



Universidad
Nacional
de Loja

Universidad Nacional de Loja

Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos Naturales no
Renovables

Carrera de Ingeniería Electromecánica

Análisis técnico-económico de la implementación de un sistema fotovoltaico sobre cubierta con conexión a red pública en una instalación industrial

Trabajo de Titulación previo a
la obtención del título de
Ingeniero electromecánico

AUTOR:

Anthony Kevin Nugra Cueva

DIRECTOR:

Ing. Carlos Raúl Barreto Calle Mg. Sc.

Loja - Ecuador

2023

Certificación

Loja, 31 de marzo de 2022

Ing. Carlos Raúl Barreto Calle Mg. Sc.

DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CERTIFICO:

Que he revisado y orientado todo el proceso de elaboración del Trabajo de Titulación denominado: **Análisis técnico-económico de la implementación de un sistema fotovoltaico sobre cubierta con conexión a red pública en una instalación industrial**, previo a la obtención del título **de Ingeniero en Electromecánica**, de la autoría de estudiante, **Anthony Kevin Nugra Cueva** con **cédula de identidad Nro.1105079857**, una vez que el trabajo cumple con todos los requisitos exigidos por la Universidad Nacional de Loja, para el efecto, autorizo la presentación del mismo para su respectiva sustentación y defensa.

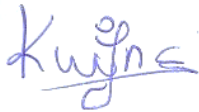
Ing. Carlos Raúl Barreto Calle Mg. Sc.

DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Autoría

Yo, **Anthony Kevin Nugra Cueva**, declaro ser autor del presente Trabajo de Titulación y eximo expresamente a la Universidad Nacional de Loja y a sus representantes jurídicos de posibles reclamos y acciones legales por el contenido del mismo. Adicionalmente acepto y autorizo a la Universidad Nacional de Loja, la publicación de mi Trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional - Biblioteca Virtual.

Firma:



C.I.: 1105079857

Fecha: 30 de enero del 2023

Correo: anthony.nugra@unl.edu.ec

Teléfono: 0988613326

Carta de autorización por parte del autor, para consulta, reproducción parcial o total y/o publicación electrónica del texto completo, del Trabajo de Titulación.

Yo, **Anthony Kevin Nugra Cueva**, declaro ser el autor del Trabajo de Titulación denominado : **Análisis técnico-económico de la implementación de un sistema fotovoltaico sobre cubierta con conexión a red pública en una instalación industrial**, como requisito para optar por el título de **Ingeniero Electromecánico**; autorizo al Sistema Bibliotecario de la Universidad Nacional de Loja, para que, con fines académicos, muestre la producción intelectual de la Universidad, a treves de la visibilidad de su contenido en el Repositorio Institucional.

Los usuarios pueden consultar el contenido de este trabajo en el repositorio institucional, en las redes de información del país y del exterior con las cuales tenga convenio la Universidad.

La Universidad Nacional de Loja, no se responsabiliza por el plagio o copia del Trabajo de Titulación que realice un tercero.

Para constancia de esta autorización, en la ciudad de Loja, a los treinta días del mes de enero del dos mil veintitrés.

Firma:



Autor: Anthony Kevin Nugra Cueva

C.I.: 1105079857

Dirección: Juan de Salinas y Manuel Ignacio Toledo

Correo electrónico: Anthony.nugra@unl.edu.ec

Teléfono: 0988613326

DATOS COMPLEMENTARIOS:

Director de tesis: Ing. Carlos Raúl Barreto Calle Mg. Sc.

Dedicatoria

A mis padres Herman y Nube que, gracias a su sacrificio y apoyo incondicional durante estos años, me han permitido cristalizar una meta más en mi vida, gracias también por los valores y enseñanzas que han inculcado en mí desde siempre.

A mi querida hija Isabel quien me ha motivado para no desmayar a lo largo de este caminar, siempre serás la razón para superarme día a día y lograr nuevas metas en mi vida personal y profesional.

A mis hermanos que de una u otra forma me han brindado cariño y apoyo moral para culminar con éxito mi carrera profesional.

Kevin Nugra Cueva.

Agradecimiento

Expreso mi sincero agradecimiento a mi familia quienes son una parte fundamental para que este camino haya sido más llevadero y poder culminar un logro más en mi vida.

Me es grato también expresar mi agradecimiento a la Universidad Nacional de Loja, a la carrera de Ingeniería Electromecánica y a toda su planta de docentes por haberme brindado las herramientas necesarias para poder desarrollar mis capacidades académicas, despejando mis dudas y ser el pilar de mi formación académica a lo largo de la carrera.

A mis amigos quienes muy gentilmente me brindaron su apoyo y en conjunto supimos superar todos los infortunios presentados.

Kevin Nugra Cueva

Índice de contenido

Portada	i
Certificación	ii
Autoría	iii
Carta de autorización.	iv
Dedicatoria	v
Agradecimiento	vi
Índice de contenido	vii
Índice de tablas:	x
Índice de figuras:	xi
Índice de anexos:	xiii
Índice de ecuaciones:	xiv
1. Título	1
2. Resumen	2
2.1. Abstract	3
3. Introducción	4
4. Marco teórico	6
4.1. Introducción	6
4.2. Conceptos fundamentales de la radiación	8
4.3. Radiación solar	8
4.3.1. Irradiancia	8
4.3.2. Radiación Global	8
4.3.3. Radiación directa	8
4.3.4. Radiación Difusa.....	9
4.3.5. Radiación Reflejada	9
4.3.6. Geometría solar	10
4.3.6.1. Coordenadas geográficas	10
4.3.6.2. Ángulo Azimut	10
4.3.6.3. Declinación solar	11
4.4. Energía solar fotovoltaica.....	12
4.4.1. Celda solar fotovoltaica	12
4.4.1.1. Características de la célula solar.....	14
4.4.1.2. Tipos de Celdas fotovoltaicas	16
4.4.2. Módulo fotovoltaico.....	17
4.4.2.1. Tipos de conexión.....	17
4.4.2.2. Orientación de módulo fotovoltaico	19
4.4.2.3. Parámetros Eléctricos	19
4.4.3. Descripción sistemas fotovoltaicos.....	20
4.4.3.1. Clasificación de sistemas fotovoltaicos	21

4.4.4.	Sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFCR)	22
4.4.4.1.	Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos.....	23
4.4.4.2.	Inversor.....	25
4.4.4.3.	Contador Bidireccional.....	27
4.5.	Estado del arte de la energía fotovoltaica del Ecuador	27
4.5.1.	Energía renovable	27
4.5.2.	Energía y Potencial Solar.....	28
4.5.3.	Regulación de energía fotovoltaica.....	29
4.5.3.1.	Regulación ARCERNNR 001/2021	29
4.5.3.2.	Pliego tarifario	30
4.6.	Métodos de Evaluación de Proyectos.....	31
4.6.1.	Valor presente neto (VPN).....	31
4.6.2.	Tasa Interna de Retorno (TIR).....	32
4.6.3.	Periodo de recuperación (<i>payback</i>).....	32
5.	Metodología.....	34
5.1.	Materiales	34
5.2.	Métodos.....	34
5.2.1.	Condiciones iniciales	34
5.2.2.	Cálculo del consumo de energía eléctrica.....	36
5.2.2.1.	Consumo promedio mensual	37
5.2.3.	Evaluación de irradiación solar en la localidad	37
5.2.3.1.	Irradiación según Atlas solar del Ecuador	38
5.2.3.2.	Irradiación según NASA	40
5.2.3.3.	Estación meteorológica de la UNL.....	42
5.2.3.4.	Criterio de selección	42
5.2.4.	Área disponible	43
5.2.5.	Análisis de sombras	43
5.2.6.	Distancia entre paneles fotovoltaicos.....	44
5.2.7.	Dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red.....	45
5.2.7.1.	Cálculo y selección de paneles solares	46
5.2.7.2.	Determinación del inversor	49
5.2.7.3.	Dimensionamiento de conductores.....	51
5.2.7.4.	Dimensionamiento de Protecciones.....	53
5.2.8.	Software PVsyst.....	56
5.2.8.1.	Simulación.....	57
6.	Resultados.....	63
6.1.	Demanda de energía del cliente industrial	63
6.2.	Radiación solar disponible	64
6.3.	Dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red	65
6.3.1.	Ángulo de inclinación	65
6.3.2.	Distancia entre paneles	66
6.3.3.	Número de paneles.....	66
6.3.4.	Inversor	67
6.4.	Dimensionamiento de conductor y protecciones	67
6.4.1.	Conductor.....	67

6.4.2.	Protecciones	68
6.5.	Estudio económico	69
6.5.1.	Materiales y equipos	69
6.5.2.	Análisis de factibilidad	70
6.5.3.	Energía generada por el sistema fotovoltaico	70
6.5.4.	Pérdida de eficiencia	71
6.5.5.	Aumento del consumo anual.....	72
6.5.6.	Tasa anual de la inflación de la energía	72
6.5.7.	Flujo de caja.....	73
6.5.8.	Cálculo de VPN y TIR.....	74
7.	Discusión.....	75
8.	Conclusiones.....	77
9.	Recomendaciones.....	78
10.	Bibliografía.....	79
11.	Anexos.....	82

Índice de tablas:

Tabla 1. Producción de energía renovable en el Ecuador del año 2019	28
Tabla 2. Especificaciones técnicas del panel solar	47
Tabla 3. Factores de pérdidas en sistemas fotovoltaicos.	48
Tabla 4. Especificaciones técnicas del inversor.....	50
Tabla 5. Ampacidad del conductor en AWG y mm ²	52
Tabla 6. Resistividad de algunos tipos de terreno.....	56
Tabla 7. Consumo de energía eléctrica mensual.....	63
Tabla 8. Insolación global promedio según la NASA	65
Tabla 9. Calibre de conductor AC y DC.....	67
Tabla 10. Protecciones AC y DC.....	68
Tabla 11. Costo de equipos y materiales utilizados	69
Tabla 12. Producción anual del sistema de acuerdo al balance del sistema general (BOS) ...	71
Tabla 13. Valor presente neto y tasa interna de retorno.....	74

Índice de figuras:

Figura 1. Irradiación solar anual sobre la superficie terrestre, frente a los recursos de energía disponibles.....	6
Figura 2. Esquema de las energías renovables procedentes de la transformación de la energía solar	7
Figura 3. Radiación solar	9
Figura 4. Representación de las coordenadas geográficas de la tierra.....	10
Figura 5. Representación de declinación solar	11
Figura 6. Principio de funcionamiento de células fotovoltaicas	13
Figura 7. Variación de la curva V-I con el área de la célula.....	14
Figura 8. Variación de la curva V-I con el valor de irradiancia	15
Figura 9. Efecto de la temperatura en la curva V-I de una célula solar	15
Figura 10. Tipos de células fotovoltaicas	16
Figura 11. Curva V-I equivalente a la conexión de varias células iguales en serie.....	18
Figura 12. Curva V-I equivalente a la conexión de varias células iguales en paralelo	18
Figura 13. Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red	22
Figura 14. Esquema de conexión recomendado cuando el excedente de energía tiene cierto incentivo.....	22
Figura 15. Esquema de conexión recomendado cuando no hay incentivos a la generación fotovoltaica distribuida	23
Figura 16. Sistemas de consulta de EERSSA	25
Figura 17. Inversor Fronius SYMO 10.0-1 A 15.01.....	25
Figura 18. Atlas solar del Ecuador; Insolación Global Promedio	29
Figura 19. Esquema de instalación del microsistema fotovoltaico.....	35
Figura 20. Vista satelital de la zona de estudio.....	36
Figura 21. Atlas solar del Ecuador; Insolación Global del mes de julio	39
Figura 22. Irradiación media solar global en la ciudad de Loja según el Atlas Solar	40
Figura 23. Datos de la radiación solar según NASA	41
Figura 24. Irradiación media solar global en la ciudad de Loja según NASA	41
Figura 25. Disposición del generador fotovoltaico en las instalaciones del caso de estudio .	43
Figura 26. Ubicación geográfica de la zona de estudio	44
Figura 27. Distancia de separación entre los paneles fotovoltaicos	45

Figura 28. Esquema de la conexión puesta a tierra.....	55
Figura 29. Base de datos para el lugar de estudio.....	57
Figura 30. Definición de la posición del módulo.....	58
Figura 31. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico	59
Figura 32. Diseño del sistema fotovoltaico en PVsyst	60
Figura 33. Condiciones de dimensionamiento de Conjunto/Inversor.....	61
Figura 34. Resultados del diagrama diario entrada/salida	62
Figura 35. Consumo anual de energía eléctrica	64
Figura 36. Producción anual de acuerdo a la pérdida de eficiencia.....	71
Figura 37. Aumento de consumo de energía eléctrica.....	72
Figura 38. Consumo de energía de acuerdo a la tasa de inflación.....	72
Figura 39. Flujo de caja de acuerdo al sistema fotovoltaico instalado	73

Índice de anexos:

Anexo 1. Cubierta del sitio a implementar	82
Anexo 2. Esquema de conexión del sistema fotovoltaico	83
Anexo 3. Características técnicas del panel solar Jinkosolar de 400 Wp	84
Anexo 4. Características técnicas del inversor Fronius de 10 kW	86
Anexo 5. Cables comerciales AWG (Electrocables)	88
Anexo 6. Lista de precios de la empresa Renovaenergía	90
Anexo 7. Resultados adicionales de la simulación en PVsyst.....	92
Anexo 8. Certificación de traducción del resumen.....	93

Índice de ecuaciones:

Ecuación 1.....	11
Ecuación 2.....	19
Ecuación 3.....	31
Ecuación 4.....	32
Ecuación 5.....	32
Ecuación 6.....	33
Ecuación 7.....	37
Ecuación 8.....	37
Ecuación 9.....	45
Ecuación 10.....	45
Ecuación 11.....	48
Ecuación 12.....	48
Ecuación 13.....	48
Ecuación 14.....	49
Ecuación 15.....	50
Ecuación 16.....	52
Ecuación 17.....	52
Ecuación 18.....	52
Ecuación 19.....	53

1. Título

Análisis técnico-económico de la implementación de un sistema fotovoltaico sobre cubierta con conexión a red pública en una instalación industrial.

2. Resumen

El presente proyecto de investigación describe el estudio técnico-económico de una instalación eléctrica industrial con refuerzo fotovoltaico sobre cubierta con conexión a la red pública. La hipótesis planteada propone que el sistema fotovoltaico será capaz de reducir al máximo la demanda eléctrica del cliente, como consecuencia se verá reducida la factura eléctrica mensual, favoreciendo la rentabilidad económica del cliente.

Se tomaron valores de consumo energético mes a mes de la industria, a través de la página oficial de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A (EERSSA), para tener un estimado de la demanda eléctrica anual; se toma este método debido a que la energía producida por el sistema fotovoltaico va directo a la red pública.

Una vez estimada la potencia requerida del sistema (45,55kW), se realiza un análisis de diferentes fuentes de información sobre datos del potencial solar que dispone el sitio de estudio dando 3,52 HPS. Seguidamente, se dimensiona el sistema fotovoltaico conectado a la red, tomando en cuenta el área disponible, la cual no es suficiente para implementar la cantidad de paneles requeridos para satisfacer la demanda en su totalidad. Ocupando toda el área se podrá satisfacer aproximadamente el 65% de la demanda energética.

Al final se realiza un análisis financiero con el fin de conocer la viabilidad del proyecto y el costo total de la inversión que requiere implementar el sistema fotovoltaico conectado a la red.

Palabras claves: Sistema fotovoltaico, red pública, instalación industrial, radiación solar

2.1. Abstract

This research project describes the technical and economic study of an industrial electrical installation reinforced with photovoltaic on a roof connected to the public grid. The hypothesis proposes that the photovoltaic system will be able to reduce the customer's electricity demand as much as possible, consequently the monthly electricity bill will be reduced, favoring the customer's economic profitability.

Monthly energy consumption values of the industry have been obtained from the official website of the Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA), in order to have an estimate of the annual demand for electricity; this method is chosen because the energy produced by the system goes directly to the public grid.

Once the required power of the system (45.55kW) has been estimated, an analysis of different sources of information on the solar potential data available at the study site is carried out, which gives a solar potential of 3.52 HPS. Next, the grid-connected photovoltaic system is sized, considering the available area, which is not sufficient to implement the number of panels required to meet the demand in its entirety. By occupying the entire area, approximately 65% of the energy demand can be satisfied.

Finally, a financial analysis is performed to determine the feasibility of the project and the total cost of the investment required to implement the grid-connected photovoltaic system.

Keywords: Photovoltaic system, public network, industrial installation, solar radiation.

3. Introducción

Debido a que la demanda de energía eléctrica está en crecimiento es necesario promover el desarrollo de nuevas alternativas de generación eléctrica; como son el uso de energías renovables, las cuales se prevé que sean la principal fuente de energía eléctrica en los próximos años. Dentro de las energías renovables existen varios tipos, uno de ellos es la energía solar fotovoltaica, la cual utiliza los rayos del sol para su obtención.

La energía solar fotovoltaica debe ser aprovechada en el Ecuador, no solo por el hecho de ser un recurso inagotable, sino también, debido al índice de irradiación perpendicular que posee de acuerdo a su ubicación geográfica. Actualmente existe una normativa vigente de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) la cual contiene las condiciones para la participación de los consumidores regulados que tengan interés en instalar sistemas de generación distribuida para su abastecimiento. En abril 2021 se consigna la regulación ARCERNNR Nro. 001-2021, para así establecer el proceso de habilitación, conexión, instalación y operación de sistemas de generación distribuida.

En la ciudad de Loja el desconocimiento de la tecnología solar fotovoltaica por parte de los consumidores, la falta de promoción por parte de la empresa distribuidoras y la falta de profesionales que se dediquen a la instalación de paneles fotovoltaicos, ha hecho que la aplicación de la regulación no tenga el alcance que debería tener. De igual manera los subsidios que existen en la energía eléctrica de Ecuador para sus consumidores, han hecho creer que este tipo de tecnología sigue siendo demasiado cara o no se justifica su inversión en el tiempo.

El presente proyecto utiliza el método de balance neto de energía, el cual según la regulación ARCERNNR 001-2021 la empresa de distribución realizara mensualmente el balance económico de la energía entregada y consumida para la facturación al consumidor, utilizando un medidor bidireccional.

OBJETIVOS:

Objetivo general:

- Analizar el estudio técnico-económico de una instalación eléctrica industrial con refuerzo fotovoltaico sobre cubierta con conexión a la red pública.

Objetivos específicos:

- Establecer la curva de demanda del cliente industrial.
- Diseñar un sistema fotovoltaico “on grid” de acuerdo a las características de la industria.
- Determinar la viabilidad de la implementación del sistema fotovoltaico.

En el apartado **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se define los principales conceptos teóricos para entender cómo funciona un sistema fotovoltaico conectado a la red, así como la normativa vigente en Ecuador y los métodos de evaluación de proyectos.

Luego en el apartado 5 se describe la metodología y ecuaciones a utilizar para cumplir cada objetivo propuesto, en el apartado 6 se muestran los resultados obtenidos del proyecto.

Finalmente, los apartados 7, 8 y 9 se refieren a discusión, conclusiones y recomendaciones respectivamente.

4. Marco teórico

4.1. Introducción

El sol es una fuente de energía inagotable. La energía solar se produce en el seno del sol, el cual en su interior posee elevadas temperaturas y presiones, del orden de millones, produciendo reacciones nucleares en las cuales dos átomos de hidrogeno se fusionan liberando gran cantidad de potencia (del orden de $389 * 10^{24} W$), dando origen a la energía solar.

Debido a que la tierra se encuentra a millones de kilómetros de sol, cierta parte de esta energía llega de manera efectiva. A pesar de la distancia, la cantidad de potencia que llega es aproximadamente unas 10000 veces mayor que todas las fuentes de energía que produce el hombre, la Figura 1 muestra la cantidad de energía que posee el sol.

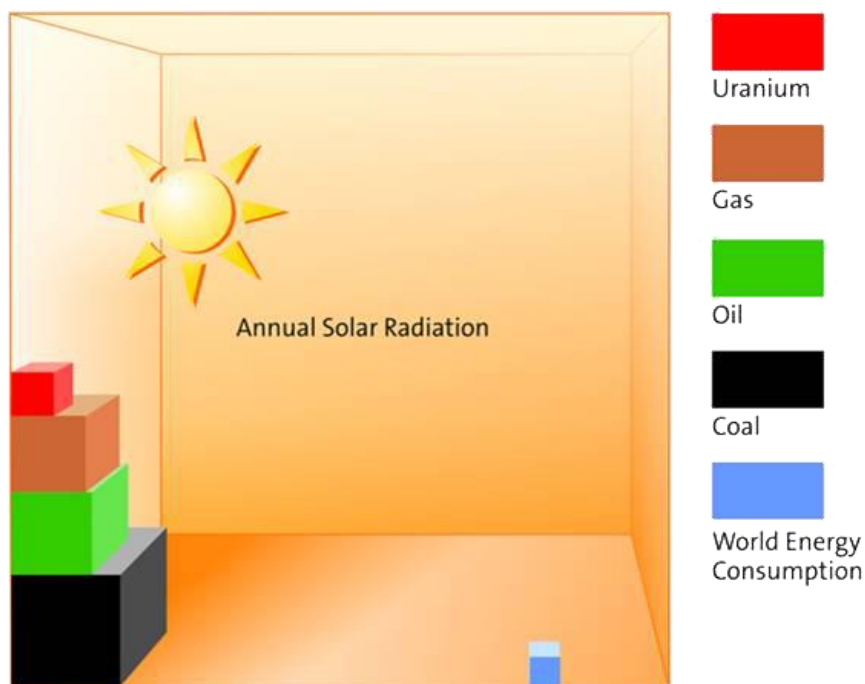


Figura 1: Irradiación solar anual sobre la superficie terrestre, frente a los recursos de energía disponibles

Fuente: (Proxy, n.d.).

Se debe tener presente las dificultades que presenta utilizar este tipo de energía. Primeramente, la energía que nos llega es bastante dispersa, y presenta oscilaciones. De acuerdo a las horas del día, la ubicación geográfica que nos hallemos, las condiciones climatológicas, y las épocas del año, recibiremos diferentes cantidades de radiación solar.

La cantidad de energía solar recibida por unidad de superficie y por unidad de tiempo (por término medio) sobre un plano enfrentado al Sol (perpendicular a los rayos solares), situada al término de la atmosfera, a la distancia media entre la Tierra y el Sol, es de unos 1.353 W/m^2 , esta cantidad se denomina *constante solar* (Bayod, 2009). Indica la energía media que llega a la capa más externa de la atmosfera.

En realidad, esta energía que llega es una radiación electromagnética (por eso se conoce como radiación solar). Ya que en la atmosfera se refleja cierta cantidad de radiación que llega del sol, y otra parte se absorbe, a la tierra llega una cantidad menor que la que se tiene en el exterior de la atmosfera. Es de aproximadamente unos 900 W/m^2 .

Por motivo de la contaminación ambiental, y específicamente, por los compromisos adquiridos para la reducción de emisiones de CO_2 . Los gobiernos de la Unión Europea han decidido apoyar las energías renovables. La mayoría de este tipo de energías viene de una transformación, directa o indirecta, de la energía solar, la cual se muestra en la Figura 2 (Bayod, 2009).

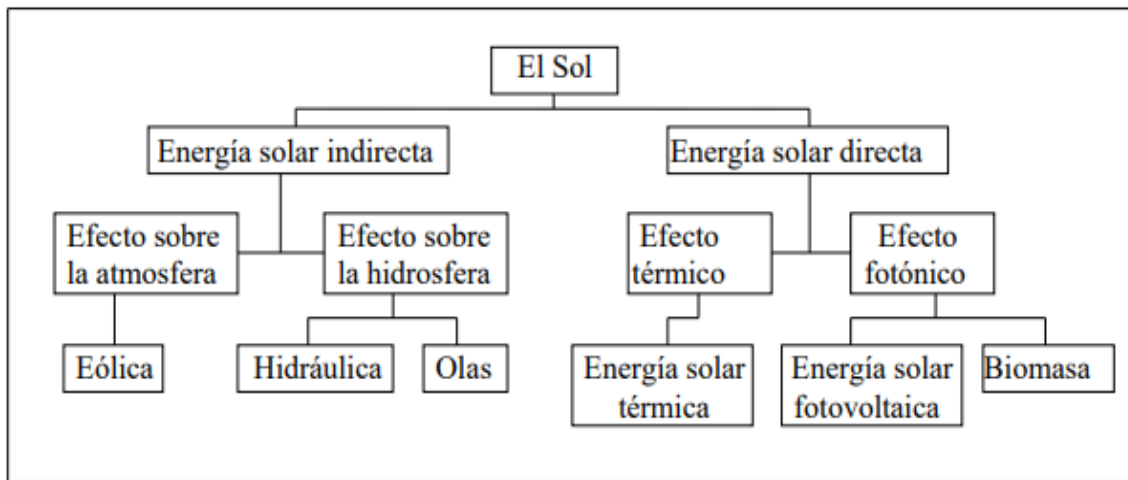


Figura 2 Esquema de las energías renovables procedentes de la transformación de la energía solar

Fuente: (Bayod, 2009).

Los sistemas que se benefician de la energía solar se clasifican en dos tipos:

- Sistemas solares térmicos, en este tipo de sistemas se usan los rayos del sol para generar calor en colectores solares (con el fin de conseguir agua caliente sanitaria, aunque también se puede generar vapor para generar electricidad en las centrales termo solares). Puede considerarse también la aplicación de conceptos bioclimáticos

en la construcción de edificios, en donde la radiación solar se utiliza para mejorar el confort térmico en un edificio a través de elementos arquitectónicos bioclimáticos.

- Sistemas solares fotovoltaicos, directamente se usan para obtener energía eléctrica.

4.2. Conceptos fundamentales de la radiación

Para entender de mejor manera todo el proceso que conlleva la generación de energía eléctrica, es necesario conocer algunos conceptos fundamentales, que los presentamos a continuación:

4.3. Radiación solar

La radiación emitida por el sol cruza por el espacio en todas las direcciones hasta llegar a la atmósfera. La radiación solar no es más que, un conjunto de radiaciones electromagnéticas que emite el sol desde su superficie. Debido a que estas ondas electromagnéticas no requieren de un medio material para su transportación, llegan hasta la tierra sin problema. La atmósfera y el suelo absorben una parte de la radiación solar, y otra parte se refleja del suelo hacia el espacio. (Rivera, 2020)

4.3.1. Irradiancia

Se puede definir como la cantidad utilizada para cuantificar la radiación solar, que se expresa en unidades de W/m^2 , unidad de potencia por área. Es decir, la cantidad de energía que se traslada durante un periodo de tiempo. Mientras el valor de la potencia de la radiación solar sea más alto, representa que traslada más energía en un periodo de tiempo determinado. En la superficie de la tierra, la irradiancia de la luz solar es aproximadamente $1000 W/m^2$ (Gradella, 2012).

4.3.2. Radiación Global

Es la adición de la radiación directa y la radiación difusa

4.3.3. Radiación directa

También denominada radiación de haz, es la que llegan directamente del sol en línea recta y caen en el plano horizontal, representa la fracción de irradiancia procedente en línea recta del sol. Esta radiación es la que produce sombras. Se la puede medir con un instrumento llamado, pirheliómetro.

4.3.4. Radiación Difusa

Es el resultado de la difracción en la atmosfera y el reflejo de la luz en polvo, las nubes y otros objetos. Son los rayos del sol que alcanzan el plano horizontal indirectamente. Cuantifica la radiación procedente de todo el cielo excepto el sol.

La porción de la radiación global total que es radiación difusa varía de aproximadamente del 10% al 20% para cielos despejados y hasta 100% para cielos cubiertos (Mera & Emmanuel, 2017).

4.3.5. Radiación Reflejada

Es aquella radiación procedente de la reflexión en el suelo. Las superficies horizontales no divisan ninguna radiación reflejada, ya que no chocan con la superficie terrestre y las superficies verticales son las que reciben más radiación reflejada. Normalmente no tiene mucha importancia ya que es muy pequeña y en algunos casos se puede despreciar. En la Figura 3 podemos observar de mejor forma los conceptos explicados anteriormente:

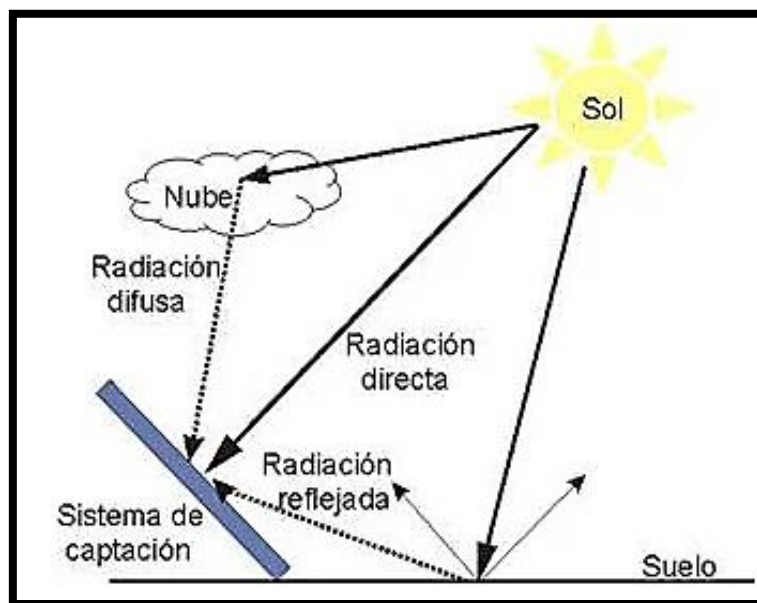


Figura 3 Radiación solar

Fuente: (Pedro, 2014).

