

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

**Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la
Producción**

“Dimensionamiento y análisis de viabilidad del uso de energía solar para el
edificio de CONFENACCOM”

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero Mecánico

Presentado por:

Emilia Isabel Dávalos Gómez De la Torre

Luis Miguel Ibarra Buenaño

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2020

DEDICATORIA

El presente proyecto se lo dedico a mi familia, especialmente a mis padres Francisco y María José, a mi hermana y mi abuelita, quienes siempre me han apoyado en todas las metas que me he propuesto a lo largo de mi vida, de igual manera a Fernando por nunca dudar de mí y darme ánimo para seguir adelante. A mis amigos que lograron que mi etapa universitaria sea memorable.

Finalmente, a todas las mujeres que quieren estudiar ingeniería, nunca dejen de luchar por alcanzar sus sueños.

Emilia Isabel Dávalos Gómez de la Torre

DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico a mis padres, Bolívar y Martha, por apoyarme en mi formación académica, y a mi hermano mayor, José, por ser un ejemplo a seguir.

A mis familiares por alentarme a seguir adelante con mis estudios, y a mis amigos que hicieron de mi carrera universitaria una etapa encantadora en mi vida.

Luis Miguel Ibarra Buenaño

AGRADECIMIENTO

Agradecemos a Dios por guiarnos durante estos años de estudio. A nuestros padres por ser promotores de nuestros sueños y brindarnos su apoyo incondicional durante nuestra formación académica. A nuestros compañeros por estar presentes en este camino y aportarnos buenos momentos. De igual manera a la PhD. Emérita Alexandra Delgado Plaza por sus lecciones y consejos ofrecidos durante el desarrollo de este proyecto.

Por último, agradecemos de especial manera a la CONFENACCOM por permitirnos desarrollar este proyecto y darnos el espacio para superarnos académicamente.

Emilia Isabel Dávalos Gómez de la Torre
Luis Miguel Ibarra Buenaño

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Emilia Isabel Dávalos Gómez de la Torre y Luis Miguel Ibarra Buenaño damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”



Emilia Isabel Dávalos
Gómez de la Torre



Luis Miguel Ibarra
Buenaño

EVALUADORES

EMERITA
ALEXANDR
A
DELGADO
PLAZA

Firmado digitalmente
por EMERITA ALEXANDRA
DELGADO PLAZA
DN: cn=EMERITA
ALEXANDRA DELGADO
PLAZA, c=EC, o=SECURITY
DATA S.A. 1, ou=ENTIDAD DE
CERTIFICACION DE
INFORMACION
Motivo: Soy el autor de este
documento
Ubicación:
Fecha: 2021-02-18 18:35:05:00

PhD. Emérita Delgado Plaza

PROFESORA DE LA MATERIA
PROFESOR TUTOR



PhD. Ian Sosa Tinoco

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

Actualmente en Ecuador, la fuerte demanda energética contribuye al incremento de la huella de carbono ya que la producción de energía está basada en combustibles fósiles. El objetivo principal de este proyecto es analizar la viabilidad de implementar un sistema fotovoltaico conectado a red en el edificio de la CONFENACCOM, de tal forma que reduzca el gasto en electricidad y ayude a la sustentabilidad del mismo. El análisis de viabilidad se dividió en dos partes, el dimensionamiento del sistema fotovoltaico y el análisis de rentabilidad económica, los cuales se llevaron a cabo para tres alternativas diferentes de abastecimiento de energía. Para el dimensionamiento se empleó el software PVSYST tomando como base el consumo energético de la edificación a partir del levantamiento de información, y los datos de energía solar aprovechable de la ubicación. Seguidamente, se utilizó el software HOMER Pro para obtener la alternativa más factible en relación al costo-beneficio de los componentes del sistema y el tiempo de vida del proyecto. La alternativa más rentable fue la opción que cubría toda la demanda energética del edificio, con una producción de 130.8 MWh/año con el uso de 210 paneles solares de 455 Wp y tres inversores de 30kW; y una inversión total de \$45,534.68 considerando los gastos de operación y mantenimiento durante la vida útil del proyecto. Se concluye que el sistema fotovoltaico es rentable ya que tiene un VAN de \$23,580.46 y un TIR del 14%, y se logra abastecer la demanda energética con un 74% de producción renovable.

Palabras clave: Sistema fotovoltaico conectado a red, PVSYST, HOMER Pro, irradiación.

ABSTRACT

Currently in Ecuador, the strong energy demand contributes to the increase of the carbon footprint since energy production is based on fossil fuels. The main objective of this project is to analyze the feasibility of installing a photovoltaic system in the CONFENACCOM building, in such a way that it reduces the expenditure of electric energy and contributes to the sustainability of the building. The feasibility analysis of the project was divided into two parts, the sizing of the photovoltaic system and the economic profitability analysis, which were carried out for three different energy supply alternatives. The PVSYST software was used for the sizing, based on the energy consumption of the building from the information survey and the data on usable solar energy at the location. Next, the HOMER Pro software was used to obtain the most feasible alternative in relation to the cost-benefit ratio of the system components and the project's lifetime. The most cost-effective alternative was the option that covered the entire energy demand of the building, with a production of 130.8 MWh/year with the use of 210 solar panels of 455 Wp and three inverters of 30kW; and a total investment of \$45,534.68 considering the operation and maintenance costs during the life of the project. It is concluded that the photovoltaic system is profitable since it has an NPV of \$23,580.46 and an IRR of 14%, and it is able to supply the energy demand with 74% of renewable production.

Keywords: *Grid-connected photovoltaic system, PVSYST, HOMER Pro, irradiation.*

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
ABSTRACT.....	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS.....	V
SIMBOLOGÍA.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VII
ÍNDICE DE TABLAS.....	VIII
CAPÍTULO 1.....	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Definición del problema.....	1
1.2. Justificación del problema.....	1
1.3. Objetivos.....	2
1.3.1. Objetivo general.....	2
1.3.2. Objetivos específicos.....	2
1.4. Marco teórico.....	2
1.4.1. Introducción a la energía solar.....	3
1.4.2. Fundamentos de tecnologías fotovoltaicas.....	3
1.4.3. Componentes del sistema fotovoltaico.....	4
1.4.4. Sistema fotovoltaico conectado a red.....	5
1.4.5. Sector energético ecuatoriano.....	5
1.4.6. Herramientas de simulación.....	6
CAPÍTULO 2.....	7
2. METODOLOGÍA.....	7
2.1. Proceso de diseño.....	7
2.2. Localización de Área.....	8
2.3. Condiciones ambientales.....	9
2.4. Consumo energético de la edificación.....	9
2.5. Caracterización del potencial energético.....	10
2.5.1. Irradiación solar.....	10
2.5.2. Irradiación incidente en los paneles.....	10
2.6. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico.....	12
2.6.1. Rendimiento de un panel fotovoltaico.....	12

2.6.2. Número de paneles.....	12
2.6.3. Distancia mínima entre paneles fotovoltaicos.....	13
2.7. Análisis de sombra	13
2.8. Instalación del sistema conectado a red.....	14
2.9. Simulación.....	14
2.10. Análisis de alternativas.....	15
CAPÍTULO 3.....	17
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	17
3.1. Pérdidas por sombra	17
3.2. Sistema conectado a red.....	17
3.2.1. Análisis teórico.....	18
3.2.2. Simulación	19
3.3. Análisis de costo y factibilidad financiera	22
3.3.1. Mantenimiento	22
3.3.2. Ahorros	22
3.3.3. Costos.....	23
3.3.4. TIR y VAN.....	24
CAPÍTULO 4.....	25
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	25
4.1. Conclusiones.....	25
4.2. Recomendaciones.....	27
BIBLIOGRAFÍA	
APÉNDICES	

ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
CONFENACCOM	Confederación Nacional de Comunas del Ecuador
GADS	Gobiernos Autónomos Descentralizados
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
PVSYST	Photovoltaic Systems
HOMER	Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources
NASA	National Aeronautics and Space Administration

SIMBOLOGÍA

W	Watts
kWh	Kilowatts hora
m	Metro
m ²	Metro cuadrado
°C	Celsius
hPa	Hectopascales
msnm	Metros sobre el nivel del mar
octas	grado de nubosidad

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Componentes de un sistema fotovoltaico.....	4
Figura 2.1 Diagrama de flujo del proceso de diseño	7
Figura 2.2 Ubicación geográfica de la edificación	8
Figura 2.3 Fachada de la edificación.....	8
Figura 2.4 Irradiación incidente para diferentes ángulos de inclinación	11
Figura 2.5 Distancia entre paneles	13
Figura 3.1. Gráfico de trayectoria solar de Guayaquil	17
Figura 3.2 Ahorros obtenidos para cada caso	23

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Dimensiones de la edificación	9
Tabla 2.2 Condiciones ambientales.....	9
Tabla 2.3 Datos de irradiación global horizontal.....	10
Tabla 3.1 Resultados teóricos para cada caso propuesto	18
Tabla 3.2 Resultados obtenidos mediante simulación en PVSYST.....	19
Tabla 3.3 Resultados obtenidos mediante la simulación de HOMER.....	20
Tabla 3.4 Simulación optimizada por HOMER	21
Tabla 3.5 Inversión requerida para cada caso propuesto.....	23
Tabla 3.6 Indicadores económicos de cada caso.....	24

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Definición del problema

En los últimos años se ha producido un crecimiento en la demanda energética del Ecuador, y con esto el aumento en la dependencia de combustibles fósiles para producción de energía. Es así como el sector energético ecuatoriano no ha logrado integrar el uso de energías renovables, a pesar de poseer una situación privilegiada climatológicamente. De ahí que, La Confederación Nacional de comunas del Ecuador CONFENACCOM desea convertir su sede central ubicada en Guayaquil, frente al malecón 2000, en una edificación sostenible por medio del aprovechamiento de energía solar. Actualmente, la edificación se encuentra en un estado de mantenimiento debido a que la edificación no ha sido utilizada durante 6 años. CONFENACCOM desea incorporar nuevas oficinas y salones de eventos para exposiciones de los comuneros, lo cual supone un costo elevado en el consumo de electricidad. Por ende, se requiere una alternativa sostenible que le permita disminuir el costo de consumo eléctrico del edificio, convirtiéndolo en una edificación sustentable y ecoeficiente.

1.2. Justificación del problema

En el año 2018, se constituye CONFENACCOM siendo una confederación que permite la gestión de las comunas de las islas del golfo de Guayaquil y cualquier comuna a nivel nacional que se encuentra inscrita en la confederación, ante los Gobiernos Autónomos Descentralizados (GAD) y gobernaciones para el desarrollo de su población. CONFENACCOM fortalece el emprendimiento de cada comuna, para ello, han adquirido un edificio que les permitirá realizar eventos para difusión de emprendimientos, su cultura y de más actividades afines. Las condiciones actuales que presenta la edificación no son las adecuadas debido a las dificultades presentes en los sistemas de iluminarias los cuales utilizan dispositivos poco eficientes, modelos de aires acondicionados antiguos y sistemas eléctricos obsoletos, lo que produce un alto costo eléctrico mensual. Por lo tanto, CONFENACCOM, se encuentra planificando una reestructuración de la infraestructura

del edificio y sistema eléctrico, con la visión que sea sostenible energéticamente. Para ello requieren analizar una alternativa con el uso de energías renovables, específicamente de un sistema fotovoltaico de apoyo. De esta manera, la instalación de módulos fotovoltaicos no solo logrará una reducción en el consumo de energía eléctrica proveniente de la red de distribución, sino que también permitirá a la edificación reducir su impacto ambiental, cumpliendo con el objetivo de desarrollo sostenible 7 al garantizar energía asequible y no contaminante.

En relación con los aspectos técnicos como seguridad, salud pública y bienestar, el proyecto evalúa las condiciones actuales de equipos eléctricos como aire acondicionado para los posibles cambios en el confort térmico para el bienestar del grupo administrativo de la Confederación Nacional de Comuneros.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Analizar la viabilidad de la implementación de energía solar fotovoltaica en el edificio de CONFENACCOM que garantice la sostenibilidad energética de la edificación.

1.3.2. Objetivos específicos

1. Realizar el levantamiento de información de la instalación y equipos eléctricos del edificio para la determinación del consumo energético de la edificación.
2. Evaluar la energía solar del área de actuación para determinar la potencia aprovechable de irradiación.
3. Dimensionar el sistema fotovoltaico a través de la evaluación de múltiples alternativas de configuración del campo de captación y complementos.
4. Analizar costos y evaluación energética del sistema utilizando programas de simulación.

1.4. Marco teórico

El presente proyecto consiste en dimensionar un sistema fotovoltaico para el edificio CONFENACCOM ubicado en el centro de la ciudad de Guayaquil, tomando en cuenta todos los aspectos y componentes que intervienen en el

dimensionamiento de un sistema fotovoltaico.

1.4.1. Introducción a la energía solar

En la actualidad, el país y el resto del mundo atraviesa una crisis ambiental severa que ha motivado la innovación de nuevas alternativas para la producción de energía limpia. De esta manera, las energías renovables han logrado posicionarse a nivel mundial como una solución ante el impacto ambiental causado por el uso excesivo de recursos no renovables, tal como los combustibles fósiles. De ahí que, entre las principales fuentes de energía renovables se encuentra el sol.

La energía solar que cae sobre la tierra firme es $1,5 \times 10^{17}$ kWh, lo que equivale a varios miles de veces el consumo total energético mundial actual (Gallegos, 2017). Por tanto, el sol, como fuente natural de energía, puede ser aprovechado para solventar las necesidades energéticas de una manera rentable, limpia e inagotable.

1.4.2. Fundamentos de tecnologías fotovoltaicas

La energía fotovoltaica es aquella que se encarga de captar y transformar de forma directa la radiación solar en energía eléctrica. El efecto fotovoltaico es el proceso fotoeléctrico en el cual la energía luminosa que proviene de los fotones de luz del sol se convierte en electricidad. En este proceso, los fotones de luz son absorbidos por células fotovoltaicas, con el fin de transferir su energía a los electrones de los átomos de las células. Estas células son dispositivos semiconductores, los cuales permite transformar la luz incidente en energía eléctrica, la cual es capaz de impulsar los electrones liberados del material semiconductor hacia un circuito externo (Barrera, 2010).

De ahí que, un sistema fotovoltaico es el conjunto de elementos mecánicos y eléctricos capaces de convertir la energía solar en energía eléctrica por medio del efecto fotovoltaico. En el mercado, se puede clasificar los sistemas fotovoltaicos de acuerdo con su configuración:

Los sistemas aislados o autónomos son aquellos que utilizan baterías para el almacenamiento de energía. Estos sistemas se encuentran en construcciones de difícil acceso, es decir en zonas donde no existe red eléctrica.

Los sistemas conectados a red son los sistemas que como su nombre lo menciona no requieren de baterías ya que toda la energía producida se introduce a la red de distribución eléctrica (Baselga, 2019).

1.4.3. Componentes del sistema fotovoltaico

Los principales componentes de un sistema fotovoltaico son: panel solar, inversor, regulador y baterías.

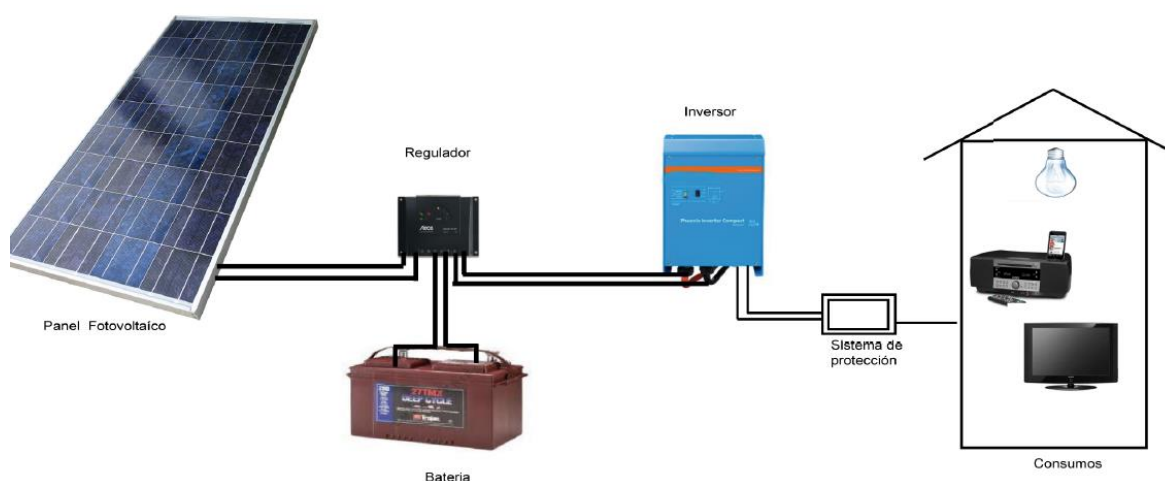


Figura 1.1 Componentes de un sistema fotovoltaico. (Barriga et al., 2014)

Paneles solar fotovoltaicos: Son los dispositivos que aprovechan la energía solar para generar electricidad. Estos dispositivos están constituidos por varias células fotovoltaicas, interconectadas, ensambladas y protegidas por una estructura externa (Barrera, 2010). Los materiales más utilizados para su fabricación son el arseniuro de galio, y el silicio. Este último se caracteriza por tener un menor costo y puede clasificarse en tres grupos principales: silicio mono cristalino, silicio poli cristalino y silicio amorfo (Pareja Aparicio, 2010).

Regulador: El regulador es un dispositivo electrónico que permite controlar la corriente eléctrica de carga resultante del panel fotovoltaico hacia la batería, y de descarga que fluye desde la batería a los aparatos que requieren energía eléctrica. El regulador interrumpe el paso de corriente si la batería se encuentra completamente cargada o si ha alcanzado su máxima descarga (Vega de Kuyper, 2018).

Inversor: Este dispositivo se encarga de transformar la corriente continua, generada en el panel fotovoltaico o suministrada por las baterías, a

corriente alterna de tal manera que pueda conectarse a los diversos dispositivos y electrodomésticos del hogar (Gil et al., 2009).

Batería: Las baterías se utilizan para almacenar la energía excedente y proporcionarla en los períodos de tiempo en el que la demanda de los equipos eléctricos no puede ser abastecida por completo por la energía producida por el generador fotovoltaico (Mascaros Mateo, 2015).

1.4.4. Sistema fotovoltaico conectado a red

Los sistemas fotovoltaicos que son conectados a la red de distribución eléctrica están conformados por un generador fotovoltaico conectado a un inversor. No cuentan con baterías, por lo tanto, toda la radiación solar convertida en electricidad es consumida directamente por el usuario o entregada a la red de distribución eléctrica (Gil et al., 2009).

1.4.5. Sector energético ecuatoriano

El sector energético ecuatoriano es considerado como un sector estratégico a nivel nacional debido a su importancia dentro de la productividad del país. El sector eléctrico es uno de los pilares para alcanzar el desarrollo productivo y económico de país, por lo que el estudio de la situación actual es necesario para la proyección del uso e implantación de nuevas alternativas que fortalezcan la matriz energética y aproveche los recursos naturales que brinda el propio ecosistema.

La gestión administrativa del sector eléctrico recae totalmente en El Estado, el cual a través del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables se encarga de planificar y controlar el desarrollo de este sector por medio de regulaciones y políticas. Actualmente, se han desarrollado proyectos en los cuales se prioriza el uso de recursos energéticos locales y energías renovables. “Al 2018 se contó con 8.826,89 MW de potencia instalada provenientes el 59,84% de fuentes Renovables, y el 40,16% correspondientes a fuentes No Renovables” (MERNNR, 2019). De acuerdo con el Plan Maestro de Electrificación 2019-2027, el MERNNR, plantea la expansión de generación y transmisión de energía eléctrica de alta calidad y seguridad, que logre impulsar el uso eficiente de la demanda de electricidad a nivel nacional. De esta manera, el sector energético nacional, planea la diversificación de la matriz energética, a través de la ejecución de

proyectos sostenibles para generación de energía limpia, distribución adecuada y consumo inteligente.

1.4.6. Herramientas de simulación

Actualmente, se encuentran disponibles una gran diversidad de programas capaces de realizar cálculos y simulaciones para dimensionar sistemas fotovoltaicos, lo cual permite a los ingenieros evaluar diferentes situaciones en el menor tiempo posible y escoger la alternativa más adecuada (Esteris Ramírez, 2017). Para el desarrollo del presente proyecto se hace uso de los programas PVSYST y HOMER.

PVSYST: Es un programa que permite realizar el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica y analizar la viabilidad del sistema, ya sea aislado o conectado a red. El programa muestra dos opciones de diseño: preliminar y de proyecto. El diseño preliminar solicita al usuario introducir parámetros generales de diseño, tales como el espacio disponible para los paneles y la carga nominal que requiere la edificación, y como resultado muestra el tamaño de la instalación sin especificaciones. El diseño de proyecto realiza un estudio más detallado, en el cual se puede analizar parámetros tales como orientación de los paneles solares, análisis del factor de sombra, selección de modelos de paneles o inversores, etcétera (Dávila Gómez, 2011).

HOMER: Es un programa diseñado para la simulación y optimización de sistemas híbridos de energías renovables, incluyendo los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica. Su interfaz presenta tres fases: simulación, optimización y análisis de sensibilidad. La simulación determina la factibilidad del sistema y los costos a lo largo de su ciclo de vida. La optimización simula diversas alternativas con la finalidad de encontrar la solución de diseño óptima que satisface los requerimientos solicitados. Y el análisis de sensibilidad evalúa efectos de inestabilidad producidos por los cambios en parámetros que no son controlables como la velocidad del viento o variación del precio de combustible a futuro (Avila-Prats et al., 2011).

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

2.1. Proceso de diseño

En la figura 2.1 se muestra el proceso de diseño empleado para la ejecución del proyecto.

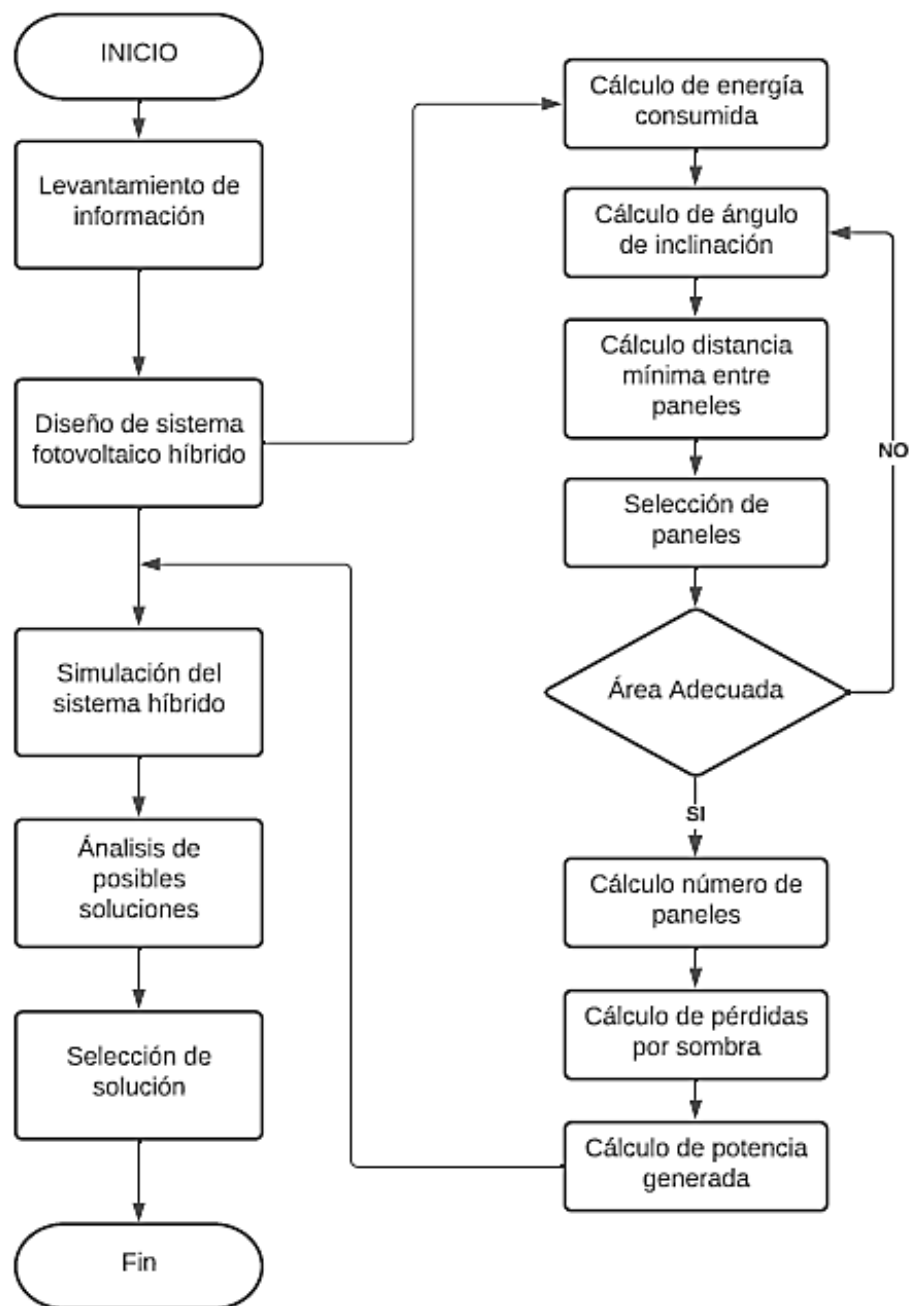


Figura 2.1 Diagrama de flujo del proceso de diseño.
[Fuente: Elaboración propia]

2.2. Localización de Área

La edificación seleccionada para el desarrollo del presente proyecto pertenece a La Confederación Nacional de Comunas del Ecuador, o también identificado por sus siglas CONFENACCOM. La edificación está constituida por tres plantas de altura y consta de un área de construcción aproximada de 690 m². En la figura 2.2 se muestra la ubicación geográfica de la edificación y su orientación en el mapa. La dirección es: Avenida 12 NE 304, Guayaquil 090313, y sus coordenadas geográficas son: 2°11'11.1"S 79°52'38.6"W.



Figura 2.2 Ubicación geográfica de la edificación. [Fuente: Google earth]

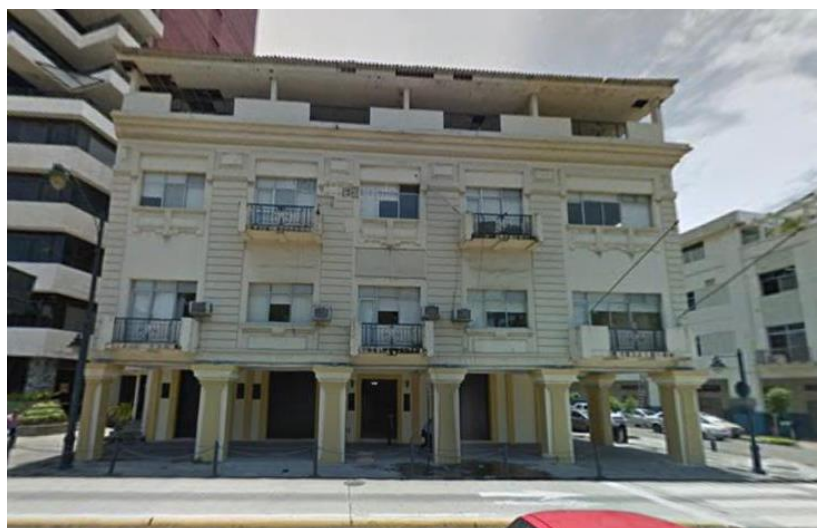


Figura 2.3 Fachada de la edificación. [Fuente: Elaboración propia]

Para el análisis del dimensionamiento del sistema fotovoltaico de la edificación se utilizó las dimensiones de la cubierta siendo el área destinada para la instalación de los paneles fotovoltaicos. Como se observa en la figura 2.2, la extensión del edificio no es cuadrada ya que está conformado por lados dispares y un ángulo de desviación entre ellos. A continuación, en la tabla 2.1, se muestran las dimensiones aproximadas de la superficie del edificio, bajo las cuales se estableció el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

Tabla 2.1 Dimensiones de la edificación.
[Fuente: Elaboración propia]

Lado (Malecón Simón Bolívar)	24.0 m
Lado (Calle Montalvo)	30.0 m
Lado (posterior)	21.5 m
Lado (edificio Sipecom S.A)	30.1 m

2.3. Condiciones ambientales

En la tabla 2.2, se define las condiciones ambientales tomadas de la estación meteorológica (NASA) más cercana al edificio, ubicada en el Aeropuerto José Joaquín de Olmedo de la ciudad de Guayaquil.

