



**UNIVERSIDAD TÉCNICA ESTATAL DE QUEVEDO  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

Proyecto de Investigación previo  
a la obtención del Título de  
Ingeniero Eléctrico.

**Título del Proyecto de Investigación**

**“FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN SISTEMA DE ENERGÍA  
SOLAR FOTOVOLTAICO “OFF GRID” PARA SUMINISTRO ELÉCTRICO  
RESIDENCIAL EN EL SECTOR LA VIRGINIA DE LA CIUDAD DE QUEVEDO”**

**AUTORES:**

**MUÑOZ CAMPOVERDE JEAN ALVARO  
TORRES SÁNCHEZ MARIA ISABEL**

**DIRECTOR:**

**ING. MILTON CUENCA CABRERA MSc.**

**QUEVEDO – LOS RÍOS – ECUADOR**

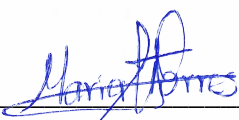
**2022**



## DECLARACIÓN Y AUTORÍA Y CESIÓN DE DERECHOS

Yo, **María Isabel Torres Sánchez** declaro desenvueltamente que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Técnica Estatal de Quevedo puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según establecido por la ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.


Firma:   
Maris Isabel Torres Sánchez  
C.C.: 094176564-6



## DECLARACIÓN Y AUTORÍA Y CESIÓN DE DERECHOS

Yo, **Jean Álvaro Muñoz Campoverde** declaro desenvueltamente que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Técnica Estatal de Quevedo puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según establecido por la ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Firma:   
Jean Álvaro Muñoz Campoverde  
C.C.: 070674365-5



## CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR DE TESIS

El suscrito, Cuenca Cabrera Milton Geovanny Docente de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo, certifica que el Egresado Sr. Muñoz Campoverde Jean Álvaro y Torres Sánchez María Isabel, quienes realizaron la tesis de grado titulada **“FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICO “OFF GRID” PARA SUMINISTRO ELÉCTRICO RESIDENCIAL EN EL SECTOR LA VIRGINIA DE LA CIUDAD DE QUEVEDO”**. Previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, bajo mi dirección, habiendo cumplido con las disposiciones reglamentarias establecidas para el efecto.

---

Ing. Milton Geovanny Cuenca Cabrera Msc.

**DIRECTOR DE TESIS.**



## CERTIFICADO DEL REPORTE DE LA HERRAMIENTA DE PRECAUCIÓN DE COINCIDENCIAS Y/O PLAGIO ACADÉMICO

Yo, Ing. Milton Cuenca Cabrera, en calidad de director del trabajo de investigación titulado: **“FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICO “OFF GRID” PARA SUMINISTRO ELÉCTRICO RESIDENCIAL EN EL SECTOR LA VIRGINIA DE LA CIUDAD DE QUEVEDO”**, me permito manifestar a usted lo siguiente:

Los señores **MUÑOZ CAMPOVERDE JEAN ALVARO, TORRES SÁNCHEZ MARIA ISABEL**, egresados de la Facultad Ciencias de la Ingeniería de la carrera de Ingeniería en Electricidad modalidad presencial, han cumplido con las correcciones pertinentes e ingresado su Proyecto de Investigación al sistema URKUND, por lo que tengo a bien certificar la siguiente información sobre el informe del sistema anti-plagio con un porcentaje de 3%.

URKUND	
Documento	<a href="#">UTEQ-ING ELECTRICA - 2022 - PROYECTO DE INVESTIGACION - MUNOZ J. - TORRES M.,pdf</a> (D148133922)
Presentado	2022-09-23 21:36 (-05:00)
Presentado por	Milton Cuenca Cabrera (mcuencac@uteq.edu.ec)
Recibido	mcuencac.uteq@analysis.arkund.com
Mensaje	PROYECTO DE INVESTIGACION DE "MUNOZ JEAN; TORRES MARIA" <a href="#">Mostrar el mensaje completo</a> 3% de estas 47 páginas, se componen de texto presente en 3 fuentes.

Atentamente,

---

Ing. Milton Geovanny Cuenca Cabrera Msc.  
**DIRECTOR DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN.**

# DIRECTOR DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN.



## TÍTULO

“FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICO “OFF GRID” PARA SUMINISTRO ELÉCTRICO RESIDENCIAL EN EL SECTOR LA VIRGINIA DE LA CIUDAD DE QUEVEDO”.

**Presentado a la Comisión Académica como requisito previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico.**

**Aprobado por:**

---

PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

Ing. Yadyra Ortiz Gonzales Msc.



Firmado electrónicamente por:  
**DIEGO  
PATRICIO PENA  
BANEGAS**

---

MIEMBRO DEL TRIBUNAL

Ing. Andrés De La Torre Macías Msc.

---

MIEMBRO DEL TRIBUNAL

Ing. Diego Peña Banegas Msc.

**QUEVEDO – LOS RÍOS – ECUADOR**

**2022**

## **AGRADECIMIENTO**

En primer lugar quiero dar gracias a Dios, por darme cada día la oportunidad de vivir y aprender cosas nuevas que forman quien soy hoy por hoy, agradezco a mi madre por formarme y enseñarme a no rendirme y cumplir mis metas, así mismo quiero agradecer a mis tíos que forman una parte fundamental en este proceso, y por supuesto a mis hermanos por confiar en mí y brindarme su paciencia constantemente.

Al **Ing. Milton Cuenca Cabrera**, mi tutor por su gran colaboración y aporte en todo el proceso de este proyecto de investigación.

**Autor:** María Isabel Torres Sánchez.

## AGRADECIMIENTO

En primer lugar, gracias a Dios por la salud y vida que me brinda, por la oportunidad de estar en estas instancias de la vida y por supuesto, agradecer a mi familia ya que me ha brindado su apoyo incondicional para poder cumplir todos los objetivos personales y académicos. Ellos son los que con su paciencia y cariño me impulsan siempre a perseguir las metas y nunca abandonarlas frente a las adversidades, también son los que me han brindado el soporte material y económico para poder sustentar los estudios.

Agradezco mucho a mi tutor por su dedicación y paciencia que nos ha dado, sin sus consejos y correcciones precisas no hubiese podido lograr avanzar a estas instancias tan esperadas, gracias por su guía y todos sus consejos. A muchos de los docentes que han sido parte de mi camino universitario, quiero agradecer por transmitirnos los conocimientos necesarios para hoy poder estar aquí. Agradezco a la universidad que nos ha exigido tanto, pero al mismo tiempo me ha permitido obtener mi tan ansiado título. Por último, a mis compañeros los cuales muchos de ellos se han convertido en amigos, cómplices y hermanos. Gracias por las horas compartidas, los trabajos realizados en conjunto y las historias vividas.

**Autor:** Jean Álvaro Muñoz Campoverde.

## **DEDICATORIA**

Este trabajo es dedicado a:

Mi madre; **Lourdes Eugenia Sánchez Campuzano**, porque a pesar de ya no estar junto a mí, siempre es la fuerza que me inculca un ejemplo de esfuerzo y valentía, a no temer a las adversidades y seguir mi sueño de culminar mis estudios superiores.

A mis hermanos **Génesis, Michael y Fabián**, por su confianza depositada en mí, en el transcurso de este proceso.

Y por supuesto a mi abuelo y tíos por el apoyo continuo, por compartir sus conocimientos conmigo permitiendo pulir mi formación profesional y humana.

**Autor:** María Isabel Torres Sánchez.

## DEDICATORIA

Me complacería dedicar esta tesis de grado a mi familia.

Dedico esta tesis principalmente a Dios, por darme la fuerza necesaria para culminar esta meta. A mis padres que siempre estuvieron allí dando su apoyo moral y económico por su amor incondicional, a mis hermanos que supieron aportar de su paciencia y confianza para poder seguir encaminado en las metas propuestas.

Dedico esta tesis a mi esposa Rosa Tarira, a mi hija Arleth Muñoz y Ezequiel Muñoz con todo el cariño del mundo ya que por ellos me esfuerzo día a día, son mis ganas de salir adelante, ellas están siempre dándome su apoyo incondicional siempre en las malas y en las buenas están para mí.

Dedico esta tesis a mi hermano Segundo Muñoz quien fué el que auspicio toda mi carrera, sin él no hubiese sido posible este gran logro.

También a mi compañera de tesis, quien me hacía reaccionar cuando pensaba que no podía continuar. A los profesores que nunca desistieron al enseñarme, a ellos que continuaron depositando su esperanza en mí, y finalmente, a los que no creyeron en mí, con su actitud lograron que tomará más impulso.

**Autor:** Jean Álvaro Muñoz Campoverde.

## RESUMEN EJECUTIVO

El presente proyecto de investigación propone una alternativa técnica y económicamente viable, que ayude a reducir el índice de desabastecimiento energético actual que viven los moradores de la comunidad “La Virginia” perteneciente a la ciudad de Quevedo, con el propósito de que el sistema cumpla con el abastecimiento total de las 12 viviendas que conforman el sector. No obstante, será un suministro de energía limpia y que se ajuste al presupuesto económico de aquellas personas puesto que su calidad de vida no es muy favorable al no contar con suministro energético, ya que este es una de las necesidades básicas en la actualidad de los seres humanos para su constante desarrollo. La ubicación de la zona de estudio es favorable para la captación de radiación solar que admita la generación de energía.

Algunas de las variables incidentes en el estudio son los análisis de carga diaria por vivienda, y se tomó como referencia varios elementos eléctricos de uso doméstico. Posterior se dimensionó dos tipos de sistemas para el Caso 1: sistema de generación común para los 12 usuarios, mientras que para el Caso 2: sistema individual por vivienda para los 12 usuarios, para ambos casos se usaron los mismos elementos y sus respectivas características técnicas.

Culminado el diseño para ambos sistemas, se realizó el análisis económico de factibilidad para los dos casos, determinando el valor final que se podría recuperar considerando el tiempo de vida útil del proyecto, la tasa interna de retorno TIR, y los años en que inicia la recuperación de la inversión.

Finalmente se presenta la discusión de factibilidad técnico- económico entre ambos diseños propuestos para elegir el que se adapte más a las necesidades y recursos de lugar de estudio.

**Palabras clave:** Sistema de Generación, Energía Solar Fotovoltaica, PVsyst

## ABSTRACT

The present research proposes a technically and economically viable alternative that helps reduce the current energy shortage rate experienced by the residents of the "La Virginia" community situated in Quevedo city, with the purpose that the system complies with the total supply of the 12 homes that make up the sector. However, it will be a supply of clean energy and that fits the economic budget of those people, because their quality of life is not very favorable since they do not have an energy supply, and this is one of the basic needs at present of the human beings for their constant development. The location of the study area is favorable for capturing solar radiation that supports power generation.

Some of the incident variables in the study are the daily load analysis for each of the houses where several electrical elements for domestic use were taken as a reference. Then, two types of systems were dimensioned; for the case one in which a group of photovoltaic panels supplies the demand of the 12 houses, while for the second case an individual system per dwelling was dimensioned. For both cases, the same elements and their respective technical characteristics were used.

Once the design for both systems was carried out, the economic feasibility analysis was analyzed for each of them, determining the final value that could be recovered once the useful life of the project had passed, its internal rate of return IRR, and the years in which the recovery of the investment begins once it has been made.

Finally, the discussion of technical-economic feasibility between both proposed designs is presented to choose the one that best suits the needs and resources of the place of study.

**Keywords:** Generation System, Photovoltaic Solar Energy, PVsyst.

## **TABLA DE CONTENIDO**

<b>DECLARACIÓN Y AUTORÍA Y CESIÓN DE DERECHOS.....</b>	<b>II</b>
<b>DECLARACIÓN Y AUTORÍA Y CESIÓN DE DERECHOS.....</b>	<b>III</b>
<b>CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR DE TESIS.....</b>	<b>IV</b>
<b>CERTIFICADO DEL REPORTE DE LA HERRAMIENTA DE PRECAUCIÓN DE COINCIDENCIAS Y/O PLAGIO ACADÉMICO.....</b>	<b>V</b>
<b>AGRADECIMIENTO.....</b>	<b>VII</b>
<b>AGRADECIMIENTO.....</b>	<b>VIII</b>
<b>DEDICATORIA .....</b>	<b>IX</b>
<b>DEDICATORIA .....</b>	<b>X</b>
<b>RESUMEN EJECUTIVO.....</b>	<b>XI</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>XII</b>
<b>TABLA DE CONTENIDO .....</b>	<b>XIII</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS .....</b>	<b>XVIII</b>
<b>ÍNDICE DE ECUACIONES .....</b>	<b>XIX</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURA .....</b>	<b>XX</b>
<b>ABREVIATURAS .....</b>	<b>XXII</b>
<b>CODIGO DUBLÍN.....</b>	<b>XXIII</b>

<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I .....</b>	<b>2</b>
<b>CONTEXTUALIZACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN .....</b>	<b>2</b>
1.1. PROBLEMATIZACIÓN.....	3
1.1.1. Diagnóstico del problema. ....	3
1.1.2. Formulación del problema. ....	3
1.1.3. Sistematización del problema. ....	4
1.2. Objetivos.....	5
1.2.1. Objetivo general. ....	5
1.2.2. Objetivos específicos.....	5
1.3. Justificación. ....	6
<b>CAPÍTULO II.....</b>	<b>7</b>
<b>FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA DE LA INVESTIGACIÓN .....</b>	<b>7</b>
2.1. Esquema referencial del marco teórico. ....	8
2.1.1. Antecedentes. ....	8
2.1.2. Energía solar. ....	9
2.1.3. Radiación solar.....	10
2.1.4. Energía solar fotovoltaica.....	11
2.1.5. Centrales de generación fotovoltaica. ....	11
2.1.5.1. Elementos de una central de generación fotovoltaica. ....	12
2.1.5.2. Modulo fotovoltaico.....	12
2.1.6. Acumuladores o baterías. ....	13

2.1.6.1.	Acumuladores de plomo-acido.....	14
2.1.6.2.	Acumuladores de Litio.....	14
2.1.6.3.	Acumuladores de níquel-hierro.....	14
2.1.6.4.	Acumuladores de gel.....	15
2.2.	Sistema autónomo fotovoltaico.....	15
2.2.1.	Sistema fotovoltaico de corriente directa y alterna.....	16
2.3.	Electrificación rural.....	17
2.4.	Software PVsyst.....	18
<b>CAPÍTULO III.....</b>		<b>20</b>
<b>METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....</b>		<b>20</b>
3.1.	Metodología.....	21
3.1.1.	Métodos de Investigación.....	21
3.1.2.	Diseño de investigación.....	21
3.1.3.	Técnicas de investigación.....	21
3.1.4.	Materiales.....	22
3.2.	Diseño del sistema fotovoltaico.....	22
3.2.1.	Unidades utilizadas en energía solar fotovoltaica.....	22
3.3.	Levantamiento planimétrico del sector La Virginia.....	24
3.3.1.	Dimensiones de las viviendas.....	25
3.4.	Diseño del sistema para las 12 Viviendas (Caso #1).....	26
3.4.1.	Carga a ser abastecida.....	26
3.4.2.	Diseño del sistema con el programa PVsyst.....	28
3.4.2.1.	Angulo de Inclinación de las Células Solares.....	32

3.4.2.2.	Método 1.....	33
3.4.2.3.	Método 2.....	33
3.4.3.	Demanda del Circuito DC. ....	34
3.4.4.	Demanda del circuito AC. ....	35
3.4.5.	Carga máxima de los usuarios. ....	36
3.4.6.	Carga total del sistema FV. ....	36
3.4.7.	Definición del sistema independiente. ....	40
3.4.7.1.	Pre-dimensionamiento PVsyst.....	40
3.4.8.	Probabilidad de pérdida de carga PLOL. ....	41
3.4.9.	Autonomía del SFV.....	42
3.4.10.	Dimensionamiento del generador fotovoltaico (30kW). ....	42
3.4.10.1.	Paneles fotovoltaicos que se usan en Ecuador.....	42
3.4.10.2.	Panel Solar Monocristalino.....	43
3.4.11.	Cálculo del Número de Paneles. ....	45
3.4.11.1.	Datos del Panel Seleccionado .....	45
3.4.11.2.	Implementación del módulo Fotovoltaico seleccionado en PVsyst .....	46
3.4.12.	Dimensionamiento de en conjunto de Baterías. ....	47
3.4.12.1.	Conjunto de almacenamiento.....	47
3.4.12.2.	Datos de la batería seleccionada. ....	50
3.4.12.3.	Cálculo del número de Baterías. ....	52
3.4.13.	Dimensionamiento del Regulador de carga. ....	52
3.4.13.1.	Regulador tipo MPPT.....	53
3.4.14.	Dimensionamiento del Inversor DC/AC. ....	54

3.4.14.1.	Datos del Inversor Implementado. ....	54
3.5.	Diagrama Unifilar Caso 1. ....	56
3.6.	Diseño del sistema individual para 1 Vivienda (Caso #2). ....	56
3.6.1.	Cálculo de Potencia requerida caso 2 .....	58
3.6.1.1.	Calculo del Número de Paneles. ....	59
3.6.2.	Dimensionamiento de en conjunto de Baterías Caso 2.....	60
3.6.2.1.	Calculo del número de Baterías. ....	61
3.6.3.	Dimensionamiento del Regulador de carga .....	61
3.6.4.	Dimensionamiento del Inversor DC/AC. ....	63
3.7.	Diagrama Unifilar (Caso #2).....	64
3.8.	Evaluación Financiera Caso 1.....	64
3.8.1.	Principios a evaluar en el Proyecto.....	67
3.8.1.1.	Flujo de Efectivo .....	68
3.8.1.2.	VAN .....	70
3.8.1.3.	TIR .....	70
3.8.1.4.	PRI .....	71
3.9.	Evaluación Financiera Caso 2.....	72
<b>CAPÍTULO IV.....</b>		<b>77</b>
<b>RESULTADOS Y DISCUSION .....</b>		<b>77</b>
4.1.	Resultados del Diseño en PVsyst Caso 1. ....	78
4.2.	Resultados del Análisis Económico en PVsyst Caso 1.....	85
4.3.	Resultados del Diseño en PVsyst Caso 2. ....	89
4.4.	Análisis económico individual Caso 2. ....	94