4.3.6. Geometría solar

4.3.6.1. Coordenadas geográficas

Un punto sobre la esfera terrestre se puede situar utilizando el sistema de coordenadas geográficas, como la latitud, que es el ángulo formado por la vertical a la Tierra en dicho punto y el plano del Ecuador, y la longitud, que es el ángulo que se forma entre el meridiano que pasa por dicho punto y el meridiano de Greenwich, como lo muestra la Figura 4.

La latitud establece la inclinación con la que caen los rayos del Sol y la diferencia de la duración del día y la noche. Mientras la radiación solar sea más directa, más calor aporta a la Tierra (Cuenca, 2018).

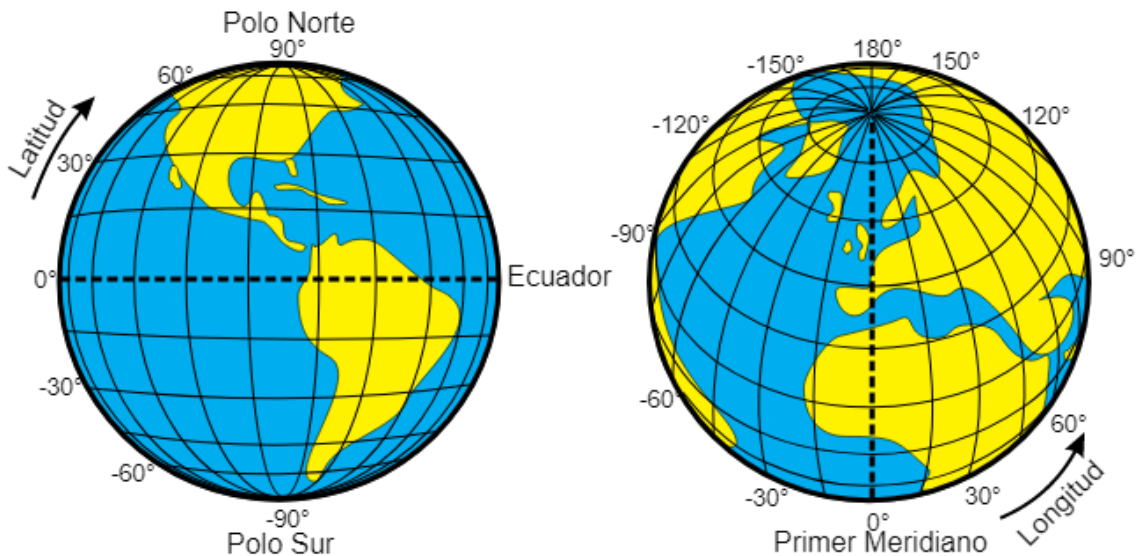


Figura 4 Representación de las coordenadas geográficas de la tierra

Fuente: (Coordenadas Geográficas - Wikipedia, La Enciclopedia Libre, n.d.).

4.3.6.2. Ángulo Azimut

Es el ángulo de orientación de los rayos del sol en relación con el norte geográfico, a lo largo del día el sol describe diferentes ángulos azimutales. En el hemisferio sur, el ángulo azimut se mide con referencia al norte geográfico y viceversa. Para las ciudades que están por encima del Ecuador, el panel debe estar orientado hacia el sur geográfico (Gradella, 2012).

4.3.6.3. Declinación solar

La tierra se divide en hemisferio norte y sur a través del plano que forma la línea Ecuador (plano del Ecuador). Y como se sabe la tierra gira alrededor del sol y a su vez gira sobre su propio eje, pero no se encuentra ubicada de manera vertical o perpendicular a la trayectoria eclíptica que realiza alrededor del sol, sino que presenta una pequeña desviación con respecto a esta trayectoria, dicha desviación tiene correspondencia con la declinación solar. Es el ángulo que se forma entre el plano del Ecuador y la línea que une los centros del sol y la tierra. Por lo tanto, dicho ángulo no es constante, sino que varía a lo largo del año. Este ángulo es llamado declinación solar y puede variar entre $-23,45^\circ$ a $+23,45^\circ$ como indica la Figura 5.

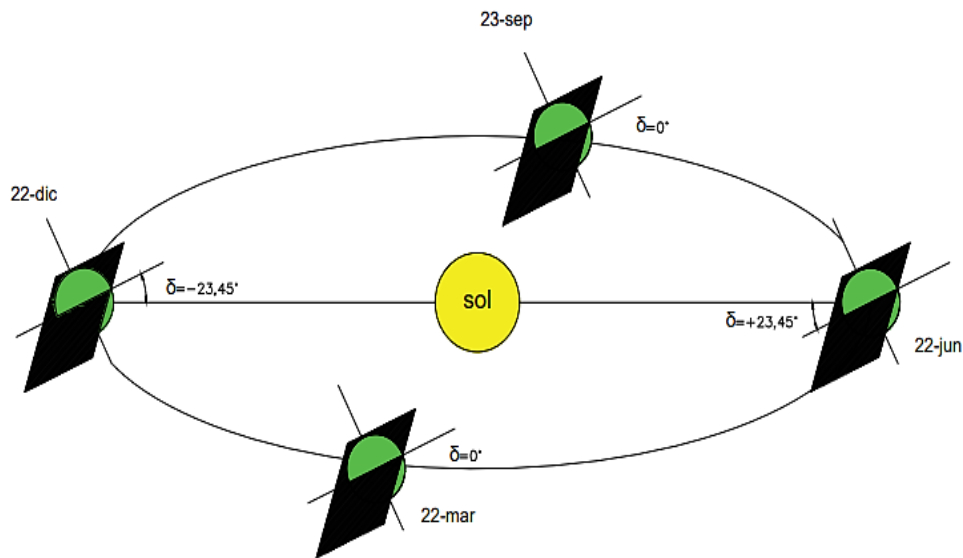


Figura 5 Representación de declinación solar

Fuente: Autor.

El ángulo que se forma entre el eje de la tierra y la normal al plano elíptico se mantiene constante. La declinación es cero en los equinoccios (primavera y otoño) y tiene un valor de $+23,45^\circ$ en el solsticio de verano y cerca de $-23,45^\circ$ en solsticio de invierno (Duffie et al., 2013).

$$\delta = 23,45 \operatorname{seno} \left(2\pi \frac{284 + n}{365} \right)$$

Ecuación 1

4.4. Energía solar fotovoltaica

La palabra fotovoltaica proviene de *photos*, que significa luz, y *voltaica*, que hace referencia a la electricidad (en relación a Alessandro Volt, famoso, por ser el inventor de la famosa pila) (Bayod, 2009). Los sistemas de energía solar fotovoltaica comúnmente presentan algunas ventajas como, por ejemplo, su sencillez, fiabilidad y operatividad. Además, su recurso es abundante y gratuito, y se podría considerar inagotable a la escala humana. Otro beneficio que ofrece este tipo de energía es su modularidad, ya que existen aplicaciones desde mili vatios hasta megavatios de potencia, y se puede instalar de manera rápida y sencilla en cualquier parte.

La vida útil que presentan estas instalaciones fotovoltaicas es elevada. Al no existir partes móviles, el mantenimiento que se requiere para conservar la instalación es mínimo. Por otro lado, hay que resaltar sus ventajas respecto a las consideraciones medioambientales en su utilización ya que no existe combustión, no genera ruidos ni emisiones nocivas. Es decir, se trata de una energía limpia, sin efecto negativo en el medioambiente. Uno de los principales inconvenientes que presentan es su elevado coste, lo que hace que, la implementación a grande y mediana escala sea reducida.

4.4.1. Celda solar fotovoltaica

De acuerdo al efecto fotovoltaico, la célula fotovoltaica es el elemento principal en estas instalaciones, ya que dicho efecto, se produce en este elemento. El efecto fotovoltaico es el fenómeno físico que permite la conversión directa de luz en electricidad, consiste en, que la radiación solar al incidir sobre materiales denominados semiconductores con propiedades específicas origina un flujo de electrones en el interior del material para generar electricidad a partir del sol (Mera & Emmanuel, 2017). Una celda fotovoltaica se compone normalmente de la unión de dos capas de material semiconductor, una de tipo p y la otra de tipo n. El material n tiene un exceso de electrones y el material p carece de electrones.

Debido a la diferencia de concentración de electrones en ambas capas se crea un campo eléctrico dentro de la estructura celular (Gradella, 2012). Un material semiconductor, sin la estructura p-n, por más que se ilumine no genera la circulación de corriente eléctrica. Lo que hace posible la circulación de la corriente eléctrica es la unión p-n debido a la presencia del campo eléctrico (Bayod, 2009). Las capas semiconductoras

de la celda pueden fabricarse con varios materiales diferentes, siendo el más común el silicio. Aproximadamente el 95% de todas las células fotovoltaicas fabricadas en el mundo están hechas de silicio, debido a que es un material abundante y económico.

Al iluminar una célula solar conectada a una carga externa, se produce una diferencia de potencial entre la carga y una corriente que sale por el terminal positivo y regresa a la célula por el terminal negativo. En estas condiciones la célula actúa como generador de energía como indica la Figura 6.

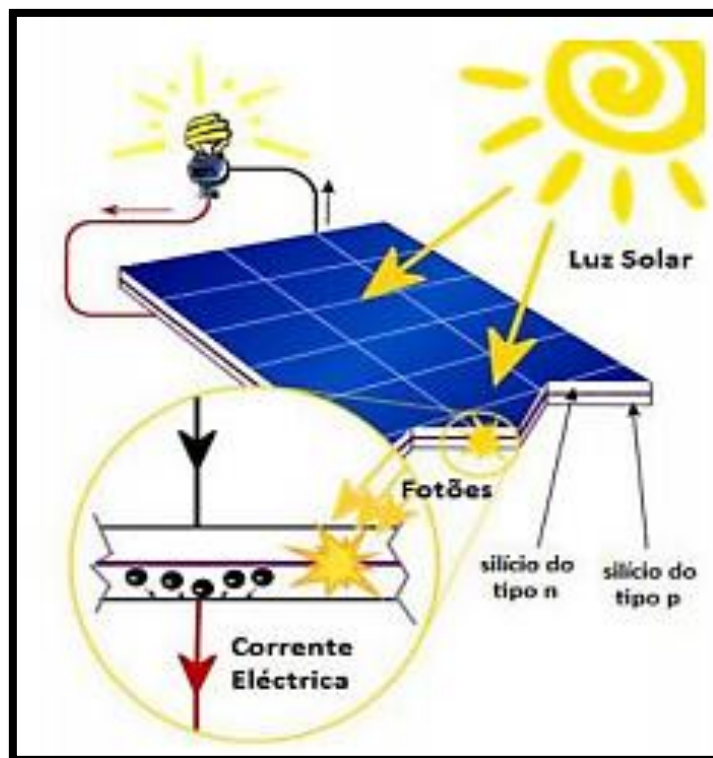


Figura 6 Principio de funcionamiento de células fotovoltaicas

Fuente:(Cuenca, 2018).

Los fenómenos en el interior del dispositivo pueden explicarse con los siguiente: Al incidir los fotones en la célula con energía se absorben en el semiconductor y producen pares electrón hueco que actúan como portadores de corriente. La diferencia de potencial que produce la unión p-n, separa los portadores antes de recombinarse de nuevo y a su vez genera circulación de corriente eléctrica por la diferencia de potencial externa, proporcionando energía a la carga (Bayod, 2009).

Solamente una célula fotovoltaica, produce 0.4 V y para obtener tensiones mayores, se debe conectar células entre sí, en serie y paralelo, de forma que se conecte el

reverso de una de ellas con la parte frontal de la célula siguiente, conformando así módulos de 12 V o 24 V (agrupación entre 30 y 40 células) (Junta de Castilla y León, 2004).

4.4.1.1. Características de la célula solar

Variación de la curva I-V con respecto al área de la célula.

Mientras más grande sea la superficie de la célula fotovoltaica expuesta a la luz solar, la corriente que se genera para el mismo valor de irradiancia será mayor, esto se muestra en la Figura 7. Las características de producción de energía eléctrica de una célula solar en base al área de la misma, suelen variar de un tipo de material a otro.

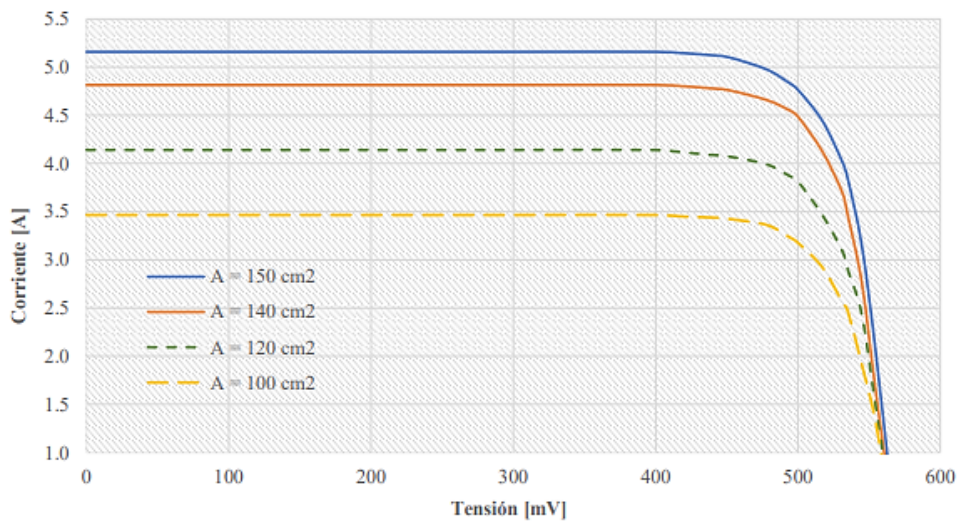


Figura 7 Variación de la curva V-I con el área de la célula

Fuente: (Rivera, 2020).

Variación de la curva I-V con respecto a la irradiancia

Dentro de un amplio margen de funcionamiento, la corriente de las células solares prácticas es directamente proporcional a la intensidad de la radiación incidente (Bayod, 2009). En la Figura 8 se muestra el comportamiento de la curva V-I con respecto a la variación de la intensidad de la irradiancia.

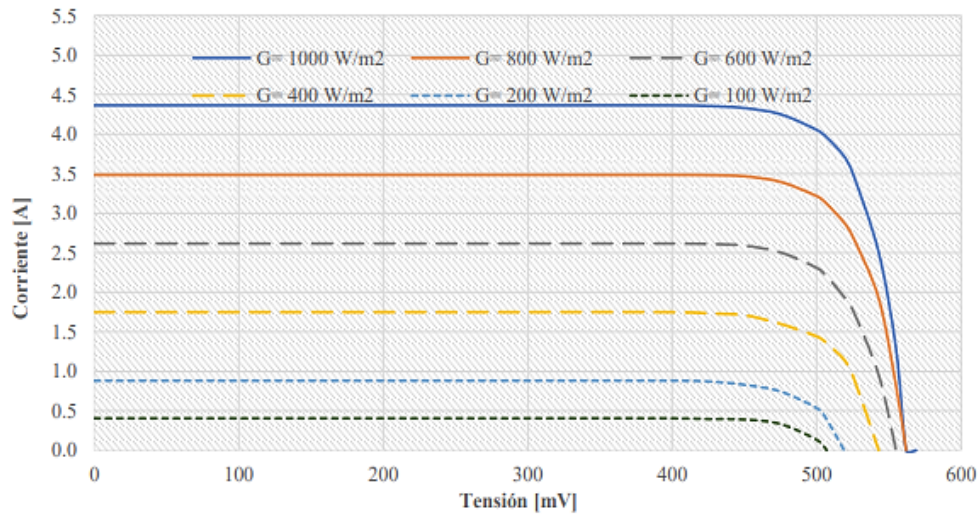


Figura 8 Variación de la curva V-I con el valor de irradiancia

Fuente: (Rivera, 2020).

Efecto de la temperatura

La temperatura influye en la tensión que suministra el módulo, y en consecuencia en la potencia suministrada. Entre más baja la temperatura, más alto el voltaje y a temperaturas altas el voltaje es más bajo, como se muestra en la Figura 9. La corriente suministrada no cambia con la temperatura. Una consecuencia de la variación de la temperatura en el módulo fotovoltaico es la disminución de la potencia.

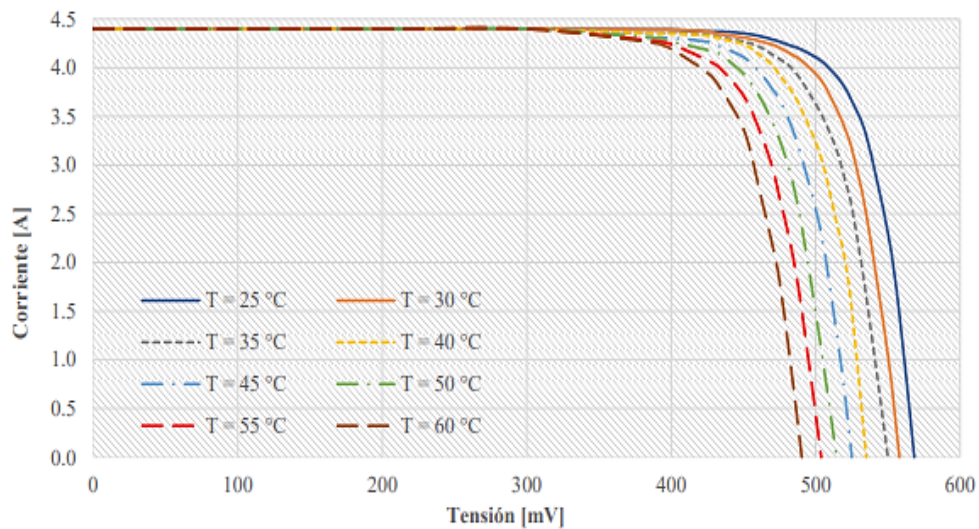


Figura 9 Efecto de la temperatura en la curva V-I de una célula solar

Fuente: (Rivera, 2020).

4.4.1.2. Tipos de Celdas fotovoltaicas

En la actualidad existen varias y nuevas tecnologías para fabricar células y módulos fotovoltaicos. La más comunes que encontramos en el mercado a nivel mundial son, el silicio monocristalino, policristalino y la película fina de silicio y amorfo como se observa en la Figura 10. El material utilizado para la fabricación de células fotovoltaicas (silicio) se extrae del mineral de cuarzo.

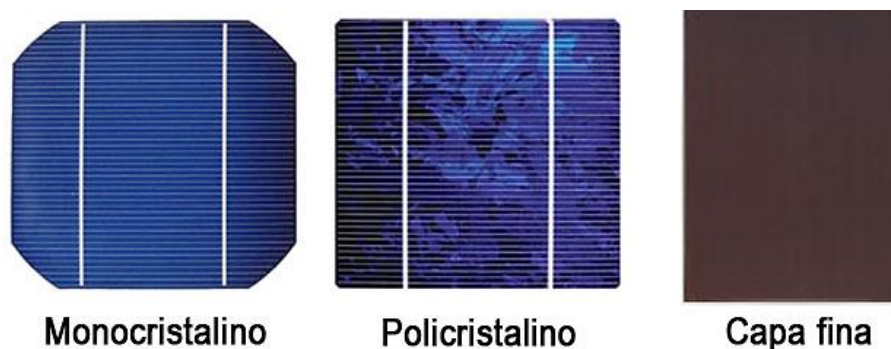


Figura 10 Tipos de células fotovoltaicas

Fuente: (Tipos de Paneles Fotovoltaicos, n.d.).

Silicio Monocristalino

Los bloques de silicio ultrapuro, se calientan a elevadas temperaturas y se someten a un proceso de formación de cristales llamado método de Czochraslki. El producto resultante de este proceso es el lingote de silicio monocristalino (Gradella, 2012).

Dicho lingote, pasa por un proceso de corte, del cual se extraen las obleas para fabricar las células solares de silicio monocristalino, durante este proceso se desperdicia entre el 40 y 50 % de material. (Bayod, 2009).

El aspecto de una célula monocristalina es uniforme, generalmente azul oscuro o negro, y puede adquirir un color diferente según el tipo de tratamiento antirreflejante que reciba. Son las más eficientes producidas a gran escala y disponibles comercialmente. Alcanzan eficiencia de 15 a 18%, pero su costo de producción es más alto que otros tipos de células.

Silicio Policristalino

Su proceso de fabricación es más económico que el utilizado en la fabricación de monocristalino. El lingote de silicio policristalino está formado por un conjunto de

pequeños cristales, con tamaños y orientaciones diferentes. El lingote policristalino también se usa para producir obleas, que luego se transforman en células fotovoltaicas.

Estas células tienen un aspecto heterogéneo y generalmente son de color azul y al igual que las células monocristalinas su color puede variar dependiendo del tratamiento antirreflejante utilizado. Normalmente tienen eficiencias de 13 y 15%, ligeramente menor a las de las células monocristalinas. (Gradella, 2012)

Silicio Amorfo

El silicio amorfo no posee un orden de los átomos de silicio en forma de red cristalina. Por tal razón, este material no tiene ninguna propiedad semiconductor. Por otro lado, su eficiencia es muy baja entre 5 y 8% y conforme avanza el tiempo de funcionamiento, su eficiencia baja.

4.4.2. Módulo fotovoltaico

La célula fotovoltaica es el dispositivo básico de un módulo fotovoltaica. Debido a que una sola celda produce poca electricidad, se debe agrupar varias celdas para producir paneles, placas o módulos (que tienen el mismo significado) fotovoltaicos. Se pueden unir eléctricamente en diferentes combinaciones que permiten variar los valores de corriente y voltaje de acuerdo a la aplicación deseada.

Un módulo fotovoltaico consta de un conjunto de células que están encapsuladas entre materiales que las protegen de la intemperie, las aísla eléctricamente del exterior, y finalmente da rigidez mecánica al conjunto. Normalmente, las celdas están conectadas en serie para producir más voltaje.

El tiempo de vida de los módulos, está determinado por la duración del encapsulado que debe ser impermeable al agua y resistir la fatiga térmica y la abrasión. Deben durar más de 25 años, en condiciones normales de funcionamiento.

4.4.2.1. Tipos de conexión

Cuando las celdas fotovoltaicas se conectan en serie, por todas las células recorre una misma intensidad de corriente, pero la tensión en los terminales de módulo fotovoltaico es la suma de las tensiones de cada una de las celdas, es decir en serie se aumenta el voltaje como se observa en la Figura 11.

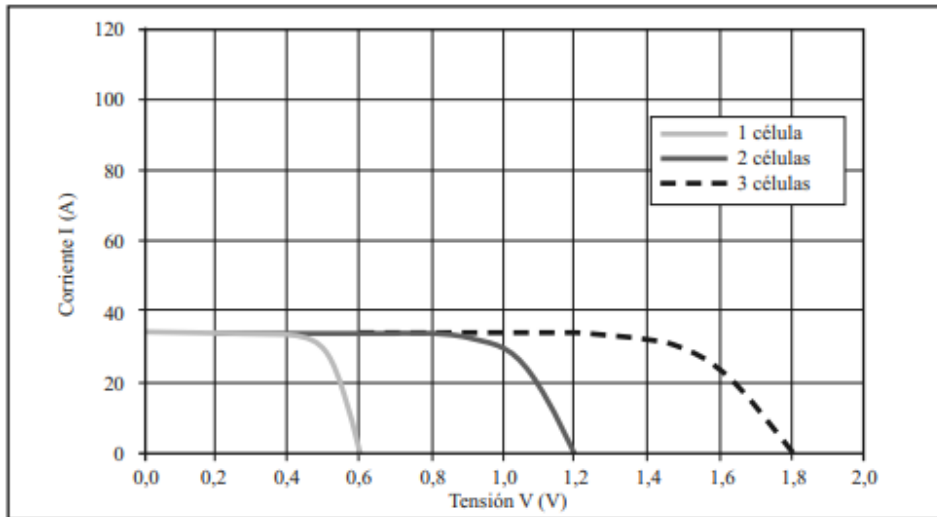


Figura 11 Curva V-I equivalente a la conexión de varias células iguales en serie

Fuente:(Bayod, 2009).

Por otra parte, cuando las celdas fotovoltaicas se conectan en paralelo, todas las células están sometidas a una misma tensión y la corriente a la salida del módulo fotovoltaico es la suma de corriente que produce cada celular, es decir en paralelo aumenta la corriente, como se muestra en la Figura 12.

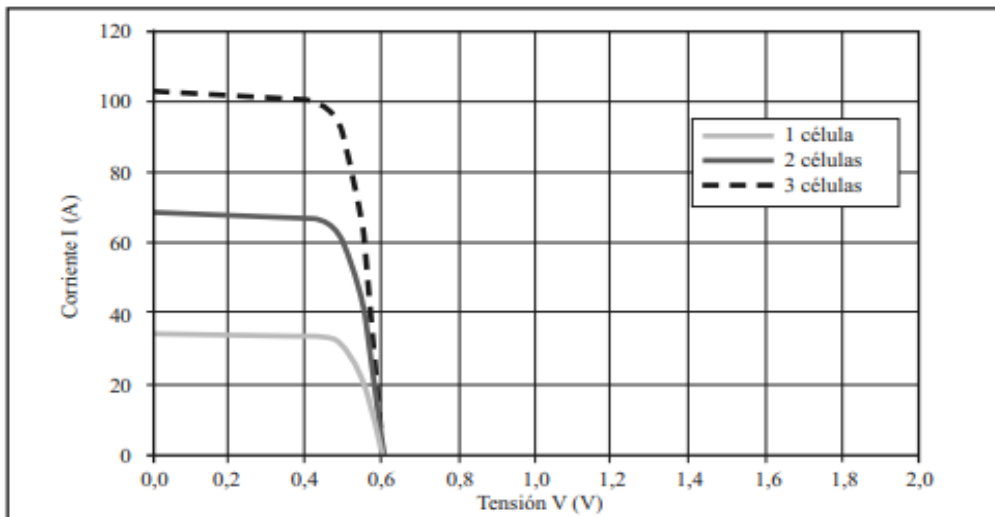


Figura 12 Curva V-I equivalente a la conexión de varias células iguales en paralelo

Fuente:(Bayod, 2009).

La curva característica I-V de un módulo fotovoltaico, se la puede representar a partir de la hoja de datos técnicos que proporciona el fabricante, esta información está bajo ciertos escenarios de iluminación y también, está compuesta por varios parámetros

que se consiguen a partir de unas condiciones específica (*Standard Test Conditions*, STC).

4.4.2.2. Orientación de módulo fotovoltaico

Se debe entender como llegan los rayos del sol a la tierra y como afecta la forma en que se instalan los módulos fotovoltaicos. Es preciso conocer sobre la incidencia de los rayos solares en nuestro planeta para que los módulos se instalen de manera correcta, captando de mejor manera posible la energía solar.

La radiación directa cae al suelo con diferente pendiente, en cada punto del planeta. Dicha inclinación varía dependiendo de los días y meses del año, según como este la posición de la tierra y el sol en el espacio. No se puede mejorar la captación de la radiación difusa, ya que llega de forma irregular y aleatoria. Sin embargo, podemos mejorar la captación de radiación directa de acuerdo a la instalación de los módulos, mejorando la radiación solar global (Gradella, 2012).

Los rayos inciden con menos radiación a medida que aumenta la latitud del lugar, sabemos que en el Ecuador la latitud es igual o aproximadamente 0°. Dependiendo de la latitud de un sitio determinado, se puede determinar el ángulo óptimo de inclinación, mediante la ecuación, donde φ es la latitud del lugar (Bayod, 2009):

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69\varphi \qquad \text{Ecuación 2}$$

Debido a los problemas que puede causar utilizar este ángulo en cuestiones de limpieza, mantenimiento y disponibilidad de estructura de soporte, el ángulo de inclinación β_{opt} , no podrá ser menor a 10°(IpiALES & Pajuña, 2020).

4.4.2.3. Parámetros Eléctricos

Tensión de circuito abierto (Voc)

Es el valor del voltaje eléctrico, medido en voltios, que aparece en los terminales del módulo cuando están abiertos, es decir cuando no hay corriente eléctrica fluyendo a través del módulo.

Corriente de cortocircuito (Isc)

Es la corriente que suministra el módulo cuando sus terminales se encuentran en cortocircuito. Este valor indica la corriente máxima que puede suministrar el módulo cuando recibe $1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$ de radiación solar.

Tensión de máxima potencia (V_{mpp})

Es el voltaje del módulo en el punto de máxima potencia en condiciones de prueba estandarizadas.

