

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRES
FACULTAD DE INGENIERIA
CARRERA DE INGENIERIA ELECTRICA



MAESTRIA EN GESTION DE EMPRESAS ELECTRICAS

**“Análisis de factibilidad Técnica y
Económica para la instalación de un sistema
solar fotovoltaico en los ambientes del Gobierno
Autónomo Municipal de El Alto, Jacha Uta”**

**Tesis presentada para la obtención del Título de:
Maestría en Gestión de Empresas Eléctricas.**

Por: Ing. Samuel Morales Guaculla.

Tutor: M.Sc. Ing. José Luis Aguilar Aruquipa

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.

INDICE GENERAL

1. CAPITULO I: ASPECTOS GENERALES.....	1
1.1. INTRODUCCION.....	1
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2.1. Formulación del Problema.....	2
1.3. OBJETIVOS.....	3
1.3.1. OBJETIVO GENERAL.....	3
1.3.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	3
1.4. HIPOTESIS.....	3
1.4.1. Operacionalización de variables.....	4
1.5. JUSTIFICACION DE LA INVESTIGACION.....	4
1.5.1. Justificación técnica:.....	4
1.5.2. Justificación económica:.....	4
1.5.3. Justificación ambiental.....	4
1.6. ALCANCE Y LIMITACIONES.....	5
1.7. APORTES.....	5
2. CAPITULO II: MARCO TEORICO.....	6
2.1. CONSUMO DE ENERGIA.....	6
2.1.1. Curva de carga diaria.....	6
2.1.2. Diagrama unifilar.....	6
2.1.3. Energía consumida.....	6
2.1.4. Importe de Energía.....	6
2.1.5. Potencia máxima.....	7
2.1.6. Potencia máxima fuera de Punta.....	7
2.2. ESTRUCTURA TARIFARIA.....	7
2.3. GEOMETRÍA SOLAR.....	8
2.3.1. ENERGIA SOLAR.....	8
2.3.2. Geometría de la radiación incidente en Sistemas Fotovoltaicos.....	17
2.3.3. Radiacion Global considerando la orientación y la Inclinación.....	22
2.3.4. Hora Solar Pico.....	29
2.3.5. Potencia Generada por el Panel.....	30

2.4.	COMPONENTES DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO.....	32
2.4.1.	Paneles Fotovoltaicos.....	32
2.4.2.	Sistema Solar Fotovoltaico.....	35
2.4.3.	Sistema ON-GRID.....	35
2.4.4.	Componentes de un sistema ON-GRID.....	36
2.5.	ANALISIS DE VIABILIDAD ECONOMICA.....	39
2.5.1.	COSTO DE LA INVERSION.....	39
2.5.2.	FLUJO DE CAJA.....	40
2.5.3.	INDICES FINANCIEROS.....	41
2.6.	MARCO NORMATIVO.....	44
2.6.1.	CONSTITUCION POLITICA DEL ESTADO CPE.....	44
2.6.2.	LEY DEL MEDIO AMBIENTE.....	44
2.6.3.	DECRETO SUPREMO 4477 Y SUS RESOLUCIONES.....	44
3.	CAPITULO III: MARCO PRACTICO.....	47
3.1.	ANALISIS DE LA SITUACION ACTUAL.....	47
3.1.1.	Situación actual.	47
3.1.2.	Ubicación del Lugar.....	48
3.3.	DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	50
3.3.1.	Calculo de la Radiación Global, considerando la Inclinación y la Orientación.....	50
3.3.2.	Calculo del número de Paneles.....	54
3.3.3.	Selección del Inversor y Calculo de la cantidad de Inversores.....	56
3.3.4.	Configuración del sistema Fotovoltaico.....	59
3.3.5.	Curva de Consumo y Curva de Autogeneración.....	61
3.4.	ANALISIS DE VIABILIDAD ECONOMICA.....	62
3.4.1.	Presupuesto de la Instalación.....	62
3.4.2.	Inversión Total del sistema Solar fotovoltaico.....	62
3.4.3.	Flujo de caja.....	63
3.4.4.	Calculo de los Índices financieros.....	64
3.5.	EVALUACION DEL IMPACTO AMBIENTAL.....	65
3.6.	DEMOSTRACION DE LA HIPOTESIS.....	65

3.6.1. DEMOSTRACION TECNICO.....	65
3.6.2. DEMOSTRACION ECONOMICO.....	66
3.6.3. DEMOSTRACION AMBIENTAL.....	66
4. CAPITULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	67
4.1.CONCLUSIONES.....	67
4.2.RECOMENDACIONES.....	68
5. BIBLIOGRAFIA.....	69
6. ANEXOS.....	71

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Estructura tarifaria, categoría General, Gran demanda, MT, G-GD-MT.....	8
Tabla 2: Coeficiente de reflexión de la superficie.....	28
Tabla 3: Datos del Medidor de Energía Eléctrica.....	47
Tabla 4: Valores para el Diseño.....	49
Tabla 5: Valores del ángulo de la altitud solar y Azimut.....	51
Tabla 6: Radiacion extraterrestre sobre el plano horizontal y horaria.....	51
Tabla 7: Radiacion Global, Directa y Difusa horizontal.....	52
Tabla 8: Radiacion Global con orientación e Inclinación.....	53
Tabla 9: Características técnicas del panel.....	54
Tabla 10: Calculo de potencia del módulo y su rendimiento.....	54
Tabla 11: Calculo de potencia del sistema.....	55
Tabla 12: Datos técnicos Inversor SUNNY TRIPOWER SMA.....	56
Tabla 13: Datos técnicos del Inversor.....	57
Tabla 14: Presupuesto de la Instalación.....	62
Tabla 15: Presupuesto general de la Instalación.....	63
Tabla 16: Flujo de caja.....	63
Tabla 17: Índices financieros.....	64
Tabla 18: Energía consumida, sin SFV, con SFV en los 25 años.....	65
Tabla 19: Costos por Energía con SFV, sin SFV y el ahorro económico.....	66

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Espectro Solar.....	9
Figura 2: Trayectoria Sol-Tierra.....	11
Figura 3: Movimiento aparente del sol.....	12
Figura 4: Sistema de coordenadas.....	13
Figura 5: Sistema de movimiento de ejes locales.....	14
Figura 6: Sistema de coordenadas basado en eje locales.....	15
Figura 7: Relación vectorial entre los sistemas de coordenadas terrestre y local.....	16
Figura 8: Latitud y longitud de La Tierra.....	18
Figura 9: El ángulo de inclinación β	18
Figura 10: El ángulo de orientación α	19
Figura 11: Espectro Solar.....	23
Figura 12: Índice de claridad para la radiación difusa.....	26
Fuente: Energía Fotovoltaica para ingenieros (Enrique Birhuet G. pag. 72).....	26
Figura 13: Interpretación grafica de las horas solares pico.....	30
Figura 14: Tipos de paneles fotovoltaicos.....	33
Figura 15: Componentes de un panel fotovoltaico.....	34
Figura 16: Conexión de Paneles.....	34
Figura 17: Esquema de un Sistema Fotovoltaico ON-GRID básico.....	36
Figura 18: Panel Solar.....	36
Figura 19: Diferentes tipos de inversores.....	37
Figura 20: Soporte inclinado abierto regulable para cubierta plana.....	38
Figura 21: Ambientes del Gobierno Autónomo Municipal de El Alto.....	47
Figura 22: Curva de carga, diaria.....	48
Figura 23: Ubicación del sistema solar fotovoltaico.....	49
Figura 24. Dimensiones paneles Trina Solar Vertex S 400[W].....	59
Figura 25. Diagrama Unifilar del Sistema Fotovoltaico de un Inversor.....	60
Figura 26. Esquema de configuración del sistema Fotovoltaico.....	60
Figura 27. Estructura Utilizada, para el soporte para el sistema solar fotovoltaico	61
Figura 28: Curva de carga diaria y la curva del autoconsumo.....	61
Figura 29: Diagrama de tiempo de recuperación del capital.....	64

RESUMEN EJECUTIVO.

Desde la reglamentación del Decreto Supremo 4477 de 24 de marzo del 2021 y sus correspondientes reglamentos, se sustenta de forma legal la implementación de la Generación distribuida en Bolivia, en las distintas categorías de consumo, bajo ciertas condiciones, aunque este tema en el mundo data desde hace muchos años atrás. Actualmente de a poco se viene implementando esta tecnología con miras hacia las energías limpias, esto con el propósito de cumplir el acuerdo de París, además según estudios de GIZ para la categoría General la Generación Distribuida es factible en la mayoría de los casos.

Esta tesis justamente analiza la factibilidad técnica y económica de la instalación de un sistema solar fotovoltaico en los ambientes del Gobierno Autónomo Municipal de El Alto Jacha Uta, analizando la creciente de la demanda, el incremento significativo del importe de este servicio, con el propósito de reducir los costos del consumo de Energía Eléctrica y de esta manera mejorar la eficiencia energética.

Finalmente, se realizó este análisis para que pueda ser aplicado e instalado este sistema Fotovoltaico en los ambientes del Gobierno Autónomo Municipal de El Alto Jacha Uta.

1. CAPITULO I: ASPECTOS GENERALES

1.1. INTRODUCCION.

La utilización de fuentes renovables en la generación de la energía eléctrica, es una de las formas de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y una alternativa capaz de repercutir positivamente en el sector eléctrico, toda vez que la quema de combustibles fósiles es el principal responsable del calentamiento global. Por ello, la inversión en fuentes de energías limpias es una de las principales acciones recomendadas para el desarrollo sostenible, de acuerdo con la Organización de las Naciones Unidas (ONU).

Sumada a la emergencia climática, la actual crisis energética (potenciada por la pandemia de coronavirus y los conflictos internacionales en curso), puso en evidencia la necesidad de “limpiar” la matriz energética mundial, además de dar cumplimiento al acuerdo de París.

Por otro lado, la creciente demanda de energía eléctrica en los edificios, terminales de buses, ambientes universitarios y en ambientes públicos como las oficinas del Gobierno Autónomo Municipal de El Alto “Jacha Uta”, se generaron costos de energía eléctrica elevadas y en consecuencia se incrementa la emisión de gases de efecto invernadero. Ante esta situación, la implementación de sistemas fotovoltaicos en estos ambientes se ha convertido en una alternativa viable para reducir los costos de energía y mejorar la eficiencia energética.

En este contexto, se propone la tesis “Análisis de factibilidad Técnica y económica para la instalación de un sistema solar fotovoltaico en los ambientes del Gobierno Autónomo Municipal de El Alto Jacha Uta”, que permita reducir el consumo de energía eléctrica y mejorar la eficiencia energética. La implementación de este sistema puede ser un modelo para otras instituciones públicas, ambientes educativos en el Departamento de La Paz y en otras ciudades de Bolivia.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la actualidad la situación energética, a nivel nacional y en los ambientes públicos como en el jacha Uta, se incrementaron el consumo de energía eléctrica, el derroche y el mal uso de energía, la despreocupación que se tiene sobre la misma, la falta de mantenimiento y de inversión para mejorar el servicio, se hace impostergable la necesidad de coadyuvar e impulsar la política estatal¹, que permita reducir el consumo de energía y que además no contribuya a la contaminación del medio ambiente, para tomar conciencia y comenzar a optimizar el consumo de energía.

Actualmente en los ambientes del Gobierno Autónomo Municipal de El Alto “Jacha Uta”, se consumen grandes cantidades de energía eléctrica, cuyo importe total es de Bs/mes. 76.047,30 que corresponde al importe por energía, cargo por potencia y cargo por exceso de potencia fuera de punta del mes marzo 2023, que resulta un alto costo económico. La falta de un sistema de energía renovable y eficiente en Jacha Uta es uno de los problemas que requiere ser abordado. La solución propuesta es realizar un análisis de factibilidad técnica y económica para la instalación de un sistema fotovoltaico ON-GRID, que permita una reducción significativa en el consumo de energía no renovable y contribuya a la mitigación del impacto ambiental. El problema consiste en encontrar la mejor solución técnica y económica para implementar un sistema fotovoltaico en Jacha Uta, considerando los aspectos técnicos, económicos y ambientales.

1.2.1. Formulación del Problema

En este escenario en el que se describe la problemática, nos planteamos la siguiente pregunta de investigación:

¿Es factible técnicamente y rentable económicamente la instalación de un sistema fotovoltaico en los ambientes del Gobierno Autónomo Municipal de El Alto Jacha Uta,

¹ Bolivia actualmente cuenta con El Decreto Supremo 4477 que tiene por objeto establecer condiciones generales para normar la actividad de Generación Distribuida en los sistemas de distribución de energía eléctrica; y determinar la retribución por la energía eléctrica inyectada a la Red de Distribución por la actividad de Generación Distribuida.

para reducir los costos de energía, disminuir la huella de carbono y contribuir así a mejorar la sostenibilidad ambiental y financiera de la institución?

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GENERAL.

Analizar la factibilidad técnica y económica para reducir el consumo de energía no renovable y mitigar el impacto ambiental, generando ahorros económicos a largo plazo, en los ambientes de Jacha Uta.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

Para lograr el objetivo general se considera cumplir con los siguientes objetivos específicos:

- Realizar la medición de la curva de carga diaria, identificando la energía consumida y el importe en los ambientes del Jacha Uta.
- Diseñar el sistema fotovoltaico ON-GRID en base a las necesidades energéticas identificadas.
- Analizar la viabilidad económica del sistema fotovoltaico ON-GRID, en términos de costos de inversión, ahorros de energía y retorno de inversión a largo plazo.
- Evaluar los impactos ambientales del sistema fotovoltaico en Jacha Uta, considerando aspectos como la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

1.4. HIPOTESIS

El estudio de factibilidad técnica y económica para la instalación de un sistema fotovoltaico en Jacha Uta, coadyuva a reducir los costos por consumo de energía, lo que resultará en ahorros económicos a largo plazo.

1.4.1. Operacionalización de variables

Variables independientes

- Consumo de Energía
- Costo de consumo elevado

Variables dependientes.

- Numero de Paneles
- VAN
- TIR

1.5. JUSTIFICACION DE LA INVESTIGACION

1.5.1. Justificación técnica:

La instalación de un sistema fotovoltaico es una tecnología madura y probada que permite la generación de energía eléctrica a partir de una fuente renovable y limpia como es la radiación solar. La tecnología fotovoltaica ha mejorado en términos de eficiencia, rendimiento y costo, lo que hace más competitiva en comparación con otras fuentes de energía convencionales. El sistema fotovoltaico en Jacha Uta, permitirá aprovechar la energía solar, reducir la dependencia de fuentes de energía convencionales y garantizar el suministro de energía eléctrica confiable y sostenible.

1.5.2. Justificación económica:

La instalación del sistema fotovoltaico será rentable a largo plazo debido a la reducción de costos de energía eléctrica y mantenimiento. Además, la instalación en un sistema fotovoltaico, genera ahorros significativos en la factura de energía eléctrica, para Jacha Uta.

1.5.3. Justificación ambiental:

La instalación del sistema fotovoltaico en los ambientes del Jacha Uta, reducirá significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero y ayudará a la mitigación del cambio climático. Además, la generación de energía eléctrica a partir de

una fuente renovable y limpia como es la radiación solar contribuirá a la preservación del medio ambiente y la biodiversidad.

1.6. ALCANCE Y LIMITACIONES

- Determinar el consumo energético y las necesidades de energía eléctrica en los ambientes de Jacha Uta.
- Realizar el estudio de un sistema fotovoltaico y sus componentes para satisfacer las necesidades de la energía eléctrica.
- Análisis técnico, económico y ambiental del sistema fotovoltaico, tomando en cuenta la viabilidad y la factibilidad a través de los índices financieros.
- Evaluar el impacto ambiental de la instalación del sistema fotovoltaico, incluyendo la reducción de emisiones de gases del efecto invernadero.

1.7. APORTES

En la evaluación de la factibilidad técnica y económica de la instalación del sistema fotovoltaico en Jacha Uta, tiene los siguientes aportes significativos:

- Contribuir a la adopción de energías renovables: Al demostrar la viabilidad técnica y económica de la instalación de un sistema fotovoltaico.
- Generar ahorros en costos del importe de energía eléctrica a largo plazo, en comparación con los costos de la energía eléctrica suministrada por la red eléctrica convencional.
- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en la región, contribuyendo a mitigar el cambio climático.
- Fomentar la inversión, el desarrollo económico y coadyuvar de nuevas tecnologías.

2. CAPITULO II: MARCO TEORICO.

2.1. CONSUMO DE ENERGIA

2.1.1. Curva de carga diaria.

La curva diaria de carga es una representación gráfica de la cantidad de energía eléctrica consumida por un sistema eléctrico en función del tiempo, generalmente en un período de 24 horas. Esta curva muestra la variación de la demanda durante el día, que puede estar influenciada por diversos factores, como las horas pico de uso, el clima, la estacionalidad, entre otros (Cedeño, 2020).

La curva diaria de carga es muy útil para, predecir la demanda y a planificar la producción de energía de manera eficiente para satisfacer la demanda.

2.1.2. Diagrama unifilar.

El diagrama unifilar es un dibujo esquemático que muestra un sistema eléctrico, este diagrama utiliza una sola línea para representar todos los conductores eléctricos y los componentes del sistema, como interruptores, transformadores, generadores y cargas.

2.1.3. Energía consumida

La energía consumida es la cantidad de energía que se utiliza en un sistema durante un período de tiempo determinado, cuyas unidades están en kWh, que es la cantidad de energía consumida cuando se utiliza una carga eléctrica de 1 kilovatio (kW) durante una hora (Matute, 2020).

2.1.4. Importe de Energía

El importe de energía se refiere al costo total de la energía eléctrica consumida en un período determinado. Se calcula multiplicando la cantidad de energía consumida (en kilovatios-hora, kWh) por el precio unitario de la energía eléctrica, que puede variar según la tarifa eléctrica y el proveedor de energía.

El importe de energía es una parte importante de la factura de energía eléctrica y puede representar la mayor parte de los costos totales. Por otro lado, la implementación de medidas de eficiencia energética y la adopción de tecnologías de energía renovable pueden ayudar a reducir el importe de energía y reducir la huella de carbono.

2.1.5. Potencia máxima

La potencia máxima es la cantidad máxima de energía que un sistema eléctrico puede producir o consumir en un momento determinado. En el caso de los consumidores eléctricos, como hogares o empresas, la potencia máxima se refiere a la cantidad máxima de energía eléctrica que se puede consumir en un momento determinado sin sobrecargar el sistema eléctrico y sin activar los sistemas de protección (Matute, 2020).

2.1.6. Potencia máxima fuera de Punta

La potencia máxima fuera de punta es importante para el diseño y la planificación de sistemas eléctricos, ya que permite optimizar la infraestructura eléctrica para satisfacer las necesidades de energía durante las horas de menor demanda. También puede tener un impacto en los costos de energía, ya que las tarifas eléctricas pueden ser más bajas durante las horas de menor demanda.

2.2. ESTRUCTURA TARIFARIA

La Resolución AETN N° 1123/2019, tiene por objeto aprobar las tarifas base resultantes del modelo tarifario de DELAPAZ, estructura tarifaria vigente, para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023, con sus respectivas fórmulas de Indexación, la estructura tarifaria Base a diciembre de 2018, su fórmula de actualización y los factores típicos de la Demanda (AETN N. 1., 2019).

La estructura tarifaria que se ha aplicado para determinar el importe de energía del consumo de los ambientes del Gobierno Autónomo Municipal de El Alto, Jacha Uta, es la mostrada en la tabla 1 (AETN N. 1., 2019).