Tabla 2.2 Condiciones ambientales.
[Fuente: Base de datos de la aplicación Meteonorm]

Temperatura del aire	25.1 °C
Humedad Relativa	70%
Presión Atmosférica	1,012 hPa
Elevación	9 msnm
Grado de nubosidad	5 octas

2.4. Consumo energético de la edificación

Se llevó a cabo un levantamiento de información en la edificación de los equipos que consumen energía eléctrica, y por medio de sus especificaciones técnicas, se determinó la potencia eléctrica en Watts de cada equipo. Otro dato de interés fue conocer el tiempo de operación de cada equipo, por lo que se preguntó al personal del edificio el tiempo estimado de funcionamiento. Una vez conocido la cantidad, potencia y horas de funcionamiento de los equipos, se determinó el consumo en Wh por día de la edificación, el cual deberá ser

abastecido por la energía obtenida del sistema fotovoltaico. La tabla de cálculo se encuentra en el apéndice A. De esta se obtiene que el consumo energético por día de la edificación es de 377 471 [Wh/día].

2.5. Caracterización del potencial energético

2.5.1. Irradiación solar

Los datos de irradiación se muestran en la tabla 2.3, los cuales fueron tomados de la estación meteorología del Aeropuerto José Joaquín de Olmedo de la ciudad de Guayaquil, durante el período de 1991 al 2010. Dado los valores mostrados, se tiene que el mes de julio es el más desfavorable, por lo que se define como el caso crítico de estudio con un total de 3,90 kWh/m²día.

Tabla 2.3 Datos de irradiación global horizontal.
[Fuente: Base de datos del software Meteonorm]

Meses	Irradiación media de la radiación global horizontal [kWh/m ² dia]
Enero	4.48
Febrero	5.04
Marzo	5.39
Abril	5.07
Mayo	4.78
Junio	4.32
Julio	3.90
Agosto	4.38
Septiembre	5.09
Octubre	5.00
Noviembre	4.63
Diciembre	4.74
Año	4.73

2.5.2. Irradiación incidente en los paneles

Cuando los paneles solares son instalados, estos tienen un determinado ángulo de inclinación, sin embargo, los datos de radiación solar obtenidos son medidos con respecto a la línea horizontal, por lo tanto, es necesario introducir un factor de corrección geométrico de tal forma que permita determinar la cantidad de radiación directa incidente sobre los paneles

solares. El factor de corrección depende de la latitud, declinación e inclinación del panel solar, y es calculado mediante la ecuación 2.1 (Barriga et al., 2014). La declinación es el ángulo que forman los rayos del sol y la línea del ecuador, y se calcula para el primer día de cada mes mediante la ecuación 2.2. Obtenido el factor de corrección, se multiplica por la radiación global horizontal para obtener la radiación incidente sobre los paneles solares, tal como se muestra en la ecuación 2.3.

$$R_b = \frac{\cos(\lambda + \beta - \delta)}{\cos(\lambda - \delta)} \quad (2.1)$$

Donde:

R_b : Factor de corrección geométrico

λ : Latitud

β : Ángulo de inclinación del panel solar

δ : Declinación

$$\delta = 23.45^\circ * \text{sen}\left(360^\circ \frac{284 + d}{365}\right) \quad (2.2)$$

Donde:

d : Días transcurridos en el año

$$G_{b,t} = G_b * R_b \quad (2.3)$$

Donde:

$G_{b,t}$: Irradiación directa incidente sobre el panel solar [kWh/m²dia]

G_b : Irradiación global horizontal [kWh/m²dia]

En la figura 2.4 se visualiza como varía los valores de radiación para cada ángulo de inclinación, siendo 15° el ángulo óptimo. La tabla de cálculo y el procedimiento realizado se encuentra en el Apéndice B.

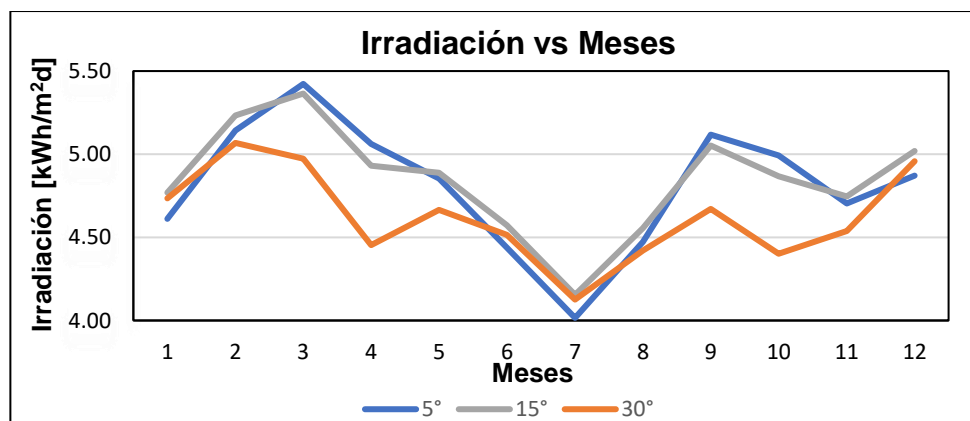


Figura 2.4 Irradiación incidente para diferentes ángulos de inclinación.
[Fuente: Elaboración propia]

2.6. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico se requiere conocer la potencia de captación y el área superficial de los paneles fotovoltaicos a utilizar en el sistema. Además, se necesitan los parámetros ya calculados del consumo energético (apéndice A) y la radiación directa incidente (apéndice B) en los paneles fotovoltaicos de acuerdo con el ángulo óptimo de inclinación.

2.6.1. Rendimiento de un panel fotovoltaico

La energía solar que puede ser aprovechada por un panel fotovoltaico está determinada por su rendimiento, el cual está dado por la relación entre la potencia de captación en vatios pico y su área superficial, tal como se muestra en la ecuación 2.4 (Vega de Kuyper, 2018).

$$R_{panel} = \frac{P_c}{1000 \frac{W}{m^2} * A} * 100\% \quad (2.4)$$

Donde:

R_{panel} : Rendimiento del panel solar [%]

P_c : Potencia de captación del panel solar a STC [W]

A : Área de captación del panel solar [m²]

2.6.2. Número de paneles

El número de paneles fotovoltaicos se determina en función del área de captación total que se requiere para satisfacer el consumo energético. El área de captación total, en metros cuadrados, se calcula mediante la ecuación 2.5 (Barriga et al., 2014), en donde el parámetro P es la relación entre el consumo diario y la radiación directa incidente sobre el panel fotovoltaico para el mes crítico, tal como se muestra en la ecuación 2.6. El factor de 1.1 es añadido para compensar pérdidas producidas por orientación, suciedad en el panel, conexiones, etcétera. Para obtener el número de paneles fotovoltaicos se divide el área de captación total requerida para el área de captación de un panel fotovoltaico, como indica la ecuación 2.7.

$$S = \frac{1.1 * P}{R_{panel}} \quad (2.5)$$

$$P = \frac{C_d}{G_{b,t}} \quad (2.6)$$

$$N = \frac{S}{A} \quad (2.7)$$

Donde:

S : Área de captación total [m²]

P : Relación consumo/radiación [m²]

C_d : Consumo diario [kWh/día]

N : Número de paneles

2.6.3. Distancia mínima entre paneles fotovoltaicos

Uno de los factores importantes en el diseño e instalación de sistemas fotovoltaicos es la distancia mínima entre paneles ya que permite ajustar una medida adecuada entre módulos para asegurar que no se generen pérdidas por producción de sombra y obtener el mejor aprovechamiento solar.

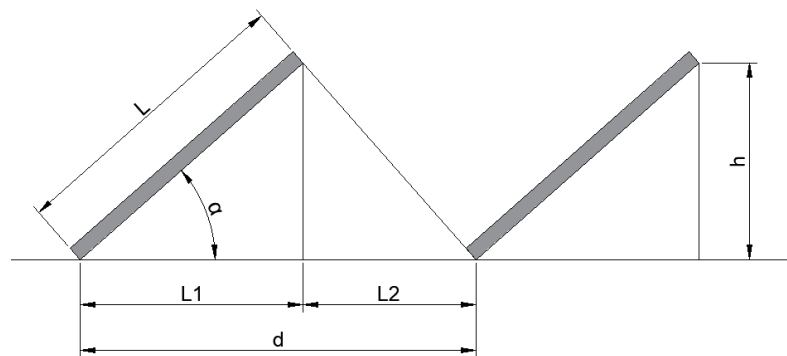


Figura 2.5 Distancia entre paneles. (Viloria, 2010)

La ecuación 2.8 permite obtener la distancia mínima entre módulos (Colmenar Santos et al., 2016).

$$d = \frac{h}{\tan(67^\circ - \lambda)} \quad (2.8)$$

Donde:

d : distancia entre módulos [m]

h : Altura formada por la inclinación del panel [m]

2.7. Análisis de sombra

Para el dimensionamiento de un generador fotovoltaico se debe realizar el análisis de sombra del área destinada para la instalación, ya que a partir de este análisis se obtiene un factor de corrección de la irradiación solar que llega al sistema tomando en cuenta todos los obstáculos que generan sombra. Para obtener el factor de pérdida por sombra se emplea el software PVSYST 7.1 el

cual pondera un factor a través de un gráfico de trayectoria solar. En el gráfico de trayectoria solar, el eje x corresponde al azimut solar, el cual es medido con una brújula apuntando hacia el obstáculo que provoca la sombra, el eje y corresponde a la elevación solar en grados, el cual se mide con un clinómetro apuntando hacia el punto más alto del obstáculo.

2.8. Instalación del sistema conectado a red

A partir de los datos obtenidos en el dimensionamiento del sistema fotovoltaico se establecen los equipos eléctricos y el tipo de conexión adecuada para la instalación del sistema. El valor de la potencia fotovoltaica total del sistema determina el o los inversores requeridos para la instalación. Para la correcta instalación se debe elegir el tipo de módulos fotovoltaicos y el tipo de conexión para los mismos considerando los datos de tensión y corriente del inversor.

El tipo de conexión se clasifica en arreglos en serie, arreglos en paralelo o arreglos mixtos. La configuración en serie consiste en sumar los valores de voltaje de cada panel, manteniendo el valor de intensidad en los mismos. La configuración en paralelo, consiste en sumar los valores de corriente manteniendo el mismo voltaje en todo el sistema (Baselga, 2019). Los arreglos en serie-paralelo, permiten ajustar el sistema de tal forma que se incremente el voltaje, para que el inversor pueda trabajar con valores de voltaje apropiados sin que exceda el máximo voltaje permitido, y a la vez, cumpla con un valor de corriente que no exceda de su corriente máxima y permita utilizar cables de menor calibre. El producto entre voltaje y corriente de todos los módulos tendrá que cumplir con la potencia fotovoltaica del sistema.

2.9. Simulación

Para el presente proyecto se realiza el dimensionamiento y análisis de viabilidad mediante los programas PVSYST y HOMER.

PVSYST:

La versión de PVSYST escogida para la simulación es la versión 7.1, la cual permite un período de prueba gratuito de un mes. El programa solicita el tipo de instalación a realizar ya sea aislado o conectado a red, y parámetros de entrada tales como: latitud, longitud y, el consumo energético que se desea

abastecer. PVSYST cuenta con una base de datos meteorológicos, por lo que se puede obtener los datos de radiación al configurar la ubicación del proyecto o, introducir los datos de radiación manualmente, dependiendo de la preferencia del usuario. El software posee una base de datos de diversos modelos de los equipos necesarios para la instalación tales como paneles fotovoltaicos, inversores, reguladores y baterías. Para una selección específica el programa permite al usuario introducir los datos técnicos de cada uno de los equipos seleccionados. Una vez ingresado todos los datos solicitados, el programa arroja como resultado un informe detallado en el que se especifica el número de paneles requeridos, tipo de conexión, los gráficos con la energía producida, y un diagrama con los porcentajes de pérdidas del sistema. (*PVsyst 7.1*, 2020)

HOMER:

La versión de HOMER usada en la simulación del presente proyecto es HOMER Pro la cual permite una prueba gratuita de 21 días. Al igual que el programa PVSYST, HOMER solicita los siguientes parámetros de entrada: radiación, consumo energético y las características técnicas de los equipos. A diferencia de otros softwares de simulación, HOMER evalúa la factibilidad del sistema en relación con la variable de costo, para el cual genera un análisis económico del costo neto presente del proyecto. De esta manera, el programa determina la capacidad en potencia que se requiere de cada equipo para cumplir con la carga eléctrica y las restricciones asignadas; además, estima el costo del ciclo de vida del sistema. La optimización permite evaluar la configuración más adecuada para el sistema con el menor costo posible, considerando los costos de inversión inicial, costo de reemplazo, operación, y mantenimiento del sistema. Por último, el análisis de sensibilidad consiste en dar un rango de valores a una única variable con la finalidad de estimar cómo cambia el sistema en función de esa variable. (*HOMER PRO*, 2020)

2.10. Análisis de alternativas

Satisfacer el consumo energético de todos los equipos de la edificación mediante el sistema fotovoltaico demanda un número excesivo de paneles fotovoltaicos a necesitar, lo que conlleva a un alto costo económico. Por lo tanto, se proponen alternativas las cuales permiten reducir la demanda de

paneles fotovoltaicos a necesitar.

Caso crítico:

En este caso se utilizó el consumo energético de toda la edificación para estimar el área de captación y el número de paneles fotovoltaicos requeridos para satisfacer la demanda. Se denomina crítico dado que se asume que todos los equipos serán abastecidos por el sistema conectado a red, consumiendo una energía total de 377 471 Wh.

Alternativa 1:

En esta alternativa se propuso que los equipos de aire acondicionado sean abastecidos por la red eléctrica debido a que demandan mayor consumo energético, y que los dispositivos restantes sean abastecidos por los paneles fotovoltaicos. Tomando en consideración estos cambios, el consumo energético disminuye a 97 618 Wh, el cual corresponde al 26% del consumo energético total.

Alternativa 2:

Para esta alternativa se analizó la potencia de las luminarias que posee el edificio, dado la gran cantidad de estas. Manteniendo la condición explicada en la alternativa 1, se procedió a reemplazar las luminarias y focos por otros de menor potencia que se encuentren en el mercado actual. Al realizar este cambio, el consumo energético disminuye a 62 073 Wh, el cual corresponde al 16% del consumo energético total.

Cabe destacar que las alternativas planteadas son hipótesis realizadas con la finalidad de obtener una reducción en el consumo energético. En el apéndice A se encuentran las tablas de cálculo de consumo energético para cada alternativa mencionada.

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1. Pérdidas por sombra

La figura 3.1 muestra el gráfico de trayectoria solar usado por PVSYST para el análisis de sombra, e indica que las pérdidas por sombra se producen en los meses de octubre a febrero a partir de las 12h00 hasta las 14h00. El diagrama de pérdidas obtenido de PVSYST (ubicado en apéndice) indica que se pierde el 0.98% de la irradiación horizontal global por la sombra producida.

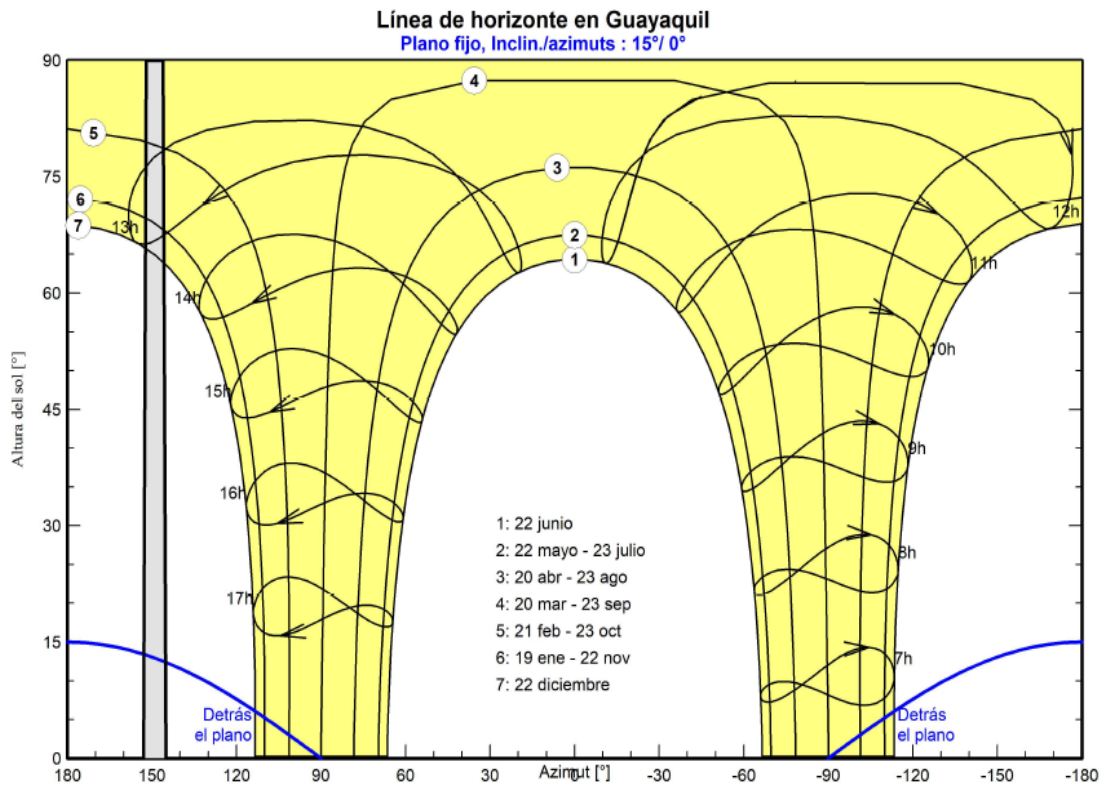


Figura 3.1. Gráfico de trayectoria solar de Guayaquil.
[Fuente: PVSYST]

3.2. Sistema conectado a red

Se realizó el dimensionamiento de 3 sistemas conectados a red que corresponden a:

Caso Crítico: Se asume que todos los equipos eléctricos serán abastecidos por el sistema fotovoltaico.

Alternativa 1: Se asume que los equipos de aire acondicionado no serán abastecidos por el sistema fotovoltaico.

Alternativa 2: Se mantiene la condición de la alternativa 1, con la variación de que los focos y luminarias sean reemplazados por otros más eficientes y de menor potencia.

Para el dimensionamiento del sistema conectado a red, se utilizaron los paneles solares de la marca BLUESUN modelo BSM455M con una potencia de 455 Wp y un rendimiento del 20.9%. En la sección de apéndices se anexa la ficha técnica del panel.

3.2.1. Análisis teórico

A partir de los datos de área de captación y rendimiento del panel solar seleccionado, se calculó el área de captación total y el número de paneles solares para abastecer la demanda energética de los casos propuestos que son: el caso crítico, la alternativa 1 y la alternativa 2. Además, se calculó la distancia que debe haber entre paneles solares para evitar pérdidas por sombra. En apéndice C se anexan los cálculos demostrativos. La tabla 3.1 presenta los resultados teóricos obtenidos para cada caso como un sistema conectado a red.

Tabla 3.1 Resultados teóricos para cada caso propuesto.
[Fuente: Elaboración propia]

	Caso Crítico	Alternativa 1	Alternativa 2
Área de captación total [m²]	479	124	79
Número de paneles	220	57	36
Distancia entre paneles [cm]	25.5		

Analizando los resultados se observa que el espacio requerido y los paneles solares a utilizar disminuyen drásticamente para la alternativa 1 y 2, en comparación con el caso crítico. Esto es debido a que los equipos de aire acondicionado tienen un elevado consumo energético. Por otro lado, de lo comentado en el capítulo 2 se tiene que el área disponible para la instalación del sistema es 690 m², siendo mayor al área de captación total del caso crítico que es de 479 m², es decir, no hay restricción en cuanto al espacio físico para la instalación del sistema. La distancia entre paneles es la misma para cada caso debido a que depende de la longitud del panel solar y no del consumo energético.

3.2.2. Simulación

Se utilizó el software de PVSYST para realizar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico y el software de HOMER para obtener un análisis de viabilidad económica para cada caso propuesto.

3.2.2.1. PVSYST

Realizada la simulación, se obtuvieron los siguientes resultados enlistados en la tabla 3.2 en donde se detalla las especificaciones para el dimensionamiento de cada alternativa. En el apéndice D se encuentra detallado los pasos que se siguieron para realizar la simulación y los reportes finales.

Tabla 3.2 Resultados obtenidos mediante simulación en PVSYST.
[Fuente: Elaboración propia]

	Caso Crítico	Alternativa 1	Alternativa 2
Área de captación total [m²]	456	113	78.2
Número de paneles	210	52	36
En serie	15	13	12
En cadena	14	4	3
Inversores	3 de 30 kW	1 de 25 kW	1 de 15 kW
Potencia nominal del sistema [kWp]	95.6	23.7	16.4
Energía producida al año [MWh/año]	130.8	34.1	23.3

De los resultados se puede observar que el área de captación total y el número de paneles obtenidos mediante la simulación es menor en comparación a los obtenidos mediante el análisis teórico. Esto se debe a que, para dimensionar, PVSYST solicita la potencia del sistema que se requiere o el área disponible. Se utilizó el área de captación total calculado teóricamente, por lo que PVSYST asume esa área como un límite, de ahí que, en los resultados de la simulación, el número de paneles resulta menor a los que se calcularon por ecuaciones teóricas. Además, se observa que para el caso crítico se requieren inversores con una mayor potencia nominal que los casos que corresponden a la

alternativa 1 y 2, de la misma forma, la energía que produce el sistema al año para el caso crítico es drásticamente mayor. Los esquemas con los arreglos de como estarían instalados los paneles solares para cada alternativa de acuerdo con los resultados provistos por PVSYST se encuentra en el apéndice I.

3.2.2.2. HOMER

Para la simulación de HOMER se ingresa la potencia pico del módulo fotovoltaico seleccionado y la potencia del inversor con conexión a red de cada alternativa. Para ambos equipos se ingresa el costo inicial de inversión, el costo de reemplazo y el costo por mantenimiento anual. HOMER procede a realizar un análisis de factibilidad en función a costo neto presente del proyecto en la proyección de duración del sistema. Se definió un plazo de 25 años, considerando la vida útil de los paneles solares y el reemplazo del inversor a los 15 años de uso. En la tabla 3.3 se enlistan los resultados para cada caso propuesto.

Tabla 3.3 Resultados obtenidos mediante la simulación de HOMER.
[Fuente: Elaboración propia]

	Caso Crítico	Alternativa 1	Alternativa 2
Potencia nominal del sistema [kW]	98.3	23.7	15.5
Energía producida al año [MWh/año]	144.1	34.7	22.7
Número de paneles	216	53	35
Potencia del Inversor [kW]	90	25	15
NPC	\$86,152.33	\$27,637.36	\$16,637.31
COE	\$0.0373	\$0.0398	\$0.0427
Fracción de energía renovable	74.7%	71.4%	70.1%
Año de recuperación	7.5	7.9	10

Sin embargo, para mayor rentabilidad del proyecto, HOMER permite encontrar la solución óptima basada en el análisis económico durante el tiempo de vida del proyecto. En la tabla 3.4 se enlistan los resultados obtenidos bajo la configuración de optimización de HOMER.

Tabla 3.4 Simulación optimizada por HOMER.
[Fuente: Elaboración propia]

	Caso Crítico	Alternativa 1	Alternativa 2
Potencia nominal del sistema [kW]	81.6	20.4	11.2
Energía producida al año [MWh/año]	116.6	29.2	15.9
Número de paneles	180	45	25
Potencia del Inversor [kW]	42.5 kW	10.3 kW	5.25
NPC	\$79,701.84	\$21,107.31	\$14,388.90
COE	\$0.0402	\$0.04136	\$0.04557
Fracción de energía renovable	67.5%	64.9%	57.3%
Año de recuperación	5.9	6	6.5

De los resultados se puede observar que la simulación con el optimizador de HOMER proporciona cantidades más bajas en la potencia nominal del sistema en comparación a los resultados de la simulación con la energía fotovoltaica específica. Esto se debe a que el objetivo del software es generar múltiples alternativas con la solución más económica considerando el plazo de tiempo que durará el proyecto y todos los costos de operación a lo largo de los años. Considerando estos factores, HOMER propone una alternativa en la que se puede recuperar la inversión alrededor de los 6 años a diferencia de la alternativa anterior en la que el año de recuperación ronda los 8-10 años. En ambas simulaciones podemos observar que el caso crítico, es la alternativa más rentable en relación con su costo-beneficio ya que permite recuperar su inversión en un período de tiempo más corto, y obtener un costo de energía menor.

Otro factor que considerar en el análisis de factibilidad del proyecto es el Costo Neto Presente (NPC), HOMER utiliza este valor para reflejar el costo total del proyecto incluyendo la inversión inicial y todos los costos de operación, mantenimiento y reemplazo a lo largo del tiempo de vida del proyecto. El sistema con menor NPC es la alternativa 2, ya que es la que tiene menor potencia nominal por lo tanto utiliza una menor cantidad

de paneles solares. Sin embargo, es importante considerar que a pesar de que requiera una menor inversión, el ahorro para la alternativa 1 y 2 será menor ya que todo el gasto de energía eléctrica del sistema de climatización deberá ser suplido por la red. De esta forma, en el caso crítico se reducirá considerablemente el costo de energía eléctrica de la edificación.

3.3. Análisis de costo y factibilidad financiera

3.3.1. Mantenimiento

El costo de mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos tiene un valor aproximado de \$8.80 por kW anual, y se debe tomar en cuenta las siguientes consideraciones de los demás componentes del sistema. El inversor de conexión a red debe ser reemplazado después de 15 años de uso, y constar de revisiones anuales de sus componentes eléctricos internos. El mantenimiento de los módulos comprende la limpieza periódica de los mismos, y la inspección de sus conexiones, específicamente de la conexión a tierra para proteger los equipos. Para mantenimiento preventivo de los cables del sistema se debe realizar una inspección visual bimestral de la conexión, teniendo en cuenta que el aislante se encuentre en las condiciones adecuadas y no existan anomalías.