<b>CAPÍTULO V .....</b>	<b>99</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>99</b>
5.1. Conclusiones. ....	100
5.2. Recomendaciones. ....	102
<b>CAPÍTULO VI.....</b>	<b>103</b>
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>103</b>
<b>CAPÍTULO VII.....</b>	<b>107</b>
<b>ANEXO.....</b>	<b>107</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3. 1 Listado se materiales. ....	22
Tabla 3. 2 Definiciones y unidades de medida.....	23
Tabla 3. 3 Dimensiones de viviendas del sector La Virginia. ....	26
Tabla 3. 4 Consumo promedio de energía usada por hora. ....	27
Tabla 3. 5 Angulo de inclinación en invierno y verano.....	33
Tabla 3. 6 Comparativa para selección de panel fotovoltaico.....	44
Tabla 3. 7 Precios del banco de Baterías .....	49
Tabla 3. 8 Características técnicas del conjunto de baterías.....	51
Tabla 3. 9 Carga promedio consumida durante un día. ....	57
Tabla 3. 10 Costos y precios unitarios del Conjunto FV.....	65
Tabla 3. 11 Costos estipulados según horarios de uso. ....	66
Tabla 3. 12 Costo de la energía anual.....	67
Tabla 3. 13 Costos por mantenimiento.....	68
Tabla 3. 14 Flujo de efectivo del Casi 1.....	69
Tabla 3. 15 Calculo del VAN.....	70
Tabla 3. 16 Calculo de la Tasa interna de recuperación.....	71
Tabla 3. 17 Costos por equipos e instalación del Caso 2. ....	73

Tabla 3. 18 Presupuesto de mantenimiento Caso 2.....	74
Tabla 3. 19 Costos por energía consumida por mes.....	74
Tabla 3. 20 Flujo de caja acumulado.....	75
Tabla 3. 21 Cálculo en Excel y de forma manual.....	75
Tabla 4. 1 Resumen de resultados.....	81
Tabla 4. 2 Balances de Energía en kWh.....	83
Tabla 4. 3 Uso de la energía Caso 1.....	84
Tabla 4. 4 Detalle de costos del proyecto en PVsyst.....	88
Tabla 4. 5 Costos por operación.....	89
Tabla 4. 6 Resultados Normalizados Caso 2.....	91
Tabla 4. 7 Balances Caso 2.....	93

## ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 3. 1 .....	33
Ecuación 3. 2 .....	33
Ecuación 3. 3 .....	33
Ecuación 3. 4 .....	35
Ecuación 3. 5 .....	36
Ecuación 3. 6 .....	36
Ecuación 3. 7 .....	37
Ecuación 3. 8 .....	43
Ecuación 3. 9 .....	45
Ecuación 3. 10 .....	48
Ecuación 3. 11 .....	52
Ecuación 3. 12 .....	52
Ecuación 3. 13 .....	53
Ecuación 3. 14 .....	54
Ecuación 3. 15 .....	58
Ecuación 3. 16 .....	59
Ecuación 3. 17 .....	60
Ecuación 3. 18 .....	61

Ecuación 3. 19 .....	61
Ecuación 3. 20 .....	62
Ecuación 3. 21 .....	63
Ecuación 3. 22 .....	68
Ecuación 3. 23 .....	70
Ecuación 3. 24 .....	71
Ecuación 3. 25 .....	72

## **ÍNDICE DE FIGURA**

Figura 2. 1 La cobertura del servicio eléctrico a nivel nacional en Ecuador.....	8
Figura 2. 2 Participación de la generación eléctrica de Energías Renovables en el Ecuador. .....	9
Figura 2. 3 Tipos de radiación solar. ....	11
Figura 2. 4 Central fotovoltaica y componentes.....	12
Figura 2. 5 Tipos de módulos fotovoltaicos. ....	13
Figura 2. 6 Tipos de acumuladores fotovoltaicos de acuerdo con su composición química. .....	14
Figura 2. 7 Proyecto fotovoltaico en zonas rurales off grid. ....	16
Figura 2. 8 Esquema simple de un SFA de corriente alterna y continua.....	17
Figura 2. 9 Ejemplo de un sistema conectado a la red en PVsyst. ....	18
Figura 3. 1 Ubicación de las viviendas de la zona.....	24
Figura 3. 2 Espacio previsto para la ubicación del SFV.....	25
Figura 3. 3 Interfaz de PVsyst .....	28
Figura 3. 4 Coordenadas geográficas. ....	29
Figura 3. 5 Parámetros del sitio geográfico. ....	30
Figura 3. 6 “Atlas Solar Ecuador” Irradiación global. ....	30
Figura 3. 7 Datos mensuales de irradiación.....	31
Figura 3. 8 Ilustración de datos. ....	32
Figura 3. 9 Orientación y colocación de paneles solares.....	34
Figura 3. 10 Definición de consumo doméstico diario para el año. ....	38
Figura 3. 11 Definición de consumo diario, distribución por hora.....	39

Figura 3. 12 Diseño típico de un sistema autónomo.....	40
Figura 3. 13 Pre dimensionamiento del SFV.....	41
Figura 3. 14 Precios comerciales de paneles solares de la empresa PROVIENTO SA .....	43
Figura 3. 15 Definición de panel fotovoltaico en PVsyst.....	46
Figura 3. 16 Configuración de los módulos solares .....	47
Figura 3. 17 Variación del factor de compensación térmica en acumuladores. ....	48
Figura 3. 18 Sistema de almacenamiento. ....	50
Figura 3. 19 Variación del factor de compensación térmica en acumuladores .....	55
Figura 3. 20 Diagrama Unifilar 1. ....	56
Figura 3. 21 Ingreso de la carga por día en PVsyst. ....	57
Figura 3. 22 Datos de autonomía asignados. ....	58
Figura 3. 23 Panel Fv seleccionado. ....	59
Figura 3. 24 Configuración y conexión de los paneles.....	60
Figura 3. 25 Selección del Banco de baterías para sistema individual.....	61
Figura 3. 26 Designación del regulador de carga para el sistema de generación. ....	62
Figura 3. 27 Inversor Victron Phoenix. ....	63
Figura 3. 28 Diagrama unifilar .....	64
Figura 4. 1 Capacidades estimuladas por el software.....	78
Figura 4. 2 Energía requerida por el usuario. ....	79
Figura 4. 3 Datos resultantes de energía producida por el sistema de generación. ....	80
Figura 4. 4 Resultados del dimensionamiento.....	82
Figura 4. 5 Diagrama de pérdidas.....	85
Figura 4. 6 Flujo de Caja acumulativo. ....	86
Figura 4. 7 Asignación de ingresos en un promedio de años de acuerdo con la vida útil del sistema FV .....	87
Figura 4. 8 Datos básicos para dimensionamiento PVsyst.....	89
Figura 4. 9 Pérdidas y Producción de energía. ....	90
Figura 4. 10 Rendimiento del diseño.....	92
Figura 4. 11 Detalles de costos y financiamientos.....	94
Figura 4. 12 Diagrama de círculo para sistema individual.....	96
Figura 4. 13 Flujo de caja acumulativo. ....	97
Figura 4. 14 Flujo de caja anual. ....	98

## ABREVIATURAS

W: Watts (Vatios).

kW: Kilo watts

I<sub>csc</sub>: Corriente de cortocircuito.

$\beta$ : Angulo de inclinación.

t: Tiempo.

V: Voltaje

W<sub>p</sub>: Watts pico.

PSH: Peak solar hour (hora solar pico).

$\eta_b$ : eficiencia de la batería.

$\eta_i$ : eficiencia del inversor.

P<sub>e</sub>: Potencia del elemento.

D<sub>pDC</sub>: Demanda prevista en DC.

D<sub>pAC</sub>: Demanda prevista en AC.

Ah: Amperios Hora.

I<sub>in</sub>: Corriente de entrada.

I<sub>out</sub>: Corriente de salida.

VAN: Valor Actual Neto.

TIR: Tasa Interna de Retorno

PRI: Periodo de Retorno de Inversión.

# CODIGO DUBLÍN

Titulo	FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICO “OFF GRID” PARA SUMINISTRO ELÉCTRICO RESIDENCIAL EN EL SECTOR LA VIRGINIA DE LA CIUDAD DE QUEVEDO		
Autores:	Jean Álvaro Muñoz Campoverde, María Isabel Torres Sánchez		
Palabras clave:	Sistema de Generación	Energía Solar Fotovoltaica	PVsyst
Fecha de publicación:	Diciembre 2022.		
Editorial:	Universidad Técnica Estatal de Quevedo.		
Resumen	<p>El presente proyecto de investigación propone una alternativa técnica y económicamente viable, que ayude a reducir el índice de desabastecimiento energético actual que viven los moradores de la comunidad “La Virginia” perteneciente a la ciudad de Quevedo, con el propósito de que el sistema cumpla con el abastecimiento total de las 12 viviendas que conforman el sector. No obstante, será un suministro de energía limpia y que se ajuste al presupuesto económico de aquellas personas puesto que su calidad de vida no es muy favorable al no contar con suministro energético, ya que este es una de las necesidades básicas en la actualidad de los seres humanos para su constante desarrollo. La ubicación de la zona de estudio es favorable para la captación de radiación solar que admita la generación de energía.</p> <p>Algunas de las variables incidentes en el estudio son los análisis de carga diaria por vivienda, y se tomó como referencia varios elementos eléctricos de uso doméstico. Posterior se dimensionó dos tipos de sistemas para el Caso 1: sistema de generación común para los 12 usuarios, mientras que para el Caso 2: sistema individual por vivienda para los 12 usuarios, para ambos casos se usaron los mismos elementos y sus respectivas características técnicas.</p> <p>Culminado el diseño para ambos sistemas, se realizó el análisis económico de factibilidad para los dos casos, determinando el valor final que se podría recuperar considerando el tiempo de vida útil del proyecto, la tasa interna de retorno TIR, y los años en que inicia la recuperación de la inversión.</p> <p>Finalmente se presenta la discusión de factibilidad técnico- económico entre ambos diseños propuestos para elegir el que se adapte más a las necesidades y recursos de lugar de estudio.</p>		
Abstract	<p><b>The present research proposes a technically and economically viable alternative that helps reduce the current energy shortage rate experienced by the residents of the "La Virginia" community situated in Quevedo city, with the purpose that the system complies with the total supply of the 12 homes that make up the sector. However, it will be a supply of clean energy and that fits the economic budget of those people, because their quality of life is not very favorable since they do not have an energy supply, and this is one of the basic needs at present of the human beings for their constant development. The location of the study area is favorable for capturing solar radiation that supports power generation.</b></p> <p><b>Some of the incident variables in the study are the daily load analysis for each of the houses where several electrical elements for domestic use were taken as a reference. Then, two types of systems were dimensioned; for the case one in which a group of photovoltaic panels supplies the demand of the 12 houses, while for the second case an individual system per dwelling was dimensioned. For both cases, the same elements and their respective technical characteristics were used.</b></p> <p><b>Once the design for both systems was carried out, the economic feasibility analysis was analyzed for each of them, determining the final value that could be recovered once the useful life of the project had passed, its internal rate of return IRR, and the years in which the recovery of the investment begins once it has been made.</b></p> <p><b>Finally, the discussion of technical-economic feasibility between both proposed designs is presented to choose the one that best suits the needs and resources of the place of study.</b></p>		
Descripción:	145: dimensiones, 29 x 21 cm		
URL:			

# INTRODUCCIÓN

En los últimos años existe un gran interés hacia las fuentes de energía renovables entorno a la generación de energía eléctrica, especialmente la del tipo fotovoltaica cuya fuente principal es el sol. Este tipo de sistemas están compuestos por un conjunto de dispositivos como células solares que captan los rayos solares, convertidores, inversores y baterías para el almacenamiento de la energía eléctrica generada.

La provincia de Los Ríos presenta un porcentaje de radiación solar directa de 3040 a 3155 Wh/m<sup>2</sup> al día, siendo una de las provincias privilegiadas con un nivel de radiación alto para producción de energía fotovoltaica, mientras que otro de los factores importantes de esta condición es que los rayos solares son receptados de forma perpendicular y en ángulo definido gracias a la ubicación del sol con respecto a la zona de estudio. [1]

Este proyecto busca brindar una alternativa accesible y funcional a las familias del sector La Virginia de la ciudad de Quevedo mediante la utilización de energía fotovoltaica para autoabastecimiento del suministro eléctrico, la misma que es amigable con el medio ambiente y presenta múltiples ventajas como aporte al desarrollo e innovación de la tecnología, además de mejorar la calidad de vida de la población.

El trabajo de investigación está compuesto por varias etapas como el análisis de datos de radiación solar de la zona de estudio, el diseño y dimensionamiento de un sistema de generación que supla la demanda eléctrica según los cálculos de la misma en el software PVsyst, y el análisis de factibilidad técnico-económico de la implementación del sistema de autoabastecimiento de energía solar.

## **CAPÍTULO I**

### **CONTEXTUALIZACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN**

## **1.1. PROBLEMATIZACIÓN.**

### **1.1.1. Diagnóstico del problema.**

El sector La Virginia ubicado en Quevedo de la Provincia de Los Ríos es una zona rural que presenta en la actualidad un desabastecimiento energético importante, debido a las grandes distancias que existen entre la red eléctrica y la zona, es por esto que las empresas de distribución del servicio eléctrico se ven en la dificultad de proveer el suministro energético a las familias del lugar ocasionando que sean aislados del uso de ciertos servicios básicos, como la educación o la atención médica general básica creando así graves dificultades para las generaciones futuras según el crecimiento demográfico.

### **1.1.2. Formulación del problema.**

Hace más de cinco décadas, la electrificación rural en el Ecuador llegaba a menos del 50% del total de la población existente, debido a los grandes costos financieros que necesitaba el área para su repotenciación y distribución de energía en los puntos más lejanos de la misma empresa.

En la actualidad, aún existen un porcentaje pequeño pero significativo de zonas rurales con desabastecimiento energético, si nos basamos en los grandes avances que vive el mundo entero hoy por hoy el que aun existan sectores sin energía es un entorno desagradable para las familias que lo conforman, dejándolos en el olvido y fuera del desarrollo de las nuevas eras tecnológicas de comunicación y educativas.

La ARCERNNR es la entidad que se encarga de regular, controlar y fiscalizar la expansión para el acceso a la energía eléctrica de las comunidades con desabastecimiento energético mediante la creación de nuevas redes de transmisión de energía, que parte de una central de generación, pero por las grandes dificultades geográficas en las que se encuentran las zonas desenergizadas, además de las colosales amplitudes entre las viviendas del sector hacen que sea complicado el entregar energía en estos puntos.

### **1.1.3. Sistematización del problema.**

¿Por qué existe un desabastecimiento energético en la comunidad la Virginia de la ciudad de Quevedo?

¿Cuáles son los elementos mínimos que deberían considerarse para el buen funcionamiento del sistema fotovoltaico?

¿Cuál debe ser la demanda eléctrica mínima que debería considerarse durante el diseño del sistema de generación fotovoltaico?

¿Cuál es el nivel de viabilidad técnica-económica e impacto que tendrá el proyecto?

## **1.2. Objetivos.**

### **1.2.1. Objetivo general.**

Realizar el diseño de un sistema de potencia basado en energía solar fotovoltaica para la zona rural del sector “La Virginia”.

### **1.2.2. Objetivos específicos.**

- Analizar los niveles de irradiación solar en Sector La Virginia.
- Calcular la demanda de diseño de acuerdo con los usuarios del sector.
- Diseñar el sistema de generación de energía solar fotovoltaica acorde a la demanda calculada usando el software PVsyst
- Realizar un análisis de viabilidad económica para la implementación del sistema de generación solar fotovoltaico.

### **1.3. Justificación.**

El presente trabajo de investigación se enfoca en presentar una solución ecológica y sostenible mediante el diseño de un sistema de generación eléctrica que permita el abastecimiento energético mediante energía renovable fotovoltaica para la comunidad “La Virginia”, permitiéndoles no solo contar con el suministro energético sino también aportando al mejoramiento de la calidad de vida de las familias del sector.

Generalmente las zonas rurales se caracterizan por ser asentamientos precarios que generan un gran desafío para las empresas eléctricas de distribución, al no ser accesibles las rutas para el transporte de la energía hacia las viviendas del sector, presentando también inconvenientes de gran índole económico para los proyectos de electrificación por los altos costos del mismo gracias al nivel de dificultad que presenta el acceso a estas comunidades.

Se pretende diseñar un sistema cuyos paneles permitan suplir la carga energética total presente en la comunidad afectada, permitiendo la reducción del costo por pago del servicio energético, tomando en cuenta principalmente la selección de una correcta ubicación de las celdas solares para reducir el mayor porcentaje de pérdidas por sombras brindándole a las personas del sector un servicio continuo y de calidad.

## **CAPÍTULO II**

# **FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA DE LA INVESTIGACIÓN**

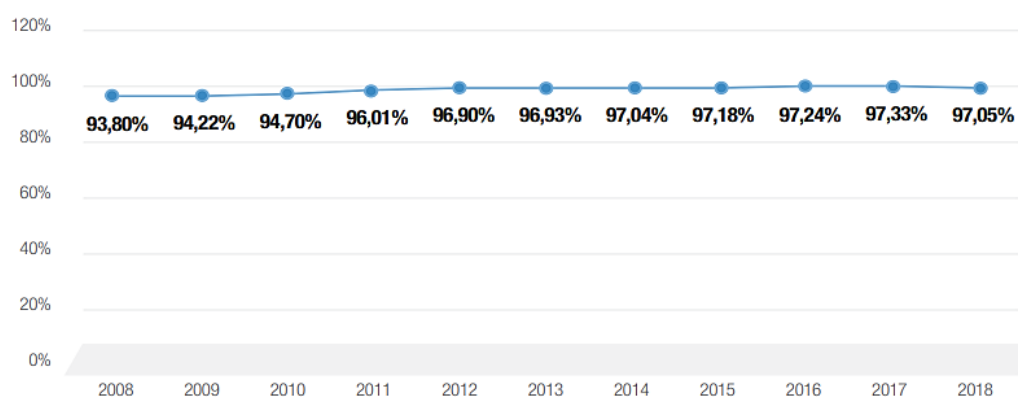
## 2.1. Esquema referencial del marco teórico.