Corriente de máxima potencia (I_{mpp})

Es la corriente del módulo en el punto de máxima potencia en condiciones de prueba estandarizadas.

Punto de máxima potencia (MPP)

Es la potencia máxima que puede entregar el módulo en condiciones de prueba estandarizadas. Corresponde también al producto de la corriente y tensión de máxima potencia.

Eficiencia (η)

Define la eficiencia de conversión, la cantidad de potencia radiación incidente sobre el panel que es capaz de convertirse en potencia eléctrica. Algunos fabricantes mencionan la eficiencia del módulo en sus hojas de datos, y si no la tienen es posible calcular la eficiencia del módulo en función de sus características.

4.4.3. Descripción sistemas fotovoltaicos

Generalmente tenemos la idea de que los sistemas fotovoltaicos aprovechan la energía solar y son simples. Se tiene esta concepción ya que la energía solar es abundante y gratis y se piensa que puede adaptarse fácilmente a cualquier sistema. Si bien es cierto la configuración de instalaciones básicas son sencillas, pero esto no quiere decir que el trabajo del diseñador y el instalador es sencillo, y no se necesite profesionales para desarrollarlo.

En ciertos casos se ha desarrollado instalaciones por aficionados con muy poco conocimiento del tema, pese a que al inicio la instalación funcione bien, inevitablemente

con el tiempo se observaran las fallas y posible desperdicio de energía. En su mayoría los sistemas fotovoltaicos son considerados como sistemas de generación para lugares en donde no llega la red eléctrica convencional, estas instalaciones se les denomina, aisladas o autónomas.

Con el tiempo las investigaciones avanzan y en los últimos años se le ha dado otra aplicación a estos sistemas, que es los sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Su demanda ha aumentado debido a que cada año descienden los precios de los componentes, aumentan el rendimiento y confiabilidad, además existe más competitividad local e incentivos por parte del gobierno.

4.4.3.1. Clasificación de sistemas fotovoltaicos

Sistemas autónomos

También conocidos como sistemas aislados, se usan en lugares que no tienen servicios de una red eléctrica. Tiene un amplio campo de aplicaciones, y pueden reemplazar a los generadores diésel, con las ventajas de reducir el ruido y la contaminación ambiental (Gradella, 2012). Dentro de estos sistemas se pueden clasificar entre sistemas con acumulación y sistemas de conexión directa. Los sistemas con acumulación son los que están conectados a baterías que admiten la provisión eléctrica en periodos de poco o nulo beneficio de la radiación solar. Los sistemas directos no disponen de baterías, de tal manera que solo se tiene corriente eléctrica, en los periodos en donde se disponga de radiación solar (Junta de Castilla y León, 2004).

Sistemas conectados a la red

A diferencia del sistema aislado, el sistema conectado a la red, se utiliza en ubicaciones que tengan el servicio de electricidad. El objetivo de este sistema es generar electricidad para el consumo propio, lo que nos permite reducir o eliminar el consumo de la red pública o incluso generar excedentes de energía. En ciertos países, se incentiva a los consumidores a producir energía excedente y se les paga por la cantidad de energía que exporten a la red (Gradella, 2012). Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red se pueden clasificar en tres categorías, según su tamaño, pueden ser micro generación, mini generación y plantas eléctricas.

4.4.4. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFCR)

Su función es producir energía eléctrica en condiciones adecuadas para poder ser inyectada en la red convencional. Como se muestra en la Figura 13, un SFCR se compone del generador fotovoltaico, un inversor DC/AC y un conjunto de protecciones eléctricas.

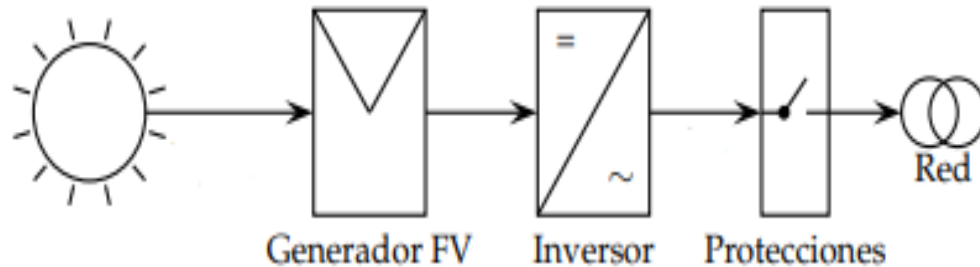


Figura 13 Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red

Fuente: (Perpiñan Lamigueiro, 2012).

La energía producida por este sistema está destinada para el consumo parcial o totalmente en las cercanías, y la energía sobrante será inyectada en la red para su distribución a otros puntos de consumo. Es común que existan mecanismos de retribución económica que compensan al propietario del sistema por la energía que su sistema intercambia con la red. Pueden distinguirse, de forma simplificada, dos esquemas: la retribución con prima (*feed-in tariff*) y el balance neto (*net-metering*) (Perpiñan Lamigueiro, 2012). En el mecanismo de retribución con prima, generalmente el propietario del SFCR recibe ingresos derivados de la energía total producida. En este caso, el diseño no necesita considerar un consumo a satisfacer, y se puede utilizar un solo medidor bidireccional. En la Figura 14 se describe el esquema de la redistribución con prima.

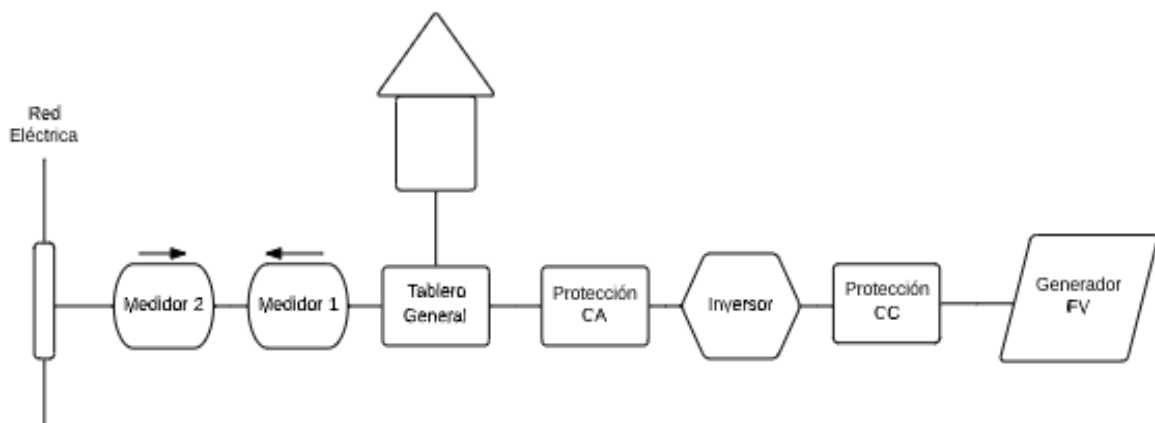


Figura 14 Esquema de conexión recomendado cuando el excedente de energía tiene cierto incentivo

Fuente: Elaboración propia en base de datos de (Jorge Muñoz, Marco Rojas, 2018).

El mecanismo de balance neto compensa los saldos de energía eléctrica entre el SFCR y un sistema de consumo asociado. Cuando la producción del SFCR supera al consumo, la red eléctrica absorbe el excedente puntual, formándose derechos de consumo diferido para el dueño del SFCR. En la Figura 15 se describe el funcionamiento del balance neto.

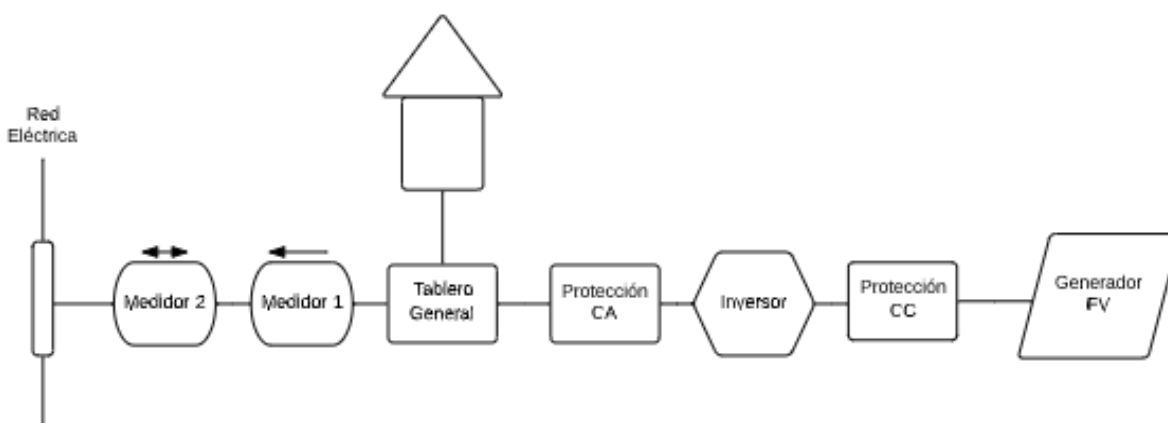


Figura 15 Esquema de conexión recomendado cuando no hay incentivos a la generación fotovoltaica distribuida.

Fuente: Elaboración propia en base de datos de (Jorge Muñoz, Marco Rojas, 2018).

4.4.4.1. Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos

En primer lugar, se debe tener conocimiento de la ubicación del sitio de estudio para poder analizar qué tipo de sistema se debe implementar para producir energía eléctrica. Luego de tener definido el tipo sistema se debe evaluar en función de la ubicación la disponibilidad del recurso solar en el lugar de implementación. Después de tener reconocidos los datos anteriores se debe hacer un análisis de la carga o demanda que consume el lugar de estudio, esto sirva para empezar a dimensionar el sistema fotovoltaico de tal forma que se obtenga un sistema lo más eficiente posible sin sobredimensionar demasiado.

Luego se deben considerar los parámetros de los componentes dados por los fabricantes para poder seleccionar la mejor opción. Después, se deben realizar cotizaciones o proformas de los elementos seleccionados para el caso de estudio. Debe considerarse los parámetros externos que propone la regulación ARCERNR 001/2021,

como son: requisitos de la empresa de servicios públicos, limitaciones de la instalación, calidad del producto, causas para la desconexión, entre otros.

De manera resumida para el diseño del sistema fotovoltaico se debe considerar: la ubicación geográfica del sitio, el área de la cubierta que se dispone para la implementación, las limitaciones del arreglo fotovoltaico que viene en función del inversor seleccionado y el análisis de sombra en caso de estar en un lugar urbano o cerca de objetos que lo produzcan. Se debe garantizar que no existan obstáculos que interfieran en la radiación solar sobre la cubierta donde estarán los paneles solares, para obtener una mejor eficiencia energética.

Demanda mensual promedio

Para poder arrancar con el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos, como se mencionó anteriormente el primer aspecto que se debe considerar es el consumo de energía o la demanda promedio del sitio a dimensionar.

Debido a que en Ecuador no se cuenta con la tecnología de medidores inteligentes que nos brinden datos en tiempo real, se opta por otros métodos de búsqueda para obtener dicho valor de demanda. Existen varias formas de obtener el valor de la demanda eléctrica, para el presente trabajo se tomarán en cuenta:

Historial de información a través de EERSSA

Por el hecho de que algunos métodos son costosos, como el de usar un analizador de redes o algún instrumento para medir la cantidad de energía que consume el cliente. Se opta por tomar información de la página oficial de la EERSSA, la cual es muy precisa y puede servir de referencia para realizar un diseño fotovoltaico. Este método es bastante sencillo, se trata de; a través del número de medidor, obtener el historial de consumo eléctrico o facturas eléctricas del sitio a estudiar, con ello podemos promediar dicho valor para iniciar nuestro diseño fotovoltaico. En la Figura 16, se indica el sistema de consultas de consumos de energía eléctrica y valores cancelados por el servicio prestado de la EERSSA.



Empresa Eléctrica Regional del Sur S. A.
La energía somos todos!

Consulta de valores CANCELADOS por consumo de energía eléctrica.

Seleccione cómo desea realizar la consulta, ingrese el código único nacional, el número de cédula/ruc o el número de medidor y luego haga clic en el botón "Consultar":

- Consultar por código único eléctrico nacional - CUEN
- Consultar por número de cédula
- Consultar por número de medidor

	Mes	Año	
123456	Septiembre	2020	Consultar
Ir a: Valores por cancelar Notas de crédito Notas de débito			

Figura 16 Sistemas de consulta de EERSSA

Fuente: (EERSSA, 2021)

4.4.4.2. Inversor

Para transformar la electricidad producida por un panel fotovoltaico (corriente continua) en electricidad con las mismas características que la de la red eléctrica (corriente alterna), se necesita de un equipo especial denominado inversor (Figura 17), que realiza la conversión de continua a alterna cumpliendo con determinados requisitos de tensión eficaz, frecuencia, distorsión armónica de las ondas de tensión y corriente, eficiencia y rendimiento, seguridad eléctrica, etc.



Figura 17 Inversor Fronius SYMO 10.0-1 A 15.01

Fuente: (Hernández, 2020).

Existen diferentes tipologías de conversión, con lo que es de suma importancia escogerlo en función del tamaño de la instalación. Pueden agruparse en tres categorías:

- Inversor central: un único inversor dedicado a todo el generador (o a un conjunto de ramas).
- Inversor orientado a rama (*string-inverter*): un inversor dedicado a una rama del generador.
- “Módulo-AC”: un inversor dedicado a un módulo del generador.

Características del inversor

Toda la información del inversor se la puede encontrar en la ficha técnica proporcionada por el fabricante:

- Potencia nominal y máxima: siendo ésta un porcentaje de sobrecarga que el equipo es capaz de soportar durante un determinado período de tiempo (indicado por el fabricante).
- Ventana de búsqueda del Punto de Máxima Potencia (MPP): es el rango de tensiones en las que el inversor aplica un algoritmo de búsqueda del MPP del generador fotovoltaico. Cuando este punto persiste fuera de esta ventana, el inversor fija en el generador FV la tensión correspondiente al valor límite de la ventana. Por tanto, configurar un generador de forma que el MPP recaiga fuera de esta ventana con cierta frecuencia no tiene consecuencias perniciosas para el inversor, pero ocasiona pérdidas energéticas variables según la frecuencia de este hecho.
- Tensión máxima de entrada: es la máxima tensión que el inversor puede aguantar sin sufrir una avería. A diferencia de la ventana de tensiones anterior, sobrepasar esta tensión tiene consecuencias importantes sobre algunos componentes de entrada del inversor
- Tensión nominal de salida: es la tensión de red a la que se puede conectar el inversor (habitualmente 127 Vdc para equipos monofásicos y 220 Vac para equipos trifásicos).
- Eficiencia máxima: máximo valor que toma la relación entre potencia de salida y potencia de entrada. En inversores de calidad la eficiencia es estable en un

amplio rango de funcionamiento del equipo y de un valor cercano a la eficiencia máxima.

4.4.4.3. Contador Bidireccional

Es un medidor que cuenta la energía que se produce y la que se consume en la instalación fotovoltaica para luego saber cuánto se debe pagar o recibir por el aporte a la red pública. Es un instrumento contable que permite a las industrias grandes y pequeñas hacer requerimientos contables para que los mismos evidencien la rentabilidad que tiene la implementación de sistemas fotovoltaicos como recurso renovable para el funcionamiento de las mismas.

4.5. Estado del arte de la energía fotovoltaica del Ecuador

4.5.1. Energía renovable

Las Energías Renovables son las que proceden de recursos naturales renovables que son teóricamente infinitas y pueden regenerarse. Al estudiar la primera definición entendemos que la energía ha convivido con el universo, por esta razón cuando apareció el hombre comenzó su aprovechamiento. La energía se puede expresar de un sin número de formas, térmico, radiante, mecánico, eléctrico, químico, gravitacional, magnético, nuclear, etc. Ecuador ya se encuentra introduciendo este tipo de fuentes de generación eléctrica que conlleva el cambio de la matriz energética, proyectos hidroeléctricos a gran escala han sido la apuesta por parte del gobierno para satisfacer la demanda energética y poder independizarse de países vecinos que disponen de proyectos de generación de energía limpia.

Proyectos hidroeléctricos como: Coca Codo Sinclair, Delsitanisagua, Manduriacu, Mazar dudas, Minas San Francisco, Quijos, Sopladora, Toachi Pilatón, y el Proyecto eólico Villonaco, han sido la principal apuesta, todos estos proyectos son operados por la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP) y supervisando su generación el Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE), que mes a mes emite informes de la cantidad de energía sustituida por distintas fuentes de generación eléctrica.

Estos proyectos nos demuestran que el Ecuador debe aprovechar de una u otra forma todos los recursos renovables que posee. En la Tabla 1 se detalla la producción de energía renovables en Ecuador.

Tabla 1 Producción de energía renovable en el Ecuador del año 2019

Producción Total de Energía e Importaciones	GWh	%	
	Hidráulica	24.691,89	77,07%
	Eólica	83,21	0,26%
Energía Renovable	Fotovoltaica	37,04	0,12%
	Biomasa	423,90	1,32%
	Biogas	41,64	0,13%
Total, Energía Renovable	25.277,68	78,89%	

Fuente: (CNELEP, 2019).

4.5.2. Energía y Potencial Solar

De acuerdo a la ubicación geográfica del Ecuador, su potencial solar se encuentra entre los más altos de Latinoamérica. La dirección de la radiación solar directa cae casi perpendicular al plano horizontal en zonas cercanas a la línea equinoccial, lo que lo hace un país muy privilegiado con respecto al recurso solar. Esta ventaja de la ubicación del Ecuador, se convierte en la admisión de una mayor y constante cantidad de radiación solar, misma que varía dentro del territorio nacional únicamente por condiciones climatológicas locales y que varían además de acuerdo a la cercanía o lejanía del Sol.

Esto se comprueba con los reportes brindados por el Instituto Nacional de Hidrología y Meteorología (INAMHI) detallando altos índices de radiación en los equinoccios de marzo y septiembre. Al presente se dispone de valores de insolación (irradiación), como los explicados en el “Atlas Solar del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica” (2008), los cuales se establecen con información correspondiente al periodo 01/01/1985 – 31/12/1991.

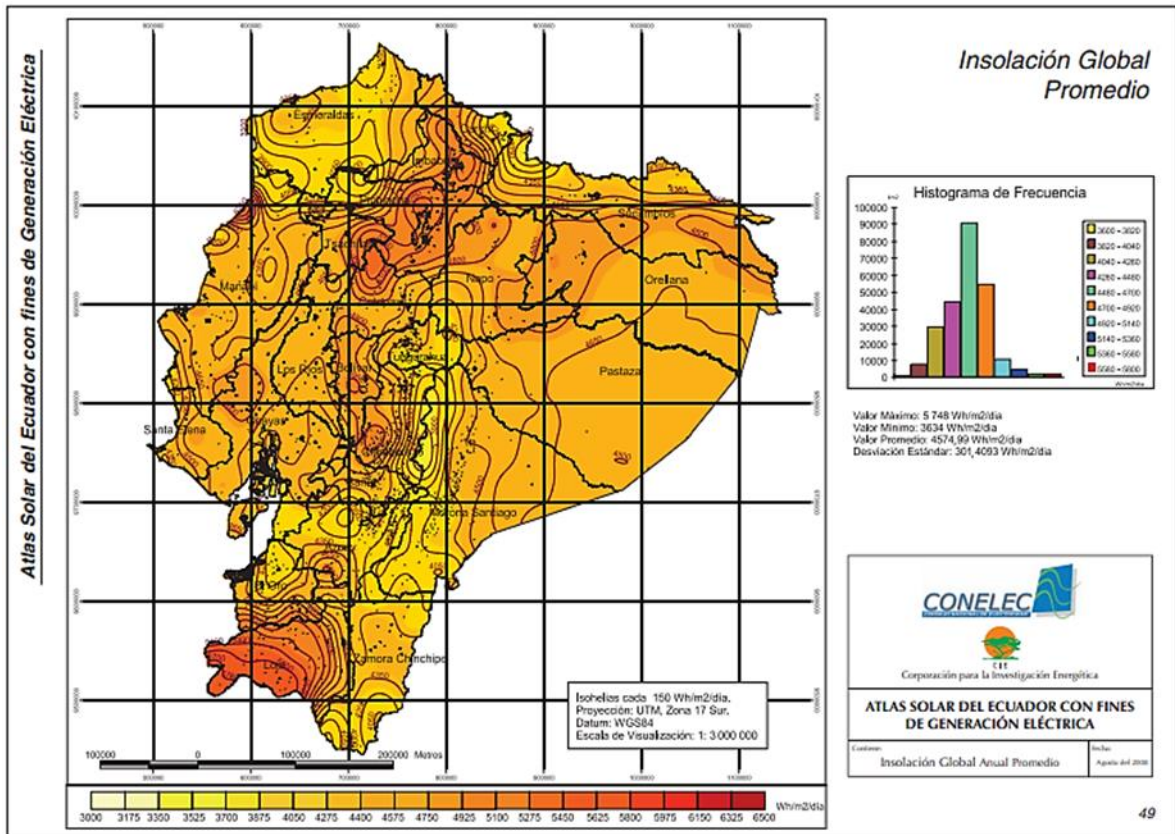


Figura 18 Atlas solar del Ecuador; Insulación Global Promedio

.Fuente: (CONELEC, 2008).

4.5.3. Regulación de energía fotovoltaica

El estándar del sistema fotovoltaico en Ecuador actualmente tiene estándares aprobados por la Agencia de Regulación y Control de energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) para establecer condiciones, límites, métodos de control y contratos con la compañía eléctrica. La regulación establecida es:

4.5.3.1. Regulación ARCERNNR 001/2021

Tomando en cuenta como antecedente la regulación Nro. ARCONEL No. 003/18 “Generación Fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica” y los 88 SFV instalados en el país con una potencia nominal de 2,9 MWp; promovieron la aprobación de la regulación ARCERNNR 001/2021 que establece:

- La caracterización de la generación distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados.

- Las modalidades de generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados.
- El procedimiento para la obtención de la factibilidad de conexión.
- El procedimiento y requisitos para la habilitación Las condiciones para la instalación, conexión, operación y mantenimiento.
- El tratamiento comercial de la energía inyectada al sistema de distribución, medición y facturación.
- El régimen de infracciones y sanciones.

4.5.3.2. Pliego tarifario

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) crea un documento en el cual se indica las categorías en las que se dividen según el tipo de consumidor y según el punto de entrega que puede ser voltaje medio y bajo, dicho documento cumple con los principios tarifarios determinados en la normativa vigente. Categorías tarifarias para la empresa distribuidora es quien determina la categoría tarifaria de los consumidores; la cual debe valorar tanto las características de la carga como el uso de la energía declarada por el consumidor regulado. En base a lo anterior, la empresa distribuidora debe establecer el tipo de tarifa que le pertenece al suministro solicitado, en conformidad con lo que se muestra en el presente Pliego Tarifario (ARCONEL, 2019). La correcta aplicación de estas tarifas estará a cargo de la distribuidora en su área de prestación del servicio.

Categoría Residencial

Corresponde al servicio público de energía eléctrica propuesto únicamente al uso doméstico de los consumidores; es decir, en la residencia de la unidad familiar independiente del tamaño de la carga conectada.

Categoría General

Pertenece al servicio público de energía eléctrica que es destinado por el consumidor a actividades diferentes al uso doméstico (categoría residencial), básicamente comprende el comercio, la industria y la prestación de servicios públicos y privados. El sitio de estudio se encuentra dentro de la categoría general, debido a que es una pequeña

industria de reencauche de llantas, que está destinada a transformación de productos por medio de un proceso industrial y sus oficinas administrativas.

4.6. Métodos de Evaluación de Proyectos

En la actualidad existen varias maneras y métodos de realizar una evaluación de proyectos de inversión de energías renovables, la forma más común es, estimar el costo de la energía producida para comparar su validez frente al costo de la red, esto aplica tanto para sistemas aislados y conectados a la red.

4.6.1. Valor presente neto (VPN)

El valor presente se trata de traer del futuro al presente cantidades monetarias a su valor equivalente. En términos formales de evaluación económica, cuando se trasladan cantidades del presente al futuro se dice que se utiliza una tasa de interés, pero cuando se trasladan cantidades del futuro al presente, como en el cálculo del VPN, se indica que se ocupa una tasa de descuento; por ello, a los flujos de efectivo ya trasladados al presente se les llama flujos descontados.

El VPN sirve para ver si es conveniente realizar una inversión en cualquier proyecto y ver las expectativas de ganancia. Para calcularlo, sólo se mueven los flujos de los años futuros al tiempo presente y se sustrae la inversión inicial que ya está en tiempo presente. Los flujos se descuentan a una tasa que corresponde a la TMAR, de acuerdo con la siguiente fórmula (Baca Urbina, 2007):

$$VPN = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FNE_n}{(1+i)^n} \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

FNE_n : flujo neto de efectivo del año n, que corresponde a la ganancia neta después de impuestos en el año n.

P= inversión inicial en el año cero.

i : tasa de interés de referencia.

4.6.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Se puede expresar como la ganancia anual que tiene cada inversionista, y tiene algunas definiciones de cálculo para encontrarla. (Baca Urbina, 2007) propone dos definiciones para la tasa interna de retorno:

Definición 1

Es la tasa de descuento que convierte el $VPN=0$.

$$VPN = 0 = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FNE_n}{(1+i)^n} \quad \text{Ecuación 4}$$

Definición 2

Es la tasa de descuento que hace que la suma de los flujos descontados sea igual a la inversión inicial.

$$P = \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FNE_n}{(1+i)^n} \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

FNE_n : flujo neto de efectivo del año n, que corresponde a la ganancia neta después de impuestos en el año n.

P= inversión inicial en el año cero.

i : tasa de interés de referencia.

Aunque esta definición es un simple despeje de P de la ecuación, lo que establece es que la tasa de ganancia que genera la inversión es aquella que iguala, a su valor equivalente, la suma de las ganancias a la inversión que les dio origen.

4.6.3. Periodo de recuperación (*payback*)

Es un método a precios constantes donde el procedimiento consiste en sumar los montos del flujo de caja las veces necesarias para que la suma sea mayor o igual a la inversión inicial, o sea, el parámetro indica el número de periodos de ingresos netos acumulados en que se puede recuperar la inversión inicial. En caso de que las alternativas cuenten con el mismo número de periodos, se evaluará con la suma a precios constantes de los periodos restantes seleccionando la alternativa cuyo monto remanente sea mayor (Manuel, 2014).