3.3.2. Ahorros

Los ingresos que se obtienen en el proyecto es el dinero que ahorra CONFENACCOM anualmente por la disminución de gasto en la planilla eléctrica gracias a la ayuda de la energía generada por el sistema conectado a red propuesto. Se estableció un tiempo de vida de proyecto de 25 años debido a la vida útil de los paneles solares, considerando una pérdida en el rendimiento de 0.45% a partir del segundo año en adelante como indica el fabricante. La tarifa fija establecida es de 0.06 \$/kWh y fue obtenida del pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución en el período de enero a diciembre del 2020 (ARCONEL, 2019). Mediante la simulación realizada en PVSYST, se conoce la energía anual que produce el sistema propuesto en cada alternativa, y al multiplicar por la tarifa fija, se obtienen los ahorros. El siguiente gráfico muestra los ahorros para cada caso propuesto a lo largo del tiempo de vida del proyecto. En apéndice G

se anexa la hoja de cálculo del gráfico mostrado.

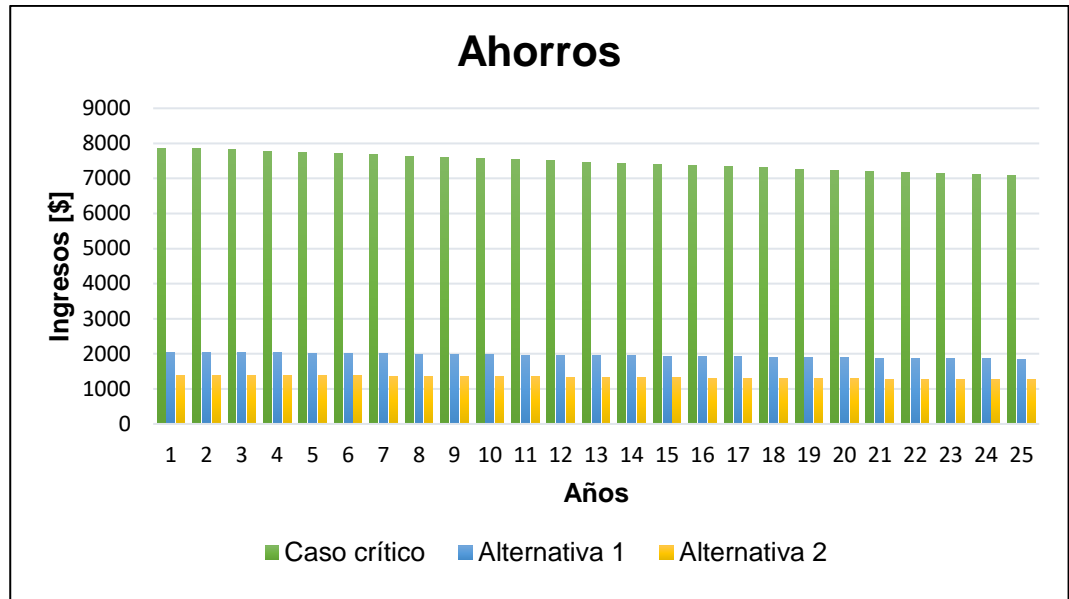


Figura 3.2 Ahorros obtenidos para cada caso.
[Fuente: Elaboración propia]

Del gráfico se puede observar que, para cada caso, los ahorros disminuyen conforme pasan los años. Esto es debido a que la energía anual producida por el sistema es menor cada año por que el rendimiento del panel solar baja en un 0.45% según indica el fabricante. Además, se observa que el caso crítico genera mayor ingreso, con valores comprendidos en el rango de \$7 000 a \$8 000, en comparación a la alternativa 1 y 2 cuyos ingresos se encuentran en el rango de \$1 000 a \$2 000.

3.3.3. Costos

En la tabla 3.5 se enlista el costo de inversión requerido para cada alternativa propuesta. Dentro de los valores indicados se encuentra incluido el costo por los paneles solares, los inversores, los cables, las conexiones y la infraestructura requerida como soporte para el sistema. En Apéndice G se anexa la cotización donde se visualiza el costo individual y las especificaciones de cada equipo.

Tabla 3.5 Inversión requerida para cada caso propuesto.
[Fuente: Elaboración propia]

	Caso Crítico	Alternativa 1	Alternativa 2
Inversión	\$45,534.68	\$11,968.96	\$8,561.32

La inversión es mayor para el caso crítico debido a que el número de paneles solares y la potencia de los inversores que se requiere para abastecer la demanda energética es mayor en comparación con las alternativas 1 y 2.

3.3.4. TIR y VAN

Para cada alternativa propuesta se calculó la tasa interna de retorno (TIR) y el valor actual neto (VAN) con una tasa de descuento del 8%, en un período de 25 años correspondiente al tiempo de vida del sistema. El flujo de caja con el que se obtuvieron los indicadores se encuentra en apéndice G.

Tabla 3.6 Indicadores económicos de cada caso.
[Fuente: Elaboración propia]

	Caso Crítico	Alternativa 1	Alternativa 2
TIR	14%	14%	13%
VAN	\$23,580.46	\$6,043.99	\$3,496.06
Año de recuperación	10	10	11

Analizando los datos obtenidos se observa que el proyecto es rentable para los tres casos propuestos ya que el VAN es positivo y la TIR es mayor que la tasa de descuento.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Conclusiones

- Mediante el levantamiento de información de los equipos de la instalación se determinó el consumo energético diario de toda la edificación, el cual corresponde a 377 471 [Wh/día] considerando el tiempo de operación de cada equipo.
- A través de la aplicación Meteonorm se obtuvieron los resultados de energía solar aprovechable de la estación meteorología más cercana a la dirección del edificio ubicada en el Aeropuerto José Joaquín de Olmedo de la ciudad de Guayaquil. De acuerdo con dichos datos, se definió el mes de Julio como el caso más desfavorable con un total de 3,90 kWh/m²día de irradiación media de la radiación global horizontal.
- De acuerdo a los criterios de viabilidad en función a costo-beneficio para un sistema basado en energía solar, se establecieron tres alternativas para satisfacer diferentes necesidades energéticas para lo cual se tiene que el caso crítico abastecerá todo el consumo energético de la edificación, la alternativa uno permitirá satisfacer toda la energía eléctrica exceptuando el sistema de climatización del edificio, y la alternativa dos será la misma carga energética que la alternativa uno con la diferencia que se reemplazarán los dispositivos de luminaria actuales con unidades más eficientes.
- Del análisis de sombra realizado se considera como críticos los meses de octubre a febrero, en donde las pérdidas por sombra más notables aparecen en los horarios de 12h00 hasta las 14h00 con un porcentaje de 0.98%, por lo que se concluye que las pérdidas por sombra del sistema son despreciables.
- Con el uso del software PVSYST se dimensionó el sistema fotovoltaico para cada alternativa de acuerdo con el consumo energético calculado, y considerando el uso de paneles solares de 455 Wp de la marca BLUESUN con un rendimiento del 20.9%. El caso crítico requiere de 210 paneles solares en arreglos de 15 paneles en serie y 14 en cadena, y 3 inversores

de 30kW para abastecer una potencia nominal de 95.6 kWp. La alternativa 1 requiere de 52 paneles en arreglos de 13 paneles en serie y 4 en cadena, y un inversor de 25 kW para abastecer una potencia nominal del sistema de 23.7 kWp. La alternativa 2 requiere de 36 paneles en arreglos de 12 paneles en serie y 3 en cadena, y un inversor de 15 kW para abastecer una potencia nominal del sistema de 23.7 kWp.

- Con el uso del software HOMER y la definición específica de la potencia nominal requerida de cada caso se obtuvo que el caso crítico requiere de 216 paneles y un inversor de 90 kW, la alternativa 1 de 53 paneles y un inversor de 25 kW, y la alternativa 2 de 35 paneles y un inversor de 15kW.
- Por medio de la herramienta de optimización del software HOMER se estableció la solución más favorable económicamente para el beneficiario en función a la duración del proyecto. Para el caso crítico se tiene una potencia nominal del sistema de 81.6 kW para el cual se requieren 180 paneles, y un inversor de 42.5 kW con un costo total del proyecto de \$79,701.84 y un ahorro en el costo de energía eléctrica del 33% con respecto a la tarifa eléctrica de 0.06 USD/kWh. Para la alternativa 1 se tiene una potencia nominal del sistema de 20.4 kW para el cual se requieren 45 paneles, y un inversor de 10.3 kW con un costo total del proyecto de \$21,107.31 y un ahorro en el costo de energía eléctrica del 31%. Para la alternativa 2 se tiene una potencia nominal del sistema de 11.2 kW para el cual se requieren 25 paneles, y un inversor de 5.25 kW con un costo total del proyecto de \$14,388.90 y un ahorro en el costo de energía eléctrica del 25%
- La inversión del sistema conectado a red es de \$ 51,662.48, \$15,896.53, \$12,265.51 del caso crítico, alternativa 1, y alternativa 2, respectivamente. Corresponde al precio subtotal sin IVA, incluyendo todos equipos y elementos del sistema y las tasas de aranceles de la importación desde china con la compañía BLUESUN.
- El TIR y VAN obtenidos son valores positivos en todas las alternativas planteadas, por lo que se concluye que el proyecto es rentable, y a partir de los 10 años se recupera el valor de la inversión inicial.
- Se concluye que la implementación del sistema de generador fotovoltaico

reduce el impacto ambiental de la edificación, debido a que será abastecido con un porcentaje mayor al 70% proveniente de energía renovable.

4.2. Recomendaciones

- Los informes obtenidos de PVSYST indican el área que se requiere de paneles solares, pero no indican la distancia de separación que debe haber entre ellos para que no se produzca sombras, por lo que se recomienda que el espacio destinado para la instalación de los paneles sea superior a la indicada en los resultados de PVSYST.
- Se recomienda obtener todos los datos de energía y condiciones ambientales por medio del software Meteonorm para asegurar que se utilice los datos de la estación meteorología más cercana a la ubicación de la instalación, ya que PVSYST contiene una base de datos más general de la ciudad de Guayaquil.
- Es recomendable realizar un mantenimiento periódico al menos una vez a la semana a los paneles solares, para comprobar que no exista anomalías en su funcionamiento debido a suciedad y polvo acumulado. De esta forma, se asegura que el rendimiento del sistema no disminuya y que cumpla con la demanda energética deseada.
- En caso de poner en marcha el proyecto y realizar la instalación propuesta, se recomienda que la CONFENACCOM designe a un encargado para el monitoreo del sistema y reciba la capacitación adecuada para manipular correctamente el dispositivo inalámbrico con todas sus funciones, incluyendo la detención de fallas.
- Para analizar las pérdidas por sombra de un sistema fotovoltaico se debe emplear un diagrama de trayectoria solar verificando que se especifique la ubicación y zona horaria en el que se encuentra la instalación, ya que puede haber obstáculos a su alrededor que tengan mayor altitud que la edificación, sin embargo, de acuerdo con el recorrido del sol no se genera un porcentaje de pérdida significativo para el sistema.
- Los resultados que presenta HOMER priorizan la alternativa más económica, sin embargo, se recomienda que no se descarten a las otras opciones, ya que quizás sean más costosas, pero podrían resolver otros

aspectos de diseño como el alcance de producción de energía.

BIBLIOGRAFÍA

- ARCONEL. (2019). Pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución - Servicio público de energía eléctrica. Periodo: Enero-Diciembre 2020. *Resolución Nro. ARCONEL – 035/19*. <https://www.cnelep.gob.ec/pliego-tarifario-2/>
- Avila-Prats, D., Alesanco-García, R., & Veliz-Alonso, J. (2011). Sistemas híbridos con base en las energías renovables para el suministro de energía a plantas desaladoras. *Ingeniería Mecánica*, 14(1), 22–30.
- Barrera, M. (2010). *Energía solar: electricidad fotovoltaica*. Editorial Liber Factory.
- Barriga, A., Delgado, E., Guevara, J., Peralta, J., Naranjo, M., & Villalta, K. (2014). Introducción al Estudio de Fuentes Renovables de Energía. *Guayaquil: Iniciativa Latinoamericana de Libros de Texto Abiertos (LATIn)*.
- Baselga, M. (2019). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Editorial Editex.
- Colmenar Santos, A., Borge Diez, D., Collado Fernández, E., & Castro Gil, M. A. (2016). *Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes*. Editorial UNED.
- Dávila Gómez, L. (2011). *Modelado para la simulación, el diseño y la Validación de inversores fotovoltaicos Conectados a la red eléctrica*. UNED. Universidad Nacional de Educación a Distancia (España).
- Esteris Ramírez, T. (2017). *Propuesta de microrrejillas acopladas para el docente 1 del Instituto Superior Minero Metalúrgico “Antonio Núñez Jiménez”*. Departamento de Eléctrica.
- Gallegos, R. H. (2017). *Análisis de factibilidad para la instalación de un sistema de energía limpia mediante celdas fotovoltaicas para la alimentación eléctrica del edificio 4 en el ITSLV*.
- Gil, M. C., Pérez, R. C., González, J. A. C., & Santos, A. C. (2009). Centrales de energías renovables: Generación eléctrica con energías renovables. *UNED Pearson Educación, Madrid*.
- HOMER PRO. (2020). <https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>
- Mascaros Mateo, V. (2015). *Instalaciones generadoras fotovoltaicas*. Ediciones Paraninfo, SA.
- MERNNR. (2019). Plan Maestro de Electricidad 2019-2027. *MERNNR Ministerio de Energía y Recursos No Renovables* Ministerio de Energía y Recursos No Renovables, 390. <https://www.recursoyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>

Pareja Aparicio, M. (2010). *Energía solar fotovoltaica: Cálculo de una instalación aislada*. Marcombo Ed.,.

PVsyst 7.1. (2020). <https://www.pvsyst.com/>

Vega de Kuyper, J. C. (2018). *Principios y aplicaciones de la energía fotovoltaica y de las baterías*. Ediciones UC.

Viloria, J. R. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Paraninfo.

APÉNDICES

APÉNDICE A – CONSUMO ENERGÉTICO DE LA EDIFICACIÓN

Cálculo demostrativo para obtener el consumo energético diario:

Del levantamiento de información realizado en el edificio de la CONFENACCOM se tiene como datos la cantidad, potencia y horas de funcionamiento de cada equipo eléctrico. El consumo es obtenido de la multiplicación de estos 3 parámetros. Por ejemplo, para el primer dato de la tabla que corresponde a 282 luminarias fluorescente Sylvania de 32 Watts con un funcionamiento de 9 horas, se tiene que su consumo al día es:

$$\frac{\text{Consumo}}{\text{día}} = 282 \times 32 \times 9$$

$$\frac{\text{Consumo}}{\text{día}} = 45\,684 \text{ [Wh]}$$

Obtenido el consumo de cada equipo, con la ayuda de la hoja de cálculo, se procede a realizar la suma para obtener el consumo energético total de la edificación. Al consumo total obtenido se lo multiplica por un factor de seguridad de 1.1 por posibles pérdidas.

Se elaboran 3 tablas de cálculo. La primera tabla presentada a continuación es el caso crítico, en el que se asume que todos los equipos serán abastecidos por el sistema fotovoltaico.

Tabla A.1 Datos para el cálculo de consumo energético del caso crítico.

Elemento	Cantidad	Potencia [W]	Horas de funcionamiento	Consumo [Wh]	
Luminaria Fluorescente Sylvania 6500k	282	32	9	45,684	
Foco en espiral Sylvania	148	25	4	14,800	
Luminaria de emergencia LED	4	3.2	24	307	
Letrero de salida LED	5	1.6	24	192	
Detectores de humo	16	8	24	3,072	
Unidad Fan Coil (54 000 Btu/h)	2	5,680	9	102,240	
Unidad Consola de Pared (48 000 Btu/h)	2	5,704	9	102,672	
Aire acondicionado Split (12 000 Btu/h)	5	1,100	9	49,500	
Impresora Aficio MP C3501 En funcionamiento	2	1,700	1	3,400	
Impresora Aficio MP C3501 Modo de ahorro de energía	2	95	8	1,520	
Monitor de escritorio 19"	5	18	9	810	
CPU	5	240	9	10,800	
PC All in one	1	65	9	585	
Impresora de escritorio En funcionamiento	3	19	1	57	
Impresora de escritorio En modo de ahorro de energía	3	1.4	8	34	
Laptop	3	65	9	1,755	
Ventilador	2	100	5	1,000	
Televisor 32"	1	62	4	248	
Cocineta de dos hornillas	1	1,600	1	1,600	
Refrigerador (246 LT)	1	120	24	2,880	
Consumo total por día				343,156	
Consumo total con pérdidas				377,471	CP=1.1

La siguiente tabla presentada a continuación corresponde a la alternativa 1 en el que se propone que los equipos de aire acondicionado sean abastecidos por la red eléctrica debido a su alto consumo energético. Haciendo la modificación indicada, el consumo energético disminuye a 97,618 Wh/día.

Tabla A.2 Datos para el cálculo de consumo energético de la alternativa 1.

Elemento	Cantidad	Potencia [W]	Horas de funcionamiento	Consumo [Wh]
Luminaria Fluorescente Sylvania 6500k	282	32	9	45,684
Foco en espiral Sylvania	148	25	4	14,800
Luminaria de emergencia LED	4	3.2	24	307
Letrero de salida LED	5	1.6	24	192
Detectores de humo	16	8	24	3,072
Impresora Aficio MP C3501 En funcionamiento	2	1,700	1	3,400
Impresora Aficio MP C3501 Modo de ahorro de energía	2	95	8	1,520
Monitor de escritorio 19"	5	18	9	810
CPU	5	240	9	10,800
PC All in one	1	65	9	585
Impresora de escritorio En funcionamiento	3	19	1	57
Impresora de escritorio En modo de ahorro de energía	3	1.4	8	34
Laptop	3	65	9	1,755
Ventilador	2	100	5	1,000
Televisor 32"	1	62	4	248
Cocineta de dos hornillas	1	1,600	1	1,600
Refrigerador (246 LT)	1	120	24	2,880
Consumo total por día				88,744
Consumo total con pérdidas				97,618
				CP=1.1

Por último, la alternativa 2 se mantiene la condición anterior, adicional a eso, se propuso disminuir la potencia que consumen las luminarias y focos. Las luminarias y focos que posee el edificio consumen 32 y 25 Watts, respectivamente, sin embargo, actualmente en el mercado existen luminarias y focos más eficientes con potencia de 9 Watts, lo cual supone una reducción considerable en el consumo energético, llegando a ser 62,073 Wh.

Tabla A.3 Datos para el cálculo de consumo energético de la alternativa 2.

Elemento	Cantidad	Potencia [W]	Horas de funcionamiento	Consumo [Wh]		
Luminaria Fluorescente Sylvania 6500k	282	9	9	22,842		
Foco en espiral Sylvania	148	9	4	5,328		
Luminaria de emergencia LED	4	3.2	24	307		
Letrero de salida LED	5	1.6	24	192		
Detectores de humo	16	8	24	3,072		
Impresora Aficio MP C3501 En funcionamiento	2	1,700	1	3,400		
Impresora Aficio MP C3501 Modo de ahorro de energía	2	95	8	1,520		
Monitor de escritorio 19"	5	18	9	810		
CPU	5	240	9	10,800		
PC All in one	1	65	9	585		
Impresora de escritorio En funcionamiento	3	19	1	57		
Impresora de escritorio En modo de ahorro de energía	3	1.4	8	34		
Laptop	3	65	9	1,755		
Ventilador	2	100	5	1,000		
Televisor 32"	1	62	4	248		
Cocineta de dos hornillas	1	1,600	1	1,600		
Refrigerador (246 LT)	1	120	24	2,880		
				Consumo total por día	56,430	
				Consumo total con pérdidas	62,073	CP=1.1

APÉNDICE B – RADIACIÓN INCIDENTE SOBRE EL PANEL FOTOVOLTAICO

Para empezar, se utiliza la ecuación 2.2 para determinar la declinación para el último día de cada mes. Tomando como ejemplo para el mes de enero se tiene que:

$$\delta = 23.45^\circ * \text{sen} \left(360^\circ \frac{284 + d}{365} \right)$$

$$\delta = 23.45^\circ * \text{sen} \left(360^\circ \frac{284 + 31}{365} \right)$$

$$\delta = -23.09^\circ$$

Luego, se calcula el factor de corrección geométrico para cada ángulo de inclinación mediante la ecuación 2.1. Asumiendo un ángulo de inclinación de 5 grados, se tiene:

$$R_b = \frac{\cos(\lambda + \beta - \delta)}{\cos(\lambda - \delta)}$$

$$R_b = \frac{\cos(2.19 + 5 - 23.09)}{\cos(2.19 - 23.09)}$$

$$R_b = 1.03$$

Para obtener la irradiación incidente sobre el panel, se utiliza la ecuación 2.3:

$$G_{b,t} = G_b * R_b$$

$$G_{b,t} = 4.48 * 1.03$$

$$G_{b,t} = 4.61 \text{ kWh/m}^2 \text{ dia}$$

Se repite el mismo procedimiento para los demás meses con distintos ángulos.

Tabla B.1 Radiación incidente sobre el panel fotovoltaico a diferentes ángulos de inclinación.

Meses	Declinación	0°	5°	15°	30°
Enero	-23.09	4.48	4.61	4.77	4.73
Febrero	-17.78	5.04	5.14	5.23	5.07
Marzo	-8.67	5.39	5.42	5.36	4.97
Abril	3.62	5.07	5.06	4.93	4.45
Mayo	14.59	4.78	4.85	4.89	4.66
Junio	21.90	4.32	4.44	4.57	4.51
Julio	23.18	3.90	4.02	4.15	4.13
Agosto	18.17	4.38	4.47	4.56	4.42
Septiembre	8.10	5.09	5.12	5.05	4.67
Octubre	-3.82	5.00	4.99	4.87	4.40
Noviembre	-15.06	4.63	4.70	4.75	4.54
Diciembre	-21.97	4.74	4.87	5.02	4.96

APÉNDICE C – DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

A continuación, se realiza un cálculo demostrativo para obtener el número de paneles fotovoltaicos de un sistema.

Para empezar, se debe calcular la relación consumo/radiación por medio de la ecuación 2.6 para cada mes. Para el mes de enero y dimensionando para el caso crítico, se tiene que:

$$P = \frac{C_d}{G_{b,t}}$$
$$P = \frac{377\,471\text{ Wh/dia}}{4.77\text{ kWh/m}^2\text{ dia}}$$
$$P = 79.13\text{ m}^2$$

Luego, se debe hacer una selección inicial del panel fotovoltaico del sistema, ya que las ecuaciones a utilizar dependen del rendimiento del panel. Para este ejemplo se escogió el panel BLUESUN modelo BSM455M con una potencia de 455 Wp y un rendimiento del 20.9%. Mediante la ecuación 2.5 se calcula el área de captación total:

$$S = \frac{1.1 * P}{R_{panel}} = \frac{1.1 * 79.13}{0.209}$$
$$S = 479\text{ m}^2$$

Por último, se usa la ecuación 2.7 para obtener el número de paneles que se requieren para satisfacer la demanda energética.

$$N = \frac{S}{A} = \frac{479}{2.094 * 1.038}$$
$$N = 220$$

Para obtener la distancia que debe haber entre los paneles fotovoltaicos se utiliza la ecuación 2.8:

$$d = \frac{h}{\tan(67^\circ - \lambda)}$$

La altura h depende de la longitud y el ángulo de inclinación del panel:

$$d = \frac{L * \text{sen}(\beta)}{\tan(67^\circ - \lambda)}$$
$$d = \frac{(2.094\text{ m}) * \text{sen}(15^\circ)}{\tan(67^\circ - 2.19^\circ)}$$
$$d = 0.255\text{ m}$$
$$d = 25.5\text{ cm}$$

APÉNDICE D – SIMULACIÓN EN PVSYST

A continuación, se presentan los pasos que se siguieron en el software de PVSYST para obtener el dimensionamiento del sistema.

Primero, al abrir PVSYST, se selecciona el tipo de sistema que se desea dimensionar. Para el sistema propuesto se seleccionó conectado a la red.

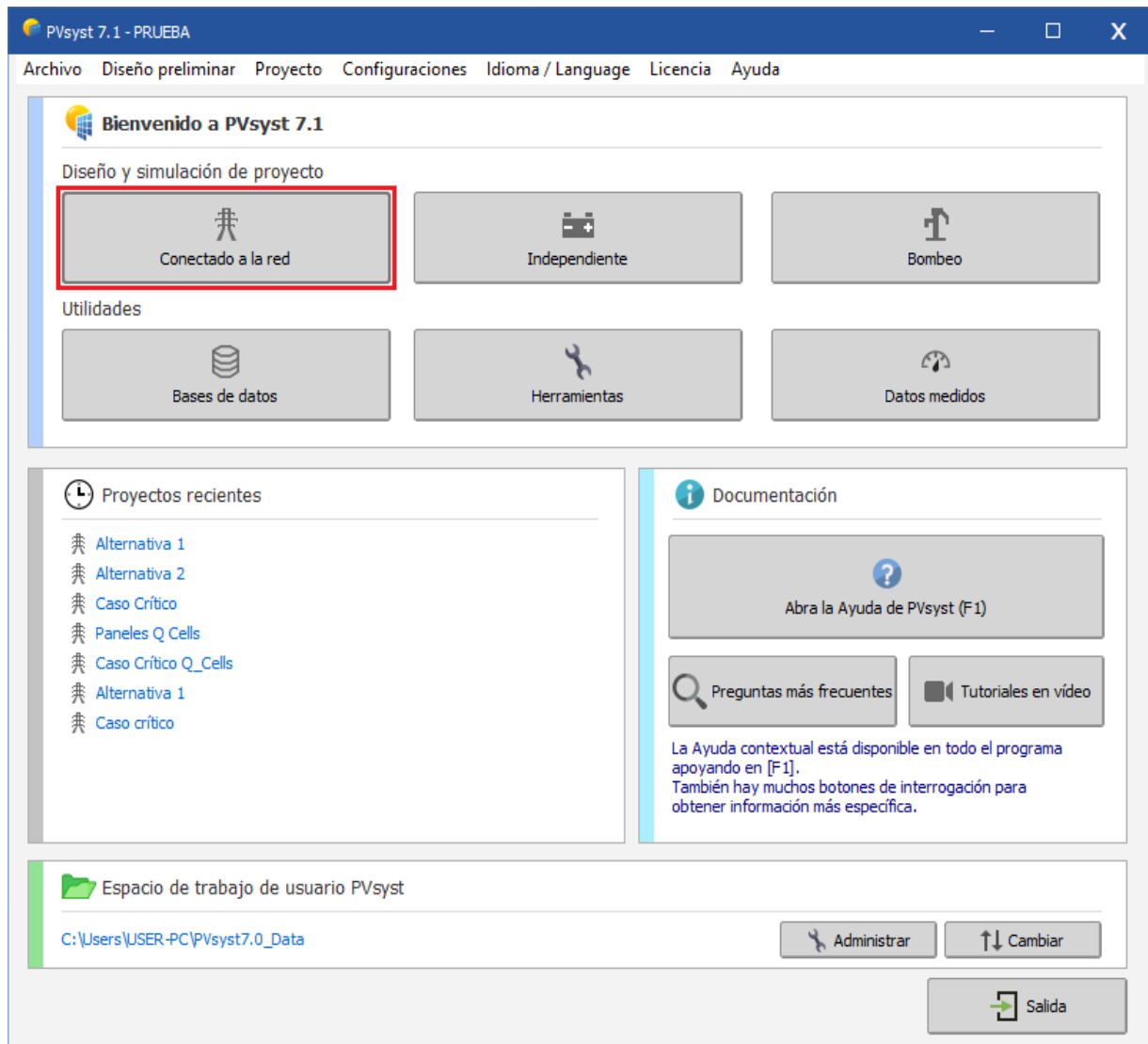


Figura D.1 Pantalla de inicio del software PVSYST.

Una ventana de proyecto es abierta en la cual se agregó el nombre del proyecto respectivo. En “Archivo del sitio” se busca los datos meteorológicos del lugar donde se instalará el sistema.