### 2.1.1. Antecedentes.

Al hablar de un sistema fotovoltaico nos referimos a un conjunto de factores y elementos que intervienen en la creación y funcionamiento de este sistema de potencia que aprovecha la energía solar para generar electricidad.

En Ecuador hasta el 2018 se registra una cobertura a nivel nacional 97.05%, dejando a un 2.95% de la población sin abastecimiento eléctrico. Como se puede observar en la figura 2.1, que hace referencia a la cobertura eléctrica nacional desde el año 2008 hasta el año 2018, por distintos factores que intervienen como el área donde residen estas familias se hace muy difícil transportar energía eléctrica, ya que la zona geográfica no es apta para colocar postes y extender las líneas de distribución a estas localidades [2].

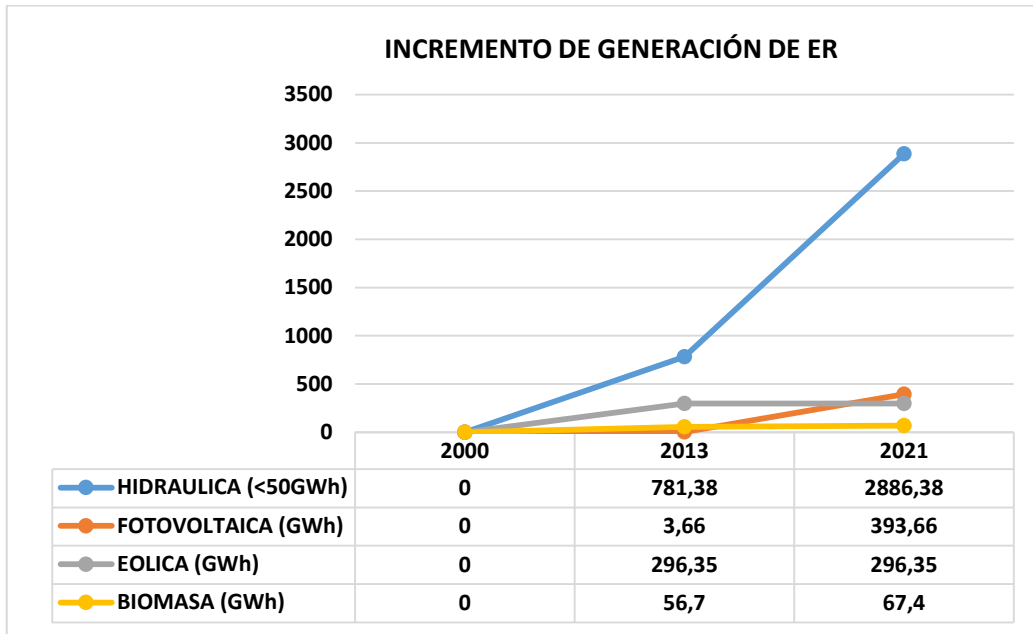
*Figura 2. 1 La cobertura del servicio eléctrico a nivel nacional en Ecuador.*



**Fuente:** (ARC -actual, ARCERNNR-, 2018).

Por las zonas geográficas que posee Ecuador se puede decir que aplicar tecnologías para generar energías renovables es indispensable ya que tiene mayor potencial para aplicarlas a partir de tecnologías capaces de aprovechar todo el recurso energético que ofrece nuestro territorio. En la actualidad la energía eléctrica producida por fuentes renovables no convencionales en Ecuador presenta un incremento a comparación con otras fuentes. En el 2021 la producción de energía con más expectativas de crecimiento fueron las hidroeléctricas, biomasa y solar, el cual se ve reflejada en la figura 2.1 mostrando el incremento de estos tipos de generación de energías renovables con respecto a los años. [3].

Figura 2. 2 Participación de la generación eléctrica de Energías Renovables en el Ecuador.



**Fuente:** (Peláez Samaniego, Energía Renovable, 2015).

### 2.1.2. Energía solar.

Procede del sol y esta fuente de energía renovable tiene la ventaja de ser inagotable, la cual se puede obtener de las radiaciones electromagnéticas que emite el sol para luego ser interceptadas por diversos tipos de captadores tales como son los colectores térmicos o heliostatos y por supuesto las células fotovoltaicas, estos elementos realizan la conversión a energía eléctrica o a su vez en energía térmica [4].

Todo esto se da gracias al aprovechamiento de la luz y el calor que produce el también nombrado “astro rey” siendo el centro del nuestro sistema solar de donde también somos parte [3].

Las formas de aprovechar la energía solar determinan dos tipos de tecnologías solares:

- Energía Solar Pasiva.
- Energía Solar Activa, la misma que se subdivide en dos subgrupos: Térmica y Fotovoltaica

### 2.1.3. Radiación solar.

El sol emite energía y es a la que llamamos radiación solar, esta se propaga en el espacio por medio de ondas electromagnéticas en todas las direcciones, toda esa energía es el que mueve y realiza la dinámica de procesos atmosféricos y el determinante del clima. La figura 2.3 ilustra los tres tipos de radiación a la cual está sometido el planeta [5].

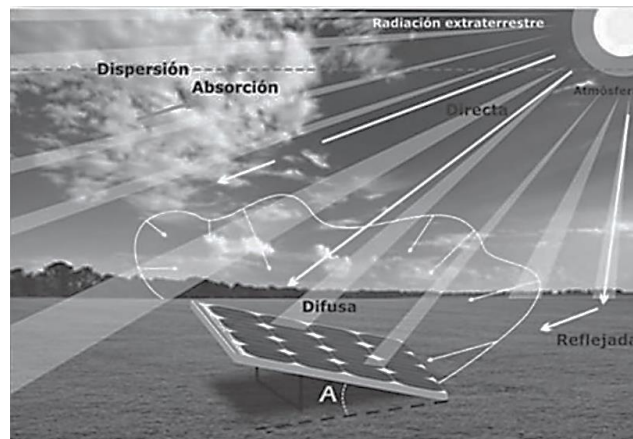
La radiación que sale del sol entra en la atmosfera terrestre en una proporción pequeña comparadas con las que parten desde el sol debido a las grandes distancias que esta recorre, una cifra cercana de ingreso de radiación solar a la tierra es de 1360 vatios por metro cuadrado ( $W/m^2$ ), pero realmente no es la radiación que llega a la superficie terrestre, gracias a las atenuaciones que sufre al cruzar la capa atmosférica aproximadamente el 26% de los  $1360 W/m^2$  se queda en la capa atmosférica ingresando solo  $1000 W/m^2$  a la superficie [6].

En consecuencia, se puede apreciar tres tipos de radiación en relación con los efectos que tienen los rayos del sol en la tierra [5].

- Directa: la radiación que llega directamente desde el sol sin sufrir perturbaciones en la atmosfera terrestre [5].
- Difusa: es la radiación que varía de dirección por efectos de dilatación que sufre en la atmosfera o también se da por el albedo [5].
- Albedo o reflejada: es la energía que choca en el suelo directamente y es reflejada a otras superficies cercanas o devueltas a la atmosfera [5].

Haciendo énfasis en lo enlistado anterior se puede decir que, para la utilización de radiación solar en centrales fotovoltaicas y fototérmicas, la radiación directa es la más importante. Existen factores por las cual la radiación directa se ve opacada, ya sea por situaciones climáticas, días nublados entre otros, aun así, no se deja de recibir radiación ya que actúa en todo momento la radiación difusa. Para concretar, la suma de los tres tipos de radiación (directa + difusa + reflejada) es la radiación total que ingresa a nuestro planeta [5].

Figura 2. 3 Tipos de radiación solar.



**Fuente:** (M. Aparicio, Radiación Solar y su aprovechamiento energético, 2020).

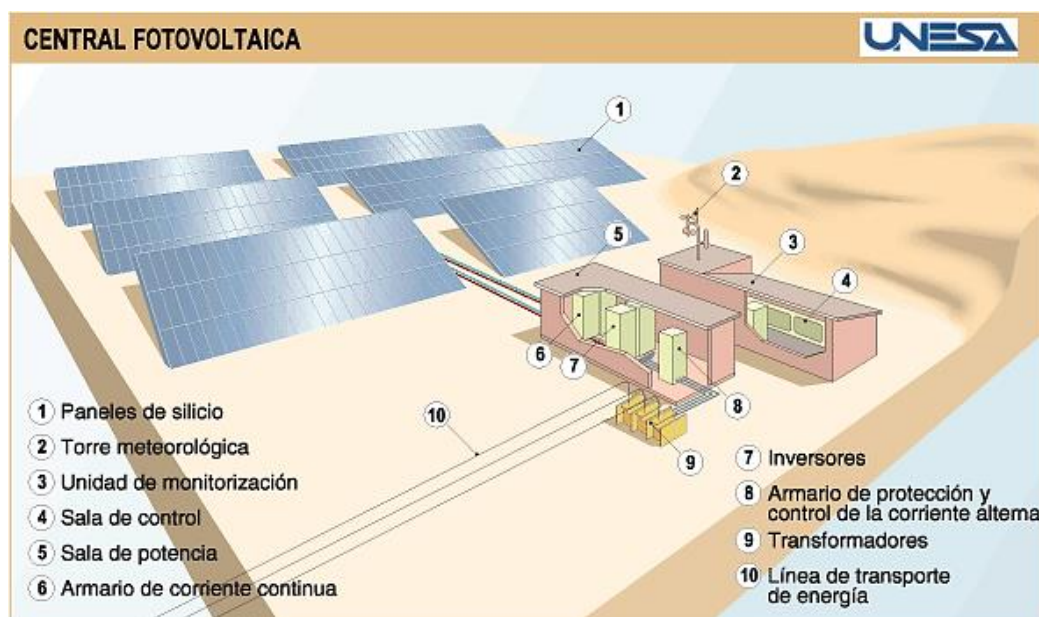
#### **2.1.4. Energía solar fotovoltaica.**

Para obtener energía eléctrica basado en la energía solar es necesario su transformación a través de módulos fotovoltaicos, aprovechando la cualidad de estos materiales semiconductores que puede absorber, conducir o aislar, cuando la célula fotovoltaica recepta fotones (partículas de luz) cede la energía a los electrones del material de la célula haciendo que los electrones se carguen de energía en exceso permitiendo desplazarse por todo el material, cada electrón alcanza un punto de contacto generando así una corriente eléctrica [7].

#### **2.1.5. Centrales de generación fotovoltaica.**

Se llaman centrales de generación fotovoltaica a los parques encargados de la transformación de la energía solar captadas por paneles solares, este sistema convierte la energía del sol en energía eléctrica exactamente en corriente directa (DC), este sistema se puede apreciar en la figura 2.4 donde describe cada elemento que conforma dicho sistema [8]. Cada Panel solar instalado puede producir potencia de acuerdo con la demanda, y dependiendo del tipo de panel usado, por lo general un panel suele entregar un aproximado de 5kW. El incremento de generación depende de la configuración que se tenga en la planta fotovoltaica y del área de la planta, por lo que dependiendo de esto se puede entregar energía en el orden de los MW [8].

Figura 2. 4 Central fotovoltaica y componentes.



**Fuente:** (Unesa, Centrales Fotovoltaicas).

#### 2.1.5.1. Elementos de una central de generación fotovoltaica.

Toda central eléctrica se compone de varios elementos indispensables que son necesarios para el buen funcionamiento y disposición de su infraestructura, pues no es diferente una central fotovoltaica ya que también está conformada de elementos de gran índole para entrar en funcionamiento. A continuación, se detallan los principales componentes que hacen parte de este sistema fotovoltaico [9].

#### 2.1.5.2. Modulo fotovoltaico.

Su propósito es coleccionar la radiación solar y convertirla en energía eléctrica, dependiendo de lo que se demande se puede configurar en serie o en paralelo [10]. Como en la ley de OHM se puede decir que si el circuito de paneles en paralelo su voltaje será el mismo en cada panel y su corriente será la suma de las corrientes que genere cada panel solar, en un circuito en serie los voltajes serán distintos en cada panel, pero su corriente será la misma en todo el circuito, ósea que la cantidad de módulos o paneles conectados determinan la cantidad de corriente en paralelo y en serie determina el voltaje en los paneles conectados.

Cuando se conectan en serie el voltaje total será la suma de los voltajes individuales de cada uno de los dispositivos [8].

*Figura 2. 5 Tipos de módulos fotovoltaicos.*



**Fuente:** (Illuminat, Modulo Fotovoltaico, 2021).

En la figura 2.5 se muestra los distintos tipos de módulos fotovoltaico, donde se encuentran los módulos monocristalinos, policristalinos, amorfo y también los que se componen de cobre indio, galio y selenio (CIS/CIGS), los CdTe compuestos de (cadmio-telurio).

### **2.1.6. Acumuladores o baterías.**

Es la encargada de almacenar la energía producida por los paneles solares, esto sucede cuando la generación de energía es mayor a la demanda de los usuarios, es un proceso importante cuando se habla de energía fotovoltaica aislada de la red existirá siempre casos en que la demanda sea mayor a la producción de energía y allí es donde entra en operación los acumuladores entregando la energía almacenada para satisfacer la demanda requerida. Existen distintos tipos de acumuladores en función de cómo este constituido y la tecnología que usan, como se observa en la figura 2.6, donde se presentan varios tipos de acumuladores fotovoltaicos. [11].

Figura 2. 6 Tipos de acumuladores fotovoltaicos de acuerdo con su composición química.



**Fuente:** (A. Colmenar, Generación Distribuida, Autogeneración y Redes Inteligentes, 2016).

### 2.1.6.1. Acumuladores de plomo-acido.

Este tipo de baterías fotovoltaicas se utilizaban con mayor frecuencia hace un tiempo atrás en instalaciones aisladas a la red, en la actualidad no es recomendable ya que, por tener un alto porcentaje de auto consumo de energía almacenada, son reemplazadas por otro tipo de acumuladores tales como las baterías de litio ya que tienen mejores características [12].

### 2.1.6.2. Acumuladores de Litio.

Son las de mayor confiabilidad en la actualidad por sus características, contiene celdas electrolíticas que hacen el proceso de conversión química para el almacenamiento de energía eléctrica. Suelen ser costosas ya que posee el triple de densidad de energía que los de plomo acido [13].

### 2.1.6.3. Acumuladores de níquel-hierro

Estas baterías ofrecen una vida útil de hasta 700 ciclos. Una de sus ventajas es que entrega una mayor energía con respecto a las de plomo acido, si este acumulador recibe una sobrecarga son afectadas y tienden a dañarse fácilmente y es poco eficiente por la autodescarga que presentan [13].

#### **2.1.6.4. Acumuladores de gel.**

Este tipo de baterías se componen a partir de un electrolito y una compuesto de silicona mezclándose entre sí para formar una sustancia solida con apariencia de gel con el fin de alargar el tiempo de vida del acumulador, una de sus ventajas es que no se necesita mantenimiento, las descargas de voltaje son estables y trabajan en periodos largos de tiempo a una alta calidad [12].

## **2.2. Sistema autónomo fotovoltaico.**

Al igual que un sistema conectado a la red, un sistema autónomo SFA OFF GRID (no existe conexión a la red pública) consta de los mismos elementos a excepción de los acumuladores que por ser conectados directamente a la red no necesitan almacenar energía, el sistema aislado se puede decir que la energía que produce la almacena en baterías fotovoltaicas para el abastecimiento de alguna carga en común. A demás de los elementos principales también es importante decir que los elementos de protecciones e interruptores también son parte del sistema SFA [14].

Un SFV OFF GRID permite generar electricidad propia captando energía solar a través de paneles fotovoltaicos y almacenándola en baterías, cabe recalcar que los paneles o módulos solares entregan energía eléctrica en corriente directa (CC), por ello el inversor convierte la energía de la batería (CC) en corriente alterna utilizable (CA). Un sistema fotovoltaico apropiado sería aquel que sea capaz de generar la electricidad que necesita para el consumo en su área o residencia a ser abastecida, por eso dependiendo de la ubicación el SFV OFF GRID sería un gran generador de energía en lugares donde no llega la red convencional y se precisa de energía eléctrica [15].

*Figura 2. 7 Proyecto fotovoltaico en zonas rurales off grid.*

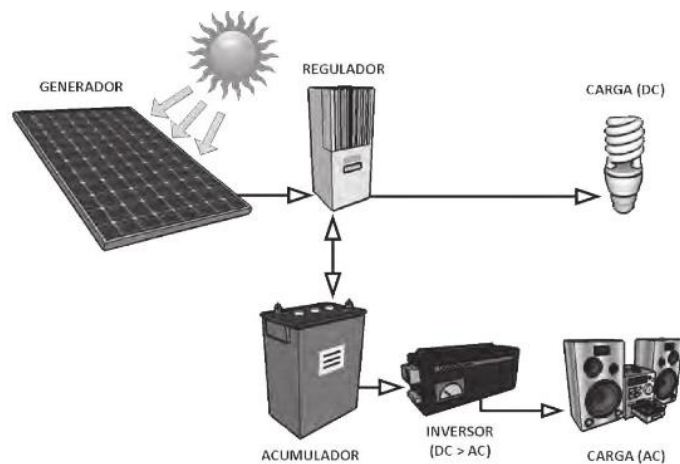


**Fuente:** (Naturaenergy, Proyecto Fotovoltaico, 2022).

### **2.2.1. Sistema fotovoltaico de corriente directa y alterna.**

La mayor parte de elementos, equipos o aparatos eléctricos consumen potencia en corriente alterna por consiguiente un sistema fotovoltaico aislado necesita un convertidor de corriente que realice el trabajo de cambiar la corriente directa por corriente alterna, allí es donde entra el funcionamiento de los inversores de corriente ya que un SFA genera netamente corriente continua DC. En la figura 2.8 se observa el esquema donde se puede apreciar de una manera simple los componentes que conforman el sistema fotovoltaico de corriente directa y alterna [14].

Figura 2. 8 Esquema simple de un SFA de corriente alterna y continua.



