

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA DE LA
INSTALACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PURO EN
COMPARACIÓN DE UN SISTEMA TERMO SOLAR-FOTOVOLTAICO
PARA AUTOABASTECIMIENTO DE USUARIOS RESIDENCIALES**

**ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA DE LA
INSTALACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA EL
AUTOABASTECIMIENTO ELÉCTRICO DE UN USUARIO RESIDENCIAL**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
INGENIERIA ELÉCTRICA**

BRYAN PATRICIO VILLAFUERTE CARRILLO

bryan.villafuerte@epn.edu.ec

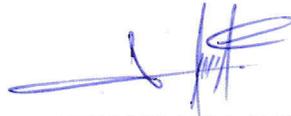
DIRECTOR: XIMENA PATRICIA GAVELA GUAMAN

ximena.gavela@epn.edu.ec

Quito, abril 2023

CERTIFICACIONES

Yo, BRYAN PATRICIO VILLAFUERTE CARRILLO declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.



BRYAN PATRICIO VILLAFUERTE CARRILLO

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por BRYAN PATRICIO VILLAFUERTE CARRILLO, bajo mi supervisión.

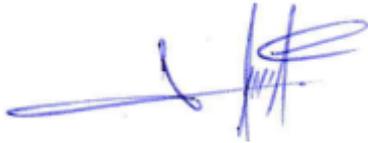


Dr. XIMENA PATRICIA GAVELA GUAMAN

DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.



BRYAN PATRICIO VILLAFUERTE CARRILLO



Dr. XIMENA PATRICIA GAVELA GUAMAN

DEDICATORIA

Dedico mi Trabajo de Integración Curricular a Dios y en especial a mi Madre Rosana Carrillo quien es y será mi pilar fundamental en mi formación personal y profesional, enseñándome buenos valores y el más principal la responsabilidad.

¡Gracias por todo Madre Mía!

AGRADECIMIENTO

Mi eterno agradecimiento a la Escuela Politécnica Nacional por hacerme participe de esta noble institución, por brindarme las herramientas que fueron necesarias para cumplir esta meta que junto a Docentes de calidad se pudo obtener el gran anhelado título de Ingeniero Eléctrico.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTO	IV
RESUMEN	VII
ABSTRACT	VIII
INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVOS	2
CAPITULO 1: Generación Fotovoltaica	2
1.1. Energía Solar.	2
1.1.1. Energía Solar fotovoltaica.....	3
1.2. Radiación solar.....	4
1.2.1. Tipos de radiación solar.....	4
1.2.2. Pico de hora solar.....	5
1.3. Parámetros necesarios para el diseño de un sistema fotovoltaico.	6
1.4. Tipos de sistemas fotovoltaicos.....	7
1.5. Partes de un sistema fotovoltaico.....	8
1.6. Pérdidas existentes en el sistema fotovoltaico.....	11
CAPITULO 2: Marco Regulatorio para la generación distribuida para autoabastecimiento en el Ecuador	12
2.1. Microgeneración.....	12
2.1.1. Ventajas y Desventajas de la microgeneración.....	13
2.2. Marco Regulatorio Ecuatoriano: ARCERNNR.....	13
CAPITULO 3: Fundamentación de los parámetros técnicos y financieros para la evaluación del sistema fotovoltaico	15
3.1. Aspectos básicos del estudio de factibilidad.....	15
3.2. Localización geográfica.	15
3.3. Análisis de la radiación solar.....	16
3.4. Cálculo de la demanda.....	16
3.5. Producción de energía fotovoltaica con la utilización de radiación solar...17	
3.6. Cálculo de la potencia de generación máxima del sistema fotovoltaico.....	18
3.7. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico.	18
3.7.1. Dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos.	19
3.7.2. Dimensionamiento del inversor.....	19
3.7.3. Dimensionamiento del sistema de protecciones y equipos de maniobra.	
20	
3.7.4. Medidor de energía bidireccional.	21

3.8. Cálculo de la separación, inclinación y orientación de los paneles fotovoltaicos.....	22
3.9. Criterios para el análisis de la factibilidad financiera del sistema.	23
3.9.1. Análisis del “VAN” Valor Actual Neto.	24
3.9.2. Análisis del “TIR” Tasa Interna de Retorno.....	24
3.9.3. Análisis del “PayBack” Periodo de Recuperación.....	25
CAPITULO 4: Diseño, análisis e interpretación de resultados del caso de estudio .	25
4.1. Ubicación del sistema.	25
4.2. Factibilidad técnica.	25
4.2.1 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico.....	25
4.2.2 Análisis estadístico de la radiación solar.....	26
4.2.3 Análisis de la demanda eléctrica.....	26
4.2.4 Dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos.	28
4.2.5 Selección del inversor.....	31
4.3. Producción mensual de energía del sistema fotovoltaico.....	32
4.4. Análisis de la energía fotovoltaica efectiva vs energía consumida por el usuario.....	34
4.5. Inversión Inicial.....	35
4.6. Ingresos y Egresos.....	35
4.7. Simulación del Sistema Fotovoltaico en PVSyst.....	42
CAPITULO 5: Análisis comparativo de la factibilidad de la instalación de un sistema fotovoltaico puro versus un sistema híbrido termo-solar fotovoltaico	49
CONCLUSIONES	52
RECOMENDACIONES	53
REFERENCIAS	55
ANEXOS	58

RESUMEN

El uso de energías renovables no convencionales cada vez es más notorio en el mundo, debido aspectos como el avance tecnológico (generación distribuida, redes eléctricas inteligentes, nuevas tecnologías para el desarrollo de energías renovables), mejora de los incentivos económicos por parte del gobierno o la necesidad de reducir las emisiones de CO₂ al medio ambiente que generan las centrales eléctricas convencionales a nivel mundial.

Dentro de este escenario, y con el fin de aprovechar el gran potencial que tienen el Ecuador en lo que respecta al recurso solar a gran escala, mediante la regulación ARCERNNR 001/21, el país incentiva a clientes residenciales e industriales que estén conectados a la red a implementar sistemas de microgeneración para autoabastecerse de energía, bajo el criterio de compensación con el sistema del Net Metering.

Bajo estos antecedentes, se presenta este Trabajo de Integración Curricular, cual tiene como alcance el estudio de la factibilidad técnico – financiera de la instalación de un sistema fotovoltaico para el autoabastecimiento eléctrico de un usuario residencial ubicado en la Mitad del Mundo, Quito - Ecuador. El estudio está compuesto por 5 capítulos donde se abordarán temas de diseño y dimensionamiento de un sistema fotovoltaico bajo los criterios emitidos por la regulación ARCERNNR 001/21.

Además, el diseño será validado con una simulación en el programa PVSyst, para finalmente realizar el análisis financiero total del sistema fotovoltaico propuesto.

PALABRAS CLAVE: Sistema fotovoltaico, autoconsumo, pliego tarifario, Net Metering, PVSyst.

ABSTRACT

The use of non-conventional renewable energies is becoming more and more notorious in the world, due to aspects such as technological progress (distributed generation, smart electricity grids, new technologies for the development of renewable energies), improvement of economic incentives by the government or the need to reduce CO₂ emissions to the environment generated by conventional power plants worldwide.

Within this scenario, and in order to take advantage of the great potential that Ecuador has in regards to large-scale solar resources, through regulation ARCERNNR 001/21, the country encourages residential and industrial clients that are connected to the network to implement microgeneration systems to self-supply energy, under the criteria of compensation with the Net Metering system.

Under this background, this Curricular Integration Work is presented, whose scope is the study of the technical-financial feasibility of the installation of a photovoltaic system for the electrical self-supply of a residential user located in the Middle of the World, Quito - Ecuador. The study is made up of 5 chapters where issues of design and sizing of a photovoltaic system will be addressed under the criteria issued by the ARCERNNR 001/21 regulation.

In addition, the design will be validated with a simulation in the PVSyst program, to finally carry out the total financial analysis of the proposed photovoltaic system.

KEYWORDS: Photovoltaic system, self-consumption, tariff schedule, Net Metering, PVSyst.

INTRODUCCIÓN

Una manera alternativa de generar energía limpia con la utilización de fuentes renovables existentes en el mundo es la energía fotovoltaica, que utilizan la radiación solar para generar electricidad y así se abastece de energía a zonas que se encuentran alejadas a la red eléctrica o conectadas a la red, como también entregar energía eléctrica en áreas de difícil acceso para la extensión de redes, ya sea redes de transmisión o distribución, cubriendo las necesidades de electrificación en las zonas mencionadas.

En el Ecuador la tecnología fotovoltaica para generar energía eléctrica se está usando cada vez más ya que los componentes: celdas fotovoltaicas, inversores, soportes, cableado y baterías, en términos de inversión, cada vez son más accesibles al público.

En cuanto a la ventaja de este tipo de sistemas, resaltan su fácil instalación, la fuente de energía que utilizan es el sol y es una energía limpia, renovable y gratuita, el mantenimiento para los sistemas fotovoltaicos son muy fáciles de realizar y muy reducidos, la operación es silenciosa y automática. Además de lo mencionado, destacan dos ventajas muy importantes de los sistemas fotovoltaicos como su autonomía y fácil expansión, lo que los vuelve como una opción muy práctica para autoabastecimiento de usuarios de tipo residencial, comercial o industrial, quienes obtendrían beneficios como la reducción de los costos de la planilla eléctrica emitida por la empresa distribuidora.

La Agencia de Regulación y Control de Energías y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR), aprobó el 5 de abril del 2021 la regulación 001/21 “Marco normativa de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica”, la cual servirá para que los usuarios residenciales puedan autoabastecerse de energía eléctrica para cubrir su demanda y los excedentes generados entregar a la red. La regulación establece los parámetros técnicos, comerciales y legales para que los consumidores puedan instalar su propio sistema fotovoltaico, con una potencia nominal de hasta 1MW. El sistema fotovoltaico está enmarcado en la política nacional de servir de energía eléctrica con la utilización de fuentes renovables no convencionales, reduciendo el impacto ambiental e integrando socios estratégicos a los dueños de los sistemas de generación distribuida [1].

En este documento se presenta un análisis técnico – financiero de los sistemas fotovoltaicos para autoabastecimiento de usuarios residenciales, basado en el marco regulatorio vigente en el país para promocionar más el uso de energías renovables no convencionales y crear

conciencia del uso eficiente de la energía, con el fin de brindar alternativas a los ciudadanos de obtener un sistema de generación para autoabastecerse total o parcial de energía eléctrica.

OBJETIVOS

Objetivo General:

- Realizar un análisis de la factibilidad técnico – financiera de la instalación de un sistema fotovoltaico para el autoabastecimiento eléctrico de un usuario residencial.

Objetivos Específicos:

- Realizar una investigación bibliográfica sobre las regulaciones vigentes en el país para la incorporación sistemas fotovoltaicos para el autoabastecimiento de usuarios residenciales.
- Establecer el tipo de usuario factible para la instalación de un sistema fotovoltaico para el autoabastecimiento, así como las condiciones de radiación.
- Diseñar el sistema fotovoltaico para un usuario tipo a través de un software técnico.
- Realizar el análisis de factibilidad financiera del proyecto.
- Realizar un análisis comparativo de la factibilidad de la instalación de un sistema fotovoltaico puro versus un sistema termo-solar fotovoltaico.

CAPITULO 1: Generación Fotovoltaica

1.1. Energía Solar.

La principal fuente de energía proviene directamente del sol Figura (1.1), esta energía se puede canalizar de dos distintas formas: energía solar fotovoltaica que mediante células fotovoltaicas se genera la electricidad y energía solar térmica que aprovechando el calor producido por el sol y mediante arreglos mecánicos de baja y alta temperatura generan electricidad [2].



Figura 1.1 Energía Solar [3]

La energía solar presenta una serie de ventajas y desventajas que se presentan a continuación [4]:

➤ **Ventajas.**

- El sol es un recurso cuantioso e interminable.
- La instalación no posee de elementos movibles.
- Costos de mantenimiento reducidos y de poca frecuencia.
- Elementos con una vida útil extensa, excepto las baterías.
- Constituyen un sistema confiable y seguro para la operación.
- La ubicación del sistema en cualquier parte y altura sobre el nivel del mar será la misma.

➤ **Desventajas.**

- Alto costo inicial.
- Personal calificado para la instalación y mantenimiento del sistema.
- Elementos con altos niveles de toxicidad (celdas, baterías).
- Condiciones climáticas no debidas no existe una óptima operación del sistema.

1.1.1. Energía Solar fotovoltaica.

El efecto fotoeléctrico o fotovoltaico es primordial para la producción de energía de este tipo, en otras palabras, transformar la radiación solar en energía eléctrica. Dicha transformación se da mediante la captación de la radiación solar en una célula fotovoltaica Figura (1.2), este fenómeno produce un campo eléctrico que a su vez genera corriente continua CC [5].



Figura 1.2 Energía Solar Fotovoltaica [6]

1.2. Radiación solar.

Se denomina radiación solar a la transferencia de energía mediante ondas electromagnéticas, que son producidas en todas las direcciones que son emitidas desde las fuentes. Las ondas electromagnéticas del sol como de las estrellas tienen la capacidad de atravesar la atmósfera.

Estas ondas tienen una longitud, que se representa con λ_0 y una frecuencia ν , que se representa en la siguiente Ecuación (1.1) [5].

$$\lambda_0 = \nu * c \quad (1.1)$$

En donde c es la velocidad de la luz.

1.2.1. Tipos de radiación solar.

La radiación solar se clasifica en varios tipos dependiendo de la forma en como reciben los rayos solares los equipos que están instalados en la superficie terrestre.

- a) **Radiación directa:** [7] Afirma: “dicha radiación cae directamente del sol sin desviarse de la trayectoria al cruzar por la atmósfera, tomando en cuenta que a la atmósfera llega un 100% de la radiación emitida por el sol, y al pasar por la misma solo un 25% de la radiación alcanza a llegar a la superficie de la Tierra de manera directa”
- b) **Radiación difusa:** Al pasar por la atmósfera, los rayos del sol sufren una desviación en la dirección antes de llegar a la superficie terrestre. La nueva dirección que

toman los rayos del sol se debe a la colisión de los rayos con moléculas y partículas que se encuentran en el aire [7].

- c) **Radiación reflejada:** Es la radiación producida por el reflejo de los rayos del sol en objetos localizados en la superficie terrestre, estos objetos pueden ser: lagos, suelos, paredes y más [5].
- d) **Radiación total:** Es la suma de todas las radiaciones antes mencionadas Figura (1.3).



Figura 1.3 Tipos de Radiación [8]

1.2.2. Pico de hora solar.

Es necesario tener en cuenta dos términos muy importantes que se maneja en los sistemas fotovoltaicos como es irradiancia e irradiación.

- **La irradiancia:** es la potencia o radiación solar incidente que recibe cada unidad de superficie, en otras palabras, es la intensidad de la radiación solar y se mide en kW/m^2 . Con esta unidad es posible el cálculo de la cantidad de energía eléctrica que genera un panel fotovoltaico y además con el valor de irradiancia se puede estimar la zona o lugar indicado para la instalación del sistema fotovoltaico [9].
- **La irradiación:** se define como la integral de la irradiancia para un determinado intervalo de tiempo, en otras palabras, es la potencia incidente por cada unidad de superficie en un determinado tiempo. La unidad de medida según el Sistema Internacional es kWh/m^2 , y se representa con la letra "H" [10].

Las horas pico en donde existe mayor radiación solar está relacionada con la radiación, además es muy importante para realizar el cálculo de la producción que tendrá un sistema fotovoltaico.

El autor Marcelo Cárdenas [11] afirma: “Es energía recibida en un número de horas equivalentes con una irradiancia promedio de $1000 \frac{W}{m^2}$ durante el día”. En la Figura (1.4) se observa el comportamiento típico de la generación solar en función de las horas del día, es decir, se puede localizar el número de horas en que los paneles fotovoltaicos generan a su potencia máxima [9].

