar cables conductores.	61	1		1	
4.4.7.3 Conectar conductor a tierra.	62	1		1	
5.1.1 Controlar resistencia de los perfiles zincados (aleatoriamente).	63	1	0.5	0.5	
5.1.2 Controlar humedad de las tablas de madera (aleatoriamente).	64	0.5	0.25		0.25
5.2.1 Controlar el cumplimiento de tiempos de procesos.	65	1	1		
5.2.2 Controlar seguridad industrial durante el montaje.	66	3	3		
5.2.3 Controlar cumplimiento de la norma.	67	1	1		
5.3.1 Ensayo aleatorio de cargas.	68	1	1		
5.4.1 Evaluar la eficiencia del sistema.	69	2	2		
TOTAL HORAS DE TRABAJO		50.25	28.25	12.5	9.5
Costo hora hombre (Bs/hora)			25	15	10
COSTO POR TRABAJADOR (Bs.)			706.25	187.5	95
COSTO TOTAL (Bs.)			988.75		

Anexo P. Diagrama de tiempos y funciones. Fuente: Elaboración Propia.

Anexo Q Resultados de estudio de datos de curvas de radiación mensual

RESULTADOS MES DE DICIEMBRE

$y = ax^2 + bx + c$	A	B	C
	-19.019	267.78	-276.67
$t_1 = \frac{-B + \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}$	t1	1.12	
$t_2 = \frac{-B - \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}$	t2	12.96	
$R_d = \int_{t_1}^{t_2} R dt$	Rd	5,253.48 (W*h/m2)	
1 HSP = 1000 Wh/m ²	HSP	5.25 (hsp)	
$E_{GEN} = W_{GEN} * HSP * (1 + i_s)$ W _{GEN} = 540 W i _s = 3.636%	Egen	2,940.03 (W*h/dia)	
$E_{UT} = \frac{E_{GEN}}{1,25}$	Eut	2,352.02 (W*h/dia)	
Periodo de evaluación = 30 días	Eut(mensual)	70.56 (kW*h/mes)	

RESULTADOS MES DE ENERO

$y = ax^2 + bx + c$	A	B	C
	-18.598	264.54	-297.32
$t_1 = \frac{-B + \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}$	t1	1.23	
$t_2 = \frac{-B - \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}$	t2	12.99	
$R_d = \int_{t_1}^{t_2} R dt$	Rd	5,045.66 (W*h/m2)	
1 HSP = 1000 Wh/m ²	HSP	5.05 (hsp)	
$E_{GEN} = W_{GEN} * HSP * (1 + i_s)$ W _{GEN} = 540 W i _s = 3.636%	Egen	2,823.72 (W*h/dia)	
$E_{UT} = \frac{E_{GEN}}{1,25}$	Eut	2,258.98 (W*h/dia)	
Periodo de evaluación = 26 días	Eut(mensual)	58.73 (kW*h/mes)	

RESULTADOS MES DE FEBRERO

$y = ax^2 + bx + c$	A	B	C
	-20.475	286.06	-317.33
$t_1 = \frac{-B + \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}$	t1	1.21	
$t_2 = \frac{-B - \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}$	t2	12.76	
$R_d = \int_{t_1}^{t_2} R dt$	Rd	5,246.02 (W*h/m ²)	
1 HSP = 1000 Wh/m ²	HSP	5.25 (hsp)	
$E_{GEN} = W_{GEN} * HSP * (1 + i_s)$ W _{GEN} = 540 W i _s = 3.636%	Egen	2,935.85 (W*h/dia)	
$E_{UT} = \frac{E_{GEN}}{1,25}$	Eut	2,348.68 (W*h/dia)	
Periodo de evaluación = 38 días	Eut(mensual)	89.25 (kW*h/mes)	

RESULTADOS MES DE MARZO

$y = ax^2 + bx + c$	A	B	C
	-17.382	223.56	-123.75
$t_1 = \frac{-B + \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}$	t1	0.58	
$t_2 = \frac{-B - \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}$	t2	12.28	
$R_d = \int_{t_1}^{t_2} R dt$	Rd	4,642.54 (W*h/m ²)	
1 HSP = 1000 Wh/m ²	HSP	4.64 (hsp)	
$E_{GEN} = W_{GEN} * HSP * (1 + i_s)$ W _{GEN} = 540 W i _s = 3.636%	Egen	2,598.13 (W*h/dia)	
$E_{UT} = \frac{E_{GEN}}{1,25}$	Eut	2,078.50 (W*h/dia)	
Periodo de evaluación = 40 días	Eut(mensual)	83.14 (kW*h/mes)	

RESULTADOS MES DE ABRIL

$y = ax^2 + bx + c$	A	B	C
	-21.791	271.4	-214.98
$t_1 = \frac{-B + \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}$	t1	0.85	
$t_2 = \frac{-B - \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}$	t2	11.60	
$R_d = \int_{t_1}^{t_2} R dt$	Rd	4,517.35 (W*h/m2)	
1 HSP = 1000 Wh/m ²	HSP	4.52 (hsp)	
$E_{GEN} = W_{GEN} * HSP * (1 + i_s)$ W _{GEN} = 540 W i _s = 3.636%	Egen	2,528.06 (W*h/dia)	
$E_{UT} = \frac{E_{GEN}}{1,25}$	Eut	2,022.45 (W*h/dia)	
Periodo de evaluación = 32 días	Eut(mensual)	64.72 (kW*h/mes)	

RESULTADOS MES DE MAYO

$y = ax^2 + bx + c$	A	B	C
	-17.616	225.11	-132.23
$t_1 = \frac{-B + \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}$	t1	0.62	
$t_2 = \frac{-B - \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}$	t2	12.16	
$R_d = \int_{t_1}^{t_2} R dt$	Rd	4,517.09 (W*h/m2)	
1 HSP = 1000 Wh/m ²	HSP	4.52 (hsp)	
$E_{GEN} = W_{GEN} * HSP * (1 + i_s)$ W _{GEN} = 540 W i _s = 3.636%	Egen	2,527.92 (W*h/dia)	
$E_{UT} = \frac{E_{GEN}}{1,25}$	Eut	2,022.34 (W*h/dia)	
Periodo de evaluación = 33 días	Eut(mensual)	66.74 (kW*h/mes)	