			G-GD-MT
Cargo Fijo		Bs./mes	465,002
Cargo por Energía			
0 - 5000 kWh	Ba	Bs./kWh	0,991
0 - 5000 kWh	Bm	Bs./kWh	0,851
0 - 5000 kWh	Bb	Bs./kWh	0,708
Excedente kWh	Ba	Bs./kWh	1,141
Excedente kWh	Bm	Bs./kWh	0,989
Excedente kWh	Bb	Bs./kWh	0,816
Cargo por Potencia		Bs./kW	69,449
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	14,761

Aplicación: Consumidores Generales en media tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

Tabla 1: Estructura tarifaria, categoría General, Gran demanda, MT, G-GD-MT
Fuente: Resolución AETN N° 1123/2019

2.3. GEOMETRÍA SOLAR.

2.3.1. ENERGIA SOLAR.

La Energía Solar Fotovoltaica es una tecnología que genera corriente continua por medio de semiconductores cuando estos son iluminados por un haz de fotones, mientras la luz incide sobre una célula solar, que es el nombre dado al elemento fotovoltaico individual, generando potencia eléctrica (Matute, 2020).

La potencia de la radiación varía según el momento del día, las condiciones atmosféricas que la amortiguan y la latitud. Se puede asumir que en buenas condiciones de irradiación el valor es de aproximadamente 1000 W/m² en la superficie terrestre.

2.3.1.1. El Sol.

El sol es una masa de materia gaseosa caliente que irradia a una temperatura de $15 \times 10^6 \text{ } ^\circ\text{C}$, a una presión de 340×10^9 veces la presión del aire en la tierra al nivel del mar. En su interior se llevan a cabo reacciones nucleares que causan núcleos de 4 protones o hidrogeno para fundirse juntos y formar una partícula alfa o núcleo de helio. La partícula alfa tiene cerca de 0,7% menos masa que los 4 protones. La diferencia en la masa es expulsada como energía y es llevada a la superficie del sol, a través de un proceso conocido como convección, donde se liberan luz y calor (Mayori, 2018).

La energía generada en el centro del sol tarda un millón de años en alcanzar a la superficie solar. Cada segundo se convierte 700 millones de toneladas de hidrogeno en cenizas de helio. En el proceso se liberan 5 millones de toneladas de energía pura; por lo cual el sol cada vez se vuelve más ligero.

La luz es una manifestación de la energía, puede ser natural emitida por el Sol o de manera artificial generada por diferentes tipos de lámparas. La luz se transmite a frecuencia y longitud de onda diferentes, resultando la luz visible e invisible. Las radiaciones visibles se caracterizan por ser capaces de estimular el sentido de la vista y estar comprendidas dentro de una franja de longitud de onda muy estrecha comprendida entre los 380 y 780 [nm].

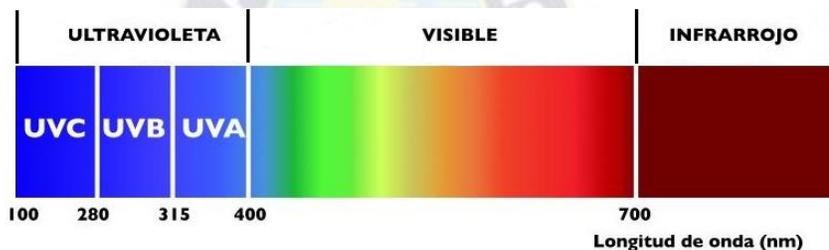


Figura 1: Espectro Solar

Fuente: Imagen de la página web

2.3.1.2. Sistema Solar

El sol que contiene el 99% de la materia del sistema solar, ejerce una fuerza de atracción gravitatoria sobre varios planetas y los hace girar a su alrededor en el conocido Sistema Solar. El sol está a una distancia de 149.490.000,0 km de la tierra. El sol se formó hace 4650 millones de años y se extinguirá en unos 5000 millones de años más. Se volverá más grande hasta hundirse por su propio peso y se convertirá en una enana blanca que tardará un trillón de años en enfriarse (Mayori, 2018).

2.3.1.3. Morfología del sol.

El núcleo solar es la región comprendida dentro del 23% de su radio, a partir del centro que corresponde a tan solo el 15% del volumen, pero en cambio contiene el 40% de masa y de ahí se genera el 90% de la energía. En esta región la temperatura $1 \times 10^7 \text{ }^\circ\text{K}$

una densidad del orden de $105 \frac{kg}{m^3}$. A una distancia del 70% del radio solar, la temperatura es del orden de $10^5 \text{ } ^\circ K$ y la densidad es de unos $70 \frac{kg}{m^3}$. la zona que va del 70 al 100% del radio solar se conoce como zona convectiva y la temperatura cae hasta el intervalo de 5000 a 6000 $^\circ K$, mientras que la densidad desciende a $10 \frac{kg}{m^3}$. la capa externa de esta región recibe el nombre de fotosfera y es considerada como la superficie del sol, por ser esta una región opaca, de donde se emite la gran mayoría de la radiación solar hacia en espacio.

2.3.1.4. Constante Solar

La constante solar C_s , es el flujo de energía proveniente del sol, que llega, por unidad de tiempo y área, a una superficie perpendicular a la dirección de la propagación de la radiación solar, ubicada a una distancia media de la tierra al sol, fuera de toda atmosfera. Las mediciones más actuales y aceptadas por el World Radiation Center WRC, establecen un valor promedio para la constante solar en 1367 W/m².

$$I = \frac{P}{S} = \frac{4 \cdot 10^{26} \text{ W}}{4\pi \cdot (1,495 \cdot 10^{11})^2 \text{ m}^2} = 1400 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \quad \therefore C_s = 1367 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$

El valor de C_s aceptado por la NASA (1971) y por la ASTM es de 1353 W/m² lo cual no representa una variación significativa entre ambos valores. La constante solar varia a lo largo del año ya que la distancia sol-tierra varia al ser la órbita terrestre elíptica alrededor del sol.

La energía solar se origina mediante reacciones nucleares dentro del sol. Se propaga en el espacio como ondas electromagnéticas (radiación solar). La velocidad de estas ondas en el vacío (velocidad de la luz en el vacío) es una constante universal (C) de valor 299.792.458,0 m/s.

2.3.1.5. Geometría del movimiento terrestre.

El movimiento terrestre se compone de una traslación alrededor del Sol y un giro de rotación sobre su eje. En el movimiento de traslación la Tierra se desplaza alrededor

del Sol siguiendo una elipse de baja excentricidad en el que el Sol ocupa uno de los focos. La duración de este movimiento define un año, este movimiento está contenido en el llamado plano de la eclíptica. Debido a la baja excentricidad de la elipse, la distancia entre Sol y Tierra durante el movimiento de traslación es variable, una ecuación simple para describir esta distancia es la ecuación (1).

$$r = r_0 \left\{ 1 + 0,017 \sin \left[\frac{2\pi(d_n - 93)}{365} \right] \right\} \dots \dots \dots (1)$$

Donde:

d_n : es el número de día del año.

r_0 : es la distancia promedio en el trayecto, denominada unidad astronómica.

$$r_0 = 1,496 * 10^8 [km] = 1 UA$$

La corrección debida a la excentricidad de la elipse se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$\varepsilon_0 = \left(\frac{r_0}{r} \right) = 1 + 0,033 \cdot \cos \left(\frac{2\pi d_n}{365} \right) \dots \dots \dots (2)$$

En el movimiento de giro la Tierra rota sobre si misma alrededor de su eje polar, perpendicular al plano ecuatorial terrestre. Entre el eje polar y el plano de la eclíptica hay un ángulo constante de $23,45^\circ$.

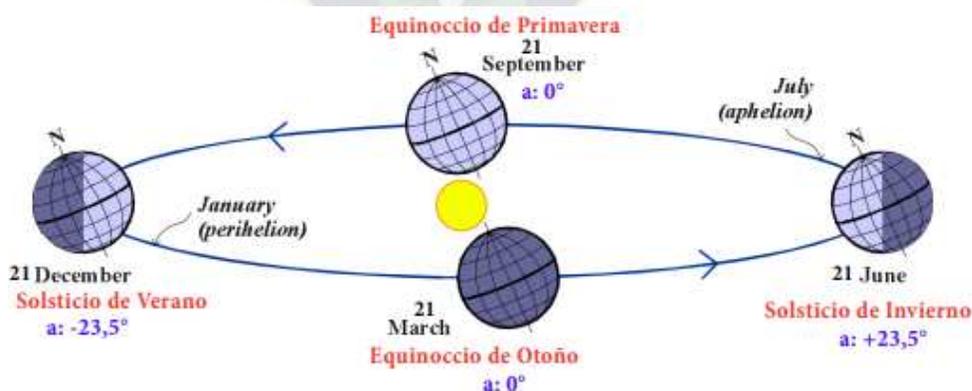


Figura 2: Trayectoria Sol-Tierra.

Fuente: Pagina Web

Sin embargo, el ángulo entre el plano ecuatorial y la línea que une Tierra y Sol es variable a lo largo del año. Este ángulo variable es la causa de las estaciones, de que el

Sol aparezca más alto en los mediodías veraniegos y los días invernales sean más cortos que los de verano.

La distancia entre Sol y Tierra es mayor en el verano que en el invierno del hemisferio Norte. Así, el efecto debido a la inclinación de los rayos solares es mucho más apreciable en la meteorología que la distancia entre el Sol y la Tierra.

2.3.1.6. Movimiento aparente del Sol.

El movimiento combinado que realiza la Tierra es percibido como un movimiento aparente del Sol a través de la esfera celeste respecto a la superficie terrestre. Este movimiento aparente puede ser descrito mediante ecuaciones vectoriales referidas a dos sistemas de referencia, uno ligado a los ejes terrestres y otro a los ejes locales.

Antes, es necesario situar el punto de observación en la superficie terrestre mediante su pertenencia a un meridiano y su distancia angular al plano ecuatorial.

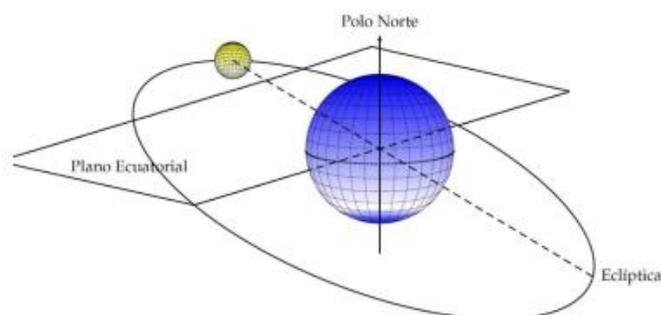


Figura 3: Movimiento aparente del sol.

Fuente: Pagina Web

El meridiano es el arco imaginario que recorre la superficie terrestre desde el polo Norte hasta el polo Sur y es el lugar geométrico de todos los puntos con la misma longitud. La palabra meridiano proviene del latín meridies (mediodía); el mediodía solar es el instante en el que todos los puntos pertenecientes a un mismo meridiano observan al Sol en un lugar intermedio entre el amanecer y el ocaso, alcanzando la altura máxima en el cielo.

Por otra parte, la intersección de los planos paralelos al ecuatorial con la superficie terrestre define los círculos de latitud, o lugares geométricos de aquellos puntos con la misma distancia angular respecto al ecuador.

Dado que el plano ecuatorial define dos hemisferios, la latitud es un ángulo con signo. De forma equivalente a lo convenido para la declinación, la latitud tendrá signo positivo para lugares al norte del Ecuador y negativo para los situados al sur. El sistema basado en los ejes terrestres, ligados a un meridiano, está compuesto por los tres vectores unitarios que se muestran en la siguiente figura 4.

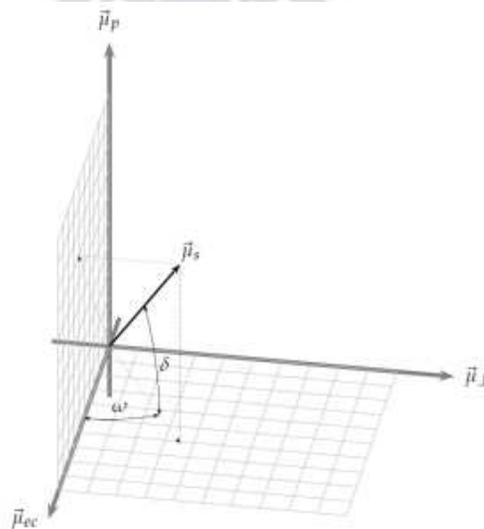


Figura 4: Sistema de coordenadas.

Fuente: Pagina Web

Donde:

- $\vec{\mu}_p$: vector polar, con la dirección del eje de rotación terrestre y sentido de sur a norte.
- $\vec{\mu}_{ec}$: vector ecuatorial, contenido en el plano ecuatorial terrestre y dirigido hacia la intersección entre este plano y el meridiano (por tanto, indicando la dirección del medio día solar).
- $\vec{\mu}_{\perp}$: vector que resulta del producto vectorial $\vec{\mu}_p \times \vec{\mu}_{ec}$ y por tanto perpendicular al plano definido por los vectores polar y ecuatorial en dirección hacia el Este.

El vector solar $\vec{\mu}_s$ referido a los ejes terrestres depende de la declinación (δ) y de un ángulo denominado hora solar (w) de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\vec{\mu}_s = [\cos(\delta) \cos(w)] \cdot \vec{\mu}_{ec} - [\cos(\delta) \sin(w)] \cdot \vec{\mu}_{\perp} + \sin(\delta) \cdot \vec{\mu}_p \dots \dots \dots (3)$$

El ángulo hora solar, también denominado tiempo solar verdadero aparente, mide la diferencia entre el instante en cuestión y el mediodía solar.

De esta forma la hora solar es nula al mediodía, negativa por la mañana y positiva por la tarde, así, cuando el Sol está situado en el primer cuadrante de este sistema de referencia como en la figura 5 ya habrá amanecido, pero aún no habrá alcanzado el mediodía solar, y por tanto el ángulo w tendrá signo negativo.

Además, en este primer cuadrante el Sol está por encima del plano ecuatorial y, por tanto, la declinación es positiva. El sistema basado en los ejes locales está ligado a un meridiano y a un punto del mismo con latitud.

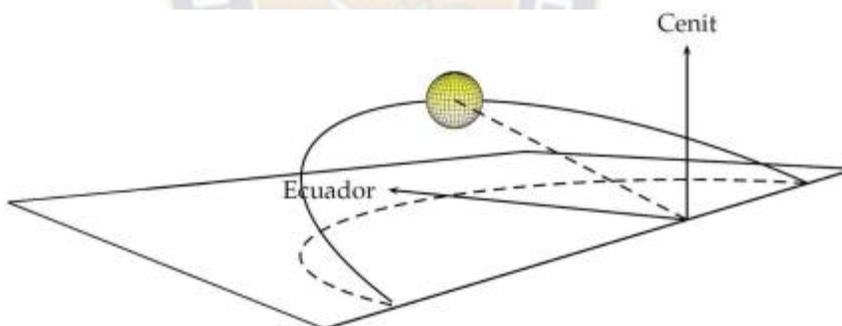


Figura 5: Sistema de movimiento de ejes locales.

Fuente: Pagina Web

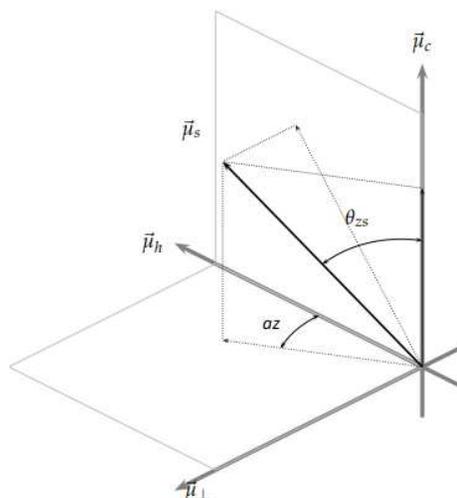


Figura 6: Sistema de coordenadas basado en eje locales.

Fuente: Pagina Web

Donde:

- $\vec{\mu}_c$: vector cenital, perpendicular a la superficie terrestre.
- $\vec{\mu}_h$: vector tangente al meridiano en dirección al ecuador y por tanto dirigido hacia el horizonte sur en el hemisferio norte, y hacia el horizonte norte en el hemisferio sur.
- $\vec{\mu}_\perp$: vector perpendicular al plano definido por $\vec{\mu}_c \times \vec{\mu}_h$ en dirección hacia el Este.

El vector solar referido a los ejes locales depende del ángulo azimutal solar (az) y del ángulo cenital solar (θ_{zs}).

$$\vec{\mu}_s = [\cos(az) \sin(\theta_{zs})] \cdot \vec{\mu}_h - [\sin(az) \sin(\theta_{zs})] \cdot \vec{\mu}_\perp + \cos(\theta_{zs}) \cdot \vec{\mu}_c \dots \dots \dots (4)$$

El azimut solar es el ángulo formado por el meridiano solar y el meridiano del lugar (Sur en el hemisferio Norte y Norte en el hemisferio Sur).

Este ángulo es cero en el mediodía solar, negativo por la mañana y positivo por la tarde. Este criterio explica el signo negativo que acompaña a $\vec{\mu}_\perp$ en la anterior ecuación.

El ángulo cenital solar es el ángulo formado por el vector solar y la vertical en el lugar. Su complementario es la altura o elevación solar.

El cambio de unos ejes a otros (coordenadas basadas en los ejes terrestres y coordenadas basadas en los ejes locales) se muestra en la siguiente figura 7 y no es más que el resultado de un giro de ángulo iguala la latitud del lugar, que puede ser expresado mediante una matriz de giro.

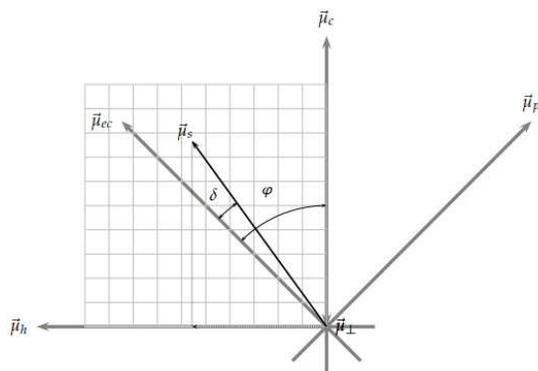


Figura 7: Relación vectorial entre los sistemas de coordenadas terrestre y local.