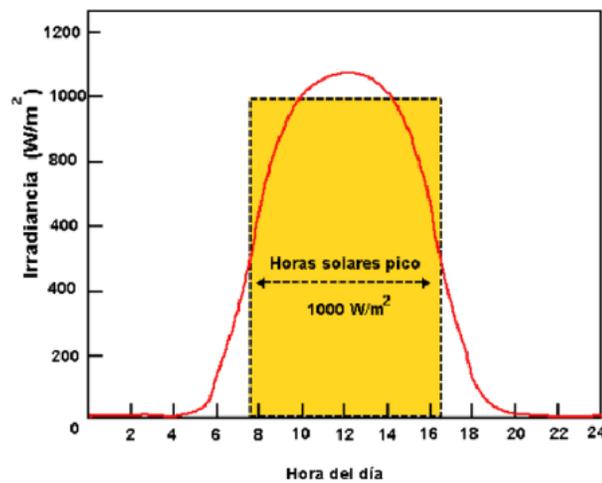


Figura 1.4 Pico de Hora Solar [12]

1.3. Parámetros necesarios para el diseño de un sistema fotovoltaico.

Todos los modelos fotovoltaicos existentes en el mercado tienen el mismo principio de generación, pero existen modelos que dependen de algunos factores como son [5]:

- Ubicación geográfica
- Zona de instalación
- Potencia requerida
- Tipo de corriente (CA, CC)
- Tipo de sistema fotovoltaico: aislado o conectado a la red
- Presupuesto para la instalación del sistema fotovoltaico, el cual debe ser bien detallado bajo los términos y condiciones brindadas por el cliente para así evitar problemas a futuro
- Características propias de los materiales
- Regulaciones y leyes a los que están sometidos los sistemas fotovoltaicos

1.4. Tipos de sistemas fotovoltaicos.

En [13] se plantea una clasificación de los sistemas fotovoltaicos por su tamaño de potencia y aplicación.

- **Tamaño de potencia:**

Pequeñas instalaciones	1 – 5 kW
Medianas instalaciones	5 – 100 kW
Grandes instalaciones	100 kW – 1 MW
Centrales fotovoltaicas	1 – 50 MW

- **Tipo de aplicación:**

- **Sistema Fotovoltaico autónomo o aislado:** este sistema debe suministrar energía eléctrica durante todo el día, incluso si existen días de poca radiación. Para cumplir con el suministro eléctrico es necesario la incorporación de baterías, inversor y controladores de carga. Es necesario la estimación de la demanda, ya que este sistema tiene como objetivo el suministro de energía eléctrica al 100% de la demanda instalada [11]. En la Figura (1.5) se observa el esquema del sistema fotovoltaico autónomo o aislado.

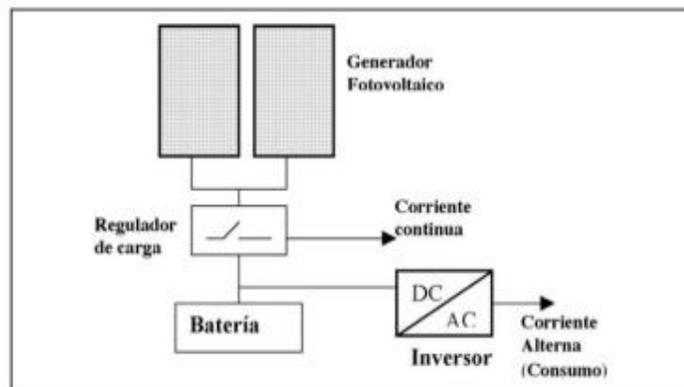


Figura 1.5 Sistema aislado o autónomo [5]

- **Sistema Fotovoltaico conectado a la red:** este sistema está compuesto por dos fuentes de energía: la red eléctrica y la fotovoltaica, lo que hace más fiable al sistema. El excedente de energía producida por el sistema fotovoltaico se puede entregar a la red mediante un inversor y no es

necesario la implementación de baterías. En la Figura (1.6) se observa el esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red [11].

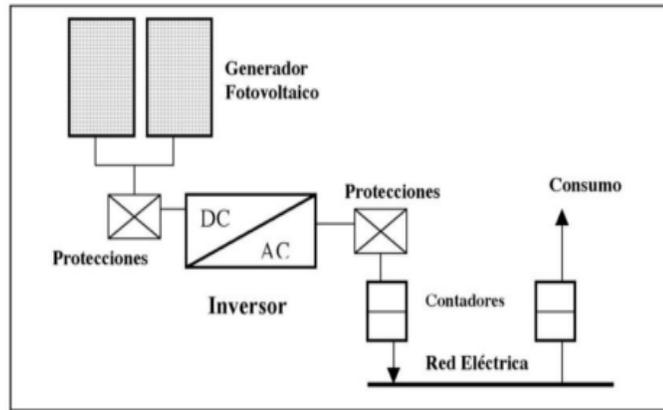


Figura 1.6 Sistema conectado a la red [5]

1.5. Partes de un sistema fotovoltaico.

- **Panel solar:** parte fundamental del sistema fotovoltaico, está compuesto por una serie de celdas fotovoltaicas que captan la energía solar y la convierten en energía eléctrica como se observa en la Figura (1.7).

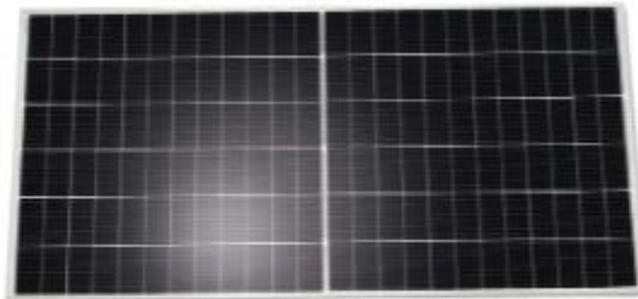


Figura 1.7 Panel solar [14]

- **Batería:** Elemento encargado del almacenamiento de la energía generada por el panel solar. Este elemento es fundamental para el sistema fotovoltaico aislado o autónomo, ya que necesita almacenar energía en días de poca radiación solar o en la noche como se observa en la Figura (1.8) [15].



Figura 1.8 Batería [16]

- **Regulador de carga:** Se encarga del monitoreo del flujo de corriente que va desde el panel solar hacia las baterías. Cuando las baterías están a plena carga, el regulador impide el paso de la corriente para así evitar la sobrecarga de las baterías. En la Figura (1.9) se observa el esquema básico de un regulador de carga [15].



Figura 1.9 Regulador de Carga [17]

- **Inversor:** también conocido como ondulador o convertidor de energía, son dispositivos electrónicos cuyo fin es transformar de corriente continua (CC) a corriente alterna (CA) la energía producida por los paneles solares. En la Figura (1.10) se observa un modelo de inversor [18].



Figura 1.10 Inversor [14]

- **Protecciones:** se utilizan elementos de protección comunes en las instalaciones eléctricas para la protección de: cortocircuitos, sobrecargas, sobrevoltajes o fallas en el aislamiento. En la Figura (1.11) se observa los elementos comunes para la protección del sistema fotovoltaico [18].

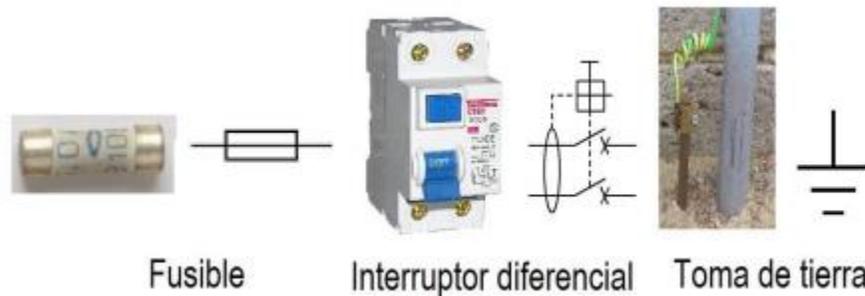


Figura 1.11 Elementos de Protección [5]

- **Estructuras de soporte:** elementos que ayudan a la fijación y protección mecánica del sistema. Estas estructuras deben tener una inclinación de 5° y 10°, además el soporte no debe ocasionar sombra en los paneles solares en ningún instante del día [19].
- **Medidor de energía bidireccional:** mide la cantidad de energía que se suministra y se consume de la red, para después de un tiempo establecido comparar dichos valores y de ser el caso el cliente reducir el costo de la planilla siempre y cuando la empresa tenga a su favor energía entregada por el cliente. En la Figura (1.12) se observa un medidor bidireccional marca IUSA [20].



Figura 1.12 Medidor bidireccional [21]

- **Cables:** El cableado de los paneles fotovoltaicos deben cumplir con las normas establecidas por el código eléctrico del país. Se debe considerar que el cableado para exteriores debe cumplir las siguientes especificaciones: resistencia de los rayos ultravioleta, a temperaturas de 90° C, presencia de humedad y tener doble aislamiento [19].

1.6. Pérdidas existentes en el sistema fotovoltaico.

En generación fotovoltaica y como en otros tipos de generación existen pérdidas y dichas pérdidas son un factor determinante la estimación de su producción. Las pérdidas pueden ser producidas por situaciones internas o externas del sistema, entre ellas se encuentra: el polvo, la inclinación y la orientación, la reflectancia angular, la temperatura, el cableado, la nubosidad. [22] En la Tabla (1.1) se muestra las pérdidas con su porcentaje respectivo.

Tabla 1.1 Pérdidas en los sistemas fotovoltaicos [23]

Pérdidas en los sistemas fotovoltaicos	
Pérdidas por temperatura	4 – 5 %
Pérdidas por sombra	3 %
Pérdidas por polvo o suciedad	4 %
Pérdidas óhmicas (cables)	3 %
Pérdidas por rendimiento del inversor	2 %
Pérdidas angulares	1 – 7 %

CAPITULO 2: Marco Regulatorio para la generación distribuida para autoabastecimiento en el Ecuador

2.1. Microgeneración.

Durante los últimos años varios países alrededor del mundo vienen experimentando un constante cambio que prioriza la producción de energía mediante el uso de recursos renovables, para así tener energía limpia, sostenible y eficiente para el consumo de la demanda.

Dentro de las energías más utilizadas para la producción de energía eléctrica están la proveniente del sol, el viento y el agua. Cada vez los sistemas que autogeneran y distribuyen energía son más habituales y el tema de microgeneración para viviendas es nuevo en el país por lo que en el desarrollo de dicho trabajo de integración curricular se dará a conocer las diferencias entre los sistemas fotovoltaicos y termo solares [11].

La microgeneración de energía renovable hace referencia a la generación a pequeña escala de energía mediante la utilización de recursos como el sol o el viento para generar energía eléctrica y térmica para autoabastecimiento garantizando así el suministro de energía en zonas de poco acceso (zonas rurales) como se observa en la Figura (2.1).

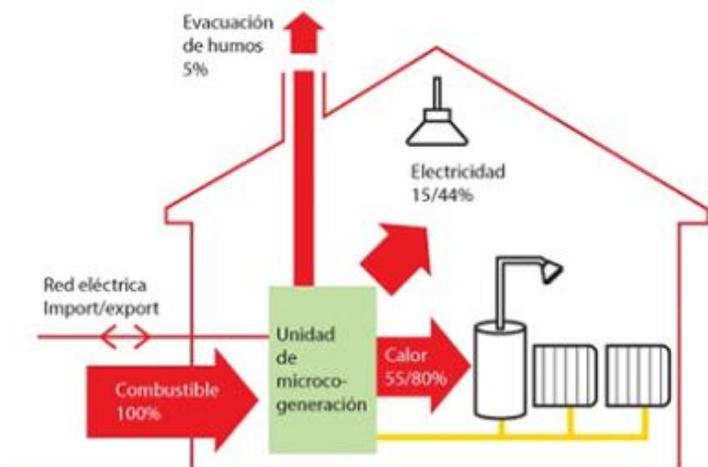


Figura 2.1 Autogeneración. [24]

Para el diseño de un sistema de microgeneración para autoabastecimiento, es necesario el cálculo de demanda promedio como también la disponibilidad del recurso renovable como es el viento o el sol en el lugar donde se instalará el sistema de micro generación, a este proceso se lo denomina cálculo de balance energético [5].

Los sistemas de microgeneración renovable se caracterizan por [10]:

- La energía generada sirve para autoabastecerse, pudiendo estar conectado o no a la red de la distribuidora.
- Uso estricto de energías renovables.
- Su capacidad de generación cubre la demanda total o parcial del usuario.
- Se localiza en la zona de residencia del usuario.

2.1.1. Ventajas y Desventajas de la microgeneración.

A continuación, se detalla las ventajas y desventajas de la micro generación según [10]:

➤ **Ventajas.**

- La inversión realizada por los usuarios en los sistemas de microgeneración ayudan reducir el impacto ambiental
- Diversificación de la matriz energética
- Reducción del consumo de combustibles fósiles
- Energías alternativas más eficientes.

➤ **Desventajas.**

- Alto costo de instalación.
- Impacto visual negativo ya que causan molestias (paneles solares, turbinas eólicas, entre otras).
- Limitación de la generación en la zona de instalación.

2.2. Marco Regulatorio Ecuatoriano: ARCERNNR.

En el año 2021 la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables emite la regulación Nro. ARCERNNR – 001/2021: “Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica” [1]. La regulación tiene como objetivo establecer los requisitos y condiciones necesarios para la habilitación, conexión y operación de los sistemas de microgeneración basados en la utilización de energías renovables siempre y cuando sea para el autoabastecimiento en consumidores regulados, tomando en cuenta los diferentes escenarios que se producen cuando el sistema autoabastezca a la demanda propia del cliente y eventualmente tenga excedentes de energía. Para el caso en el que se tenga excedentes de energía, se puede inyectar el excedente a la red de bajo o medio voltaje y para realizar el pago de dicha energía se realiza un balance mensual neto de energía como se observa en la Figura (2.2).

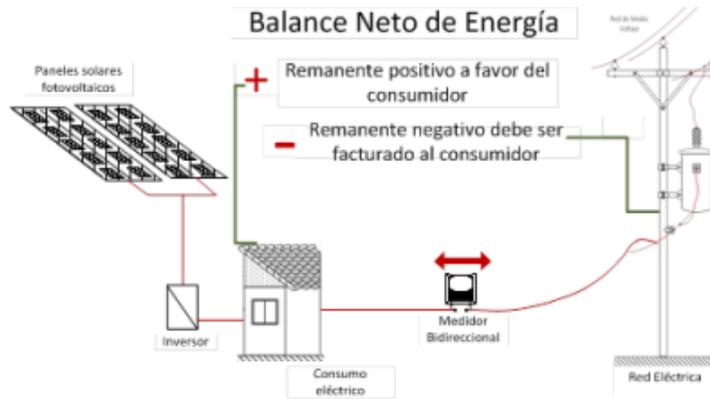


Figura 2.2 Balance Neto [25].

La empresa distribuidora es la encargada de realizar el balance económico de energía de manera mensual, para lo cual utiliza los registros de energía inyectada como también los datos de energía consumida, estos datos se pueden visualizar en el medidor bidireccional.

Para la liquidación de energía entregada a la red, la empresa distribuidora debe realizar mes a mes el balance neto de energía entregada y consumida por el consumidor con el sistema de micro generación (sistema fotovoltaico). Este balance se realiza de acuerdo con la Ecuación (2.1) [1].

$$ENET_i = ERED_i - EINY_i \quad (2.1)$$

Donde:

- $ENET_i$: Energía neta en el periodo mensual de consumo i (kWh)
- $ERED_i$: Energía consumida desde la red de distribución en el periodo mensual de consumo i (kWh)
- $EINY_i$: Energía inyectada por el SGDA en el periodo mensual de consumo i (kWh)
 - a) Si $ENET_i \leq 0$; existe un remanente negativo.
 - b) Si $ENET_i > 0$; existe un remanente positivo.

Para el caso a) la empresa distribuidora liquidará al usuario por concepto de energía consumida, con un valor de EFi (Energía Facturable correspondiente al mes i) = 0, además el CEM_i (Crédito de Energía a favor del consumidor obtenido en el mes i kWh) = $|ENET_i|$ [1].