RESULTADOS MES DE JUNIO

$y = ax^2 + bx + c$	A	B	C
	-17.528	223.15	-123.05
$t_1 = \frac{-B + \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}$	t1	0.58	
$t_2 = \frac{-B - \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}$	t2	12.15	
$R_d = \int_{t_1}^{t_2} R dt$	Rd	4,526.21 (W*h/m ²)	
1 HSP = 1000 Wh/m ²	HSP	4.53 (hsp)	
$E_{GEN} = W_{GEN} * HSP * (1 + i_s)$ W _{GEN} = 540 W i _s = 3.636%	Egen	2,533.02 (W*h/dia)	
$E_{UT} = \frac{E_{GEN}}{1,25}$	Eut	2,026.42 (W*h/dia)	
Periodo de evaluación = 33 días	Eut(mensual)	66.87 (kW*h/mes)	

RESULTADOS MES DE JULIO

$y = ax^2 + bx + c$	A	B	C
	-21.229	285.57	-264.92
$t_1 = \frac{-B + \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}$	t1	1.00	
$t_2 = \frac{-B - \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}$	t2	12.45	
$R_d = \int_{t_1}^{t_2} R dt$	Rd	5,307.00 (W*h/m ²)	
1 HSP = 1000 Wh/m ²	HSP	5.31 (hsp)	
$E_{GEN} = W_{GEN} * HSP * (1 + i_s)$ W _{GEN} = 540 W i _s = 3.636%	Egen	2,969.98 (W*h/dia)	
$E_{UT} = \frac{E_{GEN}}{1,25}$	Eut	2,375.98 (W*h/dia)	
Periodo de evaluación = 32 días	Eut(mensual)	76.03 (kW*h/mes)	

RESULTADOS MES DE AGOSTO

$y = ax^2 + bx + c$	A	B	C
	-19.075	266.84	-305.05
$t_1 = \frac{-B + \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}$	t1	1.26	
$t_2 = \frac{-B - \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}$	t2	12.73	
$R_d = \int_{t_1}^{t_2} R dt$	Rd	4,806.25 (W*h/m ²)	
1 HSP = 1000 Wh/m ²	HSP	4.81 (hsp)	
$E_{GEN} = W_{GEN} * HSP * (1 + i_s)$ W _{GEN} = 540 W i _s = 3.636%	Egen	2,689.74 (W*h/dia)	
$E_{UT} = \frac{E_{GEN}}{1,25}$	Eut	2,151.79 (W*h/dia)	
Periodo de evaluación = 32 días	Eut(mensual)	68.86 (kW*h/mes)	

RESULTADOS MES DE SEPTIEMBRE

$y = ax^2 + bx + c$	A	B	C
	-18.74	259.2	-248.98
$t_1 = \frac{-B + \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}$	t1	1.04	
$t_2 = \frac{-B - \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}$	t2	12.79	
$R_d = \int_{t_1}^{t_2} R dt$	Rd	5,072.30 (W*h/m ²)	
1 HSP = 1000 Wh/m ²	HSP	5.07 (hsp)	
$E_{GEN} = W_{GEN} * HSP * (1 + i_s)$ W _{GEN} = 540 W i _s = 3.636%	Egen	2,838.63 (W*h/dia)	
$E_{UT} = \frac{E_{GEN}}{1,25}$	Eut	2,270.91 (W*h/dia)	
Periodo de evaluación = 34 días	Eut(mensual)	77.21 (kW*h/mes)	