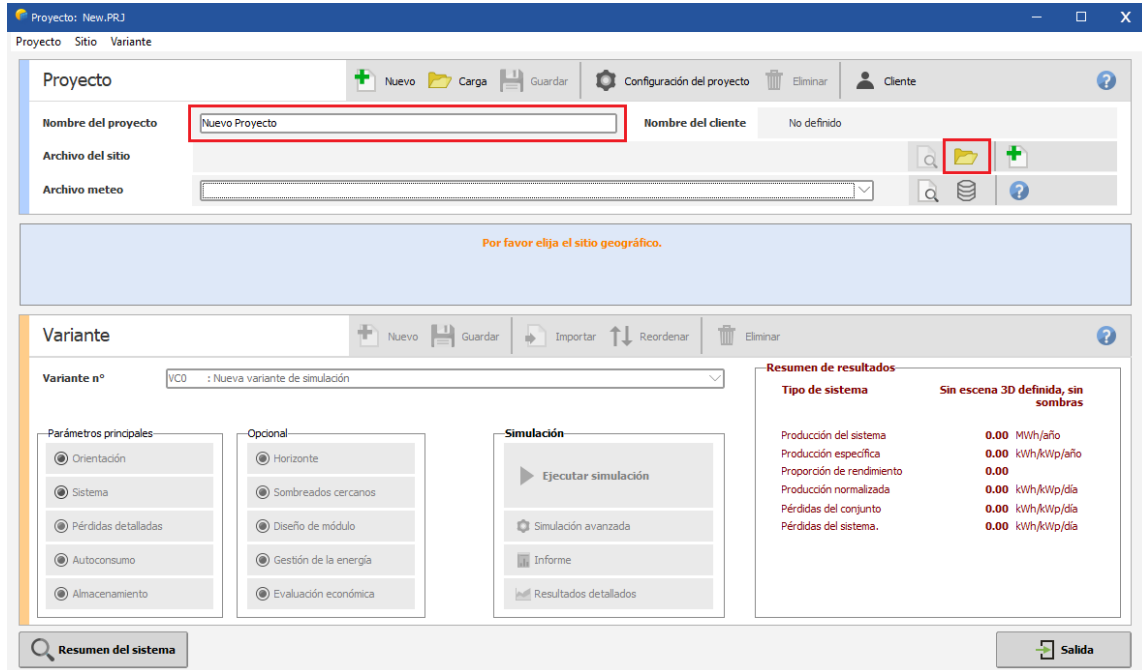


Figura D.2 Creación de nuevo proyecto.

Se elige el sitio geográfico deseado en la base de datos de PVSYST. En caso de no encontrarse el lugar deseado, si se cuentan con los datos meteorológicos de una base de datos externa, pueden ser ingresados seleccionando la opción “Nuevo”.

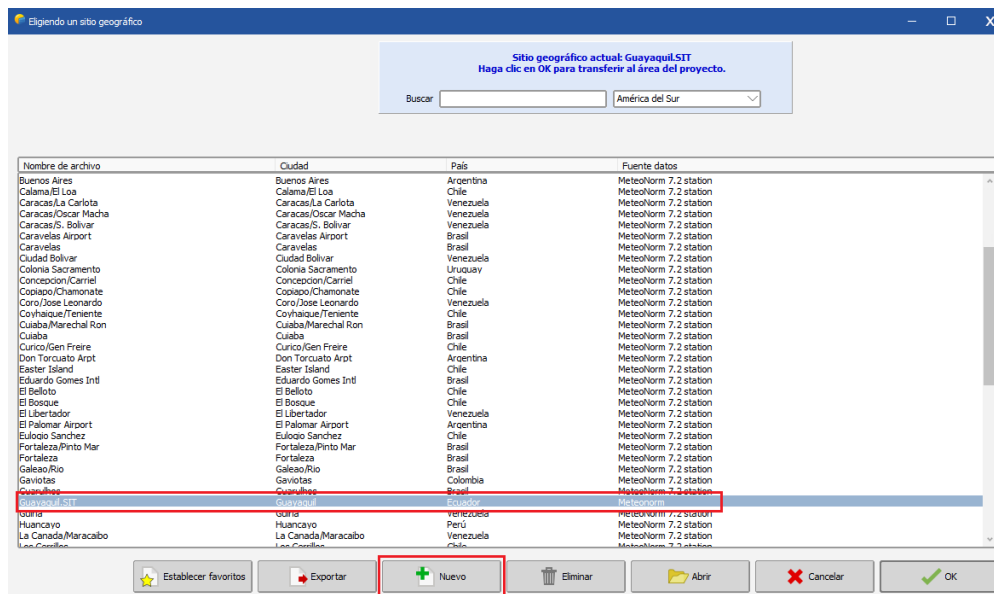


Figura D.3 Base de datos meteorológicos.

En la pestaña de coordenadas geográficas, se ingresan la información solicitada de la ubicación, tal como la latitud, longitud, altura y la zona horaria.

Figura D.4 Ingreso de coordenadas geográficas.

En la pestaña de meteo mensual, se ingresa los datos meteorológicos que se tienen a disposición. Se puede seleccionar las unidades con las que se desea trabajar, para facilitar el ingreso de los datos de irradiación que se tenga disponible, y los demás datos adicionales como velocidad del viento y humedad relativa.

	Irradiación horizontal global kWh/m²/día	Irradiación difusa horizontal kWh/m²/día	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s	Humedad relativa %
Enero	4.48	2.87	26.3	2.10	68.0
Febrero	5.04	2.66	26.0	1.80	75.0
Marzo	5.39	2.80	26.3	1.90	76.0
Abril	5.07	2.50	26.6	2.10	72.0
Mayo	4.78	2.41	25.7	2.40	71.0
Junio	4.32	2.50	24.2	3.10	71.0
Julio	3.90	2.40	23.6	3.40	71.0
Agosto	4.38	2.51	23.5	3.60	70.0
Septiembre	5.09	2.49	23.8	3.70	69.0
Octubre	5.00	2.65	24.0	3.70	69.0
Noviembre	4.63	2.58	24.6	3.50	66.0
Diciembre	4.74	2.79	26.0	3.00	70.1
Año	4.73	2.60	25.0	2.9	70.7

Figura D.5 Ingreso de datos meteorológicos.

En la pestaña de mapa interactivo, se verifica las coordenadas geográficas ingresadas previamente.

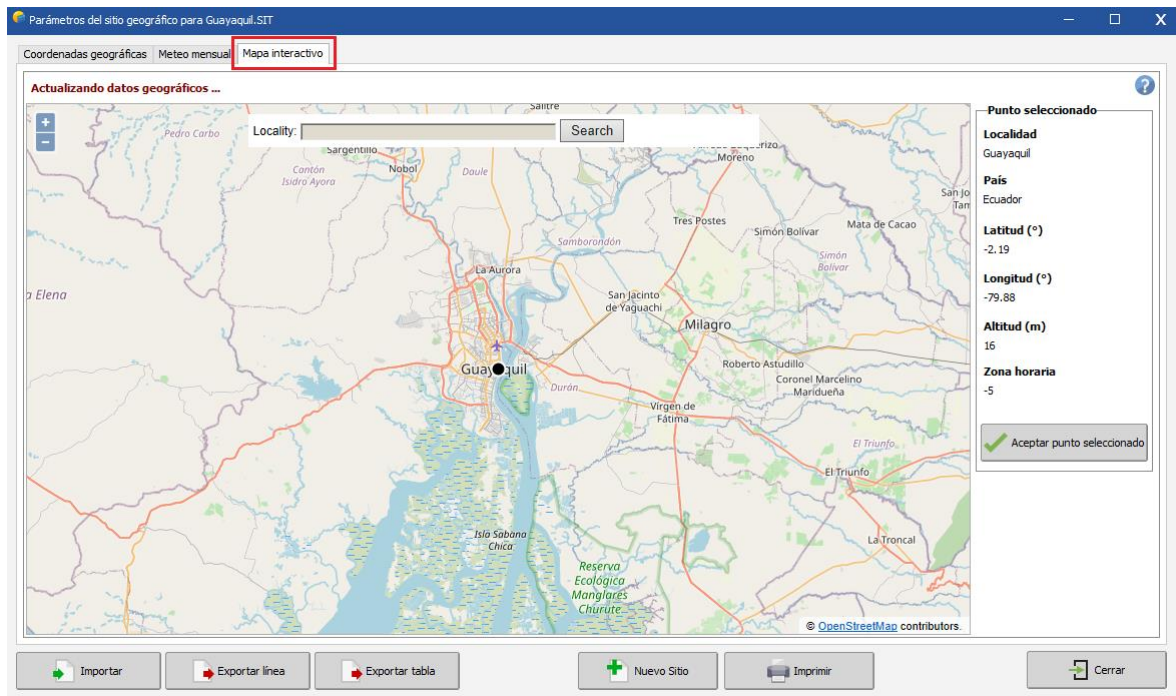


Figura D.6 Mapa interactivo para datos meteorológicos.

Una vez ingresados los datos meteorológicos, PVSYST solicita guardar el proyecto creado para continuar.

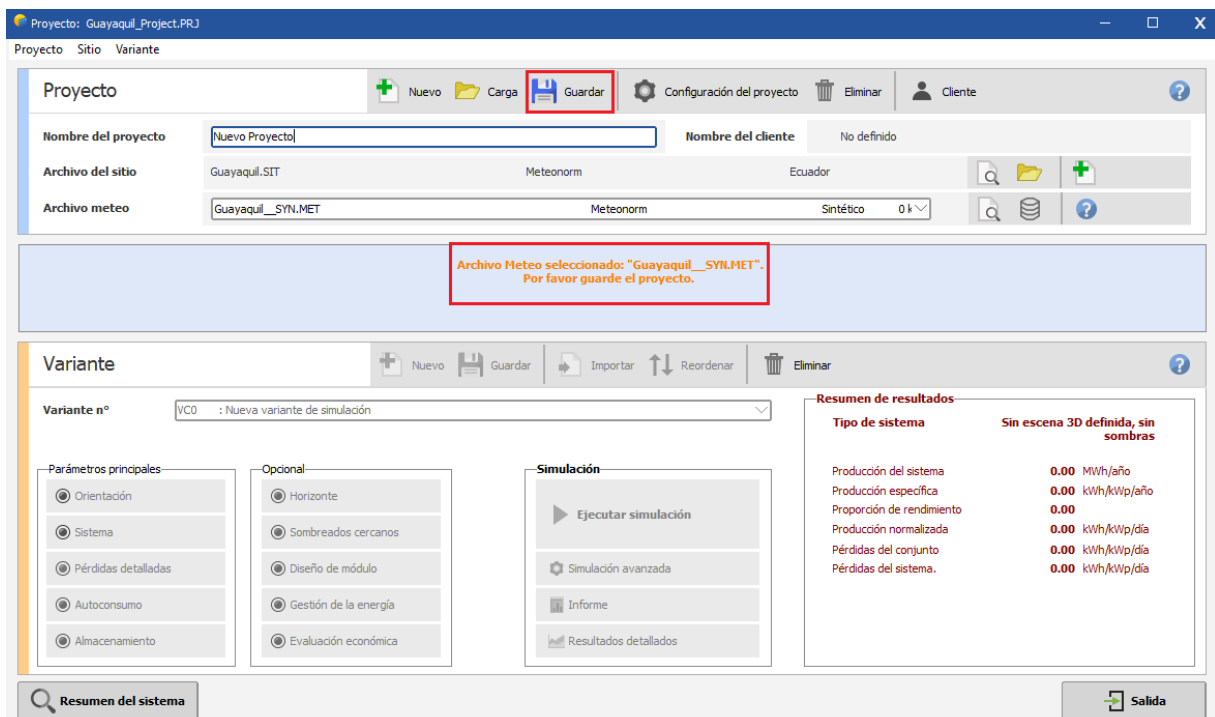


Figura D.7 Guardado del proyecto creado.

Una vez guardado el proyecto, se desbloquean las opciones en la pestaña de “variante” para definir el sistema.

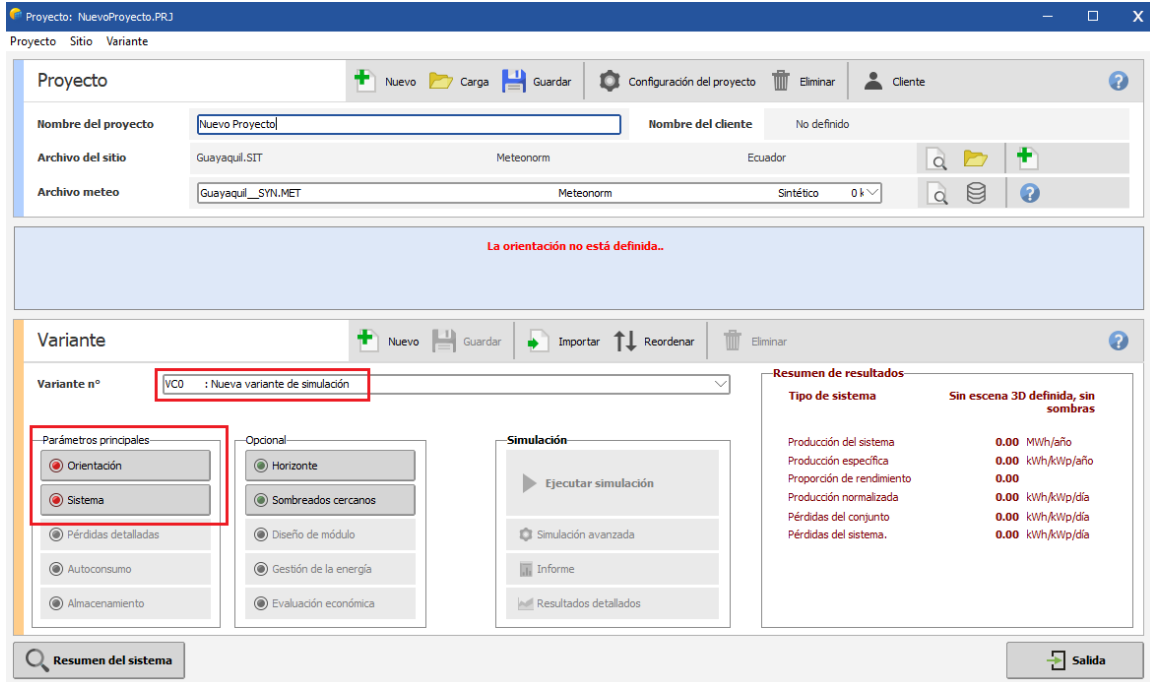


Figura D.8 Opciones de “variante” desbloqueadas.

Los paneles solares del sistema son fijos, por lo que se seleccionó la opción de plano inclinado fijo con un ángulo de 15° y un azimut de 0°.

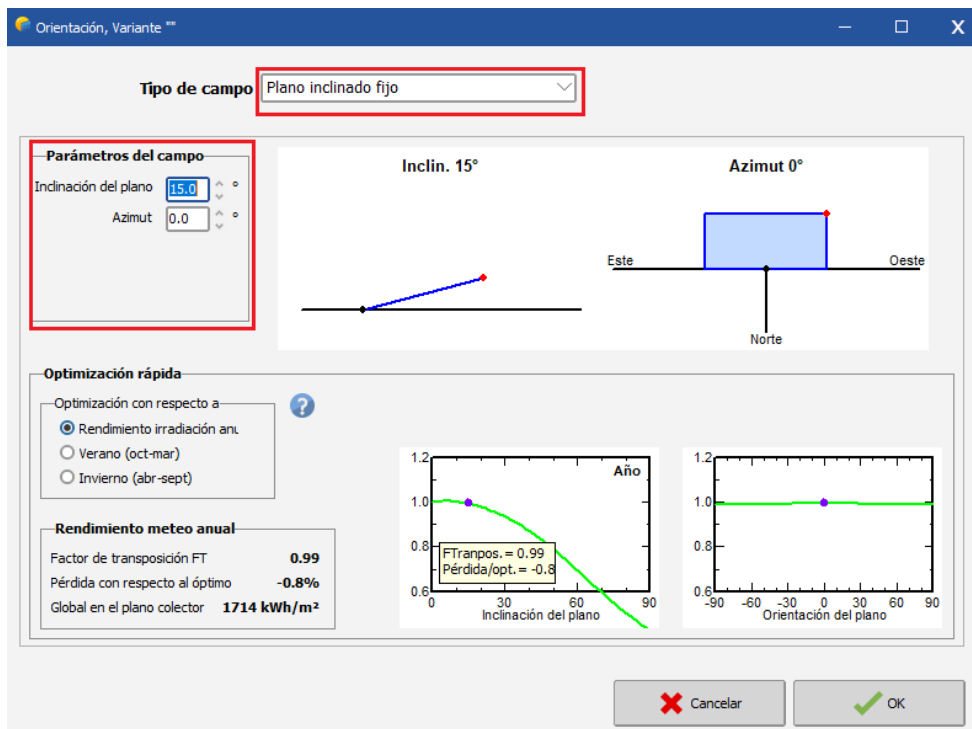


Figura D.9 Ingreso de inclinación y orientación del panel fotovoltaico.

En la pestaña de sistema, se procede a indicar los componentes a utilizar. Se agrega el nombre deseado para el subconjunto. Se utiliza “ayuda de pre-dimensionamiento” para indicar la potencia requerida del sistema, o se indica el área disponible para los módulos fotovoltaicos. Para el dimensionamiento del proyecto se utilizó la opción de “área disponible”, ya que se obtuvieron los datos del área de captación total para cada alternativa propuesta (apéndice C) por medio de las ecuaciones mencionadas en el capítulo 2. Luego, se seleccionó el módulo fotovoltaico de la base de datos y automáticamente PVSYST indica el número máximo de módulos que pueden instalarse en función del área indicada. Además, genera un mensaje indicando la potencia del inversor que debe ser seleccionada para abastecer los paneles.

Al seleccionar un inversor de la base de datos, aparece la cantidad de módulos en serie y el número de cadenas recomendado en la parte inferior “diseño de conjunto”. Si no se sigue la recomendación y se varía el número de módulos en serie o cadenas, el recuadro ubicado en la esquina inferior derecha mostrará un mensaje indicando los posibles errores que tendrá el sistema; al permanecer en blanco, indica que no hay ningún fallo y puede seguir con la simulación.

Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto
 Nombre: **Caso Crítico**
 Oriente: **Plano inclinado fijo** Inclinación: **15°** Azimut: **0°**

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

Selección del módulo FV

Disponible ahora: Filtro: **Todos los módulos FV** Núm. máximo de módulos: **220**

Longi Solar 455 Wp 35V Si-mono LR4-72 HPH 455 M G2 Desde 2020 Manufacturer 2020

Usar optimizador

Voltajes de dimensionamiento: Vmpp (60°C) **35.8 V**
 Voc (-10°C) **54.5 V**

Selección del inversor

Disponible ahora: Voltaje de salida: **400 V Tri 50Hz** 50 Hz 60 Hz

Generic 30 kW 450 - 700 V LF Tr 50 Hz 30 kWac inverter Desde 2012

Núm. de inversores: Voltaje de funcionamiento: **450-700 V** Poder global inversor: **90.0 kWca**
 Voltaje máximo de entrada: **900 V**

Diseño del conjunto

Núm. de módulos y cadenas

Mód. en serie: entre 13 y 16
 Núm. de cadenas: entre 13 y 14

Perdida sobrecarga: **0.0 %**
 Proporción Pnom: **1.06**

Núm. de módulos: **210** Área: **456 m²**

Condiciones de operación
 Vmpp (60°C): 538 V
 Vmpp (20°C): 628 V
 Voc (-10°C): 817 V

Irradia. plano: **1000 W/m²**
 Imp (STC): 156 A Potencia de funcionamiento máx.: **87.4 kW**
 Isc (STC): 163 A (en 1000 W/m² y 50°C)
 Isc (en STC): 163 A **Potencia nom. conjunto (STC) 95.6 kWp**

Máx. en datos STC

Resumen sistema global

Núm. de módulos	210
Área del módulo	456 m ²
Núm. de inversores	3
Potencia FV nominal	95.6 kWp
Potencia FV máxima	91.8 kWCC
Potencia de CA nominal	90.0 kWCA
Proporción Pnom	1.062

Figura D.10 Parámetros del sistema fotovoltaico a crear.

Con los parámetros ingresados de orientación y sistema, PVSYST permite realizar la simulación o ingresar parámetros adicionales. En “pérdidas detalladas” se encuentran establecidas las pérdidas por envejecimiento, factores térmicos, indisponibilidad, suciedad, entre otros; estos parámetros están configurados por defecto, sin embargo, si se tiene información disponible puede configurarse.

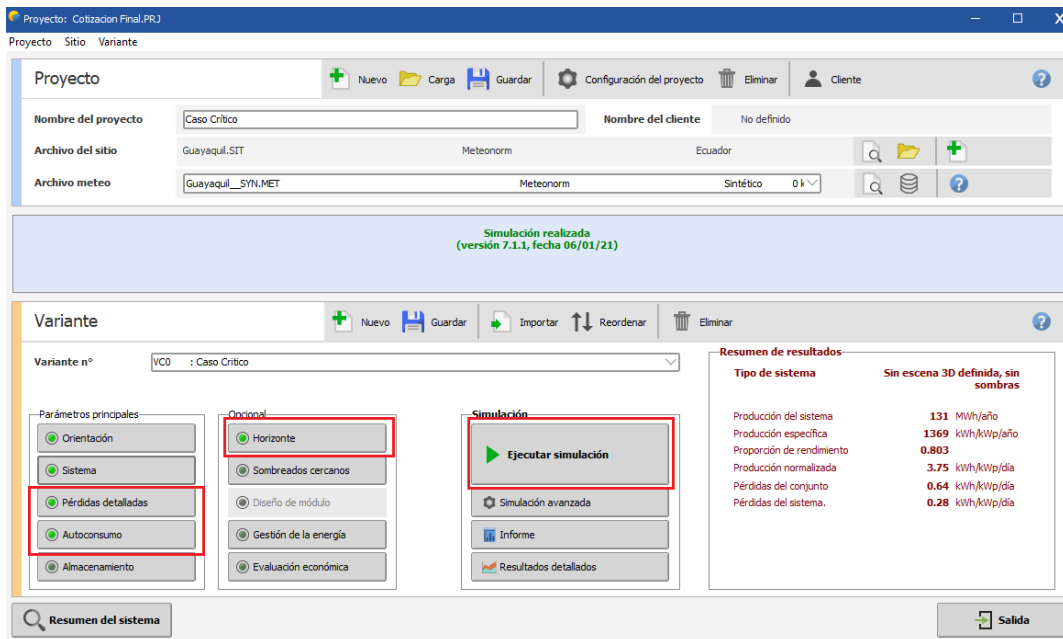


Figura D.11 Pantalla principal del proyecto.

En “autoconsumo”, se definió el consumo energético de la edificación. En la pestaña de características generales se indica el perfil de consumo que se conoce.

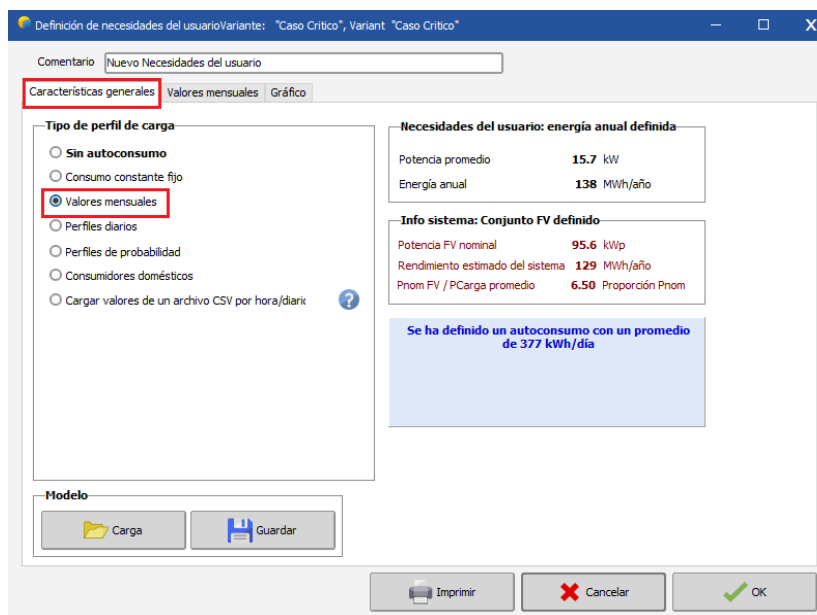


Figura D.12 Selección del tipo de perfil de consumo energético.

Seleccionado el tipo de perfil de carga, se crea una pestaña para ingresar los valores mensuales del consumo energético. Se puede cambiar las unidades como convenga.

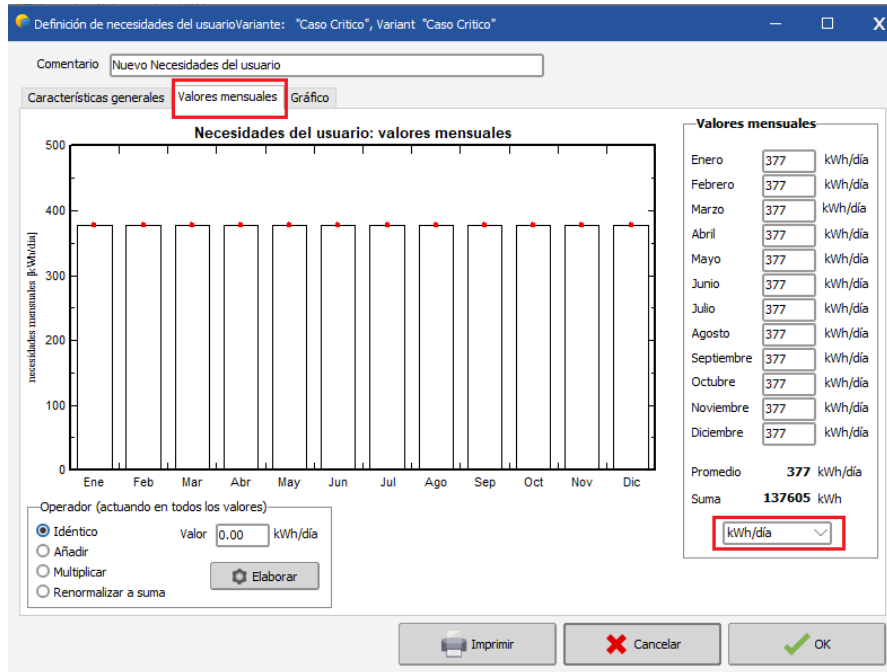


Figura D.13 Valores mensuales de consumo energético.

En "horizonte" se muestra un gráfico de trayectoria solar de la ubicación geográfica seleccionada. Este gráfico permite calcular un factor de corrección de pérdida por la sombra producida por los obstáculos en los alrededores. Para determinar el azimut se utilizó una brújula apuntando hacia el edificio que produce la sombra. Para determinar la altura se utilizó un clinómetro apuntando hacia lo alto del edificio que produce la sombra.