Por cuanto, el periodo de recuperación o también conocido como *payback*, se calcula mediante la utilización del siguiente cociente:

$$\textit{payback} = \frac{\textit{inversión inicial}}{\textit{ingresos promedios}} \qquad \textit{Ecuación 6}$$

5. Metodología

5.1. Materiales

En el desarrollo del presente trabajo se utilizó los siguientes materiales; los cuales sirven para recopilar la información necesaria, como catálogos, normativas, etc. Para cumplir con la metodología definida:

- Sistema de consulta de la EERSSA
- AutoCAD
- Catálogos de los componentes
- Software PVsyst
- Mendeley
- Microsoft Office 2019
- RETScreen
- Atlas solar del Ecuador
- Instalación industrial tipo
- Internet

5.2. Métodos

Para el correcto desarrollo del presente trabajo de investigación es necesario tener en cuenta el consumo eléctrico mensual generado por el usuario, además, conocer los datos de radiación solar producida en la zona de estudio. Por otra parte, para el efectuar el diseño de una instalación fotovoltaica conectada a red de distribución eléctrica local, no es necesario el uso de baterías para lo cual hay que realizar el siguiente procedimiento:

5.2.1. Condiciones iniciales

Según la regulación ARCERNR 001/2021 para todos los usuarios que se acojan a esta regulación deben cumplir con las siguientes características:

1. El proyecto debe conectarse con las redes de bajo o medio voltaje de la empresa de distribución, según el siguiente esquema:

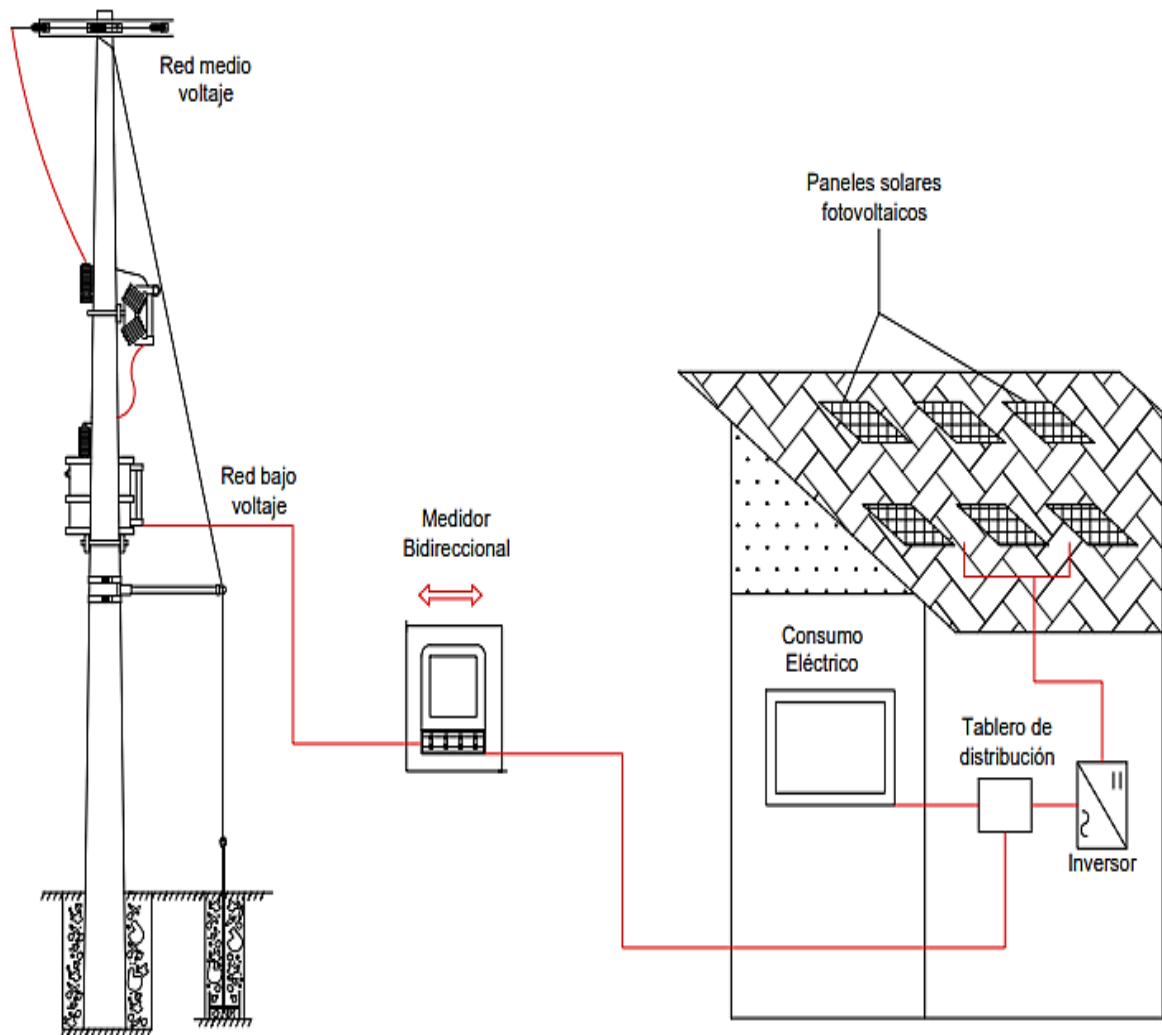


Figura 19 Esquema de instalación del microsistema fotovoltaico

Fuente: Elaboración propia en base a (ARCONEL, 2018)

2. Es aquel que tiene una potencia nominal menor a 1 MW.
3. Se conecta en sincronía a las redes del sistema de distribución, o a través de las instalaciones internas del consumidor.
4. Permite el aprovechamiento de recursos energéticos renovables que se encuentren disponibles en el área de servicio de la Distribuidora.
5. Utiliza cualquier tecnología de generación de energía eléctrica con o sin almacenamiento de energía.

Datos generales de la instalación industrial tipo

La instalación industrial tipo que se tomó en cuenta para el presente proyecto se ubica en la ciudad de Loja, en la parroquia Carigan, en las coordenadas latitud: -3,958°, longitud: -79,25°, con una altura de 2060 m.s.n.m, a unos metros de la carretera

panamericana. En la Figura 20 se observa de manera satelital la ubicación geográfica, donde se implementará el sistema fotovoltaico. El color amarillo representa el lugar de implementación.

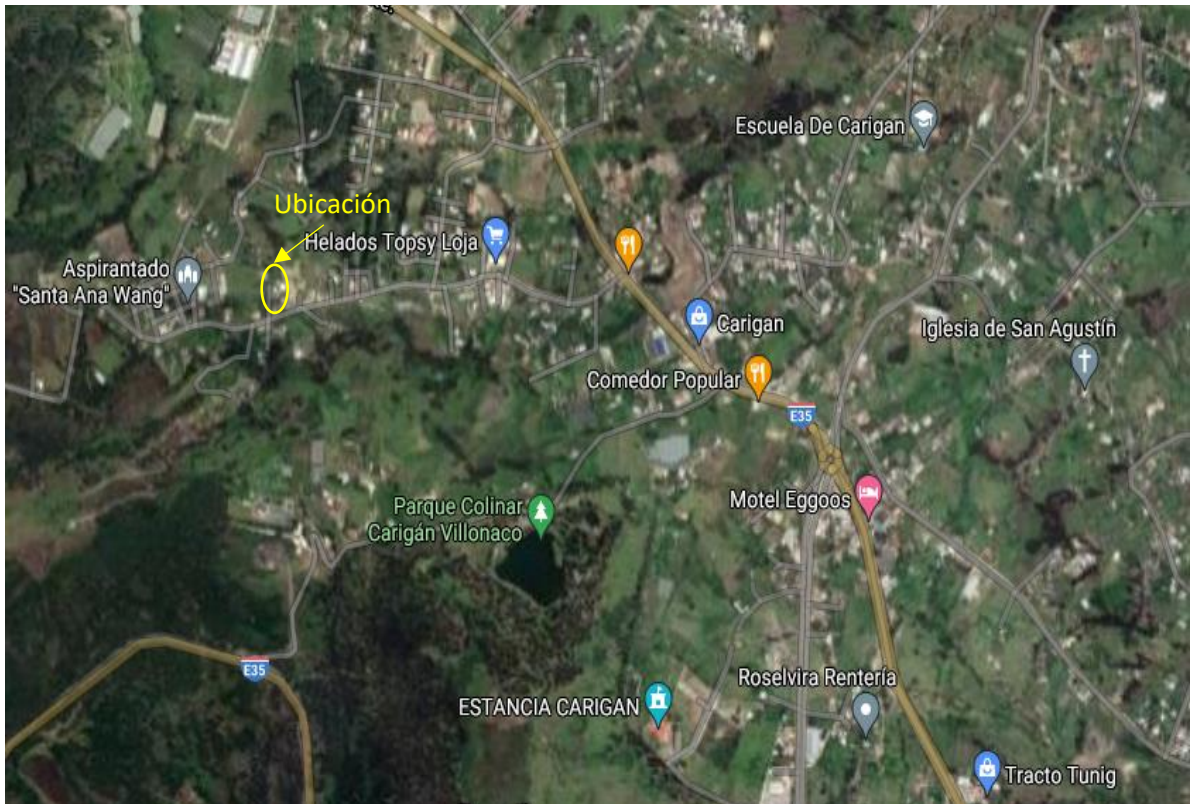


Figura 20 Vista satelital de la zona de estudio

Fuente: (Maps, 2021)

El terreno cuenta con un área de 1785m² y con una construcción de aproximadamente 400m². La construcción del lugar de implementación es de una planta, con instalaciones eléctricas probablemente nuevas, ya que lleva 10 meses en funcionamiento. La industria se dedica al reencauche de llantas por lo que cuenta con algunos motores, compresores, máquinas herramienta, entre otros elementos eléctricos dentro de ella, así como también con instalaciones eléctricas tanto monofásicas como trifásicas.

5.2.2. Cálculo del consumo de energía eléctrica

Considerando que el presente proyecto no se basa en satisfacer la demanda de energía de la industria en su totalidad, ya que estará conectado a la red eléctrica de la ciudad, se tomó en cuenta el método de consumo promedio mensual para poder determinar el consumo de energía mensual de la industria:

La energía consumida por el usuario dependerá de algunos parámetros como son: la carga de trabajo, las diferentes potencias de las máquinas en funcionamiento, su tiempo de funcionamiento, entre otros. Es por ello que en todos los meses varía su consumo y se deberá tomar un promedio del mismo.

5.2.2.1. Consumo promedio mensual

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica proporcionan a sus clientes una factura mensual, en la cual viene detallado el consumo de energía y el precio total de la energía consumida. Cabe mencionar que debido a muchos factores el consumo de energía no tiene un valor estándar, sino que varía cada mes.

Por ello se toma un valor promedio de la energía consumida por el usuario, para así poder dimensionar el sistema fotovoltaico conectado a la red. Para calcular el valor promedio del consumo mensual de la industria tipo, se tomará en cuenta la siguiente ecuación:

$$E_{cpm} = \frac{\sum_{i=mes}^{mes} E_{mensual_i}}{meses} \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde:

E_{cpm} = Energía del consumo promedio mensual [kWh/mes].

E_m = Energía consumida por cada mes [kWh/mes].

Luego se necesita establecer una demanda diaria de energía [kWh/día], la cual se utilizó para dimensionar el sistema fotovoltaico conectado a la red, tomando un promedio de 30 días por mes, se tiene lo siguiente:

$$E_d = \frac{E_{cpm}}{30 \text{ días/mes}} \quad \text{Ecuación 8}$$

E_d = Energía diaria consumida [kWh/día].

5.2.3. Evaluación de irradiación solar en la localidad

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red es importante obtener el valor de la irradiación solar [kWh/m²/día] de la ubicación de la

industria tipo donde se implementará. Los valores afectados dependiendo de la ubicación, son la radiación solar, tanto directa como la difusa. Estas pueden ser medidas a través de instrumentos de medición como piranómetros. Debido a la variedad de las radiaciones, no se puede tomar un dato exacto, sino que se hacen aproximaciones bastante aceptables. Al no disponer de estaciones meteorológicas en la ubicación de cada proyecto, se toma los valores de fuentes distintas, esto depende del criterio del diseñador, en este caso utilizaremos: Atlas solar del Ecuador y NASA.

5.2.3.1. Irradiación según Atlas solar del Ecuador

El estudio de radiación que nos facilita CONELEC a través del “Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica” nos indica la cuantificación del potencial solar disponible con posibilidades de generación eléctrica, en base a mapas mensuales de insolación directa, global y difusa y sus adecuadas isohelias, como se muestra en la Figura 21 isohelias pertenecientes al mes de Julio. También indica la radiación solar promedio que incide sobre el Ecuador que es de 4,57 [kWh/m²/día], así como las zonas con mayor incidencia de radiación solar en el Ecuador.

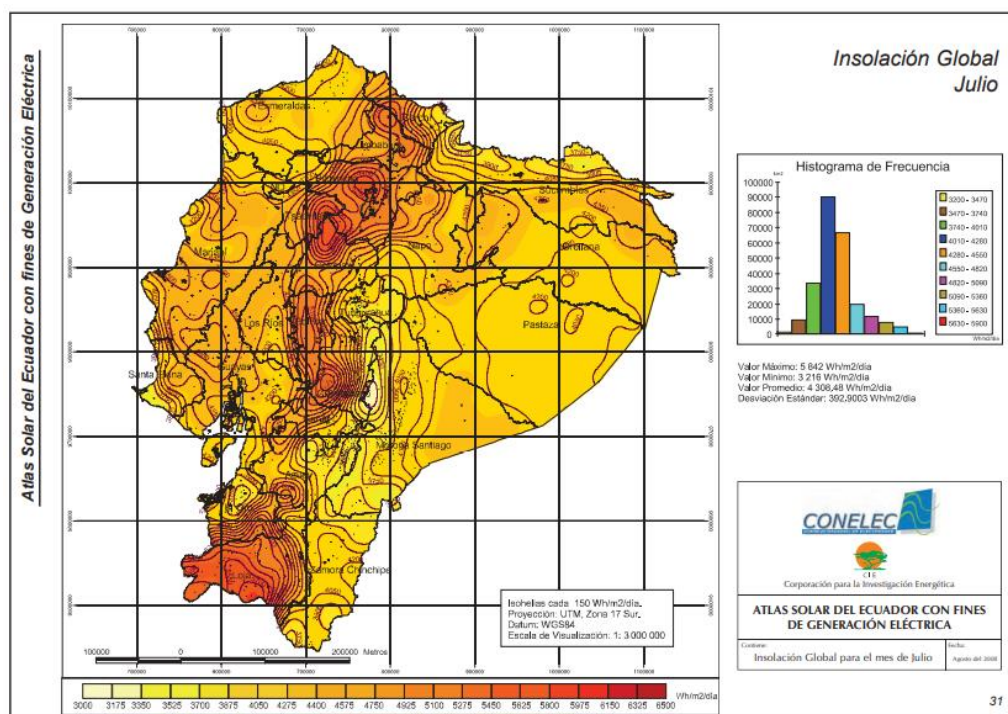


Figura 21 Atlas solar del Ecuador; Insolación Global del mes de julio

Fuente: (CONELEC, 2008)

La información base que se utilizó para el desarrollo del Atlas Solar del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica, fue generada por el *Nacional Renewable Energy Laboratory* (NREL) de los Estados Unidos, cuyas acciones están orientadas a la investigación y desarrollo de energías renovables y eficiencia energética. Dentro de este marco, el NREL desarrolló el modelo CRS (*Climatological Solar Radiation Model*), que permite conocer la insolación diaria total sobre una superficie horizontal en celdas de aproximadamente 40 km x 40 km alrededor del mundo y cuyos resultados han sido validados a través de la medición de datos efectuados por estaciones, estableciéndose que el error de los datos es del 10%.

La información disponible, corresponde al período entre el 1 de enero de 1985 y el 31 de diciembre de 1991, y fue publicado en Julio del 2006. Los datos representan la energía solar promedio mensual y anual de los valores diarios la insolación total (Directa y difusa) e insolación global sobre una superficie horizontal y contiene los promedios mensuales (dentro del período mencionado) de cada una de ellas, expresados en [Wh/m²/día].

La Corporación para la Investigación Energética (CIE), utiliza la información generada por el modelo CRS, filtrando en primera instancia el amplio volumen de

información proveniente de este modelo, hasta seleccionar aquellos que corresponden únicamente al territorio continental ecuatoriano, y mediante códigos, ser exportados a una base de datos para que sean compatibles con la plataforma de trabajo que se escogió, en este caso, un Sistema de Información Geográfica (SIG). A través del SIG se convirtió las referencias geográficas al Sistema de proyección y coordenadas escogidas para el país, en este caso *Universal Transverse de Mercator*, WGS84, Zona 17 Sur (CONELEC, 2008).

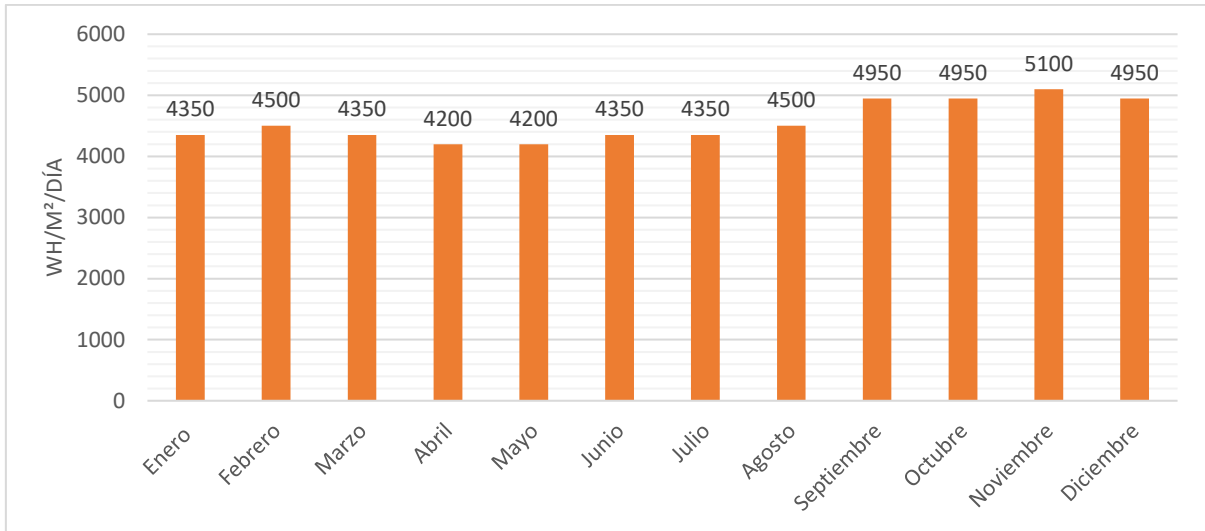


Figura 22 Irradiación media solar global en la ciudad de Loja según el Atlas Solar

Fuente: Elaboración propia con datos de (CONELEC, 2008)

Los resultados de la radiación horizontal global promedio para la ciudad de Loja, se encuentran reflejados en la Figura 22 cuyos datos fueron obtenidos en base al Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica.

5.2.3.2. Irradiación según NASA

Los datos de radiación solar que brinda la *National Aeronautics and Space Administration* (NASA) a través de su herramienta en línea proporciona datos de irradiancia global horizontal. De la cual se puede obtener la información de radiación solar para la zona de estudio. Los datos que proporciona la NASA fueron obtenidos de un periodo de estudio de 22 años (julio de 1983 – junio de 2005) para datos climatológicos y un periodo de 30 años (enero 1984 - diciembre 2013) para datos meteorológicos (NASA, 2021).

También indica la radiación solar promedio que incide sobre la ciudad de Loja que aproximadamente es de 3,52 [kWh/m²/día], como se observa en la Figura 23.

	Unidad	Ubicación de datos meteorológicos	Ubicación de la instalación	Fuente
Latitud		-4,0	45,6	
Longitud		-80,0	-73,4	
Zona climática		6A - Frío - Húmedo		
Elevación	m	18	23	Suelo+NASA
Temperatura de diseño de la calefacción	°C	-21,4		Suelo - Mapa
Temperatura de diseño del aire acondicionado	°C	28,7		Suelo
Amplitud de la temperatura del suelo	°C	24,4		NASA

Mes	Temperatura del aire °C	Humedad relativa %	Precipitación mm	Radiación solar diaria - horizontal kWh/m ² /d	Presión atmosférica kPa	Velocidad del Viento m/s	Temperatura del suelo °C	Grados-días de calefacción 18 °C °C-d	Grados-días de refrigeración 10 °C °C-d
Enero	-9,6	74,1%	70,37	1,58	100,9	4,7	-13,4	856	0
Febrero	-7,8	71,4%	58,52	2,53	100,9	4,5	-11,3	722	0
Marzo	-2,3	70,9%	70,99	3,62	100,9	4,6	-4,3	629	0
Abril	5,6	63,8%	84,00	4,46	100,7	4,4	5,4	372	0
Mayo	13,4	63,5%	89,90	5,10	100,7	4,2	12,7	143	105
Junio	18,9	68,6%	100,50	5,61	100,5	3,6	18,0	0	267
Julio	20,5	74,9%	98,89	5,52	100,6	3,2	20,5	0	326
Agosto	19,5	75,9%	97,34	4,91	100,7	2,8	19,7	0	295
Setiembre	15,1	77,7%	92,70	3,77	100,9	3,1	14,9	87	153
Octubre	8,3	76,5%	95,17	2,38	100,9	3,7	7,5	301	0
Noviembre	2,1	78,9%	85,80	1,45	100,9	4,2	0,2	477	0
Diciembre	-4,5	78,5%	85,56	1,28	100,9	4,4	-8,9	698	0
Anual	6,7	72,9%	1.029,74	3,52	100,8	3,9	5,2	4.284	1.145
Fuente	Suelo	Suelo	NASA	NASA	NASA	Suelo	NASA	Suelo	Suelo

Figura 23 Datos de la radiación solar según NASA

Fuente: (RETScreen, 2021)

Tomando en cuenta la ubicación del caso de estudio, a través del software *RETScreen* se da los valores de latitud y longitud, y el programa nos indica los datos de radiación horizontal global mensual según la NASA. Estos valores se encuentran en la Figura 24. Ya que la NASA no cuenta con una estación meteorológica cerca de la ciudad de Loja, los valores mostrados son una aproximación al sitio de estudio.



Figura 24 Irradiación media solar global en la ciudad de Loja según NASA

Fuente: Elaboración propia con datos de (NASA, 2021)

5.2.3.3. Estación meteorológica de la UNL

Los datos proporcionados por la estación meteorológica ubicada en la Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos Naturales no Renovables de la Universidad Nacional de Loja, se encuentran en la Figura 25. Dichos valores son medidos a través de un piranómetro y se toma un promedio a lo largo de los años 2013-2015 dando como resultado una radiación solar promedio de 3,516 [kWh/m²/día].

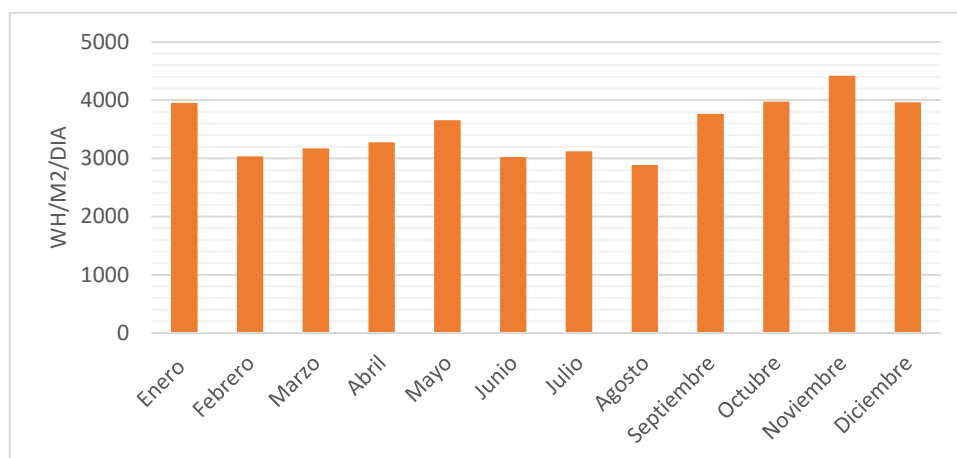


Figura 25 Irradiación solar global promedio en la ciudad de Loja según estación UNL.

Fuente: elaboración propia en base a datos proporcionados por la UNL.

5.2.3.4. Criterio de selección

Los datos proporcionados por la NASA serán utilizados para el presente estudio debido a las siguientes razones:

- Los datos que proporciona la NASA son de estimaciones satelitales.
- Comparando los datos que tiene la estación meteorológica de la Universidad Nacional de Loja (UNL) a través de los años 2013-2015 poseen valores casi iguales a los de la NASA con un error del 0,1%. Cabe añadir que los datos de radiación de la estación UNL son valores reales.
- El atlas solar publicado por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) en 2008 como la actualización del mismo realizada por SCINERGY en 2015 se basan en datos proporcionados por el NREL que proporciona valores a través de isólinas, lo cual puede generar error al momento de tomar un valor.

5.2.4. Área disponible

Para las instalaciones eléctricas fotovoltaicas siempre se debe contar con un lugar óptimo en donde se implementará dicho sistema, para así poder aprovechar de mejor manera el recurso solar disponible. Debe ser un lugar que sea libre de sombras, amplio, que tenga lugar de acceso para mantenimiento, que se encuentre fuera del alcance de niños, entre otras condiciones del lugar. En la Figura 26 Disposición del generador fotovoltaico en las instalaciones del caso de estudio se presenta el área total disponible, en donde se ubicará el sistema fotovoltaico, con un valor de 380m² en la cubierta de la reencauchadora. De acuerdo a este valor se debe considerar el tipo de panel solar con las dimensiones adecuadas, de tal forma que garantice el aprovechamiento de la mayor área posible y una producción de energía óptima.

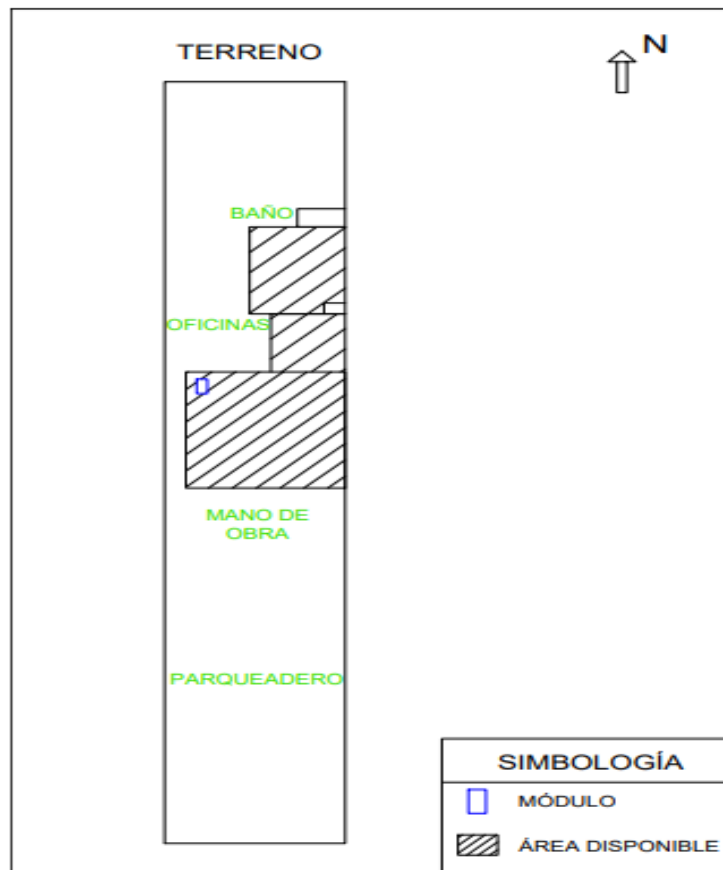


Figura 26 Disposición del generador fotovoltaico en las instalaciones del caso de estudio

Fuente: Autor

5.2.5. Análisis de sombras

Si bien es cierto, la presencia de sombras sobre el generador fotovoltaico provoca deterioro del generador fotovoltaico así como también una reducción en la producción de

energía, el porcentaje de reducción de la producción de energía oscila entre el 3% y el 30% (Perpiñan Lamigueiro, 2012). Las sombras que inciden sobre el generador fotovoltaico pueden ser de dos tipos: sombras lejanas y sombras mutuas. Las sombras lejanas corresponden a las sombras producidas por objetos lejanos que pueden ser: edificaciones adyacentes, arbolado, etc. Las sombras mutuas corresponden a las sombras producidas por el generador fotovoltaico sobre sí mismo. Como se mencionó en la sección anterior la zona de implementación debe estar libre de sombra, ya que está puede obstruir los rayos del sol. La ubicación del lugar de estudio se encuentra ubicada en una zona rural a las afueras de la ciudad de Loja (latitud: $-3,958^{\circ}$, longitud: $-79,25^{\circ}$), en la parroquia Carigan, esto se puede observar en la Figura 27 y al ser un entorno rural no existen elementos como edificios, árboles grandes u otros factores que provoquen sombra cerca de la reencachadora. Por lo tanto, se considera únicamente las sombras mutuas, tomando así un factor de sombra para cuantificar las pérdidas del 3%.



Figura 27 Ubicación geográfica de la zona de estudio

Fuente: (Maps, 2021)

5.2.6. Distancia entre paneles fotovoltaicos

Como se observa en la Figura 28, los paneles fotovoltaicos tienen cierta inclinación, las cuales por la altura (h) pueden proyectar sombras, una sobre otra, en ciertos momentos según el día y el año.

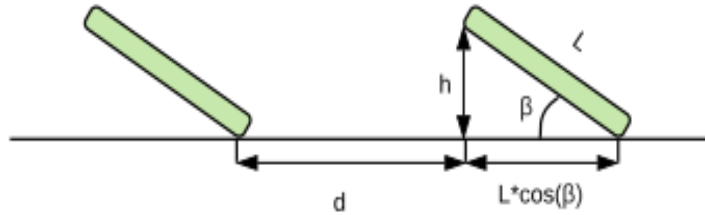


Figura 28 Distancia de separación entre los paneles fotovoltaicos

Fuente: Elaboración propia en base a (Perpiñan Lamigueiro, 2012)

La separación entre paneles sobre la superficie horizontal, nos indica la distancia que se debe tener entre los paneles para evitar que ellos mismo produzcan sombra uno sobre otro en la instalación. La distancia de la sombra se mide:

$$d = \frac{h}{\tan \gamma_s} \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde:

d= distancia entre paneles [m].

h= altura de la fila adyacente [m].

γ_s =altura solar [°].

Como recomendación general, se debe respetar las 4 horas de sol entorno al mediodía del solsticio de invierno libre de sombra. La altura solar en el mediodía del solsticio de invierno:

$$\gamma_s = 67^\circ - |\phi| \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde:

ϕ = latitud [°].

5.2.7. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red

Para realizar el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red para micro generación se deben considerar aspectos y limitaciones como: el área disponible para implementación del sistema fotovoltaico, los diferentes tipos de equipos a utilizar con sus respectivas características, el consumo de energía en el lugar de estudio y la irradiación disponible de la localidad.

5.2.7.1. Cálculo y selección de paneles solares

Para seleccionar el generador fotovoltaico se va a tomar tres factores que influyen, como son: el área disponible, la eficiencia y la disponibilidad en el mercado. A continuación, se realiza un pequeño análisis para la elección del panel fotovoltaico que más convenga para el caso de estudio:

Área disponible

Como se pudo observar en la Figura 266 el área disponible donde se implementará el sistema fotovoltaico es de 225m². De acuerdo a dicho valor se debe considerar un tipo de panel solar con las dimensiones adecuadas, de tal forma que garantice aprovechar la mayor cantidad de área disponible.