Para el caso b) tiene un saldo de energía a favor, que pasara al siguiente mes y así sucesivamente hasta que llegue al periodo de reseteo, este periodo de reseteo del

crédito energético es de 24 meses desde la fecha en la que fue autorizada la operación del sistema fotovoltaico en lo cual empieza desde cero hasta que existe una razón para la desconexión o cumpla con la vida útil del sistema que es de 25 años [26].

Por último, la empresa distribuidora debe tomar en cuenta que el consumidor debe cumplir con el pago mensual del rubro de alumbrado público, recolección de basura y bomberos.

CAPITULO 3: Fundamentación de los parámetros técnicos y financieros para la evaluación del sistema fotovoltaico

En este capítulo se presenta los parámetros técnicos y financieros para la evaluación del sistema fotovoltaico el cual consta de los siguientes temas: aspectos básicos del estudio de factibilidad, localización geográfica, análisis de la radiación, cálculo de la demanda, producción de energía fotovoltaica, cálculo de potencia máxima del sistema fotovoltaico, dimensionamiento del sistema fotovoltaico, criterios para el análisis de la factibilidad financiera del sistema.

3.1. Aspectos básicos del estudio de factibilidad.

A continuación, se detalla el procedimiento a seguir para el desarrollo del proyecto, el mismo que cuenta con 7 etapas principales:

- Descripción rápida de la zona de estudio.
- Incidencia de la radiación solar en la zona de estudio.
- Dimensionamiento de los componentes del sistema fotovoltaico.
- Cálculo de potencia del sistema fotovoltaico.
- Estudio financiero.
- Simulación.
- Análisis de resultados.

3.2. Localización geográfica.

El sistema fotovoltaico se implementará en el sector de la Mitad del Mundo, que se encuentra localizada en la ciudad de Quito en la parroquia de San Antonio de Pichincha con una altitud de 2464, latitud de 0° 0' 00" N y una longitud de 78° 27' 19" O.

El sector cuenta con un clima cálido seco, una temperatura promedio de 18° y es una localización ideal para la implementación de dicho proyecto. La Figura 3.1 se observa la

ubicación satelital de la Mitad del Mundo que fue extraído con la ayuda del programa Google Earth.

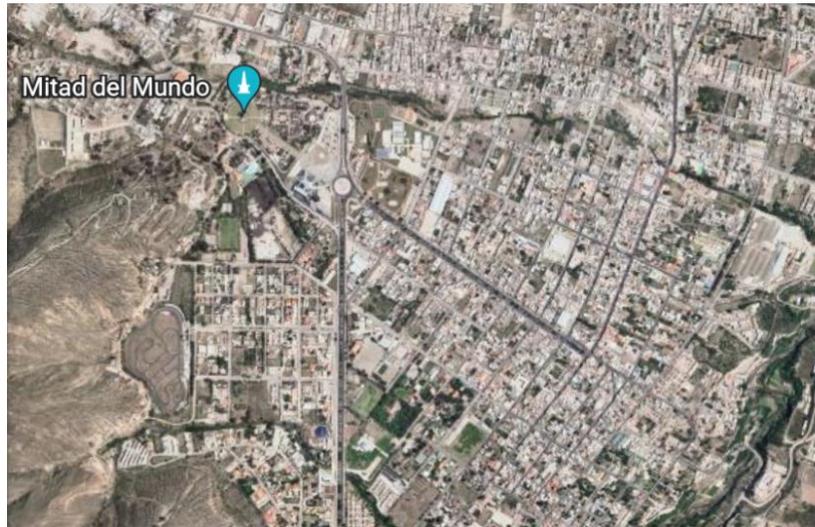


Figura 3.1 Ubicación Satelital del sector de la Mitad del Mundo. [Google Earth]

3.3. Análisis de la radiación solar.

Es de mucha importancia realizar un análisis de la radiación solar presente en la zona en donde se implementará el sistema fotovoltaico. Existen varias fuentes encargadas de recolectar la información respecto a la radiación solar como:

- Atlas Solar del Ecuador (ARCERNNR).
- INAMHI.
- Nasa.
- SCINERGY (EPN).
- Plataforma tecnológica PVSYST.

Para el caso de estudio se escogerá los datos de la plataforma tecnológica PVSYST, con el fin de realizar un análisis comparativo entre los cálculos matemáticos para el dimensionamiento de la microcentral y los resultados obtenidos con la simulación realizada en el programa PVSYST.

3.4. Cálculo de la demanda.

El consumo eléctrico se mide en kWh y es la energía eléctrica consumida durante un intervalo de tiempo. Con la ecuación 3.1 se calcula el consumo eléctrico como el producto de la potencia de los equipos o artefactos eléctricos en (watts) por unidad de tiempo (horas) [27].

$$E = P * t \quad (3.1)$$

Donde:

E = Energía

P = Potencia

t = Tiempo

En la Tabla (3.1) se observa el procedimiento para calcular la demanda de energía que se basa en la demanda diaria de las potencias eléctricas de cada artefacto y el tiempo de uso en horas.

Tabla 3.1 Cálculo de la Demanda Diaria [27]

Equipo	N°	Potencia (watts)	Tiempo (horas)	Energía
Artefacto 1				$n * pot * h$
Artefacto 2				$n * pot * h$
Artefacto n				$n * pot * h$
			Demanda Diaria	$\sum n * P * t$

En la Tabla (3.2) se presentan los equipos más utilizados en el hogar con las potencias referenciales:

Tabla 3.2 Clasificación de los aparatos eléctricos con su respectiva potencia eléctrica [27]

Equipo Eléctrico	Potencia Eléctrica [W]
Refrigerador	250 – 350
Televisor	150 – 400
Plancha	900 – 2000
Licuada	230 – 350
Minicomponente	100 – 450
Computadora	15 – 1000
Lavadora de ropa	400 – 2500
Calefón eléctrico	10500
Luminarias	7 – 100

3.5. Producción de energía fotovoltaica con la utilización de radiación solar.

Una vez analizada la radiación solar en la zona de instalación del sistema fotovoltaico, se puede calcular la potencia total mensual producida por el sistema fotovoltaico mediante la Ecuación (3.2) [28].

$$PTfm = N^{\circ}días * E * \eta * n^{\circ}paneles * A_{paneles} \quad (3.2)$$

Donde:

$PTfm$: Potencia total mensual producida por el sistema fotovoltaico.

$N^{\circ}días$: Número de días de cada mes.

E : Incidencia de la radiación solar diaria.

η : Eficiencia del panel solar.

$n^{\circ}paneles$: Número de paneles solares a instalar.

$A_{paneles}$: Área de cada panel solar.

3.6. Cálculo de la potencia de generación máxima del sistema fotovoltaico.

Para el cálculo de la potencia máxima de generación del sistema fotovoltaico se utiliza la Ecuación (3.3), para el cual es necesario conocer la cantidad de paneles solares que se utilizaran en el área de instalación y conocer la potencia nominal de cada panel [15].

$$P_{Gmáx} = N^{\circ}paneles * P_{máx} \quad (3.3)$$

Donde:

$P_{Gmáx}$: Potencia máxima que generará el sistema fotovoltaico [kW], que no es la potencia pico del sistema.

$N^{\circ}paneles$: Cantidad de paneles fotovoltaicos.

$P_{máx}$: Potencia nominal de los paneles solares [kW].

Este cálculo es muy importante para el dimensionamiento y selección del inversor que se utilizará en el sistema fotovoltaico.

3.7. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

Según el ARCONEL (en la actualidad la ARCERNNR), para el cálculo de la capacidad nominal máxima instalada se utiliza la Ecuación (3.4) [25].

$$Capacidad\ nominal\ instalada = \frac{\sum_{i=mes\ 1}^{mes\ 12} E_{mensual_i}(kWh)}{Factor_{planta\ de\ diseño} * 8760 (h)} \quad (3.4)$$

Donde:

$E_{mensual}$: Energía mensual facturada del consumidor.

$Factor_{planta\ de\ diseño}$: Se determina mediante estudio técnico.

3.7.1. Dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos.

Para el cálculo del número de paneles solares se utiliza la Ecuación (3.5). [5]

$$n^{\circ}_{panel} = \frac{E_{diaria} * 1.3}{HSP * Pot_{panel}} \quad (3.5)$$

Donde:

E_{diaria} : Energía diaria consumida (W)

HSP : Hora pico solar (h).

Pot_{panel} : Potencia del panel (W).

1.3: Factor de seguridad para el sobredimensionamiento del 30% por pérdidas presentadas en el sistema fotovoltaico.

3.7.2. Dimensionamiento del inversor.

Para obtener un inversor correctamente dimensionado, se parte del cálculo de potencia máxima de generación. Según [15], para la potencia nominal del inversor se asume un valor menor al 100% de la potencia máxima de generación, ya que los paneles fotovoltaicos en óptimas condiciones deben generar el 100% de su potencia nominal en condiciones óptimas de medida "CEM", pero esto no se da en operación real; por lo cual, se sobredimensionaría al inversor. Además [15] afirma que "*Si el inversor llegará a trabajar con niveles mayores a su potencia nominal el seguidor del punto de máxima potencia disminuirá su máximo de entrega, así el inversor funcionará de manera adecuada*".

Si la potencia nominal calculada no coincide con el valor comercial del inversor, es aconsejable aproximar a su inmediato inferior, ya que es más factible el no uso de una parte del área disponible a trabajar con el inversor sobredimensionado. Si se llegara a presentar dicho caso, se deberá realizar un ajuste de la cantidad máxima de paneles fotovoltaicos.

En la regulación 003/18 de la ARCONEL se especifica varios factores que son importantes a la hora de seleccionar el inversor, como:

- La conexión a la red eléctrica de medio voltaje.
- La conexión del sistema fotovoltaico es descentralizado, es decir no utiliza inversores de gran potencia sino inversores de menor potencia con conexión en paralelo.

Para el cálculo del número de inversores se utiliza la Ecuación (3.6) [27].

$$n^{\circ}_{inver} = \frac{P_{Gen}}{P_{inver}} \quad (3.6)$$

3.7.3. Dimensionamiento del sistema de protecciones y equipos de maniobra.

Los sistemas de protecciones son necesarios para garantizar un óptimo funcionamiento del sistema fotovoltaico y deben ser dimensionados para operar ante la presencia de una falla.

➤ **Fusibles.**

El dimensionamiento de los fusibles se realiza a partir de las corrientes de cortocircuito y voltaje del circuito abierto de cada uno de los ramales del sistema fotovoltaico. Para la selección de los fusibles se utiliza 1.25 veces la corriente de falla y 1.2 el voltaje de circuito abierto de los ramales [15].

➤ **Interruptor general del sistema fotovoltaico.**

Para el dimensionamiento del interruptor general se considera que este dispositivo debe soportar una corriente por encima de la corriente de falla y el voltaje del circuito abierto del sistema fotovoltaico. Para la selección de del interruptor general se utiliza una corriente superior a 1.4 veces la corriente de falla [15].

➤ **Interruptor principal del sistema fotovoltaico.**

Es indispensable tener un interruptor principal en el sistema fotovoltaico ya que este se encargará de proteger a todo el sistema fotovoltaico ante presencia de fallas y será la primera línea de defensa operando antes que el interruptor general. Por otro lado, el interruptor general estará destinado al uso de la empresa distribuidora a la cual se conectará el sistema fotovoltaico.

Para el dimensionamiento de este dispositivo se toma en cuenta la suma de las corrientes máximas permisibles de los inversores multiplicado por 1.25 [15].

➤ **Puesta a tierra.**

Los sistemas fotovoltaicos deben tener su propio sistema de puesta a tierra, por lo tanto, se debe diseñar un sistema de puesta a tierra independiente de la empresa distribuidora mediante separación galvánica (Transformador de aislamiento u otro elemento de las

mismas características); Además, todos los elementos metálicos que componen el sistema fotovoltaico deben estar aterrizados a la puesta a tierra.

Para la puesta a tierra se debe considerar que los electrodos pueden ser: cables, varillas, placas o tuberías. Colocando dos o más electrodos en paralelo y con distancia de separación igual a la longitud de los electrodos se reduce la resistencia de la puesta a tierra. Teniendo así que el nuevo valor de resistencia de puesta a tierra es igual a la resistencia que tiene un solo electrodo dividido entre el número de electrodos y multiplicado por un factor F como se observa en la Ecuación (3.7) y la Tabla (3.3) [29].

$$R_{PE} = \frac{R}{n} * F \quad (3.7)$$

Donde:

R_{PE} : Resistencia de puesta a tierra.

R : Resistencia del electrodo en ohm.

N : Número de electrodos.

F : Factor en base al número de electrodos en paralelo.

Tabla 3.3 Valor del factor F, en base al número de electrodos en paralelo [29]

N° electrodos	F
2	1.16
3	1.29
4	1.36
8	1.68
12	1.80
16	1.92
20	2.00
24	2.16

3.7.4. Medidor de energía bidireccional.

Según la regulación 003/18 de la ARCONEL, recomienda que el medidor bidireccional debe contar con las siguientes especificaciones [25]:

- Medidor de energía P (potencia activa) y Q (potencia reactiva).
- Precisión del 0.5% o mejor.
- Capacidad para almacenar datos mínimos de 45 días con un periodo mínimo de 15 minutos.

- Energía auxiliar (baterías).

La regulación 001/21 de la ARCERNNR, estipula en el artículo 19 “*Medición de energía eléctrica*”, literal 1, que la empresa distribuidora será la encargada de la adquisición, calibración inicial e instalación del equipo de medición bidireccional [1].

3.8. Cálculo de la separación, inclinación y orientación de los paneles fotovoltaicos.

Una vez determinado el número de paneles solares que se necesitarán para el sistema fotovoltaico, es necesario realizar un estudio de separación, inclinación y orientación de estos.

- **Cálculo de la separación de los paneles solares.**

Con la base a la Figura (3.2), se realiza el análisis para determinar la distancia mínima de separación entre los paneles fotovoltaicos [12].

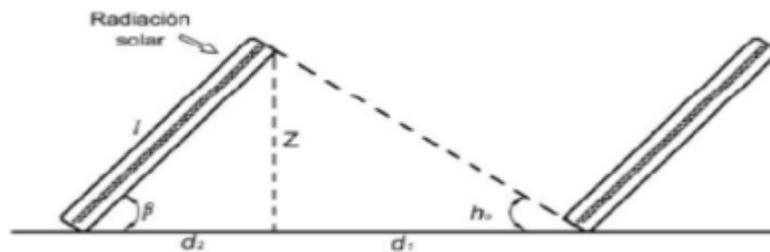


Figura 3.2 Distancia entre paneles solares

Con la Ecuación (3.8) se calcula la distancia de separación de los paneles solares

$$d = d1 + d2$$

$$d = \frac{z}{\tan(ho)} + \frac{z}{\tan(ho)}$$

$$d = \frac{l \sin(\beta)}{\tan(ho)} + \frac{l \sin(\beta)}{\tan(ho)}$$

$$d = l \left(\frac{\sin(\beta)}{\tan(ho)} + \cos(\beta) \right) \quad (3.8)$$

Donde:

$$\alpha = ho.$$

$$\alpha = 67^\circ - \text{latitud.}$$

- **Cálculo de la inclinación y orientación de los paneles solares.**

Una vez determinada la radiación solar media reflejada en un plano horizontal, es necesario definir en ángulo de inclinación óptimo de los paneles solares para luego determinar la radiación sobre un plano inclinado, dicho análisis servirá para determinar la máxima inclinación del panel fotovoltaico.

Es de suma importancia la ubicación del ángulo β (ángulo de inclinación) con la finalidad de que al empezar el día se encuentre a la derecha y al finalizar el día este a la izquierda del panel fotovoltaico. Tomando en cuenta que el punto en donde se produce la mayor generación es al medio día, se debe calcular la altura α que alcanza el sol en ese instante de tiempo. En la Ecuación (3.9) se observa el cálculo del ángulo de inclinación [5].

$$\beta = 90^\circ - \alpha \quad (3.9)$$

Para determinar el grado de inclinación óptimo, se utiliza la Figura (3.3) en donde se especifica el factor de corrección K, dichos valores están en relación con una latitud de 0° .