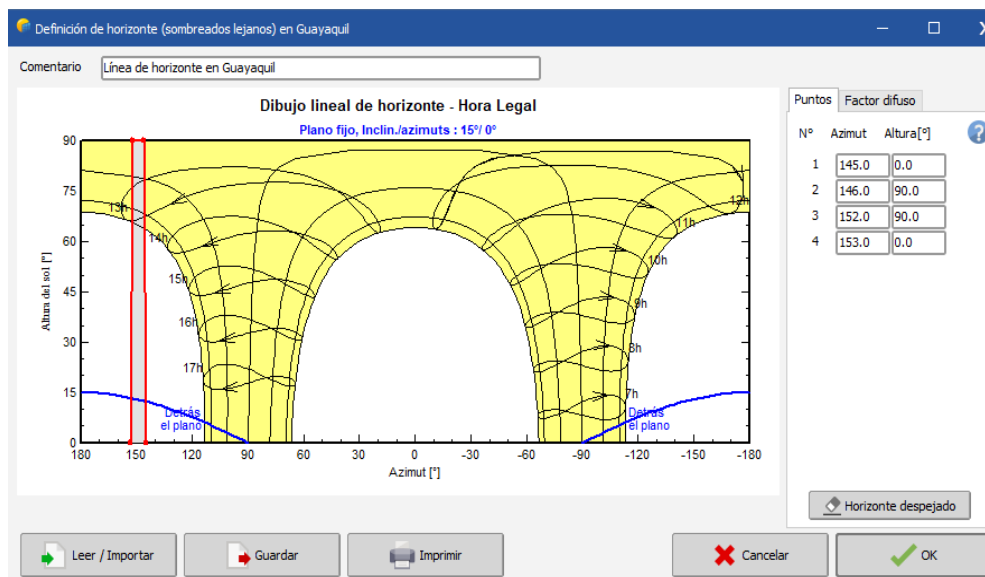


Figura D.14 Diagrama solar para cálculo de pérdidas por sombra.

Una vez ingresado todos los parámetros conocidos, se realizó la simulación. Una ventana se abre y muestra los resultados del sistema. Se selecciona la opción de “informe” para obtener un reporte con todos los detalles del resultado.

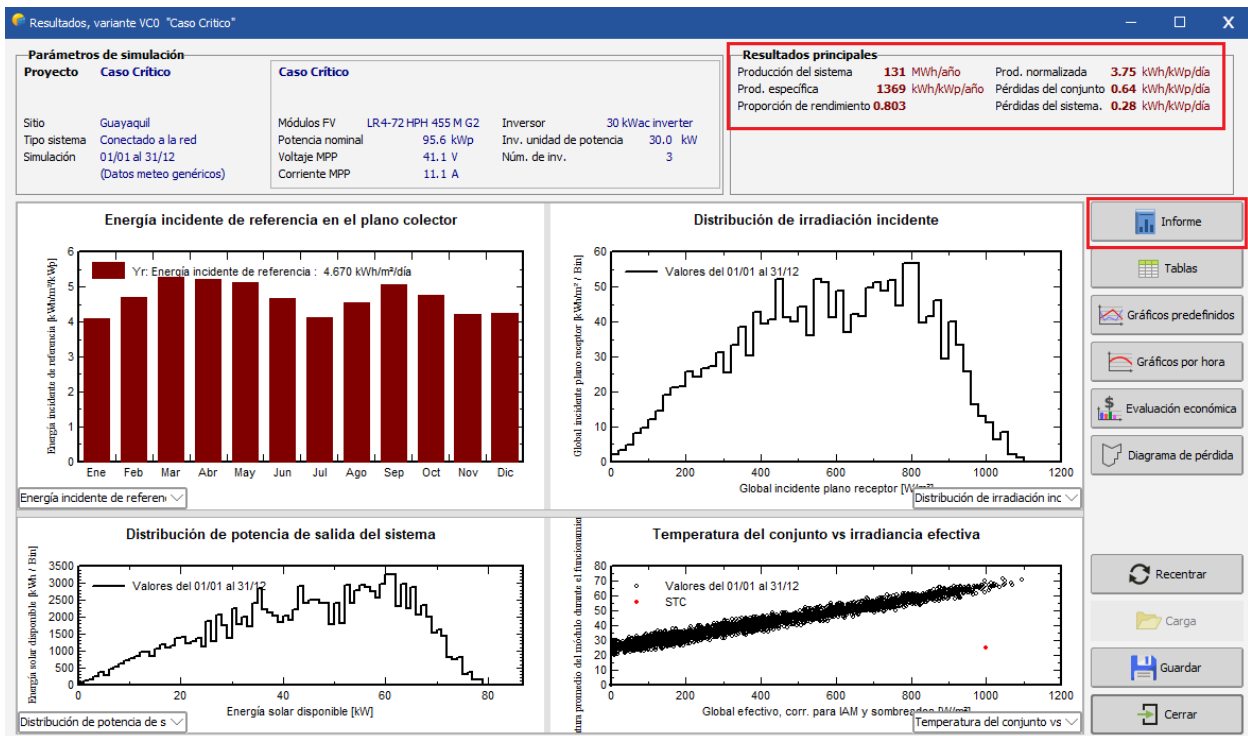


Figura D.15 Resultados obtenidos mediante la simulación.

Los principales resultados que se obtienen de los informes de PVSYST son los siguientes:

Caso Crítico

Características del conjunto FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	LR4-72 HPH 455 M G2	Modelo	30 kWac inverter
(Base de datos PVsyst original)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	455 Wp	Unidad Nom. Potencia	30,0 kWca
Número de módulos FV	210 unidades	Número de inversores	3 unidades
Nominal (STC)	95,6 kWp	Potencia total	90,0 kWca
Módulos	14 Cadenas x 15 En series	Voltaje de funcionamiento	450-700 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	
Pmpp	87,4 kWp	1,06	
U mpp	560 V		
I mpp	156 A		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	96 kWp	Potencia total	90 kWca
Total	210 módulos	Núm. de inversores	3 unidades
Área del módulo	456 m ²	Proporción Pnom	1,06
Área celular	417 m ²		

Resultados principales

Producción del sistema

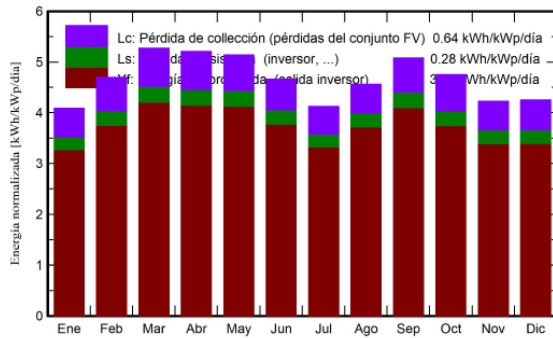
Energía producida 130.8 MWh/año

Producción específica 1369 kWh/kWp/año

Proporción de rendimiento (PR) 80.28 %

Fracción solar (SF) 40.12 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)

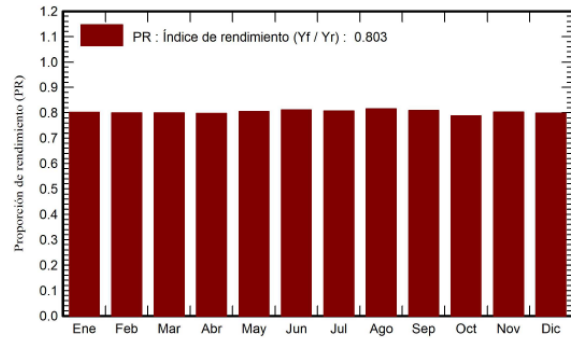
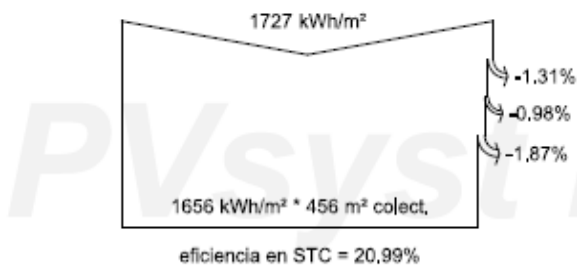


Diagrama de pérdida



Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Sombreados lejanos / Horizonte

Factor |AM en global

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic, STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura,

Pérdida calidad de módulo

Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv, nominal

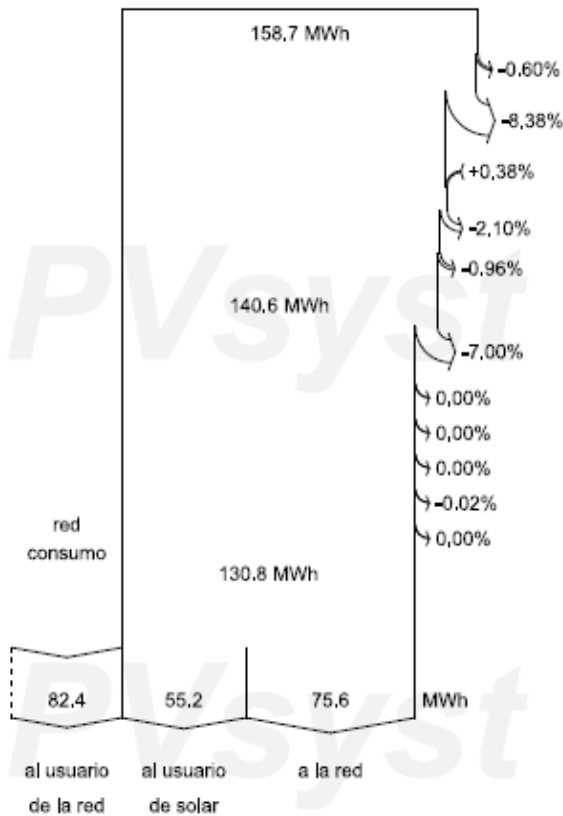
Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Energía disponible en la salida del inversor



Energía inyectada en la red

Figura D.16 Informe de resultados para el caso crítico.

Alternativa 1

Características del conjunto FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	LR4-72 HPH 455 M G2 (Base de datos PVsyst original)	Modelo	AS-IC01-25000-2 (25kw, three-phase with 2 MPPT) (Base de datos PVsyst original)
Unidad Nom. Potencia	455 Wp	Unidad Nom. Potencia	25,0 kWca
Número de módulos FV	52 unidades	Número de inversores	2 * MPPT 50% 1 unidades
Nominal (STC)	23,66 kWp	Potencia total	25,0 kWca
Módulos	4 Cadenas x 13 En series	Voltaje de funcionamiento	280-800 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	0,95
Pmpp	21,64 kWp		
U mpp	486 V		
I mpp	45 A		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	24 kWp	Potencia total	25 kWca
Total	52 módulos	Núm. de inversores	1 Unidad
Área del módulo	113 m ²	Proporción Pnom	0,95
Área celular	103 m ²		

Resultados principales

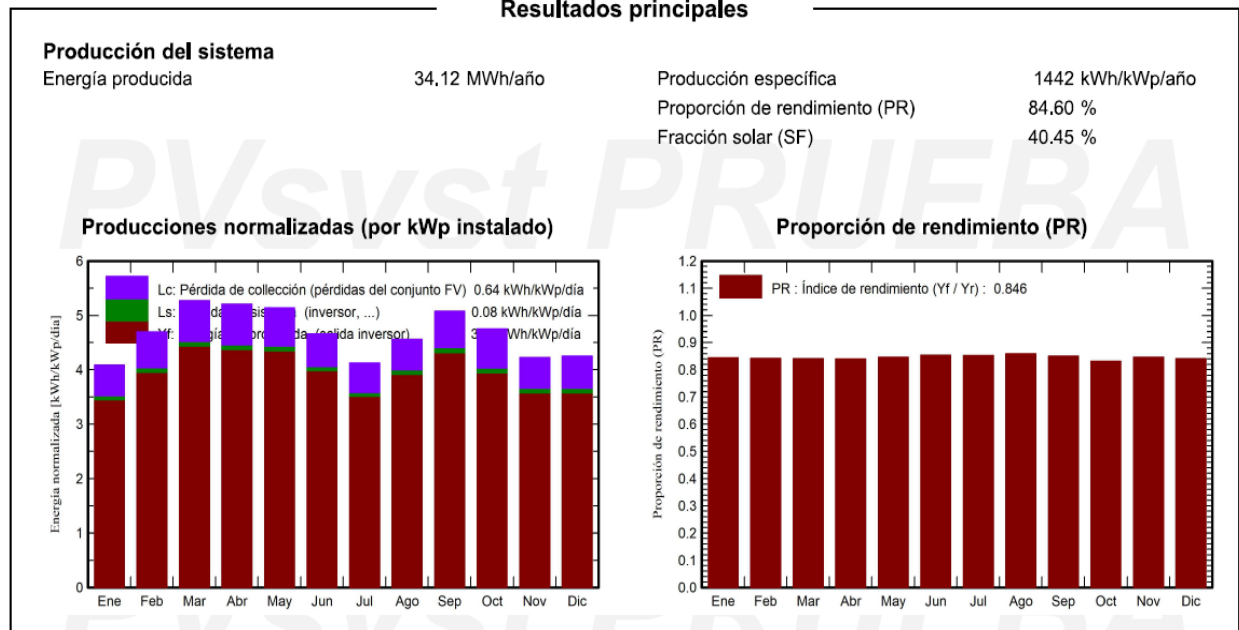


Diagrama de pérdida

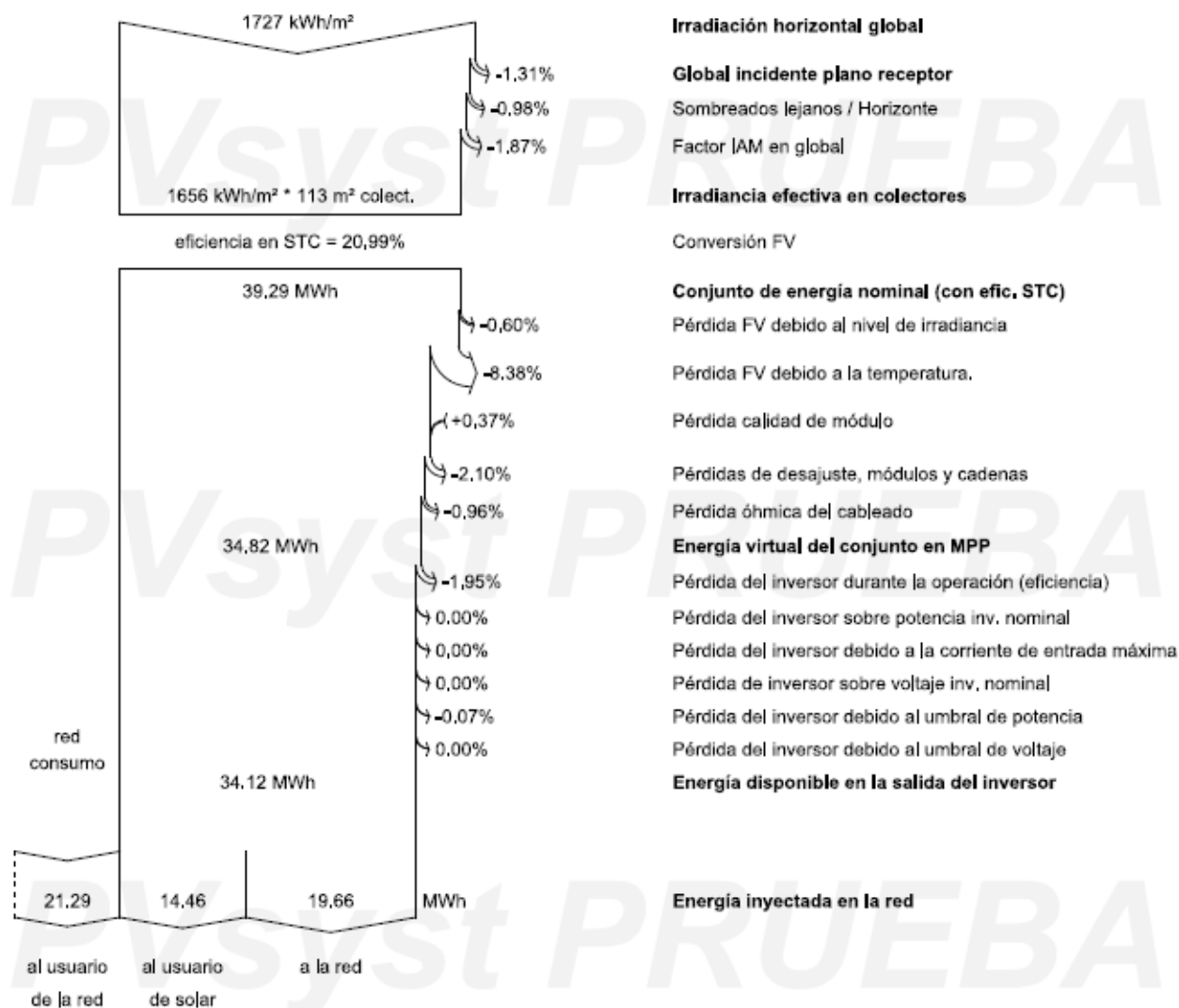


Figura D.17 Informe de resultados para la alternativa 1.

Alternativa 2

Características del conjunto FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	LR4-72 HPH 455 M G2	Modelo	Symo 15,0-3 / 220
(Base de datos PVsyst original)			
Unidad Nom. Potencia	455 Wp	Unidad Nom. Potencia	15,0 kWca
Número de módulos FV	36 unidades	Número de inversores	1 Unidad
Nominal (STC)	16,38 kWp	Potencia total	15,0 kWca
Módulos	3 Cadenas x 12 En series	Voltaje de funcionamiento	325-850 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	1,09
Pmpp	14,98 kWp	Potencia total del inversor	
U mpp	448 V	Potencia total	15 kWca
I mpp	33 A	Núm. de inversores	1 Unidad
Potencia FV total		Proporción Pnom	1,09
Nominal (STC)	16 kWp	Potencia total del inversor	
Total	36 módulos	Potencia total	15 kWca
Área del módulo	78,2 m ²	Núm. de inversores	1 Unidad
Área celular	71,4 m ²	Proporción Pnom	1,09

Resultados principales

Producción del sistema

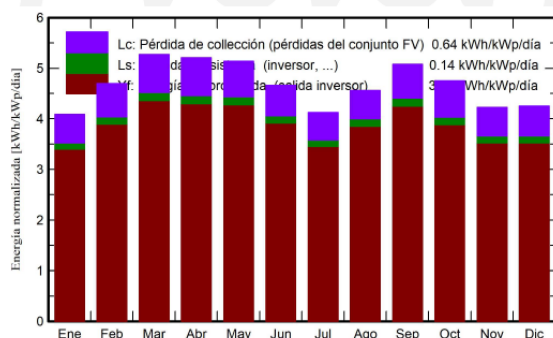
Energía producida 23.26 MWh/año

Producción específica 1420 kWh/kWp/año

Proporción de rendimiento (PR) 83.29 %

Fracción solar (SF) 41.04 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)

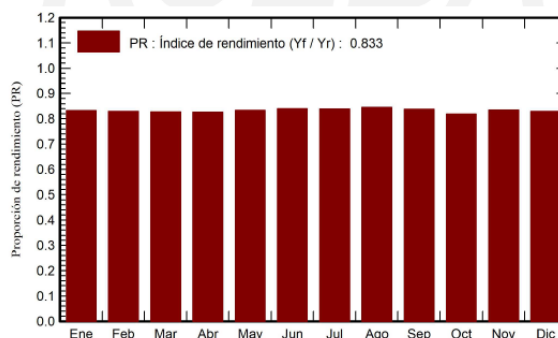


Diagrama de pérdida



Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Sombreados lejanos / Horizonte

Factor IAM en global

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Pérdida calidad de módulo

Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

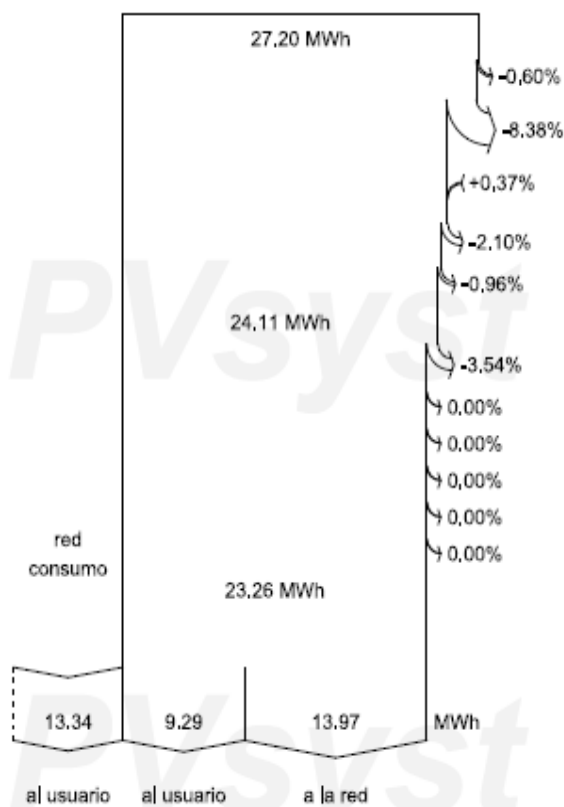
Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Energía disponible en la salida del inversor



Energía inyectada en la red

Figura D.18 Informe de resultados para la alternativa 2.

APÉNDICE E – SIMULACIÓN EN HOMER

A continuación, se presentan los pasos que se siguieron en el software de HOMER para la simulación del sistema.

Primero, al abrir HOMER, se ingresan el nombre, autor y descripción del proyecto, y los datos para el análisis de rentabilidad del sistema tales como porcentaje de descuento, porcentaje de inflación y tiempo de vida del proyecto.

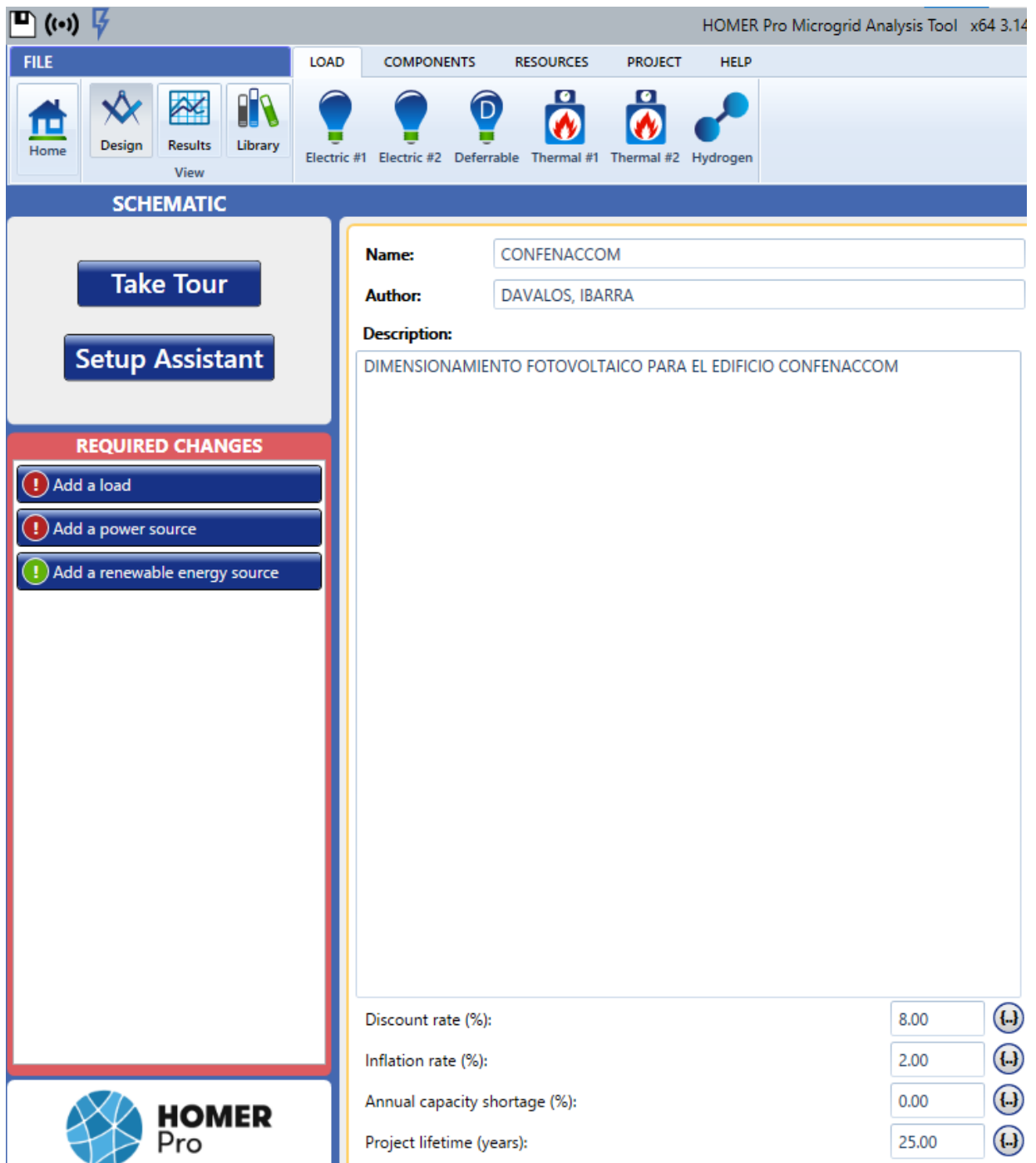


Figura E.1 Creación de nuevo proyecto.

En la misma pestaña se ubica en el mapa interactivo la ubicación exacta del proyecto verificando que las coordenadas geográficas y la zona horaria sean las correctas.

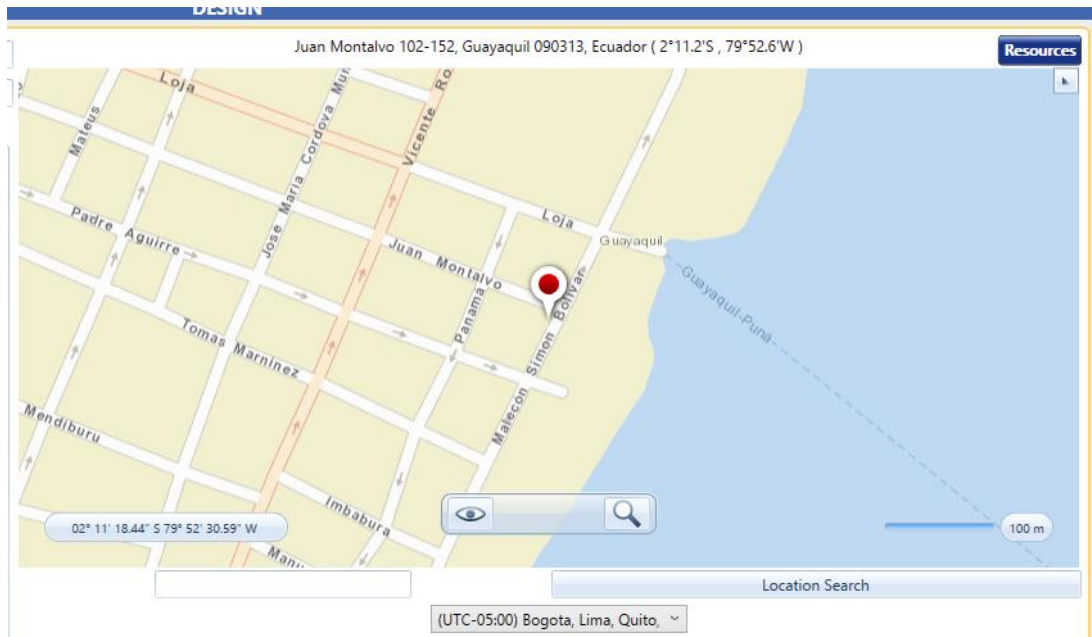


Figura E.2 Ingreso de coordenadas geográficas.

En la pestaña “load” se agrega la carga térmica de acuerdo con el perfil del proyecto, en este caso se escogió el perfil de residencial. Al seleccionar el perfil, se crea una pestaña para ingresar los valores del consumo eléctrico por hora en el transcurso de un día. Se verifica que el valor promedio de carga eléctrica anual (kWh/día) guarde concordancia con respecto a los resultados teóricos.