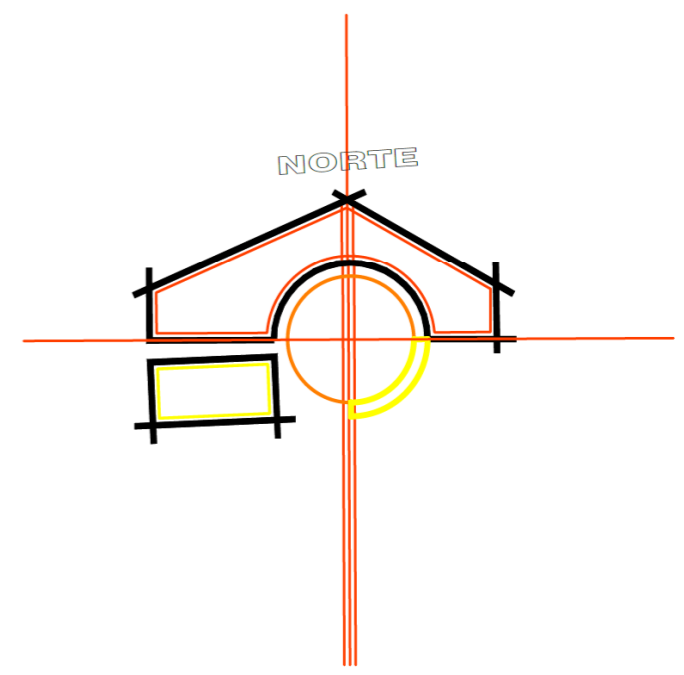
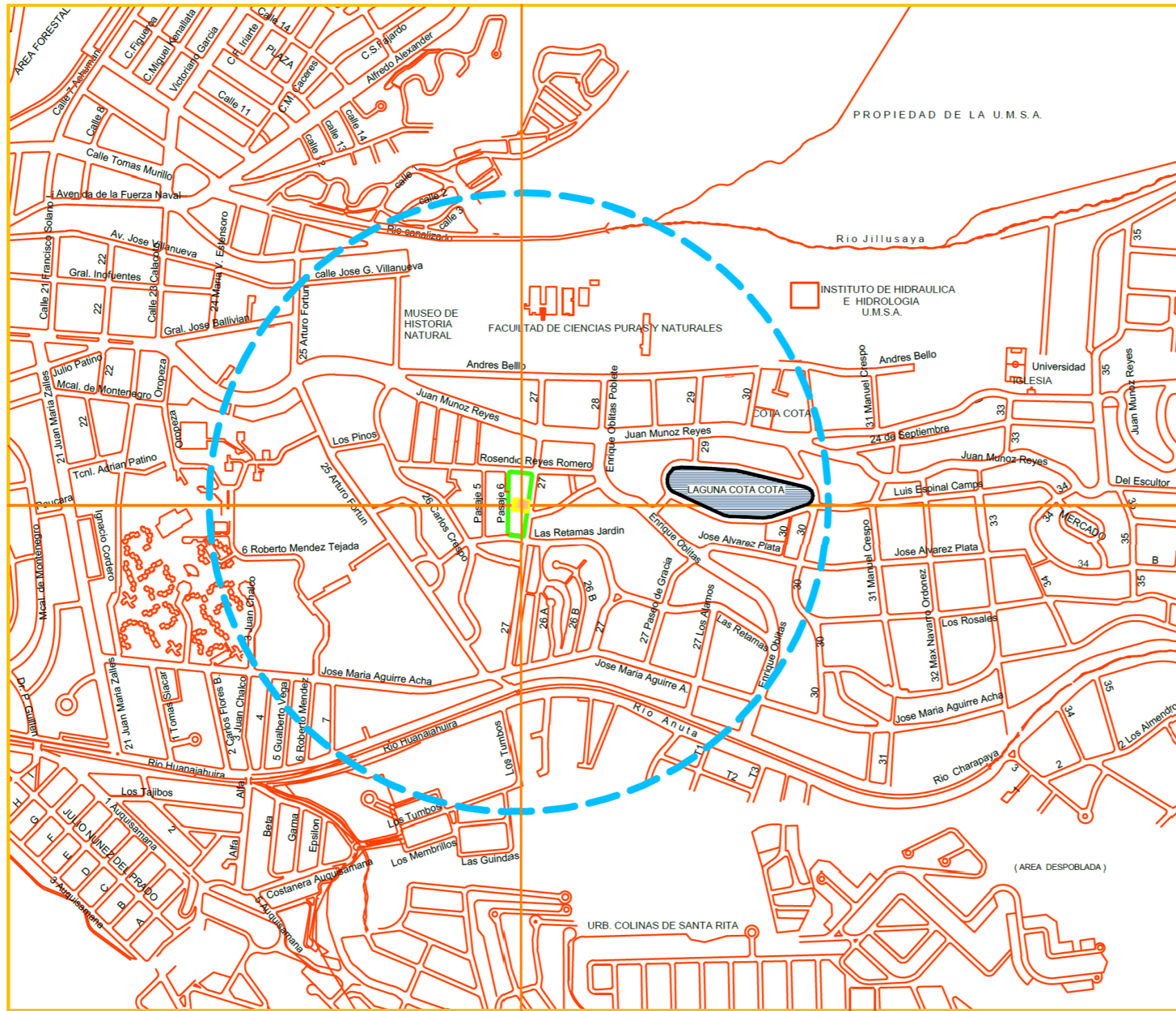
RESULTADOS MES DE OCTUBRE


$y = ax^2 + bx + c$	A	B	C
	-19.205	262.26	-233.66
$t_1 = \frac{-B + \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}$		t1	0.96
$t_2 = \frac{-B - \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}$		t2	12.70
$R_d = \int_{t_1}^{t_2} R dt$		Rd	5,178.54 (W*h/m ²)
1 HSP = 1000 Wh/m ²		HSP	5.18 (hsp)
$E_{GEN} = W_{GEN} * HSP * (1 + i_s)$ W _{GEN} = 540 W i _s = 3.636%		Egen	2,898.09 (W*h/dia)
$E_{UT} = \frac{E_{GEN}}{1,25}$		Eut	2,318.47 (W*h/dia)
Periodo de evaluación = 28 días		Eut(mensual)	64.92 (kW*h/mes)