Fuente: Pagina Web

De acuerdo a la figura anterior, en el ecuador terrestre se produce el cambio de signo de la latitud y el vector $\vec{\mu}_h$ de los ejes locales cambia de sentido respecto a los ejes terrestres, estas circunstancias se tienen en cuenta en la matriz añadiendo el factor $signo(\varphi)$ en la componente del vector $\vec{\mu}_h$.

$$\begin{bmatrix} \vec{\mu}_{ec} \\ \vec{\mu}_{\perp} \\ \vec{\mu}_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} signo(\varphi) & 0 & \cos(\varphi) \\ 0 & 1 & 0 \\ -signo(\varphi)\cos(\varphi) & 0 & \sin(\varphi) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{\mu}_h \\ \vec{\mu}_{\perp} \\ \vec{\mu}_c \end{bmatrix} \dots\dots\dots (5)$$

Si se desea hacer la transformación en sentido inverso, basta con utilizar la traspuesta de esta matriz de giro ya que la matriz de transformación es una matriz ortogonal.

$$\begin{bmatrix} \vec{\mu}_h \\ \vec{\mu}_{\perp} \\ \vec{\mu}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} signo(\varphi)\sin(\varphi) & 0 & -signo(\varphi)\cos(\varphi) \\ 0 & 1 & 0 \\ \cos(\varphi) & 0 & \sin(\varphi) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{\mu}_{ec} \\ \vec{\mu}_{\perp} \\ \vec{\mu}_p \end{bmatrix} \dots\dots\dots (6)$$

Para deducir las ecuaciones de movimiento solar respecto a generadores fotovoltaicos, lo más útil es utilizar el vector solar referido a los ejes locales. Utilizando la

matriz de giro correspondiente, el vector solar depende ahora de la latitud, el ángulo de declinación terrestre y la hora solar.

$$\vec{\mu}_s = \text{signo}(\varphi)[\cos(\delta) \cos(w) \sin(\varphi) - \cos(\varphi) \sin(\delta)]\vec{\mu}_h - [\cos(\delta) \sin(w)]\vec{\mu}_1 + [\cos(\delta) \cos(w) \cos(\varphi) + \sin(\delta) \sin(\varphi)]\vec{\mu}_c \dots \dots \dots (7)$$

Por medio de las anteriores ecuaciones se deduce la relación entre el ángulo cenital y azimutal con estos tres ángulos solares:

$$\cos(\theta_{zs}) = \vec{\mu}_c \cdot \vec{\mu}_s \cos(\delta) \cos(w) \cos(\varphi) + \sin(\delta) \sin(\varphi) \dots \dots \dots (8)$$

$$\vec{\mu}_s \cdot \vec{\mu}_1 = -\sin(\text{az}) \sin(\theta_{zs}) \dots \dots \dots (9)$$

$$\vec{\mu}_s \cdot \vec{\mu}_h = \text{signo}(\varphi) \cos(\text{az}) \sin(\theta_{zs}) \dots \dots \dots (10)$$

$$\cos(\text{az}) = \text{signo}(\varphi) \frac{[\cos(\delta) \cos(w) \sin(\varphi) - \cos(\varphi) \sin(\delta)]}{\sin(\theta_{zs})} \dots \dots \dots (11)$$

$$\sin(\text{az}) = \frac{\cos(\delta) \sin(w)}{\sin(\theta_{zs})} \dots \dots \dots (12)$$

2.3.2. Geometría de la radiación incidente en Sistemas Fotovoltaicos

Para el presente proyecto se empleará un método de dimensionamiento para un Sistema Solar Fotovoltaico haciendo énfasis en determinar la potencia generada de un panel fotovoltaico durante un determinado día. Se tomarán las siguientes consideraciones para aplicarlas en un programa generado en Microsoft Excel.

2.3.2.1. Latitud y Longitud.

La Latitud mide el ángulo entre cualquier punto y el ecuador. Las líneas de latitud se llaman paralelos y son círculos paralelos al ecuador en la superficie de la Tierra. La Longitud es la distancia que existe entre un punto cualquiera y el Meridiano de Greenwich, medida sobre el paralelo que pasa por dicho punto (Birhuett, 2016).

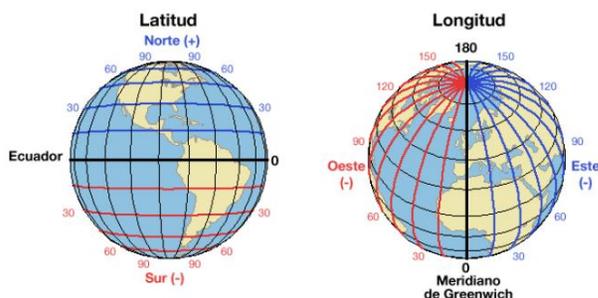


Figura 8: Latitud y longitud de La Tierra.

Fuente: Pagina Web

2.3.2.2. El ángulo de Inclinación.

El ángulo de inclinación (β) es el ángulo que forman los paneles fotovoltaicos con respecto a la horizontal, del lugar seleccionado para la instalación.

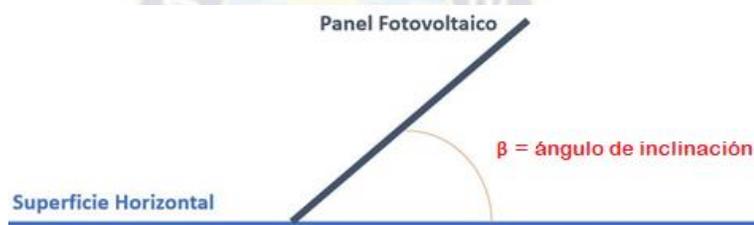


Figura 9: El ángulo de inclinación β .

Fuente: Pagina Web

Para calcular el ángulo de inclinación (β) óptimo suele utilizarse una ecuación que proporciona resultados bastantes acertados en función de la latitud del lugar (φ).

$$\beta_{opt} = 3,7 + (0,69 \cdot |\varphi|) \dots \dots \dots (13)$$

2.3.2.3. El ángulo de Orientación.

El ángulo de orientación (α), se define como el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del panel solar con el meridiano del lugar (Birhuett, 2016).

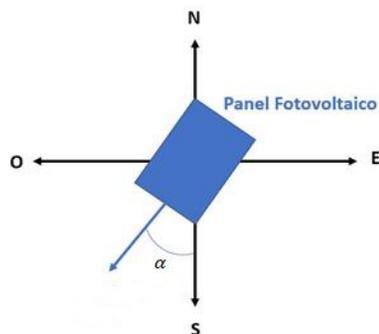


Figura 10: El ángulo de orientación α .

Fuente: Pagina Web

Si el ángulo está formado entre el sur geográfico y el oeste, el valor será positivo, sin embargo, si el ángulo está formado entre el sur geográfico y el este, el valor será negativo. Lo ideal es que el ángulo de azimut esté comprendido entre -15° y $+15^\circ$, lo cual no supone una pérdida de radiación solar considerable.

Se debe considerar que el ángulo de azimut óptimo es de $\alpha_{opt} = 0^\circ$.

2.3.2.4. Número de días en el año.

Se considerará el día del año, comenzando a contar a partir del 1 de enero y considerando que febrero tiene 28 días, con lo que el 365 corresponde al 31 de diciembre.

$$d_n = \text{entero} \left(\frac{275+M}{9} \right) - k \cdot \text{entero} \left(\frac{M+9}{12} \right) + D - 30 \dots \dots \dots (14)$$

Donde:

d_n : Número de días del año ($d_n = 1$, el 1 de Enero)

M : Número del mes

D : Número de días

2.3.2.5. Cálculo del parámetro Γ .

Es el día del año expresado en radianes sobre un año normal.

$$\Gamma = (d_n - 1) \cdot \frac{2\pi}{365} \dots \dots \dots (15)$$

Donde:

Γ : *Angulo diario (rad)*

2.3.2.6. Ecuación del tiempo.

Es la corrección que hay que aplicar a la hora proporcionada por el reloj convencional para obtener la hora correspondiente al Sol verdadero en el mismo instante. Se debe a que el sol verdadero presenta irregularidades en su movimiento diurno como consecuencia de dos fenómenos: de un lado el efecto de proyección, pues el plano del movimiento no es perpendicular al eje de rotación de la Tierra y, por otro lado, el hecho de que la órbita de la Tierra es elíptica, y por tanto no se mueve al mismo ritmo en las distintas épocas del año. La corrección puede ser positiva o negativa.

$$E = 229.2 \cdot [0.000075 + 0.001868 \cdot \cos(\Gamma) - 0.032077 \cdot \sin(\Gamma) - 0.014615 \cdot \cos(2\Gamma) - 0.04089 \cdot \sin(2\Gamma)] \dots \dots \dots (16)$$

Donde:

E : *Relación de tiempos entre el solar medio y el solar real o aparente (min)*

2.3.2.7. Hora solar.

Es una medida del tiempo fundamentada en el movimiento aparente del Sol sobre el horizonte del lugar. Toma como origen el instante en el cual el Sol pasa por el meridiano, que es su punto más alto en el cielo, denominado mediodía. A partir de este instante se van contando las horas en intervalos de 24 partes hasta que completan el ciclo diurno.

$$T_{SOLAR} = T_{UTC} - \frac{(L_{UTM} - L_{LOCAL})}{15} + \frac{E}{60} \dots \dots \dots (17)$$

Donde:

T_{Solar} : *Hora solar (hr)*

T_{UTC} : *Hora estandar (hr)*

L_{UTM} : *Meridiano estandar para la zona horaria local en grados oeste*

L_{LOCAL} : *Longitud del observador en grados oeste*

2.3.2.8. Ángulo de la hora solar.

Se utilizarán las siguientes ecuaciones tomando en cuenta la hora solar, con valores tanto en grados como radianes.

$$w = 15 \cdot (T_{SOLAR} - 12) \dots \dots \dots (18)$$

$$w = \frac{\pi}{12} \cdot (T_{SOLAR} - 12) \dots \dots \dots (19)$$

Donde:

w : *Angulo horario*

2.3.2.9. Ángulo de declinación.

Es el ángulo que forman los rayos solares con respecto al plano ecuatorial de la tierra. Se hará uso de la ecuación de Cooper (Lorenzo, Radiacion Solar y Dispositivos Fotovoltaicos, 2006).

$$\delta = 23.45 \cdot \sin \left[\frac{360}{365} \cdot (d_n + 284) \right] \dots \dots \dots (20)$$

Donde:

δ : *Angulo de declinacion en grados*

2.3.2.10. Ángulo de altitud solar

Es la altura angular del sol en el cielo medido desde la horizontal. La altitud es de 0° a la salida del sol y 90° cuando el sol está en su máxima altura.

$$h = \sin^{-1}[(\sin \delta) \cdot \sin(\varphi) + \cos(w) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\varphi)] \dots \dots \dots (21)$$

Donde:

h : *Angulo de altitud solar (angulo entre la horizontal y la linea al sol)*

φ : *Latitud*

2.3.2.11. Ángulo azimutal solar.

Se aplicará la siguiente ecuación relacionada con la latitud, el ángulo de hora sola, la altitud y el ángulo de declinación.

$$az = \text{signo}(w) \cdot \cos^{-1} \left[\text{signo}(\varphi) \cdot \left(\frac{\sin(\varphi) \cdot \sin(h) - \sin(\delta)}{\cos(\varphi) \cdot \cos(h)} \right) \right] \dots \dots \dots (22)$$

2.3.3. Radiación Global considerando la orientación y la Inclinación

Se adoptará la nomenclatura propuesta por el E. Lorenzo (2006) para facilitar la definición de los términos involucrados en la radiación solar.

2.3.3.1. Radiación Solar

Este término se emplea de forma genérica, sin embargo, existe una diferencia en lo que corresponde a potencia y energía.

2.3.3.2. Irradiancia en W/m²

es la cantidad de energía incidente por unidad de área y de tiempo, también denominada radiación solar instantánea y que corresponde a la densidad de potencia suministrada por los rayos solares (directos, dispersados o reflejados) (Matute, 2020).

2.3.3.3. Irradiación en Wh/m²

es la irradiación integrada sobre el lapso de un determinado tiempo que puede ser una hora, día, mes o año. Se añaden a los símbolos de la radiación solar los subíndices h, d, m y a respectivamente.

2.3.3.4. Irradiación e Irradiancia Directa

Es la radiación que proviene directamente del sol sin haber sido desviada (produce sombra en dirección opuesta al sol). Se simboliza como B (beam del inglés).

2.3.3.5. Irradiación e Irradiancia Difusa

Es la radiación solar que ha sido desviada y ha cambiado de dirección por efecto de la atmósfera y de la nubosidad. Se simboliza con la letra D.

2.3.3.6. Irradiación e Irradiancia Global

Es la suma de la radiación directa B y la radiación difusa D y se simboliza por la letra G.

2.3.3.7. Irradiación e Irradiancia Extraterrestre, subíndice “o”

Es la radiación solar que llega sobre una superficie normal a los rayos solares si no hubiera la atmosfera y se simboliza B_0 . Solo puede ser directa y por ello se simboliza con B. puede ser horaria o diaria, B_{0h} o B_{0d} . Puede ser incidente sobre una superficie horizontal $B_{0(0)}$ o sobre una superficie cualquiera $B_{0(\alpha,\beta)}$ (Lorenzo, Ingeniería Fotovoltaica, 2014).

2.3.3.8. Albedo

es la irradiación e irradiación reflejada por el suelo y los edificios circundantes y que incide en la superficie captora. Se simboliza como AL.

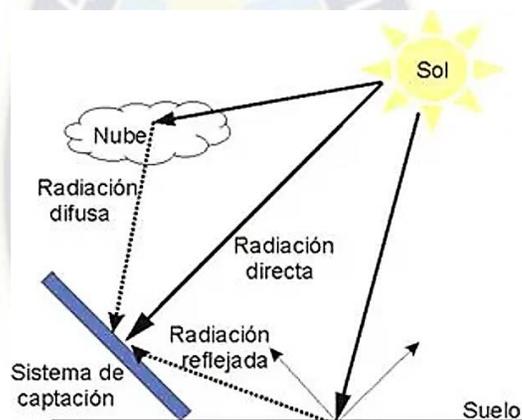


Figura 11: Espectro Solar

Fuente: Pagina Web

2.3.3.9. Irradiancia sobre un plano horizontal

Es la energía que recibe durante un periodo de tiempo una superficie del plano tangencial al planeta tierra en un punto situado al exterior de la atmosfera, plano que será también el horizontal de ese punto.

$$B_{0(0)} = C_s \cdot E_0 \cdot \cos(h) \dots \dots \dots (23)$$

Donde:

$B_{0(0)}$: Irradiancia extraterrestre sobre un plano horizontal

C_s : Constante solar $\left(1367 \frac{W}{m^2}\right)$

E_0 : Factor de corrección de la excentricidad de la órbita de la tierra

Ecuación en la que h , representa el ángulo formado por los rayos solares con el plano horizontal, donde el $\cos(h)$ es igual a la componente vertical del vector de posición solar.

De donde se tiene:

$$B_{O(0)} = 1367 \cdot \left[1 + 0.0033 \cdot \cos\left(\frac{2\pi d_n}{365}\right) \right] \cdot \sin(h) \dots \dots \dots (24)$$

2.3.3.10. Ángulo de incidencia

Debido a que el sol tiene una trayectoria elíptica, el ángulo de incidencia del sol en el colector variara a lo largo del día.

$$\cos(\theta_s) = f_1 + f_2 \cdot \cos(w) + g_3 \cdot \sin(w) \dots \dots \dots (25)$$

Donde:

θ_s : Ángulo de incidencia de los rayos solares sobre una superficie inclinada.

Y por medio de las siguientes ecuaciones se obtendrán los valores buscados:

$$f_1 = g_1 \cdot \sin(\delta) \cdot \sin(\varphi) - g_2 \dots \dots \dots (26)$$

$$f_2 = g_1 \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\varphi) \dots \dots \dots (27)$$

$$g_3 = \cos(\delta) \cdot \sin(\beta) \cdot \sin(\alpha) \dots \dots \dots (28)$$

Donde se tiene:

$$g_1 = \text{signo}(\varphi) \cdot \tan(\varphi) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\alpha) + \cos(\beta) \dots \dots \dots (29)$$

$$g_2 = \frac{\text{signo}(\varphi) \cdot \sin(\delta) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\alpha)}{\cos(\varphi)} \dots \dots \dots (30)$$

Datos de la superficie captora:

α : Ángulo de orientación

β : Ángulo de inclinación

2.3.3.11. Modelo circunsolar: Radiación directa.

Radiación que llega a un determinado lugar procedente del disco solar.

$$B_{O(\beta,\alpha)} = \frac{B_{O(0)} \cdot \max[0; \cos(\theta_s)]}{\sin(h)} \dots \dots \dots (31)$$

Donde:

$B_{O(\beta,\alpha)}$: Radiación directa considerando la orientación y la inclinación

2.3.3.12. Factor de corrección.

Es la relación entre la distancia del sol a la tierra de un día determinado r y el valor medio de esta distancia a lo largo del año r_0 (Birhuett, 2016).

$$\rho^2 = 1 + 0.033 \cdot \cos\left(\frac{2\pi d_n}{365}\right) \dots \dots \dots (32)$$

Donde:

ρ : Factor de corrección de la excentricidad de la órbita de la tierra

2.3.3.13. Cálculo de los parámetros.

Ángulos calculados por día.

$$w_1 = \frac{\pi}{24} \cdot (2T_k - 23) - \frac{\pi}{12} \text{ (rad)} \dots \dots \dots (33)$$

$$w_2 = \frac{\pi}{24} \cdot (2T_k - 23) \text{ (rad)} \dots \dots \dots (34)$$

Donde:

T_k : Hora solar (T_{SOLAR})

2.3.3.14. Radiación extra-atmosférica.

Se calculará la irradiación diaria extra-atmosférica en el plano horizontal.

$$B_{Oh(0)} = \frac{12}{\pi} \cdot C_s \cdot \rho^2 \left\{ \left(\frac{\pi}{12}\right) \cdot \sin(\delta) \cdot \sin(\alpha) + [\sin(w_2) - \sin(w_1)] \cos(\delta) \cdot \cos(\varphi) \right\} \dots (35)$$

Donde:

$B_{Oh(0)}$: Radiación Extra – atmosférica

C_s : Constante solar 1367 (W/m^2)

ρ : Factor de corrección de la excentricidad de la órbita de la tierra

φ : Latitud

2.3.3.15. Índice de claridad.

El índice de claridad es la relación entre la radiación global y la radiación extra-atmosférica.

$$k_t = \frac{G_{h(0)}}{B_{0h(0)}} \dots \dots \dots (36)$$

Donde:

k_t : Índice de claridad

$G_{h(0)}$: Radiación global

De igual manera por el modelo de Collares Pereira y Rabl se obtienen ciertas relaciones y valores aproximados para el índice de claridad (Birhuett, 2016).

CORRELACIÓN DE COLLARES-PEREIRA Y RABL (1979) PARA LA
RADIACIÓN DIFUSA DIARIA HORIZONTAL

$$K_{td} = \frac{G_{d(0)}}{B_{od(0)}} \qquad \frac{D_{d(0)}}{G_{d(0)}} = f(K_{td})$$

$$\frac{D_{d(0)}}{G_{d(0)}} = 0,99 \qquad \text{si } K_{td} \leq 0,17$$

$$\frac{D_{d(0)}}{G_{d(0)}} = 1,188 - 2,272 * K_{td} + 9,473 * K_{td}^2 - 21,865 * K_{td}^3 + 14,648 * K_{td}^4 \qquad \text{si } 0,17 < K_{td} < 0,75$$

$$\frac{D_{d(0)}}{G_{d(0)}} = 0,632 - 0,54 * K_{td} \qquad \text{si } 0,75 < K_{td} < 0,80$$

$$\frac{D_{d(0)}}{G_{d(0)}} = 0,2 \qquad \text{si } K_{td} \geq 0,80$$

Figura 12: Índice de claridad para la radiación difusa.

Fuente: Energía Fotovoltaica para ingenieros (Enrique Birhuett G. pag. 72)

2.3.3.16. Hora solar en función de la declinación y de la latitud.

Angulo de la hora solar en función de la declinación y de la latitud

$$w_s = \cos^{-1}(\tan \delta \cdot \tan \varphi) \dots \dots \dots (37)$$

2.3.3.17. Estimación de la Irradiáncia a partir de la radiación diaria.

Relación entre la radiación global y la radiación diaria.

$$r_t(w) = \frac{G_{h(0)}}{G_{d(0)}} = \frac{\pi}{24} (a + b \cdot \cos w) \cdot \frac{\cos w - \cos w_S}{\sin w_S - w_S \cdot \cos w_S} \dots \dots \dots (38)$$

Donde:

$G_{d(0)}$: Irradiación Global diaria

Siendo:

$$a = 0.409 + 0.5016 \cdot \sin \left(w_S - \frac{\pi}{3} \right) \dots \dots \dots (39)$$

$$b = 0.6609 - 0.4767 \cdot \sin \left(w_S - \frac{\pi}{3} \right) \dots \dots \dots (40)$$

El valor de w_S esta expresado en radianes.