**Fuente:** (Faruk Rico, Energía Solar Fotovoltaica, 2019).

### 2.3. Electrificación rural.

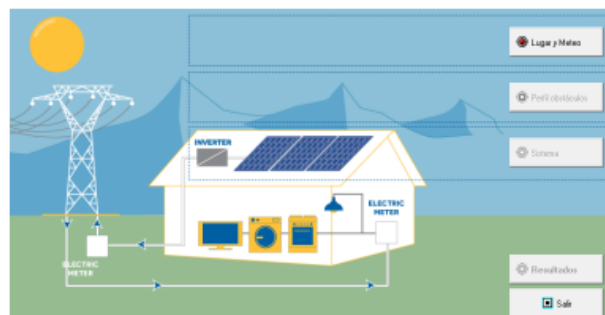
Según el informe de sustento 2022 de la agencia de regulación y control de energía y recursos naturales no renovables (ARCERNNR) y el reglamento a LOSPEE definen a la Energización Rural como: “La provisión del servicio público de energía eléctrica, por parte de las empresas distribuidoras” [16], añadiendo a este concepto, la electrificación rural es del tipo de energización que tiene como función final proveer de energía eléctrica a las zonas lejanas de las ciudades es decir residencias o usuarios finales geográficamente fuera de la ciudad.

Hay zonas rurales donde si es posible llegar con la red eléctrica en si su gran mayoría, pero existen lugares donde casi es imposible llegar a ampliar la red de distribución. En ese contexto donde no se puede llegar con la red de distribución las empresas distribuidoras son las encargadas de la planificación, ejecución, administración, operación y mantenimiento de los proyectos de energización rural que utilicen energías renovables no convencionales. Estas pueden ser micro centrales hidroeléctricas, sistemas fotovoltaicos OFF GRID, sistemas eólicos, etc. Cada una de estas opciones se da de acuerdo a los recursos naturales que exista en la zona rural marginal aisladas de la red, la economía general del estado y el financiamiento del proyecto [16].

## 2.4. Software PVsyst.

El software PVsyst es una herramienta que realiza simulaciones y análisis de sistemas de generación fotovoltaica conectados a la red como también sistemas aislados, tiene entre sus opciones el poder establecer dimensiones de acuerdo a las necesidades del diseñador, cuenta con diversas bases a nivel mundial dando así la libertad de crear diseños de cualquier zona. Consta con diseños en 3D, además de un análisis completo de cuáles serían las proyecciones de sombra según la ubicación de los paneles y su nivel de inclinación.

*Figura 2. 9 Ejemplo de un sistema conectado a la red en PVsyst.*



**Fuente:** (PVsyst, 2022).

Entre sus múltiples opciones cuenta con el análisis técnico-económico basado en los costos reales de cada componente, los mismos que el diseño puede ingresar en cada campo específico, permite conocer también cual será de existir el caso los costos adicionales del proyecto.

Bases de Datos Meteorológicas del Software PVsyst:

- Meteonorm™ base de datos meteorológica con estándares de climatología e instrumentos de cálculo para realizar interpolación.
- PVGIS™ trabaja con datos de: Europa, África, Mediterráneo y Suroeste asiático
- La importación de datos desde PVGIS es automática mediante el software, además se puede configurar desde las coordenadas GPS de la localidad. El diseñador puede crear su propio archivo personal de datos de irradiación solar con datos climáticos recuperados de atlas solares o lecturas de campo.

- SOLcast: Esta es una herramienta que cuenta con datos de radiación solar actualizados de todo el mundo, a diferencia de las demás plataformas presenta datos del 2022 que permiten diseñar sistemas fotovoltaicos más eficientes, es de fácil acceso a su información gracias al uso de datos abiertos y AWS que permite la cobertura global en cuanto a mediciones de irradiancia. El programa realiza cálculos en tiempo real además de la recopilación de datos históricos para todo el mundo, los datos son capturados por los 5 satélites instalados en varias zonas, que en rangos de 5, 10 o 15 min guarda la magnitud medida en ese instante de tiempo que son procesados por algoritmos que calculan la radiación solar.

**CAPÍTULO III**

**METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN**

### **3.1. Metodología.**

#### **3.1.1. Métodos de Investigación.**

**Descriptivo.** - En el planteamiento de esta investigación se realizaron estudios de datos para las variables dependientes (Número de paneles solares - Costo de implementación del sistema fotovoltaico), independientes (Radiación solar - Demanda Eléctrica) e intervinientes (Temperatura ambiente) para la zona determinada, pudiendo así recabar la base de datos necesarios que permitan el dimensionamiento correcto para el diseño del sistema de generación fotovoltaico.

**Explicativo.** - Para el trabajo de investigación intervinieron diversas fuentes de información tales como revistas científicas, documentos y proyectos de investigación con el fin de recopilar información más concisa que permita obtener los conocimientos necesarios que sirvan de apoyo y referencia para comprender los componentes del sistema de generación fotovoltaica off-grid y su diseño.

**Deductivo.** - Habiendo analizado la viabilidad de la implementación del sistema off-grid en la zona de estudio, además de los beneficios presentes para las familias del sector y de la influencia que tendría respecto al ahorro generado hacia la empresa distribuidora del servicio energético.

#### **3.1.2. Diseño de investigación.**

**Descriptiva.**- El trabajo de investigación se basó en la descripción del comportamiento de las variables: radiación solar, demanda eléctrica del sector, número de paneles, características de los dispositivos de almacenamiento además de los niveles de viabilidad de la implementación del proyecto.

#### **3.1.3. Técnicas de investigación.**

**Observación:**

Se usa esta técnica para la identificación de las características que presenta las diversas variables en la zona de estudio.

### **Investigación Bibliográfica:**

Esta técnica permite obtener un soporte teórico documental de los trabajos de investigación previamente desarrollados en relación con el tema de estudio del presente proyecto.

### **3.1.4. Materiales.**

*Tabla 3. 1 Listado se materiales.*

<b>Recursos materiales</b>	<b>Recursos tecnológicos</b>
Los materiales por utilizar en el trabajo de investigación serán los siguientes: <ul style="list-style-type: none"><li>• Cuadernos</li><li>• Calculadora</li><li>• Regla</li><li>• Resma de papel</li><li>• Lapiceros</li></ul>	Los recursos tecnológicos por utilizar serán: <ul style="list-style-type: none"><li>• Computadoras</li><li>• Impresoras</li><li>• Teléfonos celulares</li><li>• GPS</li><li>• Procesamiento de datos software Word y Excel</li><li>• Software (PVsyst)</li></ul>

**Fuente:** (Excel).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

## **3.2. Diseño del sistema fotovoltaico.**

### **3.2.1. Unidades utilizadas en energía solar fotovoltaica.**

Las variables intervinientes en el dimensionamiento tanto para el Caso 1, como también el Caso 2, además de sus unidades de medidas respectivas, se encuentran descritas en la tabla 3.2, tales como la potencia solar y energía; se describen también sus factores de conversión más comunes.

Tabla 3. 2 Definiciones y unidades de medida

UNIDAD	DESCRIPCIÓN	CONVERSIÓN
<b>POTENCIA SOLAR</b>		
<i>Wp</i>	Vatio pico	-
<i>W</i>	Vatio	-
<i>KW</i>	Kilovatio (1000 w)	-
<i>W/m2</i>	Vatio por metro cuadrado	
<b>ENERGÍA SOLAR</b>		<b>A kWh/m2</b>
<i>kWh/m2</i>	kWh por metro cuadrado	1
<i>kJ/cm2</i>	kJ por centímetro cuadrado	2,778
<i>MJ/m2</i>	MJ por metro cuadrado	0,2778
<i>kcal/cm2</i>	1000 calorías por centímetro cuadrado	11,67
<i>BTU/pie2</i>	Unidades Térmicas británicas por pie cuadrado	0,0428
<i>Langley</i>	Caloría por centímetro cuadrado	0,0116

**Fuente:** (Excel).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

Para realizar el dimensionamiento es importante tener en cuenta ciertos parámetros como la potencia del panel, por ejemplo, si es el caso y se desea adquirir un panel solar se tiene que aclarar al vendedor el uso al que estará expuesto el panel, como también la potencia necesaria para alimentar la carga estipulada, esta se conoce como potencia pico  $Wp$  a la medida que tienen los paneles, es decir que un panel solar de  $700Wp$  producirá una potencia

máxima de 700W teniendo en cuenta un día de sol pleno por lo general a medio día despejado.

Teniendo en cuenta estos aspectos se procede mediante el trabajo de investigación a realizar el diseño del sistema fotovoltaico para el sector La Virginia perteneciente a la ciudad de Quevedo, este sector se encuentra aislado y por ende las líneas de distribución de la empresa eléctrica CNEL-EP no llegan hasta el sitio mencionado, el área cuenta con al menos 12 viviendas que no gozan con el servicio eléctrico y es por esta razón en el presente proyecto se busca un diseño que permita suplir de energía a los doce hogares.

### 3.3. Levantamiento planimétrico del sector La Virginia

El sitio se encuentra ubicado en la provincia de Los Ríos específicamente la ciudad de Quevedo, es un sector aledaño con coordenadas  $1^{\circ}03'32.5''S$   $79^{\circ}30'52.0''W$ . en la figura 3.1 proporcionada por Google Earth, se detalla la ubicación de las 12 viviendas respectivamente.

*Figura 3. 1 Ubicación de las viviendas de la zona.*



**Fuente:** Google earth

*Figura 3. 2 Espacio previsto para la ubicación del SFV.*



**Fuente:** Google Earth.

El lugar de posible colocación de los paneles solares se encuentra enmarcado en la figura 3.2, es un terreno abierto sin obstrucción a la irradiación solar punto positivo para el favorecimiento en el rendimiento y eficiencia del sistema fotovoltaico.

### **3.3.1. Dimensiones de las viviendas**

Al no tener una referencia cercana del lugar por circunstancias de distancia, difícil acceso y peligrosidad se asignan los diámetros regulares de los terrenos de cada residencia en la tabla 3.3, se asigna un solar de medidas estándar 10x20 metros como espacio de construcción ya que es una zona agrícola, en donde mayormente se cuenta con hectáreas de terrenos como propiedad por cada familia que habita en el sector.

Algo que se puede acotar es que al ser un sector rural y de difícil acceso las viviendas están conformadas de paredes de madera y otras de caña, también llamado culmo o bambú, se basara en la información de Google Earth para el tamaño de cada vivienda, al ser de madera o caña siempre son construidas a 2 o más metros del nivel del suelo quedando el espacio para ocupar como cocina, baño u otro dormitorio. Por lo general estas viviendas siempre sostienen divisiones entre cada espacio (cocina, baño, dormitorio, sala, patio y la respectiva zona de escaleras que va ubicada en la parte exterior del domicilio).

Tabla 3. 3 Dimensiones de viviendas del sector La Virginia.

<b>DIMENSIONES DE LAS VIVIENDAS</b>	
Número de viviendas	Diámetros (metros)
Casa 1	7x10
Casa 2	6x8
Casa 3	6x8
Casa 4	10X12
Casa 5	6x8
Casa 6	7x7
Casa 7	6x5
Casa 8	6x8
Casa 9	7x8
Casa 10	6x9
Casa 11	6x5
Casa 12	7x10

**Fuente:** (Excel).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

### **3.4. Diseño del sistema para las 12 Viviendas (Caso #1).**

#### **3.4.1. Carga a ser abastecida.**

En el dimensionamiento para el diseño del sistema de generación para las 12 casas, un punto indispensable es conocer la potencia que pueden consumir diariamente, considerando que las viviendas poseen la misma cantidad de electrodomésticos con la misma potencia y que su uso será relativo en todos los hogares.

Tabla 3. 4 Consumo promedio de energía usada por hora.

Nº	ARTEFACTOS	POTENCIA PROMEDIO Por elemento (W)	POTENCIA PROMEDIO TOTAL (W)	HORAS DE USO DIARIO (h)	CONSUMO DIARIO (Wh/día)
12	Refrigerador	400	4800	8	38400
12	Lavadora semi automática	750	9000	1,5	13500
12	Licuadaora	460	5520	1	5520
84	Focos led	9	756	7	5292
12	Radio o parlante	230	2760	3,5	9660
12	Tv	60	720	6	4320
48	Computadora/laptop/Movil	80	3840	3	11520
<b>TOTAL</b>		<b>1989</b>	<b>27396</b>	<b>-</b>	<b>88212,00</b>

**Fuente:** (Excel).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

En la tabla 3.4 se encuentran detallados los electrodomésticos básicos en cuanto a uso doméstico para las 12 casa del área de estudio, se presenta la potencia de cada equipo además de la suma de las potencias de cada elemento según el número de casas, suponiendo que las doce casas cuentan con los mismo equipos y de similares potencias de consumo, los únicos casos en el cual tiene un número diferente de elementos en la fila cuatro y fila ocho de la tabla mencionada ya que los focos se contabilizaron 7 por hogar dando un total de 84 focos led, mientras que por hogar se contabilizara 3 cargadores. Se toma como referencia para las horas de consumo la tabla de la página 11 del estudio realizado por Bernardo Monteagudo y Magdalena del Mar en la Guía para calcular el consumo eléctrico doméstico (2022) [17].

Los tiempos deben ser relativos en cuanto a la nevera se trata, que va entre el arranque y descanso por ejemplo para las refrigeradoras se escogió 1/3 de las horas del día ya que a pesar de estar conectadas las 24 horas estas cumplen con un ciclo en el cual se encienden y se apagan a un cierto intervalo de tiempo [18].

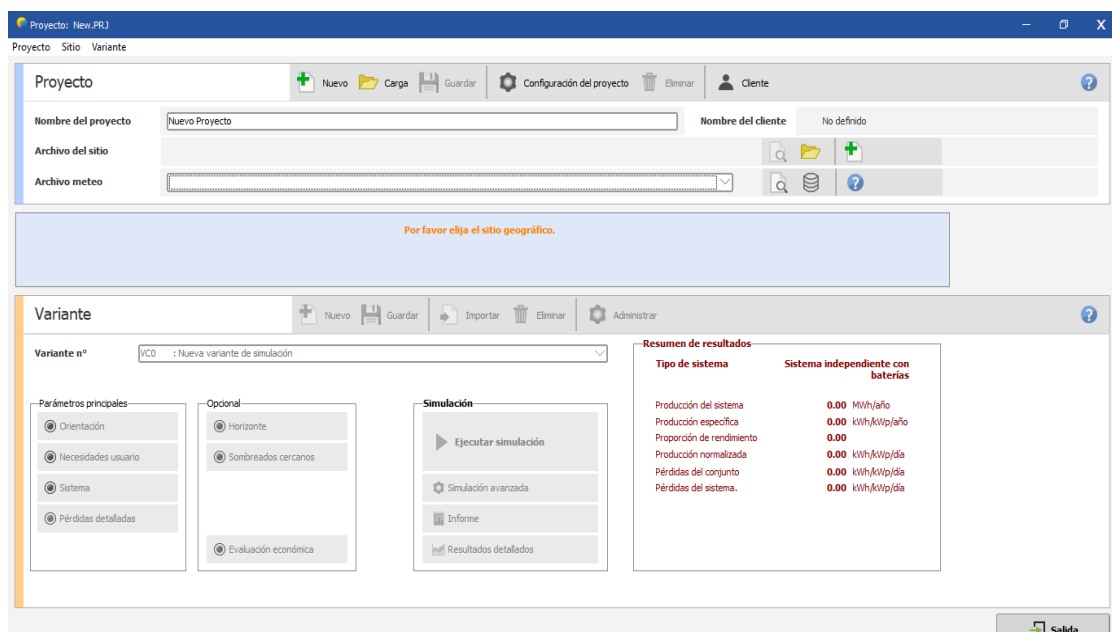
Cada vivienda tendrá una carga de 1989 W, esto da una potencia total de la suma de las doce casas de 27396 W, teniendo en cuenta que en la tabla 3.4 se aprecia las horas de uso de cada

artefacto eléctrico. Se calculó la energía consumida diaria de forma individual teniendo como resultado que el consumo total diario de las 12 casas es de 88.212 kWh.

### 3.4.2. Diseño del sistema con el programa PVsyst.

Una de las desventajas de realizar el cálculo del diseño para el sistema fotovoltaico de forma manual son los errores que se podrían cometer, al igual que grandes o pequeñas equivocaciones o incluso de darse el caso en que no se tomen todas las variables y de alguna forma afecten e influyan en los resultados del dimensionamiento. Por esta razón se utiliza un programa de cálculo y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos, para este caso se usará el software PVsyst, el mismo que permitirá obtener resultados mucho más reales, acogiendo todas las variables que influyen en los resultados.

Figura 3. 3 Interfaz de PVsyst



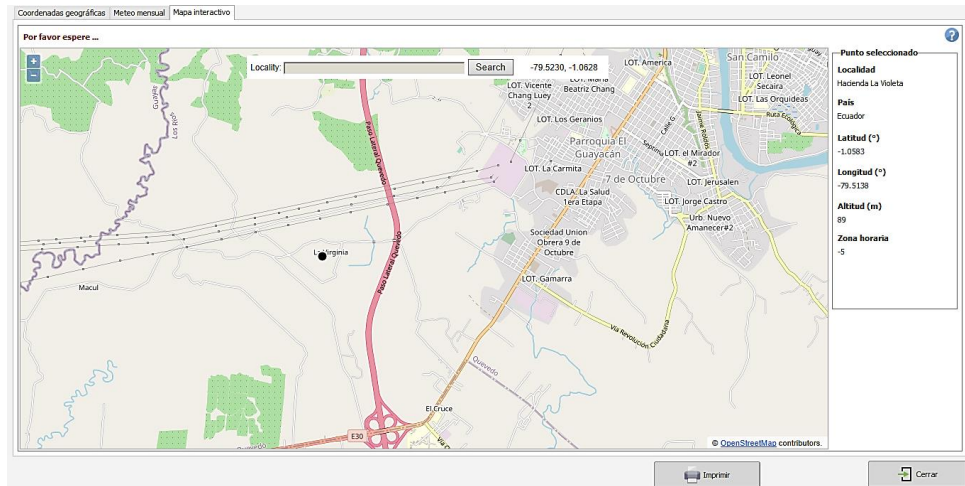
Fuente: (PVsyst).