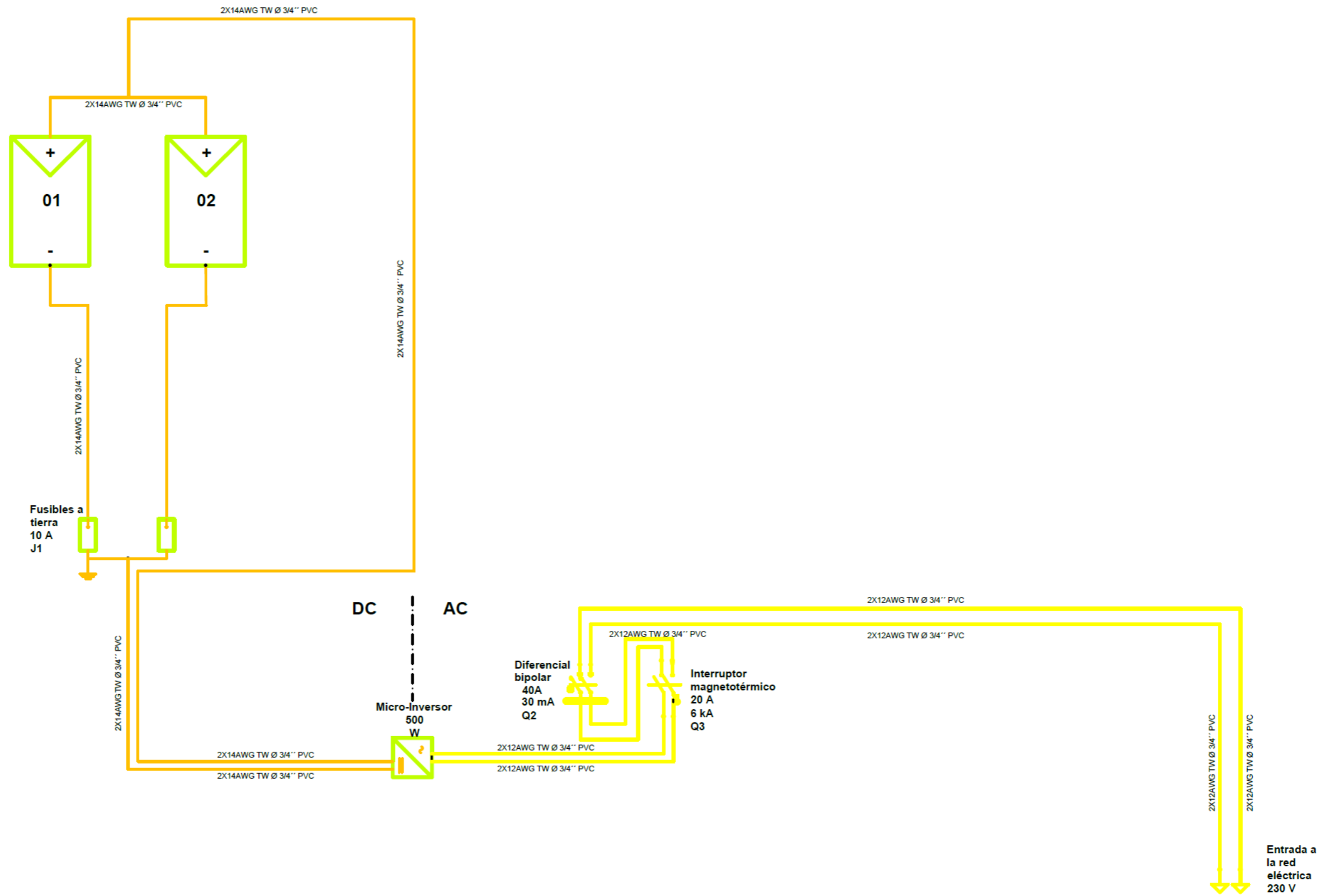
RESULTADOS MES DE NOVIEMBRE


$y = ax^2 + bx + c$	A	B	C
	-20.571	288.73	-300.09
$t_1 = \frac{-B + \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}$		t1	1.13
$t_2 = \frac{-B - \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}$		t2	12.91
$R_d = \int_{t_1}^{t_2} R dt$		Rd	5,597.43 (W*h/m ²)
1 HSP = 1000 Wh/m ²		HSP	5.60 (hsp)
$E_{GEN} = W_{GEN} * HSP * (1 + i_s)$ W _{GEN} = 540 W i _s = 3.636%		Egen	3,132.51 (W*h/dia)
$E_{UT} = \frac{E_{GEN}}{1,25}$		Eut	2,506.01 (W*h/dia)
Periodo de evaluación = 31 días		Eut(mensual)	77.69 (kW*h/mes)

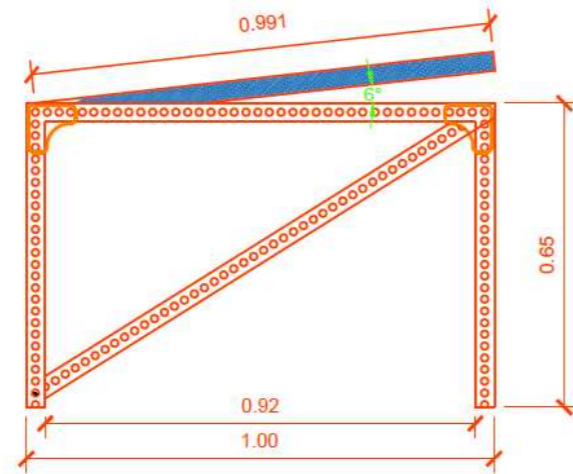
PLANOS



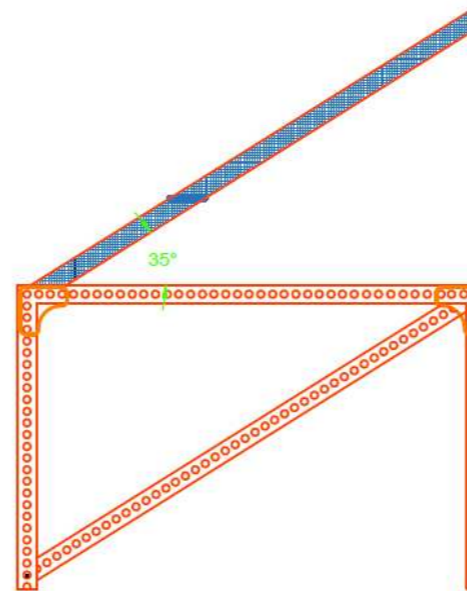
	ISO - E	Fecha	Nombre	FACULTAD DE INGENIERIA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS INGENIERÍA MECÁNICA ELECTROMECAÁNICA
	Dibujado	26/06/20	Univ. Adriana Chacón Esprella Univ. Rodrigo Jiménez Butrón	
	Examinado	26/06/20	Ing. José L. Hernández Quisbert	
ESCALA : 1 : 10.000		UBICACIÓN		PLANO : 001-005



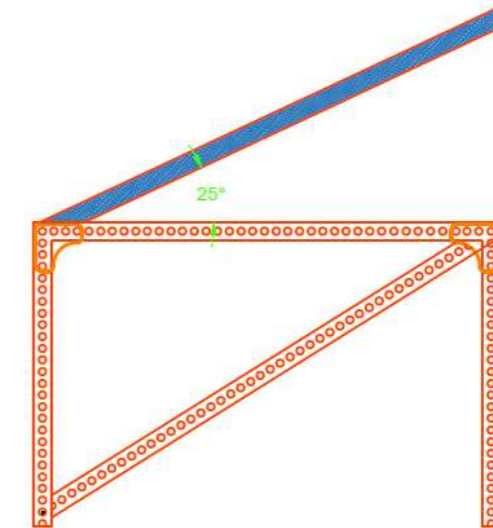
	ISO - E	Fecha	Nombre	FACULTAD DE INGENIERIA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRES INGENIERÍA MECÁNICA ELECTROMECAÁNICA
	Dibujado	26/06/20	Univ. Adriana Chacón Esprella Univ. Rodrigo Jiménez Butrón	
	Examinado	26/06/20	Ing. José L. Hernández Quisbert	
ESCALA : 1 : 50		DIAGRAMA UNIFILAR		PLANO : 002-005