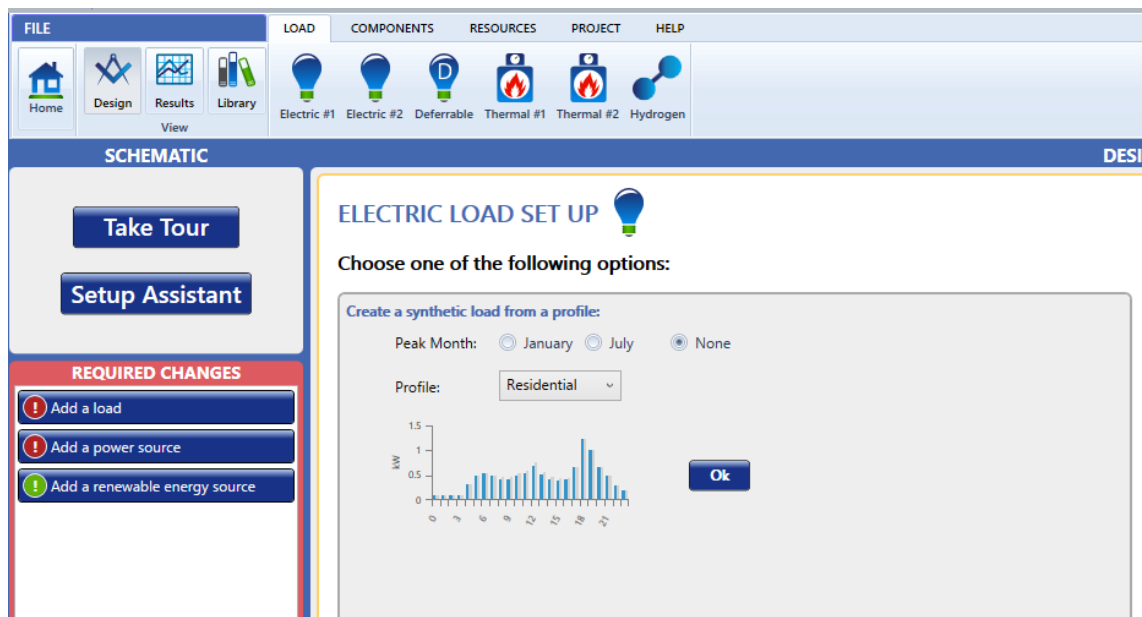


Figura E.3 Selección de perfil de consumo energético.

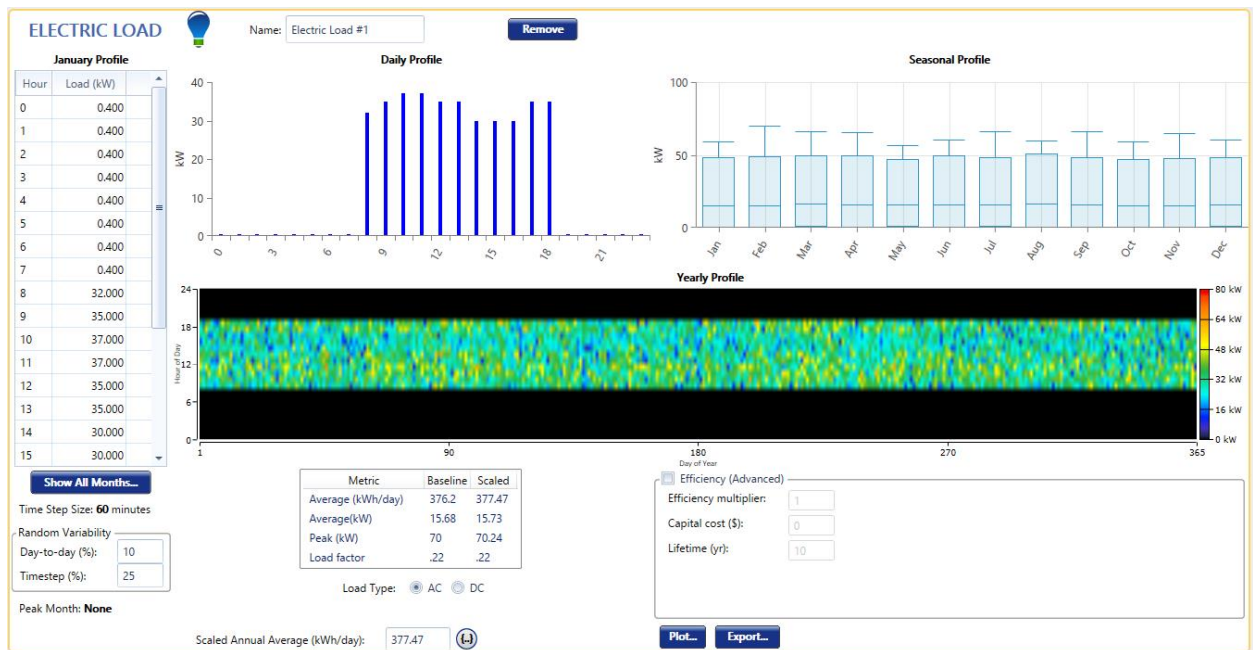


Figura E.4 Ingreso de consumo energético.

En la pestaña “Add a renewable energy source” se selecciona la opción de PV, que corresponde a un sistema fotovoltaico. Se puede seleccionar un modelo de panel solar de la base de datos del software o seleccionar “Generic flat plate PV” para otro modelo de panel solar que no este disponible. Se introduce el valor de Watts pico del modelo del panel fotovoltaico seleccionado y su costo de inversión, reemplazo y mantenimiento anual. También se introduce el factor de reducción de eficiencia del panel y la vida util del mismo.

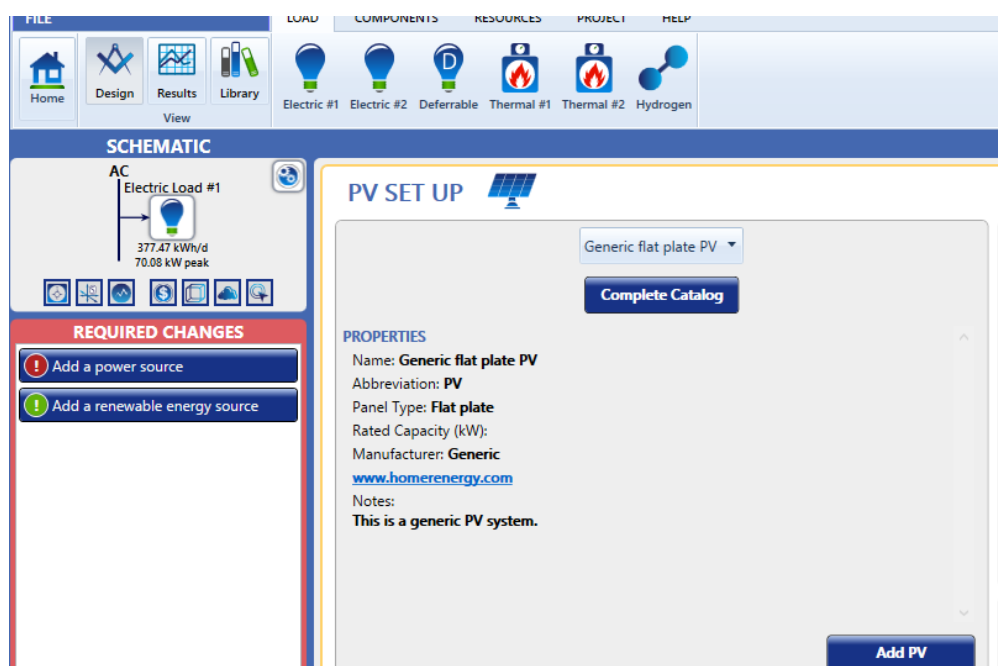



Figura E.5 Selección de panel fotovoltaico.

Add/Remove Generic flat plate PV

PV  Name: Generic flat plate PV Abbreviation: PV

Properties

Name: **Generic flat plate PV**

Abbreviation: **PV**

Panel Type: **Flat plate**

Rated Capacity (kW): **98.28**

Manufacturer: **Generic**

www.homerenergy.com

Notes:
This is a generic PV system.

Cost

Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
0.455	106.93	106.93	4.00

Lifetime

time (years): 25.00

Site Specific Input

Derating Factor (%): 84.95

Figura E.6 Datos del panel fotovoltaico.

Se abre la pestaña de “SOLAR GHI RESOURCE”, y se introducen los datos de radiación previamente obtenidos.



Figura E.7 Ingreso de los datos de radiación solar.

En la sección “search space” se puede condicionar al programa para que arroje los resultados de kW específicos del sistema. También se puede seleccionar “HOMER Optimizer” para obtener los resultados más óptimos según los análisis económicos del software.

Sizing

HOMER Optimizer™

Search Space

kW
0
98.28

Figura E.8 Ingreso de los kW requeridos en el sistema fotovoltaico.

Se abre una pestaña de “CONVERTER” y se agregan los datos de capacidad, costo y eficiencia del inversor. También se agrega los años de vida útil según la ficha técnica del inversor seleccionado.

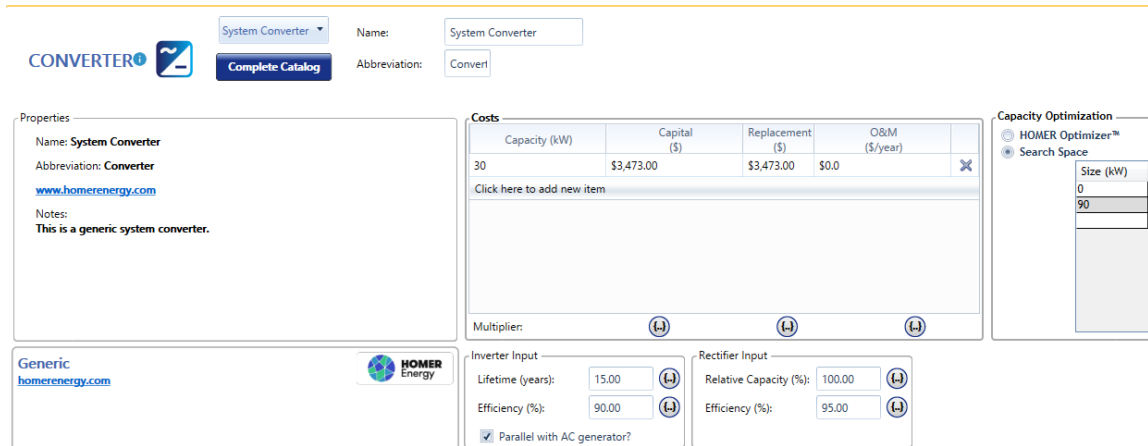


Figura E.9 Ingreso de datos del inversor del sistema fotovoltaico.

Se establece la conexión a red, y el costo de energía eléctrica de la zona.

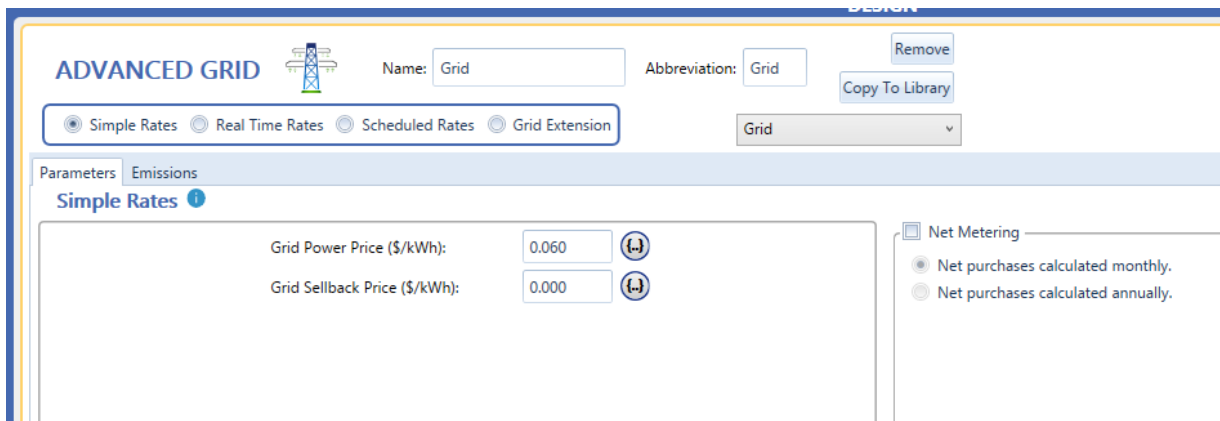


Figura E.10 Ingreso de parámetros económicos para conexión a red eléctrica.

De acuerdo a las especificaciones del sistema se debe de tener el siguiente esquema:

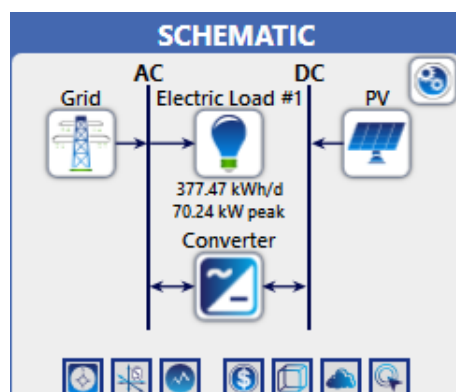


Figura E.11 Esquema del sistema fotovoltaico diseñado.

Se da click en la opción “calculate”, y HOMER procede a calcular todas las posibles alternativas para obtener el diseño más eficiente. Como se puede ver en la siguiente imagen, la mejor alternativa es el sistema híbrido de generación fotovoltaica y conexión a red ya que sale más rentable que obtener toda la energía de la red.

Export...

Optimization Results
Left Double Click on a particular system to see its detailed Simulation Results.

Categorized Overall

Architecture		Cost				System		PV		Converter		Grid			
PV (kW)	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (\$)	Production (kWh/yr)	Rectifier Mean Output (kW)	Inverter Mean Output (kW)	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)
98.3	999,999	90.0	CC	\$86,152	\$0.0373	\$4,072	\$33,516	72.6	0	23,097	144,099	0	14.8	48,835	40,747
	999,999		CC	\$106,867	\$0.0600	\$8,267	\$0.00	0	0					137,777	0

Figura E.12 Resultados obtenidos de la simulación.

En la siguiente imagen muestra una gráfica en la que se puede observar el ahorro del sistema conectado a la red y el año en el que se recupera la inversión en relación al ahorro anual en energía eléctrica. También se observa el valor del NCP (Costo Neto Presente) y el COE (el costo promedio por kWh de energía eléctrica útil producida por el sistema)

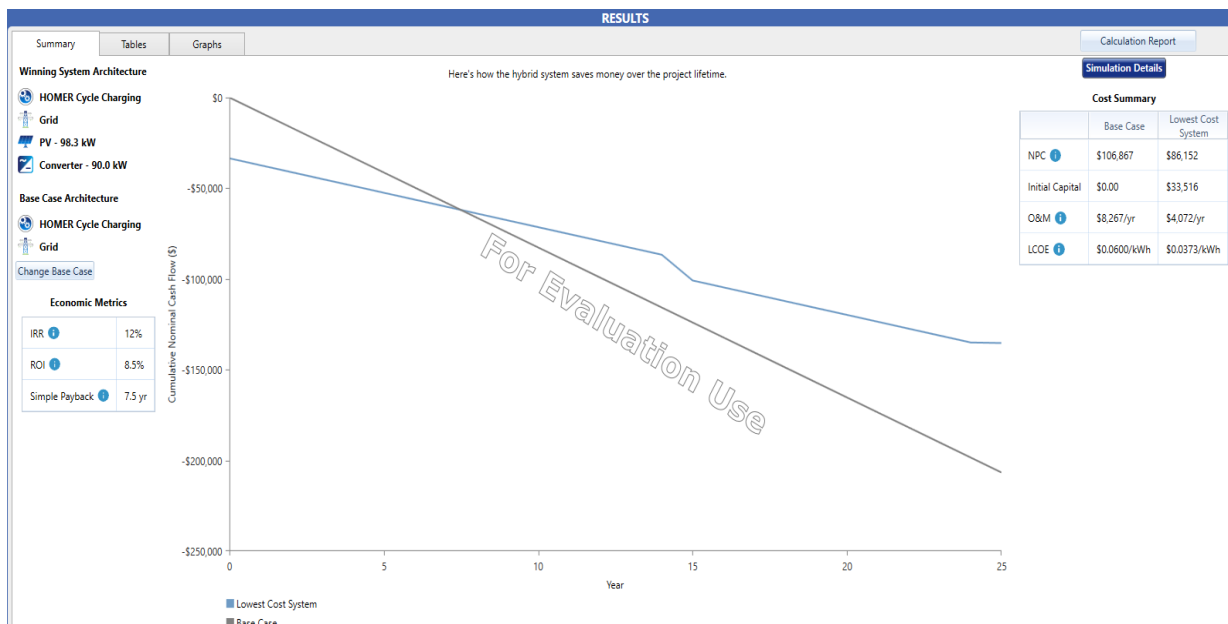


Figura E.13 Gráfico de rentabilidad del proyecto simulado.

Otros resultados que se pueden observar en la sección de “simulation details” son: El análisis de costo de todos los elementos del sistema.

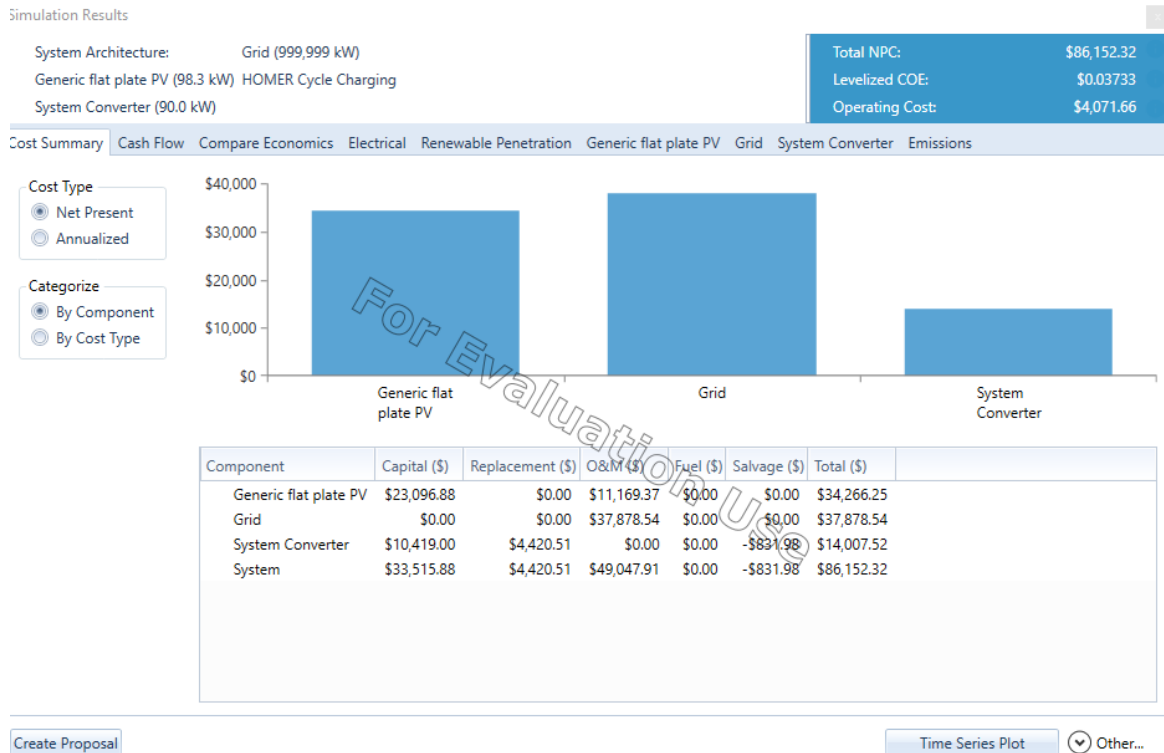


Figura E.14 Análisis de costo del sistema.

El flujo de caja de todos los gastos del sistema.

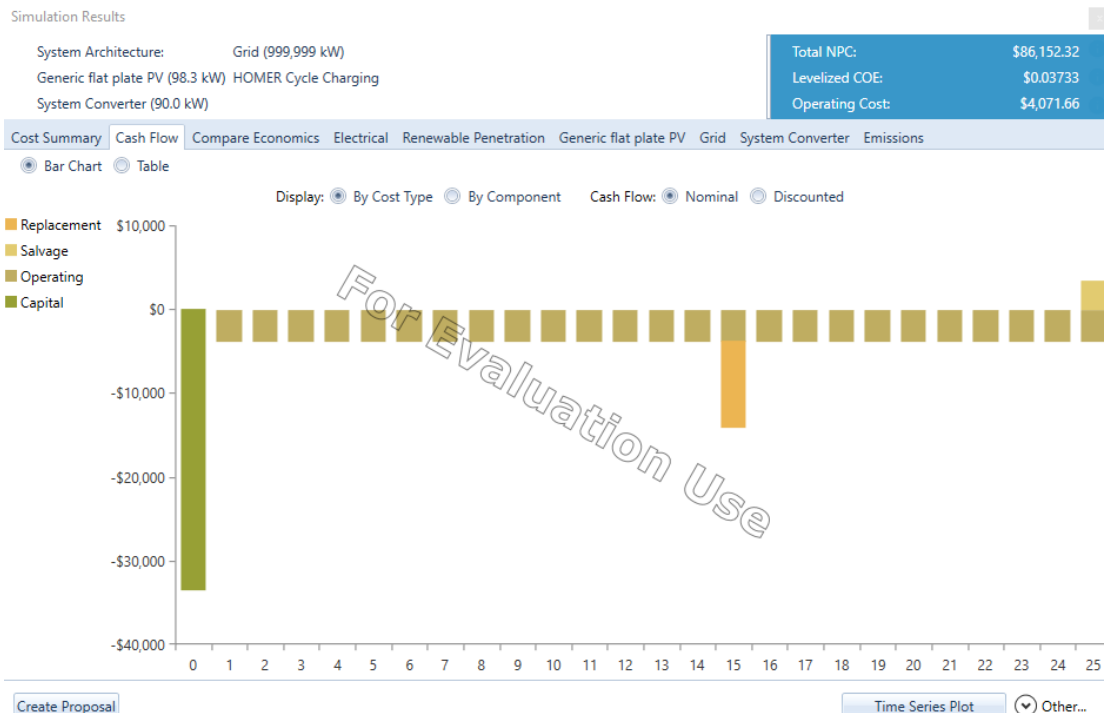


Figura E.15 Flujo de caja del sistema.

Los detalles eléctricos de cuánta energía provee el sistema fotovoltaico y cuánto se extrae de la red.

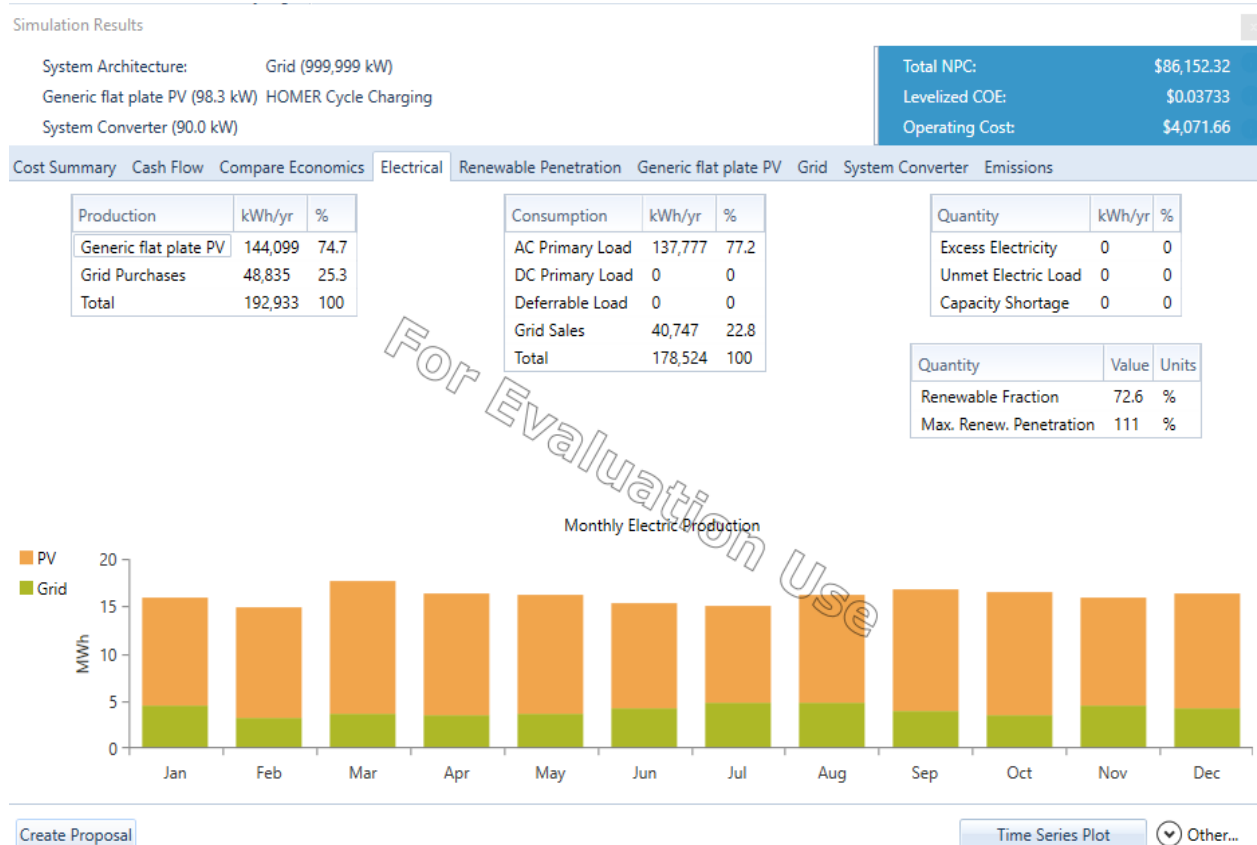


Figura E.16 Resultados eléctricos del sistema.

Y la emisiones del sistema.

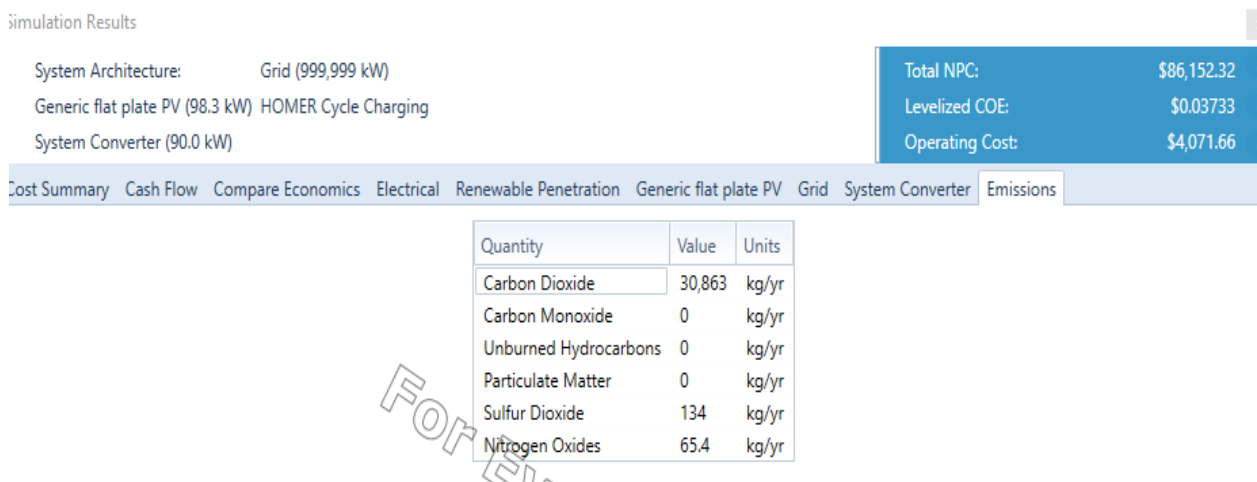


Figura E.17 Emisiones de carbono producidas por el sistema.