Elaborado por: María T. –Jean M (2022).

En el entorno principal del programa PVsyst, como se muestra en la figura 3.3, se encuentra la interfaz donde se puede observar las diferentes opciones que este presenta como también puntos a seguir el cual se describirá a lo largo de este capítulo. Como primer punto se asigna un nombre al proyecto, posterior se agregará la ubicación donde se ejecutará el proyecto. Cabe recalcar que algo sumamente importante son los datos de irradiación del sector. La

ventaja de este programa es que tiene incorporado o se pueden importar los datos de irradiación de diferentes bases tales como NASA, METEONORM, PVGIS, NREL, SOLCAST o de forma manual con datos que nosotros pudiésemos tener.

*Figura 3. 4 Coordenadas geográficas.*



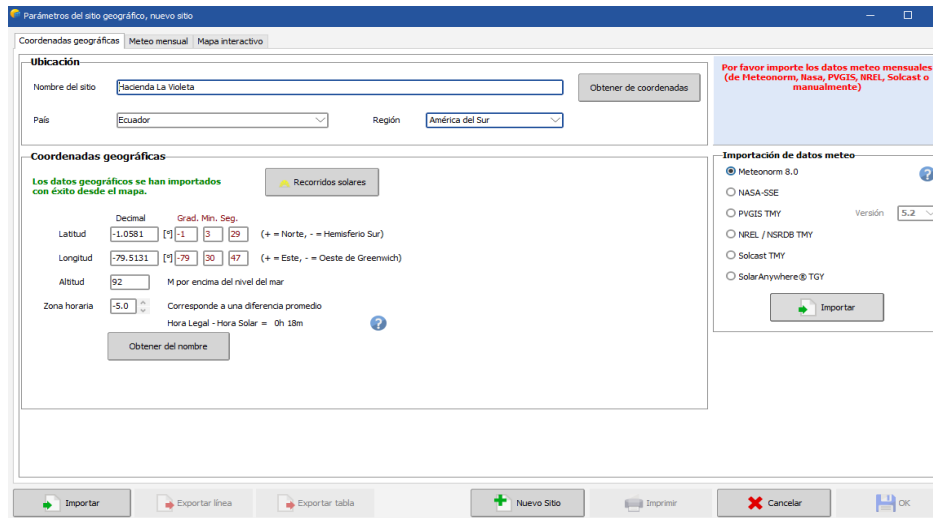
**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

El programa facilita delimitar el sitio en donde se realiza el estudio a través de un mapa geográfico o colocando las coordenadas del sitio como se puede observar en la figura 3.4, donde ya hemos elegido el lugar marcado con en el punto negro de la imagen.

Una vez ya realizado este paso automáticamente el programa gestiona todos los datos del punto de referencia donde se muestra una nueva pestaña la cual solicita la importación de datos meteorológicos como se muestra en la figura 3.4. El programa presenta seis opciones para importar los datos de las diferentes bases, de las cuales se escogerá la opción de SOLCAST, puesto que presenta una gama de datos históricos actuales a diferencia de otras base de datos meteorológicos, con datos en intervalos de 5 minutos que son receptados y evaluados por pares y algoritmos internos que permiten su presentación de forma precisa, además cuenta con variables como: Irradiación Horizontal Global (GHI -  $W/m^2$ ), Irradiación Horizontal Difusa (DHI -  $W/m^2$ ), Temperatura (TEMPERATURA -  $^{\circ}C$ ), Velocidad del viento (WS - m/s), Humedad relativa (HR - %), Agua precipitable (PWAT -  $kg/m^2$ ) y Albedo.

Figura 3. 5 Parámetros del sitio geográfico.

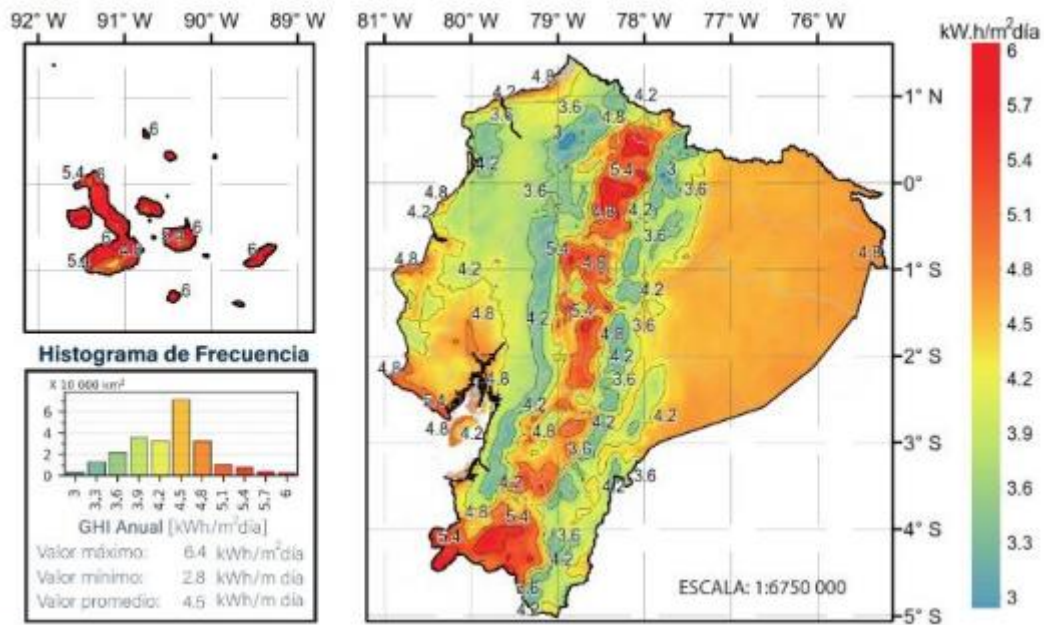


Fuente: (PVsyst).

Elaborado por: María T. –Jean M (2022).

El programa también muestra los datos de irradiación mensual, la temperatura y la velocidad del viento de un año, los cuales se muestran en la figura 3.5 y donde también muestra un porcentaje de la humedad relativa mensual. Todos estos datos son muy importantes porque de ellos dependerá la factibilidad del sistema.

Figura 3. 6 “Atlas Solar Ecuador” Irradiación global.

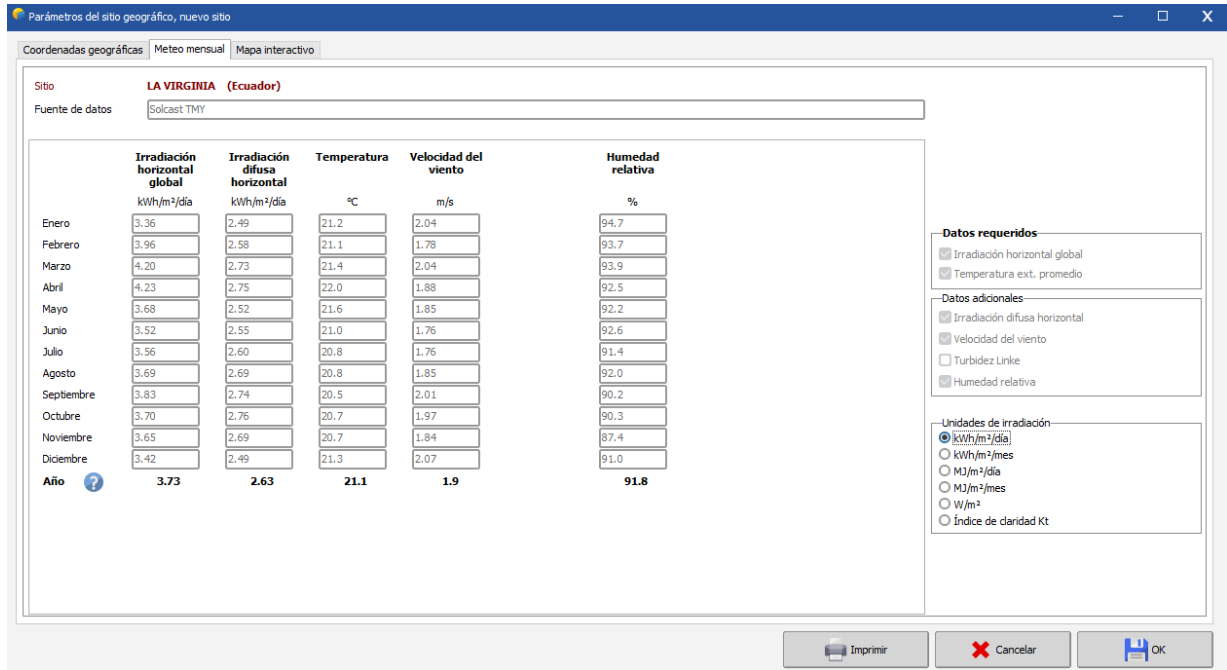


Fuente: (Atlas Solar).

Elaborado por: D. Revelo. –F. Ordoñez. –J.Villada (2019).

En el punto de estudio se cuenta con una irradiación promedio del 4.2 kWh/m<sup>2</sup> día, dando un valor aceptable para la viabilidad del estudio en cuestión como se muestra en la figura anterior.

Figura 3. 7 Datos mensuales de irradiación.

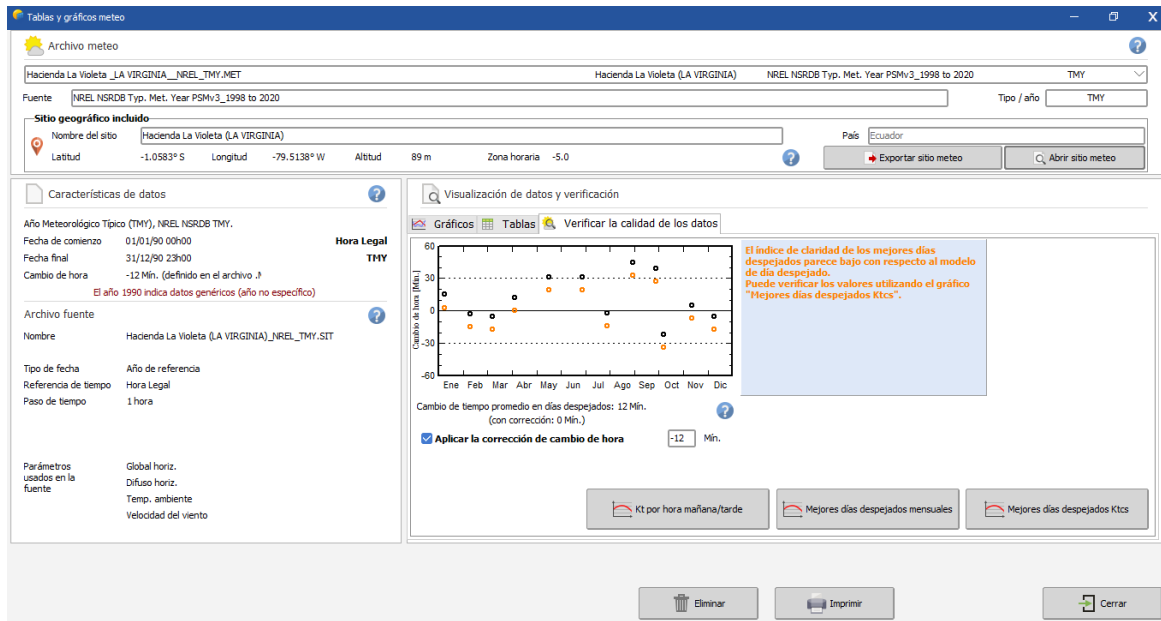


**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

El programa refleja que el índice de claridad se encuentra por debajo del modelo de un día despejado, es decir que por razones climáticas el sol está siendo opacado por nubes o simplemente por el clima cambiante. En la figura 3.7 se denotan los datos recolectados del programa, así como una pequeña gráfica que muestra la relatividad de que se encuentra listo para empezar con el siguiente punto.

Figura 3. 8 Ilustración de datos.



**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

Para el segundo punto se configura algunas variables indispensables tales como la orientación del panel, los consumos de los electrodomésticos por horas, las pérdidas detalladas, entre otras variables que se encuentran descritas en la figura 3.3 en el apartado de Variante.

### 3.4.2.1. Angulo de Inclinación de las Células Solares.

El ángulo de inclinación para los módulos solares se ve influenciado por dos factores determinantes como lo son la latitud del lugar de instalación y la estación de año que se elija para su diseño, para esto se emplearan dos métodos de cálculo para definir el ángulo de inclinación óptimo para el diseño del sistema.

### 3.4.2.2. Método 1.

Tabla 3. 5 Angulo de inclinación en invierno y verano.

#### Cálculo del Ángulo del Panel Solar

TEMPORADA	CÁLCULO DE ÁNGULO / INCLINACIÓN	ANGULO
Invierno	(Latitud *0.9) + 29 grados	28.04°
Verano	(Latitud * 0.9) - 23.5 grados	24.45°

**Fuente:** (Excel).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

Aplicando la formula (3.1) y (3.2) se calcula los diferentes ángulos de inclinación, tanto para los meses de invierno como para aquellos meses de verano, mismas ecuaciones deducidas en el análisis de Leo-Méndez (2011), [19] :

$$A_{inv} = (-1,0583 * 0.9) + 29 = 29.95^{\circ} \quad \text{Ecuación 3. 1}$$

$$A_{vrn} = (-1,0583 * 0.9) - 23.5 = 24.45^{\circ} \quad \text{Ecuación 3. 2}$$

Usando la latitud de la ubicación geográfica del proyecto como dato para ambas ecuaciones, se obtienen los dos diferentes ángulos con: 29.95° para la temporada de invierno y un ángulo de 24.45° en verano, mismos que deberían ser aplicados a los paneles según sea la estación, punto que influiría en la parte económica al aplicarse dos ángulos distintos necesitándose así una mayor intervención de obra humana para cambiar la posición de inclinación de cada panel según varíe el clima.

### 3.4.2.3. Método 2.

Para el método 2 se aplicara la ecuación (3.3), en donde como datos se usa  $\beta$  que es el ángulo de inclinación y  $\phi$  la latitud de la zona de estudio, siendo esta de 1.0583.

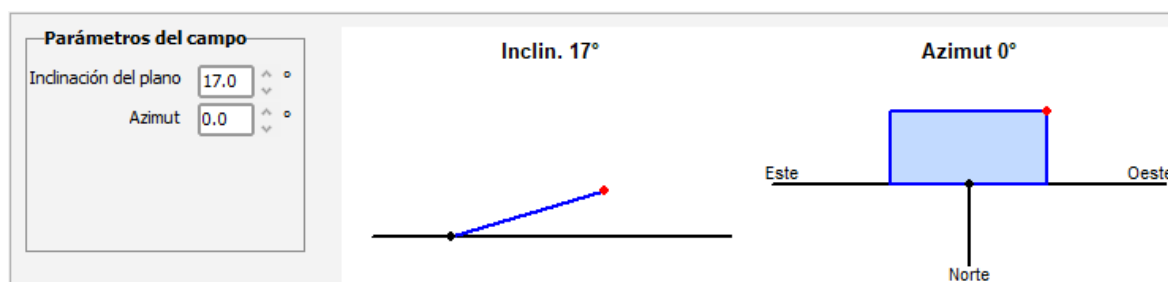
$$\beta = |\phi| + 10 \quad \text{Ecuación 3. 3}$$

$$\beta = |1.0583| + 10$$

$$\beta = 11.0583$$

De acuerdo con los cálculos realizados con la ecuación (3.3) de la referencia [20], se obtuvo un ángulo de inclinación de 11.0583°, pero para asegurar de que el panel fotovoltaico tenga un menor porcentaje de pérdidas y una mayor eficiencia se tomara un ángulo referencial de 17°.

*Figura 3. 9 Orientación y colocación de paneles solares.*



**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

Se calcula dos tipos de ángulos para cada escenario posible dentro de los 365 días del año, en el Ecuador se cuentan con dos estaciones como lo son invierno y verano, a diferencia de otros países en donde se da una tercera estación “Otoño”, eso en el caso del método 1. Por otra parte, en el método 2 se tomará como referencia el mes de menos irradiación solar, que en este caso es el mes de Julio con un porcentaje de 3.13. Mediante el cálculo manual se obtiene dos opciones entre las cuales se elige el ángulo para diseños de promedios de radiación más bajos, ya que esto garantizará recibir la mayor cantidad de insolación por parte de los paneles produciendo grandes cantidades de energía fotovoltaica.

### **3.4.3. Demanda del Circuito DC.**

El presente caso de estudio presenta una carga en dc representada por 84 focos Led correspondientes a 7 luminarias por vivienda del conjunto habitacional, que irán ubicadas estratégicamente dentro y fuera de la casa para una correcta iluminación y seguridad de la misma, cada uno con una potencia de 9W. A continuación, se realiza el cálculo de la demanda estipulada para la carga netamente DC mediante la ecuación (3.4).

$$Dp_{DC} = Pe * Ne * t$$

Ecuación 3.4

$$Dp_{DC} = 9 * 84 * 7$$

$$Dp_{DC} = 5292 \text{ Wh/dia}$$

La demanda prevista en DC se calcula usando  $Pe$  que es igual a la potencia del elemento,  $Ne$  que corresponde a la cantidad de elementos y,  $T$  correspondiente al tiempo de uso que tendrá el elemento eléctrico.

Mediante la fórmula de la ecuación (3.4) propuesta en la referencia [20], se deduce la carga prevista a ser necesaria en DC, obteniendo como resultado que la demanda será de 5.29kWh/día.

#### **3.4.4. Demanda del circuito AC.**

Para este punto se toman un total de 7 cargas que usaran AC entre estas tenemos:

- Refrigerador con 400W de potencia, en un tiempo de 8h de uso, para un total de 12 elementos.
- Lavadora Semiautomática de 750W, en un tiempo de uso diario de 1.5h.
- Licuadora con potencia de 460W, con un promedio de uso al día de 1h.
- Radio cuenta con potencia de 230W y su tiempo de uso es de 3.5h al día.
- Tv presenta una potencia de 60W por un tiempo de uso de 6h diarias.
- Laptop's y cargadores de celulares cuentan con una potencia de 65W y 15W respectivamente, cada vivienda cuenta con al menos una computadora y 3 cargadores de celulares.