Eficiencia

En el apartado 4.4.1.2 se presentó los valores de eficiencia de varios tipos de paneles solares según el tipo de material de construcción. De los cuales se tiene que los de mayor eficiencia son:

- Silicio monocristalino con 15% a 18%
- Silicio policristalino con 13% a 15%

Disponibilidad en el mercado local

Dentro del mercado local la potencia eléctrica más común de paneles solares, para aplicaciones de micro generación fotovoltaica en instalaciones industriales, está dentro del rango de 250 a 400 [W], quiere decir que dentro del rango mencionado existe una gran oferta; la tecnología de fabricación es de tipo monocristalino y policristalino.

Debido a que los paneles monocristalinos tienen una mayor eficiencia, son más costosos que los policristalinos, por ende, los monocristalinos poseen unas ligeras ventajas frente a los policristalinos, que no justifican el valor monetario en el que difieren.

Criterio de selección

De acuerdo con las condiciones mostradas anteriormente, se considera la mejor elección del panel solar para el generador fotovoltaico a instalar.

- Por área disponible: Panel solar con potencia entre 350-400 [W].
- Por eficiencia: Monocristalino.
- Por disponibilidad en el mercado: Panel solar monocristalino de 400 [W_p], debido a que es el panel que más conviene para el caso de estudio, ya que la demanda de la reencauchadora es alta y también tiene una disponibilidad alta en el mercado.

Para el caso de estudio, se tomará en cuenta el panel JKM400M-72H-V, ya que se adapta a las características de la industria. El panel fotovoltaico cuenta con una potencia de 400Wp lo cual es un valor ideal para el diseño planteado, de igual manera el área que tiene es considerable en el área de implementación, y otro factor bastante importante al momento de escoger el panel fotovoltaico es su alta disponibilidad en el mercado del Ecuador. A continuación, se presentan los parámetros técnicos del panel seleccionado:

Tabla 2 Especificaciones técnicas del panel solar

Especificación	Valor
Potencia máxima (P_{max}) [W _p]	400
Voltaje de máxima potencia (V_{mp}) [V]	41,7
Corriente de máxima potencia (I_{mp}) [A]	9,6
Voltaje de circuito abierto (V_{oc}) [V]	49,8
Corriente de corto circuito (I_{sc}) [A]	10,36
Temperatura de funcionamiento [°C]	-40°C ~ +85°C
Voltaje máximo del sistema [V _{DC}]	1.000/1.500
Clasificación máxima de la serie del fusible [A]	20
Tolerancia de potencia [%]	0 ~ +3%
Coeficientes de temperatura de P_{max} [%/°C]	-0,35
Coeficientes de temperatura de V_{oc} [%/°C]	-0,29
Coeficientes de temperatura de I_{sc} [%/°C]	0,048
Eficiencia del módulo STC [%]	20,17%
Temperatura nominal de la celda de funcionamiento [°C]	45±2°C

Fuente: Autor

Es necesario mencionar que todos los parámetros mostrados en la Tabla 2 son bajo condiciones estándar de medidas (STC).

Cálculo del número de paneles fotovoltaicos

Se sabe que los paneles solares están expuestos a ambientes exteriores, es decir deben resistir diferentes climas y temperaturas, así como lluvias o granizo durante los años que garantice el fabricante.

Por este motivo es que la eficiencia de un panel fotovoltaico es muy importante a la hora de adquirirlo. De igual manera se debe considerar el rendimiento del sistema fotovoltaico que es la energía solar recibida vs la energía entregada a la red o también conocido como performance ratio (PR) en el cual se consideran las pérdidas del sistema fotovoltaico.

Tabla 3 Factores de pérdidas en sistemas fotovoltaicos.

Pérdidas del sistema fotovoltaico		
	Tipo	Valor (%)
A	Pérdidas por reflexión	3,1
B	Pérdidas por sombreado	3
C	Pérdidas por desajuste	3
D	Pérdidas por efecto de la temperatura	6
E	Pérdidas en circuitos CC	1,2
F	Pérdidas en los inversores	2,5
G	Pérdidas en circuitos de CA	2
Pérdidas totales (%) (factor global de pérdidas η)		19,69
Balance del sistema fotovoltaico		
BOS (%)		80,31

Fuente:(Márquez, 2020)

Las pérdidas totales se obtienen de la siguiente ecuación:

$$PT(\%) = \left\{ 100 - \left[\left(\frac{100 - A - B}{100} \right) \cdot \left(\frac{100 - C - D}{100} \right) \cdot \left(\frac{100 - E}{100} \right) \cdot \left(\frac{100 - F}{100} \right) \right] \cdot [100] \right\} + G \quad \text{Ecuación 11}$$

El balance del sistema BOS (%) es:

$$BOS[\%] = 100\% - PT(\%) \quad \text{Ecuación 12}$$

Se considera un rendimiento del panel solar nuevo de 80,3% (η)(Márquez, 2020). Teniendo en cuenta los factores que influyen para determinar el número de paneles (N_p) se utiliza la expresión de cálculo que se presenta a continuación, considerando que la energía necesaria (E) debe estar en [Wh/día].

$$N_p = \frac{E}{(1 - \eta) \cdot W_p \cdot HPS} \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde:

N_p = Número de paneles fotovoltaicos necesarios.

E= Energía necesaria o requerida para satisfacerla [Wh].

W_p = Vatios pico por cada panel [W].

HPS= Hora pico solar.

η = Factor global de pérdidas

Cabe mencionar que los vatios pico (W_p) los da el fabricante en la ficha técnica de cada panel fotovoltaico. Existen variedad de potencias que van desde mili vatios hasta cientos de vatios, esto depende de cada fabricante y la aplicación que se le vaya a dar al panel fotovoltaico. El área necesaria para la implementación del sistema está dada por la siguiente ecuación:

$$A_I = N_p \cdot A_p \quad \text{Ecuación 14}$$

Donde:

A_I = Área necesaria para la implementación [m^2].

N_p = Número de paneles fotovoltaicos necesarios.

A_p = Área del panel fotovoltaico [m^2].

5.2.7.2.Determinación del inversor

Como se observó en la Figura 12 el inversor es el elemento central y más importante de una instalación fotovoltaica conectada a la red. La selección de este elemento debe cumplir con las características descritas en la sección 4.4.4.2

Para determinar el inversor o inversores se debe tomar en cuenta el centro de transformación que posee el cliente, el cual consta de dos transformadores monofásicos de 25 kVA en conexión delta abierta. La capacidad trifásica del centro de transformación es el 73,2% de la correspondiente a la suma de las capacidades del banco de transformadores (Irving, n.d.).

$$3\emptyset = (25 + 25) * 0.732 = 36,6 \text{ kVA}$$

Una vez calculado la capacidad del transformador se determina la potencia nominal de la instalación fotovoltaica, ya que el inversor también viene definido por la potencia del generador fotovoltaico, para ello utilizamos la siguiente ecuación:

$$P_{inv} > \sum P_p$$

Ecuación 15

Donde:

P_{inv} = Potencia del inversor [W].

P_p = Potencia de cada panel fotovoltaico [W_p].

O a su vez, se puede primero definir el tipo de inversor y con ello se puede determinar la potencia del campo de generación fotovoltaico. Tanto la potencia del generador fotovoltaico como la del inversor deben corresponder óptimamente entre sí.

Cabe mencionar que, dependiendo de las características dadas por el fabricante y el número de entradas del inversor, se define la configuración de los paneles solares para así cumplir con los niveles de tensión y corrientes del inversor, ya que maneja niveles de la tensión peligrosos tanto en corriente alterna (CA) como corriente continua (CC) por lo tanto, se debe seguir las recomendaciones del fabricante para ponerlo en funcionamiento.

También debe tenerse en cuenta que al tener un campo fotovoltaico que produce mucha más potencia que la que soporta el inversor, se perderá energía de acuerdo a las funciones limitantes del inversor.

Para el caso de estudio se considera un inversor Primo 10.0-1, debido a la demanda del usuario este inversor es de 10 kW, posee una protección NEMA 4X la cual permite instalar el inversor en espacios exteriores, pero lo recomendable es siempre tratar de instalarlo en un ambiente cerrado para evitar posibles daños por factores externos.

A continuación, se observan los parámetros técnicos del inversor:

Tabla 4 Especificaciones técnicas del inversor

Datos de entrada	Valor
Potencia FV recomendad [kW_p]	8.0 – 12.0
Corriente máxima de entrada utilizable (MPPT 1/MPPT2) [A]	33/18
Corriente directa total máxima [A]	51
Arreglo máximo de corriente de cortocircuito ($1,25 I_{max}$) [A]	41,3/22,5
Rango de voltaje operacional [V]	80 - 600
Voltaje de entrada máximo [V]	600

Voltaje nominal de entrada [V]	420
Tamaño admisible de conductor corriente directa	AWG14 – AWG6
Rango de voltaje MPP	240 – 480
Numero de MPPT	2
Datos de salida	Valor
Potencia máxima de salida [W]	9995
Corriente continua máxima de salida [A]	48.1
Capacidad de interruptor de corriente alterna [A]	60
Eficiencia máxima [%]	96,7%
Tamaño admisible de conductor de corriente alterna	AWG14 – AWG6
Frecuencia [Hz]	60
Distorsión armónica total [%]	<2,5%
Factor de potencia	1 (ajustable en menú oculto 0,85–1 ind./cap.)

Fuente: Autor

5.2.7.3. Dimensionamiento de conductores

Para el dimensionamiento del conductor se deben tomar en cuenta tres aspectos importantes, los cuales son:

- Tensión de aislamiento o tensión asignada: es la tensión máxima a la que el cable puede estar conectado.
- La caída de tensión: es la diferencia entre las tensiones en el origen y en el extremo final del conductor.
- Corriente admisible permanente: es la corriente máxima que circula permanentemente por el conductor, en condiciones específicas, es decir, sin que su temperatura supere la máxima admisible de los materiales utilizados para el aislamiento del cable.

Para determinar la sección mínima del conductor se considera la caída tensión (ΔV), la longitud del conductor (L), la corriente admisible permanente (I) y el valor de 56 es una constante (conductividad) que depende del material del conductor, generalmente se utiliza conductor de cobre (56 m/mm^2).

La siguiente ecuación se ocupa tanto para tramos de corriente continua, el número 2 en la ecuación hace referencia al cable positivo y negativo.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{56(V_a - V_b)} \quad \text{Ecuación 16}$$

Para el caso de sistemas trifásicos, se utiliza:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I}{56(V_a - V_b)} \quad \text{Ecuación 17}$$

Donde:

L= longitud del tramo de conductor eléctrico hasta el inversor [m].

I= Corriente que circula por el conductor [A].

(V_a-V_b) = Caída de tensión máxima permitida [V].

La caída de tensión se calcula a partir de la tensión de salida del inversor fotovoltaico conectado a la red. La caída de tensión máxima permisible según (NEC, 2011) no puede ser mayor a 3%. Para ello se utiliza la siguiente ecuación:

$$\Delta V = V_n \cdot \frac{\%}{100\%} \quad \text{Ecuación 18}$$

Donde:

ΔV = caída de tensión

%= porcentaje de caída de tensión máxima permitida.

V_n= Voltaje nominal.

En la siguiente tabla se muestran los valores de la sección de los diferentes conductores y su ampacidad.

Tabla 5 Ampacidad del conductor en AWG y mm²

Ampacidad del conductor													
mm²	0,83	1,3	2,08	3,31	5,26	8,37	13,30	21,15	33,62	53,52	67,43	85	107,21
AWG	18	16	14	12	10	8	6	4	2	1/0	2/0	3/0	4/0
Amp	10	13	18	25	30	40	55	70	95	125	145	165	195

Fuente: Elaboración propia en base a (NEC, 2011)

5.2.7.4. Dimensionamiento de Protecciones

El sistema de protecciones es de gran importancia, ya que no solo protege a los elementos del sistema, sino que también protege a las personas de los posibles accidentes, que pueden ser de contacto directo o indirecto. Las protecciones generan también un sistema confiable de tal manera que el usuario se sienta seguro con su sistema fotovoltaico. Dentro del sistema fotovoltaico conectado a la red se encuentra dos tipos de protecciones, como se observó en la Figura 13, para corriente alterna (CA) que es la que sale del inversor y para corriente continua (CC) que es la que entra al inversor.

Tramos en corriente continua

Uno de los accidentes más comunes que existen en estos sistemas son los cortocircuitos que pueden afectar directamente al inversor. Por este motivo es recomendable tener una conducción separada del positivo y negativo.

La capacidad de conducción eléctrica del cable o la corriente del fusible deben ser mayor o igual al valor de la corriente máxima.

$$I_{fusible} \geq I_{m\acute{a}x}$$

Donde:

$I_{fusible}$ = Corriente máxima del fusible [A].

$I_{m\acute{a}x}$ = Corriente máxima que circula normalmente por el conductor [A].

La corriente del fusible se dimensiona suponiendo el peor de los casos; es decir que todos los paralelos cortocircuiten menos uno, de la siguiente manera:

$$I_{fusible} = I_{sc} * (NP - 1) * \text{factor de seguridad} \quad \text{Ecuación 19}$$

Donde:

I_{sc} = Corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico [A].

NP= Número de arreglos en paralelo.

Tramo de corriente alterna

Para este tramo se debe contar con los siguientes elementos de protección:

1. Interruptor termomagnético: Debe operar de forma manual tanto para abrir y cerrar el circuito. La empresa de distribución debe tener acceso al mismo en cualquier momento que se requiera.
2. Interruptor automático diferencial: Principalmente es para la protección de las personas.
3. Interruptor automático de la interconexión: Sirve para desconectar o conectar de forma automática la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o por problemas de frecuencia de red.
4. Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (calibrado para 59 y 60 Hz, respectivamente) y de máximo y mínimo voltaje (+10% y -10% respecto al voltaje nominal, respectivamente).

Protección a tierra

La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa de una parte del circuito eléctrico, mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo. Es importante recalcar la necesidad de que todos los elementos del sistema de puesta a tierra de un sistema fotovoltaico estén interconectados. De esta forma, se disminuye la posibilidad de aparición de tensiones peligrosas entre masas que pertenecen a equipos diferentes.

Las puestas a tierra se establecen principalmente con el objetivo de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masa metálica, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados (Bayod, 2009).

Por tanto, el sistema fotovoltaico debe tener un sistema de puesta a tierra principalmente en las masas metálicas no activas (marco de módulos, carcasa del inversor, entre otros) como se presenta en la Figura 279.

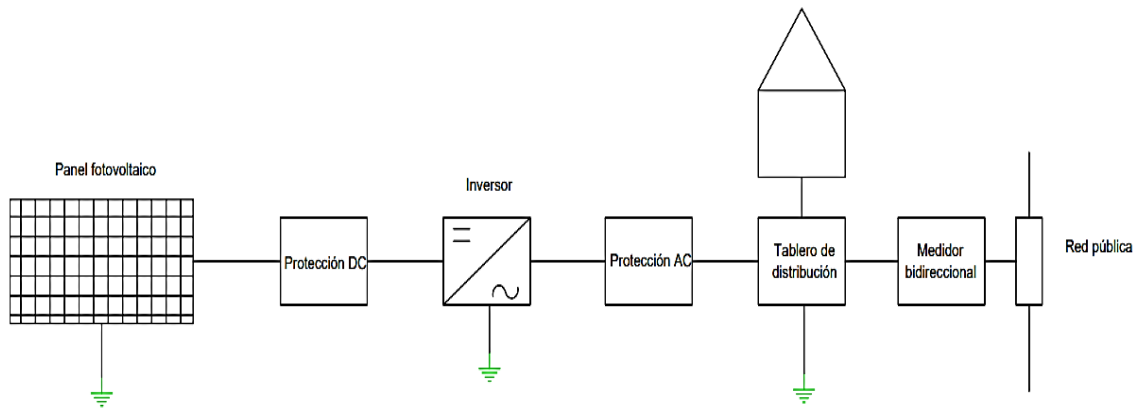


Figura 29 Esquema de la conexión puesta a tierra

Fuente: Autor

Para el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra constituida por picas verticales, se utilizan varios electrodos interconectados separados una cierta distancia. En términos generales, es suficiente con ubicar una pica cada 10 m o 15 m (Perpiñan Lamigueiro, 2012). Se ocupa la siguiente ecuación:

$$R_t \cong \frac{\rho}{n_p \cdot L_p}$$

Donde:

R_t = Resistencia de la puesta a tierra [Ω].

ρ = Resistividad del terreno [Ω m].

n_p = Número de picas.

L_p = Longitud de pica [m].

De forma orientativa, la Tabla 6 ofrece unos valores medios aproximados de resistividad en función del terreno. Según la disponibilidad del terreno se trabaja con una área de 15 x 15 m , la cual constara de 4 picas tipo varilla de 5/8” x 2,4m de acuerdo a (NEC, 2011) ubicadas en cada esquina de la malla. Acorde a la norma NEC-10 parte 14-2 “Energía Renovable”, la resistividad de la tierra debe ser menor a 20 Ω ; en caso de ser mayor se deberá realizar un estudio de suelo para mejorarlo.

Tabla 6 Resistividad de algunos tipos de terreno.

Naturaleza del terreno	Resistividad [Ω m].
Terrenos pantanosos	10 a 30
Humus (tierra vegetal)	10 a 150
Limo (barro ó cieno)	5 a 100
Turba húmeda (material en descomposición)	10 a 150
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silíceas	200 a 3000
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Calizas blandas (carbonato de cal)	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo (sílice o cristal de roca)	500 a 800
Granitos (piedra de cantera)	1500 a 10000
Hormigón (piedra y mortero)	2000 a 3000
Grava	3000 a 5000

Fuente:(Ochoa, 2019)

5.2.8. Software PVsyst

Es un software que permite modelar, simular y analizar instalaciones fotovoltaicas. Una de las principales ventajas es su interfaz sencilla para el programador. Este programa permite determinar el tamaño de las instalaciones teniendo en cuenta la radiación solar que reciba el sistema fotovoltaico, esta radiación está en función de ubicación geográfica gracias a las bases de datos de estaciones meteorológicas que posee. Su nivel de aplicación a nivel de ingeniería es alto, ya que permite hacer un estudio económico usando costes reales de componentes, costes adicionales y condiciones de inversión, en cualquier moneda.

Cabe añadir que este es un software de pago, pero tiene una versión de prueba que dura un mes y luego de ese tiempo se puede ver si se quiere pagar la licencia o usarlo en modo demostración que obviamente tiene sus limitaciones. En este caso se usará la versión PVsyst 7.2 ya que es la más reciente.

5.2.8.1. Simulación

Para dar inicio con la simulación primero se debe ingresar el sitio de estudio en caso de que no se encuentre registrado en PVsyst, se ingresan parámetros relacionados con la ubicación geográfica del sitio de estudio, como son, la latitud, la altitud, valores de radiación solar entre otros parámetros que tengan que ver con el lugar como se observa en la Figura 30 o a su vez se puede seleccionar el sitio de estudio a través del mapa interactivo y el software nos da los datos directamente de acuerdo a la base meteorológica seleccionada. El software cuenta con cinco herramientas de datos meteorológicos y para el presente proyecto se va a utilizar el valor de las horas solar pico (HSP) según el atlas solar del Ecuador. Se puede modificar manualmente datos de temperatura, velocidad del viento entre otros parámetros en caso de ser necesario.

The screenshot shows the PVsyst software interface for entering site data. The 'Ubicación' section includes a text input for 'Nombre del sitio' (Site name) with 'Pucallpa' entered, a dropdown for 'País' (Country) set to 'Ecuador', and a dropdown for 'Región' (Region) set to 'América del Sur'. There are buttons for 'Obtener de coordenadas' and 'Mostrar mapa'. The 'Coordenadas geográficas' section has a 'Recorridos solares' button and input fields for 'Latitud' (Latitude) with decimal (-3.9595) and DMS (-3 57 34) values, 'Longitud' (Longitude) with decimal (-79.2516) and DMS (-79 15 5) values, 'Altitud' (Elevation) of 2283, and 'Zona horaria' (Time zone) of -5.0. It also shows 'Hora Legal - Hora Solar = 0h 17m' and an 'Obtener del nombre' button. On the right, the 'Importación de datos meteo' (Weather data import) section has radio buttons for 'Meteonorm 8.0' (selected), 'NASA-SSE', 'PVGIS TMY', 'NREL / NSRDB TMY', and 'Solcast TMY', with an 'Importar' button below.

Figura 30 Base de datos para el lugar de estudio

Fuente: Autor

Una vez definido los datos meteorológicos, debemos definir las variables físicas del módulo fotovoltaico como son la orientación y ángulo azimut, dichos datos están previamente calculados; si el porcentaje de pérdida con respecto al ángulo óptimo es 0, en efecto los ángulos están correctos. En la Figura 31 se muestra los datos ingresados.

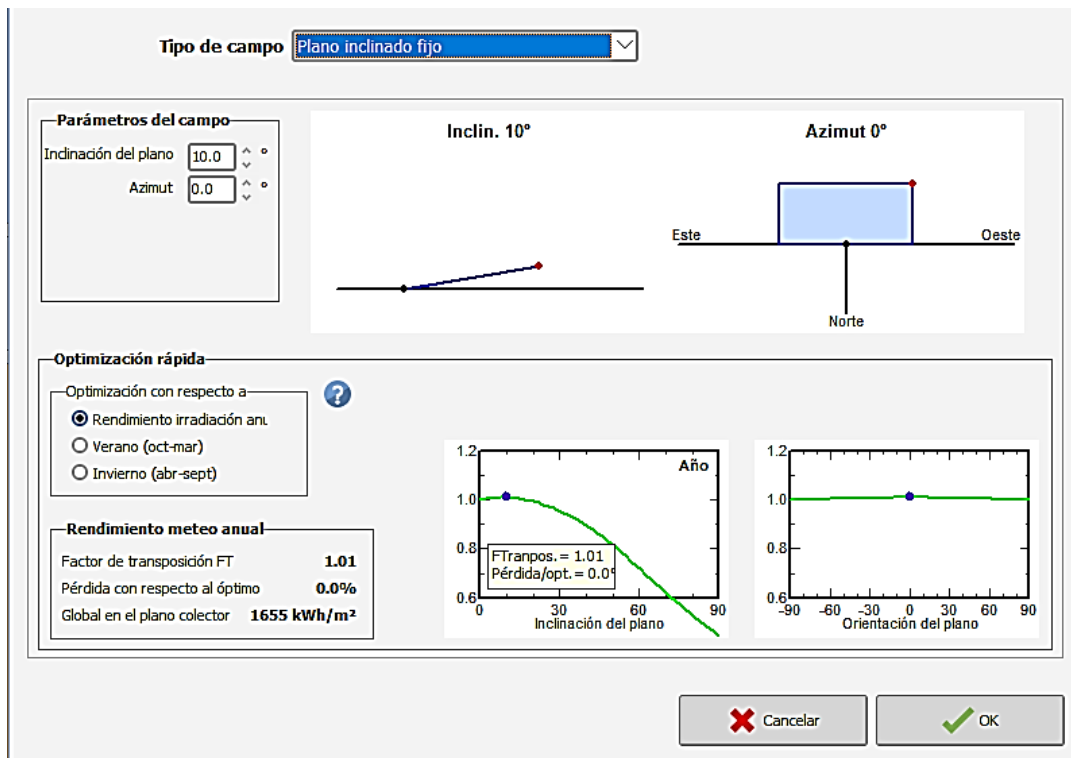


Figura 31 Definición de la posición del módulo

Fuente: Autor

Con la información ingresada anteriormente aparece un botón verde indicando que los valores ingresados son correctos, luego se nos habilita la función de “sistema” en la cual debemos ingresar las características del sistema fotovoltaicos como se muestra en la Figura 32, se empieza por introducir en pre - dimensionamiento, la potencia planeada y el área disponible, de igual manera definimos elementos de entrada como son inversor y modulo, y finalmente ingresamos el arreglo fotovoltaico.

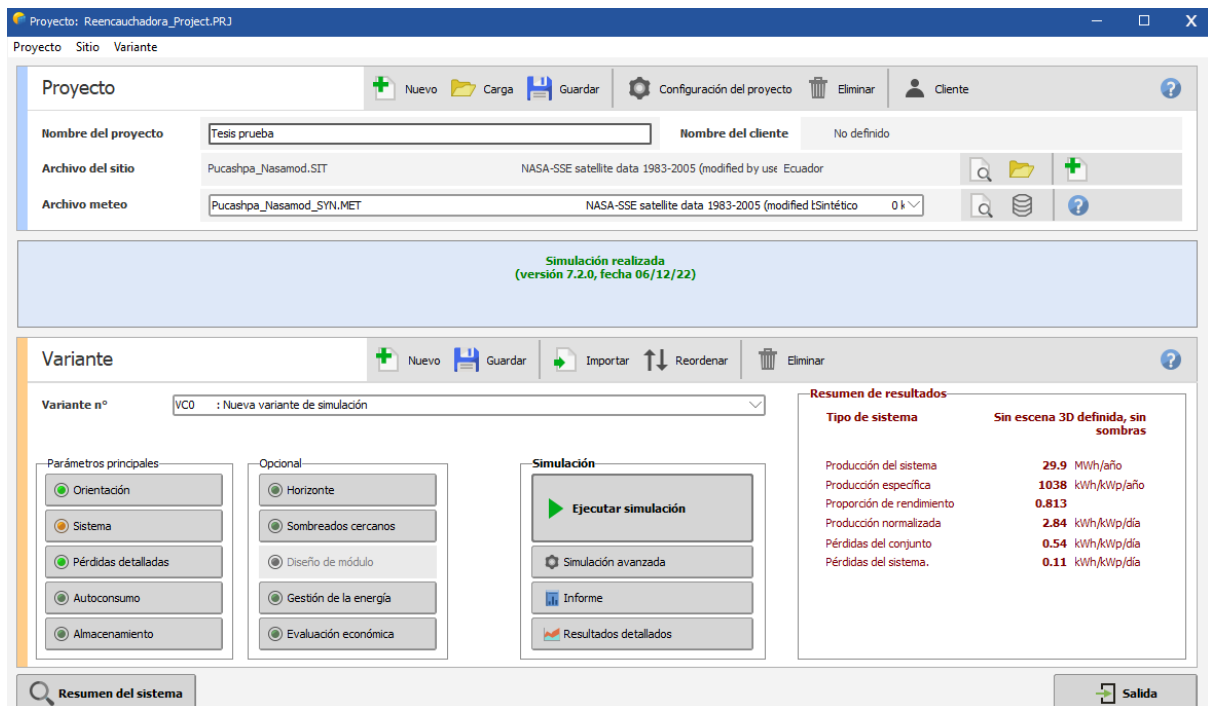


Figura 32 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

Fuente: Autor

Para los elementos: módulo e inversor, se debe seleccionar las marcas y modelos de cada uno según sea el caso, luego se define el número de entradas MPPT para el inversor, normalmente el software sugiere una configuración para el sistema, pero se puede modificar según nuestro diseño como se ve en la Figura 33.

También tiene mensajes de alerta en base a colores; el rojo nos indica que hay un problema que no permite la simulación, el naranja nos dice que existe un problema que se puede corregir para mejorar el funcionamiento del sistema. Al final de la simulación el programa nos permite descargar un informe completo con toda la información detallada acerca de nuestro sistema fotovoltaico.

Definición del sistema de red, Variante VC0: "Nueva variante de simulación"

Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto
 Nombre: Orden: **1**
 Oriente: **Plano inclinado fijo** Inclinación: **10°** Azimut: **0°**

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

Seleccione el módulo FV
 Disponible ahora: Filtro: Módulos necesarios aprox. **25**
 Jinkosolar 400 Wp 35V Si-mono JKM400M-72H-V Desde 2020 Datasheets 2020
 Usar optimizador
 Voltajes de dimensionamiento: Vmpp (60°C) **35.5 V**
 Voc (-10°C) **54.9 V**

Seleccione el inversor
 Disponible ahora: Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz 50 Hz 60 Hz
 Fronius International 10 kW 200 - 800 V TL 50/60Hz Symo 10.0-3-M Desde 2013
 Núm. de entradas MPPT: Voltaje de funcionamiento: **200-800 V** Potencia del inversor utilizada **10.0 kWca**
 Utilizar característica multi-MPPT Voltaje máximo de entrada: **1000 V** **inversor con 2 MPPT**

Diseñe el conjunto

Núm. de módulos y cadenas
 Mód. en serie: entre 6 y 18
 Núm. de cadenas: única posibilidad 2
 Pérdida sobrecarga: **0.0 %**
 Proporción Pnom: **0.96**

Condiciones de operación
 Vmpp (60°C) 426 V
 Vmpp (20°C) 501 V
 Voc (-10°C) 659 V

La potencia del inversor está ligeramente sobredimensionada.