2.3.3.18. Radiación Difusa diaria horizontal.

Relación entre la irradiación difusa y la irradiación global, ambas en el plano horizontal. Es el cálculo de la radiación difusa en un día determinado, lo cual se determina por la correlación propuesta por Collares Pereira y Rabl:

$$\frac{D_{d(0)}}{G_{d(0)}} = 1.188 - 2.272 \cdot k_t + 9.473 \cdot k_t^2 - 21.865 \cdot k_t^3 + 14.648 \cdot k_t^4 \dots \dots \dots (41)$$

$$0.17 < k_t < 0.75$$

2.3.3.19. Estimación de la Irradiancia a partir de la Radiación Difusa.

Relación entre la irradiancia y la irradiancia difusa.

$$r_d(w) = \frac{D_{h(0)}}{D_{d(0)}} = \frac{\pi}{24} \cdot \frac{\cos w - \cos w_S}{\sin w_S - w_S \cdot \cos w_S} \dots \dots \dots (42)$$

2.3.3.20. Radiación directa sobre un plano orientado un ángulo α respecto al sur, e inclinado un ángulo β respecto a la horizontal.

$$B_{h(\beta,\alpha)} = \frac{B_{h(0)} \cdot \max(0; \cos \theta_s)}{\sinh} \dots \dots \dots (43)$$

Donde:

$B_{h(0)}$: Radiación directa horizontal

2.3.3.21. Radiación Reflejada.

Radiación solar dirigida hacia arriba, tras haber sido reflejada o difundida por la atmósfera y por la superficie terrestre.

$$AL_{h(\beta,\alpha)} = G_{h(0)} \cdot \rho_s \cdot \left(\frac{1 - \cos\beta}{2} \right) \dots \dots \dots (44)$$

Donde:

ρ_s : Albedo

Valores típicos del coeficiente de albedo	
Entorno urbano "Urban situation"	0,14 – 0,22
Hierba "Grass"	0,15 – 0,25
Hierba fresca "Fresh Grass"	0,26
Nieve pura "Fresh snow"	0,82
Nieve húmeda "Wet snow"	0,55 – 0,75
Asfalto seco "Dry asphalt"	0,09 – 0,15
Asfalto húmedo "Wet asphalt"	0,18
Hormigón "concrete"	0,25 – 0,35
Tejados rojos "red tiles"	0,33
Aluminio "aluminium"	0,85
Cobre "copper"	0,74
Acero galvanizado reciente "New galvanised steel"	0,35
Acero galvanizado oxidado o sucio "Very dirty galvanised"	0,08

Tabla 2: Coeficiente de reflexión de la superficie.

Fuente: Ingelibreblog.wordpress.com

2.3.3.22. Transmitancia.

Es la fracción o porcentaje de radiación incidente que atraviesa una muestra para unas longitudes de onda dadas.

$$\tau_a = \frac{B_{0(\beta,0)}}{B_0} \dots \dots \dots (45)$$

Donde:

B_0 : Irradiancia Extra – atmosférica

2.3.3.23. Modelo de Hay Davis.

Según el modelo de Hay Davis la radiación Difusa está compuesta por dos componentes la radiación Difusa circunsolar y la isotrópica.

$$D_{h(\beta,0)}^{circunsolar} = \tau_a \cdot D_{h(0)} \cdot R_b = \tau_a \cdot D_{h(0)} \cdot \frac{\max(0; \cos\theta_s)}{\sinh} \dots \dots \dots (46)$$

$$D_{h(\beta,0)}^{isotropica} = D_{h(0)} \cdot \left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right) \left(1 - \frac{B_{h(0)}}{B_0} \right) \dots \dots \dots (47)$$

Donde:

θ s: *Ángulo de incidencia*

2.3.3.24. Radiación Global tomando en cuenta la inclinación y orientación.

La siguiente ecuación considera la radiación global con sus componentes como la radiación directa, la difusa y la reflejada.

$$G_{h(\beta,\alpha)} = B_{h(\beta,\alpha)} + AL_{h(\beta,\alpha)} + D_{h(\beta,0)}^{circunsolar} + D_{h(\beta,0)}^{isotropica} \dots (48)$$

2.3.3.25. Comportamiento térmico del módulo.

La siguiente ecuación expresa una aproximación aceptable del comportamiento térmico de una célula integrada en un módulo.

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20}{800} \cdot G \dots \dots \dots (49)$$

Donde:

T_c = *Temperatura de operación de la celda integrada al módulo*

T_a = *Temperatura ambiente*

$TONC$ = *Temperatura de operación nominal de la celda*

G = *Radiación efectiva en la celda, siendo el valor de la radiación global*

2.3.4. Hora Solar Pico

La hora solar pico (HSP) es una unidad que mide la irradiación solar y se define como la energía por unidad de superficie que se recibiría con una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m^2 . Una hora solar pico equivale a $3,6 \text{ MJ/m}^2$ o el equivalente de 1 kWh/m^2 .

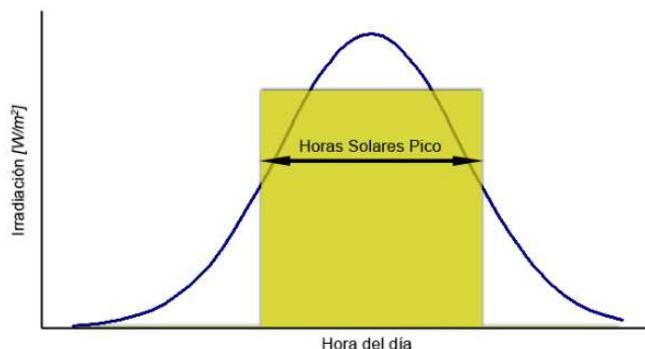


Figura 13: Interpretación grafica de las horas solares pico.

Fuente: Pagina Web

2.3.5. Potencia Generada por el Panel

2.3.5.1. Corriente de cortocircuito.

Máximo valor de corriente que circula por una célula y se da cuando la célula está en cortocircuito.

$$I_{SC} = I_{SC}^{CEM} \cdot \frac{G}{G^{CEM}} \dots \dots \dots (50)$$

Donde:

I_{SC}^{CEM} = Corriente de cortocircuito de una celda solar individual en CEM

Para condiciones estándar STC se considera $G^{CEM} = 1000 [w/m^2]$

2.3.5.2. Tensión a circuito abierto.

Máximo valor de tensión en extremos de la célula y se da cuando esta no está conectada a ninguna carga.

$$V_{OC} = V_{OC}^{CEM} - \gamma \cdot (T_C - T_C^{CEM}) \dots \dots \dots (51)$$

Donde:

T_C = Temperatura de operación de la celda integrada al módulo.

V_{OC}^{CEM} = Tensión a circuito abierto de una celda solar individual en CEM

Constante γ de $-0,0022 [V/K]$

2.3.5.3. Tensión en relación a la temperatura

$$V_T = K \cdot \frac{(T_C + 273)}{q} \dots \dots \dots (52)$$

Donde:

$K = \text{Constante de Boltzman } 1,38 \times 10^{-23} \text{ [J/K]}$

$q = \text{carga electron } 1,60 \times 10^{-19} \text{ [C]}$

2.3.5.4. Cálculo del punto de máxima potencia.

Para los cálculos se tomarán en consideración valores A y B.

$$A = \left(e^{\frac{V_{OC}}{V_T}} - 1 \right) \dots \dots \dots (53)$$

$$B = \left(e^{\frac{I_{SC} \cdot R_S}{V_T}} - 1 \right) \dots \dots \dots (54)$$

Es un punto de trabajo en el que la potencia entregada por el panel solar a la carga externa, es máxima.

$$\Omega = A + 1 \dots \dots \dots (55)$$

$$\phi = \frac{A - B}{I_{SC}} \dots \dots \dots (56)$$

Donde:

$I_{SC} = \text{Corriente de cortocircuito}$

Consideramos lo siguiente:

$$I_{n-1} = I_{SC} \cdot (1 - 0.025) \dots \dots \dots (57)$$

$$f(I) = -V_T \cdot \phi \cdot I - 2R_S(\Omega - \phi I)I + (\Omega - \phi I)V_T \cdot \ln(\Omega - \phi I) = 0 \dots \dots \dots (58)$$

$$f'(I) = -2 \cdot V_T \cdot \phi - 2R_S\Omega + 4R_S\phi I - \phi V_T \ln(\Omega - \phi I) \dots \dots \dots (59)$$

Se tendrá una corriente y tensión máxima:

$$I_n = I_{n-1} - \frac{f(I_{n-1})}{f'_{n-1}} \dots \dots \dots (60)$$

$$I_{MAX} = I_n \dots \dots \dots (61)$$

$$V_{MAX} = V_T \cdot \ln \left(A + 1 - (A - B) \cdot \frac{I}{I_{SC}} \right) - I \cdot R_S \dots \dots \dots (62)$$

Donde:

$R_S =$ Resistencia en serie a CEM

Entonces se encontrará una potencia máxima

$$P_{MAX} = V_{MAX} \cdot I_{MAX} \dots \dots \dots (63)$$

2.3.5.5. Potencia del módulo.

Es la potencia máxima por número de celdas.

$$P_{modulo} = P_{MAX} \cdot N_{CELDAS} \dots \dots \dots (64)$$

Donde:

$P_{MAX} =$ Potencia máxima

$N_{CELDAS} =$ Número de celdas serie

2.3.5.6. Rendimiento.

Se define como el cociente entre la máxima potencia eléctrica que se puede entregar a la carga y el producto de la radiación efectiva, número y área de la celda.

$$\eta = \frac{P_{MAX}}{G_{h(\beta,\alpha)} \cdot N_{CELDAS} \cdot A_{CELDA}} \dots \dots \dots (65)$$

Donde:

$P_{MAX} =$ Potencia máxima

$N_{CELDAS} =$ Número de celdas serie

$A_{CELDA} =$ Área de la celda

$G_{h(\beta,\alpha)} =$ Radiación efectiva

2.4. COMPONENTES DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

2.4.1. Paneles Fotovoltaicos.

Un panel o modulo fotovoltaico, es un dispositivo semiconductor que permite transformar radiación solar en energía eléctrica, valiéndose del fenómeno físico denominado efecto fotoeléctrico. Esta tecnología se originó el año 1883 con una

eficiencia de 1%. Hoy en día los paneles que se comercializan poseen eficiencias cercanas a un 17%. Los paneles fotovoltaicos se pueden clasificar en tres categorías, dependiendo del tipo de celdas que los conformen, siendo las siguientes clasificaciones:

- **Monocrystalinas:** se componen de secciones de un único cristal de silicio (reconocibles por su forma circular u octogonal, donde se aprecia que los cuatro lados cortos son curvos, debido a que es una célula circular recortada).
- **Policristalinas:** cuando están formadas por pequeñas partículas cristalizadas.
- **Amorfas:** cuando el silicio no se ha cristalizado.

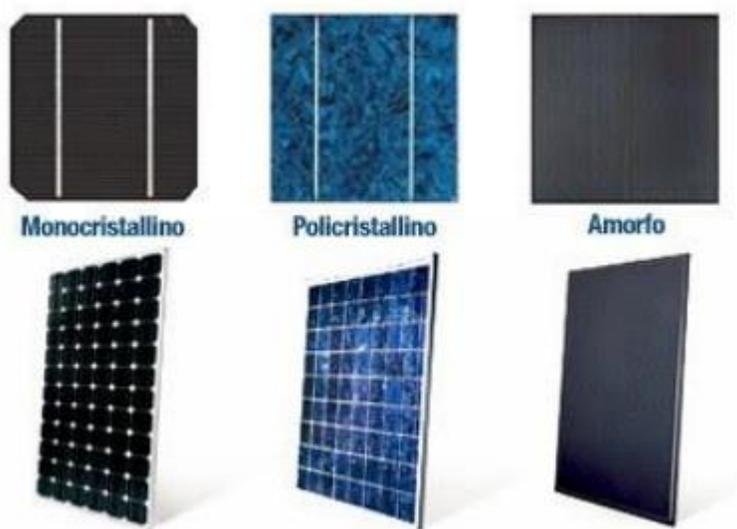


Figura 14: Tipos de paneles fotovoltaicos.

Fuente: Pagina Web

El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, que son:

- Radiación de 1000 W/m²
- Temperatura de célula de 25° C (no temperatura ambiente)

➤ **Componentes de un Panel Fotovoltaico**

La estructura de un panel fotovoltaico está compuesta por:

- **Marco de aluminio:** construido de aluminio anodizado para evitar su oxidación.

- **Superficie colectora:** construido de vidrio templado (típicamente de entre 3 mm y 4 mm de espesor) o un plástico de alto impacto. Resistentes al granizo y vientos portadores de arena o tierra.
- **Células fotovoltaicas:** son las encargadas de transformar los fotones del sol en electrones.
- **Material encapsulante:** que protege las células frente a la abrasión, los rayos UV y la oxidación generada por el aire y la humedad.
- **Cubierta posterior:** que puede ser plástica o metálica.
- **Caja estanca:** Se encuentra en la parte trasera del panel. Es una caja de plástico preparada para exteriores, con tapa removible y agujeros laterales para la entrada y salida de los cables de conexión.
- **Cables de conexión:** Los paneles traen los cables positivo y negativo con terminales especiales llamadas MC.



Figura 15: Componentes de un panel fotovoltaico.

Fuente: Pagina Web

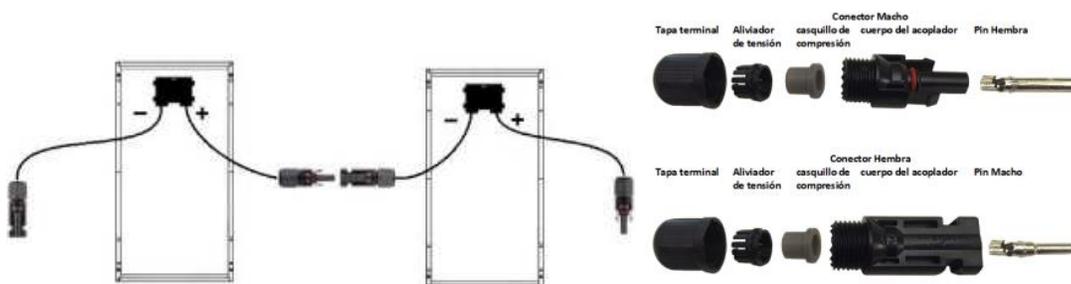


Figura 16: Conexión de Paneles.

Fuente: Pagina Web

2.4.2. Sistema Solar Fotovoltaico.

Los Sistemas Solares Fotovoltaicos son sistemas de conversión directa de energía luminosa proveniente del sol en energía eléctrica. Esa conversión hace posible la generación de electricidad. Los SSFVs pueden dividirse como aquellos de aplicación OFF-GRID cuando son instalados para el suministro de electricidad de unidades de consumo no conectadas a la red eléctrica pública o sistema interconectado nacional o sistemas ON-GRID cuando se instalan para el suministro eléctrico de unidades de consumo dentro de una red de distribución pública. En Bolivia, los primeros sistemas fotovoltaicos surgieron más bien como soluciones OFF-GRID para electrificación rural o para el ahorro de combustible en Sistemas Aislados (GIZ, 2021).

2.4.3. Sistema ON-GRID.

Un sistema básico ON-GRID está compuesto por los paneles fotovoltaicos y el inversor, el cual está conectado al sistema eléctrico del domicilio, comercio o industria donde esté instalado. El sistema fotovoltaico produce electricidad cuando hay luz solar, la inyecta al sistema del consumidor y cubre parte o toda la carga del mismo; si hubiera excedente de energía, esta entra directamente a la red de distribución y, si hubiera déficit, por ejemplo, por la noche o cuando este nublado, la carga es cubierta por la energía que entra desde la red (Birhuett, 2016).

Para poder conectarse a la red, los inversores básicos ON-GRID toman la tensión de la red como referencia, y en base a ella inyectan la corriente generada por los paneles solares. Si no hay tensión de la red, o no está dentro de los rangos normales de operación (por ejemplo, por alguna falla en la red), estos inversores se desconectan de la misma automáticamente por seguridad (para evitar inyectar tensión por ejemplo en caso de mantenimiento de las líneas de transmisión de la red).

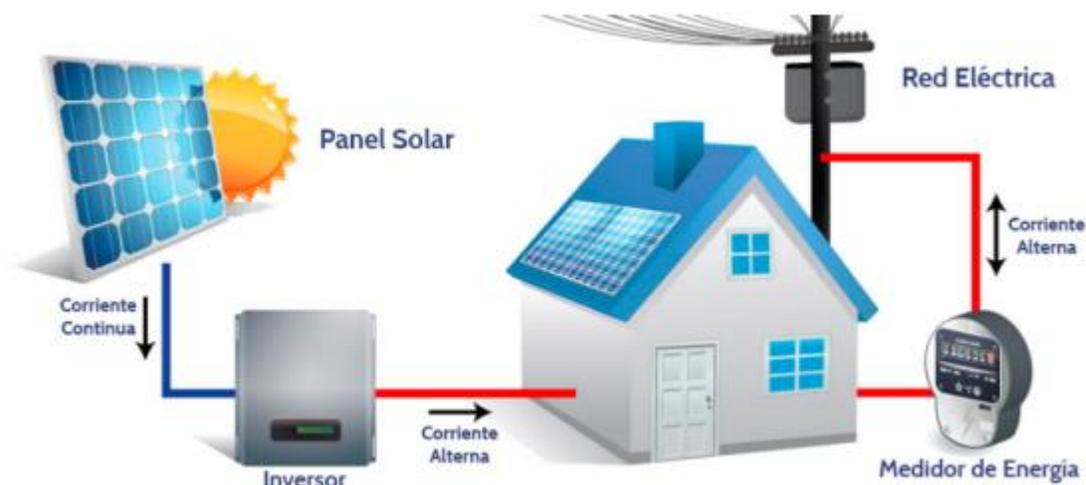


Figura 17: Esquema de un Sistema Fotovoltaico ON-GRID básico.

Fuente: Pagina Web

2.4.4. Componentes de un sistema ON-GRID.

a. Módulo.

El módulo fotovoltaico proporciona en su salida de conexión una tensión continua y se diseña para valores concretos de tensión (6 V, 12 V, 24 V), que definirán la tensión a la que va a trabajar el sistema fotovoltaico.



Figura 18: Panel Solar.

Fuente: Pagina Web

Para el montaje del sistema solar fotovoltaico se debe tomar en cuenta la separación entre los módulos, para aprovechar de mejor manera la luz recibida.

b. Inversor.

Es el equipo encargado de transformar la energía recibida del generador fotovoltaico (en forma de corriente continua) y adaptarla a las condiciones requeridas según el tipo de cargas, normalmente en corriente alterna y el posterior suministro a la red. Los inversores vienen caracterizados principalmente por la tensión de entrada, que se debe adaptar al generador, la potencia máxima que puede proporcionar y la eficiencia. Esta última se define como la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega a la utilización (potencia de salida) y la potencia eléctrica que extrae del generador (potencia de entrada).