Para el caso de lavadora, licuadora, radio y Tv cada casa cuenta con un elemento de aquellos por ente se multiplicará la potencia por su tiempo de uso por 12 respectivamente, la cual será la energía consumida por cada elemento según las 12 viviendas.

Usando la ecuación (3.5) se determinara la demanda prevista en AC que consumirá el conjunto según los elementos que conforman la carga de las viviendas del sector. En donde se realiza la suma del producto entre las horas de uso de cada elemento, su potencia nominal y además de la cantidad de elementos en funcionamiento, datos que fueron tomados de la tabla 3.4.

$$\begin{aligned}
 Dp_{AC} = & (400 * 8 * 12) + (750 * 1.5 * 12) + (460 * 1 * 12) & \text{Ecuación 3. 5} \\
 & + (230 * 3.5 * 12) + (60 * 6 * 12) \\
 & + (80 * 48 * 3)
 \end{aligned}$$

$$Dp_{AC} = 82920 \text{ Wh/dia}$$

En el apartado (3.5) de la referencia [20], se determina la carga prevista en AC por el conjunto de viviendas, dando como resultado una demanda de 82.92 kWh/día para las 12 casas del sector.

### 3.4.5. Carga máxima de los usuarios.

Mediante la fórmula (3.6) planteada en la referencia [20], se cuantifica la carga máxima total que necesitará generar el sistema para suplir la demanda de las 12 casas que conforman el sector La Virginia.

En donde  $C_{max}$  es la carga máxima que tendrá el sistema,  $Dp_{AC}$  es la demanda prevista resultante de la ecuación (3.4), y  $Dp_{DC}$  es la demanda prevista en corriente continua obtenida en la ecuación (3.5).

$$C_{max} = Dp_{AC} + Dp_{DC} \quad \text{Ecuación 3. 6}$$

$$C_{max} = \left( 82920 \frac{Wh}{dia} \right) + \left( 5292 \frac{Wh}{dia} \right)$$

$$C_{max} = 88212 \text{ Wh/dia}$$

Una vez aplicada la ecuación (3.6) se tiene que la carga máxima que el sistema deberá abastecer será de 88.2 kWh/día, mismo datos que coincide con carga estipulada en la tabla 3.4.

### 3.4.6. Carga total del sistema FV.

A continuación, se realiza los cálculos con (3.7) tomados de la referencia [20], para el dimensionamiento de la capacidad mínima que deberían tener los paneles fotovoltaicos para el sistema de generación, usando los resultados anteriores como la carga máxima proyectada para el sistema tanto en DC como en AC.

Siendo  $C_t$  que es la carga total requerida por el sistema (Wh),  $D_{pac}$  la demanda del circuito en Dc (Wh), esta se tomará como 0 debido a que toda la energía generada se transformará en Ac, y será usada a su conveniencia en el punto de entrega,  $D_{pac}$  demanda del circuito en Ac (Wh),  $n_b$  eficiencia de las baterías, en el caso de las baterías su eficiencia va de 70% a 85% se toma el mayor porcentaje para dimensionar el sistema con los niveles más altos de rendimiento y  $n_i$  eficiencia del controlador de tecnología MPPT, se toma un nivel de rendimiento del 97%.

$$C_t = \frac{D_{pac}}{n_b} + \frac{D_{pac}}{n_b * n_i} \quad \text{Ecuación 3.7}$$

$$C_t = \frac{0}{0.85} + \frac{82920}{0.85 * 0.97}$$

$$C_t = 100570 \frac{Wh}{dia} = 100.5kWh/dia$$

Donde se obtiene un resultado de 100.5kWh/día como carga total que como mínimo deberá abastecer el sistema de generación.

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico anteriormente se mencionó las cargas y los artefactos a los cuales pretende abastecer el SFV, ya a partir de la tabla de 3.4 se importan los datos de consumo al programa en uso. En la figura 3.10 se evidencia el consumo diario individual de casa elemento el cual va a ser alimentado por el SFV. La primera columna representa el número de elementos para este caso y ya mencionado anteriormente se realiza un cálculo en conjunto de 12 casas suponiendo que el uso de los aparatos se dará en un mismo horario con la única razón de que el dimensionamiento sea robusto y de calidad para que pueda soportar y sustentar la carga en su máxima demanda de energía eléctrica.

En la segunda columna se encuentra los elementos de usos esenciales y básicos en un hogar. En la primera fila (lámparas led) sostiene un número total de 84 luminarias, es decir que por cada hogar tendrá 7 focos cada uno de 9 vatios suficientes para iluminar los espacios de cocina, sala, baños, 3 dormitorios, patio delantero y patio trasero si así lo amerita. La potencia se describe en la columna 3, las cuales se toman como potencias promedio para

cada elemento, y el uso diario depende de las horas por día en el cual el artefacto está siendo utilizado el cual se observa en la columna 4; en la columna 5 se resuelve en que instante de tiempo en el día se consume energía eléctrica cuando está conectada y las horas que consumo en el día en el cual se está usando cada componente eléctrico, este punto es importante ya que es de donde se forma la curva de carga diaria. En la última parte se refleja la energía por hora de consumo (vatio hora).

Figura 3. 10 Definición de consumo doméstico diario para el año.

**Definición de consumos domésticos diarios para el año.**

Consumo Distribución por hora

**Consumos diarios**

Número	Aparato	Potencia	Uso diario	Distrib. por hora	Daily energy
84	Lámparas (LED o fluo)	9 W/lámpara	7.0 h/día	OK	5292 Wh
48	PC / móvil	80 W/apar.	3.0 h/día	OK	11520 Wh
12	licuadoras	460 W/apar.	1.0 h/día	OK	5520 Wh
12	Nevera / congelación profunda	3.20 kWh/día	24.0	OK	38390 Wh
12	lavadora	750.0 W prom	1.5 h/día	OK	13500 Wh
12	Parlantes	230 W/apar.	3.5 h/día	OK	9660 Wh
12	tv	60 W/apar.	6.0 h/día	OK	4320 Wh
Consumidores en espera		0 W tot	24 h/día		0 Wh
<b>Energía diaria total</b>					<b>88202 Wh/día</b>
<b>Energía mensual</b>					<b>2646.1 kWh/mes</b>

? Info aparatos

**Definición de consumo por**

Años ?

Estaciones

Meses

**Fin de semana o uso semanal**

Usar solo durante

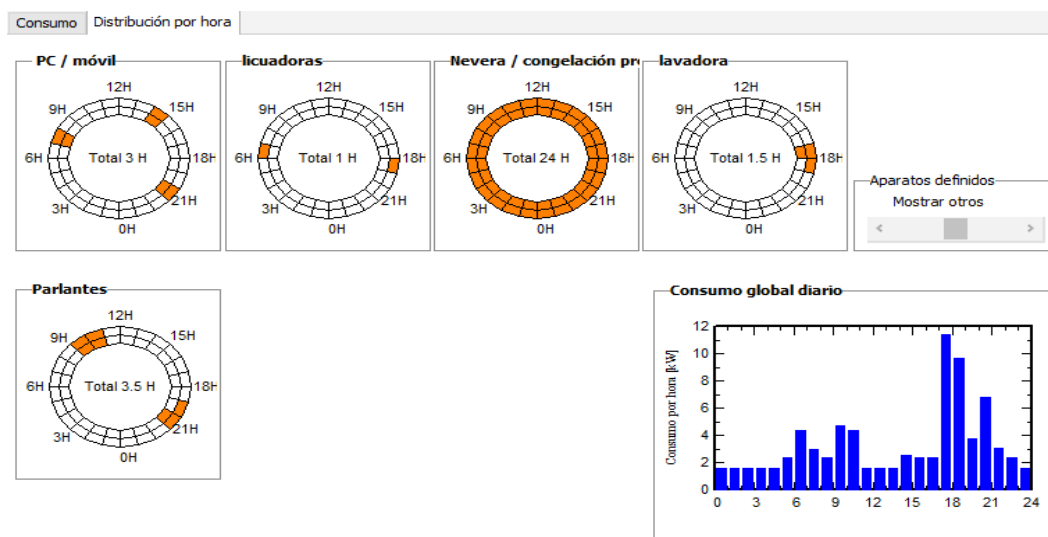
días en una semana

**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

A continuación, se muestra la distribución por hora que tendrá el sistema como se muestra en la figura 3.11. Cada aparato tiene su propio horario de uso en el día a excepción de la refrigeradora que se mantienen conectadas las 24 horas, este tipo de distribución que maneja el programa PVsyst es realmente práctico e interactivo donde se puede marcar el tiempo desde media hora como un mínimo de uso. Cada cuadrado en los círculos horarios representa media hora, a partir de las horas marcadas se va creando una curva de carga diaria de todo el consumo global diario.

Figura 3. 11 Definición de consumo diario, distribución por hora.

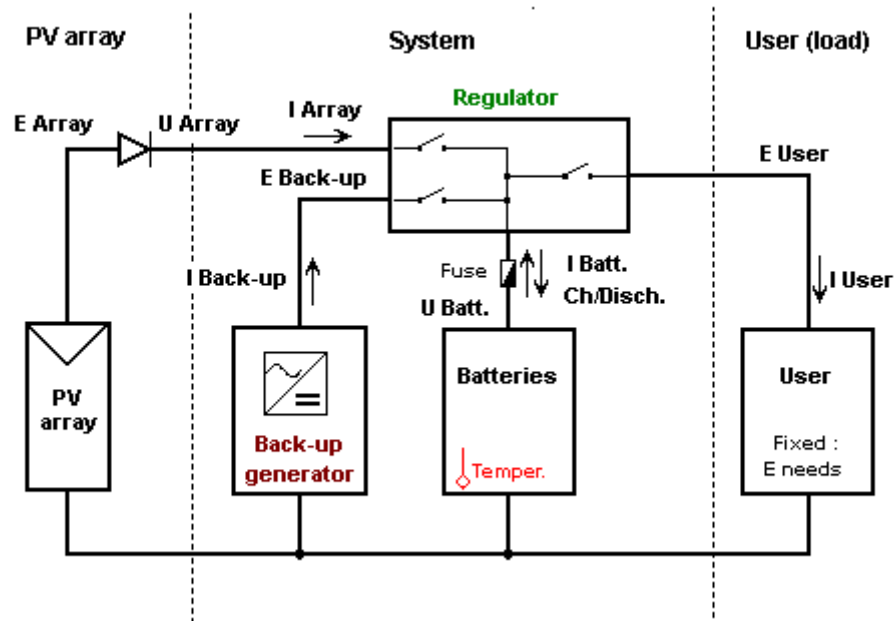


**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

Pues bien, los archivos del sitio, datos de meteorológicos (base de datos de la radiación), la orientación y la necesidad del usuario son los puntos bases para la implementación del sistema fotovoltaico independiente, en este apartado se dimensiona el sistema de almacenamiento, el sistema generador (paneles solares, tipo, capacidad etc.); también se puede agregar un sistema de respaldo que pueda trabajar como un abastecedor auxiliar de energía en casos de días nublados o poca irradiación solar donde los paneles no pueda abastecer la demanda del usuario, en este caso se habla de los grupos electrógenos ya que no se tiene una red convencional de distribución de energía eléctrica debido a la condición del sitio en el que se encuentran residiendo las familias. Para este dimensionamiento se usa energía netamente renovable por ende no tendrá un sistema de respaldo. En la figura 3.12 se encuentra el esquema que representa un sistema fotovoltaico off grid que el software PVsyst proporciona.

Figura 3. 12 Diseño típico de un sistema autónomo.



**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

En la figura 3.12 se simplifica el diseño donde integra cada uno de los elementos, generación, regulador, convertidor de DC/AC, almacenamiento y carga. Algo importante que se puede denotar es que las baterías se encuentran diseñadas con sus respectivas protecciones como lo son los fusibles.

### 3.4.7. Definición del sistema independiente.

#### 3.4.7.1. Pre-dimensionamiento PVsyst.

PVsyst es una herramienta muy completa y que permite realizar un pre dimensionamiento del sistema, es decir a partir de las variables que se coloquen en esta opción el programa recomendará la dimensión de los elementos en especial de la batería y la potencia de los paneles solares. Si se observa en la figura 3.13 se encuentran tres opciones a colocar y también enlista la energía eléctrica que se necesita para las 12 casas en conjunto que es de 88.2 kWh/día.

Figura 3. 13 Pre dimensionamiento del SFV

Necesidades diarias prom.	Ingreso PLOL aceptado	5.0 %	Voltaje de la batería (usuario)	48 V
88.2 kWh/día	Ingreso autonomía solicitada	3.0 día(s)	Capacidad sugerida	6472 Ah
			Potencia FV sugerida	34370 Wp (nom.)

**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

### 3.4.8. Probabilidad de pérdida de carga PLOL.

Una de las tres variables o condiciones que se puede implementar al diseño es la probabilidad en que la demanda de los usuarios no se pueda suplir por parte de la generación, en el programa esto toma como la fracción de tiempo el cual el conjunto de baterías se encuentra desconectada con el propósito de que el regulador se encuentre seguro y libre de daños (carga baja), el PLOL de describe en términos de tiempo y no de energía.

Para dimensionar es importante el dato de la pérdida de carga (LOL), permite constatar el tamaño del conjunto de paneles fotovoltaico necesario para una capacidad de batería determinada, es decir acopla los elementos de acuerdo con la capacidad que se requiera. Según el modelo Collares-Pereira el LOL para PVsyst es calculado usando una simulación de un año de forma simple y rápida, pero ¿cómo trabaja el programa?: Lo que en realidad hace este programa es dividir los valores de radiación mensuales en una secuencia aleatoria realista de los 365 días, dividiendo en 3 periodos: la mañana-día (con energía solar), (ganancias)-y por la noche para posteriormente hacer un balance día a día con el propósito de informar el estado diario del sistema fotovoltaico para acumular un valor de la pérdida de la carga lo más realista posible, todo este proceso se vuelve a dar con varios tamaños de matriz de paneles fotovoltaicos (PV) este proceso realiza el programa para conocer el tamaño de (PV) de acuerdo con el LOL asignado.

Para nuestro sistema se escoge un PLOL de 5% como se puede observar en el figura 3.13, es decir que en un año la probabilidad de que la generación no supla la demanda será de 5% dando como dato positivo que el 95% de los días del año el sistema podrá abastecer sin interrupciones a la carga promedio estipulada para las familias del sector.

### **3.4.9. Autonomía del SFV.**

En el diseño fotovoltaico se contara con una autonomía de 3 días indiferentemente de los días de semana o de los días de fin de semana con el objetivo de que el banco de baterías completamente cargadas pueda abastecer a la carga de los 12 hogares sin ningún aporte solar, como se menciona anteriormente los tres días de autonomía se puede dar de forma estacional o mensual, o uso semanal, por supuesto con cargas no constantes. Este escenario se puede dar o contabilizar durante todo el año como el peor de los casos donde los días sean poco productivos para generar energía eléctrica a partir de la energía solar, también se puede apreciar en la figura 3.13 este dato de autonomía solicitada.

### **3.4.10. Dimensionamiento del generador fotovoltaico (30kW).**

#### **3.4.10.1. Paneles fotovoltaicos que se usan en Ecuador.**

##### **Características y precios:**

Una de las empresas que actualmente en el Ecuador provee en gran parte de elementos para proyectos de energías renovables, como es el caso de las células solares, es en este caso la empresa PROVIENTO SA. Cuyos precios fluctúan de acuerdo con el tipo de panel o modulo, la potencia que esta puede ofrecer y el voltaje a la cual trabaja (CC), ProViento en su afán de ofrecer a sus clientes siempre los mejores productos con los mejores precios, en la actualidad ofrecen paneles de RESUN SOLAR y ECO GREEN ENERGY. Ambas empresas solamente utilizan células de Grado A en la producción de sus paneles, RESUN SOLAR tiene en su portafolio paneles para sistemas OffGrid con 9 Bushbars. Esto influye en que se puede obtener mucha más energía de los paneles llegando a una eficiencia de 21% para llevar una idea de los precios generales estos se encuentran desde \$30 hasta un valor medio de \$240, pudiendo elevar más el precio según sus características. [21]

Figura 3. 14 Precios comerciales de paneles solares de la empresa PROVIENTO SA



Fuente: (Proviento, Paneles Solares, 2022).

### 3.4.10.2. Panel Solar Monocrystalino.

Este tipo de estructura conformada por silicio monocrystalino se las puede diferenciar por el color que presentan que va del azul casi oscuro al negro o gris, entre sus ventajas se destaca la gran capacidad de recepción que tiene en cuanto a radiación solar, ya que son los paneles que más irradiación absorben, además presentan un alto nivel de eficiencia y usan espacios reducidos para su instalación. Para su cálculo se utiliza la ecuación (3.8) propuesta en el estudio Victor-Chiluiza (2022) [20].

Para la ecuación (3.8) intervienen las siguientes variables donde:  $P_{fv}$  es la potencia requerida en los paneles fotovoltaicos,  $PSH$  peak solar hour (hora solar pico),  $C_d$  es el consumo diario y  $\eta_{RC}$  la eficiencia del regulador de carga (Mppt-95% a 97%).

$$P_{FV} = \frac{C_D}{\eta_{RC} * PSH} \tag{Ecuación 3. 8}$$

$$P_{FV} = \frac{88212 \text{ Wh/dia}}{0.95 * 3.13}$$

$$P_{FV} = 29668,07 \text{ Wp}$$

Como resultado se tiene que la potencia que tendrá el conjunto fotovoltaico será de 29.66 kWp, dato que permite partir al diseño y selección de las células solares,

Tabla 3. 6 Comparativa para selección de panel fotovoltaico.