VERANO




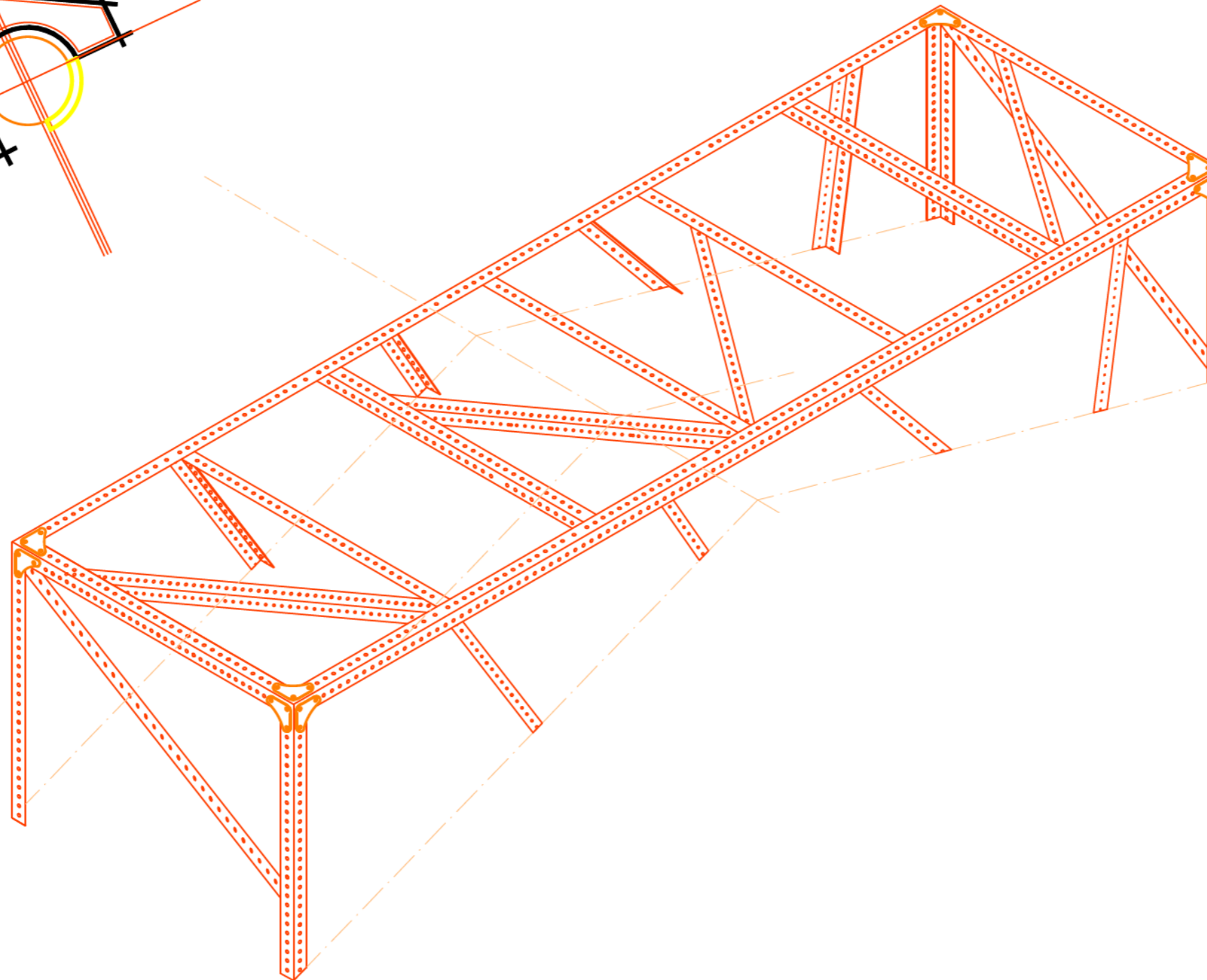
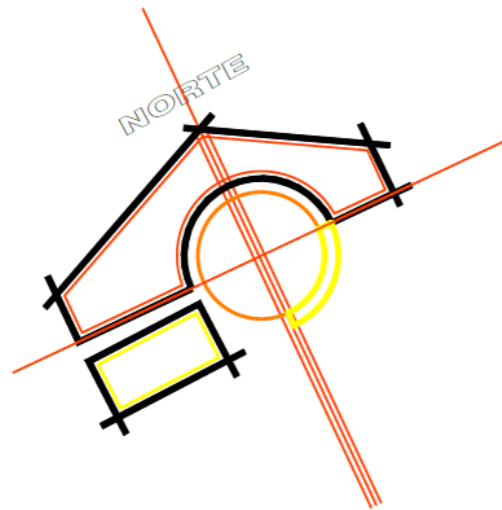
INVIERNO



ANUAL

(VISTA LATERAL)

	ISO - E	Fecha	Nombre	FACULTAD DE INGENIERIA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRES INGENIERÍA MECÁNICA ELECTROMECAÁNICA
	Dibujado	26/06/20	Univ. Adriana Chacón Esprella Univ. Rodrigo Jiménez Butrón	
	Examinado	26/06/20	Ing. José L. Hernández Quisbert	
ESCALA : 1 : 15	ÁNGULO ÓPTIMO SEGÚN EL PERIODO DE DISEÑO			PLANO : 003-005