\angle inclinación	0°	5°	10°	15°	20°	25°	30°
Ene	1	1,02	1,03	1,04	1,04	1,03	1,02
Feb	1	1,01	1,01	1,01	1	0,99	0,97
Mar	1	1	0,99	0,97	0,95	0,92	0,88
Abr	1	0,98	0,96	0,92	0,88	0,84	0,79
May	1	0,97	0,93	0,88	0,83	0,77	0,71
Jun	1	0,96	0,92	0,87	0,81	0,75	0,68
Jul	1	0,97	0,93	0,88	0,83	0,77	0,7
Ago	1	0,98	0,95	0,92	0,88	0,83	0,78
Sep	1	1	0,99	0,97	0,95	0,92	0,88
Oct	1	1,01	1,02	1,02	1,01	0,99	0,97
Nov	1	1,02	1,04	1,05	1,05	1,04	1,03
Dic	1	1,02	1,04	1,05	1,06	1,06	1,05

Figura 3.3 Valor K según inclinación y mes del año [5]

Cabe recalcar que las pérdidas por generación son casi nulas a menor inclinación del panel fotovoltaico, pero incrementan las pérdidas por suciedad y polvo en el sistema fotovoltaico.

3.9. Criterios para el análisis de la factibilidad financiera del sistema.

Como último punto del proyecto se realiza el análisis de la factibilidad financiera del sistema fotovoltaico con el fin de establecer su viabilidad, así como la comparación frente a la implementación de un sistema híbrido para la generación de electricidad y calentamiento

de agua sanitaria caliente, analizada en otro Trabajo de Integración Curricular, que forma parte del este proyecto.

Para el efecto se utilizarán los siguientes índices financieros:

- Valor Actual Neto “VAN”
- Tasa Interna de Retorno “TIR”
- Periodo de recuperación “PAYBACK”

3.9.1. Análisis del “VAN” Valor Actual Neto.

En [5] se define al valor actual neto como “la suma algebraica del valor actualizado de todos los flujos de caja (ingresos y egresos) durante un periodo de tiempo”. La Ecuación (3.10) representa el cálculo del VAN.

$$VAN = - inversión + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} \quad (3.10)$$

Donde:

n: Tasa de descuento.

F_t : Flujo de fondos.

n: Numero de periodos considerados [años].

i: Tasa de actualización [%].

3.9.2. Análisis del “TIR” Tasa Interna de Retorno.

La tasa interna de retorno es la tasa que hace que el VAN sea cero, es decir que el TIR es un indicador de rentabilidad para el proyecto. A mayor TIR más rentable es el proyecto. Se calcula con la Ecuación (3.11) [5].

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} \quad (3.11)$$

Donde:

F_t : Flujo de fondos

I_0 : Valor de desembolso inicial de la inversión

n: Número de periodos considerados [años]

3.9.3. Análisis del “PayBack” Periodo de Recuperación.

El periodo de recuperación es el tiempo de recuperación del capital de inversión para la ejecución del proyecto, el decir el tiempo a partir del cual el proyecto comienza a generar ganancias, además es un indicador de riesgo, ya que, a mayor tiempo de recuperación, mayor tiempo de incertidumbre para recuperar la inversión.

CAPITULO 4: Diseño, análisis e interpretación de resultados del caso de estudio

4.1. Ubicación del sistema.

La vivienda en la que se instalará el sistema fotovoltaico se ubica en el sector de la Mitad del Mundo con una latitud: 0° 0' 00" N, longitud: 78° 27' 19" O y una altitud: 2464 msnm. Se asume que la vivienda cuenta con un área de tamaño suficiente para la instalación de un sistema fotovoltaico.

Para la estimación de la demanda se analizan los consumos de equipos eléctricos comunes presentes en el hogar, incluyendo además la carga asociada a un calefón eléctrico, tal como se observa en la Tabla (4.2).

Con los resultados de la estimación de consumo, se ubica al usuario en el pliego tarifario Tabla (4.3) con el fin de determinar el costo de energía, mismo que por la alta tarifa de pago de consumo de energía, se esperaría que encuentre beneficios con la instalación del sistema, al reducir el valor de la planilla eléctrica.

4.2. Factibilidad técnica.

Para el análisis técnico del sistema fotovoltaico se considera el análisis de la radiación solar y la estimación de la demanda eléctrica.

4.2.1 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

El sistema fotovoltaico debe operar de forma óptima a fin de evitar riesgos o daños en los aparatos eléctricos de la vivienda, para el efecto, en primera instancia es fundamental determinar el correcto balance de energía, para lo cual se parte de la Ecuación (4.1):

$$E_{gen} = E_{cons} + P_{sis} + A_{cum} \quad (4.1)$$

Donde:

E_{gen} : Energía generada.

E_{cons} : Energía consumida.

P_{sis} : Pérdidas del sistema.

A_{cum} : Acumulación.

4.2.2 Análisis estadístico de la radiación solar.

Para la producción de energía eléctrica a partir de un sistema fotovoltaico, una de las variables fundamentales a estudiar o analizar es la radiación solar que se genera en la zona. En este contexto, para el estudio se considerarán los datos de radiación en la zona de implantación del proyecto, tomados de la base de datos del programa PVSYST como se observa en la Tabla (4.1).

Tabla 4.1 Datos de radiación solar

Datos de radiación solar	
Meses	kWh/m2/día
Enero	5.413
Febrero	4.136
Marzo	5.15
Abril	5.053
Mayo	5.59
Junio	5.416
Julio	5.716
Agosto	6.616
Septiembre	5.383
Octubre	4.28
Noviembre	4.043
Diciembre	4.77
Promedio	5.131

4.2.3 Análisis de la demanda eléctrica.

Para la estimación de la demanda se tomaron en cuenta los equipos eléctricos que comúnmente funcionan el hogar. En la Tabla (4.2) se muestra las potencias de consumo de cada equipo con el tiempo de funcionamiento de cada uno, además se incorporó un calefón eléctrico (revisar Anexo A – 1) que es el elemento, que diferencia entre el consumo y la factibilidad de los proyectos que se van a comparar.

Tabla 4.2 Estimación de la demanda

Carga	Cantidad	Voltaje	Potencia (W)	Tiempo de uso (h)	Carga instalada	Demanda Diaria (h)
Refrigerador	1	120	240	8	240	1920

Televisor 50"	1	120	90	4	90	360
Televisor 32"	2	120	60	3	120	360
Cocina de inducción	1	220	6000	1.3	6000	7800
Plancha	1	120	1250	0.2	1250	250
Licuadaora	1	120	450	0.2	450	90
Minicomponente	1	120	320	0.5	320	160
Computadora	1	120	300	6	300	1800
Lavadora de ropa	1	220	1500	1	1500	1500
Calefón eléctrico	1	220	11000	3	11000	33000
Luminarias c1 - primer piso	7	120	12	2	84	168
Luminarias c2 - segundo piso	7	120	12	3	84	252
Luminarias c3- exterior	4	120	12	0.6	48	28.8
Secadora de ropa	1	220	270	1	270	270
Microondas	1	120	900	0.2	900	180
Sanduchera	1	120	750	0.1	750	75
Laptop	2	120	130	8	260	2080
Impresora	1	120	45	0.3	45	13.5
Secadora de cabello	1	120	1200	0.3	1200	360
Modem de internet	1	120	6	24	6	144
CCTV - 4 cámaras	4	120	8	24	32	768
Motor garaje	1	120	500	0.2	500	100
Portero eléctrico	1	120	2	24	2	48
Total (Wh)			25057		25451	51727.30
Total (kWh)			25.057		25.451	51.72
Total (kWh/mes)						1551.81
Total (kWh/año)						18621.83

Se observa que la demanda de energía diaria es de 51.72 kWh, la del mes es de 1551.81 kWh y la anual es de 18621.83 kWh. Estos datos servirán para el dimensionamiento de los paneles solares y consecuentemente del arreglo fotovoltaico a instalar.

En la Tabla (4.3) se observa el pliego tarifario del servicio público de energía eléctrica del año 2022 para la Empresa Eléctrica Quito, en donde se observa que, con la demanda estimada de 1551,81 kWh, el usuario se ubicaría en el rango de 1501 – 2500, el cual pagaría una tarifa de 0.2752 (USD/kWh).

Tabla 4.3 Pliego Tarifario de la EEQ emitido por la ARCERNNR [31]

Rango de consumo	Costo [USD/kWh]
1 – 50	0.078
51 – 100	0.081
101 – 150	0.083
151 – 200	0.097
201 – 250	0.099
251 – 300	0.101
301 – 350	0.103
351 – 500	0.105
501 – 700	0.1285
701 – 1000	0.1450
1001 – 1500	0.1709
1501 – 2500	0.2752
2501 – 3500	0.4360
Superiores	0.6812

4.2.4 Dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos.

Para la selección de los paneles fotovoltaicos se parte de los datos de demanda diaria y radiación solar descritos en las Tablas (4.1) y (4.2); además se consideran aspectos como: vida útil, eficiencia, peso y tamaño. Existen diferencias técnicas del tipo de material del cual están fabricados los paneles solares como son: el panel monocristal es más pequeño que el policristal, la eficiencia y la vida útil es mayor en pequeñas cantidades y los dos paneles fotovoltaicos generan la misma cantidad de potencia. Las diferencias económicas y técnicas son mínimas por lo tanto la selección del panel fotovoltaico dependerá en primera instancia del presupuesto del cliente y también de la localización en donde será implementado el sistema.

Expuestas estas características y tomando en cuenta que los paneles fotovoltaicos serán colocados en la parte superior de la vivienda (techo), se escoge el siguiente panel fotovoltaico:

Tabla 4.4 Características del panel fotovoltaico [32]

Modelo	Potencia	Precio [USD]
JKM410M – 72H	410 [W]	\$ 248.00

El panel fotovoltaico modelo JKM410M – 72H tipo monocristal es fabricado por la empresa Jinko Solar. Al ser tipo monocristal, el tamaño y peso es menor por lo tanto es óptimo para instalar en techos y superficies aéreas, además que su precio es relativamente más bajo en comparación de un policristal, además se puede encontrar fácilmente en el mercado ecuatoriano.

En la Tabla (4.5) se muestra las características del panel fotovoltaico y en el anexo A – 2 se proporciona la ficha técnica brindada por el fabricante.

Tabla 4.5 Características del panel fotovoltaico tipo JKM410M – 72H [32]

Característica del panel fotovoltaico	
Potencia máxima (Pmax)	410 [W]
Voltaje de alimentación máxima (Vmp)	42.3 [V]
Corriente de alimentación máxima (Imp)	9.69 [A]
Tipo de celda	monocristal
Dimensiones	2008x1002x40 [mm]
Peso	22.5 [kg]
Temperatura de operación	45±2 [°C]

Una vez elegido el panel fotovoltaico, se procede a determinar la cantidad de paneles solares a utilizarse, para lo cual es necesario conocer el número de horas solares pico (HSP) con una irradiancia promedio de $1000 \frac{W}{m^2}$ durante el día. Para conocer el número de horas solar pico (HSP) se tomará de la base de datos del programa PVSyst. En la Tabla (4.6) se detallan mes a mes las horas solares pico (HSP).

Tabla 4.6 Horas Solar Pico

Mes	HSP
Enero	4.992
Febrero	5.205
Marzo	5.007
Abril	4.786
Mayo	4.632
Junio	4.468
Julio	4.548
Agosto	5.080
Septiembre	5.287
Octubre	5.207

Noviembre	5.149
Diciembre	5.125
Promedio	4.951

Para determinar el número de paneles solares se utilizará la Ecuación (3.5) y se partirá de la estimación de la demanda diaria que previamente fue estimada. Además, se necesitará los datos de potencia del panel fotovoltaico y de las horas solares pico, para este último se tomará el promedio de estas.

$$n^{\circ}_{panel} = \frac{E_{diaria} * 1.3}{HSP * Pot_{panel}} \quad (3.5)$$

$$n^{\circ}_{panel} = \frac{51727.3 * 1.3}{4.951 * 410}$$

$$n^{\circ}_{panel} = 33.12 \approx 34 \text{ paneles}$$

Del análisis se determina la necesidad de 34 paneles para suplir la demanda energética. La cantidad de paneles que se conectarán en serie y paralelo se determina con las siguientes ecuaciones:

$$n^{\circ}_{panel-serie} = \frac{V_{nom}}{V_{np}}$$

$$n^{\circ}_{panel-serie} = \frac{42.3}{12}$$

$$n^{\circ}_{panel-serie} = 3.525 \approx 4 \text{ paneles en serie}$$

$$n^{\circ}_{panel-paralelo} = \frac{N_{tp}}{N_{ps}}$$

$$n^{\circ}_{panel-paralelo} = \frac{34}{4}$$

$$n^{\circ}_{panel-paralelo} = 8.5 \approx 9 \text{ paneles en paralelo}$$

4.2.5 Selección del inversor.

Para la selección del inversor se parte del cálculo de la potencia máxima de generación con la implementación de la Ecuación (3.3), en donde es necesario saber la cantidad de paneles solares y la potencia nominal del panel.

$$P_{Gm\acute{a}x} = N^{\circ}paneles * P_{m\acute{a}x}$$

$$P_{Gm\acute{a}x} = 34 * 410 \quad (3.3)$$

$$P_{Gm\acute{a}x} = 13940 [W]$$

En la Tabla (4.7) se observa la cantidad de paneles solares que conforman el sistema fotovoltaico con la potencia máxima de generación.

Tabla 4.7 Cantidad de paneles fotovoltaico y la Potencia de generación máxima.

Total Paneles	Potencia Máxima de Generación
34	13.94 [kW]

Para el dimensionamiento del inversor se debe tomar en cuenta la potencia máxima de generación, que para el caso de estudio es de 13.94 [kW]. Como en el mercado no se encuentra un inversor de dicha potencia se aproxima a su inmediato inferior, por lo tanto, se escoge un inversor de 12 [kW], debido a que es preferible no operar con una porción del área disponible a operar con un inversor sobredimensionado.

Para la implementación del sistema fotovoltaico se utiliza un inversor tipo SUN2000-12KTL-M2 fabricado por la empresa Huawei. Este inversor cumple con todas las especificadas anteriormente. En la Tabla (4.8) se observa las principales características y precio del inversor, mientras que en el Anexo A – 3 se observa la ficha técnica.

Tabla 4.8 Características y precio del inversor [32]

Parámetros de entrada	
Máxima Eficiencia	98.50%
Potencia máxima de entrada	18000 [Wp]
Voltaje máximo de entrada	1080 [V]
Rango de voltaje de operación	160 – 950 [V]
Voltaje de arranque	200 [V]

Voltaje nominal de entrada	600 [V]
Corriente de entrada máxima	22 [A]
Corriente de cortocircuito máxima	30 [A]
Parámetros de salida	
Conexión a red eléctrica	Trifásico
Potencia nominal máxima e AC	12000 [W]
Potencia aparente máxima	13200 VA
Voltaje nominal de salida	220 Vac/380 Vac 3W + N + PE
Frecuencia	60 [Hz]
Corriente máxima de salida	20 [A]
Factor de potencia	0.8 capacitivo / inductivo
Distorsión armónica máxima total	≤ 3%
Costo	\$ 2088.27

4.3. Producción mensual de energía del sistema fotovoltaico

Para encontrar la producción de energía fotovoltaica mensual y posteriormente la producción de energía diaria, se procede a calcular el ángulo de inclinación con la Ecuación (3.9).

$$\beta = 90^\circ - \alpha \quad (3.9)$$

$$\alpha = 67^\circ - \text{latitud}$$

$$\alpha = 67^\circ - 0$$

$$\alpha = 67^\circ$$

$$\beta = 90^\circ - 67^\circ$$

$$\beta = 23^\circ \approx 20^\circ$$

Definido el ángulo de inclinación del panel fotovoltaico con la Ecuación (3.8) es posible calcular la distancia de separación que debe existir entre paneles.

$$d = l \left(\frac{\sin(\beta)}{\tan(\alpha)} + \cos(\beta) \right) \quad (3.8)$$

$$d = 2.008 \left(\frac{\sin(20^\circ)}{\tan(67^\circ)} + \cos(20^\circ) \right)$$

$$d = 2.12 \text{ m}$$

Se define un ángulo óptimo de inclinación del panel fotovoltaico de 20° con una radiación solar promedio de 5.131 kWh/m²día se procede al cálculo de la producción de energía mensual, partiendo de la Ecuación (3.2).

$$PTfm = N^{\circ}días * E * \eta * n^{\circ}paneles * A_{paneles} \quad (3.2)$$

De la Figura (3.3) se extraen los valores del factor de corrección respecto al ángulo de inclinación:

Factor K para ángulo de inclinación de 20°

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1.04	1	0.95	0.88	0.83	0.81	0.83	0.88	0.95	1.01	1.05	1.06

Por lo tanto, el valor de “E” Incidencia de la radiación solar del mes de enero es:

$$E_{Ene} = K * \text{radiación solar promedio}$$

$$E_{Ene} = 1.04 * 5.131$$

$$E_{Ene} = 5.336 \text{ kWh/m}^2\text{día}$$

Se realiza el mismo procedimiento para cada uno de los meses del año y se tiene:

kWh/m ² día											
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
5.336	5.131	4.874	4.515	4.258	4.156	4.258	4.515	4.874	5.182	5.387	5.438

Para el valor de η que se refiere a la eficiencia del panel solar, se escoge de la hoja de especificaciones técnicas del panel solar.

$$\eta = 20.38\% = 0.2038$$

En la Tabla (4.9) se presentan los valores de la producción de energía mensual obtenidos aplicando la Ecuación (3.2).