Irradia. plano: **1000 W/m²**
 Imp (STC) 19.7 A
 Isc (STC) 20.7 A
 Isc (en STC) 20.7 A

Máx. en datos STC
 Potencia de funcionamiento máx. **8.8 kW**
 (en 1000 W/m² y 50°C)
Potencia nom. conjunto (STC) 9.6 kWp

Núm. de módulos 24 Área 48 m²

Figura 33 Diseño del sistema fotovoltaico en PVsyst

Fuente: Autor

El software nos permite observar las pérdidas que tendrá nuestro sistema por sobrecarga, así como las gráficas de limitaciones del dimensionamiento del sistema a través de las condiciones de dimensionamiento, como indica la Figura 34; la primera grafica indica un diagrama de intensidad vs voltaje de la matriz fotovoltaica donde los módulos en serie garantizan la tensión correcta para el funcionamiento del inversor seleccionado y los módulos en paralelo determinan que la intensidad total sea la correcta.

En la segunda grafica nos muestra la potencia del conjunto a lo largo de un año vs la energía del mismo. Cabe explicar que para el correcto dimensionamiento del inversor Pvsyst se basa en las perdidas por sobrecarga.

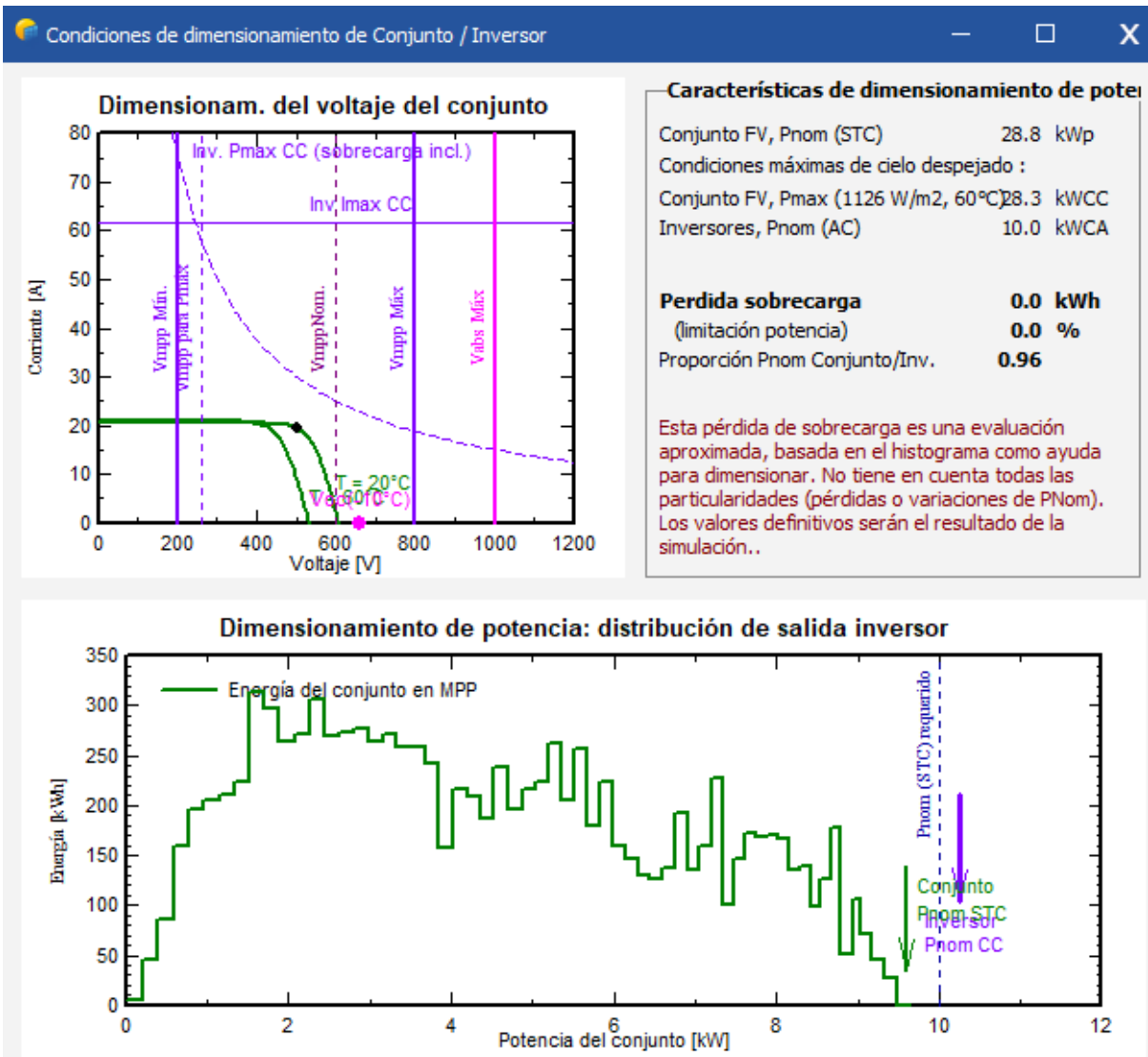


Figura 34 Condiciones de dimensionamiento de Conjunto/Inversor

Fuente: Autor

En la Figura 35 se tiene un estimado de cuanta energía producira nuestro sistema a lo largo de un año. Adicionalmente el software permite definir parámetros como las perdidas específicas del sistema, perfil de obstáculos y sombras que se encuentren cerca del sistema según requiera el usuario.

Una vez definidos todos los valores correspondientes a nuestro sistema se procede a realizar la simulación del mismo, la cual al final nos permite obtener informe con los resultados principales y graficas de la simulación.

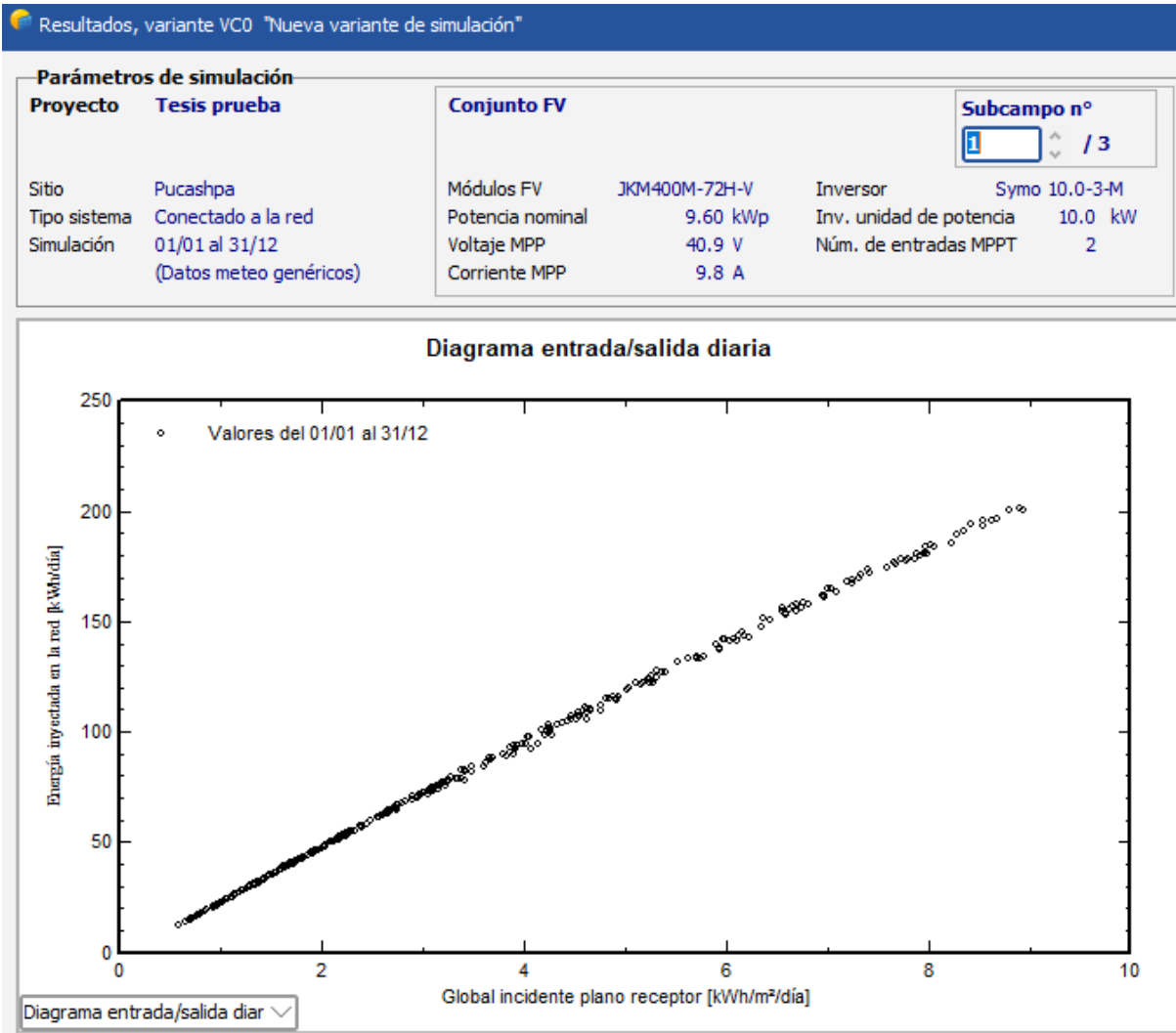


Figura 35 Resultados del diagrama diario entrada/salida

Fuente: Autor

Es necesario indicar que PVsyst es un software bastante amigable e intuitivo, es decir no requiere un alto conocimiento para manipularlo.

6. Resultados

6.1. Demanda de energía del cliente industrial

Los valores de consumo de energía eléctrica de cualquier usuario no tienen un valor estándar, por lo que para el presente proyecto toma en cuenta la media de todos los valores de las facturas eléctricas a lo largo del tiempo que lleva funcionando la reencauchadora como dato estadístico. En la Tabla 7 se muestran los valores del análisis de la curva mensual de demanda de potencia para la reencauchadora.

Tabla 7 Consumo de energía eléctrica mensual

Días	Fecha	Consumo (Kwh/mes)	Valor (USD)
31	ago-20	7937	1367,92
30	sep-20	5676	679,28
31	oct-20	5256	663,58
30	nov-20	4907	671,81
31	dic-20	4702	685,03
31	ene-21	4665	668,58
28	feb-21	4196	627,67
31	mar-21	3377	464,81
30	abr-21	4812	671,05
31	may-21	3701	573,33
30	jun-21	4072	606,72
31	jul-21	4636	658,53
	Promedio	4828,08	694,86
	Energía	160,94	kWh/día

Fuente: Autor

La curva de demanda promedio que se obtuvo a partir de los datos de consumo establecidos por las facturas de consumo de electricidad se muestra en la Figura 36 en la cual la demanda máxima sucede en el mes de agosto del año 2020 con un valor de 7937 Kwh/mes y de la demanda mínima está en el mes de marzo del 2021 con un valor de 3377 Kwh/mes.

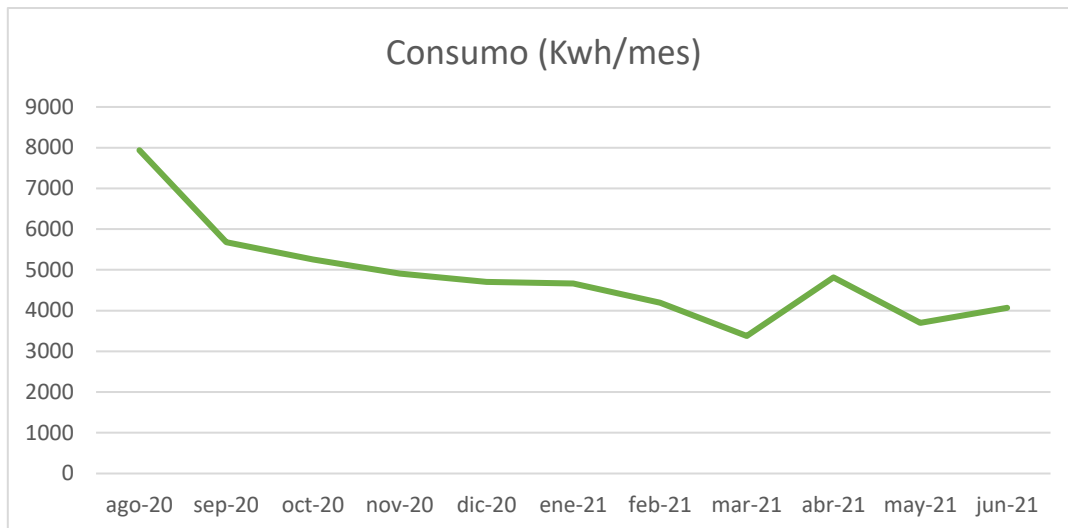


Figura 36 Consumo anual de energía eléctrica

Fuente: Autor

Para realizar el dimensionamiento se necesita tener la demanda diaria que consume la reencauchadora, para lo cual se obtuvo un promedio de consumo mensual con un valor de 4828 Kwh/mes y se lo dividió para los días promedio que tiene un mes, es decir 30 días, dando como resultado 160,94 Kwh/día. Luego para determinar la potencia que requiere el sistema fotovoltaico, se dividió la demanda diaria para las horas solar pico (HPS) y se obtuvo un valor de 45,55 kW.

6.2. Radiación solar disponible

Para seleccionar la fuente de datos meteorológicos se comparó datos anuales de irradiación solar global para la ciudad de Loja entre el atlas solar del Ecuador y la NASA. Los datos proporcionados por la fuente seleccionada, la cual es la NASA, fueron comparados con la estación meteorológica de la UNL dando valores casi iguales entre ambas fuentes, lo que hace el proyecto más confiable, como se dijo en la sección 5.2.3.4 en la Tabla 8 se presentan valores de irradiación solar global proporcionados por la NASA. Como se puede observar según los datos de la NASA el mes de junio cuenta con el valor más alto de radiación solar global y los meses de enero y diciembre tienen el valor más bajo de radiación solar.

Tabla 8 Insolación global promedio según la NASA

Radiación según la NASA		
Loja		
Mes	Insolación	Unidad
Enero	1580	Wh/m2/día
Febrero	2530	Wh/m2/día
Marzo	3620	Wh/m2/día
Abril	4460	Wh/m2/día
Mayo	5100	Wh/m2/día
Junio	5610	Wh/m2/día
Julio	5520	Wh/m2/día
Agosto	4910	Wh/m2/día
Septiembre	3770	Wh/m2/día
Octubre	2380	Wh/m2/día
Noviembre	1450	Wh/m2/día
Diciembre	1280	Wh/m2/día
Promedio	3517,5	Wh/m2/día

Fuente: Autor

6.3. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red

6.3.1. Ángulo de inclinación

Como se trata de una instalación fija, es decir, no tiene seguimiento solar, se ocupa la siguiente ecuación para determinar el ángulo óptimo de inclinación. Tomando en cuenta que el sitio de estudio tiene una latitud de 4°, se tiene:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,67\varphi$$

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,67(4)$$

$$\beta_{opt} = 6,38^\circ$$

De acuerdo a los cálculos el ángulo mínimo de inclinación para los módulos solares deberá ser 6,38°, pero por cuestiones de mantenimiento y recomendación del fabricante, según la norma NEC 10 parte 14-2 “Energía renovable” (NEC, 2011), se tomara un ángulo mínimo de 10°.

Tomado en cuenta que mientras más inclinado se encuentre el panel solar, más perpendicular estará a los rayos del sol, pudiendo generar más energía. Al cambiar el ángulo de inclinación de 6,38° a 10° afecta en un 0,38% en la producción de energía, según el software PVsyst, valor sin mucho significado dentro del sistema.

6.3.2. Distancia entre paneles

La distancia mínima que deben tener entre módulos se determina a partir de la siguiente ecuación se tiene que:

$$\gamma_s = 67 - |\varphi|$$

$$\gamma_s = 67 - |4|$$

$$\gamma_s = 63^\circ$$

$$d = \frac{h}{\tan \gamma_s}$$

$$d = \frac{0,52}{\tan 63}$$

$$d = 0,26m$$

La distancia mínima que debe existir entre los módulos es de 26 cm aproximadamente para evitar que puedan proyectar sombra uno sobre otro entre ellos.

6.3.3. Número de paneles

Debido a que el panel seleccionado tiene una potencia de 400Wp y tomando en cuenta un rendimiento del 80,3%, se utiliza la siguiente ecuación para determinar el número de paneles, considerando que el HPS que se determino fue de 3,52 [kWh/m² día].

$$N_p = \frac{E}{0,95 \cdot W_p \cdot HPS}$$

$$N_p = \frac{160930 \frac{Wh}{dia}}{0,803 \cdot 400 W_p \cdot 3,52 h/dia} = 141,8 \approx 142$$

De acuerdo con lo resuelto se tiene que el número de paneles solares totales para satisfacer en su totalidad la demanda del usuario es de 142 paneles, se considera también otros factores como el área disponible que afectan al momento de decidir el número de paneles, por lo tanto, debido al área que se tiene se considera 72 paneles para el dimensionamiento.

6.3.4. Inversor

Se selecciono tres inversores Fronius Primo 10.0-1, debido que soportan muy bien la configuración propuesta que es de 12 paneles en serie y 2 ramas en paralelo para cada inversor, además por tema de mantenimiento o situaciones inesperadas de fallo se escoge tres inversores en lugar de uno. De acuerdo a la configuración planteada cada inversor debe contar con 2 entradas MPPT. Esta configuración se la valido también a través del software PVsyst versión 7.2, el cual indica que la configuración está dentro de los valores que soporta el inversor.

6.4. Dimensionamiento de conductor y protecciones

6.4.1. Conductor

Para transportar voltaje y corriente desde el sistema fotovoltaico hacia el cuadro de distribución principal seleccionamos los siguientes conductores

Tabla 9 Calibre de conductor AC y DC

Línea	Sección	Calibre AWG
Módulos-Caja conexión DC	12,38	6
Caja conexión-Inversor DC	12,38	6
Inversor-Cuadro General trifásico AC	32,17	2
Inversor-Cuadro General monofásico AC	32,17	2

Fuente: Autor

En la Tabla 9 se observa los calibres correspondientes a cada una de las secciones del circuito, las secciones mínimas para los circuitos son 12,38 y 32,7 mm para corriente directa y alterna, respectivamente. Por ello se escoge los conductores #6 y 2 AWG que cumplen con las condiciones de corriente.

6.4.2. Protecciones

De acuerdo a lo mencionado en la sección 5.2.7.4. la corriente de la protección debe ser mayor que la corriente máxima, por lo tanto, se debe multiplicar por el 125% (factor de seguridad) todos los paralelos menos uno, siendo este el peor caso. Para cada inversor, el tramo de corriente directa se tiene:

$$I_{protecciones\ dc} = I_{sc} * (N_p - 1) * 1,25$$

$$I_{protecciones\ dc} = 10,36 * (2 - 1) * 1,25$$

$$I_{protecciones\ dc} = 12,95\ A$$

Para los tramos de corriente alterna, se considera la siguiente formula, utilizando los valores de potencia y tensión a la salida del inversor. La dimensión de la protección debe ser igual o mayor al resultado.

$$I_{protecciones\ ac} = \frac{Potencia\ (W)}{Tensión\ (V) * \sqrt{3}} * 1,2$$

$$I_{protecciones\ ac} = \frac{10000\ W}{220\ V * \sqrt{3}} * 1,2$$

$$I_{protecciones\ ac} = 31,49\ A$$

Representando en la siguiente Tabla 10 los valores de las protecciones

Tabla 10 Protecciones AC y DC

Protecciones
Magnetotérmico – 4 polos – 15 A
Diferencial 4 polos – 40 A

Fuente: Autor

Para la resistencia de la puesta a tierra se considera la resistividad del suelo (tierra vegetal) promedio, es decir 75 Ωm. Dando como resultado:

$$R_t \cong \frac{75\ \Omega \cdot m}{4 \cdot 2,4m} = 15,62\ \Omega$$

De acuerdo a la normativa NEC-10 la resistencia es menor a 20Ω , que está dentro de lo permitido.

6.5. Estudio económico

Luego de que se realizó la descripción de los equipos requeridos se procede a verificar costos y requerimientos económicos para estimar el balance económico tanto de gastos como de retorno de la inversión, lo cual nos revela un criterio para valorar si es favorable o desfavorable implementar el sistema fotovoltaico. El valor estimado de los equipos se tomará de los catálogos que fueron provistos por casas comerciales, ingenieros y personas relacionadas a este tipo de servicios.

6.5.1. Materiales y equipos

En la Tabla 11 se indica el precio de los materiales y equipos que están incluidos en la instalación del sistema fotovoltaico conectado a la red.

Tabla 11 Costo de equipos y materiales utilizados

Materiales y equipos				
Ítem	Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
1	Modulo fotovoltaico JINKO SOLAR Cheetah HC JKM400M-72H-V, 0, 400Wp	72	220,82	15899,04
2	Fronius Primo 10.3-1 208-240 Lite 4,210,075,801	3	3622,34	10867,0
3	Soportes para paneles solares de acero galvanizado	72	20	1440
4	Rollo de cable AWG #6	1	202,4	202,4
5	Rollo de cable AWG #2	1	609	609
6	Caja metálica	2	45	90
7	Diferencial SIEMENS 5SV4644-0, 4 polos, 40A, 300mA	1	129,78	129,78
8	Tablero de distribución	1	43	43
9	Magnetotérmico 4 polos 20A	1	30	30
10	Costos indirectos	1	200	200
11	Transporte	1	100	100
Instalación y montaje				
Ítem	Descripción	Mes	Precio Unitario	Precio Total
1	Ingeniero	1	1000	1000
2	Técnico	1	600	600

3	Ayudante	1	425	425
Gastos totales				31675,24

Fuente: Autor

6.5.2. Análisis de factibilidad

La utilización de fuentes de energías renovables no convencionales crea un margen extenso en cuanto a conveniencia de precio por producción frente a las fuentes de energías convencionales. Es cierto que el costo de equipos e instalación de energías renovables es alto, pero asegura el retorno de la inversión a largo plazo.

El gobierno ecuatoriano ofrece beneficios y subsidios a la electricidad de tal manera que la energía del caso de estudio tiene un costo de \$0,083 por kWh, ya que es considerado como instalación industrial media tensión según el pliego tarifario de ARCONEL, esta energía es producida en su mayoría por energía hidráulica.

La resolución ARCERNNR 001-2021 establece y nos aclara los aspectos técnicos y regulaciones para aquellos usuarios que decidan instalar un sistema de microgeneración fotovoltaica de hasta 100kW de capacidad nominal y la empresa distribuidora será quien tramite las solicitudes para la conexión, operación e instalación de los usuarios interesados.

6.5.3. Energía generada por el sistema fotovoltaico

En la Tabla 12 se muestran los valores de los parámetros utilizados para determinar la producción anual del sistema fotovoltaico como son: la potencia pico instalada, las horas pico solar de acuerdo al atlas del Ecuador y el balance del sistema (BOS). En el análisis se considera el proyecto para 20 años de acuerdo a lo establecido en la resolución ARCERNNR 001-2021, ya que es el tiempo máximo permisivo de contrato. Como se sabe los módulos fotovoltaicos tienen cierta pérdida en la eficiencia o fenómeno de degradación, el cual se da manera natural e inevitable convirtiéndose en un enemigo para cualquier instalación fotovoltaica, ya que hace disminuir la producción de energía. Para el presente proyecto se consideró una pérdida del 0,9% anual a lo largo de todo el contrato, dando una pérdida de generación del sistema de 18% durante el contrato.

Tabla 12 Producción anual del sistema de acuerdo al balance del sistema general (BOS)

Producción de energía anual					
Mes	Potencia Pico Wp	HPS	BOS	Dias	Producción mensual kWh/mes
Enero	28800	1,58	0,803	31	1132,73
Febrero	28800	2,53	0,803	28	1638,27
Marzo	28800	3,62	0,803	31	2595,24
Abril	28800	4,46	0,803	30	3094,31
Mayo	28800	5,10	0,803	31	3656,28
Junio	28800	5,61	0,803	30	3892,17
Julio	28800	5,52	0,803	31	3957,39
Agosto	28800	4,91	0,803	31	3520,07
Septiembre	28800	3,77	0,803	30	2615,60
Octubre	28800	2,38	0,803	31	1706,27
Noviembre	28800	1,45	0,803	30	1006,00
Diciembre	28800	1,28	0,803	31	917,66
Producción promedio anual kWh/año					29731,99

Fuente: Autor

6.5.4. Pérdida de eficiencia

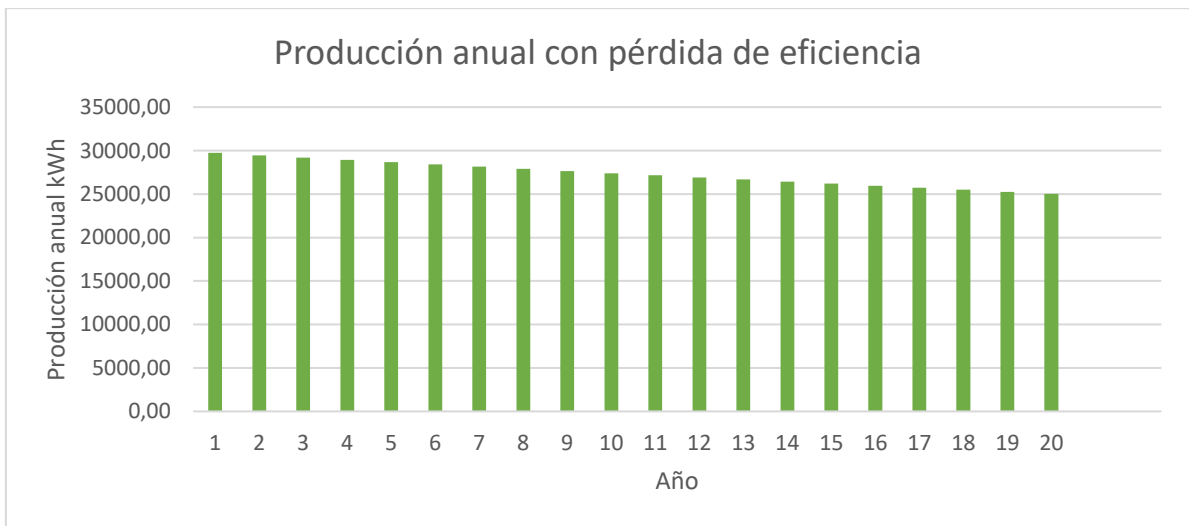


Figura 37 Producción anual de acuerdo a la pérdida de eficiencia

Fuente: Autor

La Figura 37 describe la pérdida de eficiencia del sistema fotovoltaico diseñado con un valor de 0,9% anual, se toma un periodo de 20 años de vida útil, la imagen muestra en el primer año una producción de 29731,99 kWh y para el vigésimo año la producción

desciende a 25033,14 kWh, es decir, la generación del sistema decaerá aproximadamente en un 18% durante su vida útil.

6.5.5. Aumento del consumo anual

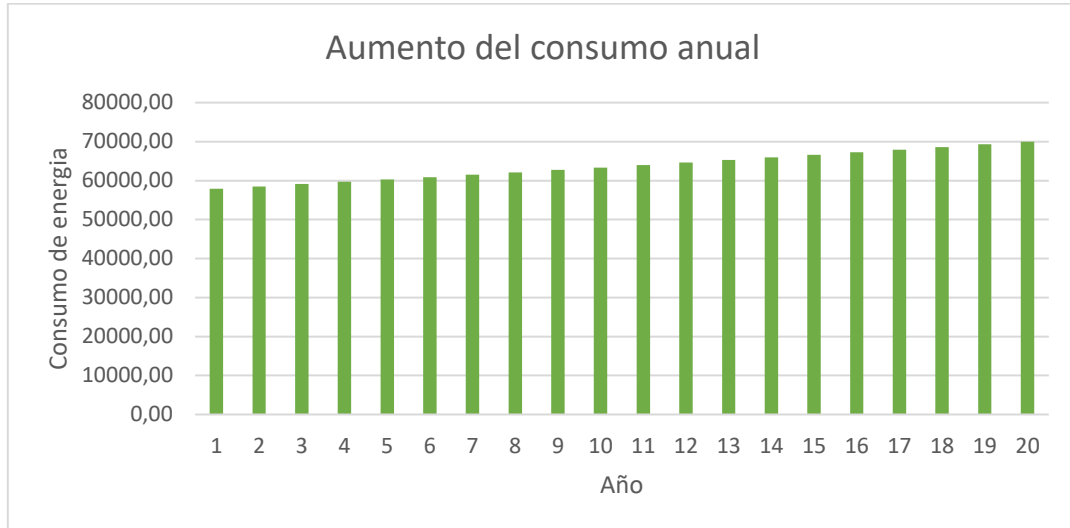


Figura 38 Aumento de consumo de energía eléctrica

Fuente: Autor

La Figura 38 describe el aumento del consumo eléctrico anual que percibirá el caso de estudio, considerando un incremento de 1% anual, la imagen específica una demanda eléctrica de 57715,38 kWh para el primer año y para el vigésimo año la demanda aumenta alrededor de 69726,47 kWh, lo que no muestra que el incremento total de consumo durante los 20 años del sistema fotovoltaico crecerá en un 20%.