<b>PANELES SOLARES COMERCIALES</b>							
	<b>MODELO</b>	<b>Wp</b>	<b>N° de Paneles (Sin Dimensionamiento)</b>	<b>N° de Paneles (Con Sobredimensionamiento)</b>	<b>Precio c/u</b>	<b>Total #1 c/u (100%)</b>	<b>Total #2 c/u (+20%)</b>
1	Panel Solar 230Wp /12VDC Monocristalino <b>RESUN</b>	230	126,32	139,13	\$ 160,00	\$ 20.211,74	\$ 22.260,87
2	Panel Solar 400Wp /24VDC Monocristalino	400	72,64	80,00	\$ 240,00	\$ 17.432,63	\$ 19.200,00
3	Panel <b>JA Solar</b> 460W 24V Monocristalino PERC	460	63,16	69,57	\$ 219,55	\$ 13.867,15	\$ 15.273,04
4	Panel Solar 500W <b>LONGI LR5-66HPH HIMO5</b>	<b>500</b>	58,11	64,00	\$ 261,82	\$ 15.214,04	<b>\$ 16.756,48</b>

**Fuente:** (Excel).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

Mediante las variables que interfieren directamente sobre las placas solares y su dimensionamiento para sistemas de generación como: su potencia requerida que hace referencia a la cantidad total de potencia que el sistema debe suplir, además el PHS que es el promedio de las horas pico solares de incidencia en el área de instalación de los paneles, y uno de los puntos más importantes para el buen rendimiento del sistema es el factor de sobre dimensionamiento al que se someterá el diseño propuesto, ya que de esta manera se

busca garantizar que durante el periodo de operación del sistema se pueda suplir la demanda con la generación propuesta, se usa la ecuación (3.8) para deducir la potencia mínima requerida en el conjunto de módulos.

Se elige el panel solar de la marca LONGI del modelo LR5-66HPH HIMO5 que cuenta con una potencia de 500 Wp, entre las diferentes opciones de paneles con potencias de 460w, 400w y 230, se toma este modelo por sus características ajustables al diseño del sistema, además de su precio que es \$261.82, denotando su factibilidad económica.

### 3.4.11. Cálculo del Número de Paneles.

Para obtener el número necesario de paneles que conformaran el conjunto se aplica la ecuación (3.9), en donde *#Paneles* será el número total de paneles resultantes, *Pfv* la potencia fotovoltaica mínima requerida en (Wp) de la ecuación (3.9) y la *Ppmáx* que es la potencia máxima que tiene cada una de las células solares seleccionadas que en este caso es de 500 Wp cada uno.

$$\#Paneles = \frac{Pfv}{Ppmáx} \quad \text{Ecuación 3.9}$$

$$\#Paneles = \frac{29666,05Wp}{500Wp}$$

$$\#Paneles = 59.33 \text{ paneles}$$

Se toma de la ecuación (3.9) de la referencia [20], el máximo superior para redondea a 60 paneles, dando una potencia total de 30.000 Wp.

#### 3.4.11.1. Datos del Panel Seleccionado

- Potencia Pico (P<sub>MAX</sub>): 500W
- Voltaje a máxima potencia (V<sub>MPP</sub>): 38.38V
- Intensidad a máxima potencia (I<sub>MPP</sub>): 13.03A
- Voltaje en circuito abierto (V<sub>OC</sub>): 45.55V
- Intensidad en cortocircuito (I<sub>SC</sub>): 13.90A
- Dimensiones: 2093 x 1134 x 35 mm
- Peso: 25,3 kg
- Grado de protección: IP68

### 3.4.11.2. Implementación del módulo Fotovoltaico seleccionado en PVsyst

Con el cálculo realizado anteriormente se observa la potencia total de todo el generador fotovoltaico, comercialmente se consideran 4 modelos de paneles solares en los cuales se selecciona el módulo de la marca LONGI con potencia de 500 Wp ya que por sus características es el más idóneo y adecuado, puesto que se acentúa mejor al diseño del generador fotovoltaico. En la figura 3.15 se muestra la barra de generador FV donde se puede elegir entre varias opciones de marcas y modelos de paneles solares.

Figura 3. 15 Definición de panel fotovoltaico en PVsyst.

Almacenamiento Generador FV Respaldo Esquema Simplificado

Nombre y orientación del subconjunto  
Nombre:   
Orientación: **Plano inclinado fijo**  
Inclinación: **17°**  
Azimut: **0°**

**Ayuda de pre-dimensionamiento**  
 Sin dimensionamiento  
 Ingresar potencia planeada:  kWp  
 ... o área disponible:   m²

**Seleccione el módulo FV**  
Prod. desde 2018:   
Ordenar módulos:  Potencia  Tecnología  
Longi Solar:

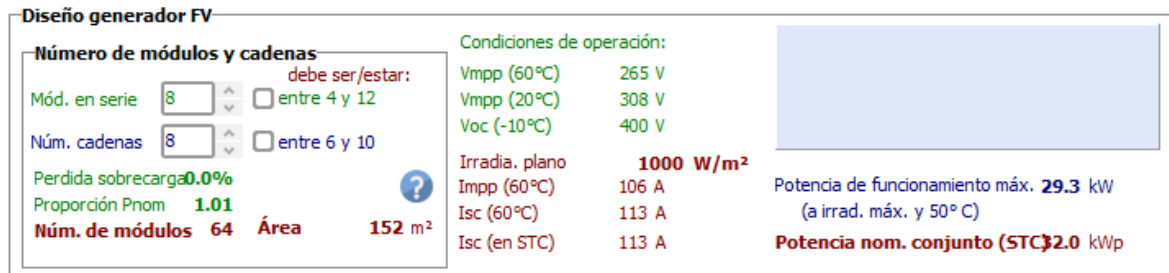
Módulos necesarios aprox. **69** Dimensiona. voltaje: Vmpp (60°C) **33.1 V**  
Voc (-10°C) **50.0 V**

**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

Se sobredimensiona el sistema con un 10% más de los parámetros necesarios para prevención de incumplimiento al suplir la demanda estipulada de los usuarios que corresponden al sector de estudio, con 29.5 kWp que es la demanda normalizada requerida, por lo que se necesita una cantidad mínima de paneles de 60 placas solares, mientras que con el 10% a una potencia de 32 kWp serán necesarios 64 paneles que podrán suplir esta carga. Entonces para la configuración de los módulos se contará con 8x8 es decir 8 en serie y 8 en paralelo en la figura 3.16.

Figura 3. 16 Configuración de los módulos solares



Fuente: (PVsyst).

Elaborado por: María T. –Jean M (2022).

**Nota:** Se elige este modelo de panel fotovoltaico debido a sus características que favorecen el diseño realizado, trabaja de forma óptima en sistemas aislado como es el caso de la presente investigación, además de que presenta un 21.1% de eficiencia al ser de tipo PERC ya que gracias a este tipo de tecnología se logra prolongar el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos al aumentar la captación de los mismos, permitiendo así obtener más energía a un precio más bajos, de igual forma otra de sus ventajas es la vida útil que presentan estos paneles con 25 años la misma que incrementa según el mantenimiento que se le realice al conjunto.

### 3.4.12. Dimensionamiento de en conjunto de Baterías.

#### 3.4.12.1. Conjunto de almacenamiento

El sistema tendrá un banco de baterías de 48V ya que se cuenta con un porcentaje mayor de carga en AC, y de acuerdo con las sugerencias del programa, el valor nominal de distribución se elige de acuerdo con los criterios de a continuación, suponiendo que el inversor está conectado directamente al banco de baterías: Sistemas pequeños de iluminación, de 12v, y que la potencia máxima de la carga sea menor a 300W, corriente será no mayor a 25 A. y el inversor de aproximadamente menor a 1kW.

- 1) Sistema para un hogar promedio con refrigeradora y pequeños aparatos eléctricos, de 24V con una potencia máxima menor a 1000W y una corriente de 42 A. Por lo general se usa un inversor menor a 5kW.

- 2) Sistema de uso especial normalmente para usos industriales o agrícolas, 48V pueden soportar una potencia máxima del aparato de 3kW a una corriente de 62 A, con un inversor de 15kW.

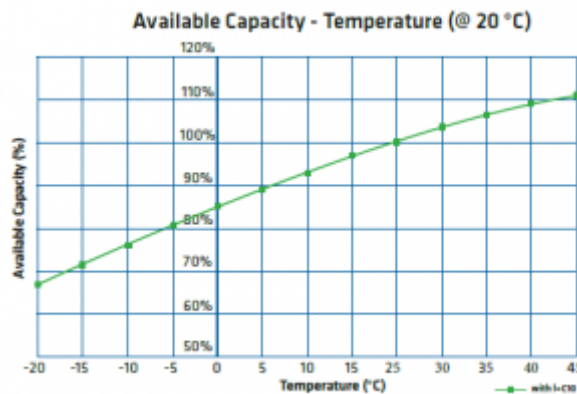
Para el dimensionamiento del banco de baterías intervienen las siguientes variables, donde:  $C_D$  es la carga máxima diaria Wh/día,  $Nda$  los días de autonomía que en este caso se propuso como 3,  $Vb$  que es el Voltaje de la batería,  $Pdd$  siendo esta la profundidad de descarga 50% para baterías de ciclo profundo, y el  $Fct$  que es el factor de compensación térmica 100%.

$$C_B = \frac{C_D * Nda}{Pdd * Vb} = Ah \quad \text{Ecuación 3.10}$$

$$C_B = \frac{(88212) * (3)}{0.5 * 48v * 1} = 11026.5Ah$$

Una vez aplicada la ecuación (3.10) se obtuvo que la capacidad del banco de baterías en el orden de los Ah (Amperios Hora) será de 11026.5 Ah para suplir la demanda de las 12 viviendas.

Figura 3.17 Variación del factor de compensación térmica en acumuladores.



**Fuente:** (Baterías Ion-litio Rebas, 2022).

Cuando las baterías son sometidas a temperaturas bajas, la resistencia interna del acumulador tiende a disminuirse, en las provincias de la costa se mantiene una temperatura ambiente de los 23° a 26°, que según la figura 3.17 se refleja que el coeficiente

compensación para la zona de aplicación del sistema se aplica un factor de 100% que se aplica al cálculo de la carga de banco de baterías.

Para la selección del banco de baterías se considerará la ecuación (3.10) aplicada en la referencia [20], además de varios puntos de incidencias que estarán durante tu periodo de operación, como es el caso de su vida útil la misma que se ve afectada por la temperatura a la que se expongan los acumuladores, teniendo en cuenta que estos son dispositivos de almacenamiento energético que suministrarán sus recursos cuando el usuario o el sistema así lo disponga.

Es necesario conocer la carga a la que se someterá el sistema de almacenamiento en el orden de los Ah, mediante la ecuación para la variable  $C_b$  se obtiene la carga máxima diaria que requiere el sistema. Sustituyendo los valores correspondientes se obtiene una carga máxima requerida de 11026.5Ah, para ello se selecciona un banco de baterías de 48v en el orden de los 500Ah.

*Tabla 3. 7 Precios del banco de Baterías*

<b>PANELES DE VENTA EN ECUADOR</b>			
	<b>MODELO</b>	<b>Precio c/u</b>	<b>Total</b>
1	lifepo4 li-ion, batería de iones de litio 48v a 500ah	\$ 1.700,00	\$ 40.800,00
2	<b>Tianjin Enerbyte batería 48v 500ah 700ah 800ah</b>	<b>\$ 1.200,00</b>	<b>\$ 28.800,00</b>
3	Batería de tracción 48V 500Ah	\$ 1.300,00	\$ 31.200,00

**Fuente:** (Excel).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

Figura 3. 18 Sistema de almacenamiento.

**Especifique el conjunto de batería**

Ordenar baterías por  voltaje  capacidad  fabricante

Tianjin Enerbyte 48.1 V 250 Ah Li NMC KBM216 2P13S 5000A Desde 2017

Lithium-ion La batería seleccionada es una módulo

<input type="text" value="1"/> ^ v	<input checked="" type="checkbox"/> <b>módulos en series</b>	Número de módulos	<b>24</b>	Voltaje paquete de baterías	<b>48 V</b>
<input type="text" value="24"/> ^ v	<input type="checkbox"/> <b>módulos en paralelo</b>	Número de elementos	<b>624</b>	Capacidad global	<b>12000 Ah</b>
<input type="text" value="100.0"/> ^ v	<b>% Estado inicial de desgaste (núm. de ciclos)</b>			Energía almacenada (80% DOD)	<b>519 kWh</b>
<input type="text" value="100.0"/> ^ v	<b>% Estado inicial de desgaste (estático)</b>			Peso total	<b>6240 kg</b>
				Núm. de ciclos a 80% DOD	<b>1250</b>
				Energía total almacenada durante la vida útil de la batería	<b>579 MWh</b>

**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T.

PVsyst da opciones para elegir el conjunto de baterías e incluso hace un cálculo interno el cual presenta con diferentes variables a elegir sobre su recomendación del número de módulos a usarse y el tipo de conexión (serie o paralelo).

### 3.4.12.2. Datos de la batería seleccionada.

Se selecciona un modelo de los propuestos para el banco de baterías en este caso se designa el modelo de la marca Tianjin Enerbyte con un voltaje de 48v a 500ah, la misma que se encuentra en el mercado con un precio de \$1.200,00, presenta un rendimiento adicional del 30% de su rendimiento habitual.

## Características:

Tabla 3. 8 Características técnicas del conjunto de baterías.

El modelo	ENBY-48V-500Ah	
Capacidad(0.2C <sub>5</sub> A)	500 Ah	
La tensión nominal	48V	
Max. La tensión de carga	58.4V	
Dar de alta tensión de corte	40V (recomendado).	
La tensión de carga	58.4V±0,03V	
Descarga de corriente continua	300A	
Picos de corriente de descarga	900A en 5 segundos	
Peso (aprox.).	260Kg.	
Las dimensiones de la batería	646*197*574mm (LXWXH)	
Impedancia	(Una sola celda 25Ah) ≤3mΩ	
(Max, a 1000Hz).		
Ciclo de vida(80% DOD)	>3000 veces	
La tasa de autodescarga	≤3%(mes).	
El cargador	100A (2horas).	
La temperatura de funcionamiento	Cargo	0°~60° C;32 <sup>de</sup> ~140 <sup>DE</sup>
	Descargar	-20°C~80°C;- 4 <sup>de</sup> ~176 <sup>DE</sup>
	El almacenamiento	-20°C~60°C;- 4 <sup>de</sup> ~140 <sup>DE</sup>

**Fuente:** (Excel)

**Elaborado por:** Tianjin Enerbyte (2022).

**Nota:** Las baterías de ion-litio son una de las mejores opciones para ser parte del conjunto de generación de energía mediante el recurso solar. El acumulador de la marca Tianjin Enerbyte con su capacidad 48v a 500ah brinda propiedades tales como: un casi nulo porcentaje de mantenimiento requerido luego de su instalación, almacenan grandes cantidades de energía para su uso cuando el cliente lo requiera, cuentan también con un gran periodo de vida útil y por lo tanto son factibles cuando se requiere de altas demandas energéticas como es el caso del presente diseño.

### 3.4.12.3. Cálculo del número de Baterías.

Es necesario dimensionar el banco de baterías con capacidades de corriente mayores a las requeridas por el sistema por ello es importante tener en cuenta que la capacidad máxima de corriente de las baterías es de 500Ah, entonces se aplica la ecuación (3.11) en donde  $C_B$  es la capacidad del banco de almacenamiento en Ah, sobre la capacidad que presenta la batería seleccionada con 500 Ah de capacidad de corriente máxima.

$$\#Baterias = \frac{C_B}{500 Ah} \quad \text{Ecuación 3. 11}$$

$$\#Baterias = \frac{11026.5 Ah}{500 Ah}$$

$$\#Baterias = 22.05 \text{ baterias. Ah}$$

Se procede a dimensionar el sistema según la formula (3.11) de la referencia [20], se tiene que un total de 22.05 baterías que al aplicar el sobre dimensionamiento se cuenta con un total de 24 baterías dando una capacidad de corriente de 12129.15 Ah, que es el 10% más de los valores nominales a los que trabajara el sistema.

### 3.4.13. Dimensionamiento del Regulador de carga.

Para el diseño de los reguladores de carga se debe tener en cuenta que su función es poder actuar de manera moderada incluso en el caso de existir sobrecargas en el sistema, para ello es importante que se calcule las corrientes de entra y salida a las que estará expuesto el sistema.

Se determina la corriente de entrada a la que estará expuesta el inversor para su correcto dimensionamiento, para ello se aplica la ecuación (3.12), en donde  $I_{in}$  será la corriente de entrada,  $P_{pfv}$  la potencia máxima del conjunto calculada en la ecuación (3.8), todo esto sobre  $V_b$  que es el voltaje al cual trabajan las baterías que será de 48v.

$$I_{in} = \frac{P_{pfv}}{V_b} \quad \text{Ecuación 3. 12}$$

$$I_{in} = \frac{29666.05}{48}$$

$$I_{in} = 618.04 A$$

El regulador de carga se dimensionará según la corriente de carga antes calculada de 618.04 A, resultante de la ecuación (3.12) propuesta para el cálculo de la referencia [20], y como mínimo el elemento controlador debe estar diseñado para esta magnitud de corriente.

En el caso de la corriente de salida del inversor se aplica la ecuación (3.13), en donde  $P_p$  es la potencia de trabajo nominal de cada panel siendo de 500 Wp,  $R_p$  que corresponde a la cantidad de módulos conectados en paralelo,  $V_b$  el voltaje de las baterías, y  $C_s$  que es el coeficiente de seguridad del regulador de 1.25 para este caso.

$$I_{out} = \frac{P_p * R_p}{V_b} * C_s \quad \text{Ecuación 3. 13}$$

$$I_{out} = \frac{500 * 8}{48} * 1.25$$

$$I_{out} = 104.17 \text{ A}$$

Al contar con los cálculos y selección de los paneles solares, además del banco de baterías para el sistema de generación se puede proceder a dimensionar los parámetros para el regulador de carga para la demanda del proyecto de estudio. Se toma en cuenta la temperatura ambiente de la zona, la misma que está por debajo de los 40°C en donde los reguladores del tipo MPPT trabajan en su nivel máximo de rendimiento, tomando los niveles más altos de irradiación a los que se someten las células fotovoltaicas.

Es importante tener en cuenta las corrientes de entrada y de salidas que influirán en el sistema. Una vez realizados los cálculos se deduce que el regulador debe ser mayor a los 618 A que corresponde a la corriente de entrada, mientras que para la corriente de salida se tiene una magnitud de 104 A como se estipula en los cálculos de las ecuaciones (3.12) y (3.13) de la referencia [20], tomando como referencia que la corriente de salida debe ser igual o inferior a la corriente de entrada provenientes del panel solar, se toma un regulador de carga de 48v a 5300W.