Al igual podemos establecer diferentes clasificaciones de los inversores:

Según el tipo de aplicación:

- Inversores para sistemas fotovoltaicos autónomos.
- Inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a red.

Según el tipo de conmutación:

- Inversores conmutados por línea (necesitan de la red alterna).
- Inversores auto conmutados.

Según el tipo de carga:

- Inversor monofásico (< 5 [kW])
- Inversor trifásico (> 5 [kW])



Figura 19: Diferentes tipos de inversores.

Fuente: Pagina Web

c. Soportes.

Los soportes tienen la función de ajustar y sostener el peso de los módulos fotovoltaicos, contruidos principalmente de aluminio, con una variedad de modelos para

ser instalados tanto en techos, terrazas, el suelo e incluso en postes para aprovechar la radiación solar.

Entre los soportes más conocidos están los de techo, diferenciados más que nada para el material del cual están contruidos, ya sean de cubierta de teja o chapa metálica. De igual manera los soportes para terraza constituyen una buena opción para aprovechar el espacio de las edificaciones dentro del entorno urbano. Teniendo en cuenta que los módulos cuentan con un determinado peso, elegir un adecuado soporte es muy importante para tener un Sistema Solar Fotovoltaico en perfecto funcionamiento.



Figura 20: Soporte inclinado abierto regulable para cubierta plana.

Fuente: Pagina Web

d. Cableado y protecciones.

➤ **Cableado.**

Su dimensionamiento tiene un rol muy importante en la reducción de pérdidas de energía en el sistema, debido a disipación de calor. Se recomienda que la máxima caída de tensión en el cableado de CC y el de CA no supere el 1%.

➤ **Protecciones y maniobra.**

Las protecciones y maniobra tanto para corriente continua (CC) como para corriente alterna (CA), permiten una Instalación confiable y segura. Teniendo dispositivos como las protecciones de sobretensión, interruptor seccionador, fusibles o interruptor termomagnético y el disyuntor diferencial.

➤ **Medidor Bidireccional.**

Un medidor bidireccional funciona de una manera similar a un medidor de luz convencional, puesto que miden la cantidad de energía utilizada, ya sea proporcionada por la Red de Distribución de Energía Eléctrica o producida con un Sistema Fotovoltaico.

A diferencia de los sistemas regulares, un equipo bidireccional recibe ese nombre porque contabiliza tanto la energía entrante como la energía saliente. Este dispositivo registra tres tipos de medidas:

- La energía recibida, es decir, la electricidad que se recibe de la red local.
- La energía neta producida por los paneles solares.
- La energía entregada, es decir, el excedente no utilizado y que se envía a la red.

Esta última medición informa acerca de la producción de los paneles, cuando estos generan más electricidad de la que se necesita. Sin embargo, actualmente los equipos que se utilizan son electrónicos, especialmente cuando se trata de instalaciones de paneles solares. Los dispositivos electrónicos, tanto unidireccionales como bidireccionales, utilizan sistemas de medición que no requieren de partes móviles. Estos miden el flujo de la corriente eléctrica para ofrecer una lectura de consumo.

2.5. ANALISIS DE VIABILIDAD ECONOMICA

2.5.1. COSTO DE LA INVERSION

Los costos de inversión en la implementación de sistemas fotovoltaicos se refieren a los costos iniciales necesarios para instalar y poner en funcionamiento un sistema de paneles solares para la generación de energía eléctrica. En estos costos se tomarán en cuenta:

- **Costos de los paneles solares:** Los paneles solares son el componente principal de un sistema fotovoltaico y su costo puede variar según la calidad, el tamaño y la eficiencia del panel.

- Costos de los inversores: Los inversores son necesarios para convertir la energía solar en energía eléctrica utilizable. El costo de los inversores también puede variar según la calidad, el tamaño y la eficiencia del inversor.
- Costos de los soportes y estructuras: Los paneles solares deben instalarse en soportes y estructuras que los sostengan en su lugar. Estos costos también pueden variar según el tipo y la calidad de las estructuras.
- Costos de instalación: La instalación de un sistema fotovoltaico puede requerir mano de obra especializada, lo que puede aumentar los costos de inversión.
- Costos de permisos y autorizaciones: En algunos casos, se pueden requerir permisos y autorizaciones especiales para la instalación de un sistema fotovoltaico, lo que puede agregar costos a la inversión.

2.5.2. FLUJO DE CAJA

El flujo de caja es la cantidad neta de efectivo que entra y sale de una empresa en un período de tiempo determinado, como un mes, un trimestre o un año. En ese entendido en nuestro caso el flujo de caja se utilizará para determinar si la implementación del sistema fotovoltaico, es viable, toda vez que este flujo de caja toma en cuenta los gastos del capital otros gastos importantes.

- Un flujo de caja positivo significa que la empresa ha generado más efectivo de lo que ha gastado en un período determinado, lo que puede indicar una posición financiera saludable.
- Un flujo de caja negativo significa que la empresa ha gastado más de lo que ha generado en efectivo, lo que puede ser una señal de que la empresa tiene dificultades financieras.

El análisis del flujo de caja puede ser útil para los inversores, los prestamistas y los gerentes de la empresa para evaluar la capacidad de la empresa para pagar deudas, invertir en nuevos proyectos y distribuir dividendos a los accionistas.

2.5.3. INDICES FINANCIEROS.

2.5.3.1. Valor actual neto (VAN)

El valor actual neto es el valor del dinero en el tiempo, donde el valor actual (VA) de una cantidad (VF) a recibir al final de “n” periodos cuando el tipo de interés por periodo es “r” será:

$$VA = \frac{VF}{(1+r)^n} \dots \dots \dots (66)$$

Para obtener el valor actual de una serie de pagos tomamos en cuenta el valor actual (VA) de una serie de pagos futuros recibidos al final de cada periodo (VF_t) por “n” periodos es:

$$VA = \frac{VF}{(1+r)} + \frac{VF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{VF_n}{(1+r)^n} \dots \dots \dots (67)$$

O de igual forma:

$$VA = VF \left[\frac{1}{r} - \frac{1}{r(1+r)^n} \right] \dots \dots \dots (69)$$

2.5.3.2. Método general para el Cálculo del VAN

Para un cálculo general del VAN se emplea distintos métodos basados en el descuento de flujos de fondos, partiendo de la expresión:

$$VA = -I_0 + \frac{CF_1}{(1+r)} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n + VR_n}{(1+r)^n} \dots \dots \dots (69)$$

Donde:

CF_i : Flujo de fondos generado por la empresa en el periodo i.

VR_n : Valor residual de la empresa en el año n.

I_0 : Inversión inicial.

r: Tasa de descuento apropiada para el riesgo de los flujos de fondos.

El valor del VAN se interpreta para la toma de decisiones de la siguiente forma:

$VAN < 0$: se rechaza el proyecto.

$VAN > 0$: se aprueba el proyecto.

2.5.3.3. Tasa Interna de Retorno

La capacidad del planteamiento de la TIR para capturar un proyecto de inversión complicado en un número particular y la facilidad de expresar dicho número explican su sobrevivencia. Por otro lado, se debe conocer la tasa de descuento para calcular el VAN de un proyecto, pero se debe calcular la TIR sin referirse a la tasa de descuento.

$$0 = -I + \sum_{j=1}^n \frac{V_{ent} - G_t - I_t - T}{(1+r)^j} \frac{CF_1}{(1+r)} + \frac{VR}{(1+r)^n} \dots \dots \dots (70)$$

Donde:

V_{ent} : Ventas o ingresos.

G_t : Gastos.

T : Impuestos.

I_t : Tasa de descuento apropiada para el riesgo de los flujos de fondos.

r : Costo de oportunidad del capital.

I : Capital invertido.

VR : Valor residual.

Para el cálculo de la TIR al igual que el VAN se cuenta con programas como Microsoft Excel que ofrece las funciones necesarias para obtener el valor de las mismas.

2.5.3.4. Periodo de Recuperación PR

El periodo de recuperación es el tiempo exacto que requiere una empresa para recuperar su inversión inicial en un proyecto. Se estima a partir de las entradas de efectivo.

- Si el periodo de recuperación es menor que el periodo de recuperación máximo aceptable, aceptar el proyecto.
- Si el periodo de recuperación es mayor que el periodo de recuperación máximo aceptable, rechazar el proyecto.

La metodología para estimar el periodo de recuperación consiste en dividir el valor de la inversión inicial entre el flujo de ingreso anual.

$$PR = \frac{\text{Valor de inversion inicial}}{\text{Flujo de ingreso anual}} \dots \dots \dots (71)$$

2.5.3.5. Relación Beneficio Costo

La relación beneficio/costo se obtiene al dividir el valor actual de los ingresos totales netos beneficios netos (VAI) entre el valor actual de los Costos de inversión o costos totales (VAC) de un proyecto.

Lo cual se puede expresar por la ecuación:

$$\frac{B}{C} = \frac{VAI}{VAC} = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{V_i}{(1+i)^n}}{\sum_{i=0}^n \frac{C_i}{(1+i)^n}} \dots \dots \dots (72)$$

Donde:

$\frac{B}{C}$: Relación beneficio Costo

V_i : ingresos netos

C_i : Egresos netos

i : tasa de descuento

n : tiempo

El valor de este indicador financiero se interpreta de la siguiente manera:

- $B/C > 1$: Los beneficios son superiores a los sacrificios. El proyecto es viable porque genera aportes económicos.
- $B/C = 1$: Los benéficos son iguales a los costos. Es indiferente realizar o no la inversión desde el punto de vista financiero. El proyecto es auto sostenible.
- $B/C < 0$: Los benéficos son inferiores a los sacrificios. No presenta rentabilidad.

El valor de la Relación Beneficio/Costo cambiará según la tasa de actualización seleccionada, o sea, que cuanto más elevada sea dicha tasa, menor será la relación en el índice resultante.

2.6. MARCO NORMATIVO.

En Bolivia, existe una legislación para el sector eléctrico y la tarea pendiente de desarrollar un marco normativo que impulse las energías renovables y sostenibles, el cual pretende definir los lineamientos generales para generar una estrategia en el avance de la eficiencia energética y las energías renovables no convencionales.

2.6.1. CONSTITUCION POLITICA DEL ESTADO CPE.

Promulgada el 7 de febrero de 2009.

- *Capítulo Sexto, Energía, Artículo 378, I Las diferentes formas de energía y sus fuentes constituyen un recurso estratégico, su acceso es un derecho fundamental y esencial para el desarrollo integral y social del país, y se regirá por los principios de eficiencia, continuidad, adaptabilidad y preservación del medio ambiente.*

2.6.2. LEY DEL MEDIO AMBIENTE

Ley N° 1333, promulgada el 27 de abril de 1992 y tiene por objeto la protección y conservación del medio ambiente y los recursos naturales, regulando las acciones del hombre con relación a la naturaleza y promoviendo el desarrollo sostenible con la finalidad de mejorar la calidad de vida de la población (MT, 1992).

2.6.3. DECRETO SUPREMO 4477 Y SUS RESOLUCIONES.

La implementación de la generación distribuida en Bolivia se sustenta a partir de la promulgación del DS 4477, de fecha 24 de marzo de 2021, cuyo objetivo es normar la actividad de generación distribuida y determinar la retribución por la energía eléctrica inyectada a la red (AETN, D.S. 4477, 2021).

La clasificación de la generación distribuida queda dividida en:

- **Nanogeneración Distribuida.** Potencia instalada menor o igual a 10 kW.
- **Microgeneración 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 registro e incorporación de los generadores distribuidos a la red de distribución, se sustenta en el artículo 6 del DS 4477 que señala: *“El Ente Regulador del sector eléctrico, mediante resolución Administrativa reglamentará el procedimiento, requisitos y plazos para el registro e incorporación de los Generadores Distribuidos a la Red de Distribución”*. Además, de las otras resoluciones que se detallan a continuación:

- Resolución AETN N° 343/2021: Esta resolución tiene por objetivo aprobar el *“Procedimiento para la determinación de la Retribución por la Energía Inyectada a la Red de Distribución en la Actividad de Generación Distribuida”* (AETN, Resolución AETN N° 343/2021, 2021).
- Resolución AETN N° 344/2021: Esta resolución tiene por objetivo aprobar el *“Procedimiento técnico comercial para el Registro e Incorporación de los Generadores Distribuidos a la Red de Distribución en Bolivia”* (AETN, Resolución AETN N° 344/2021, 2021).
- Resolución AETN N° 345/2021: Esta resolución tiene por objetivo aprobar el *“Procedimiento para la inscripción de Empresas dedicadas a la Elaboración de Proyectos e Instalación de Generación Distribuida, en el Registro de Empresas Instaladoras del Ente Regulador”* (AETN, Resolución AETN N° 345, 2021).
- Resolución AETN N° 485/2022 Esta resolución tiene por objetivo aprobar el *“Procedimiento técnico comercial para el Registro e Incorporación de los Generadores Distribuidos a la Red de Distribución en Bolivia”* (AETN, Resolución AETN N° 485/2022, 2022).

- Resolución AETN N° 488/2022, tiene por objetivo aprobar el *“Procedimiento para la determinación de la retribución por la energía Inyectada a la Red de Distribución en la Actividad de Generación Distribuida”* (AETN, Resolución AETN N° 488/2022, 2022).



3. CAPITULO III: MARCO PRACTICO.

3.1. ANALISIS DE LA SITUACION ACTUAL

3.1.1. Situación actual.

El Gobierno Autónomo Municipal de El Alto “Jacha Uta”, actualmente tiene varias oficinas, organizadas por unidades distribuidos en los 5 pisos en todos los ambientes del jacha Uta, la energía eléctrica es suministrada por la distribuidora DELAPAZ, cuenta con un medidor, cuyas características se muestran en la tabla 3.

GAMEA – JACHA UTA

Cliente:	1037516-8	N° de Medidor:	928053
Categoría:	G-GD-MT	Multiplic.	120
Dirección:	D-4 Urb. Rio Seco Lib. J.J. Torrez Casa/Edif. 5022	Actividad:	General

Tabla 3: Datos del Medidor de Energía Eléctrica.
Fuente: Elaboración Propia.



Figura 21: Ambientes del Gobierno Autónomo Municipal de El Alto.

Fuente: Imagen de la página web.

El consumo de la energía eléctrica mensual de los ambientes del Jacha Uta es 49890 kWh, correspondiente al mes de marzo, cuyo importe por energía es de Bs. 60.767,23 ver factura del consumo (ver ANEXO A).

La curva de carga diaria, de los ambientes del Jacha Uta, es la mostrada en la figura 22, el cual fue obtenida instalando un analizador de redes portátil Circuitor MYeBOX, en el tablero principal, como resultado de esta medición se obtiene el historial de potencias por cada 15 minutos.



Figura 22: Curva de carga, diaria.

Fuente: Elaboración propia, según datos de las mediciones.

De acuerdo a la curva de carga del medidor 928053 el punto de potencia mínima en el periodo de 08:30 a.m. a 17:00 p.m. es el valor de 79239,24 [W], este valor se toma como referencia para el diseño del sistema fotovoltaico.

3.1.2. Ubicación del Lugar

El lugar donde estará instalado el sistema fotovoltaico, se seleccionó, considerando, la mayor cantidad de radiación solar, espacio libre de sombras y vista libre al norte. La figura 23, muestra la vista de la ubicación, con las exigencias mínimas para instalar un sistema fotovoltaico, ya que fundamentalmente es un lugar vacío, donde alrededor de los ambientes del jacha Uta aún no se cuentan con edificaciones grandes.

Este sistema solar fotovoltaico, se pretende instalar en el lugar del parqueo haciendo el papel del techo de todo el parqueo, soportado por estructuras metálicas a una altura de 5m, cuya ubicación es: latitud -16.5167, longitud -68.2210.



Figura 23: Ubicación del sistema solar fotovoltaico.

Fuente: Elaboración propia, según imagen de Google Eart.

Para el diseño, como dato de partida será la potencia mínima, obtenida de la curva de carga *Figura 23*, en el periodo de 08:30 a 17:00 pm, descritas en la tabla 4.

Descripción	Valores
Potencia Mínima considerada para el diseño en W:	79239,24
Porcentaje 5% de perdidas asumido en W:	3961,96
La potencia Total para dimensionar en W:	83201,20
La potencia asumida para dimensionar en W:	83200,0

Tabla 4: Valores para el Diseño.

Fuente: Elaboración Propia

Según el DS. 4477 de 24 de marzo de 2021, en su artículo 3 clasifica a la potencia instalada, en nuestro caso corresponde hasta minigeneración, además, el valor tomado no debe ser sobrepasado por la potencia inyectada por el Sistema Fotovoltaico de Generación Distribuida (SFGD), al ser analizado como un proyecto de autoconsumo, por lo cual se decidió tomar una potencia asumida para el dimensionamiento de paneles de 83200 [W].

3.3. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

3.3.1. Calculo de la Radiación Global, considerando la Inclinción y la Orientación.

Para el cálculo de la radiación global considerando la inclinación y la orientación, en principio se procedió a analizar en qué mes del año se tiene la menor radiación solar, para una inclinación y orientación definida. Para ello se determinó el historial de la radiación extraterrestre sobre la atmosfera, utilizando la página <https://www.renewables.ninja>, de este conjunto valores se seleccionó el mes que tiene la menor radiación solar, en nuestro caso es el mes de junio, en este mes los promedios coinciden con el día 19 de junio, por lo tanto para este día se realizó los cálculos, que llegaría a ser el peor escenario.

3.3.1.1. Calculo del Angulo de la altitud Solar y el Azimut

Para el día 19 de junio se procedió a determinar el ángulo diario, ángulo horario, ángulo de declinación, ángulo de la altitud solar y el azimut, las ecuaciones para este propósito, son las descritas en el acápite 2.3.

Calculo de la inclinación y orientación.

$\alpha = 0^\circ$ orientación al norte.

$\beta = 3,7 + (0,69 \cdot |-16.5167|) = 15,1^\circ \approx 15^\circ$ Inclinación óptima.

Cálculos de ángulo solar y azimut, para 06:00 am.

$$d_n = \text{entero} \left(\frac{275+M}{9} \right) - k \cdot \text{entero} \left(\frac{M+9}{12} \right) + D - 30$$

$$d_n = \text{entero} \left(\frac{275+6}{9} \right) - 2 \cdot \text{entero} \left(\frac{6+9}{12} \right) + 19 - 30 = 170$$

$$\Gamma = (d_n - 1) \cdot \frac{2\pi}{365} = (170 - 1) \cdot \frac{2\pi}{365} = 2,909$$

$$E = 229,2 \cdot [0,000075 + 0,001868 \cdot \cos\Gamma - 0,032077 \cdot \sin\Gamma - 0,014615 \cdot \cos 2\Gamma - 0,04089 \cdot \sin 2\Gamma]$$

$$E = -0,886$$

$$T_{SOLAR} = T_{UTC} - \frac{(L_{UTM} - L_{LOCAL})}{15} + \frac{E}{60} = 6 + 4 - \frac{(0 - (-68,221))}{15} + \frac{-0,886}{60} = 5,437$$

$$W = \frac{\pi}{12} \cdot (T_{SOLAR} - 12) = \frac{\pi}{12} \cdot (5,437 - 12) = -1,7181$$

$$\delta = 23.45 \cdot \sin\left(\frac{360}{365} \cdot (d_n + 284)\right) = 23.45 \cdot \sin\left(\frac{360}{365} \cdot (170 + 284)\right) = 0,4090$$

$$h = \sin^{-1}(\sin \delta \cdot \sin \varphi + \cos w \cdot \cos \delta \cdot \cos \varphi) = -0,245[\text{rad}] = -14,02^\circ$$

$$az = \text{signo}(w) \cdot \cos^{-1}\left(\text{signo}(\varphi) \cdot \left(\frac{\sin \varphi \cdot \sin h - \sin \delta}{\cos \varphi \cdot \cos h}\right)\right) = -1,210[\text{rad}] = -69,30^\circ$$

Bajo el mismo procedimiento se realizaron los cálculos desde 06:00 hasta 19:00 pm, cuyos resultados se muestran en la tabla 5.