6.5.6. Tasa anual de la inflación de la energía

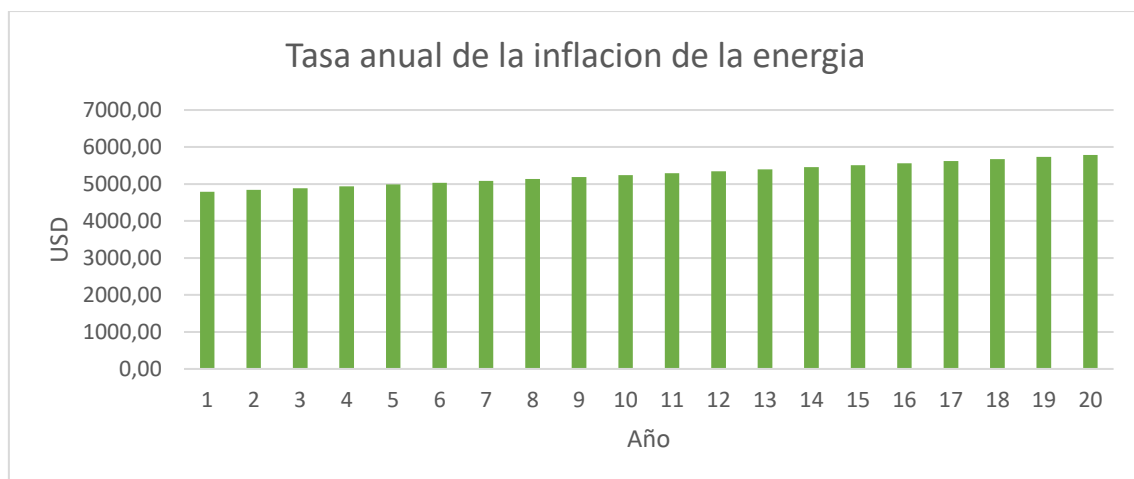


Figura 39 Consumo de energía de acuerdo a la tasa de inflación

Fuente: Autor

La Figura 39 enseña el aumento del costo del kWh en relación al incremento de demanda dado por cada año, en el primer año de ejecución del sistema fotovoltaico el valor económico de la energía consumida es 4808,77 USD y en el vigésimo año de funcionamiento del sistema aumentara cerca de 5809,52 USD.

6.5.7. Flujo de caja

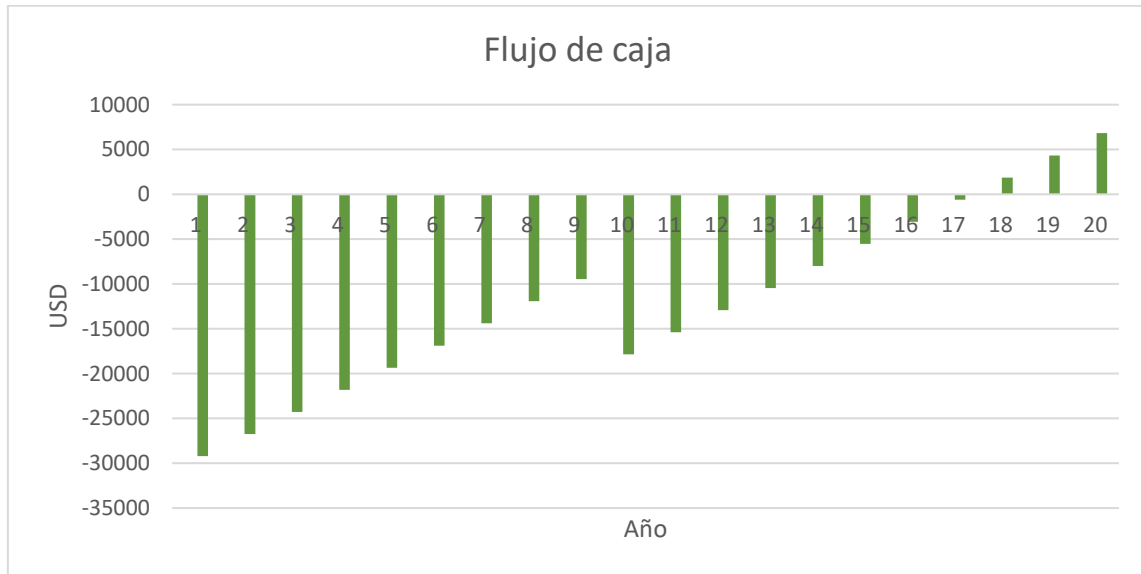


Figura 40 Flujo de caja de acuerdo al sistema fotovoltaico instalado

Fuente: Autor

La Figura 40 detalla el regreso de la inversión solicitada para la implementación del sistema fotovoltaico, los valores negativos simbolizan los consumos y los valores positivos la ganancia generada. Se tiene que la inversión inicial del proyecto es de 31675,24\$, este valor es una referencia a tomar en cuenta durante el tiempo que funcionara el sistema, como se observa hasta el noveno año existe 9465,44 USD como saldo de la inversión inicial. Para el décimo año la inversión se crecerá debido a la necesidad de un cambio de inversores, incrementando así hasta 8536,72 USD, a partir de este año de nuevo se comienza a recuperar la inversión hasta los años 17 y 18 donde se observa que la inversión se logrará recuperar totalmente, y luego se empieza a generar ganancia hasta el último año.

6.5.8. Cálculo de VPN y TIR

Para poder calcular el VPN se toma en cuenta una tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR) del 8%, que es superior a la tasa de interés que pagan los bancos para inversiones, también se considera un proyecto de alto riesgo porque puede cambiar el precio del producto debido a la oferta y la demanda. En caso de que el VPN sea negativo el proyecto no será factible y en caso de ser positivo será viable. Con los datos de la inversión total, flujo neto de efectivo y la tasa de referencia que corresponde al TMAR, con un periodo de 20 años que es el plazo máximo que nos permite la resolución ARCERNNR 001-2021 para este tipo de instalaciones, determinando así los valores que se muestran en la Tabla 13.

*Tabla 13 Valor presente
neto y tasa interna de
retorno*

VPN	\$ -7446,45
TIR	4,65%

Fuente: Autor

Como se sabe el VPN nos indica si obtendremos ganancias en nuestro proyecto de acuerdo a la TMAR que cada inversionista se proponga. En nuestro caso ocupando una TMAR de 8% como resultado se tiene un valor negativo del VPN.

7. Discusión

Debido al cambio de la matriz energética, los proyectos relacionados con energías renovables no convencionales tienen gran importancia en la actualidad. Ecuador es un país que cuenta con gran potencial solar, debido a su ubicación geográfica y además promueve el uso de energías limpias.

Para el caso de estudio, se propuso ocupar valores de radiación solar analizando diferentes plataformas WEB, lo que hace que la producción de energía sea un valor inexacto ya que los valores tomados de la NASA son de imágenes satelitales geoestacionarias. La mejor opción es los datos que nos puede facilitar una estación meteorológica; pero no hay una estación en las coordenadas geográficas donde se implementara el sistema fotovoltaico. En caso de establecer una estación, se tendría que esperar un tiempo determinado para tener la información correcta.

El sistema fotovoltaico y los elementos que lo conforman, se diseñaron de acuerdo al área que se dispone, ya que es el factor limitante para el diseño. Según los cálculos realizados se debe ocupar 142 paneles de 400Wp con un ángulo de inclinación de $6,38^\circ$, pero por el área disponible se considera 72 paneles y el ángulo de inclinación se cambia a 10° , ya que así lo recomienda (NEC, 2011) para facilitar su mantenimiento y cubrir la garantía de los paneles.

Debido a que la ARCERNNR cambia y actualiza las normativas acerca de las directrices para los sistemas fotovoltaicos cada cierto tiempo, y aún no se ha determinado un precio fijo para la generación de energía eléctrica a través de sistema fotovoltaicos; este tipo de proyectos no generan mucha confianza y no tienen el alcance que debería tener dentro del país.

Luego de analizar algunos proyectos de sistemas fotovoltaicos conectados a la red realizados anteriormente, en Ecuador aun no es viable implementar este tipo de sistemas. Por ejemplo proyectos como: “viabilidad técnica y económica de instalar sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica en entornos residenciales de la ciudad de Loja” de Juan Diego Rivera Granda, “Diseño de microgeneración fotovoltaica conectada a la red para el suministro eléctrico de los centros operativos y agencias de la EEQ ubicados al noroccidente y sur de ciudad de Quito” de Javier Geovanny Guevara Ipiales, “Análisis de factibilidad de un sistema de generación fotovoltaica para el sector residencial de la ciudad de Loja” de Edgar Rafael Rivas Celi, “Análisis de viabilidad de la

microgeneración fotovoltaica para residencias en la ciudad de Ibarra” de Geovanny Alexander Martínez Hernández, no son viables implementarlos.

8. Conclusiones

- Se comprobó que los datos proporcionados por la NASA, son bastantes cercanos a los datos de la estación meteorológica de la UNL; dando como valor promedio para la ciudad de Loja alrededor de 3,52 kWh/m²/día.
- El sitio de estudio analizado tiene un consumo promedio anual de 57715,38 kWh/año, mientras nuestro sistema fotovoltaico nos genera alrededor de 29732 kWh/año lo que simboliza aproximadamente un 51% del consumo total del estudio. También se estableció que el ahorro anual que provoca el sistema fotovoltaico, es alrededor de 2341,40 USD, lo que representa cerca del 48% de ahorro.
- Tomando en cuenta los valores que propone el artículo “Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador” de Jorge Muñoz Vizhñay, Marco Rojas Moncayo y Carlos Barreto Calle. El costo total de inversión para generación fotovoltaica es 1,69 USD/Wp, para el costo de la energía se considera, la tasa de descuento del 7%, la vida útil del sistema 20 años, costos anuales de operación y mantenimiento 1%, factor de capacidad 15% y la inversión total inicial 53531,15 USD/kWh, dando como resultado 0,42 USD/kWh el costo de la energía, que sigue siendo mucho mayor que el precio que ofrece la empresa distribuidora.
- La regulación ARCERNR 001/2021 vigente desde abril del año 2021 se muestra como una opción para impulsar la instalación de microsistemas solares en domicilios. Sin embargo, esta propuesta presenta algunos inconvenientes; entre ellos esta lo engorroso del proceso de tramites que hay que seguir para conseguir el permiso de instalación del sistema, el poco atractivo económico que presenta la instalación y el desconocimiento por parte de la población. Lo cual es una fuerte desmotivación para el cliente, al momento de decidir instalar su propio microsistema fotovoltaico.
- En cuanto al estudio económico, se estableció una inversión inicial para el proyecto cerca de los USD 32000, sin considerar el gasto extra de los inversores luego de 10 años. Además, un valor presente neto (VPN) de USD -7446,45 con una tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR) del 8% y una tasa interna de retorno (TIR) del 4,65%. Recuperando la inversión en un periodo de 17 años con 4 meses, dando como resultado un periodo de ingreso de 2 años con 8 meses, tomando en cuenta un tiempo de funcionamiento del sistema de 20 años.

9. Recomendaciones

- Incluir, sugerir normativas y protocolos de diseño internacionales para la implementación de sistemas de generación con energías renovables, especialmente con energía fotovoltaica.
- Realizar un estudio de puesta a tierra del sistema eléctrico previo a la instalación del sistema fotovoltaico.
- Obtener datos confiables de radiación solar; ya que dicho valor es la base para realizar el proyecto y permite acercarnos más a la producción que podría generar el sistema.
- Tomar en cuenta el estudio de cargas sobre la cubierta; para advertir si resiste o no el peso del sistema fotovoltaico previo a su implementación.
- Usar softwares disponibles para el diseño y simulación de sistemas de energía solar fotovoltaica, ya que permite obtener un diseño seguro debido a los diferentes métodos teóricos que ocupan según sea el caso.

10. Bibliografía

- ARCONEL. (2018). Regulación Nro. ARCONEL - OO3/18. *Regulaciones*.
<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/01/074-17.doc.pdf%0Ahttps://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/11/ARCONEL-003-18MICROGENERACION.pdf>
- ARCONEL. (2019). Pliego Tarifario Para Las Empresas Eléctricas de Distribución - Servicio Público de Energía Eléctrica. Periodo: Enero-Diciembre 2020. *Resolución Nro. ARCONEL – 035/19, 19, 35*. https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/pliego_tarifario_del_spee_2020_resolucion_nro_035_19.pdf
- Baca Urbina, G. (2007). *Fundamentos Ingeniería Económica*.
- Bayod, Á. A. (2009). *Sistemas Fotovoltaicos*.
- CNELEP. (2019). *Balance Nacional de Energía Eléctrica - CNELEP*.
<https://www.cnelep.gob.ec/2019/10/balance-nacional-de-energia-electrica/>
- CONELEC. (2008). Atlas solar del Ecuador. *Conelec*, 1–51.
http://www.conelec.gob.ec/archivos_articulo/Atlas.pdf
- Coordenadas geográficas - Wikipedia, la enciclopedia libre*. (n.d.). Retrieved January 9, 2023, from https://es.wikipedia.org/wiki/Coordenadas_geográficas
- Cuenca, W. (2018). *DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA EL SUMINISTRO ALTERNATIVO DE ENERGÍA ELÉCTRICA AL INTERIOR DE UN VEHÍCULO TIPO CASA-RODANTE*.
[https://dspace.unl.edu.ec/jspui/bitstream/123456789/20469/1/Cuenca Benítez%2C Wilson Alcívar.pdf](https://dspace.unl.edu.ec/jspui/bitstream/123456789/20469/1/Cuenca_Benitez%2C_Wilson_Alcivar.pdf)
- Duffie, J. A., Beckman, W. A., & Blair, N. (2013). Solar Engineering of Thermal Processes, Photovoltaics and Wind. In *Solar Engineering of Thermal Processes, Photovoltaics and Wind*. <https://doi.org/10.1002/9781119540328>
- EERSSA. (2021). *EERSSA - Consulta de valores de facturas por consumo de energía eléctrica*. http://186.178.204.52/valores_pagados_facturas/

- Gradella, M. (2012). *Energía Solar Fotovoltaica-Conceptos e Aplicações*.
- Hernández, G. A. M. (2020). ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE LA MICROGENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA RESIDENCIAS EN LA CIUDAD DE IBARRA. In *Universidad Técnica Del Norte*.
<http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/10292>
- Ipiiales, J. G. A., & Pajuña, R. D. G. (2020). *DISEÑO DE MICROGENERACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED PARA EL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE LOS CENTROS OPERATIVOS Y AGENCIAS DE LA EEQ UBICADOS AL NOROCCIDENTE Y SUR DE LA CIUDAD DE QUITO*.
- Irving, K. (n.d.). *Maquinas electricas y transformadores*.
- Jorge Muñoz, Marco Rojas, R. B. (2018). Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador. *Ingenius. Revista de Ciencia y Tecnología*, 60–68.
http://scielo.senescyt.gob.ec/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1390-860X2018000100060&nrm=iso
- Junta de Castilla y León. (2004). “Energía solar fotovoltaica, manual del instalador.” In *Consejería de Economía y Empleo, España*.
- Manuel, A. (2014). *Ingeniería Económica. Nuevo enfoque*.
- Maps, G. (2021). *Google Maps*. <https://www.google.com.ec/maps/@-0.1615789,-78.4845747,19z?hl=es>
- Márquez, C. J. R. (2020). DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA EN EL ECUADOR EN BAJA TENSIÓN. In *Universidad Nacional De Loja*.
http://dspace.unl.edu.ec/jspui/bitstream/123456789/17025/1/TESIS_WILSON_FERNANDO.pdf
- Mera, E., & Emmanuel, B. (2017). *Diseño eléctrico de una vivienda con paneles solares utilizando microinversores, conectados a la red mediante un medidor bidireccional*.
- NASA. (2021). *POWER Data Access Viewer*. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

NEC. (2011). *ENERGÍA RENOVABLE SISTEMAS DE GENERACIÓN CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA SISTEMAS AISLADOS Y CONEXIÓN A RED DE HASTA 100 KW EN EL ECUADOR*. 1–62.

Ochoa, D. G. (2019). *Diseño de una central fotovoltaica de 1 MW en el cantón Zapotillo utilizando el software PVsyst*.

Pedro, H. (2014). *RADIACIÓN DIRECTA, DIFUSA Y REFLEJADA – ARQUITECTURA EFICIENTE*.
<https://pedrojhernandez.com/2014/03/08/radiacion-directa-difusa-y-reflejada/>

Perpiñan Lamigueiro, O. (2012). *Energía Solar Fotovoltaica*.
<http://procomun.wordpress.com/documentos/libroesf>

Proxy, D. B. (n.d.). *ENERGÉTICA FUTURA - BLOG del autoconsumo energético actual y del futuro*. Retrieved January 9, 2023, from
<https://energeticafutura.com/blog/cuanta-energia-se-puede-extraer-de-la-radiacion-solar/>

RETSscreen. (2021). *RETSscreen*. <https://www.nrcan.gc.ca/maps-tools-and-publications/tools/modelling-tools/retscreen/7465>

Rivera, J. D. (2020). *VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE INSTALAR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA EN ENTORNOS RESIDENCIALES DE LA CIUDAD DE LOJA*. In *Universidad Nacional De Loja*.
http://dspace.unl.edu.ec/jspui/bitstream/123456789/17025/1/TESIS_WILSON_FERNANDO.pdf

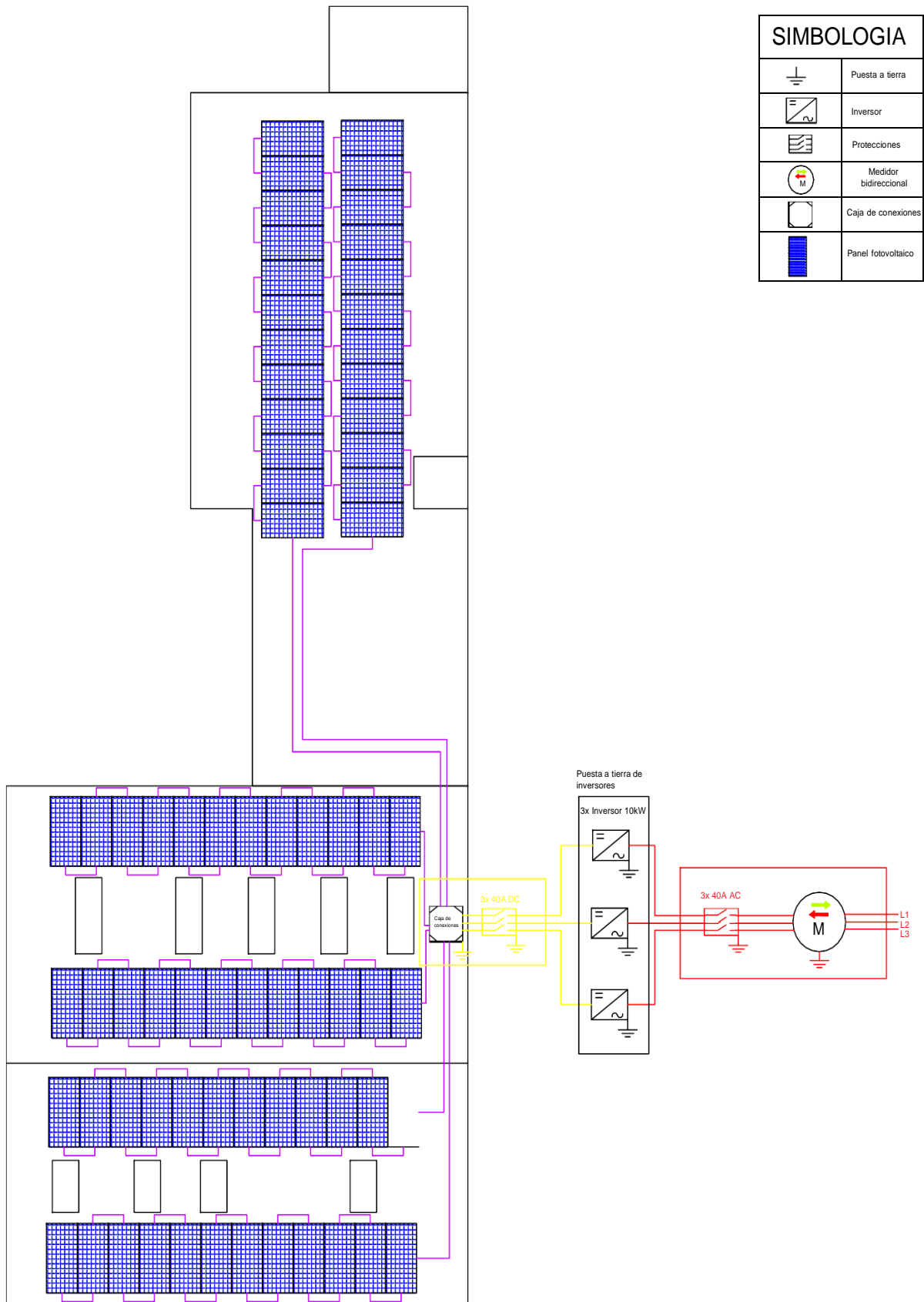
Tipos de paneles fotovoltaicos. (n.d.). Retrieved May 18, 2021, from
<http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/>

11. Anexos

Anexo 1. Cubierta del sitio a implementar



Anexo 2. Esquema de conexión del sistema fotovoltaico



Anexo 3. Características técnicas del panel solar Jinkosolar de 400 Wp



Cheetah HC 72M

390-410 Watt

MONO PERC HALF CELL MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

- Half Cell
- Mono PERC 72 Cell

PERC



KEY FEATURES



5 Busbar Solar Cell

5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



High Efficiency

Higher module conversion efficiency (up to 20.38%) benefit from half cell structure (low resistance characteristic).



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.



Low-light Performance

Advanced glass and cell surface textured design ensure excellent performance in low-light environment.



Severe Weather Resilience

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



Durability Against Extreme Environmental Conditions

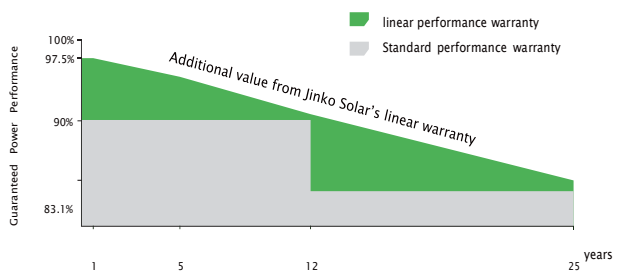
High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.



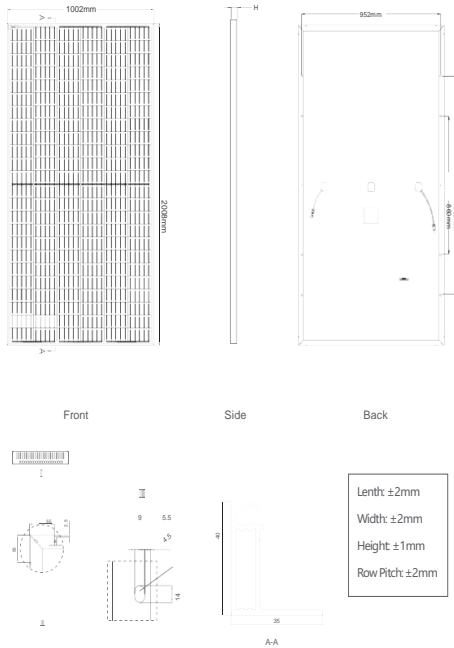
LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty

- ISO9001:2015, ISO14001:2015, OHSAS18001 certified factory
- IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product



Engineering Drawings

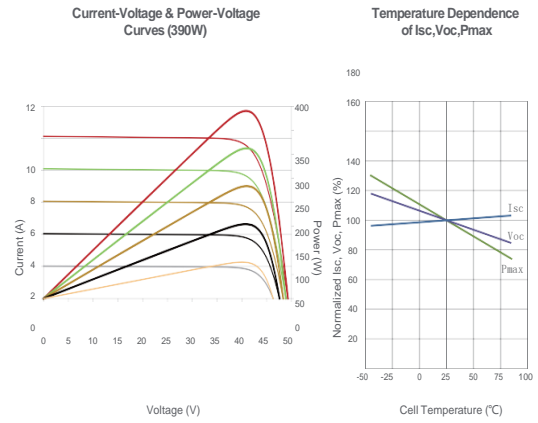


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

27pcs/pallet, 54pcs/stack, 594pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No. of Half-cells	144 (6×24)
Dimensions	2008×1002×40mm (79.06×39.45×1.57 inch)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm ² , (+) 290mm, (-) 145mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM390M-72H		JKM395M-72H		JKM400M-72H		JKM405M-72H		JKM410M-72H	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	390Wp	294Wp	395Wp	298Wp	400Wp	302Wp	405Wp	306Wp	410Wp	310Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.1V	39.1V	41.4V	39.3V	41.7V	39.6V	42.0V	39.8V	42.3V	40.0V
Maximum Power Current (Imp)	9.49A	7.54A	9.55A	7.60A	9.60A	7.66A	9.65A	7.72A	9.69A	7.76A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.3V	48.0V	49.5V	48.2V	49.8V	48.5V	50.1V	48.7V	50.4V	48.9V
Short-circuit Current (Isc)	10.12A	8.02A	10.23A	8.09A	10.36A	8.16A	10.48A	8.22A	10.60A	8.26A
Module Efficiency STC (%)	19.38%		19.63%		19.88%		20.13%		20.38%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum System Voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0~+3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.29%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: ☀ Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

Anexo 4. Características técnicas del inversor Fronius de 10 kW

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging




FRONIUS PRIMO

EL FUTURO DE LA ENERGÍA SOLAR RESIDENCIAL ESTÁ AQUÍ



Proceso de reemplazo



Sistema de instalación



Comunicación



Diseño



Certificación 2014



Integrado

Con rangos de potencia desde 3.8 kW a 15.0 kW, el Fronius Primo es el inversor compacto monofásico sin transformador ideal para aplicaciones residenciales. Su diseño está basado en el sistema de instalación SnapInverter, el cual permite instalaciones y reparaciones sencillas y seguras.

El Fronius Primo tiene características únicas como dos seguidores de máxima potencia, alto voltaje de sistema, un amplio rango de voltaje de entrada y puede instalarse en interior y exterior. Como funciones estándar incluye interfaces Wi-Fi®* y SunSpec Modbus para monitoreo y datalogging, interrupción de circuito por falla de arco (AFCI) probada en campo, certificación NEC 2014 y la plataforma en línea para monitoreo móvil Solar.web. Está diseñado para adaptarse a requerimientos futuros, por lo cual ofrece una solución completa a los cambios de normativas e innovaciones técnicas del mañana. También es compatible con la caja de apagado rápido Fronius Rapid Shutdown Box.

DATOS TÉCNICOS

DATOS GENERALES	FRONIUS PRIMO 3.8 - 8.2	FRONIUS PRIMO 10.0 - 15.0
Dimensiones (ancho x alto x profundidad)	50.5 x 63 x 20.6 centímetros	51.05 x 72.39 x 22.60 centímetros
Peso (kg)	21.45	37.42
Grado de protección	NEMA 4X	
Consumo durante la noche	< 1 W	
Tipología de inversor	Sin transformador	
Enfriamiento	Velocidad de ventilador variable	
Instalación	Interior y exterior	
Rango de operación a temperatura ambiente	-40°F - 131°F (-40 - 55°C)	-40 - 140°F (-40 - 60°C)
Humedad permitida	0 - 100 % (sin condensación)	
Terminales de conexión CD	4x CD+ y 4x CD- terminales de tornillo para cobre (sólido / trenzado / trenzado fino) o aluminio (sólido / trenzado)	4x CD+1, 2x CD+2 y 6x CD- terminales de tornillo para cobre (sólido / trenzado / trenzado fino) o aluminio (sólido / trenzado)
Terminales de conexión CA	Términales de tornillo 12-6 AWG	
Certificaciones y cumplimiento de estándares	UL 1741-2010, UL1998 (para funciones: AFCI monitoreo de aislamiento), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Parte 15 A y B, NEC Artículo 690, C22, 2 No. 107.1-01 (septiembre 2001), UL1699B Issue 2 -2013, CSA TIL M-07 Issue 1 -2013	UL 1741-2015, UL1998 (para funciones: AFCI, RCMU y monitoreo de aislamiento), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Parte 15 A y B, NEC Artículo 690, C22, 2 No. 107.1-01 (septiembre 2001), UL1699B Issue 2 -2013, CSA TIL M-07 Issue 1 -2013

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS PRIMO	INTERFACES	ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS PRIMO
AFCI y NEC 2014	Sí	Wi-Fi*/Ethernet/Serial	Estándar inalámbrico 802.11 b/g/n / Fronius Solar.web, SunSpec Modbus TCP, JSON / SunSpec Modbus RTU
Desconexión de CD	Sí	6 entradas y 4 E/S digitales	Administración de carga, señales, E/S multipropósito
Protección contra polaridad inversa de CD	Sí	USB (Socket)	Actualización de software y datalogging vía USB
Protección contra fallas de tierra con interruptor de monitor de aislamiento	Sí	2x RS422 (RJ45 socket)	Fronius Solar Net, protocolo de interface
		Datalogger y servidor web	Incluidos

DATOS TÉCNICOS

DATOS DE ENTRADA	PRIMO 3.8-1	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 7.6-1	PRIMO 8.2-1
Potencia FV recomendada (kWp)	3.0 - 6.0 kW	4.0 - 7.8 kW	4.8 - 9.3 kW	6.1 - 11.7 kW	6.6 - 12.7 kW
Corriente máxima de entrada utilizable (MPPT 1 / MPPT 2)	18 A / 18 A				
CD total máxima	36 A				
Arreglo máximo de Corriente de Corto Circuito (1.25 Imax) (MPPT 1/MPPT 2)	22.5 A / 22.5 A				
Rango de voltaje operacional	80 V* - 600 V				
Voltaje de entrada máximo	600 V				
Voltaje nominal de entrada	410 V				420 V
Tamaño admisible de conductor de CD	AAWG 14 - AAWG 6				
Rango de voltaje MPP	200 - 480 V	240 - 480 V		250 - 480 V	270 - 480 V
Número de MPPT	2				

* Comenzando con el número de serie 26170960; anterior: 150 V

DATOS DE SALIDA	PRIMO 3.8-1	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 7.6-1	PRIMO 8.2-1
Potencia máxima de salida	208 240	3800 W 5000 W	5000 W 6000 W	6000 W 7600 W	7900 W 8200 W
Corriente Continua máxima de salida	208 240	18.3 A 15.8 A	24.0 A 20.8 A	28.8 A 25.0 A	36.5 A 31.7 A
Capacidad de interruptor de CA	208 240	25 A 20 A	30 A 30 A	40 A 35 A	50 A 45 A
Eficiencia máxima	96.7 %		96.9 %		97.0 %
Eficiencia CEC	95.0 %		95.5 %	96.0 %	96.5 %
Tamaño admisible de conductor de CA	AWG 14 - AAWG 6				
Conexión a red (U _{scd})	208 / 240				
Frecuencia (f)	60 Hz				
Distorsión armónica total	< 5.0 %				
Factor de potencia (cos φ _{scd}) predeterminado	1 (ajustable en menú oculto 0.85 - 1 ind./cap.)				