Tabla 4.9 Producción de energía fotovoltaica

Mes	Días	Radiación solar a 20° kWh/m²dia	Energía Fotovoltaica kWh
Enero	31	5.336	2303.86
Febrero	28	5.131	2000.96
Marzo	31	4.874	2104.39
Abril	30	4.515	1886.50
Mayo	31	4.258	1838.42
Junio	30	4.156	1736.50
Julio	31	4.258	1838.42
Agosto	31	4.515	1949.38
Septiembre	30	4.874	2036.50
Octubre	31	5.182	2237.37
Noviembre	30	5.387	2250.85
Diciembre	31	5.444	2350.40
Total			24533.61

Como se observa, se obtiene una capacidad de generación fotovoltaica efectiva anual de 24533.61 kWh.

4.4. Análisis de la energía fotovoltaica efectiva vs energía consumida por el usuario.

La Tabla (4.10) presenta la comparación de energía producida por el sistema fotovoltaico con la demanda del usuario y la energía restante entregada a la red.

Tabla 4.10 Energía producida, demanda del usuario y energía entregada la red

Energía Fotovoltaica kWh	Demanda del usuario anual kWh	Energía restante entregada a la red kWh
24533.61	18621.83	5911.78

Se observa que el sistema fotovoltaico genera 24533.61 kWh, mientras que la demanda del usuario es de 18621.83 kWh, por lo que es posible entregar a la red un excedente de 5911.78 kWh, esto significa que además de abastecer la demanda del usuario, el sistema podría entregar energía al sistema, beneficiándose así del balance neto de energía (Net Metering) establecido por regulación. El excedente de energía generada se añade a la

producción de energía del siguiente año siempre y cuando la demanda del usuario supere a la energía generada por el sistema fotovoltaico, con este proceso se reduce el costo de la planilla de energía eléctrica.

4.5. Inversión Inicial.

La inversión inicial se determina en función de la cantidad de elementos que componen el sistema fotovoltaico. Al valor de los paneles solares y del inversor se han considerado los costos de importación, desaduanización y transporte marítimo desde el lugar de origen hacia Ecuador, el valor de la mano de obra se considera del 15% del subtotal; además se consideran los costos del cableado y puesta a tierra del sistema fotovoltaico.

La Tabla (4.11) describe el desglose de elementos a utilizarse en el sistema fotovoltaico con el respectivo precio¹.

Tabla 4.11 Valores de los elementos que conforman el sistema fotovoltaico.

Ítems	Descripción	Cantidad	Costo Unitario	Costo Total
1	Inversor tipo SUN2000-12KTL-M2	1	\$ 3088.27	\$ 3088.27
2	Panel fotovoltaico modelo JKM410M – 72H	34	\$ 248.00	\$ 8432.00
3	Medidor bidireccional	1	\$ 1700.00	\$ 1700.00
4	Sistema de montaje	34	\$ 150.00	\$ 5100.00
5	Cableado y sistema de puesta a tierra	1	\$ 550.00	\$ 550.00
6	Varios	1	\$ 500.00	\$ 500.00
			Sub Total	\$ 19370.27
7	Mano de obra		15%	\$ 2905.54
			Total	\$ 22275.81

4.6. Ingresos y Egresos.

Para este apartado se utilizará la curva de degradación de los paneles solares para realizar una estimación del comportamiento del sistema fotovoltaico dentro de 25 años, partiendo

¹ Bajo la consideración de que el objetivo del trabajo es comparativo, los costos son estimados. Para el diseño de estudios que sí vayan a implementarse, el análisis financiero debe ser lo más exacto posible.

del año actual y que el panel solar tendrá una tasa de degradación anual del 0.7%. La Tabla (4.12) muestra los resultados obtenidos.

Tabla 4.12 Rendimiento y producción de la energía del sistema fotovoltaico durante 25 años.

Año	% de Rendimiento	kWh
2022	100%	24533.61
2023	99.3%	24361.87
2024	98.6%	24190.14
2025	97.9%	24018.40
2026	97.2%	23846.67
2027	96.5%	23674.93
2028	95.8%	23503.20
2029	95.1%	23331.46
2030	94.4%	23159.73
2031	93.7%	22988.00
2032	93.0%	22816.26
2033	92.3%	22644.52
2034	91.6%	22472.78
2035	90.9%	22301.05
2036	90.2%	22129.31
2037	89.5%	21957.58
2039	88.8%	21785.85
2040	88.1%	21614.11
2041	87.4%	21442.38
2042	86.7%	21270.64
2043	86%	21098.90
2044	85.3%	20927.17
2045	84.6%	20755.43

2046	83.9%	20583.70
2047	83.2%	20411.96

En la Figura (4.1) se observa la demanda diaria para analizar el comportamiento del sistema fotovoltaico cuando no se dispone de la energía solar que será en los lapsus de tiempo de 1 – 7 am y de 6 a 24 pm.

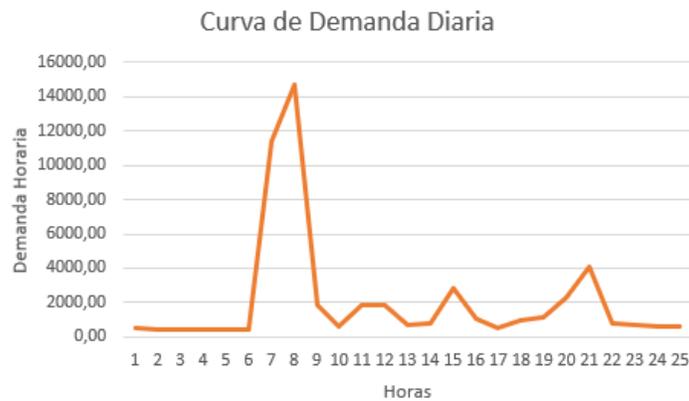


Figura 4.1 Curva de demanda diaria

Se observa que existe un pico pronunciado desde las 6 am hasta las 8 am, esto se debe a que la familia en general utiliza el calefón eléctrico en las mañanas para asistir a sus actividades cotidianas. Es necesario aclarar que el calefón eléctrico es el principal equipo que se analiza en este Trabajo de Integración Curricular y por tal razón se observa dicho pico pronunciado.

La energía que se debe comprar a la empresa distribuidora cuando el sistema fotovoltaico no esté operando se presenta en la Tabla (4.13).

Tabla 4.13 Energía comprada a la red.

Energía Anual suministrada por la Red (kWh)	Costo (0.2752 USD/kWh)
14013.25	3856.32

Con la curva de demanda diaria y la estimación de la energía del sistema fotovoltaico que generará por 25 años, se procede a realizar el análisis comercial de la energía, bajo la suposición de que la demanda del usuario no sufrirá variación en este tiempo. La Tabla

(4.14) presenta los valores y costos por compra y entrega de energía del sistema fotovoltaico.

Tabla 4.14 Flujo financiero para 25 años.

Año	Demanda kWh	Generación Fotovoltaica kWh	Pago evitado por la Energía Fotovoltaica [USD]	Diferencia kWh	Saldo [USD]
2022	18621.83	24533.61	6751.65	5911.78	3856.32
2023	18621.83	24361.87	6704.39	5740.04	3856.32
2024	18621.83	24190.14	6657.13	Reseteo	3856.32
2025	18621.83	24018.40	6609.86	5396.57	3856.32
2026	18621.83	23846.67	6562.60	5224.84	3856.32
2027	18621.83	23674.93	6515.34	Reseteo	3856.32
2028	18621.83	23503.20	6468.08	4881.37	3856.32
2029	18621.83	23331.46	6420.82	4709.63	3856.32
2030	18621.83	23159.73	6373.56	Reseteo	3856.32
2031	18621.83	22988.00	6326.30	4366.17	3856.32
2032	18621.83	22816.26	6279.03	4194.43	3856.32
2033	18621.83	22644.52	6231.77	Reseteo	3856.32
2034	18621.83	22472.78	6184.51	3850.95	3856.32
2035	18621.83	22301.05	6137.25	3679.22	3856.32
2036	18621.83	22129.31	6089.99	Reseteo	3856.32
2037	18621.83	21957.58	6042.73	3335.75	3856.32
2039	18621.83	21785.85	5995.47	3164.02	3856.32
2040	18621.83	21614.11	5948.20	Reseteo	3856.32
2041	18621.83	21442.38	5900.94	2820.55	3856.32
2042	18621.83	21270.64	5853.68	2648.81	3856.32
2043	18621.83	21098.90	5806.42	Reseteo	3856.32
2044	18621.83	20927.17	5759.16	2305.34	3856.32
2045	18621.83	20755.43	5711.89	2133.60	3856.32

2046	18621.83	20583.70	5664.63	Reseteo	3856.32
2047	18621.83	20411.96	5617.37	1790.13	3856.32 ²
Total					77126.40

De la Tabla (4.14) se obtiene que, con la demanda estimada para 25 años, si el usuario se mantiene como un usuario regulado servido desde la distribuidora, el usuario deberá pagar un valor de \$ 128118.19 por concepto de pago de electricidad, sin embargo, con la instalación del sistema fotovoltaico para autoabastecimiento propuesto deberá pagar un valor estimado de \$ 77126.40, lo que representa un ahorro de \$ 50991.79. La columna denominada “Diferencia” es la resta de la generación fotovoltaica y la demanda del usuario, esto nos indica que a más de cubrir con la demanda del usuario entrega energía a la red. La columna de “Saldo” representa el valor de la energía que el usuario compra a la empresa distribuidora cuando el sistema fotovoltaico no opera (noche y madrugada).

A continuación, se analiza el flujo de caja para determinar si el proyecto fotovoltaico es factible o no. Para el efecto se toma en cuenta una inversión inicial de \$ 22275.81. Los ingresos se extraen de la Tabla (4.14) (costo de energía fotovoltaica) y para el análisis se elige una tasa de descuento nominal de 7% que es el valor referencial para este tipo de proyectos (proyecto no comercial o sin fines comerciales). Los egresos se extraen de la columna del resultado del neteo (saldo) de la Tabla (4.14) y se ubica en la columna de egresos.

En la Tabla (4.15) se observa el VAN y el TIR aplicando las Ecuaciones (3.10) y (3.11).

Tabla 4.15 Cálculo del VAN y TIR.

Año	Inversión \$	Ingresos \$	Egresos \$	Flujo de Caja (Ing - Egre)	Tasa de descuento	VAN	TIR
2022	22275.81			-22275.81			
2023		6704.40	3856.32	2848.07	0.07	2686.86	-87%
2024		6657.13	3856.32	2800.81		2492.71	-58%

² El valor de 3856.32 es constante debido a que es la energía que el usuario debe comprar en la noche como se detalla en la Tabla (4.13). Para tener un valor exacto se debería analizar facturas de consumo eléctrico reales y ver como fluctúa el consumo mensual y anual del cliente.

2025	6609.86	3856.32	2753.54		2311.93	-37%
2026	6562.60	3856.32	2706.28		2143.63	-23%
2027	6515.34	3856.32	2659.02		1986.97	-14%
2028	6468.08	3856.32	2611.76		1841.19	-8%
2029	6420.82	3856.32	2564.50		1705.54	-4%
2030	6373.55	3856.32	2517.24		1579.35	-1%
2031	6326.30	3856.32	2469.98		1461.98	1%
2032	6279.03	3856.32	2422.71		1352.83	3%
2033	6231.77	3856.32	2375.45		1251.36	5%
2034	6184.51	3856.32	2328.19		1157.04	6%
2035	6137.25	3856.32	2280.93		1069.39	7%
2036	6089.98	3856.32	2233.67		987.95	7%
2037	6042.72	3856.32	2186.41		912.31	8%
2039	5995.46	3856.32	2139.15		842.07	8%
2040	5948.20	3856.32	2019.88		776.85	9%
2041	5900.94	3856.32	2044.62		716.32	9%
2042	5853.68	3856.32	1997.36		660.15	9%
2043	5806.42	3856.32	1950.10		608.05	10%
2044	5759.16	3856.32	1902.84		559.73	10%
2045	5711.89	3856.32	1855.57		514.93	10%
2046	5664.63	3856.32	1808.31		473.41	10%
2047	5617.37	3856.32	1761.05		434.94	10%
				Total	8251.67	

En la Tabla (4.15) se observa que el proyecto planteado es viable a partir del año 15 cuando el VAN se hace positivo, y la TIR supera la tasa de descuento. Es decir que los indicadores financieros determinan que el proyecto es factible financieramente, ya que se recupera la inversión y además obtiene ganancias monetarias a mediano plazo lo que resulta conveniente para el usuario.

Con el fin de realizar un análisis de sensibilidad, respecto de las características de la inversión se realizará un análisis adicional como se observa en la Tabla (4.16), para determinar los indicadores financieros del proyecto utilizando una tasa de descuento del 12% que hace referencia al interés para créditos que brindan los bancos en el país.

Tabla 4.16 Cálculo del VAN y TIR con una tasa de descuento del 12%.

Año	Inversión \$	Ingresos \$	Egresos \$	Flujo de Caja (Ing - Egre)	Tasa de descuento	VAN	TIR
2022	22275.81			-22275.81			
2023		6704.40	3856.32	2848.07		2542.92	-87%
2024		6657.13	3856.32	2800.81		2232.79	-58%
2025		6609.86	3856.32	2753.54		1959.92	-37%
2026		6562.60	3856.32	2706.28		1719.89	-23%
2027		6515.34	3856.32	2659.02		1508.80	-14%
2028		6468.08	3856.32	2611.76		1323.20	-8%
2029		6420.82	3856.32	2564.50		1160.05	-4%
2030		6373.55	3856.32	2517.24		1016.67	-1%
2031		6326.30	3856.32	2469.98		890.70	1%
2032		6279.03	3856.32	2422.71		780.05	3%
2033		6231.77	3856.32	2375.45	0.12	682.89	5%
2034		6184.51	3856.32	2328.19		597.59	6%
2035		6137.25	3856.32	2280.93		522.73	7%
2036		6089.98	3856.32	2233.67		457.05	7%
2037		6042.72	3856.32	2186.41		399.45	8%
2039		5995.46	3856.32	2139.15		348.94	8%
2040		5948.20	3856.32	2019.88		304.67	9%
2041		5900.94	3856.32	2044.62		265.88	9%
2042		5853.68	3856.32	1997.36		231.91	9%
2043		5806.42	3856.32	1950.10		202.16	10%
2044		5759.16	3856.32	1902.84		176.13	10%

2045	5711.89	3856.32	1855.57	153.35	10%
2046	5664.63	3856.32	1808.31	133.43	10%
2047	5617.37	3856.32	1761.05	116.02	10%
Total				-2548.64	

Los resultados demuestran que el proyecto planteado con una tasa de descuento del 12% no es rentable debido a que el VAN es negativo y la TIR no llega a ser mayor que la tasa de descuento para esta categoría de usuario. Es decir que desarrollar el proyecto con un crédito obtenido en un banco comercial del país no es rentable para este tipo de usuario, pero podría ser rentable para la siguiente categoría del pliego tarifario.