Time(UTC-4)	d_n	Γ	E	T_{SOLAR}	w	declinacion δ (en rad)	sin (h)	h (en rad)	az (en rad)	az(en grados)	h (en grados)
6	170	2,909	-0,886	5,437	-1,7181	0,4090	-0,242	-0,245	-1,210	-69,30	-14,02
7	170	2,909	-0,886	6,437	-1,4563	0,4090	-0,013	-0,013	-1,147	-65,73	-0,72
8	170	2,909	-0,886	7,437	-1,1945	0,4090	0,210	0,212	-1,061	-60,79	12,13
9	170	2,909	-0,886	8,437	-0,9327	0,4090	0,411	0,423	-0,941	-53,94	24,26
10	170	2,909	-0,886	9,437	-0,6709	0,4090	0,576	0,614	-0,772	-44,25	35,16
11	170	2,909	-0,886	10,437	-0,4092	0,4090	0,694	0,767	-0,532	-30,46	43,95
12	170	2,909	-0,886	11,437	-0,1474	0,4090	0,757	0,859	-0,208	-11,90	49,21
13	170	2,909	-0,886	12,437	0,1144	0,4090	0,761	0,865	0,162	9,29	49,54
14	170	2,909	-0,886	13,437	0,3762	0,4090	0,705	0,783	0,495	28,39	44,84
15	170	2,909	-0,886	14,437	0,6380	0,4090	0,594	0,635	0,746	42,77	36,41
16	170	2,909	-0,886	15,437	0,8998	0,4090	0,434	0,449	0,923	52,90	25,71
17	170	2,909	-0,886	16,437	1,1616	0,4090	0,237	0,239	1,048	60,05	13,70
18	170	2,909	-0,886	17,437	1,4234	0,4090	0,016	0,016	1,138	65,19	0,92
19	170	2,909	-0,886	18,437	1,6852	0,4090	-0,214	-0,215	1,203	68,91	-12,33

Tabla 5: Valores del ángulo de la altitud solar y Azimut.

Fuente: Elaboración Propia

Calculado la altitud solar y el azimut, se procedió a determinar la radiación extraterrestre, ángulo de incidencia y la radiación extraterrestre sobre el plano horizontal, cuyos resultados se muestran en la siguiente tabla 6, con las relaciones matemáticas descritas en el punto 2.3.

Bo(0) W/m2	g1	g2	g3	f1	f2	cos θ_s	Bo(β, α) W/m2	ρ^2	w ₂	w ₁	B _{Oh(0)} W/m2
-320,42	1,0430	-0,1213	0,0000	0,0034	0,9175	-0,131	0,00	0,9678	-1,587	-1,849	-319,93
-16,67	1,0430	-0,1213	0,0000	0,0034	0,9175	0,108	0,00	0,9678	-1,325	-1,587	-17,04
278,03	1,0430	-0,1213	0,0000	0,0034	0,9175	0,340	450,42	0,9678	-1,064	-1,325	276,81
543,59	1,0430	-0,1213	0,0000	0,0034	0,9175	0,550	727,40	0,9678	-0,802	-1,064	541,62
761,92	1,0430	-0,1213	0,0000	0,0034	0,9175	0,722	955,11	0,9678	-0,540	-0,802	759,31
918,12	1,0430	-0,1213	0,0000	0,0034	0,9175	0,845	1118,03	0,9678	-0,278	-0,540	915,08
1001,57	1,0430	-0,1213	0,0000	0,0034	0,9175	0,911	1205,07	0,9678	-0,016	-0,278	998,28
1006,56	1,0430	-0,1213	0,0000	0,0034	0,9175	0,915	1210,28	0,9678	0,245	-0,016	1003,27
932,77	1,0430	-0,1213	0,0000	0,0034	0,9175	0,857	1133,32	0,9678	0,507	0,245	929,69
785,22	1,0430	-0,1213	0,0000	0,0034	0,9175	0,740	979,42	0,9678	0,769	0,507	782,56
573,97	1,0430	-0,1213	0,0000	0,0034	0,9175	0,574	759,08	0,9678	1,031	0,769	571,90
313,41	1,0430	-0,1213	0,0000	0,0034	0,9175	0,368	487,32	0,9678	1,293	1,031	312,09
21,29	1,0430	-0,1213	0,0000	0,0034	0,9175	0,138	182,64	0,9678	1,554	1,293	20,81
-282,46	1,0430	-0,1213	0,0000	0,0034	0,9175	-0,101	0,00	0,9678	1,816	1,554	-282,08
6516,92							9208,10				6492,35

Tabla 6: Radiación extraterrestre sobre el plano horizontal y horaria.

Fuente: Elaboración Propia

Una vez determinada la radiación extraterrestre sobre el plano horizontal, aplicando el modelo de collares Pereira se determinó el índice de claridad k_t , el ángulo de salida del sol al amanecer w_s , las constantes a y b , todo esto con el propósito de determinar la radiación difusa diaria, la difusa diaria horizontal y la radiación directa diaria horizontal, estos valores se muestran en la tabla 7.

Time(UTC-4)	MODELO COLLARES PEREIRA									
	k_t	w_s	a	b	$r_t(w)$	Gh(0)	$r_d(w)$	Dd(0)	Dh(0)	Bh(0)
6	0,835	1,4419	0,6019	0,4776	-0,0238	0,00	0,200	1084,09	-48,45	48,45
7	0,835	1,4419	0,6019	0,4776	-0,0015	0,00			-2,52	2,52
8	0,835	1,4419	0,6019	0,4776	0,0301	163,42			42,04	121,37
9	0,835	1,4419	0,6019	0,4776	0,0672	364,29			82,20	282,09
10	0,835	1,4419	0,6019	0,4776	0,1037	562,22			115,21	447,00
11	0,835	1,4419	0,6019	0,4776	0,1332	721,98			138,84	583,15
12	0,835	1,4419	0,6019	0,4776	0,1501	813,53			151,45	662,08
13	0,835	1,4419	0,6019	0,4776	0,1511	819,15			152,21	666,94
14	0,835	1,4419	0,6019	0,4776	0,1361	737,74			141,05	596,69
15	0,835	1,4419	0,6019	0,4776	0,1079	585,09			118,74	466,36
16	0,835	1,4419	0,6019	0,4776	0,0720	390,06			86,79	303,27
17	0,835	1,4419	0,6019	0,4776	0,0346	187,65			47,39	140,26
18	0,835	1,4419	0,6019	0,4776	0,0020	10,82			3,22	7,60
19	0,835	1,4419	0,6019	0,4776	-0,0216	0,00			-42,71	42,71
						5355,960		985,47	4370,49	

Tabla 7: Radiación Global, Directa y Difusa horizontal
Fuente: Elaboración Propia

Finalmente se determinó la radiación reflejada o albedo, la radiación difusa isotrópica, la radiación difusa circunsolar, el ángulo de incidencia, para que al final se determine la radiación global considerando la inclinación y orientación.

$$B_{h(\beta,\alpha)} = \frac{B_{h(0)} \cdot \max(0; \cos\theta_s)}{\sinh} = \frac{49,26 \cdot \max(0; (-0,131))}{-0,242} = 0$$

$$AL_{h(\beta,\alpha)} = G_{h(0)} \cdot \rho_s \cdot \left(\frac{1 - \cos\beta}{2} \right) = 0 \cdot 0,22 \cdot \left(\frac{1 - \cos 15^\circ}{2} \right) = 0$$

$$\tau_a = \frac{B_{0(\beta,0)}}{B_0} = \frac{0}{-320,42} = 0$$

$$D_{h(\beta,0)}^{circunsolar} = \tau_a \cdot D_{h(0)} \cdot R_b = \tau_a \cdot D_{h(0)} \cdot \frac{\max(0; \cos\theta_s)}{\sinh} = 0$$

$$D_{h(\beta,0)}^{isotropica} = D_{h(0)} \cdot \left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right) \left(1 - \frac{B_{h(0)}}{B_0} \right) = -47,39$$

Ahora sumando todas las radiaciones, tenemos:

$$G_{h(\beta,\alpha)} = B_{h(\beta,\alpha)} + AL_{h(\beta,\alpha)} + D_{h(\beta,0)}^{circunsolar} + D_{h(\beta,0)}^{isotropica} = -47,39 [Wh/m^2]$$

La tabla 8, se generó con el procedimiento similar para las horas de 06:00 am hasta 19:00 pm.

Time(UTC-4)	Bh($\beta,0$)	ALh($\beta,0$)	τ_a	$D_{h(\beta,0)}^{circunsolar}$	$D_{h(\beta,0)}^{isotropica}$	Gh($\beta,0$)
6	0,00	0,0000	0,000	0,00	-47,39	-47,39
7	-21,63	0,0000	1,269	27,45	0,66	6,49
8	196,63	0,7855	0,710	48,38	11,91	257,71
9	377,48	1,7510	0,697	76,66	24,37	480,26
10	560,35	2,7023	0,738	106,58	29,53	699,16
11	710,12	3,4702	0,776	131,20	30,42	875,21
12	796,60	3,9102	0,798	145,41	29,93	975,85
13	801,92	3,9372	0,799	146,29	29,88	982,03
14	724,98	3,5460	0,780	133,64	30,38	892,55
15	581,69	2,8122	0,743	110,09	29,81	724,41
16	401,07	1,8748	0,701	80,50	25,36	508,81
17	218,08	0,9019	0,699	51,49	13,96	284,44
18	65,18	0,0520	3,133	86,52	-6,72	145,03
19	0,00	0,0000	0,000	0,00	-41,78	-41,78
	5412,48	25,74	11,84	1144,22	160,32	6742,77

Tabla 8: Radiación Global con orientación e Inclinación.
Fuente: Elaboración Propia

Finalmente se determinó la hora solar pico, del lugar de la instalación del sistema fotovoltaico:

$$HSP = \frac{G_{h(\beta,\alpha)}}{\text{Potencia estandar}} = \frac{6742,77 [Wh/m^2]}{1000 [Wh/m^2]} = 6,742 [h]$$

3.3.1.2. Selección del Panel y Cálculo de la Potencia del panel por cada hora del día.

El módulo fotovoltaico, se seleccionó considerando una alta eficiencia, mayor capacidad de generación respecto al área disponible de radiación solar, monocristalino y una vida útil de 25 años.

El panel seleccionado es Trina Solar Vertex S 400[W] TSM-DE09, cuyas características, se muestran en la tabla 9.

Vertex S TSM-DE09

Maximum power	400[Wp]
Maximum Power Voltaje (Vmp)	34,20 [V]
Maximum Power Current (Imp)	11,70 [A]
Open-circuit Voltage (Voc)	41,20[V]
Short-circuit Current (Isc)	12,28 [A]
Module Efficiency (η)	20,80[%]
Dimensiones del modulo	1754x1096x30[mm]

Tabla 9: Características técnicas del panel.*Fuente: Trina Solar Vertex S TSM D09*

Con el cálculo de la radiación Global, considerando la orientación y la inclinación, y las formulas descritas en el punto 2.3.5, se procedió a determinar la tensión y la corriente de cada celda fotovoltaica, luego la potencia de la celda, como el panel tiene 120 celdas se determinó la potencia de todo el panel solar, además de su rendimiento, cuyos datos se muestran en la tabla 10, para cada hora del día, en donde se observa que para horas 12:00 pm del medio el panel entrega mayor potencia que es de 374,36 W, con un rendimiento de 20%.

UTC-4	I _{max}	V _{max}	P _{max}	P _{modulo}	Rendimiento
6	-0,53	0,23	-0,12	0,00	0,0%
7	0,07	0,24	0,02	2,11	16,9%
8	2,88	0,25	0,72	86,38	17,4%
9	5,38	0,26	1,40	168,51	18,3%
10	7,85	0,27	2,14	256,93	19,1%
11	9,84	0,28	2,77	332,08	19,7%
12	10,99	0,28	3,12	374,36	20,0%
13	11,06	0,28	3,11	373,71	19,8%
14	10,04	0,27	2,76	331,19	19,3%
15	8,14	0,27	2,16	259,51	18,6%
16	5,70	0,25	1,45	174,34	17,8%
17	3,18	0,24	0,77	92,51	16,9%
18	1,62	0,24	0,38	45,87	16,5%
19	-0,46	0,23	-0,11	0,00	0,0%

Tabla 10: Calculo de potencia del módulo y su rendimiento.*Fuente: Elaboración Propia***3.3.2. Calculo del número de Paneles.**

En principio de la figura 23, se identificó que en el periodo de funcionamiento de 08:30 am hasta 17:00 pm, el valor de la potencia mínima es 79239,24 [W], para calcular

el número de paneles se consideró como pérdidas globales del 5%, con lo cual se tiene una potencia asumida de:

$$P_{asumida} = 79239,24[W] \cdot 1,05 = 83201,20[W] \approx 83200[W]$$

$$N = \frac{83200[W]}{400W} = 208 \text{ paneles}$$

Con este número de paneles se determinó la potencia que entrega la planta durante cada una de las horas del día, como se muestra en la tabla 11.

UTC-4	Pmodulo	Psistema
6	0,00	0,00
7	2,11	438,97
8	86,38	17967,32
9	168,51	35050,68
10	256,93	53441,77
11	332,08	69073,31
12	374,36	77866,97
13	373,71	77731,69
14	331,19	68888,29
15	259,51	53978,15
16	174,34	36263,59
17	92,51	19241,51
18	45,87	9540,19
19	0,00	0,00

Tabla 11: Calculo de potencia del sistema.
Fuente: Elaboración Propia.

De la tabla 11, a las 12:00 pm horas se observa que se tiene la máxima potencia que va entregar el sistema fotovoltaico, cuyo valor es 77866,97[W], aplicando el 5%, de perdidas, se determina la potencia real de la planta como sigue:

$$P_{planta} = P_{maxima} + P_{perdidas (5\%)} = (77866,97 + 3893,35)[W]$$

$$P_{planta} = 81760,32[W]$$

Ahora nuevamente se determina el numero paneles reales, con la siguiente ecuación matemática.

$$N_p = \frac{P_{planta}}{P_{panel}} = \frac{81760,32[W]}{400[W]} = 204,4 \text{ panles} \approx 204 \text{ paneles}$$

Donde:

N_p : Numero de paneles

P_{planta} : Potencia de planta en [W]

P_{panel} : Potencia del panel seleccionado en [W]

3.3.3. Selección del Inversor y Calculo de la cantidad de Inversores.

Con la potencia de la planta de 81760,32[W], el inversor adecuado, será el SUNNY TRIPOWER de la marca SMA, debido a que es adecuado para plantas comerciales y centrales fotovoltaicas de gran tamaño, las características técnicas de este inversor se muestran en la tabla 12.

Datos técnicos	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Entrada (CC)		
Potencia máxima de CC (con $\cos \varphi = 1$)/potencia asignada de CC	20 440 W/20 440 W	25 550 W/25 550 W
Tensión de entrada máx.	1 000 V	1 000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	320 V ... 800 V/600 V	390 V ... 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A;3; B:3	2/A;3; B:3
Salida (CA)		
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	20 000 W	25 000 W
Potencia máx. aparente de CA	20 000 VA	25 000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	
Rango de tensión de CA	180 V ... 280 V	
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz / 44 Hz ... 55 Hz 60 Hz / 54 Hz ... 65 Hz	
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red	50 Hz / 230 V	
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida	29 A/29 A	36,2 A/36,2 A
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable	1/0 inductivo ... 0 capacitivo	
THD	≤ 3%	
Fases de inyección/conexión	3/3	
Rendimiento		
Rendimiento máx./europeo	98,4%/98,0%	98,3%/98,1%

Tabla 12: Datos técnicos Inversor SUNNY TRIPOWER SMA

Fuente: Solar Vertex S TSM DO9

En función al tamaño de la potencia de planta, seleccionamos EL INVERSOR SUNNY TRIPOWER 25000TL SMA, cuya potencia del inversor es:

$$P_{inversor} = 25000[W]$$

Con lo cual el número de inversores será:

$$N_{inversores} = \frac{P_{planta}}{P_{inversor}} = \frac{81760,32[W]}{25000[W]} = 3,27 \approx 3 \text{ inversores}$$

Se asume 2 inversores SUNNY TRIPOWER 25000TL SMA, cuyos datos técnicos principales son los mostrados en la tabla 13.

Descripción	Valores
Potencia del Inversor en W:	25000
Voltaje de Trabajo en V:	390-800
Corriente de Operación de entrada en (A) I_s :	33
Número de entradas MPPT:	2
Eficiencia del Inversor en %:	98,00

Tabla 13: Datos técnicos del Inversor

Fuente: Catalogo de SUNNY TRIPOWER

El número de paneles por inversor se determinó, de la siguiente forma:

$$N_P^* = \frac{N_P}{N_{inversores}}$$

Donde

N_P : Numero de paneles

$N_{inversores}$: Numero de inversores

N_P^* : Numero de paneles por inversor

$$N_P^* = \frac{N_P}{N_{inversores}} = \frac{204}{3} = 68 \text{ paneles/inversor}$$

El número de paneles por cada entrada al inversor será:

$$N_P^{**} = \frac{N_P^*}{N_{entradas-inversores}} = \frac{68}{2} = 34 \frac{\text{paneles}}{\text{por entrada}}$$

Ahora en la configuración de paneles, el número de paneles en paralelo está calculado por:

$$NP_P = \frac{I_s}{I_m}$$

Donde

NP_P : Numero de paneles en paralelo

I_s : Corriente de operación entrada

I_m : Corriente Máxima del panel

$$\text{Reemplazando los valores tenemos: } NP_P = \frac{I_s}{I_m} = \frac{33[A]}{11.7[A]} = 2.82 \approx 2$$

El número de paneles en serie de nuestra configuración, se determinó, con la siguiente ecuación matemática:

$$NP_s = \frac{N_p^{**}}{NP_p}$$

Donde

NP_s : Numero de paneles en serie

N_p^{**} : Numero de paneles por entrada al inversor

NP_p : Numero de paneles en paralelo

Reemplazando datos tenemos:

$$NP_s = \frac{N_p^{**}}{NP_p} = \frac{34}{2} = 17 \text{ paneles}$$

Finalmente se determinó la tensión de operación del inversor, con la siguiente ecuación:

$$V_{si} = NP_s \cdot V_m$$

Donde

V_{si} : Voltaje del sistema o Voltaje de trabajo del sistema

NP_s : Numero de paneles en serie

V_m : Voltaje máximo del panel

Reemplazando los valores en la ecuación resulta:

$$V_{si} = NP_s \cdot V_m = 17[\text{paneles}] \cdot 34.2 \left[\frac{V}{\text{paneles}} \right] = 581,4[V]$$

Según las especificaciones técnicas del inversor, la tensión del sistema deberá estar entre 390-800 [V], como el calculado si corresponde a un valor que esta entre estos dos valores, por lo tanto, el inversor podrá trabajar sin mayores inconvenientes, es más se tiene la opción de incrementar algunos paneles más. Además, la corriente de entrada

al inversor será de $11,70[A] < 33 [A]$ de inversor, por tanto, cumple las condiciones de corriente para su óptimo funcionamiento.