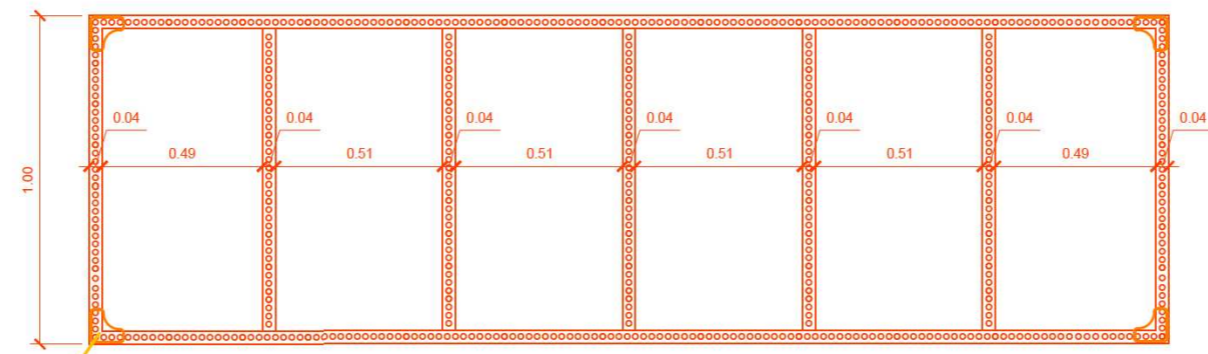
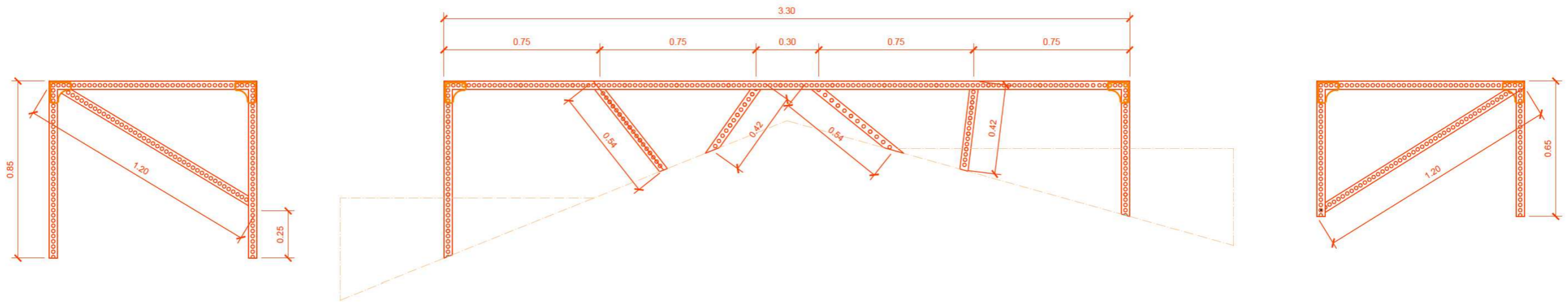
ISO - E	Fecha	Nombre
Dibujado	26/06/20	Univ. Adriana Chacón Esprella Univ. Rodrigo Jiménez Butrón
Examinado	26/06/20	Ing. José L. Hernández Quisbert

FACULTAD DE INGENIERIA
UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRES
INGENIERÍA MECÁNICA ELECTROMECÁNICA

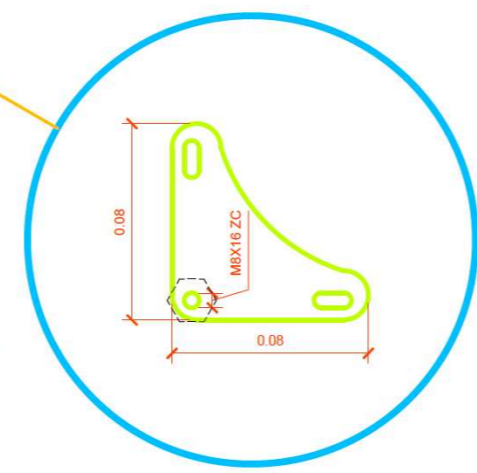
ESCALA :
1 : 15

ISOMETRICO

PLANO :
004-005

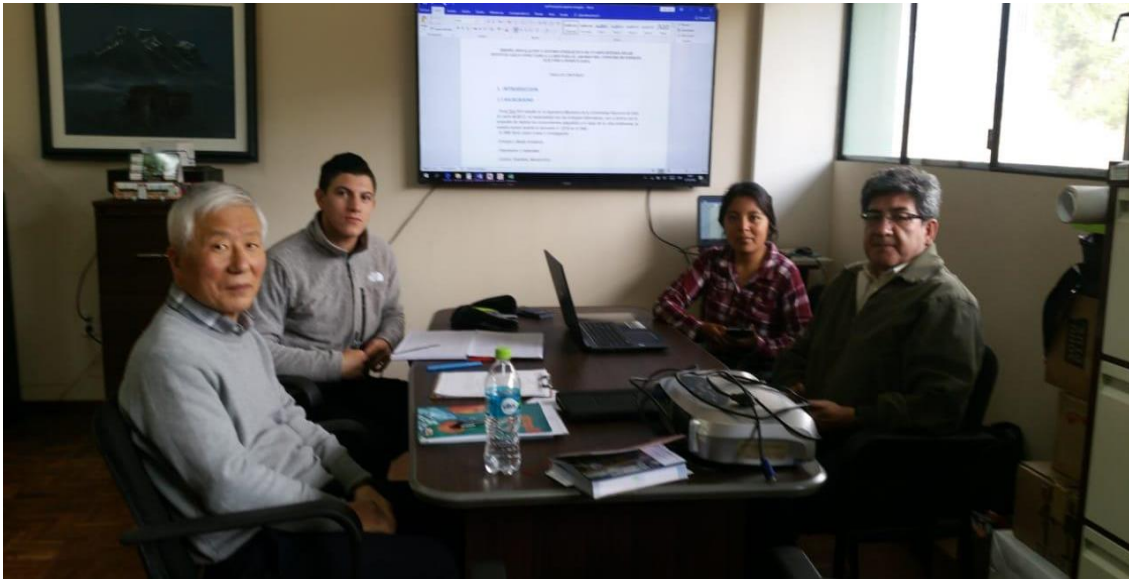


ESCALA :
1 : 2



	ISO - E	Fecha	Nombre	FACULTAD DE INGENIERÍA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS INGENIERÍA MECÁNICA ELECTROMECAÍNICA
	Dibujado	26/06/20	Univ. Adriana Chacón Esprella Univ. Rodrigo Jiménez Butrón	
	Examinado	26/06/20	Ing. José L. Hernández Quisbert	
ESCALA : 1 : 15	ESTRUCTURA SOPORTE			PLANO : 005-005

Secuencia fotográfica



Fotografía 1 Equipo de trabajo para la Presentación del Perfil del Proyecto para la aprobación del Instituto de Investigaciones Mecánicas y Electromecánica UMSA.