4.7. Simulación del Sistema Fotovoltaico en PVSyst.

El software PVSyst está diseñado para realizar simulación, análisis y estudio de datos completos de los sistemas fotovoltaicos. Adicional a esto el software PVSyst tiene la capacidad de entregar un informe completo y detallado de la parte técnica y financiera de proyectos fotovoltaicos.

Dentro de este contexto, con el fin de validar el diseño obtenido, se realizan simulaciones en la versión 7.2.21 del software PVSyst, que es una versión de prueba con una licencia habilitada por 30 días. Dicha licencia se utilizará para realizar una comparación entre los resultados calculados que se obtendrán en el desarrollo del proyecto con respecto a la simulación obtenida.

Al ser una licencia de prueba no se pudo localizar la zona en donde se ejecutará el proyecto, así que se ingresó de manera manual la locación y las coordenadas para obtener así los datos geográficos. En la Figura (4.2) se observa la locación exacta del sistema.

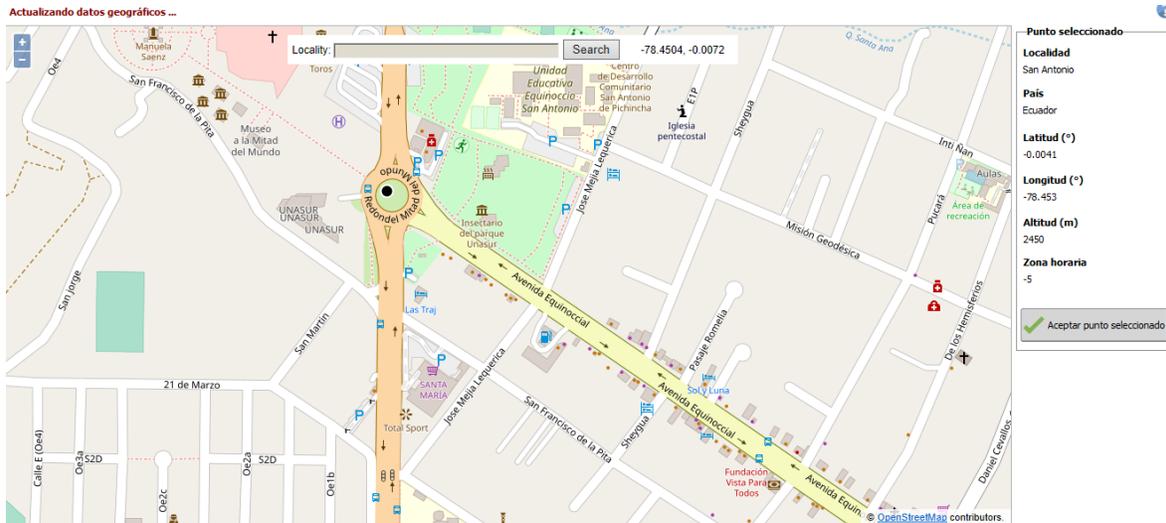


Figura 4.2 Ubicación Geográfica en PVSyst.

Con la selección exacta de la ubicación, el programa PVSyst entrega los valores de longitud, latitud, altura y zona horario como se observa en la Figura (4.3).

Figura 4.3 Coordenadas Geográfica en PVSyst.

Los datos de radiación solar se determinan a partir de la ubicación y de las coordenadas geográficas. En la Figura (4.4) se observa los valores de neteo mensual de la zona en donde se instalará el sistema fotovoltaico.

Sitio **San Antonio (Ecuador)**
 Fuente de datos

	Irradiación horizontal global kWh/m ² /día	Irradiación difusa horizontal kWh/m ² /día	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s	Turbidez Linke [-]	Humedad relativa %
Enero	5.26	2.30	14.5	2.50	2.872	76.5
Febrero	4.45	2.34	14.4	2.40	3.097	78.5
Marzo	4.99	2.66	14.4	2.20	2.982	78.7
Abril	5.07	2.68	14.1	2.00	2.879	81.0
Mayo	5.41	2.29	14.4	2.30	2.792	77.8
Junio	5.42	1.92	14.0	2.80	2.673	73.1
Julio	5.53	2.11	14.2	3.10	2.673	67.5
Agosto	6.55	1.87	14.5	3.40	2.954	63.2
Septiembre	5.40	2.31	14.4	3.10	3.067	66.6
Octubre	4.15	2.21	14.5	2.38	3.076	73.4
Noviembre	4.06	2.40	14.2	2.10	3.069	76.7
Diciembre	4.63	2.10	14.4	2.29	2.998	78.0
Año	5.08	2.26	14.3	2.5	2.928	74.3

Irradiación horizontal global variabilidad año a año 6.8%

Figura 4.4 Valores de neteo mensual.

Una vez obtenido los valores del neteo mensual, se crea el proyecto para comenzar a ingresar los demás datos que fueron obtenidos en los anteriores apartados. La Figura (4.5) se observa la ventana principal del proyecto.

The screenshot shows the main interface of a software application. At the top, there is a 'Proyecto' section with fields for 'Nombre del proyecto' (TESIS FINAL), 'Nombre del cliente' (No definido), 'Archivo del sitio' (San Antonio_MN80.SIT), and 'Archivo meteo' (San Antonio_MN80_SYN.MET). Below this is a red warning message: 'Por favor elija la orientación del plano!'. The 'Variante' section shows 'Variante n°' as 'VC0 : Nueva variante de simulación'. There are three main panels: 'Parámetros principales' with radio buttons for 'Orientación', 'Sistema', 'Pérdidas detalladas', 'Autoconsumo', and 'Almacenamiento'; 'Opcional' with radio buttons for 'Horizonte', 'Sombreados cercanos', 'Diseño de módulo', 'Gestión de la energía', and 'Evaluación económica'; and 'Simulación' with buttons for 'Ejecutar simulación', 'Simulación avanzada', 'Informe', and 'Resultados detallados'. On the right, a 'Resumen de resultados' panel shows 'Tipo de sistema' as 'Sin escena 3D definida, sin sombras' and a list of metrics all set to 0.00.

Figura 4.5 Ventana principal del proyecto.

En la pestaña de orientación se selecciona el ángulo de inclinación y el ángulo de Azimut que fueron calculados en la sección 4.3.

En la Figura (4.6) se observa el seteo de los ángulos antes mencionados y la orientación del panel fotovoltaico.

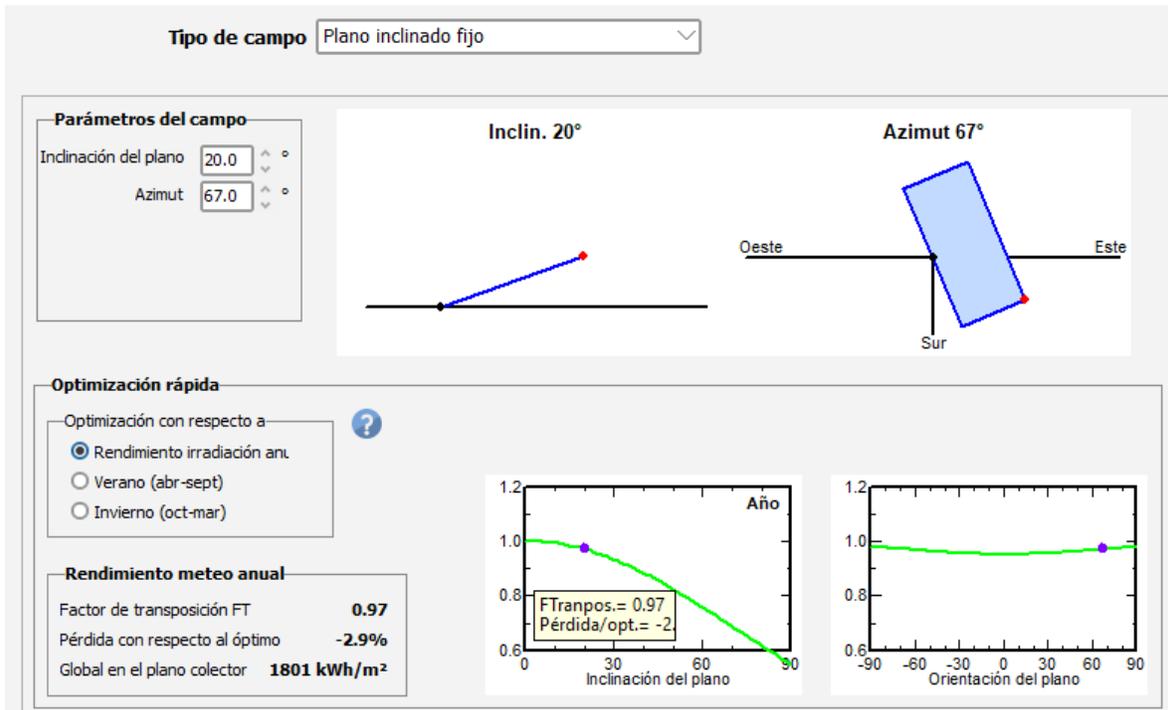


Figura 4.6 Orientación y azimut del plano.

Con el plano orientado correctamente, se procede al dimensionamiento del sistema fotovoltaico ingresando el número de paneles solares, el inversor y la potencia de generación. Fue posible escoger el mismo panel e inversor con el que fue dimensionado el sistema fotovoltaico ya que el software en sus bases tiene una amplia gama de elementos. La Figura (4.7) muestra el ingreso de los parámetros que conformar el sistema fotovoltaico.

Subconjunto ?

Nombre y orientación del subconjunto
 Nombre: EMA FOTVOLTAICO TIPO
 Oriente: Plano inclinado fijo
 Inclinación: 20°
 Azimut: 67°

Ayuda de pre-dimensionamiento
 Sin dimensionamiento Ingrese potencia planeada: 14.0 kWp
 Redimens. ... o área disponible(módulos): 64 m²

Selección del módulo FV
 Prod. desde 2018: [▼] Filtro: Todos los módulos F [▼] Módulos necesarios aprox.: 33
 Jinkosolar [▼] 430 Wp 27V Si-mono JKM-430N-54HL4 Desde 2022 Datasheets 2022 [▼] [Q] Abrir
 Usar optimizador
 Dimensiona. voltaje : Vmpp (60°C) **28.3 V**
 Voc (-10°C) **41.8 V**

Selección del inversor
 Prod. desde 2018: [▼] Voltaje de salida 220 V Tri 50Hz 50 Hz
 Huawei Technologies [▼] 12 kW 140 - 980 V TL 50/60 Hz SUN2000-12KTL-M1 Desde 2021 [▼] 60 Hz
 [Q] Abrir
 Núm. de entradas MPPT: 2 [▼] Voltaje de funcionamiento: **140-980 V** Potencia del inversor utilizada **12.0 kWca**
 Utilizar multi-MPPT Voltaje máximo de entrada: **1100 V** **inversor con 2 MPPT**

Diseño del conjunto

Núm. de módulos y cadenas
 Mód. en serie: 18 [▼] entre 5 y 26
 Núm. cadenas: 2 [▼] única posibilidad 2
 Pérdida sobrecarga: 2.6 %
 Proporción Pnom: 1.29 [Mostrar dimensionamiento] ?
Núm. de módulos: 36 **Área: 70 m²**

Condiciones de operación
 Vmpp (60°C): 509 V
 Vmpp (20°C): 582 V
 Voc (-10°C): 753 V

Irradia. plano: 1000 W/m²
 Imp (STC): 27.1 A
 Isc (STC): 28.5 A
 Isc (en STC): 28.5 A

Máx. en datos STC
 Potencia de funcionamiento máx. **14.3 kW**
 (en 1000 W/m² y 50°C)
Potencia nom. conjunto (STC) 15.5 kWp

La potencia del inversor es ligeramente inferior.

Figura 4.7 Diseño del sistema fotovoltaico en PVSyst.

Como se observa en la Figura (4.7) el software muestra una alerta indicando que el inversor dimensionado no es el adecuado, por lo que sugiere aumentar la potencia del inversor y así realizar un recalcu de paneles solares optimizando así el sistema como se observa en la Figura (4.8).

Subconjunto ?

Nombre y orientación del subconjunto
 Nombre: EMA FOTVOLTAICO TIPO
 Oriente: Plano inclinado fijo
 Inclinación: 20°
 Azimut: 67°

Ayuda de pre-dimensionamiento
 Sin dimensionamiento Ingrese potencia planeada: 14.0 kWp
 Redimens. ... o área disponible(módulos): 64 m²

Selección del módulo FV
 Prod. desde 2018: [▼] Filtro: Todos los módulos F [▼] Módulos necesarios aprox.: 33
 Jinkosolar [▼] 430 Wp 27V Si-mono JKM-430N-54HL4 Desde 2022 Datasheets 2022 [▼] [Q] Abrir
 Usar optimizador
 Dimensiona. voltaje : Vmpp (60°C) **28.3 V**
 Voc (-10°C) **41.8 V**

Selección del inversor
 Prod. desde 2018: [▼] Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz 50 Hz
 Huawei Technologies [▼] 15 kW 380 - 850 V TL 50/60 Hz SUN2000-15KTL-M0 Hasta 2021 [▼] 60 Hz
 [Q] Abrir
 Núm. de entradas MPPT: 2 [▼] Voltaje de funcionamiento: **380-850 V** Potencia del inversor utilizada **15.0 kWca**
 Utilizar multi-MPPT Voltaje máximo de entrada: **1080 V** **inversor con 2 MPPT**

Diseño del conjunto

Núm. de módulos y cadenas
 Mód. en serie: 18 [▼] entre 14 y 25
 Núm. cadenas: 2 [▼] única posibilidad 2
 Pérdida sobrecarga: 0.1 %
 Proporción Pnom: 1.03 [Mostrar dimensionamiento] ?
Núm. de módulos: 36 **Área: 70 m²**

Condiciones de operación
 Vmpp (60°C): 509 V
 Vmpp (20°C): 582 V
 Voc (-10°C): 753 V

Irradia. plano: 1000 W/m²
 Imp (STC): 27.1 A
 Isc (STC): 28.5 A
 Isc (en STC): 28.5 A

Máx. en datos STC
 Potencia de funcionamiento máx. **14.3 kW**
 (en 1000 W/m² y 50°C)
Potencia nom. conjunto (STC) 15.5 kWp

Figura 4.8 Rediseño del sistema fotovoltaico en PVSyst³.

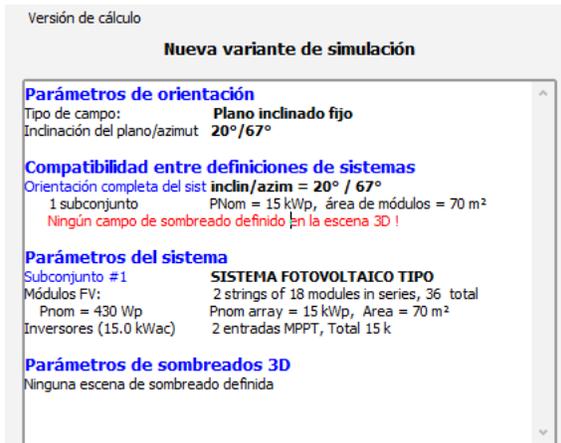


Figura 4.9 Resumen del sistema diseñado.

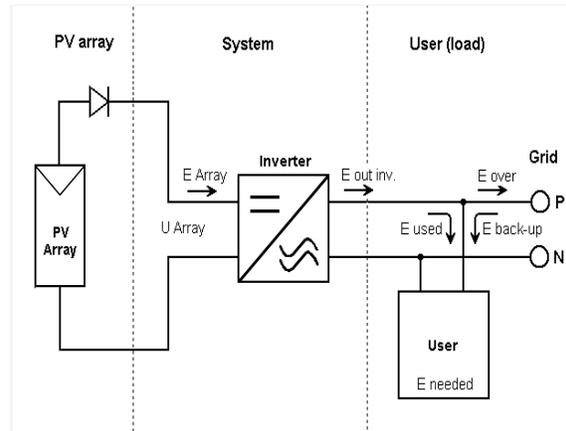


Figura 4.10 Esquema Simplificado.