3.3.4. Configuración del sistema Fotovoltaico

Con el panel solar seleccionado Trina Solar Vertex S 400[W] TSM-DE09, y teniendo la cantidad de paneles de acuerdo a sus dimensiones físicas mostradas en la figura 24, se determinó el área que se requiere para la implementación de nuestro sistema fotovoltaico.

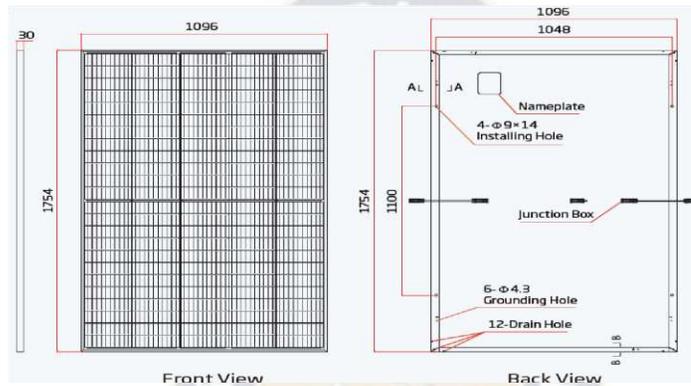


Figura 24. Dimensiones paneles Trina Solar Vertex S 400[W].

Fuente: Solar Vertex S TSM D09

$$A_{panel} = 1.754 \cdot 1.096 [m^2] = 1.922 [m^2]$$

El área A_1 de un bloque que corresponde a un inversor, los 68 paneles, 17 de ancho y 4 de largo es:

$$A_1 = (17 \cdot 1.096)(4 \cdot 1.754)[m^2] = 130,72 [m^2]$$

Para el otro inversor será lo mismo, es decir toda la planta requiere de $392,16 [m^2]$

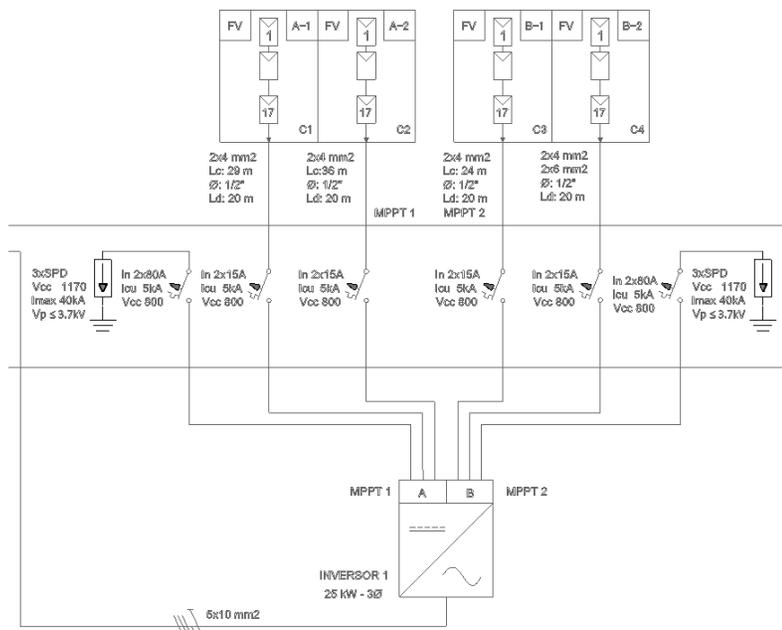


Figura 25. Diagrama Unifilar del Sistema Fotovoltaico de un Inversor.

Fuente: Elaboración propia

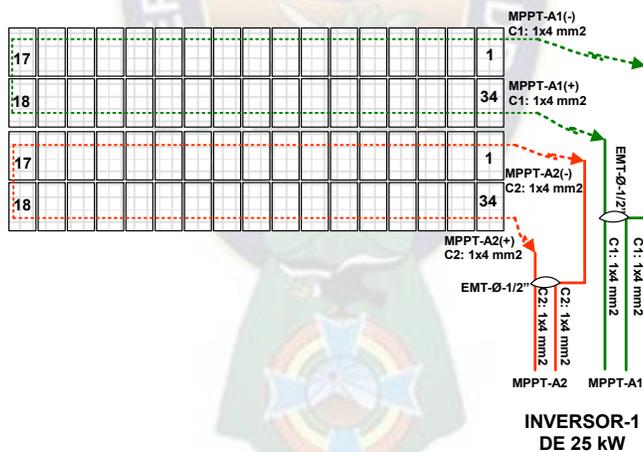


Figura 26. Esquema de configuración del sistema Fotovoltaico por inversor.

Fuente: Elaboración propia



Figura 27. Estructura Utilizada, para el soporte para el sistema solar fotovoltaico.

Fuente: Elaboración propia

3.3.5. Curva de Consumo y Curva de Autogeneración

La figura 26, muestra la curva de carga diaria típico del sistema actual sin el sistema fotovoltaico y con el sistema fotovoltaico conformado por 204 paneles que generan energía eléctrica en el periodo de 06:00 am hasta 19:00 pm, con una potencia máxima al medio horas 12:00 pm de 76369,53 [W] y una energía diaria de 436,71[kWh].



Figura 28: Curva de carga diaria y la curva del autoconsumo.

Fuente: Elaboración propia.

3.4. ANALISIS DE VIABILIDAD ECONOMICA

3.4.1. Presupuesto de la Instalación.

De acuerdo al diseño realizado y el diagrama unifilar de la instalación, configurado en base a los requerimientos mínimos del D.S. 4477, se tiene un presupuesto que asciende a Bs. 975.222,20 (Novecientos Setenta y Cinco mil doscientos veinte y dos 20/100 bolivianos), el detalle se muestra en la tabla 14 y los precios unitarios en el ANEXO B.

Nº	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (BS)	Precio Total (BS)
1	Provision e Instalacion de Módulos fotovoltaicos marca QCELL, 400 W	Pza	204	2.658,69	542.372,76
2	Provision e Instalacion del Inversor Trifasico ON-GRID de 25kW	Pza	3	57.204,77	171.614,31
3	DONGLE WLAN-FE, Huawei (comunicador)	Pza	3	587,94	1.763,82
4	Optimizador de Carga SUN2000-450W-P, Huawei	Pza	9	384,58	3.461,22
5	Conector MC4 (Macho + Hembra), Staubli	Pza	24	43,58	1.045,92
6	Provision e instalacion del tablero TG - FV	Pza	1	9.148,89	9.148,89
7	Provision e instalacion del tablero TD - FV	Pza	3	20.492,05	61.476,15
8	Provision e instalacion del tablero TM - FV	Pza	1	10.018,34	10.018,34
9	Retiro del Medidor de DELAPAZ, y provision e Instalacion del Medidor Bireccional	Pza	1	8.719,07	8.719,07
10	Provision e Instalacion Proteccion FV	Pza	1	14.603,41	14.603,41
11	Provision e Instalacion Banco de Capacitores	Pza	1	4.886,91	4.886,91
12	Provision e Instalacion Conductor PV 1x4 mm2/1000 VDC	m	540	9,01	4.865,40
13	Provision e Instalacion Conductor PV 1x6 mm2/1000 VDC	m	60	12,80	768,00
14	Provision e Instalacion Conductor 1x10 mm2/750 V	m	320	17,62	5.638,40
15	Provision e Instalacion Conductor 1x16 mm2/750 V	m	90	27,51	2.475,90
16	Provision e Instalacion Conductor 1x35 mm2/750 V	m	360	57,83	20.818,80
17	Provision e Instalacion Cable UTP CAT 6A	m	60	8,05	483,00
18	Provision e Instalacion, ducto metalico EMT diametro 1/2"	m	187	28,98	5.419,26
19	Provision e Instalacion, ducto metalico EMT diametro 1 1/2"	m	60	56,82	3.409,20
20	Provision e Instalacion, condulet Boquilla de 1/2"	Pza	32	49,39	1.580,48
21	Provision e Instalacion, condulet Boquilla de 1 1/2"	Pza	10	61,41	614,10
22	Provision e Instalacion, dado de H°A° H-21 30x30x50 cm	Pza	10	250,00	2.500,00
23	Provision e Instalacion, Sistema de Puesta a Tierra	Gbl	1	22.500,00	22.500,00
24	Provision e Instalacion, Transformador de Aislacion Galvanico de 50kW	Pza	1	30.493,80	30.493,80
25	Provision e Instalacion, Monitor automatico Inteligente	Pza	1	15.545,06	15.545,06
26	Provision e Instalacion de la Estructura Metalica	Gbl	1	29.000,00	29.000,00
Presupuesto Total de la instalacion fotovoltaica en Bs.					975.222,20

Tabla 14: Presupuesto de la Instalación.

Fuente: Elaboración Propia.

3.4.2. Inversión Total del sistema Solar fotovoltaico.

Para el presupuesto total, además del presupuesto de la instalación debemos tomar en cuenta los costos de mantenimiento anual y el costo adicional del reemplazo del inversor a los 10 años de la vida útil de la instalación, las cuales se detallan en la tabla 15. Donde se observa que se tiene un presupuesto total de Bs. 1.164.236,51 (Un Millón Ciento Sesenta y Cuatro Mil Doscientos Treinta y Seis 51/100 bolivianos)

N°	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (BS)	Precio Total (BS)
1	Presupuesto total del sistemas solar fotovoltaico	Gbl	1	975.222,20	975.222,20
2	Provision e Instalcion del Inversor Trifasico ON-GRID de 25kW	Pza	3	57.204,77	171.614,31
3	Costo de mantenimiento anual	Gbl	25	696,00	17.400,00
Presupuesto de cambio de inversores y manteneimto anual en Bs.					1.164.236,51

Tabla 15: Presupuesto general de la Instalación.

Fuente: Elaboración Propia.

3.4.3. Flujo de caja.

En este estudio se consideró una tasa retorno del 11% para proyectos de inversión según la Autoridad de Supervisión del Sistema Financiero (ASFI), considerando en un escenario libre de impuestos. El flujo de caja del estudio, considerando una vida útil de 25 años de la planta, es que se muestra en la tabla 16.

N°	AÑO	AHORRO ENERGIA EN Bs/Año	Flujo de Caja Actualizado en Bs/año	Flujo Actualizado Acumulado en Bs.
0	2023		-1.164.236,51	-1.164.236,51
1	2024	146.464,85	146.464,85	-1.017.771,66
2	2025	141.827,20	141.827,20	-875.944,46
3	2026	140.895,35	140.895,35	-735.049,12
4	2027	139.963,50	139.963,50	-595.085,62
5	2028	139.031,65	139.031,65	-456.053,97
6	2029	138.099,80	138.099,80	-317.954,17
7	2030	137.167,95	137.167,95	-180.786,23
8	2031	136.236,10	136.236,10	-44.550,13
9	2032	135.304,25	135.304,25	90.754,11
10	2033	134.372,40	134.372,40	225.126,51
11	2034	133.440,55	133.440,55	358.567,05
12	2035	132.508,69	132.508,69	491.075,75
13	2036	131.576,84	131.576,84	622.652,59
14	2037	130.644,99	130.644,99	753.297,59
15	2038	129.713,14	129.713,14	883.010,73
16	2039	128.781,29	128.781,29	1.011.792,02
17	2040	127.849,44	127.849,44	1.139.641,47
18	2041	126.917,59	126.917,59	1.266.559,06
19	2042	125.985,74	125.985,74	1.392.544,80
20	2043	125.053,89	125.053,89	1.517.598,70
21	2044	124.122,04	124.122,04	1.641.720,74
22	2045	123.190,19	123.190,19	1.764.910,93
23	2046	122.258,34	122.258,34	1.887.169,27
24	2047	121.326,49	121.326,49	2.008.495,76
25	2048	120.394,64	120.394,64	2.128.890,40
		3.293.126,91	2.128.890,40	

Tabla 16: Flujo de caja.

Fuente: Elaboración Propia.

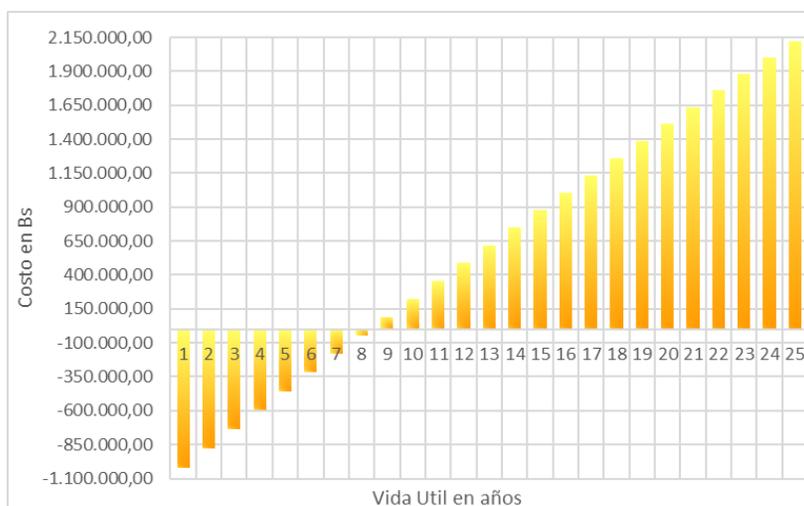


Figura 29: Diagrama de tiempo de recuperación del capital.

Fuente: Elaboración propia.

El flujo de caja se elaboró, considerando que en el año “o” (2023), se tiene una inversión inicial que corresponde a la implementación del sistema fotovoltaico, costos de mantenimiento anuales y el costo por reemplazo de los tres inversores que se requerirá a la mitad de la vida útil de la planta, cuyo detalle se muestra en la tabla 15.

3.4.4. Calculo de los Índices financieros.

Los índices financieros calculados para la instalación según el flujo caja, son las que se muestran en la tabla 17.

INDICES FINANCIEROS	VALOR
VAN:	27.417,13
TIR:	10,82%
B/c:	1,50
PR:	8 años

Tabla 17: Índices financieros.

Fuente: Elaboración propia.

Según la tabla 17, el periodo de recuperación de la inversión de la instalación es de 8 años, con una relación beneficio-costos mayor a uno y el valor actual neto positivo, esto demuestra la viabilidad económica de este estudio.

3.5. EVALUACION DEL IMPACTO AMBIENTAL

Con la implementación del sistema solar fotovoltaico en Jacha Uta, sin duda se mejoró las emisiones del CO₂, razón por el cual esta disminución se determinó considerando la metodología basada en la norma: ISO-14064, el cual hace referencia los principios esenciales y requisitos obligatorios a cumplir para el diseño, la gestión y el reporte de los gases del efecto invernadero. Los datos a considerar, son las siguientes:

$$\text{Factor de emisión para electricidad: } F_{emision-CO_2} = 0.43 \left[\frac{kgCO_2}{kWh} \right]$$

$$\text{Energía generada por la planta el 1er año: } E_{Gen.Planta(2024)} = 155.995,80 \left[\frac{kWh}{año} \right]$$

El cálculo de este valor se realizó mediante la siguiente ecuación:

$$Emisiones_{CO_2} = 155.995,80 \left[\frac{kWh}{año} \right] \cdot 0,43 \left[\frac{kgCO_2}{kWh} \right] \cdot \frac{1}{1000} \left[\frac{tCO_2}{kgCO_2} \right] = 67,078 \left[\frac{tCO_2}{año} \right]$$

El sistema solar fotovoltaico está compuesto por 204 paneles de 400 [W] y una potencia instalada de 81600[W], con una producción anual al inicio de 155.995,80 [kWh/año] y un autoconsumo del 100%, ahorra anualmente 67,078 [tCO₂] y a lo largo de la vida útil del Sistema Fotovoltaico 1.676,95[tCO₂].

3.6. DEMOSTRACION DE LA HIPOTESIS

3.6.1. DEMOSTRACION TECNICO.

En este estudio, se identificó claramente que el sistema fotovoltaico, generó un ahorro en energía para el año 1 (2024) 155.995,80 [kWh/año] (ver ANEXO C), para los 25 años de la vida útil del proyecto se muestra en la tabla 18, lo que significa que en términos de consumo de energía es viable su instalación.

Energía consumida sin SFV kWh	Energía Generada por el SFV kWh	cantidad de energía que se Consume de la Red kWh
A	B	C=A-B
19.559.417,84	3.827.302,24	16.032.115,60

Tabla 18: Energía consumida, sin SFV, con SFV en los 25 años.

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, según el estudio técnico de viabilidad para la implementación de la Generación distribuida en Bolivia, realizada por GIZ, a través del Ministerio de Electricidad y Energías Alternativas, se estableció que la ejecución de la Generación distribuida es viable para la categoría comercial, si el periodo de recuperación está entre 5 y 6 años, en nuestro caso el periodo de recuperación es 8 años, según el estudio resultaría poco viable, esto debido a que no se dimensiono el sistema fotovoltaico con una potencia mayor, pero resulta atractivo. Además, el tipo de esquema de conexión a la red de distribución está establecido en la Resolución AETN N° 485/2022 donde se puede observar que la conexión técnicamente es posible.

3.6.2. DEMOSTRACION ECONOMICO

En lo económico, como se puede observar en la tabla 19, al realizar la proyección del escenario sin la instalación del sistema fotovoltaico y con implementación a lo largo de toda la vida útil del proyecto (ver ANEXO D), se prevé que se tendrá aun ahorro económico de Bs. 3.293.126,91, que corresponde a los 25 años. Además, según los índices financieros calculados en la tabla 17, se demuestra que su instalación del sistema fotovoltaico, en los ambientes del jacha Uta es viable a largo plazo.

Importe de Energía sin SFV Bs	Importe de Energía con SFV Bs	Ahorro en Bs
A	B	C=A-B
23.356.711,08	20.063.584,17	3.293.126,91

Tabla 19: Costos por Energía con SFV, sin SFV y el ahorro económico.
Fuente: Elaboración propia.

3.6.3. DEMOSTRACION AMBIENTAL

En términos ambientales la instalación de un sistema fotovoltaico, genera la reducción de las emisiones de gases del efecto invernadero como se mostró en el 3.5, donde se determinó la cantidad de CO₂ que se ahorra durante el primero año (2024), de 67,079[tCO₂] y un total de 1.676,95[tCO₂] a lo largo de la vida útil del proyecto, lo que contribuye a la mitigación del cambio climático. Además, evita la contaminación del aire y mejora la calidad de vida de los funcionarios de la institución.

4. CAPITULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

4.1. CONCLUSIONES

El estudio para la instalación del sistema solar fotovoltaico en los ambientes del Jacha Uta, basado en el D.S. 4477 y sus reglamentos, se analizó a partir de la curva de carga diaria medida con el analizador de redes, donde se identificó la potencia mínima de 79239 W, para el periodo de 08:30 a 17:00 pm, con el cual se dimensiono 204 paneles, divididos en tres bloques, cada bloque estará conectado a un inversor de 25000W, con dos MPPT de entrada, en cada entrada están conectados 2 circuitos en paralelo de 17 paneles en serie cada una.

La instalación del sistema fotovoltaico en los ambientes del Jacha Uta, técnicamente es factible, debido a que el mayor consumo en estos ambientes es justamente en el periodo, donde el sistema fotovoltaico genera energía de manera considerable, además existen recursos suficientes para su instalación y la conexión a la red es posible.

En términos económicos la instalación de este sistema fotovoltaico resulta ser viable a largo plazo, ya que se espera un retorno de inversión favorable, los costos de mantenimiento son bajos y los ahorros en costos de energía son significativos.