Fotografía 2 Adquisición del equipo.



Fotografía 3 Armado de la estructura según la medida y especificación de los planos



Fotografía 4 Ajuste de módulos a la estructura y verificación previa al montaje



Fotografía 5 Preparación de la base para el anclaje de estructura



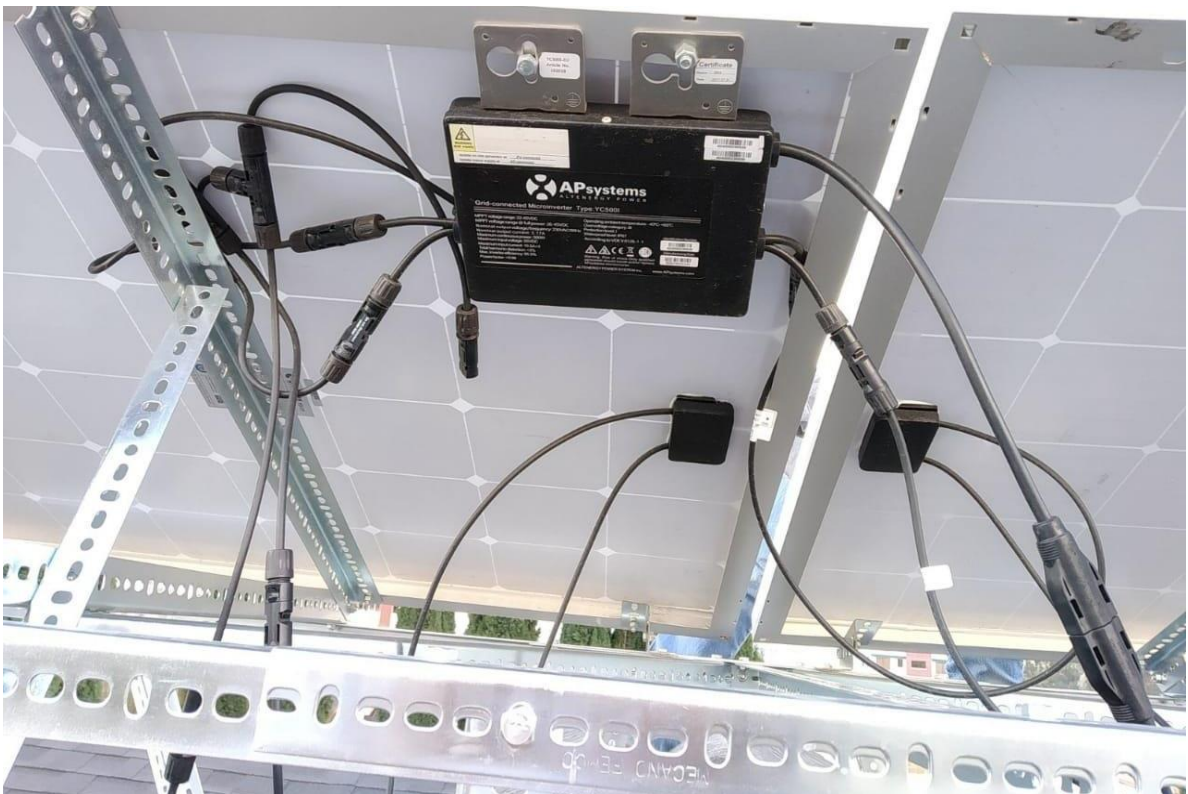
Fotografía 6 Montaje de la estructura en el techo de la vivienda.



Fotografía 7 Montaje y ajuste de los paneles solares.



Fotografía 8 Montaje finalizado



Fotografía 9 Conexión de los paneles al micro-inversor y protecciones



Fotografía 10 Montaje y conexiones finalizadas



Fotografía 11 Varilla de Puesta a tierra en el domicilio



Fotografía 12 Medidor AC marcando la generación de Energía Solar



Fotografía 13 Mantenimiento del Sistema Solar Fotovoltaico.



Fotografía 14 Mantenimiento del Sistema Solar Fotovoltaico.



Fotografía 15 Data Logger, medición radiación solar.



DIRECCIÓN DE DERECHO DE AUTOR
Y DERECHOS CONEXOS
RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA NRO. 1-052-D/2023
La Paz, 8 de Septiembre del 2023

VISTOS:

La solicitud de Inscripción de Derecho de Autor presentada en fecha **1 de Septiembre del 2023** vía online, por **MARIO RODRIGO JIMÉNEZ BUTRÓN** con C.I. N° 5739365 OR., **ADRIANA ALEJANDRA CHACON ESPRELLA** con C.I. N° 8321660 LP., con número de trámite **DA 046-DIG/2023**, señala la pretensión de inscripción del Proyecto de Grado titulado: **"DISEÑO, INSTALACION Y ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DOMICILIARIO CONECTADO A LA RED DE ENERGIA ELECTRICA"**, cuyos datos y antecedentes se encuentran adjuntos y expresados en el Formulario de Declaración Jurada.

CONSIDERANDO

Que, en observación al Artículo 4º del Decreto Supremo N° 27938 modificado parcialmente por el Decreto Supremo N° 28152 el *"Servicio Nacional de Propiedad Intelectual SENAPI, administra en forma desconcentrada e integral el régimen de la Propiedad Intelectual en todos sus componentes, mediante una estricta observancia de los regímenes legales de la Propiedad Intelectual, de la vigilancia de su cumplimiento y de una efectiva protección de los derechos de exclusiva referidos a la propiedad industrial, al derecho de autor y derechos conexos; constituyéndose en la oficina nacional competente respecto de los tratados internacionales y acuerdos regionales suscritos y adheridos por el país, así como de las normas y regímenes comunes que en materia de Propiedad Intelectual se han adoptado en el marco del proceso andino de integración"*.