En la Figura (4.11) se presenta la ventana final con todos los parámetros completados y listos para simular.

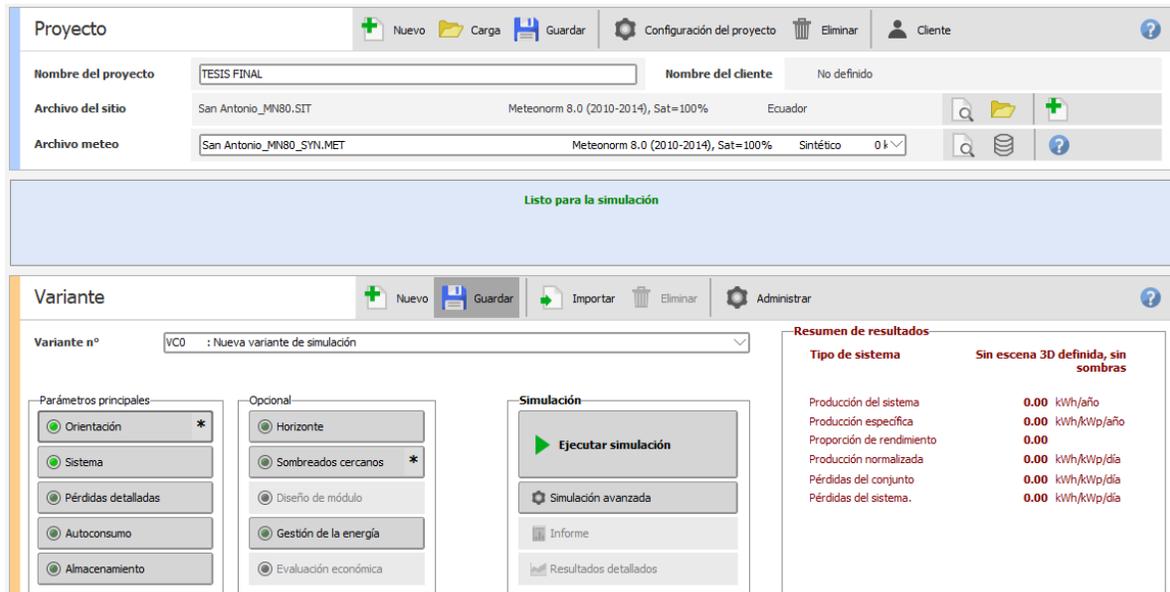


Figura 4.11 Proyecto listo para simular.

³ Debido a que el fabricante que se está utilizando no cuenta con un inversor de 13 kW, se elige el inversor más cercano que es de 15 kW. Con esta acción se observa que la advertencia mostrada en color anaranjado desaparece. La Figura (4.9) y (4.10) se presenta el resumen dado por el software PVSyst y el esquema simplificado del sistema fotovoltaico respectivamente

Finalmente se ejecuta la simulación de sistema. En la Figura (4.12) se muestran los principales resultados que puede entregar PVSyst. Para realizar el análisis se toman las gráficas (4.12), asociadas con el diagrama de entrada y salida de energía inyectada a la red y la proporción de rendimiento del sistema fotovoltaico.

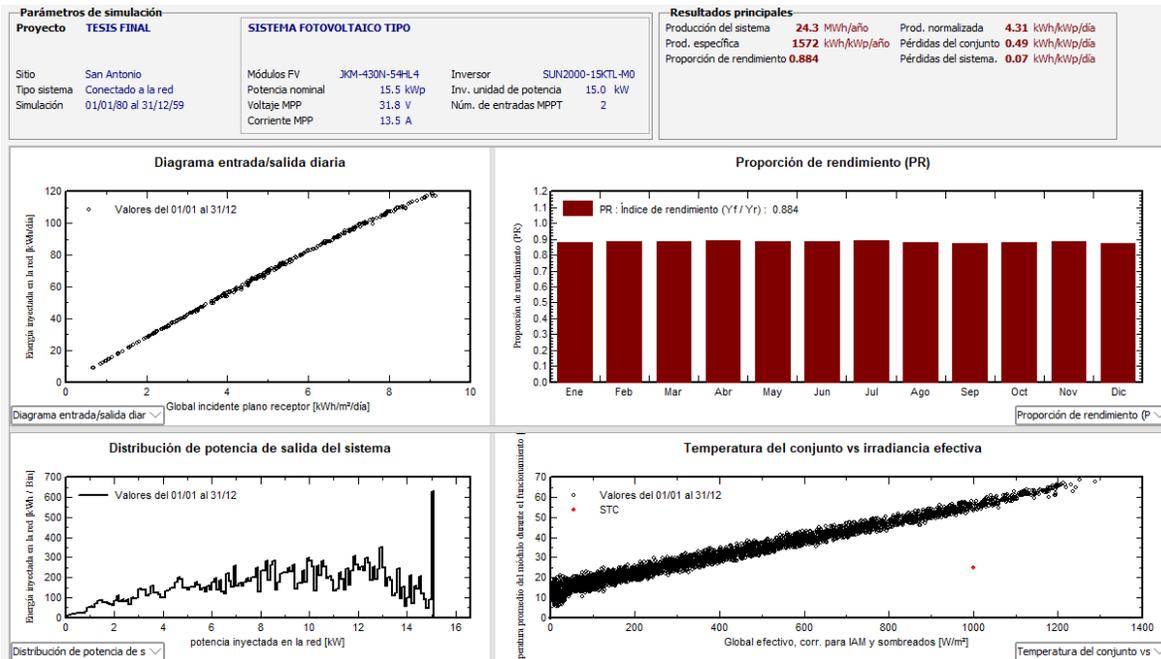


Figura 4.12 Simulación del sistema fotovoltaico.

En el diagrama de entrada y salida de potencia inyectada a la red se observa que existe una mínima curvatura, esto se da por el efecto de la temperatura que se presenta en los paneles solares. Los elevados niveles de irradiancia se representan con puntos separados y denota una sobrecarga en el sistema.

El sistema fotovoltaico presenta un índice de rendimiento de 0.884 por lo que se puede afirmar que el sistema tiene un alto rendimiento y que los parámetros calculados como simulados no difieren mucho.

CAPITULO 5: Análisis comparativo de la factibilidad de la instalación de un sistema fotovoltaico puro versus un sistema híbrido termo-solar fotovoltaico

Como parte del alcance de este proyecto de TIC, se planteó el análisis y el diseño de dos sistemas de micro generación para el autoabastecimiento de un usuario residencial: El diseño fotovoltaico fue realizado por Bryan Villafuerte y termo – solar realizado por Carlos Taipe. El objetivo es comparar la factibilidad de estos dos proyectos que aprovechan la energía del sol, bajo la consideración de que los proyectos se implantarían en la ciudad de Quito, aprovechando la perfecta climatología que presenta la ciudad para el uso de esta fuente de energía renovable.

Dentro de este contexto, en este capítulo se presenta una síntesis de los resultados numéricos obtenidos de la evaluación, para así definir cuál de los dos sistemas es el más viable para su construcción. Sin embargo, en primera instancia es necesario entender las diferencias que existen entre los dos sistemas evaluados, para así realizar el análisis comparativo.

El sistema híbrido termo-solar/fotovoltaico, es un sistema de aprovechamiento de la energía solar para la producción de energía eléctrica y energía térmica.

- El sistema termo – solar utiliza el sol para realizar el proceso térmico convirtiéndolo el calor para el uso doméstico. La energía termo – solar tiene tres usos principales:
 - Calentamiento de agua.
 - Apoyo a los sistemas de calefacción.
 - Climatización de ambientes (cuartos, piscinas, etc.)

El estudio de la factibilidad técnica y financiera del proyecto termo-solar/fotovoltaico consideró que el usuario utiliza gas para el calentamiento de agua, recurso que sería reemplazo por la parte térmica del sistema.

- El sistema fotovoltaico realiza procesos químicos para transformar la radiación solar en energía eléctrica. La principal aplicación es la iluminación y abastecimiento de energía para electrodomésticos y aparatos electrónicos.

El estudio de la factibilidad técnica y financiera del proyecto fotovoltaico, se consideró que la demanda del usuario incluye un calefón eléctrico para el calentamiento de agua, el cual sería abastecido desde el sistema fotovoltaico.

El usuario analizado tiene una demanda considerable, y relativo alto costo de pago de la energía como se detalló en el capítulo 4 sección 2.3, y la única diferencia en cuanto al tema de la demanda de los dos proyectos fue la inclusión de calefón eléctrico y el tipo de sistema de generación. De esto modo después del análisis técnico y financiero de los dos proyectos se obtuvieron los resultados que se observan en la Tabla (5.1):

Tabla 5.1 Resultados finales del sistema fotovoltaico y del sistema termo – solar.

	Sistema Fotovoltaico	Sistema hibrido sin subsidios	Sistema hibrido con subsidios
Costo de la inversión	\$ 22275.81	\$ 5889,69	\$ 5889,69
VAN	8251.67	\$ 1824.97	\$ -1187.45
TIR	8 %	10.26 %	4.25 %
Tiempo de retorno	15 años	9 años	15 años
Generación de energía neta	4366.17 kW (anual)	No presenta excedentes	No presenta excedentes

De la Tabla (5.1) se observa que el sistema fotovoltaico si bien es más caro debido a que está compuesto por una mayor cantidad de paneles fotovoltaicos, de características distintas a los elementos que componen el sistema híbrido, resulta viable para su instalación ya que a más de suplir con la demanda del cliente, a un costo más económico que la tarifa que se paga a la empresa distribuidora, además es capaz de entregar energía excedente a la red, lo que en conjunto reduce los costos por pago de suministro, que es justamente uno de los objetivos de la regulación para el fomento de instalación de este tipo de sistemas.

En cuanto a otros aspectos económicos de este tipo de sistemas, puede mencionarse que, si bien es cierto, son sistemas costosos que no son accesibles para todo público, resultan convenientes para clientes que se encuentran en el rango de consumo de 1501 – 2500 kWh, quienes pagan una tarifa de \$ 0.2752 por cada kilovatio-hora consumido. Para usuarios con consumos por debajo del mencionado, el proyecto ya no resulta tan viable, puesto que el retorno de la inversión tomaría más tiempo, o no llegaría a concretarse, dependiendo de la tarifa.

Por otro lado, en cuanto al sistema híbrido, se extrae que para el mismo usuario analizado el sistema no sería viable, debido a que su costo, no compensan los ahorros que se lograría, sobre todo bajo el escenario actual con un gas subsidiado. De hecho, al contrario del escenario actual, se observa la variación de los resultados, en una condición de evaluación sin subsidio, arroja una factibilidad para el proyecto híbrido, el cual es analizado a mayor detalle en TIC correspondiente.

En este contexto, se extrae que para impulsar a más usuarios a implementar estos sistemas, tanto el fotovoltaico, como el híbrido, es necesario el desarrollo de medidas de promoción de la tecnologías que pueden ser regulatorias, arancelarias, o de difusión, como por ejemplo tarifas preferentes para quienes desarrollen este tipo de tecnologías, o el acceso tasas de interés más bajas para los usuarios residenciales que busquen desarrollar este tipo de proyectos a través de créditos, o la implementación de medidas de difusión sobre los beneficios.

En lo que respecta al sistema híbrido, su grado de desarrollo tecnológico en el país es aún incipiente, y para impulsar su uso inicialmente debería hacerse una correcta divulgación o difusión de la tecnología para que los usuarios conozcan sus beneficios, y así progresivamente presenten interés en su instalación y uso.

Finalmente, otro de los temas que limita el uso de cualquier tipo de energía renovable es la existencia de subsidios, mientras estos se mantengan, esta será una barrera importante para el desarrollo de estas tecnologías.

CONCLUSIONES

En este Trabajo de Integración Curricular se presentó el estudio de la factibilidad técnico – financiera de la instalación de un sistema fotovoltaico para el autoabastecimiento eléctrico de un usuario residencial.

Este tipo de sistemas aprovechan la irradiación solar para generar energía eléctrica mediante procesos que realiza cada uno de los componentes que constituyen el sistema fotovoltaico y constituye una alternativa viable de suministro eléctrico, no solo a grande escala, sino a nivel residencial, aportando a la conservación del medio ambiente, y dentro de este contexto, es importante destacar la necesidad del involucramiento del estado creando leyes y normativas que impulsan a la adquisición de estas tecnologías (fotovoltaico). Particularmente en el Ecuador, se ha desarrollado la regulación Nro. ARCERNNR – 001/2021, las cuales garantizan y proveen los requisitos y condiciones técnicas suficientes para que el cliente que, está conectado a la empresa distribuidora, implemente un sistema de autoabastecimiento de hasta 1 MW. El sistema de microgeneración debe estar operando en sincronismo con la red y la energía generada será utilizada para cubrir la demanda del usuario.

En base al análisis técnico – financiero del sistema fotovoltaico se determina que el proyecto evaluado en este TIC es factible y rentable económicamente para usuarios que presenten un consumo mensual de 1501 – 2500 kWh en adelante. Para el caso del usuario tipo analizado, la recuperación se obtiene a partir del año 15, considerando que la vida útil, y por lo tanto en periodo de evaluación del proyecto es de 25 años, establecido por la Regulación Nro. ARCERNNR – 001/2021.

Además, el diseño del sistema fotovoltaico fue validado en el software técnico PVSyst. Se verificó que la cantidad de paneles que se requieren, la cantidad de paneles solares en serie y paralelo, las pérdidas presentes y la potencia de generación en el sistema fotovoltaico estén dentro de los rangos establecidos en el análisis realizado. Por tal razón se determina que el sistema está correctamente dimensionado y es factible para su implementación. Sin embargo, de acuerdo con el análisis técnico, es muy importante la ubicación y configuración del sistema fotovoltaico en el terreno para evitar cualquier tipo de sombras que puedan generar los elementos que se encuentren alrededor del sistema de micro generación, para así aprovechar al máximo del recurso solar. De la misma manera, es importante realizar el cálculo de separación entre paneles de manera adecuada para

evitar la sombra que pueda ocasionar los mismos y no tener pérdidas en el sistema fotovoltaico.

Si bien la zona de estudio donde se realizó el análisis técnico es estratégica para el desarrollo de este tipo de proyectos debido a la alta irradiancia solar que presenta; los análisis demostraron que, debido a las condiciones regulatorias y existencia de subsidios, no todos los proyectos renovables son factibles de desarrollarse desde el punto de vista financiero, como el caso de una microcentral híbrida para generación de energía eléctrica y calentamiento de agua sanitaria. Dentro de este contexto, sería fundamental que desde el Ministerio rector se busquen alternativas que permitan impulsar un mayor desarrollo de estos proyectos, ya que el aprovechamiento de dichas energías no solo es un ahorro económico para el consumidor final, sino también a la reducción de emisiones de CO₂ hacia el medio ambiente y reducción de gastos por subsidios para el Estado.

En base al análisis comparativo de la factibilidad de la instalación de un sistema fotovoltaico puro versus un sistema híbrido termo-solar fotovoltaico, se logró entender las diferencias que existe entre el sistema fotovoltaico y el sistema híbrido termo – solar fotovoltaico, mismo que permite abastecer de energía incluyendo equipos que suministrarán agua caliente a la vivienda. Sin embargo, para el sistema híbrido termo – solar fotovoltaico no es tan conocido debido a la poca difusión que existe en el país de este tipo de tecnologías y que a futuro se espera un mayor conocimiento de estos sistemas para un mejor aprovechamiento.

De acuerdo al análisis comparativo, el proyecto fotovoltaico es el sistema técnico y financieramente factible debido a que abastece de energía al usuario residencial y genera excedentes que son inyectados a la red de distribución. Además, se presenta beneficios como la recuperación de la inversión inicial que se produce en el mediano plazo, reduce el costo de la planilla eléctrica como también el consumo de energía eléctrica de la empresa distribuidora.