El coadyuvar el sistema fotovoltaico en los ambientes del Gobierno Autónomo Municipal de El Alto, tiene un impacto ambiental favorable, debido a que reduce el consumo de energía no renovable y mitiga el impacto ambiental a largo plazo.

4.2. RECOMENDACIONES

Implementar un plan de monitoreo y mantenimiento adecuado al sistema fotovoltaico, para asegurar la efectividad y sostenibilidad a largo plazo, al mismo tiempo establecer políticas y regulaciones para fomentar la adopción de energías renovables en otros sectores del Gobierno Autónomo Municipal de El Alto Jacha Uta.

Incentivar la formación y capacitación técnica para el personal de la institución encargado de la gestión y mantenimiento del sistema fotovoltaico, con el fin de asegurar su óptimo rendimiento. Además, realizar campañas de concientización y sensibilización para la población local, con el objetivo de promover la importancia y beneficios de la adopción de energías renovables.

Considerar la posibilidad de ampliar el sistema solar fotovoltaico para cubrir otras áreas del Gobierno Autónomo Municipal de El Alto Jacha Uta, con el fin de aumentar la eficiencia energética y reducir aún más el consumo de energía no renovable.



5. BIBLIOGRAFIA.

AETN. (2021). D.S. 4477. Norma técnica para la Generación Distribuida. AETN, La Paz.

AETN. (2021). Resolucion AETN N° 343/2021. *Procedimiento para la determinacion de la retribucion*. AETN, La Paz.

AETN. (2021). Resolucion AETN N° 344/2021. *Procedimiento tecnico comercial para el registro e incorporacion de los Generadores distribuidos*. AETN, La Paz.

AETN. (2021). Resolucion AETN N° 345. *Procedimiento para la Inscripcion de empresa dedicadas a la elaboracion de proyectos*. AETN, La Paz.

AETN. (2022). Resolucion AETN N° 485/2022. *Procedimidento tecnico comercial para el registro e incorporacion de los Generadores distribuidos*. AETN, La Paz.

AETN. (2022). Resolucion AETN N° 488/2022. *Procedimiento para la determinacion de la retribucion por la energia inyectada*. AETN, La Paz.

AETN, N. 1. (2019). Resolucion AETN, N° 1123/2019. *Estructura Tarifaria de la Distribuidora DELAPAZ*. DELAPAZ, La Paz.

Birhuett, E. (2016). Energetica Tomo I. *Aprovechamiento de la Energia Solar entre los Tropicos, Energia Fotovoltaica para Ingenieros*. AETN, Cochabamba.

Cedeño, C. V. (2020). Estudio de factibilidad para la Implementacion del sistema Fotovoltaico activado por los vehiculos. *Estudio de factibilidad para la Implementacion del sistema Fotovoltaico activado por los vehiculos*. Universidad Politecnica Salesiana del Ecuador, Guayaquil.

- GIZ. (2021). Ministerio de Energias del estado Plurinacional de Bolivia. *Estudio tecnico de viabilidad para la introduccion de la Generacion distribuida*. GIZ, La Paz.
- Lorenzo, E. (2006). Radiacion Solar y Dispositivos Fotovoltaicos. *Electricidad Solar fotovoltaica Volumen II*. Universidad, España.
- Lorenzo, E. (2014). Ingenieria Fotovoltaica. *Electricidad Solar Fotovoltaica Volumen III*. Universidad, España.
- Matute, B. y. (2020). Trabajo de Titulacion Licenciatura. *Analisis de factibilidad Tecnica y economica de un sistema conectado a la red*. Universidad Pilitecnica Salesiana Sede Cuenca, Cuenca.
- Mayori, M. (2018). Ingenieria Mecanica y Electromecanica. *Diseño y construccion de Cocinas Solares parabolicas para Aplicaciones Rurales en Bolivia*. UMSA, Facultad de Ingenieria, La Paz.
- MT. (1992). Marco Normativo de la Gestion Ambiental. *Ley N° 1333, ley del medio ambiente*. Ministerio de Medio Ambiente, La Paz.

6. ANEXOS

ANEXO "A"

Factura del Importe de Energía Mes Marzo



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°	8820777
COD. AUTORIZACIÓN	45D54B10B1DEC464AD8 4269E6C8CC38B4D61A0 0FA39EFEE35FF06FD74

FACTURA

(Con Derecho a Crédito Fiscal)

Fecha: 31/03/2023 17:18 PM
 Nombre/Razón Social: GAMEA - JACHA UTA
 Dirección: D-4 URB.RIO SECO LIB.J.J.TORREZ Casa/Edif.:5022
 Consumo Período: 49,890

NIT/CI/CEX: 121811020
 Período: 3/2023
 Nro. Medidor: 928053
 Cod. Cliente/Nro.Consumidor: 1037516-8

CÓDIGO PRODUCTO / SERVICIO	CANTIDAD	UNIDAD DE MEDIDA	DESCRIPCIÓN	PRECIO UNITARIO	DESCUENTO	SUBTOTAL
1	1.00	UNIDAD (SERVICIOS)	VENTA ENERGIA	60,767.23	0.00	60,767.23
41	1.00	UNIDAD (SERVICIOS)	CARGO POR POTENCIA	14,625.63	0.00	14,625.63
43	1.00	UNIDAD (SERVICIOS)	CARGO POR EXCESO DE POTENCIA FUERA DE PUNTA	654.44	0.00	654.44
			Ajustes sujetos a IVA			0.00
			Descuento Ley 1886			0.00
			Descuento Tarifa Dignidad			0.00
			Tasa por Alumbrado Público			3,645.70
			Tasa Aseo Urbano			260.00
			Otras Tasas			0.00
			Otros Pagos			0.00

Son: Setenta y nueve mil novecientos cincuenta y tres 00/100 Bolivianos

TOTAL Bs.	79,953.00
(-) DESCUENTO Bs.	0.00
SUBTOTAL A PAGAR Bs.	79,953.00
(-) AJUSTES NO SUJETOS A IVA Bs.	0.00
MONTO TOTAL A PAGAR Bs.	79,953.00
(-) TASAS Bs.	3,905.70
(-) OTROS PAGOS NO SUJETO IVA Bs.	0.00
(+) AJUSTES NO SUJETOS A IVA Bs.	0.00
IMPORTE BASE CRÉDITO FISCAL	76,047.30

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 "B"

Precios Unitarios

Análisis de Precios Unitarios					
DATOS GENERALES					
Proyecto :	IMPLEMENTACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS EN EL EDIFICIO HOY				
Actividad :	PROV E INST. PANEL SOLAR 400 W				
Cantidad :	68				
Unidad :	Pza				
Moneda :	BOLIVIANOS				
1. MATERIALES					
DESCRIPCIÓN		UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO PRODUCTIVO	COSTO TOTAL
	Panel solar de 400 W (s/ Esp. Tec.)	Pza.	1,00	1906,73	1906,730
	Grampas de sujeción Panel	Glb	1,00	28,00	28,000
TOTAL MATERIALES					1934,730
2. MANO DE OBRA					
DESCRIPCIÓN		UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO PRODUCTIVO	COSTO TOTAL
	Especialista	Hr.	3,00	37,50	112,500
	Electricista	Hr.	1,00	18,75	18,750
	Ayudante	Hr.	2,00	15,00	30,000
SUBTOTAL MANO DE OBRA					161,250
CARGAS SOCIALES = (% DEL SUBTOTAL DE MANO DE OBRA) (55% al 71.18%)				42,00	67,725
IMPUESTOS IVA MANO DE OBRA = (% DE SUMA DE SUBTOTAL DE MANO DE OBRA + CARGAS SOCIALES)				14,94	34,209
TOTAL MANO DE OBRA					263,184
3. EQUIPO, MAQUINARIA Y HERRAMIENTAS					
DESCRIPCIÓN		UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO PRODUCTIVO	COSTO TOTAL
HERRAMIENTAS = (% DEL TOTAL DE MANO DE OBRA)					5,000
TOTAL EQUIPO, MAQUINARIA Y HERRAMIENTAS					13,159
4. GASTOS GENERALES Y ADMINISTRATIVOS					
COSTO TOTAL					
*	GASTOS GENERALES =	8,00 % DE 1 + 2 + 3			176,886
TOTAL GASTOS GENERALES Y ADMINISTRATIVOS					176,886
5. UTILIDAD					
COSTO TOTAL					
*	UTILIDAD =	8,00 % DE 1 + 2 + 3 + 4			191,037
TOTAL UTILIDAD					191,037
6. IMPUESTOS					
COSTO TOTAL					
*	IMPUESTOS IT =	3,09 % DE 1 + 2 + 3 + 4 + 5			79,691
TOTAL IMPUESTOS					79,691
TOTAL PRECIO UNITARIO (1+2+3+4+5+6)					2658,687
TOTAL PRECIO UNITARIO ADOPTADO (Con dos (2) decimales)					2658,69

Análisis de Precios Unitarios					
DATOS GENERALES					
Proyecto	:	IMPLEMENTACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS EN EL EDIFICIO HOY			
Actividad	:	PROV E INST. INVERSOR ON-GRID DE 25 kW			
Cantidad	:	1			
Unidad	:	Pza			
Moneda	:	BOLIVIANOS			
1. MATERIALES					
DESCRIPCIÓN		UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO PRODUCTIVO	COSTO TOTAL
	Inversor de 25 kW (s/ Esp. Tec.)	Pza.	1,00	44994,62	44994,620
	Accesorios de Sujeción Inversor	Gib.	1,00	60,00	60,000
TOTAL MATERIALES					45054,620
2. MANO DE OBRA					
DESCRIPCIÓN		UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO PRODUCTIVO	COSTO TOTAL
	Especialista	Hr.	32,00	37,50	1200,000
	Electricista	Hr.	8,00	18,75	150,000
	Ayudante	Hr.	8,00	15,00	120,000
SUBTOTAL MANO DE OBRA					1470,000
CARGAS SOCIALES = (% DEL SUBTOTAL DE MANO DE OBRA) (55% al 71.18%)				42,00	617,400
IMPUESTOS IVA MANO DE OBRA = (% DE SUMA DE SUBTOTAL DE MANO DE OBRA + CARGAS SOCIALES)				14,94	311,858
TOTAL MANO DE OBRA					2399,258
3. EQUIPO, MAQUINARIA Y HERRAMIENTAS					
DESCRIPCIÓN		UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO PRODUCTIVO	COSTO TOTAL
HERRAMIENTAS = (% DEL TOTAL DE MANO DE OBRA)				5,000	119,963
TOTAL EQUIPO, MAQUINARIA Y HERRAMIENTAS					119,963
4. GASTOS GENERALES Y ADMINISTRATIVOS					
					COSTO TOTAL
*	GASTOS GENERALES =		8,00 % DE 1 + 2 + 3		3805,907
TOTAL GASTOS GENERALES Y ADMINISTRATIVOS					3805,907
5. UTILIDAD					
					COSTO TOTAL
*	UTILIDAD =		8,00 % DE 1 + 2 + 3 + 4		4110,380
TOTAL UTILIDAD					4110,380
6. IMPUESTOS					
					COSTO TOTAL
*	IMPUESTOS IT =		3,09 % DE 1 + 2 + 3 + 4 + 5		1714,645
TOTAL IMPUESTOS					1714,645
TOTAL PRECIO UNITARIO (1+2+3+4+5+6)					57204,772
TOTAL PRECIO UNITARIO ADOPTADO (Con dos (2) decimales)					57204,77

ANEXO "C"

**Energía Consumida sin y con el SFV y
la energía que se consume de la Red**

AÑO	Energía consumida sin SFV kWh/año	Energía Generada por el SFV kWh/año	cantidad de energía que se Consume de la Red con SFV kWh/Año
	A	B	C=A-B
2024	610.653,60	155.995,80	454.657,80
2025	622.866,67	151.306,57	471.560,10
2026	635.324,01	150.364,36	484.959,65
2027	648.030,49	149.422,14	498.608,34
2028	660.991,10	148.479,93	512.511,17
2029	674.210,92	147.537,71	526.673,21
2030	687.695,14	146.595,50	541.099,64
2031	701.449,04	145.653,28	555.795,76
2032	715.478,02	144.711,07	570.766,95
2033	729.787,58	143.768,85	586.018,73
2034	744.383,33	142.826,64	601.556,69
2035	759.271,00	141.884,42	617.386,57
2036	774.456,42	140.942,21	633.514,21
2037	789.945,55	139.999,99	649.945,55
2038	805.744,46	139.057,78	666.686,68
2039	821.859,35	138.115,56	683.743,78
2040	838.296,53	137.173,35	701.123,18
2041	855.062,46	136.231,14	718.831,33
2042	872.163,71	135.288,92	736.874,79
2043	889.606,99	134.346,71	755.260,28
2044	907.399,13	133.404,49	773.994,64
2045	925.547,11	132.462,28	793.084,83
2046	944.058,05	131.520,06	812.537,99
2047	962.939,21	130.577,85	832.361,36
2048	982.198,00	129.635,63	852.562,36
	19.559.417,84	3.527.302,24	16.032.115,60

ANEXO "D"

Importe de Energía sin y con SFV y el Ahorro

AÑO	Importe de Energía sin SFV Bs/Año	Importe de Energía con SFV Bs/Año	Ahorro en Bs/Año
	A	B	C=A-B
2024	729.206,76	582.741,91	146.464,85
2025	743.790,90	601.963,70	141.827,20
2026	758.666,71	617.771,37	140.895,35
2027	773.840,05	633.876,55	139.963,50
2028	789.316,85	650.285,20	139.031,65
2029	805.103,19	667.003,39	138.099,80
2030	821.205,25	684.037,30	137.167,95
2031	837.629,35	701.393,26	136.236,10
2032	854.381,94	719.077,70	135.304,25
2033	871.469,58	737.097,18	134.372,40
2034	888.898,97	755.458,43	133.440,55
2035	906.676,95	774.168,26	132.508,69
2036	924.810,49	793.233,65	131.576,84
2037	943.306,70	812.661,71	130.644,99
2038	962.172,83	832.459,69	129.713,14
2039	981.416,29	852.635,00	128.781,29
2040	1.001.044,62	873.195,17	127.849,44
2041	1.021.065,51	894.147,92	126.917,59
2042	1.041.486,82	915.501,08	125.985,74
2043	1.062.316,56	937.262,66	125.053,89
2044	1.083.562,89	959.440,84	124.122,04
2045	1.105.234,14	982.043,95	123.190,19
2046	1.127.338,83	1.005.080,49	122.258,34
2047	1.149.885,60	1.028.559,11	121.326,49
2048	1.172.883,32	1.052.488,67	120.394,64
	23.356.711,08	20.063.584,17	3.293.126,91

samusol.mg@gmail.com

Cel.77222202



2023-TTES-667-D-1

**DIRECCIÓN DE DERECHO DE AUTOR
Y DERECHOS CONEXOS
RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA NRO. 1-1766/2023
La Paz, 5 de Julio del 2023**

VISTOS:

La solicitud de Inscripción de Derecho de Autor presentada en fecha **28 de Junio del 2023**, por **SAMUEL MORALES GUACULLA** con **C.I. N° 5471623 LP**, con número de trámite **DA 907/2023**, señala la pretensión de inscripción la Tesis de Maestría titulada: **"Análisis de Factibilidad Técnica y Económica para la instalación de un sistema solar fotovoltaico en los ambientes del Gobierno Autónomo Municipal de El Alto, Jachá Uta"**, 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"*.

"2023 AÑO DE LA JUVENTUD HACIA EL BICENTENARIO"

Oficina Central - La Paz
Av. Montes, N° 515,
entre Esq. Uruguay y
C. Batallón Illimani.
Telfs.: 2115700 - 2119276
2119251 Fax: 2115700

Oficina - Santa Cruz
Av. Uruguay, Calle
prolongación Quijarro,
N° 29, Edif. Bicentenario.
Telfs.: 3121752 - 72042936

Oficina - Cochabamba
Calle Bolívar, N° 737,
entre 16 de Julio y Antezana.
Telfs.: 4144403 - 72042957

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, N° 2560
Edif. Multicentro El Celbo
Ltda. Piso 2, Of. 5B,
zona 16 de Julio.
Telfs.: 2141001 - 72043029

Oficina - Chuquisaca
Calle Kilómetro 7, N° 366
casi esq. Urriolagoitia,
zona Parque Bolívar.
Telf.: 72005873

Oficina - Tarija
Av. La Paz, entre
Calles Oro Trigo y Avaroa
Edif. Santa Clara, N° 243.
Telf.: 72015286

Oficina - Oruro
Calle 6 de Octubre,
N° 5837, entre Ayacucho
y Junín, Galería Central,
Of. 14 (Ex Banco Fie).
Telf.: 67201288

Oficina - Potosí
Av. Villazón entre calles
Wenceslao Alba y San Alberto,
Edif. AM. Salinas N° 242,
Primer Piso, Of. 17.



Que, se deja establecido en conformidad al Artículo 4º de la Ley Nº 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 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.

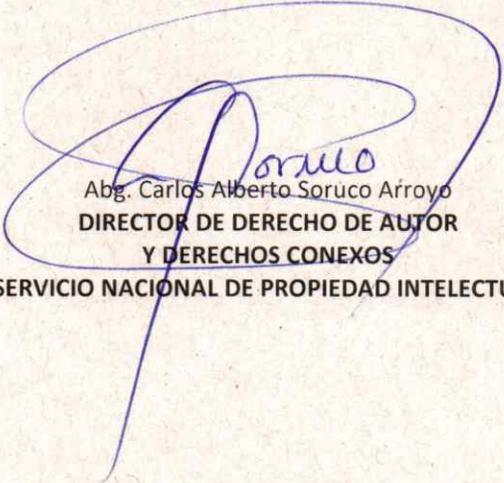
POR TANTO

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, la Tesis de Maestría titulada: "**Análisis de Factibilidad Técnica y Económica para la instalación de un sistema solar fotovoltaico en los ambientes del Gobierno Autónomo Municipal de El Alto, Jacha Uta**", a favor del autor y titular: **SAMUEL MORALES GUACULLA** con C.I. Nº **5471623 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/ams
c.c.Arch.

"2023 AÑO DE LA JUVENTUD HACIA EL BICENTENARIO"

Oficina Central - La Paz
Av. Montes, Nº 515,
entre Esq. Uruguay y
C. Batallón Illimani.
Telfs.: 2115700 - 2119276
2119351 Fax: 2115700

Oficina - Santa Cruz
Av. Uruguay, Calle
prolongación Quijarro,
Nº 29, Edif. Bicentenario.
Telfs.: 3121752 - 72042936

Oficina - Cochabamba
Calle Bolívar, Nº 737,
entre 16 de Julio y Antezana.
Telfs.: 4141403 - 72042957

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, Nº 2560
Edif. Multicentro El Ceibo
Ltda. Piso 2, Of. 5B,
zona 16 de Julio.
Telfs.: 2141001 - 72043029

Oficina - Chuquisaca
Calle Kilómetro 7, Nº 366
casi esq. Urriolagoitia,
zona Parque Bolívar.
Telf.: 72005873

Oficina - Tarija
Av. La Paz, entre
Calles Giro Trigo y Avaroa
Edif. Santa Clara, Nº 243.
Telf.: 72015286

Oficina - Oruro
Calle 6 de Octubre,
Nº 5837, entre Ayacucho
y Junín, Galería Central,
Of. 14 (Ex Banco Fie).
Telf.: 67201288

Oficina - Potosí
Av. Villazón entre calles
Wenceslao Alba y San Alberto,
Edif. AM. Salinas Nº 262,
Primer Piso, Of. 17.