DATOS DE ENTRADA	PRIMO 10.0-1	PRIMO 11.4-1	PRIMO 12.5-1	PRIMO 15.0-1
Potencia FV recomendada (kWp)	8.0 - 12.0 kW	9.1 - 13.7 kW	10.0 - 15.0 kW	12.0 - 18.0 kW
Corriente máxima de entrada utilizable (MPPT 1 / MPPT 2)	33.0 A / 18.0 A			
CD total máxima	51 A			
Arreglo máximo de Corriente de Corto Circuito (1.25 Imax) (MPPT 1/MPPT 2)	41.3 A / 22.5 A			
Rango de voltaje operacional	80 V - 600 V			
Voltaje de entrada máximo	600 V			
Voltaje nominal de entrada	415 V	420 V	425 V	440 V
Tamaño admisible de conductor de CD	AWG 14 - AWG 6 Cobre directo, AWG 6 aluminio directo (AWG 10 Cobre o AWG 8 aluminio para dispositivos protectores de sobrecorriente de hasta 60 A, de 61 a 100 A mínimo AWG 8 para cobre o AWG 6 aluminio debe ser usado), AWG 4 - AWG 2 Cobre o aluminio con combinador de entradas opcional			
Rango de voltaje MPP	220 - 480 V	240 - 480 V	260 - 480 V	320 - 480 V
Número de MPPT	2			

DATOS DE SALIDA	PRIMO 10.0-1	PRIMO 11.4-1	PRIMO 12.5-1	PRIMO 15.0-1
Potencia máxima de salida	208 240	9995 W 11400 W	11400 W 12500 W	12500 W 15000 W
Corriente Continua máxima de salida	208 240	48.1 A 41.6 A	47.5 A 54.8 A	60.1 A 52.1 A
Capacidad de interruptor de CA	208 240	70 A 60 A	70 A 35 A	80 A 40 A
Eficiencia máxima	96.7 %		96.7 %	
Eficiencia CEC	96.0 %		96.5 %	
Tamaño admisible de conductor de CA	AWG 10 - AWG 2 Cobre (sólido / trenzado / trenzado fino) (AWG 10 Cobre o AWG 8 aluminio para dispositivos protectores de sobrecorriente de hasta 60 A, de 61 a 100 A mínimo AWG 8 para cobre o AWG 6 aluminio debe ser usado), AWG 6 - AWG 2 Cobre (sólido / trenzado) Cableado multi contacto es posible con AWG 12			
Conexión a red (U _{scd})	208 / 240			
Frecuencia (f)	60 Hz			
Distorsión armónica total	< 2.5 %			
Factor de potencia (cos φ _{scd}) predeterminado	1 (ajustable en menú oculto 0.85 - 1 ind./cap.)			

SOMOS TRES DIVISIONES CON UNA MISMA PASIÓN: SUPERAR LÍMITES.

/ No importa si se trata de tecnología de soldadura, energía fotovoltaica o tecnología de Carga de baterías, nuestra exigencia está claramente definida: ser líder en innovación. Con nuestros más de 3,000 empleados en todo el mundo superamos los límites y nuestras más de 1,000 patentes concebidas son la mejor prueba. Otros se desarrollan paso a paso. Nosotros siempre damos saltos de gigante. Siempre ha sido así. El uso responsable de nuestros recursos constituye la base de nuestra actitud empresarial.

Para obtener información más detallada sobre todos los productos de Fronius y nuestros distribuidores y representantes en todo el mundo, visite www.fronius.com

Fronius México S.A. de C.V.
Fronius Monterrey
 Carretera Monterrey Saltillo 3279E
 66367 Santa Catarina, N.L.
 México
 Teléfono +52 81 8882 8200
 ventas.mexico@fronius.com
 www.fronius.mx

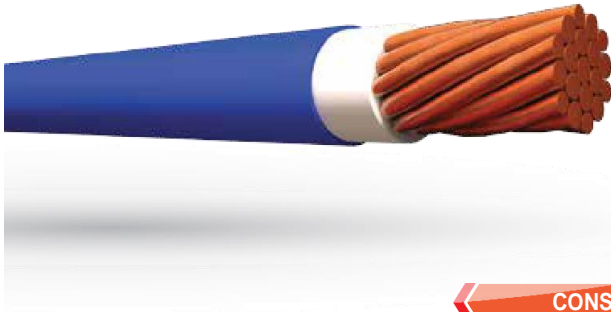
Fronius Puebla
 Calle 4 Pte. 2904, Col. Amor
 72140 Puebla, Puebla
 México
 Teléfono +52 222 268 7664
 ventas.mexico@fronius.com

Fronius International GmbH
 Froniusplatz 1
 4600 Wels
 Austria
 Teléfono +43 7242 241-0
 Fax +43 7242 241-3940
 sales@fronius.com
 www.fronius.com

Anexo 5. Cables comerciales AWG (Electrocables)

CONDUCTORES DE COBRE

THHN



Conductor de cobre para 0.6 kV aislado con policloruro de vinilo (PVC) 90 °C, y chaqueta de poliamida (nylon), resistente a la humedad, calor elevado, aceite y gasolina.

CONSTRUCCIÓN

Los conductores tipo THHN o THWN-2 pueden ser sólidos o cableados y están contruídos con cobre de temple suave, están además aislados con una capa uniforme de material termoplástico policloruro de vinilo (PVC) resistente a la humedad y al calor elevado, sobre la cual se aplica una cubierta protectora de nylon o poliamida. Pueden ser suministrados en colores variados según su calibre y con distintas formas de embalaje.

APLICACIONES

Los conductores de cobre tipo THHN o THWN-2 son utilizados para circuitos de fuerza y alumbrado en edificaciones industriales, comerciales y residenciales, son especialmente aptos para instalaciones especiales por ductos difíciles y para usarse en zonas abrasivas o contaminadas con aceites, grasas, gasolinas, etc. y otras sustancias químicas corrosivas como pinturas, solventes, etc., tal como se especifica en el National Electrical Code. Este tipo de conductor, cuando es utilizado como THHN puede ser usado en lugares secos con temperatura máxima de operación de 90 °C; pero si es utilizado como THWN-2 puede ser usado en lugares secos y húmedos con temperatura máxima de operación de 90 °C, así mismo cuando están expuestos a aceites, grasas, pinturas, solventes químicos, etc. En cuanto a su tensión de servicio, para todas las aplicaciones, es de 0.6 kV.

ESPECIFICACIONES

Los conductores de cobre tipo THHN o THWN-2 fabricados por ELECTROCABLES C.A., cumplen con las siguientes especificaciones y normas:

- ▶ **ASTM B3:** Alambres de cobre recocido o suave.
- ▶ **ASTM B8:** Conductores trenzados de cobre en capas concéntricas.
- ▶ **ASTM B787:** Conductores trenzados de cobre de 19 hilos, formación unilay para ser aislados posteriormente.
- ▶ **UL 83:** Alambres y cables aislados con material termoplástico.
- ▶ **ANSI/NEMA WC-70 ICEA S-95-658** : Cables de potencia nominal 2 kV o menos, para distribución de energía eléctrica.
- ▶ **NTE INEN 2 345:** Conductores y alambres aislados con material termoplástico.

Además de todos los requerimientos del National Electrical Code.

Conductor de cobre para 0.6 kV aislado con policloruro de vinilo (PVC) 90 °C, y chaqueta de poliamida (nylon), resistente a la humedad, calor elevado, aceite y gasolina.

CONDUCTOR			Espesor de Aislamiento (mm)	Espesor de Chaqueta (mm)	Diámetro Externo Aprox. (mm)	Peso total Aprox. (kg / km)	*Capacidad de Corriente (A)
CALIBRE (AWG o kcmil)	Sección Transversal (mm ²)	No. Hilos					
FORMACIÓN SÓLIDO Y CABLEADO CONCÉNTRICO							
14	2,08	1	0,38	0,10	2,59	22,56	25
12	3,31	1	0,38	0,10	3,01	34,32	30
10	5,261	1	0,51	0,10	3,81	54,74	40
8	8,367	1	0,76	0,13	5,04	89,55	55
8	8,367	7	0,76	0,13	5,48	94,93	55
6	13,3	7	0,76	0,13	6,44	144,57	75
4	21,15	7	1,02	0,15	8,22	231,68	95
FORMACIÓN UNILAY							
14	2,08	19	0,38	0,1	2,76	23,58	25
12	3,31	19	0,38	0,1	3,26	35,93	30
10	5,261	19	0,51	0,1	4,11	55,95	40
8	8,367	19	0,76	0,13	5,40	93,62	55
6	13,3	19	0,76	0,13	6,34	142,58	75
4	21,15	19	1,02	0,15	8,09	228,51	95
2	33,62	19	1,02	0,15	9,59	350,90	130
1	42,4	19	1,27	0,18	11,04	437,08	150
1/0	53,49	19	1,27	0,18	12,05	560,77	170
2/0	67,44	19	1,27	0,18	13,17	697,21	195
3/0	85,02	19	1,27	0,18	14,43	868,29	225
4/0	107,2	19	1,27	0,18	15,85	1083,04	260
FORMACIÓN CABLEADO CONCÉNTRICO							
250	126,7	37	1,52	0,2	18,06	1289,56	290
300	152	37	1,52	0,2	19,44	1533,75	320
350	177	37	1,52	0,2	20,74	1774,71	350
400	203	37	1,52	0,2	21,93	2023,85	380
500	253	37	1,52	0,2	24,10	2502,47	430
600	304	61	1,78	0,23	26,70	3015,86	475
750	380	61	1,78	0,23	29,37	3740,80	535
1000	507	61	1,78	0,23	33,28	4947,40	615

*Capacidad máxima de corriente, para no más de 3 conductores en tensión en ducto, cable o tierra (directamente enterrados), para temperatura ambiente de 30 °C. Ref NEC (Tabla 310.16)

Anexo 6. Lista de precios de la empresa Renovaenergía

LISTA DE PRECIOS DE RENOVAENERGIA

B A J O P E D I D O
 P O R L E G A R
 E X I T E N C I A
 I V A

Precios sin incluir el IVA.							
N!	Item	Código	Descripción	Tensión	Potencia	Precio PVP	Garantía
1	Paneles	MD090	Gi Power GP-005P-36, 5Wp 12Vnom	12 V	5 W	\$ 10,13	Garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil que garantiza una potencia no menor al 80% de su valor nominal a los 25 años.
2	Paneles	MD054	Zimpertec MS-010W-6P36, con cable y conector PB	12 V	10 W	\$ 22,05	Garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil que garantiza una potencia no menor al 80% de su valor nominal a los 25 años.
3	Paneles	MD091	Gi Power GP-020P-36, 12Vdc nominal 20Wp	12 V	30 W	\$ 39,38	Garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil que garantiza una potencia no menor al 80% de su valor nominal a los 25 años.
4	Paneles	MD083	Gi Power GP-030P-36, 12Vdc nominal 30Wp	12 V	30 W	\$ 45,68	Garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil que garantiza una potencia no menor al 80% de su valor nominal a los 25 años.
5	Paneles	MD080	Gi Power GP-050P-36, 12Vdc nominal 50Wp	12 V	50 W	\$ 66,15	Garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil que garantiza una potencia no menor al 80% de su valor nominal a los 25 años.
6	Paneles	MD078	Gi Power GP-100P-36, 12Vdc nominal 100Wp	12 V	100 W	\$ 102,38	Garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil que garantiza una potencia no menor al 80% de su valor nominal a los 25 años.
7	Paneles	MD079	Gi Power GP-150P-36, 12Vdc nominal 150Wp	12 V	150 W	\$ 141,75	Garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil que garantiza una potencia no menor al 80% de su valor nominal a los 25 años.
8	Paneles	MD096	Gi Power GP-200P-36, 12Vdc nominal 200Wp	12 V	200 W	\$ 173,25	Garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil que garantiza una potencia no menor al 80% de su valor nominal a los 25 años.
9	Paneles	MD084	Zimpertec SP200-36P, 200W 12Vdc. 200W Vmpp18V, polycrystalline Si, Glass/EVA/Al-Frame, 0.9m 4mm2 wire, S4 terminal	12 V	200 W	\$ 165,38	Garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil que garantiza una potencia no menor al 80% de su valor nominal a los 25 años.
10	Paneles	MD093	Zimpertec SP210-36P, panels 36cells; terminal box 0.9m 4mm2 wire, S4 terminal	12 V	210 W	\$ 173,25	Garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil que garantiza una potencia no menor al 80% de su valor nominal a los 25 años.
11	Paneles	MD068	AlmadenEuropeGmbH Module P60 -10 % transparency 250 Wp	24 V	250 W	\$ 326,03	Garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil que garantiza una potencia no menor al 80% de su valor nominal a los 25 años.
12	Paneles	MD085	JINKO SOLAR JKM275PP-60, 275Wp 24Vdc nominal	24 V	275 W	\$ 156,17	Garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil que garantiza una potencia no menor al 80% de su valor nominal a los 25 años.
13	Paneles	MD094	JINKO SOLAR JKM280PP-60, 280Wp 24Vdc nominal	24 V	280 W	\$ 157,81	Garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil que garantiza una potencia no menor al 80% de su valor nominal a los 25 años.
14	Paneles	MD086	JINKO SOLAR JKM335PP-72 335Wp	24 V	335 W	\$ 165,38	Garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil que garantiza una potencia no menor al 80% de su valor nominal a los 25 años.
15	Paneles	MD092	JINKO SOLAR Cheetah HC JKM390M-72H-V, 0, 390Wp	24 V	390 W	\$ 193,90	Garantía de 10 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil que garantiza una potencia no menor al 80.7 % de su valor nominal a los 25 años.
16	Paneles	MD089	JINKO SOLAR Cheetah HC JKM400M-72H-V, 0, 400Wp	24 V	400 W	\$ 197,16	Garantía de 10 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil que garantiza una potencia no menor al 80.7 % de su valor nominal a los 25 años.
17	Paneles	MD095	JINKO SOLAR Cheetah HC JKM405M-72H-V, 0, 405Wp	24 V	405 W	\$ 199,62	Garantía de 10 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil que garantiza una potencia no menor al 80.7 % de su valor nominal a los 25 años.

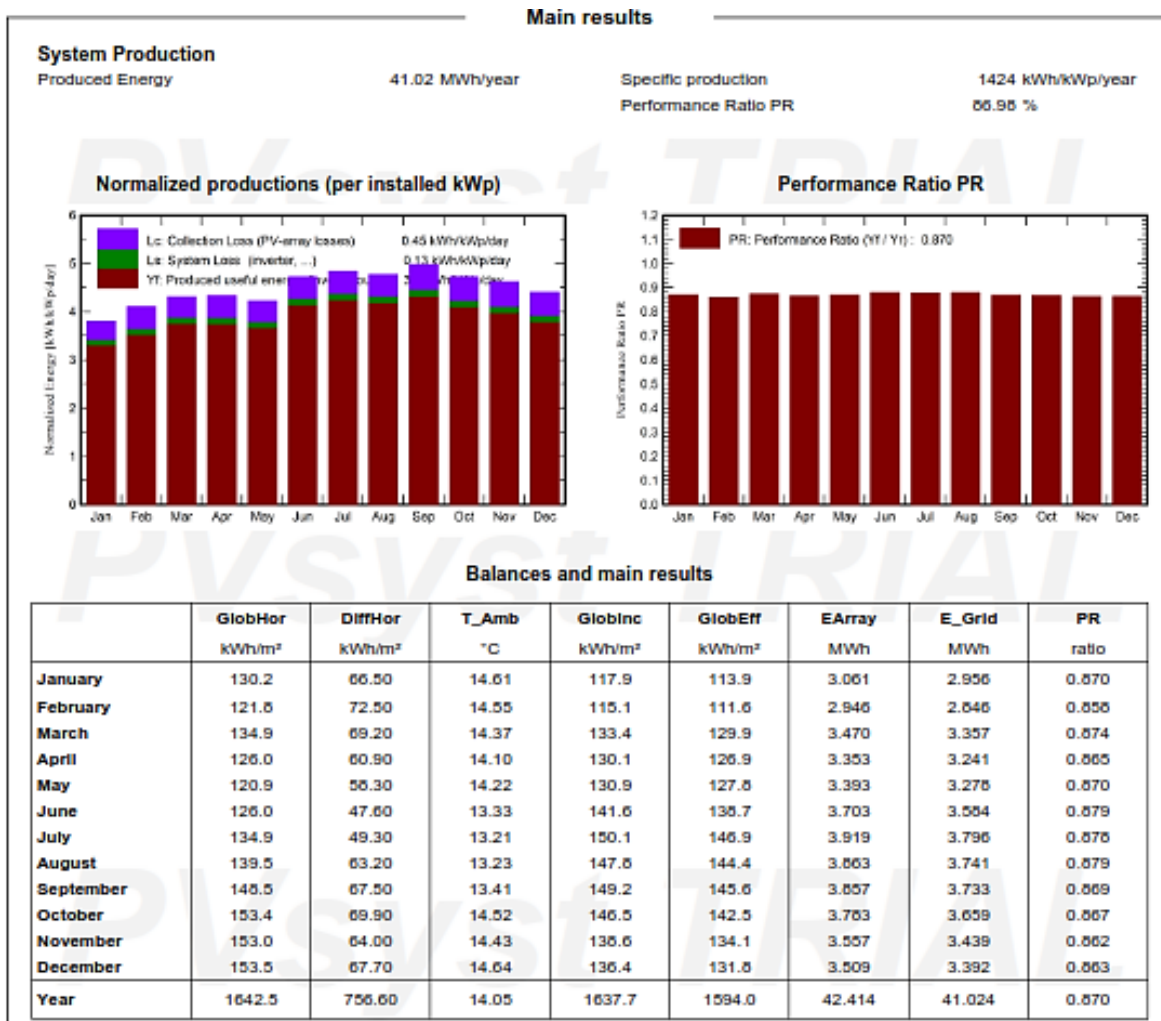
LISTA DE PRECIOS DE RENOVENERGIA

BAJO PEDIDO
POR LEGAR
EXITENCIA
IVA

Precios sin incluir el IVA.

N!	Item	Código	Descripción	Tensión	Potencia	Precio PVP	Garantía			
128	Inversores	IN086	Victron Energy MultiPlus 48/3000/35-16 230V VE.Bus PMP483020001	48V	3000 VA	\$ 1.456,25	Garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil de 10 años.	12%		X
129	Inversores	IN037	Victron Energy Quattro 12/5000/220-100/100 120V QUA125021100	12V	5000 VA	\$ 5.512,50	Garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil de 10 años.	12%		X
130	Inversores	IN040	Victron Energy Quattro 24/5000/120-2x60 120/240V QUA245022100	24V	5000 VA	\$ 4.885,18	Garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil de 10 años.	12%		X
131	Inversores	IN041	Victron Energy Quattro 48/3000/35-50/50 120V QUA483021100	48V	3000 VA	\$ 2.677,50	Garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil de 10 años.	12%	X	
132	Inversores	IN042	Victron Energy Quattro 48/5000/70-100/100 120V QUA485021100	48V	5000 VA	\$ 3.622,50	Garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil de 10 años.	12%		X
133	Inversores	IN085	Victron Energy Quattro 24/8000/200-100/100 230V VE.Bus QUA248020010	24V	8000 VA	\$ 4.312,35	Garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil de 10 años.	12%	X	
134	Inversores	IN084	Victron Energy Quattro 48/10000/140-100/100 120V VE.Bus QUA483100100	48V	10000 VA	\$ 7.465,50	Garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil de 10 años.	12%		X
135	Inversores Red	IR020	StecaGrid 1511, 1500W, 75-360V, 1MPPT 763139	0	0	\$ 1.559,25	Garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil de 15 años.	12%	X	
136	Inversores Red	IR021	StecaGrid 2500, 2500W, 125-600V, IP21, A Sunclix, DC switch, Ethernet 754523	0	0	\$ 1.811,25	Garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una expectativa de vida útil de 15 años.	12%	X	
137	Inversores Red	IR015	Fronius Primo 3.8-1 208-240 WLAN/LAN/Webserver 4,210,064,800	0	0	\$ 1.953,16	Garantía de 5 años y una expectativa de vida útil de 20 años.	12%	X	
			Fronius Primo 3.8-1 208-240 Lite 4,210,064,801							
138	Inversores Red	IR015.1	Fronius Primo 5.0-1 208-240 WLAN/LAN/Webserver 4,210,063,800	0	0	\$ 1.847,00	Garantía de 5 años y una expectativa de vida útil de 20 años.	12%		X
139	Inversores Red	IR016	Fronius Primo 5.0-1 208-240 Lite 4,210,063,801	0	0	\$ 2.073,17	Garantía de 5 años y una expectativa de vida útil de 20 años.	12%	X	
140	Inversores Red	IR016.1	Fronius Primo 6.0-1 208-240 WLAN/LAN/Webserver 4,210,062,800	0	0	\$ 1.987,49	Garantía de 5 años y una expectativa de vida útil de 20 años.	12%		X
141	Inversores Red	IR017	Fronius Primo 6.0-1 208-240 Lite 4,210,062,801	0	0	\$ 2.334,47	Garantía de 5 años y una expectativa de vida útil de 20 años.	12%		X
142	Inversores Red	IR017.1	Fronius Primo 7.6-1 208-240 WLAN/LAN/Webserver 4,210,061,800	0	0	\$ 2.150,19	Garantía de 5 años y una expectativa de vida útil de 20 años.	12%		X
143	Inversores Red	IR018	Fronius Primo 7.6-1 208-240 Lite 4,210,061,801	0	0	\$ 2.705,85	Garantía de 5 años y una expectativa de vida útil de 20 años.	12%	X	
144	Inversores Red	IR018.1	Fronius Primo 8.2-1 208-240 WLAN/LAN/Webserver 4,210,060,800	0	0	\$ 2.653,88	Garantía de 5 años y una expectativa de vida útil de 20 años.	12%		X
145	Inversores Red	IR019	Fronius Primo 8.2-1 208-240 Lite 4,210,060,801	0	0	\$ 3.012,50	Garantía de 5 años y una expectativa de vida útil de 20 años.	12%	X	
146	Inversores Red	IR019.1	Fronius Primo 10.0-1 208-240 WLAN/LAN/web server 4,210,075,800	0	0	\$ 2.823,50	Garantía de 5 años y una expectativa de vida útil de 20 años.	12%		X
147	Inversores Red	IR036	Fronius Primo 10.0-1 208-240 Lite 4,210,075,801	0	0	\$ 3.818,75	Garantía de 5 años y una expectativa de vida útil de 20 años.	12%		X
148	Inversores Red	IR036.1	Fronius Primo 11.4-1 208-240 WLAN/LAN/web server 4,210,076,800	0	0	\$ 3.622,34	Garantía de 5 años y una expectativa de vida útil de 20 años.	12%		X
149	Inversores Red	IR037	Fronius Primo 11.4-1 208-240 Lite 4,210,076,801	0	0	\$ 4.253,29	Garantía de 5 años y una expectativa de vida útil de 20 años.	12%		X
150	Inversores Red	IR037.1	Fronius Primo 12.5-1 208-240 WLAN/LAN/web server 4,210,077,800	0	0	\$ 4.056,89	Garantía de 5 años y una expectativa de vida útil de 20 años.	12%		X
151	Inversores Red	IR038	Fronius Primo 12.5-1 208-240 Lite 4,210,077,801	0	0	\$ 4.489,70	Garantía de 5 años y una expectativa de vida útil de 20 años.	12%		X
152	Inversores Red	IR038.1	Fronius Primo 15.0-1 208-240 WLAN/LAN/web server 4,210,078,800	0	0	\$ 4.298,49	Garantía de 5 años y una expectativa de vida útil de 20 años.	12%		X
153	Inversores Red	IR039	Fronius Primo 15.0-1 208-240 Lite 4,210,078,801	0	0	\$ 5.263,18	Garantía de 5 años y una expectativa de vida útil de 20 años.	12%		X
154	Inversores Red	IR039.1	Fronius Symo Advanced 10.0-3 208-240 WLAN/LAN/Webserver 4,210,090,800	0	0	\$ 5.071,97	Garantía de 5 años y una expectativa de vida útil de 20 años.	12%		X
155	Inversores Red	IR040	Fronius Symo Advanced 10.0-3 208-240 Lite 4,210,090,801	0	0	\$ 4.650,98	Garantía de 5 años y una expectativa de vida útil de 20 años.	12%		X
156	Inversores Red	IR040.1	Fronius Symo Advanced 12.0-3 208-240 WLAN/LAN/Webserver 4,210,091,800	0	0	\$ 4.488,75	Garantía de 5 años y una expectativa de vida útil de 20 años.	12%		X
157	Inversores Red	IR041	Fronius Symo Advanced 12.0-3 208-240 Lite 4,210,091,801	0	0	\$ 5.503,05	Garantía de 5 años y una expectativa de vida útil de 20 años.	12%		X
158	Inversores Red	IR041.1	Fronius Symo Advanced 15.0-3 208 WLAN/LAN/web server 4,210,052,840	0	0	\$ 5.288,20	Garantía de 5 años y una expectativa de vida útil de 20 años.	12%		X
159	Inversores Red	IR025	Fronius Symo 15.0-3 208 WLAN/LAN/web server 4,210,052,840	0	0	\$ 5.082,53	Garantía de 5 años y una expectativa de vida útil de 20 años.	12%		X

Anexo 7. Resultados adicionales de la simulación en PVsyst



Anexo 8. Certificación de traducción del resumen

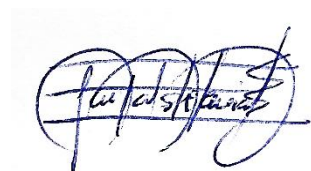
This research project describes the technical and economic study of an industrial electrical installation reinforced with photovoltaic on a roof connected to the public grid. The hypothesis proposes that the photovoltaic system will be able to reduce the customer's electricity demand as much as possible, consequently the monthly electricity bill will be reduced, favoring the customer's economic profitability.

Monthly energy consumption values of the industry have been obtained from the official website of the Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA), in order to to have an estimate of the annual demand for electricity; this method is chosen because the energy produced by the system goes directly to the public grid.

Once the required power of the system (45.55kW) has been estimated, an analysis of different sources of information on the solar potential data available at the study site is carried out, which gives a solar potential of 3.52 HPS. Next, the grid-connected photovoltaic system is sized, considering the available area, which is not sufficient to implement the number of panels required to meet the demand in its entirety. By occupying the entire area, approximately 65% of the energy demand can be satisfied.

Finally, a financial analysis is performed to determine the feasibility of the project and the total cost of the investment required to implement the grid-connected photovoltaic system.

Yo, Paola Nugra Cueva, por la presente certifico que traduje el document adjunto del idioma español al inglés y que es, una traducción correcta de acuerdo a los documentos originales, así lo certifico en base a la formación de grado de Ciencias de la Educación Mención Inglés.



Lic. Paola Nugra Cueva
Maestra Particular del Idioma Inglés.
Registro SENESCYT: 1031-15-1409289