Que, el Artículo 16º del Decreto Supremo N° 27938 establece *"Como núcleo técnico y operativo del SENAPI funcionan las Direcciones Técnicas que son las encargadas de la evaluación y procesamiento de las solicitudes de derechos de propiedad intelectual, de conformidad a los distintos regímenes legales aplicables a cada área de gestión"*. En ese marco, la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos otorga registros con carácter declarativo sobre las obras del ingenio cualquiera que sea el género o forma de expresión, sin importar el mérito literario o artístico a través de la inscripción y la difusión, en cumplimiento a la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, Ley de Derecho de Autor N° 1322, Decreto Reglamentario N° 23907 y demás normativa vigente sobre la materia.

Que, la solicitud presentada cumple con: el Artículo 6º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, el Artículo 26º inciso a) del Decreto Supremo N° 23907 Reglamento de la Ley de Derecho de Autor, y con el Artículo 4º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina.

Que, de conformidad al Artículo 18º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor en concordancia con el Artículo 18º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, referentes a la duración de los Derechos Patrimoniales, los mismos establecen que: *"la duración de la protección concedida por la presente ley será para toda la vida del autor y por 50 años después de su muerte, a favor de sus herederos, legatarios y cesionarios"*.

Que, se deja establecido en conformidad al Artículo 4º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, y Artículo 7º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina que: *"...No son objeto de protección las ideas contenidas en las obras literarias, artísticas, o el contenido ideológico o técnico de las obras científicas ni su aprovechamiento industrial o comercial"*.



Que, el Decreto Supremo, Nº 4218 del 14 de Abril de 2020, regula el teletrabajo como una modalidad especial de prestación de servicios caracterizada por la utilización de Tecnologías de la Información y Comunicación - TIC, en los sectores públicos y privados, estableciendo a través de su Artículo 12 que *"con el objeto de implementar y, promover el teletrabajo, las entidades públicas, deben desarrollar e implementar una estrategia de digitalización para la atención de trámites y servicios en línea en el marco del Plan de Implementación del Gobierno Electrónico ..."*.

Que, mediante Resolución Administrativa Nº 14/2020 del 22 de Abril de 2020, el Director General Ejecutivo del SENAPI, Resuelve: *"... Aprobar el Reglamento para trámites On-Line de la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos del Servicio Nacional de Propiedad Intelectual..."*.

Que, el artículo 4, inciso e) de la ley 2341 de Procedimiento Administrativo, instituye que: *"... en la relación de los particulares con la Administración Pública, se presume el principio de buena fe. La confianza, la cooperación y la lealtad en la actuación de los servidores públicos y de los ciudadanos..."*, por lo que se presume la buena fe de los administrados respecto a las solicitudes de registro y la declaración jurada respecto a la originalidad de la obra.


POR TANTO

El Director de Derecho de Autor y Derechos Conexos sin ingresar en mayores consideraciones de orden legal, en ejercicio de las atribuciones conferidas

RESUELVE:

INSCRIBIR en el Registro de Tesis, Proyectos de Grado, Monografías y Otras Similares de la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos, el Proyecto de Grado titulado: **"DISEÑO, INSTALACION Y ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DOMICILIARIO CONECTADO A LA RED DE ENERGIA ELECTRICA"**, a favor de los autores y titulares: **MARIO RODRIGO JIMÉNEZ BUTRÓN** con C.I. Nº 5739365 OR., bajo el seudónimo **RJB** y **ADRIANA ALEJANDRA CHACON ESPRELLA** con C.I. Nº 8321660 LP., quedando amparado su derecho conforme a Ley, salvando el mejor derecho que terceras personas pudieren demostrar.

Regístrese, Comuníquese y Archívese.



Abg. Carlos Alberto Soruco Arroyo
**DIRECTOR DE DERECHO DE AUTOR
Y DERECHOS CONEXOS**
SERVICIO NACIONAL DE PROPIEDAD INTELECTUAL

CASA/mxaq
c.c.Arch.



Oficina Central - La Paz
Av. Argentina, N.º 1994,
Edif. Argentina Plaza, entre
Villacoya y Obis Barrera,
CASA Miraflores Telf.: 2191200,
2191215 - 2191251 - Fax: 2191206.

Oficina - Santa Cruz
Av. Uruguay, Calle
palmiragallo (Cajero N.º 29),
Edif. Bicentenario,
Telf.: 3217152 - 32162316

Oficina - Cochabamba
Calle Chuquiaguá, N.º 649,
Piso 2, entre Antezana y Lanza,
zona Centro - Rosado,
Telf.: 4214103 - 42142197

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, N.º 2560,
Edif. Politécnico El Orobo
Edif. Pol. 2, Of. 15,
zona 16 de Julio,
Telf.: 2441001 - 2443259

Oficina - Chuquisaca
Calle Villavieja, N.º 355,
cas. esp. Armonía,
zona Parque Bolívar,
Telf.: 2205187

Oficina - Tarija
Calle 18 de mayo, N.º 385,
entre Santa Cruz
y Moreno, zona
La Fuente,
Telf.: 3205286

Oficina - Oruro
Calle 6 de Octubre,
N.º 283, entre Aguacate
y Junín, Calles Centrales,
Of. 14 (Ex Banco Fin),
Telf.: 4210188

Oficina - Potosí
Av. Mitación entre Calles
Wenceslao Alva y San Alberto,
Edif. C.A.B. Cofinas N.º 149,
Paseo Pío, Of. 17,
Telf.: 4210188

Oficina - Beni
Av. Bolívar (cas. esp. 9 de abril)
en la F.U. Universidad Autónoma del Beni
Joni Ballivián,
Of. Planta Baja,