APÉNDICE F – RESULTADOS DE HOMER

Potencia nominal específica

Caso crítico

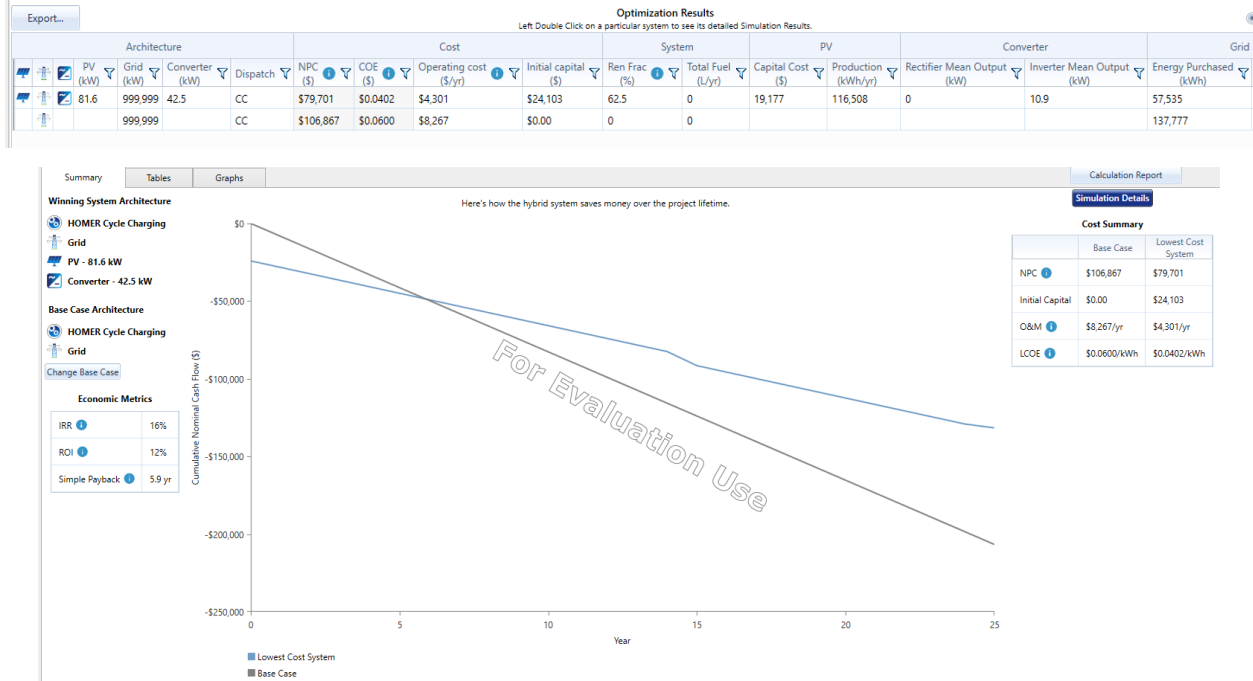


Figura F.1 Resultados obtenidos para el caso crítico.

Alternativa 1

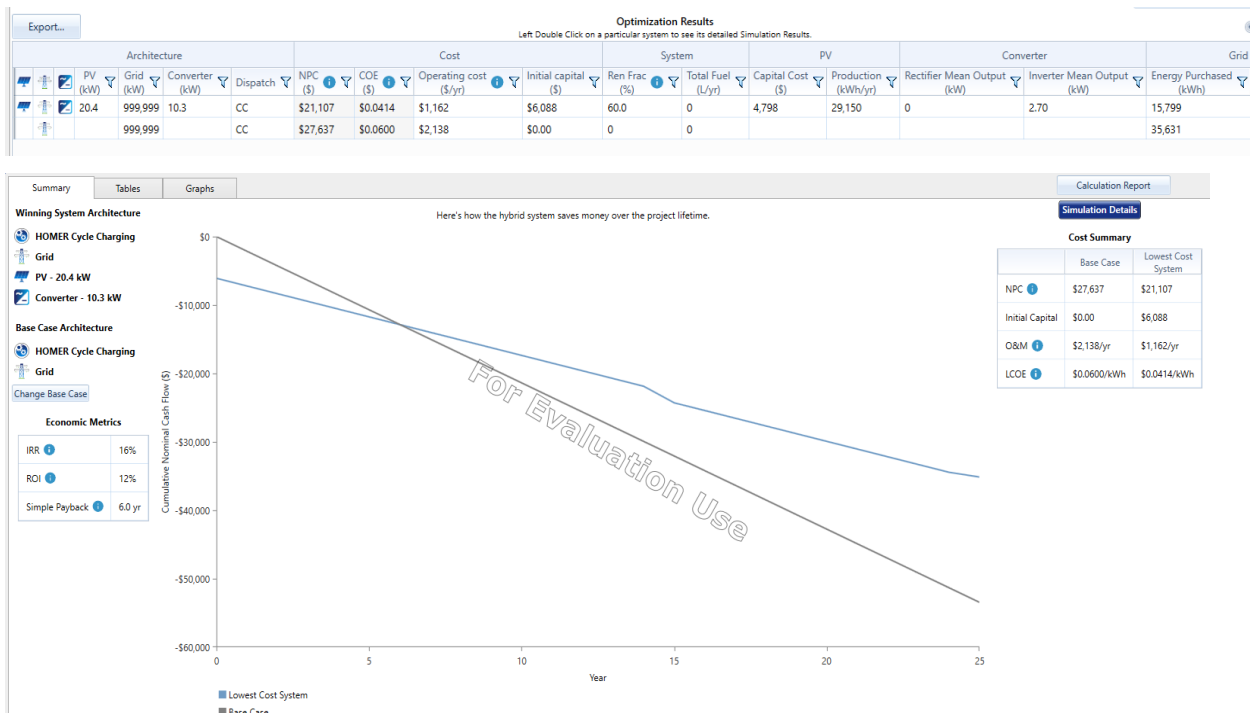


Figura F.2 Resultados obtenidos para la alternativa 1.

Alternativa 2

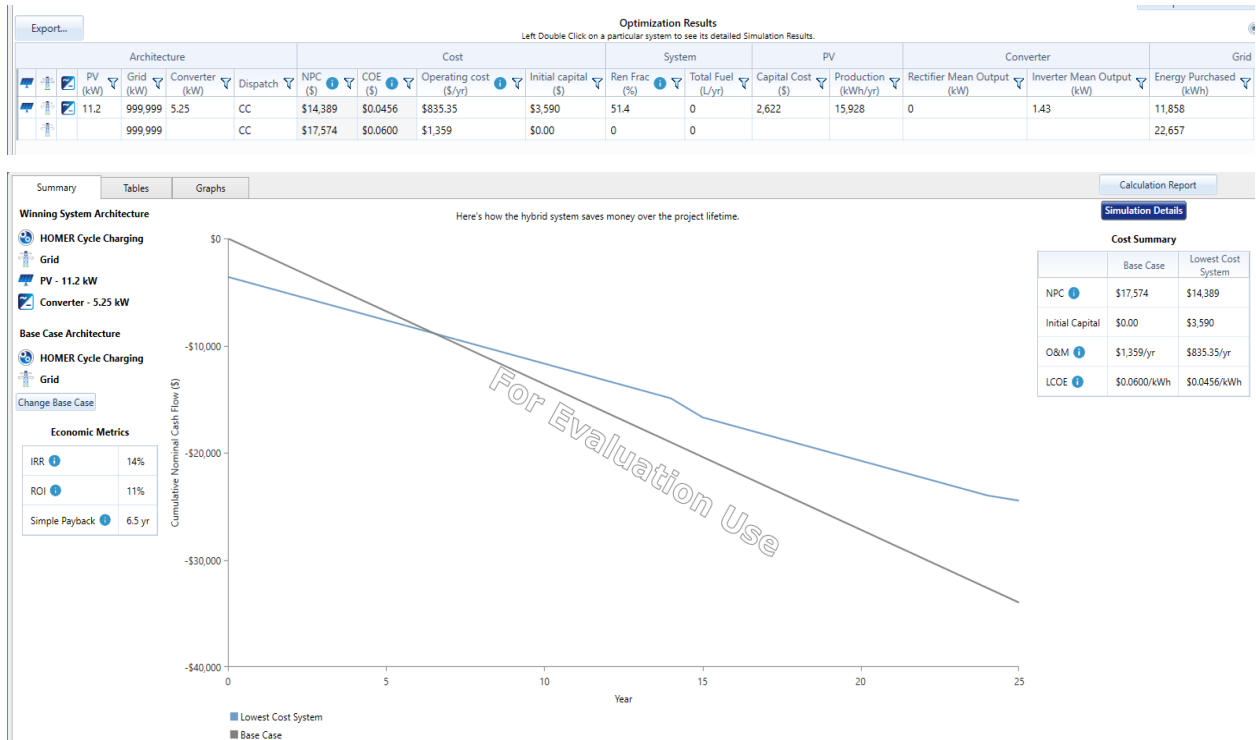


Figura F.3 Resultados obtenidos para la alternativa 2.

Optimizador de HOMER

Caso crítico

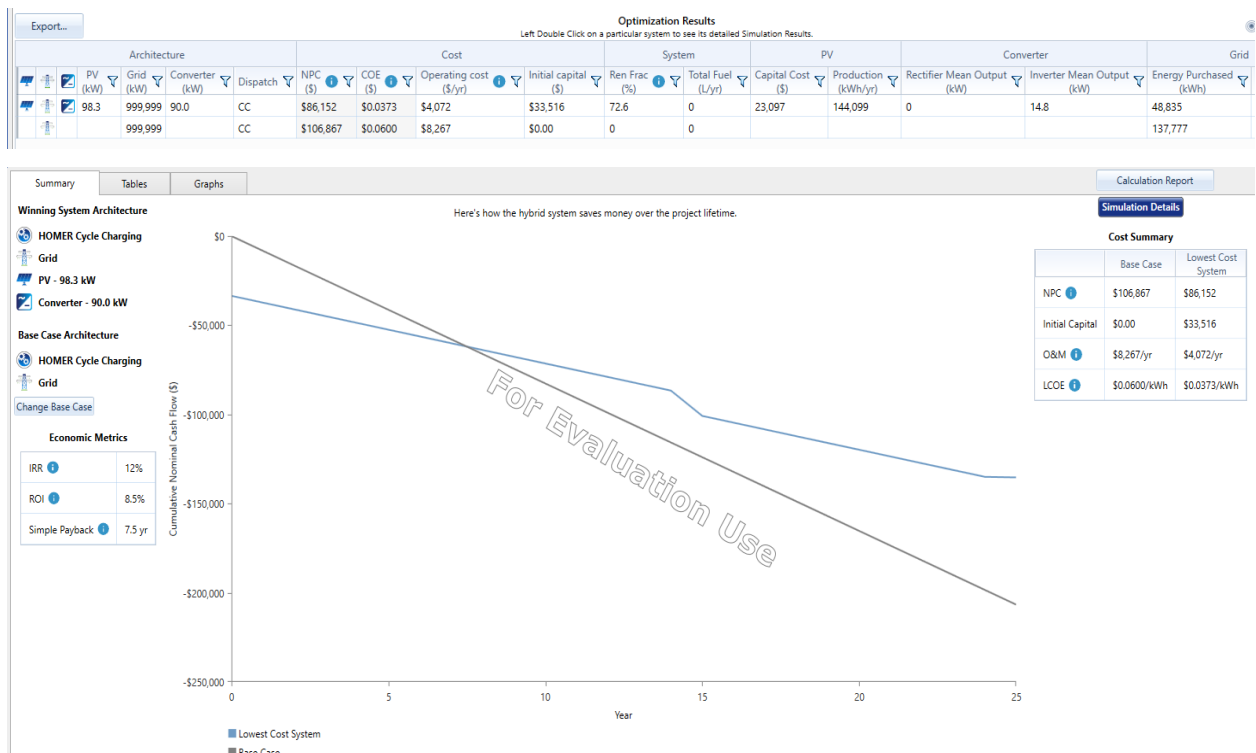


Figura F.4 Resultados obtenidos con el optimizador de Homer para el caso crítico.

Alternativa 1

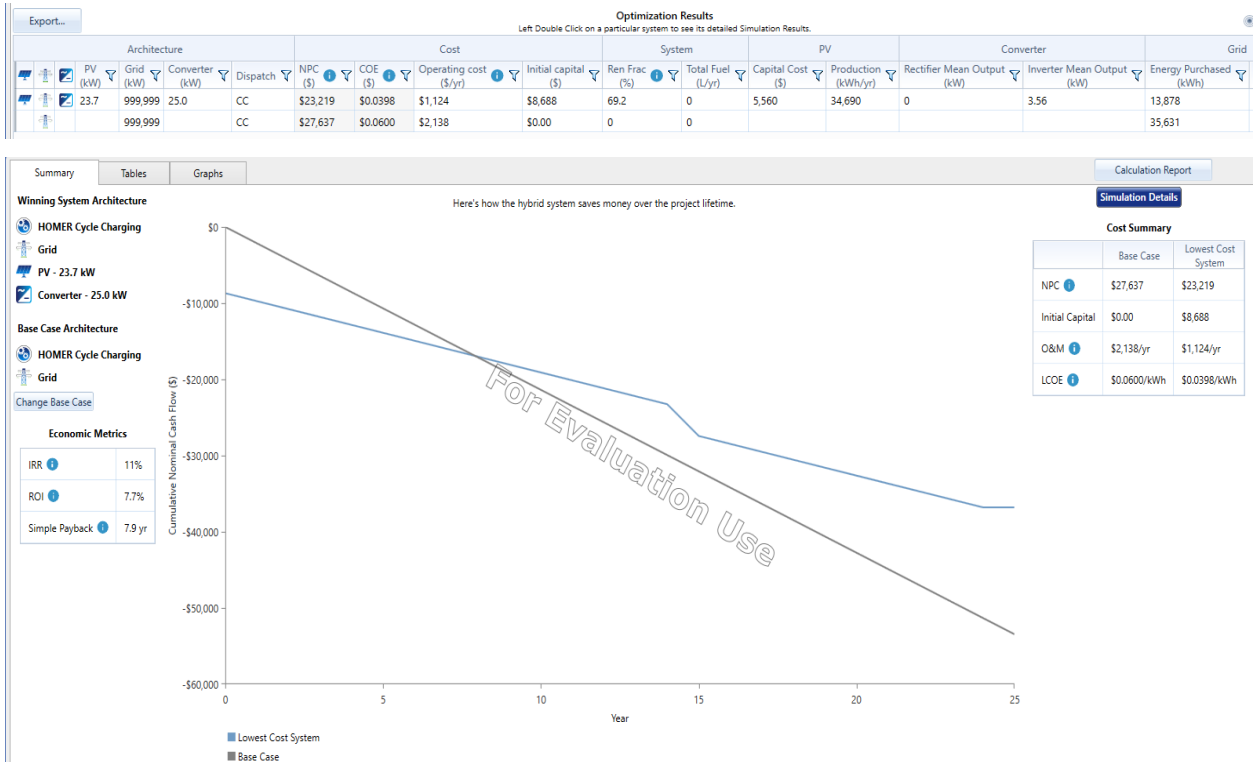


Figura F.5 Resultados obtenidos con el optimizador de Homer para la alternativa 1.

Alternativa 2

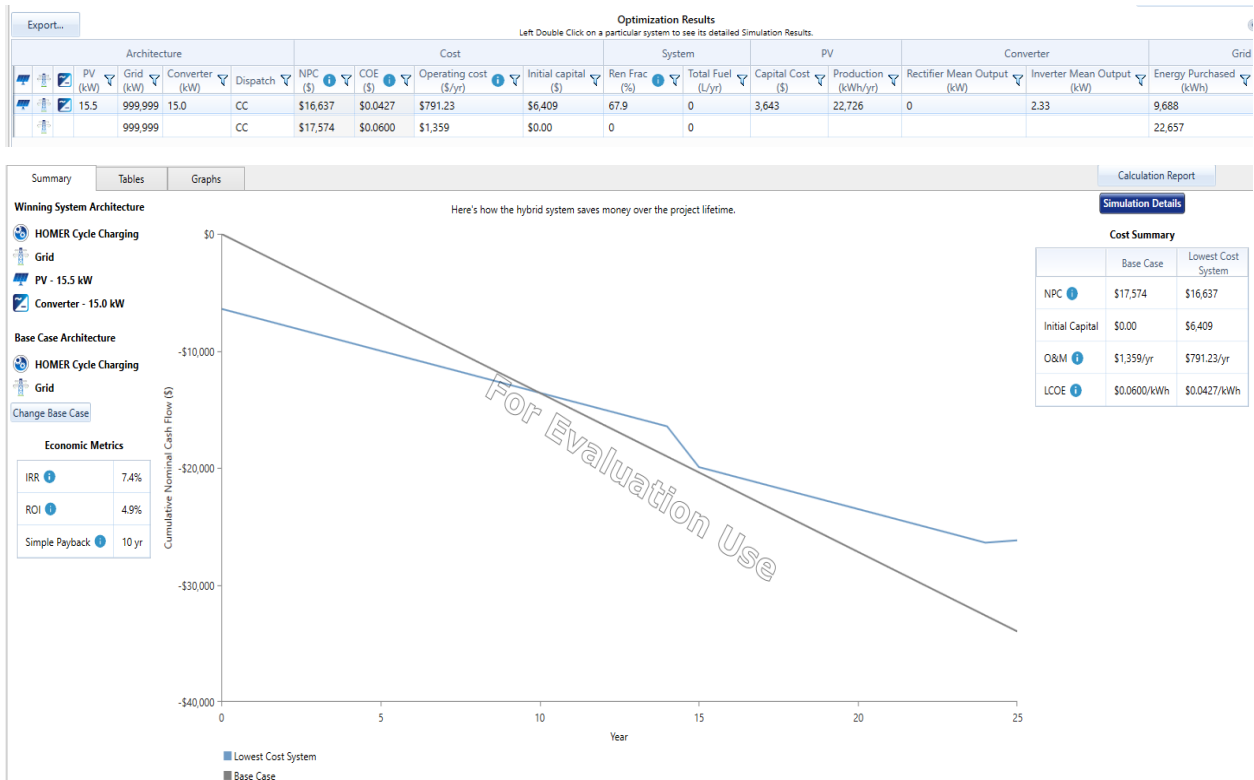


Figura F.6 Resultados obtenidos con el optimizador de Homer para la alternativa 2.

APÉNDICE G – FLUJO DE CAJA

A continuación, se presenta el cálculo realizado para obtener el flujo de caja y determinar el VAN y TIR de los casos propuestos.

Ingresos:

Para obtener los ingresos, se consideró una tarifa fija de 0.06\$/kWh y una disminución en el rendimiento del panel solar de 0.45% a partir del segundo año. La energía que produce cada sistema al año es obtenida de PVSYST. En la siguiente tabla se detalla el ahorro a lo largo de los años para cada caso.

Tabla G.1 Ahorros calculados en función de la energía producida del sistema al año.

Año	Caso Crítico		Alternativa 1		Alternativa 2	
	Energía del sistema kWh/año	Ahorro (\$)	Energía del sistema kWh/año	Ahorro (\$)	Energía del sistema kWh/año	Ahorro (\$)
1	130,800	\$ 7,848	34,120	\$ 2,047	23,260	\$ 1,396
2	130,800	\$ 7,848	34,121	\$ 2,047	23,260	\$ 1,396
3	130,211	\$ 7,813	33,967	\$ 2,038	23,155	\$ 1,389
4	129,625	\$ 7,778	33,815	\$ 2,029	23,051	\$ 1,383
5	129,042	\$ 7,743	33,662	\$ 2,020	22,947	\$ 1,377
6	128,461	\$ 7,708	33,511	\$ 2,011	22,844	\$ 1,371
7	127,883	\$ 7,673	33,360	\$ 2,002	22,741	\$ 1,364
8	127,308	\$ 7,638	33,210	\$ 1,993	22,639	\$ 1,358
9	126,735	\$ 7,604	33,061	\$ 1,984	22,537	\$ 1,352
10	126,165	\$ 7,570	32,912	\$ 1,975	22,436	\$ 1,346
11	125,597	\$ 7,536	32,764	\$ 1,966	22,335	\$ 1,340
12	125,032	\$ 7,502	32,616	\$ 1,957	22,234	\$ 1,334
13	124,469	\$ 7,468	32,470	\$ 1,948	22,134	\$ 1,328
14	123,909	\$ 7,435	32,323	\$ 1,939	22,035	\$ 1,322
15	123,351	\$ 7,401	32,178	\$ 1,931	21,935	\$ 1,316
16	122,796	\$ 7,368	32,033	\$ 1,922	21,837	\$ 1,310
17	122,244	\$ 7,335	31,889	\$ 1,913	21,738	\$ 1,304
18	121,694	\$ 7,302	31,745	\$ 1,905	21,641	\$ 1,298
19	121,146	\$ 7,269	31,603	\$ 1,896	21,543	\$ 1,293
20	120,601	\$ 7,236	31,460	\$ 1,888	21,446	\$ 1,287
21	120,058	\$ 7,203	31,319	\$ 1,879	21,350	\$ 1,281
22	119,518	\$ 7,171	31,178	\$ 1,871	21,254	\$ 1,275
23	118,980	\$ 7,139	31,038	\$ 1,862	21,158	\$ 1,269
24	118,445	\$ 7,107	30,898	\$ 1,854	21,063	\$ 1,264
25	117,912	\$ 7,075	30,759	\$ 1,846	20,968	\$ 1,258

Gastos:

Para obtener los gastos, se consideró la inversión del proyecto en el año 0, el reemplazo de los inversores en el año 15, y del año 1 al 25 un costo por mantenimiento de 4\$ por cada panel de 455 W.

Año 0: Inversión

Caso Crítico

Tabla G.2 Inversión del sistema para el caso crítico.

Artículo	Cantidad	Precio Unitario	Monto
Panel solar 455M-72HPH	216	\$ 106.93	\$ 23,096.88
Inversor 30 kW	3	\$ 3,473.00	\$ 10,419.00
Sistema de monitoreo por wifi	1	\$ 68.00	\$ 68.00
DC PV cable	900	\$ 1.10	\$ 990.00
MC4 conector	100	\$ 1.50	\$ 150.00
Sistema de montaje en tierra	1	\$ 10,810.80	\$ 10,810.80
Costo Total			\$ 45,534.68

Alternativa 1

Tabla G.3 Inversión del sistema para la alternativa 1.

Artículo	Cantidad	Precio Unitario	Monto
Panel solar 455M-72HPH	52	\$ 106.93	\$ 5,560.36
Inversor 25 kW	1	\$ 3,128.00	\$ 3,128.00
Sistema de monitoreo por wifi	1	\$ 68.00	\$ 68.00
DC PV cable	500	\$ 1.10	\$ 550.00
MC4 conector	40	\$ 1.50	\$ 60.00
Sistema de montaje en tierra	1	\$ 2,602.60	\$ 2,602.60
Costo Total			\$ 11,968.96

Alternativa 2

Tabla G.4 Inversión del sistema para la alternativa 2.

Artículo	Cantidad	Precio Unitario	Monto
Panel solar 455M-72HPH	34	\$ 106.93	\$ 3,635.62
Inversor 15 kW	1	\$ 2,766.00	\$ 2,766.00
Sistema de monitoreo por wifi	1	\$ 68.00	\$ 68.00
DC PV cable	300	\$ 1.10	\$ 330.00
MC4 conector	40	\$ 1.50	\$ 60.00
Sistema de montaje en tierra	1	\$ 1,701.70	\$ 1,701.70
Costo Total			\$ 8,561.32

Año 15: Reemplazo de los inversores

Tabla G.5 Gastos por el reemplazo del inversor al año 15.

Caso Propuesto	Inversores	Monto
Caso Crítico	3 de 30 kW	\$ 10,419.00
Alternativa 1	1 de 25 kW	\$ 3,128.00
Alternativa 2	1 de 15 kW	\$ 2,766.00

Año 1 a 25: Mantenimiento

Tabla G.6 Gastos por el mantenimiento del sistema.

Caso Propuesto	Potencia del sistema	Monto
Caso Crítico	95.6 kW	\$ 841.28
Alternativa 1	23.7 kW	\$ 208.56
Alternativa 2	16.4 kW	\$ 144.32

Flujo de caja:

Para obtener el VAN se consideró una tasa de descuento del 8%. Se calculó el TIR y el VAN para cada año y observar en que tiempo se recupera la inversión.

Caso crítico

Tabla G.7 Flujo de caja para el caso crítico.

Año	Ingresos	Gastos	Total neto	TIR	VAN
0	0	\$ -45,534.68	\$ -45,534.68		
1	\$ 7,848	\$ -841.28	\$ 7,006.72	-85%	\$ -39,046.98
2	\$ 7,848	\$ -841.28	\$ 7,006.72	-52%	\$ -33,039.84
3	\$ 7,813	\$ -841.28	\$ 6,971.40	-31%	\$ -27,505.72
4	\$ 7,778	\$ -841.28	\$ 6,936.25	-17%	\$ -22,407.37
5	\$ 7,743	\$ -841.28	\$ 6,901.25	-8%	\$ -17,710.50
6	\$ 7,708	\$ -841.28	\$ 6,866.41	-2%	\$ -13,383.50
7	\$ 7,673	\$ -841.28	\$ 6,831.72	2%	\$ -9,397.25
8	\$ 7,638	\$ -841.28	\$ 6,797.19	5%	\$ -5,724.94
9	\$ 7,604	\$ -841.28	\$ 6,762.82	7%	\$ -2,341.84
10	\$ 7,570	\$ -841.28	\$ 6,728.60	8%	\$ 774.80
11	\$ 7,536	\$ -841.28	\$ 6,694.54	10%	\$ 3,645.97
12	\$ 7,502	\$ -841.28	\$ 6,660.63	11%	\$ 6,291.00
13	\$ 7,468	\$ -841.28	\$ 6,626.87	11%	\$ 8,727.68
14	\$ 7,435	\$ -841.28	\$ 6,593.26	12%	\$ 10,972.43
15	\$ 7,401	\$ -11,260.28	\$ -3,859.19	12%	\$ 9,755.85
16	\$ 7,368	\$ -841.28	\$ 6,526.50	12%	\$ 11,660.88
17	\$ 7,335	\$ -841.28	\$ 6,493.35	13%	\$ 13,415.83

Año	Ingresos	Gastos	Total neto	TIR	VAN
18	\$ 7,302	\$ -841.28	\$ 6,460.34	13%	\$ 15,032.52
19	\$ 7,269	\$ -841.28	\$ 6,427.48	13%	\$ 16,521.85
20	\$ 7,236	\$ -841.28	\$ 6,394.77	13%	\$ 17,893.83
21	\$ 7,203	\$ -841.28	\$ 6,362.21	13%	\$ 19,157.72
22	\$ 7,171	\$ -841.28	\$ 6,329.80	14%	\$ 20,322.03
23	\$ 7,139	\$ -841.28	\$ 6,297.53	14%	\$ 21,394.59

Alternativa 1

Tabla G.8 Flujo de caja para la alternativa 1.