RECOMENDACIONES

En el Ecuador la gama de componentes que conforman el sistema fotovoltaico no es amplia, por lo general se maneja paneles e inversores de potencias considerables que en el país son difíciles de encontrar, por tal razón es de suma importancia verificar si se encuentra en stock dichos elementos y de no ser el caso importar tomando en cuenta que al importar un elemento encarece el sistema y se debe considerar todos estos aspectos para realizar el análisis financiero.

Se recomienda que en la actualización de la regulación que a futuro realizará la ARCERNNR, se tomen en cuenta otros modelos de comercialización para la operación de la microgeneración conectada a la red, como es el caso del Net Billing que es el modelo de facturación neta. Con este otro modelo es posible que los excedentes de energía producida por el sistema fotovoltaico sean remunerados con el mismo costo de la tarifa del pliego tarifario, para así incentivar a más clientes que hagan uso y desarrollo de estas plantas de generación.

Durante la fase de diseño del sistema FV, se debe tomar en cuenta, no sobredimensionar los elementos del sistema fotovoltaico, particularmente el inversor ya que puede generar pérdidas y reducir la eficiencia del sistema de micro generación. El dimensionamiento de la potencia de generación del sistema fotovoltaico debe ser únicamente para el autoconsumo del cliente, ya que la regulación ARCERNNR 001/21 no permite la venta de energía a terceros.

REFERENCIAS

- [1] ARCERNNR, Regulación 001/21, Quito, 2021.
- [2] B. Erazo, Diseño eléctrico de una vivienda con paneles solares utilizando microinversores, conectados a la red mediante un medidor biderccional, Guayaquil, 2019.
- [3] Anónimo, «SolergyEcuador,» 26 Enero 2018. [En línea]. Available: <https://solergyecuador.com.ec/household/que-es-la-energia-solar-y-cuales-son-sus-beneficios/>. [Último acceso: 13 Junio 2021].
- [4] O. Ortega, Procedimiento técnico para la implementación de microcentrales eléctricas utilizando paneles fotovoltaicos, Quito, 2013.
- [5] G. Martínez, Análisis de la viabilidad de la microgeneración fotovoltaica para residencias en la ciudad de Ibarra, Ibarra, 2020.
- [6] Anónimo, «IngeoExpert,» 29 Marzo 2019. [En línea]. Available: <https://ingeoexpert.com/2019/03/29/que-es-la-energia-solar-fotovoltaica-y-como-se-genera/>. [Último acceso: 13 Junio 2022].
- [7] C. Mantilla y J. Toro, Diseño e implementación de un colector cilindro-parabólico con seguimiento solar para obtener agua caliente, Latacunga, 2017.
- [8] J. Alonso, «SUNFIELDS,» 2007. [En línea]. Available: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/radiacion-solar/>. [Último acceso: 13 Junio 2022].
- [9] G. Álvarez y V. Vaca, Diseño e implementación de una microred híbrida a base de energía fotovoltaica y energía térmica diesel en la empresa Trace Oilfield Services Cia. Ltda. para reducir contaminación ambiental, Latacunga, 2014.
- [10] T. Damacela y G. Bryan, «Diseño e implementación de un módulo didáctico de microgeneración distribuida para análisis de fiabilidad y sustentabilidad en el suministro de energía eléctrica en el Laboratorio de Accionamientos Eléctricos.,» Mayo 2018. [En línea]. Available: <http://repositorio.espe.edu.ec/bitstream/21000/14697/1/T-ESPEL-EMI-0343.pdf>. [Último acceso: 2022 Junio 13].
- [11] M. Cárdenas, «Estudio técnico económico de la energía solar fotovoltaica y mini eólica a pequeña escala,» 11 Abril 2019. [En línea]. Available: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/32326>. [Último acceso: 13 Junio 2022].
- [12] S. Rios, Á. Rodas y A. Carlos, «Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de generación distribuida conectada a la red, para autoconsumo en un taller industrial en Guayaquil,» ESPOL, Guayaquil, 2017.

- [13] N. J. Patricio, «Generación fotovoltaica a gran escala para Morona Santiago,» Cuenca, 2019.
- [14] Copower, «SolarPeople,» [En línea]. Available: <https://solarpeople.co/>. [Último acceso: 17 Junio 2022].
- [15] M. Andrade, «Estudio para la implementación de generación fotovoltaica para autoabastecimiento en la empresa industrial "TORNASOL",» Quito, 2021.
- [16] Fernandez y Aguirre, «Renova Energia,» [En línea]. Available: <https://www.renova-energia.com/>. [Último acceso: 18 Junio 2022].
- [17] E. Rodriguez, «AreaTecnología,» [En línea]. Available: <https://www.areatecnologia.com/electricidad/regulador-de-carga-solar.html>. [Último acceso: 17 Junio 2022].
- [18] J. Quishpe, «Diseño de una central fotovoltaica para abastecimiento de energía eléctrica del Campus de la Escuela Politécnica Nacional,» Quito, 2020., Quito, 2020.
- [19] MIDUVI y C. d. I. Construcción, «Norma Ecuatoriana de Construcción,» Quito, 2011.
- [20] L. Mosquera y O. Toaquiza, «Estudio técnico, económico y financiero para la implementación del sistema Net Metering en Ecuador,» Quito, 2017, Quito, 2017.
- [21] «IUSA,» 1993. [En línea]. Available: <https://www.iusa.com.mx/?p=NjUz>. [Último acceso: 17 Junio 2022].
- [22] Miranda, «Planta solar fotovoltaica de 1 MW coenctada a la red,» Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de Telecomunicaciones de Santander, Santander, 2001.
- [23] P. Gonzales, «Evaluación de pérdidas de energía en la operación de plantas,» Universidad de Sevilla, Sevilla, 2019.
- [24] L. Gil, «Eficiencia Energética,» 26 Septiembre 2016. [En línea]. Available: <https://www.embutidosluisgil.com/blog/2018/09/en-que-consiste-la-microgeneracion/>. [Último acceso: 23 Junio 2022].
- [25] ARCONEL. [En línea]. Available: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/10/Proyecto-Regulacion-Microfotovoltaica-16.10.18-obs-PG.pdf>. [Último acceso: 24 Junio 2022].
- [26] C. Chávez, «Propuesta de un método para el cálculo del número de paneles fotovoltaicos para microgeneración y autoabastecimiento de consumidores finales a través de la estimación de la irradiancia solar global utilizando lógica difusa,» EPN, Quito, 2021.
- [27] J. L. E. López Barboza, «Diseño de un sistema fotovoltaico para autoconsumo conectado a red en la Empresa Viettel Perú S.A.C. ubicado en Trujillo - La Libertad.,» 28 Octubre 2019. [En línea]. Available:

<https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/5494>. [Último acceso: 6 Julio 2022].

- [28] H. Enriquez, El ABC de las instalaciones eléctricas en sistemas eólicos y fotovoltaicos, Limusa Noriega, 2011.
- [29] E. Rabelo, Diseño del sistema de tierra física para instalación fotovoltaica, CIDE Aguascalientes, Jalisco, 2016.
- [30] ARCERNNR, «Pliego tarifario del servicio público de energía eléctrica,» Quito, 2022.
- [31] J. Solar. [En línea]. Available: <https://www.jinkosolar.com/en>. [Último acceso: 11 Agosto 2022].
- [32] AutoSolar, «Energía Solar,» 4 Julio 2021. [En línea]. Available: <https://autosolar.es/inversores-de-red-trifasicos/inversor-huawei-sun2000-15ktl-m2-15kw-trifasico>. [Último acceso: 8 Agosto 2022].
- [33] NASA, «Power Data Access Viewer,» [En línea]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>. [Último acceso: 11 Agosto 2022].

ANEXOS

A – 1: Catálogo del calefón eléctrico.

www.acerocomercial.com



Calentadores de agua
calefón eléctrico

Radiance Nova
11 KW - 14.6 KW



ESPECIFICACIONES

- Mayor compatibilidad con todo tipo de conexión doméstica.
- Pantalla digital con código de errores.
- Panel de regulación touch.
- Presentación de 11KW y 14.6 KW
- Temperatura constante y programable

MODELO	NOVA 11KW	NOVA14.6 KW
FASES	2	
VOLTAJE NOMINAL	220-240V	
POTENCIAL NOMINAL	11KW	14.6 KW
TAMAÑO MÍNIMO DE CABLE	10 AWG	8 AWG
INTERRUPTOR MÍNIMO REQUERIDO	50 AMP	63 AMP
DIMENSIONES	360x220x60 mm	
PRESIÓN DE AGUA	25 PSI / 60 PSI	

NIVEL DE SATISFACCIÓN



Este nivel de satisfacción relaciona el caudal de agua caliente obtenido, con el requerimiento del cliente.

TIPO DE CONSUMO por región

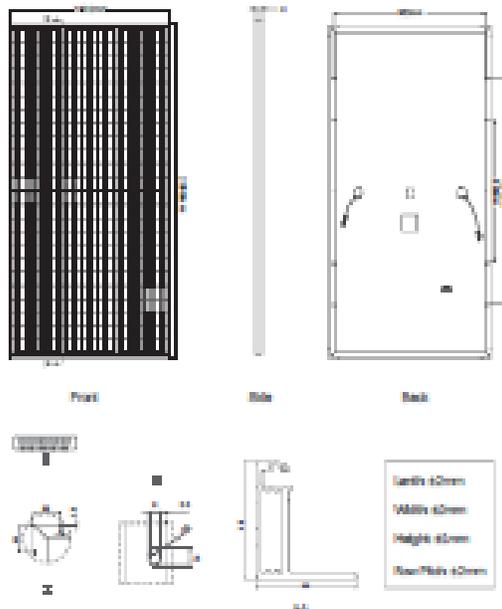
MODELOS	SIERRA				COSTA			
	1 Ducha	Ducha + Lavamanos	2 Duchas	1 Tira	1 Ducha	Ducha + Lavamanos	2 Duchas	1 Tira
11KW	😊	😊	😞	😊		😊		😊
14.6KW		😊		😊		😊		



TECNOLOGÍA ALEMANA
www.radiance.ec

A – 2: Catálogo del panel solar.

Engineering Drawings

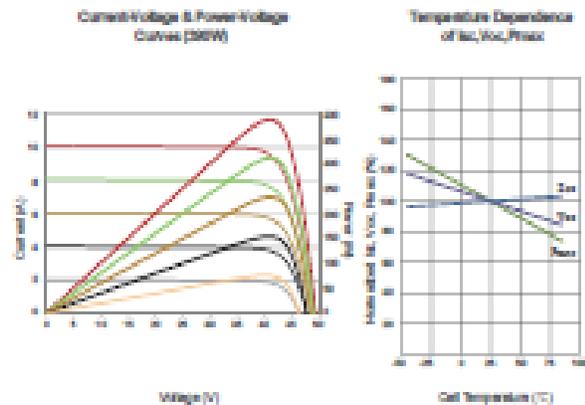


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

27pcs/pallet , 54pcs/back, 594pcs/40HQ 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 Transmittance, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 3x40mm ² , (+) 290mm, (-) 145mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JSM090M-72H		JSM095M-72H		JSM100M-72H		JSM105M-72H		JSM110M-72H	
	JSM090M-72H-V	JSM095M-72H-V	JSM095M-72H-V	JSM100M-72H-V	JSM105M-72H-V	JSM105M-72H-V	JSM110M-72H-V	JSM110M-72H-V	JSM110M-72H-V	JSM110M-72H-V
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (P_{max})	360Wp	364Wp	365Wp	369Wp	400Wp	397Wp	405Wp	398Wp	410Wp	310Wp
Maximum Power Voltage (V_{mp})	41.1V	38.1V	41.4V	38.2V	41.7V	38.8V	42.0V	38.8V	42.3V	40.0V
Maximum Power Current (I_{mp})	8.46A	7.54A	8.55A	7.80A	8.80A	7.89A	8.85A	7.73A	8.89A	7.76A
Open-circuit Voltage (V_{oc})	48.2V	45.0V	48.5V	45.2V	48.8V	45.5V	49.1V	45.7V	49.4V	46.8V
Short-circuit Current (I_{sc})	10.12A	8.00A	10.22A	8.09A	10.26A	8.19A	10.46A	8.22A	10.60A	8.26A
Module Efficiency STC (%)	19.56%		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 P_{max}	-0.35%/°C									
Temperature Coefficients of V_{oc}	-0.29%/°C									
Temperature Coefficients of I_{sc}	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%

A – 3: Catálogo del inversor.

SUN2000-12/15/17/20KTL-M2 Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas	SUN2000 -12KTL-M2	SUN2000 -15KTL-M2	SUN2000 -17KTL-M2	SUN2000 -20KTL-M2
Eficiencia				
Máxima eficiencia	98,50%	98,67%	98,65%	98,65%
Eficiencia europea ponderada	98,00%	98,30%	98,30%	98,30%
Entrada				
Potencia PV máxima de entrada ¹	18,000 Wp	22,500 Wp	25,500 Wp	30,000 Wp
Tensión máxima de entrada ²	1,000 V			
Rango de tensión de operación ³	160 V ~ 850 V			
Tensión de arranque	200 V			
Tensión nominal de entrada	600 V			
Intensidad de entrada máxima por MPPT	22 A			
Intensidad de cortocircuito máxima	30 A			
Cantidad de MPPTs	2			
Cantidad máxima de entradas por MPPT	2			
Salida				
Conexión a red eléctrica	Tres fases			
Potencia nominal activa de CA	12,000 W	15,000 W	17,000 W	20,000 W
Máx. potencia aparente de CA	13,200 VA	16,500 VA	18,700 VA	22,000 VA
Tensión nominal de salida	220 Vac / 230 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 3W + N + PE			
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz			
Máx. intensidad de salida	20 A	25,2 A	20,5 A	30,5 A
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ~ 0,8 inductivo			
Máx. distorsión armónica total	≤ 3 %			
Características y protecciones				
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	SI			
Protección anti-isla	SI			
Protección contra sobrintensidad de CA	SI			
Protección contra cortocircuito de CA	SI			
Protección contra sobrintensidad de CA	SI			
Protección contra polaridad inversa CC	SI			
Protección contra descargas atmosféricas CC	Type II			
Protección contra descargas atmosféricas CA	SI, Clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11			
Monitorización de corriente residual	SI			
Protección contra fallas de arco	SI			
Control del receptor Ripple	SI			
Recuperación integrada de PID ⁴	SI			
Datos generales				
Rango de temperatura de operación	-25 ~ + 60 °C			
Humedad de operación relativa	0 % RH ~ 100% RH			
Altitud de operación	0 ~ 4,000 m (disminución de la capacidad eléctrica a partir de los 2,000 m)			
Ventilación	Convección natural			
Pantalla	LED indicators; WiFi integrada + aplicación FusionSolar			
Comunicación	RS485; WLAN / Ethernet a través de Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional) 4G / 3G / 2G a través de Smart Dongle-4G (Opcional)			
Peso (Incluida ménsula de montaje)	25 kg			
Dimensiones (Incluida ménsula de montaje)	525 x 470 x 262 mm			
Grado de protección	IP65			
Consumo de energía durante la noche	< 5,5 W ⁵			
Compatibilidad optimizadora				
DC MBUS optimizador compatible	SUN2000-450W-P			
Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)				
Seguridad	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2			
Estándares de conexión a red eléctrica	GB, GB5, EN 50548, CEI 0-21, CEI 0-16, VDE-AR-N-4105, VDE-AR-N-4110, AS 4777.2, C10/11, ABNT, VDE 2019, RD 1699, RD 661, PO 12.3, TOR DA, IEC61737, IEC62116, DEWA			

¹ La potencia fotovoltaica máxima de entrada del inversor es de 30,000 Wp cuando las condiciones de operación son ideales y no consideran ningún elemento con el SUN2000-450W-P como optimizador integrado de potencia.

² El voltaje de entrada máxima es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más allá probablemente dañaré el inversor.

³ Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

⁴ SUN2000-12-20KTL-M2 ofrece compatibilidad between PV and ground to allow users through integrated PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include P type (mono, poly).

⁵ < 5,5 W cuando la función de recuperación PID está activada.