Año	Ingresos	Gastos	Total neto	TIR	VAN
0	0	\$ -11,968.96	\$ -11,968.96		
1	\$ 2,047	\$ -208.56	\$ 1,838.64	-85%	\$ -10,266.52
2	\$ 2,047	\$ -208.56	\$ 1,838.70	-52%	\$ -8,690.13
3	\$ 2,038	\$ -208.56	\$ 1,829.49	-31%	\$ -7,237.82
4	\$ 2,029	\$ -208.56	\$ 1,820.32	-17%	\$ -5,899.83
5	\$ 2,020	\$ -208.56	\$ 1,811.19	-8%	\$ -4,667.17
6	\$ 2,011	\$ -208.56	\$ 1,802.10	-3%	\$ -3,531.54
7	\$ 2,002	\$ -208.56	\$ 1,793.05	2%	\$ -2,485.32
8	\$ 1,993	\$ -208.56	\$ 1,784.04	5%	\$ -1,521.45
9	\$ 1,984	\$ -208.56	\$ 1,775.08	7%	\$ -633.47
10	\$ 1,975	\$ -208.56	\$ 1,766.15	8%	\$ 184.59
11	\$ 1,966	\$ -208.56	\$ 1,757.26	10%	\$ 938.25
12	\$ 1,957	\$ -208.56	\$ 1,748.42	11%	\$ 1,632.57
13	\$ 1,948	\$ -208.56	\$ 1,739.61	11%	\$ 2,272.23
14	\$ 1,939	\$ -208.56	\$ 1,730.84	12%	\$ 2,861.51
15	\$ 1,931	\$ -3,336.56	\$ -1,405.88	12%	\$ 2,418.32
16	\$ 1,922	\$ -208.56	\$ 1,713.43	12%	\$ 2,918.45
17	\$ 1,913	\$ -208.56	\$ 1,704.78	12%	\$ 3,379.20
18	\$ 1,905	\$ -208.56	\$ 1,696.17	13%	\$ 3,803.66
19	\$ 1,896	\$ -208.56	\$ 1,687.60	13%	\$ 4,194.70
20	\$ 1,888	\$ -208.56	\$ 1,679.07	13%	\$ 4,554.94
21	\$ 1,879	\$ -208.56	\$ 1,670.57	13%	\$ 4,886.81
22	\$ 1,871	\$ -208.56	\$ 1,662.11	14%	\$ 5,192.54
23	\$ 1,862	\$ -208.56	\$ 1,653.70	14%	\$ 5,474.19
24	\$ 1,854	\$ -208.56	\$ 1,645.32	14%	\$ 5,733.65
25	\$ 1,846	\$ -208.56	\$ 1,636.97	14%	\$ 5,972.68

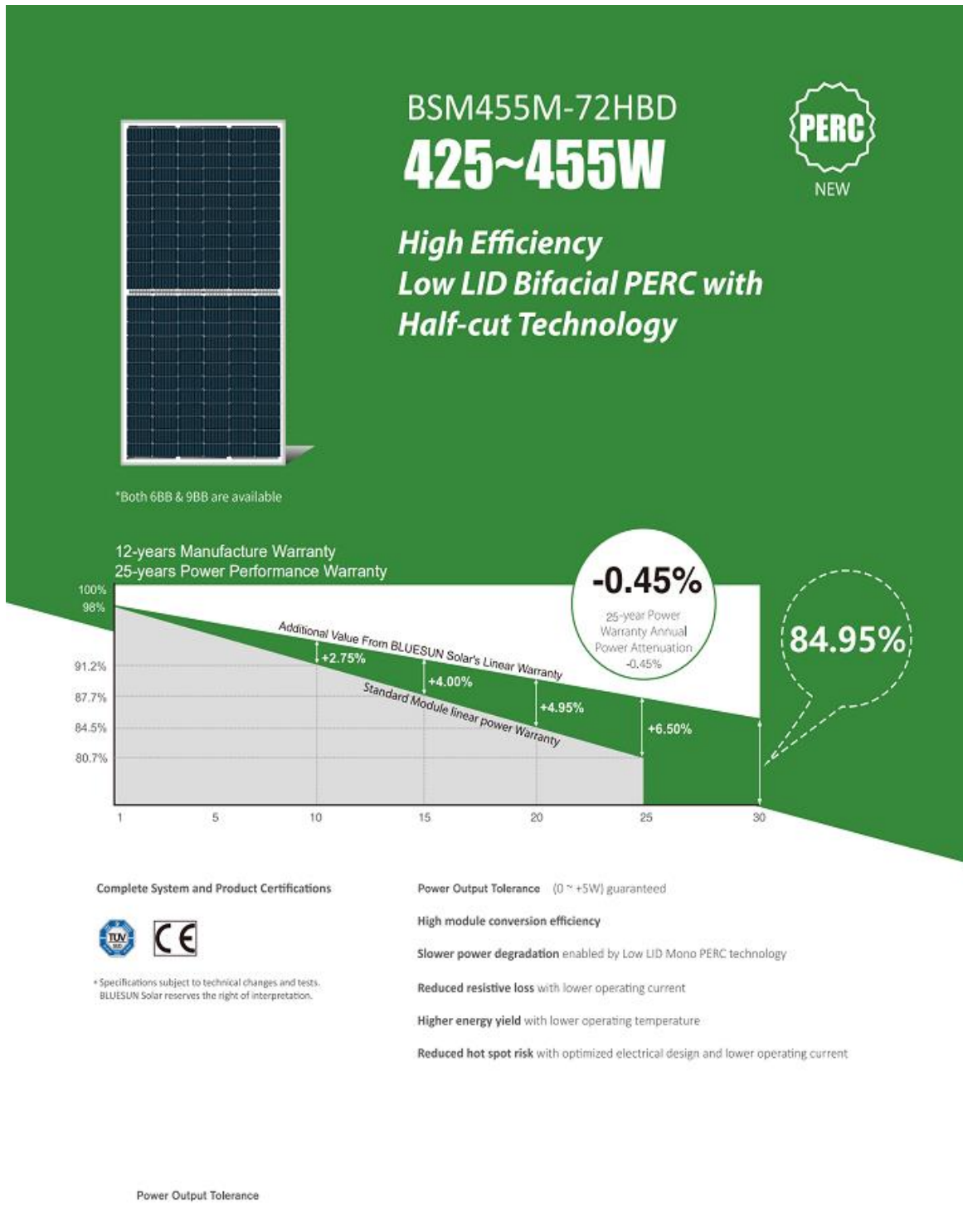
Alternativa 2

Tabla G.9 Flujo de caja para la alternativa 2.

Año	Ingresos	Gastos	Total neto	TIR	VAN
0	0	\$ -8,561.32	\$ -8,561.32		
1	\$ 1,396	\$ -144.32	\$ 1,251.28	-85%	\$ -7,402.73
2	\$ 1,396	\$ -144.32	\$ 1,251.28	-54%	\$ -6,329.96
3	\$ 1,389	\$ -144.32	\$ 1,245.00	-32%	\$ -5,341.64
4	\$ 1,383	\$ -144.32	\$ 1,238.75	-19%	\$ -4,431.12
5	\$ 1,377	\$ -144.32	\$ 1,232.52	-10%	\$ -3,592.28
6	\$ 1,371	\$ -144.32	\$ 1,226.33	-4%	\$ -2,819.49
7	\$ 1,364	\$ -144.32	\$ 1,220.16	0%	\$ -2,107.54
8	\$ 1,358	\$ -144.32	\$ 1,214.02	3%	\$ -1,451.64
9	\$ 1,352	\$ -144.32	\$ 1,207.91	6%	\$ -847.39
10	\$ 1,346	\$ -144.32	\$ 1,201.82	7%	\$ -290.71
11	\$ 1,340	\$ -144.32	\$ 1,195.76	9%	\$ 222.13
12	\$ 1,334	\$ -144.32	\$ 1,189.73	10%	\$ 694.59
13	\$ 1,328	\$ -144.32	\$ 1,183.73	10%	\$ 1,129.85
14	\$ 1,322	\$ -144.32	\$ 1,177.76	11%	\$ 1,530.83
15	\$ 1,316	\$ -2,910.32	\$ -1,594.19	10%	\$ 1,028.27
16	\$ 1,310	\$ -144.32	\$ 1,165.88	11%	\$ 1,368.58
17	\$ 1,304	\$ -144.32	\$ 1,159.99	11%	\$ 1,682.09
18	\$ 1,298	\$ -144.32	\$ 1,154.12	12%	\$ 1,970.91
19	\$ 1,293	\$ -144.32	\$ 1,148.27	12%	\$ 2,236.98
20	\$ 1,287	\$ -144.32	\$ 1,142.46	12%	\$ 2,482.09
21	\$ 1,281	\$ -144.32	\$ 1,136.67	12%	\$ 2,707.90
22	\$ 1,275	\$ -144.32	\$ 1,130.90	12%	\$ 2,915.91
23	\$ 1,269	\$ -144.32	\$ 1,125.16	13%	\$ 3,107.55
24	\$ 1,264	\$ -144.32	\$ 1,119.45	13%	\$ 3,284.08
25	\$ 1,258	\$ -144.32	\$ 1,113.77	13%	\$ 3,446.71

APÉNDICE H – COTIZACIONES

Ficha técnica del panel solar



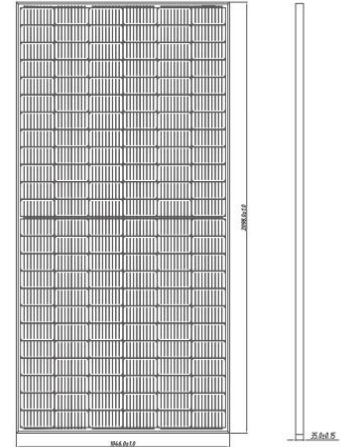
BLUESUN SOLAR CO.,LTD
 Add: Building No.7, 1499 Zhenxing Road, Shushan District, 230031 Hefei, China
 Tel: +86 (158) 5821 3997 Fax: +86 (551) 6520 3660
 E-mail: info@bluesunpv.com Http://www.bluesunpv.com
Made In China

Figura H.1 Panel fotovoltaico utilizado para la simulación del sistema.



ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

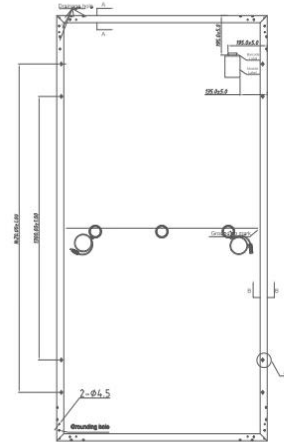
Model	BSM435M-72HPH	BSM440M-72HPH	BSM445M-72HPH	BSM450M-72HPH	BSM455M-72HPH
Max Power(Pmax) [W]	435	440	445	450	455
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.0	49.2	49.4	49.6	49.8
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.33	11.40	11.47	11.54	11.61
Max Power Voltage(Vmp) [V]	40.3	40.5	40.7	40.9	41.1
Max Power Current(Imp) [A]	10.80	10.87	10.94	11.01	11.08
Module Efficiency [%]	19.8	20.1	20.3	20.5	20.8
Power Tolerance	0-5W				
Max System Voltage	DC 1500/1000(IEC)				
Max Series Fuse Rating	20A				
Operating Temperature	-40 °C to +85 °C				
STC	Irradiance 1000W/m², cell temperature 25 °C, AM1.5				



NMOT

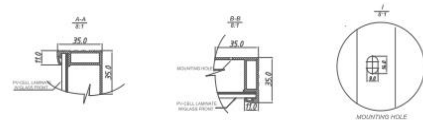
Model Number	BSM435M-72HPH	BSM440M-72HPH	BSM445M-72HPH	BSM450M-72HPH	BSM455M-72HPH
Max Power(Pmax) [W]	324	328	332	335	339
Open Circuit Voltage (Voc)	45.6	45.8	46.0	46.2	46.4
Short Circuit Current (Isc)	9.15	9.20	9.26	9.32	9.37
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.6	37.8	38.0	38.2	38.4
Maximum Circuit Current (Imp)	8.62	8.67	8.73	8.78	8.84
NMOT	43±2°C				

*Irradiance 800 W/m², ambient temperature 20 °C, wind speed 1 m



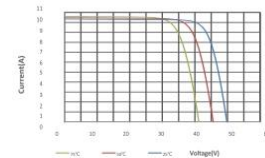
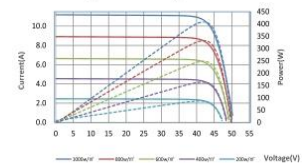
Mechanical Characteristics

Solar Cells	Mono Perc 166×166mm(6inches)
Dimensions	2094*1046*35mm (82.60*41.18*1.38inches)
Weight	25.5kg (56.2lbs)
Front Load	5400Pa
Connector Type	PV Connector
Junction Box	IP68,3/6 bypass diode
Cables	4mm² (IEC)
Glass	3.2mm High Transmission Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy Frame
Packing	30pcs per pallet, 260pcs per 20'GP,660pcs per 40'HC



I-V Curves

Current-Voltage Curve (BSM455M-72HPH)



Temperature Characteristics

Temperature Coefficient of Pmax	γ (Pm)	-0.36%/°C
Temperature Coefficient of Voc	β (Voc)	-0.26%/°C
Temperature Coefficient of Isc	α (Isc)	0.043%/°C

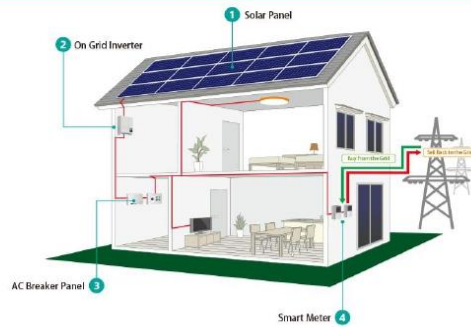
Cotización realizada para el caso crítico



Bluesun Solar Co., Ltd

1499 Zhenxing Road, ShuShan District, 230031 hefei, China
 Tel/Whatsapp: 0086-157 1551 9091 Fax:+86 551 6520 3660
 E-mail:solar29@bluesunpv.com Skype: zlj_0913

Residential 98000W Grid tie Solar Power System



To: Mr Emilia

Model: BSM98KW-ON

PV Capacity:98.28 KW

System Location: Ecuador

Peak Sun Hours:5-6H

Daily Power Generation:491-590KWH

Item	Article	Picture	Description	Quantity	Unit Price	Amount (USD)
1	BSM455M-72HPH (Mono half cell solar panel)		Power: 455w Application Class: A CE/TUV/UL	216	\$106.93	\$23,095.80
2	Grid tie inverter 30000w		Three phase Voltage: AC 220V 60Hz Waveform:Pure sine wave	3	\$3,473.00	\$10,419.00
3	Wifi monitoring system			1	\$68.00	\$68.00
4	DC PV cable		PV 4mm2 cables 100m/roll (red or black)	900	\$1.10	\$990.00
5	MC4 Connector		Rated current: 30A Rated voltage: 1000VDC	100	\$1.50	\$150.00
6	Ground Mounting System		customized, including all parts	1	10810.8	\$10,810.80
Total EXW cost						\$45,533.60

- 1.Payment term: 100%T/T in advance.
- 2.Delivery time: 10-15 working days after receiving deposit.
- 3.Quote Validity: 10 days.
- 4.Package: Standard export package.
- 5.Warranty: Solar panels 25years, complete solar system 5years.



2021-01-06

Figura H.3 Cotización del sistema para el caso crítico.

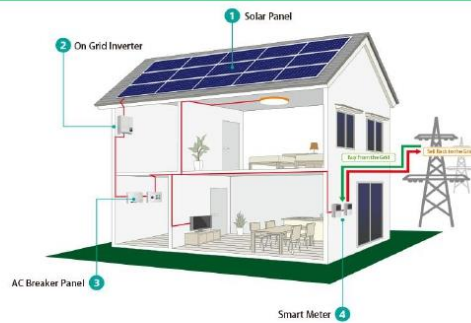
Cotización realizada para la alternativa 1



Bluesun Solar Co., Ltd

1499 Zhenxing Road, ShuShan District, 230031 hefei, China
 Tel/Whatsapp: 0086-157 1551 9091 Fax:+86 551 6520 3660
 E-mail:solar29@bluesunpv.com Skype: zlj_0913

Residential 24000W Grid tie Solar Power System



To: Mr Emilia

Model: BSM24KW-ON

PV Capacity:23.66 KW

System Location: Ecuador

Peak Sun Hours:5-6H

Daily Power Generation :118-142KWH

Item	Article	Picture	Description	Quantity	Unit Price	Amount (USD)
1	BSM455M-72HPH (Mono half cell solar panel)		Power: 455w Application Class: A CE/TUV/UL	52	\$106.93	\$5,560.10
2	Grid tie inverter 25000w		Three phase Voltage: AC 220V 60Hz Waveform:Pure sine wave	1	\$3,128.00	\$3,128.00
3	Wifi monitoring system			1	\$68.00	\$68.00
4	DC PV cable		PV 4mm2 cables 100m/roll (red or black)	500	\$1.10	\$550.00
5	MC4 Connector		Rated current: 30A Rated voltage: 1000VDC	40	\$1.50	\$60.00
6	Ground Mounting System		customized, including all parts	1	2602.6	\$2,602.60
Total EXW cost						\$11,968.70

- 1.Payment term: 100%T/T in advance.
- 2.Delivery time: 10-15 working days after receiving deposit.
- 3.Quote Validity: 10 days.
- 4.Package: Standard export package.
- 5.Warranty: Solar panels 25years, complete solar system 5years.



2021-01-06

Figura H.4 Cotización del sistema para la alternativa 1.

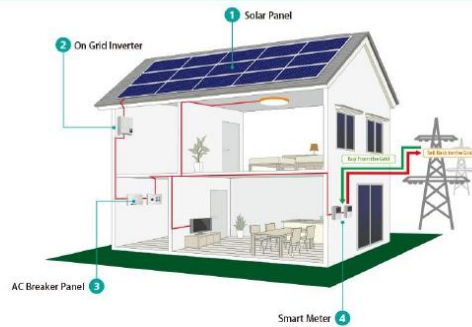
Cotización realizada para la alternativa 2



Bluesun Solar Co., Ltd

1499 Zhenxing Road, ShuShan District, 230031 hefei, China
 Tel/Whatsapp: 0086-157 1551 9091 Fax:+86 551 6520 3660
 E-mail:solar29@bluesunpv.com Skype: zlj_0913

Residential 15000W Grid tie Solar Power System



To: Mr Emilia

Model: BSM15KW-ON

PV Capacity:15.47 KW

System Location: Ecuador

Peak Sun Hours:5-6H

Daily Power Generation:77-92KWH

Item	Article	Picture	Description	Quantity	Unit Price	Amount (USD)
1	BSM455M-72HPH (Mono half cell solar panel)		Power: 455w Application Class: A CE/TUV/UL	34	\$106.93	\$3,635.45
2	Grid tie inverter 15000w		Three phase Voltage: AC 220V 60Hz Waveform:Pure sine wave	1	\$2,766.00	\$2,766.00
3	Wifi monitoring system			1	\$68.00	\$68.00
4	DC PV cable		PV 4mm2 cables 100m/roll (red or black)	300	\$1.10	\$330.00
5	MC4 Connector		Rated current: 30A Rated voltage: 1000VDC	40	\$1.50	\$60.00
6	Ground Mounting System		customized, including all parts	1	1701.7	\$1,701.70
Total EXW cost						\$8,561.15

- 1.Payment term: 100%T/T in advance.
- 2.Delivery time: 10-15 working days after receiving deposit.
- 3.Quote Validity: 10 days.
- 4.Package: Standard export package.
- 5.Warranty: Solar panels 25years, complete solar system 5years.



2021-01-06

Figura H.5 Cotización del sistema para la alternativa 2.

APÉNDICE I – ESQUEMA DE LA CONFIGURACIÓN DE PANELES SOLARES PARA CADA CASO

Configuración para el caso crítico

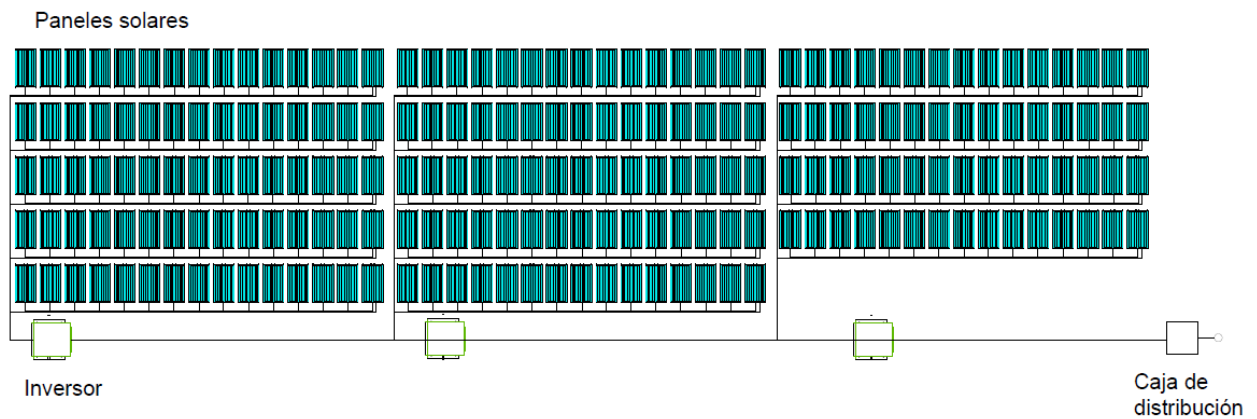


Figura I.1 Esquema de conexión de los paneles fotovoltaicos para el caso crítico.

Configuración para la alternativa 1

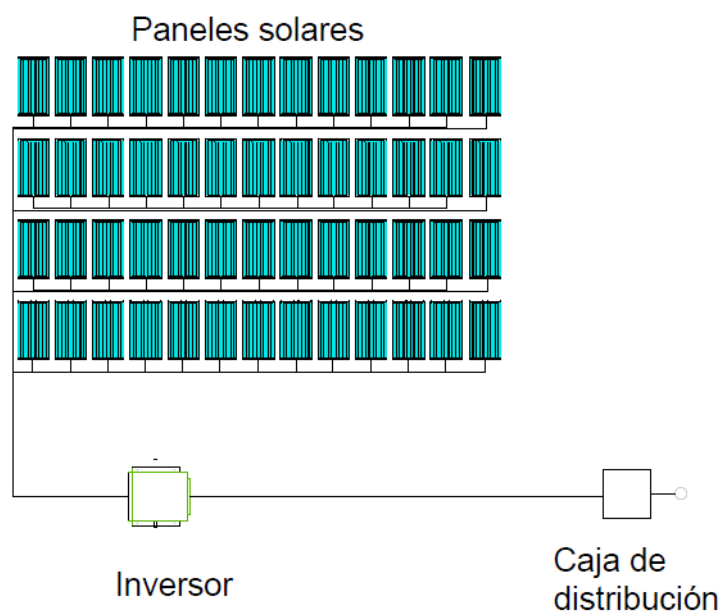


Figura I.2 Esquema de conexión de los paneles fotovoltaicos para la alternativa 1.

Configuración para la alternativa 2

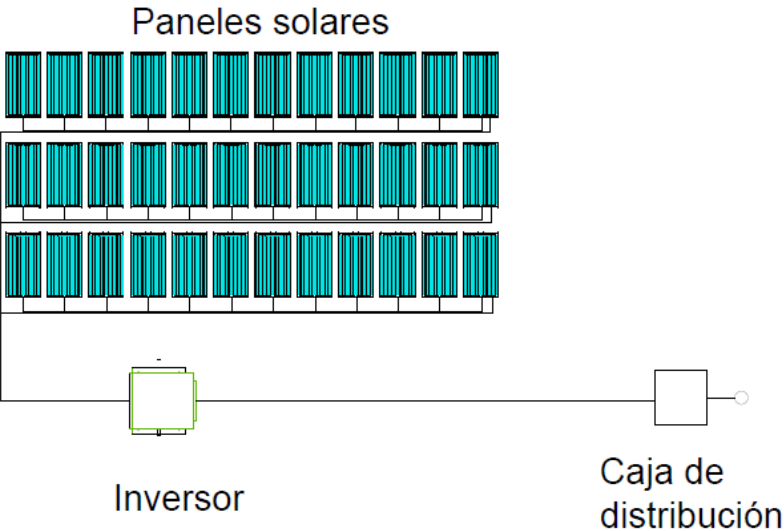


Figura I.3 Esquema de conexión de los paneles fotovoltaicos para la alternativa 2.

Vista lateral

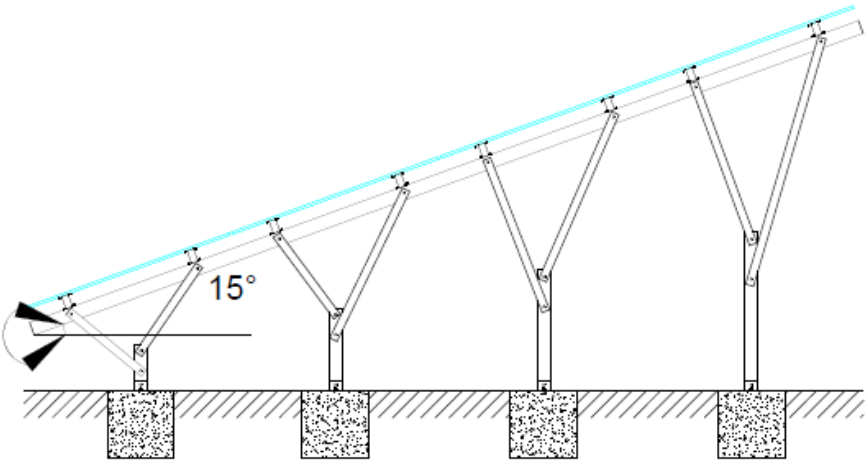


Figura I.4 Vista lateral del soporte e inclinación de los paneles fotovoltaicos.

APÉNDICE J - AUTORIZACIÓN POR PARTE DE CONFENACCOM PARA USO DE SU NOMBRE



CONFENACCOM

CONFEDERACIÓN NACIONAL DE COMUNAS DEL ECUADOR
CONSTITUIDA EL 09 DE JUNIO DEL 2018
ACUERDO MINISTERIAL No. 009 DEL 30 DE ENERO DEL 2019

Guayaquil 06 de Mayo del 2021.

Sra. Ing.
Emérita Alexandra Delgado Plaza
Escuela Superior Politécnica del litoral
Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la Producción
En su despacho.

Estimada Ingeniera:

En relación a su comunicación del 03 del presente, me permito indicarle que el departamento de proyectos de la Confederación Nacional de Comunas, envió informe favorable sobre la Tesis "Dimensionamiento y análisis de viabilidad sobre el uso de energía solar para el edificio de la Confenaccomm" expuestos por los estudiantes Emilia Dávalos Gómez de la Torre y Luis Ibarra Buenaño.

Por lo expuesto la confederación de Nacional de Comunas "Confenaccomm", autoriza el uso del nombre de nuestra institución en el diseño y uso de la tesis expuesta.

Agradecemos su deferencia.

Atentamente.



J. Efrén Lugardo Reyes Cuzme
Ced. Id. No, 0911054528
PRESIDENTE

CONFEDERACION NACIONAL DE COMUNAS

Oficina Principal: Malecon Simón Bolívar No. 303 y Juan Montalvo
Email: confenaccomm@gmail.com
Telef: 0959539126