#### **3.4.13.1. Regulador tipo MPPT**

Los reguladores MPPT cumplen la función de controlar la energía eléctrica que se dirige a los acumuladores en donde elevan la tensión para aprovechar la energía generada en los paneles sin tener grandes pérdidas. Este tipo de controladores son mayormente utilizados en

sistemas en red que constan de 60 células, como ventaja presenta un aporte a la vida útil de las baterías gracias su algoritmo interno que permite al momento de cargarlas que las mismas sean protegidas.

### 3.4.14. Dimensionamiento del Inversor DC/AC.

Es importante determinar el tamaño que tendrá el inversor para sistemas fotovoltaicos, ya que estos se encargan de transformar la electricidad de un estado a otro, es decir de corriente continua CC hasta corriente alterna AC.

Se aplica la siguiente fórmula (3.14) para su diseño, donde  $P_c$  Potencia de la carga dato que se tomó de la tabla 3.4,  $FP$  Factor de potencia que para el inversor es de 0.85 y  $R_{inv}$  que es el rendimiento del controlador de carga de 95%.

$$P_I = C_s * \left( \frac{P_c}{FP * R_{INV}} \right) \quad \text{Ecuación 3. 14}$$

$$P_I = 1.25 * \left( \frac{27396 W}{0.85 * 0.95} \right)$$

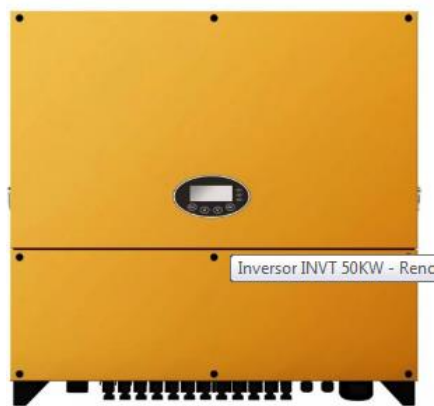
$$P_I = 42408.66 w$$

De acuerdo con la potencia obtenida del inversor se toma el dato de la tabla 3.4 como es la potencia total de todos los elementos de la vivienda que es 27396 W, de acuerdo a la potencia obtenida en (3.14) usando la fórmula de la referencia [20], se tiene 47238.39 W por ende se requiere de un inversor mayor a la potencia resuelta, ya que la función de este equipo es de convertir la electricidad generada por los paneles en Dc a Ca, se considera en este apartado el sobredimensionamiento aplicado anteriormente en el sistema del 10% sobre el 100% de su orden normal.

#### 3.4.14.1. Datos del Inversor Implementado.

Se aplica un inversor trifásico de 50KW de la serie BG de la marca INVT, con una entrada fotovoltaica de regulador MPPT, con carcasa de aluminio y protección IP65, este modelo presenta una eficiencia del 98.60% y protecciones como: Disyuntor de CC, protección contra cortocircuitos de CA, protección contra sobre corriente, protección contra sobretensión, protección de aislamiento, protección contra sobretensiones, protección contra sobre temperatura, monitoreo de falla a tierra, etc.

*Figura 3. 19 Variación del factor de compensación térmica en acumuladores*



**Fuente:** (INVT 2022).

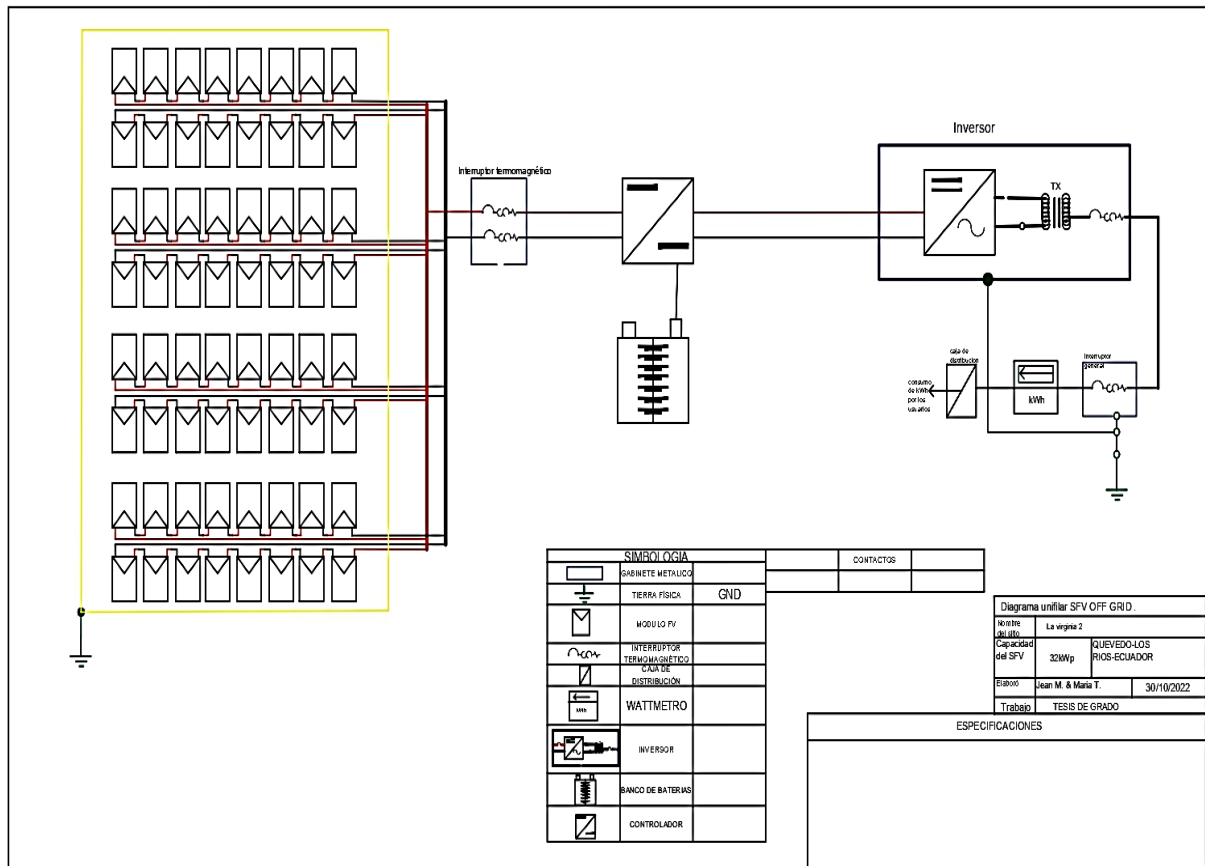
**Características:**

- Tipo de Instalación: Autoconsumo con excedentes
- Modelo: BG50KTR
- Potencia Fotovoltaica: 66000W
- Tensión: 400V AC
- Potencia Inversor: 50KW
- Medidas: 810X645X235mm.
- Grado de Protección: IP65
- Rango MPPT: 570-950 VDC

**Nota:** Para la selección del inversor dc/ac se tiene en cuenta el modelo BG50KTR el mismo que cuenta con una potencia máxima de 66 kW, un poco superior al requerido en el modelo para prevención y por el sobredimensionamiento antes mencionado, ayuda a la eficiencia del diseño al regular los flujos de corriente que podrían aparecer en las placas solares dejando solo el paso de la corriente cuando el cliente haga uso de algún elemento que consuma corriente, caso contrario se detendrá el flujo de corriente al no ser necesario, este modelo puede también realizar contablemente cual es el consumo energético de las viviendas del sector.

### 3.5. Diagrama Unifilar Caso 1.

Figura 3. 20 Diagrama Unifilar 1.



Fuente: (AUTOCAD).

Elaborado por: María T. –Jean M (2022).

En la sección 3.20 se presentan los componentes del diseño propuesto para el Caso 1, diseño que suplirá una demanda de 88.2 kWh, conformado por las diferentes celdas solares, baterías, controlador e inversor aplicando las características técnicas de cada uno de ellos estipuladas en sus respectivos Anexos.

### 3.6. Diseño del sistema individual para 1 Vivienda (Caso #2).

Para realizar esquemas comparativos se procede a dimensionar un sistema fotovoltaico que supla la demanda bajo las condiciones ya preestablecidas de carga, para cada una de las viviendas del sector de forma individual, se tomaran como referencia los elementos seleccionados para el dimensionamiento del conjunto global (Caso #1).

Tabla 3. 9 Carga promedio consumida durante un día.

Nº	ARTEFACTOS	POTENCIA PROMEDIO Por elemento (W)	POTENCIA PROMEDIO TOTAL (W)	HORAS DE USO DIARIO (h)	CONSUMO DIARIO (Wh/día)
1	Refrigerador	400	400	8	3200
1	Lavadora semi automática	750	750	1,5	1125
1	Licuadaora	460	460	1	460
7	Focos led	9	63	7	441
1	Radio o parlante	230	230	3,5	805
1	Tv	60	60	6	360
4	Computadora/laptop/Móvil	80	320	3	960
<b>TOTAL</b>		<b>1989</b>	<b>2283</b>		<b>7351</b>

Fuente: (Excel).

Elaborado por: María T. –Jean M (2022).

Figura 3. 21 Ingreso de la carga por día en PVsyst.

Definición de consumos domésticos diarios para el año.

Consumo Distribución por hora

**Consumos diarios**

Número	Aparato	Potencia	Uso diario	Distrib. por hora	Daily energy
7	Lámparas (LED o fluo)	9 W/lámpara	7.0 h/día	OK	441 Wh
4	PC / móvil	80 W/apar.	3.0 h/día	OK	960 Wh
1	LICUADORA	460 W/apar.	1.0 h/día	OK	460 Wh
1	Nevera	3.20 kWh/día	24.0	OK	3200 Wh
1	lavadora	750.0 W prom	1.5 h/día	OK	1125 Wh
1	PARLANTE	230 W/apar.	3.5 h/día	OK	805 Wh
1	TV	60 W/apar.	6.0 h/día	OK	360 Wh
Consumidores en espera		0 W tot	24 h/día		0 Wh
<b>Energía diaria total</b>					<b>7351 Wh/día</b>
<b>Energía mensual</b>					<b>220.5 kWh/mes</b>

? Info aparatos

Fuente: (PVsyst).

Elaborado por: María T. –Jean M (2022).

En la tabla 3.9 y para la figura 3.21, se determinan las demandas de consumo que tendrá de forma individual cada casa en el caso de implementar un sistema independiente de las demás personas de la comunidad.

Aisladamente cada usuario contara con 7 Lámparas led de 9w cada una, 3 Cargadores para dispositivos móviles además de una Laptop con 15w y 65w respectivamente, una Licuadora de 460w, Refrigerador con 3.20 kWh de consumo durante las 24 horas del día, una Lavadora semiautomática de 750w, Parlante de 230w y un Tv de 60w, dando como total una energía consumida de 7351 Wh/día, dando un total de potencia instalada de 2283 W.

Figura 3. 22 Datos de autonomía asignados.

**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

Una vez propuestos los datos de energía consumida por los electrodomésticos en el software, este procede a detectar el porcentaje de energía que debería ser generada por el sistema como es el caso de 7.4 kWh/día, contando con 3 días de autonomía dimensionado para una capacidad de corriente de 539 Ah, estos datos se reflejan en la figura 3.22.

### 3.6.1. Cálculo de Potencia requerida caso 2

En el caso 2 y cálculo de la potencia necesaria del conjunto fotovoltaico se usó la misma ecuación (3.8) que en este caso será para el caso 2 la (3.15), aplicando los datos descritos en la tabla 3.9.

$$P_{FV} = \frac{C_D}{\eta RC * HSP} \quad \text{Ecuación 3. 15}$$

$$P_{FV} = \frac{7351 \text{ Wh/día}}{0.97 * 3.13}$$

$$P_{FV} = 2421.2 \text{ Wp}$$

De la ecuación (3.15) de la referencia [20], se obtiene 242.12 Wp que será la potencia necesaria en condiciones mínimas de funcionamiento para el sistema de generación, teniendo en cuenta que la hora solar pico aplicada a la ecuación es para determinar los requerimientos del sistema en las condiciones más desfavorables, se aplica en el dimensionamiento de un sistema individual para una vivienda.

### 3.6.1.1. Cálculo del Número de Paneles.

Para el número de paneles del segundo diseño se aplica la misma ecuación del diseño 1 planteada en (3.9), que en caso 2 será la ecuación (3.16) tomando 2421.2 Wp entre 500 Wp que es la potencia de los módulos,

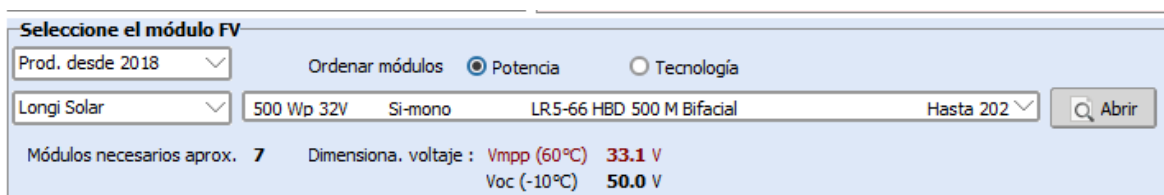
$$\#Paneles = \frac{Pfv}{P_{pm\acute{a}x}} \quad \text{Ecuación 3. 16}$$

$$\#Paneles = \frac{2421.2 \text{ Wp}}{500 \text{ Wp}}$$

$$\#Paneles = 4.84 \text{ paneles}$$

Se tomarán una cantidad de 5 paneles, dando una potencia total de 2500 Wp como se muestra en la aplicación de la ecuación (3.16) aplicado de la referencia [20], para un caso sin aumento del 10%.

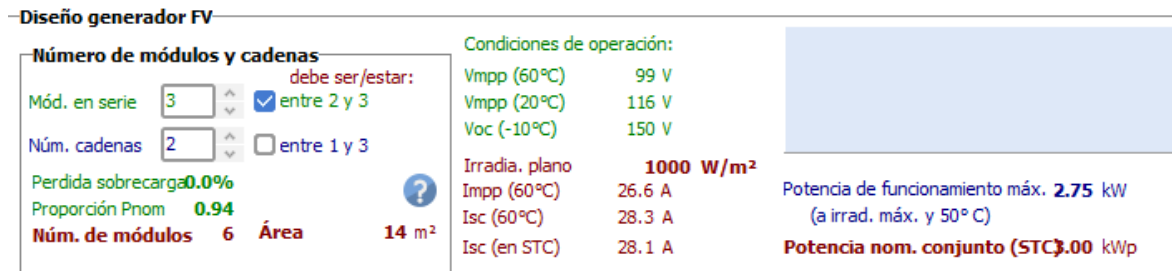
Figura 3. 23 Panel Fv seleccionado.



**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

Figura 3. 24 Configuración y conexión de los paneles.



Fuente: (PVsyst).

Elaborado por: María T. –Jean M (2022).

Para el caso de la figura 3.24 se selecciona el tipo y marca del panel solar tomando en cuenta (3.16) y el sobredimensionamiento del 10% más de los parámetros necesarios para diseño del sistema de generación, se define una cantidad de 6 paneles que proporcionara al diseño una potencia en conjunto solar de 3000 Wp, evidenciado en la figura 3.24 los mismo que estarán distribuidos en una configuración de 2 paralelos de 3 módulos cada una.

### 3.6.2. Dimensionamiento de en conjunto de Baterías Caso 2.

A continuación se revisan los parámetros para el conjunto de almacenamiento del caso 2, según la ecuación (3.10), pero usando los datos de la tabla 3.9 en el apartado consumo diario en Wh/día.

$$C_B = \frac{C_D * Nda}{Pdd * Vb} = Ah \quad \text{Ecuación 3. 17}$$

$$C_B = \frac{(7351) * (3)}{0.5 * 48v * 1} = 918.9 Ah$$

Una vez realizado el cálculo anterior en la ecuación (3.17) se tiene que para el caso 2 el conjunto de almacenamiento tendrá una capacidad de 918.9 Ah, dato base para la selección del conjunto.

Figura 3. 25 Selección del Banco de baterías para sistema individual.

**Especifique el conjunto de batería**

Ordenar baterías por  voltaje  capacidad  fabricante

Kokam 48.1 V 60 Ah Li NMC KBM216 13S 60Ah Desde 2017

Lithium-ion La batería seleccionada es una módulo

<input type="text" value="1"/>	<input checked="" type="checkbox"/> módulos en series	Número de módulos	5	Voltaje paquete de baterías	48 V
<input type="text" value="5"/>	<input type="checkbox"/> módulos en paralelo	Número de elementos	65	Capacidad global	300 Ah
<input type="text" value="100.0"/>	% Estado inicial de desgaste (núm. de ciclos)			Energía almacenada (80% DOD)	13.0 kWh
<input type="text" value="100.0"/>	% Estado inicial de desgaste (estático)			Peso total	100 kg
				Núm. de ciclos a 80% DOD	1250
				Energía total almacenada durante la vida útil de la batería	14484 kWh

Fuente: (PVsyst).

Elaborado por: María T. –Jean M (2022).

### 3.6.2.1. Cálculo del número de Baterías.

Asimismo para el cálculo del número de baterías del diseño 2 se usara la misma ecuación del caso anterior siendo esta la (3.11), tomando  $C_b$  del caso 2 que se obtuvo de la ecuación (3.17) con un total de 918.9 Ah.

$$\#Baterias = \frac{C_B}{500 Ah} \quad \text{Ecuación 3. 18}$$

$$\#Baterias = \frac{918.9 Ah}{500 Ah}$$

$$\#Baterias = 1.83 \text{ baterias.}$$

Se procede a dimensionar el sistema para esto se elige el modelo de batería a aplicarse mostrándose en la figura 3.25, el conjunto debe contar al menos con un total de 1.83 baterías según los resultados obtenidos, pero por otro lado es necesario el aumento del 10% más, y para esto se toma una capacidad de 918.9 Ah dado en (3.17), dando un total de 2 baterías aplicando (3.18) ecuaciones propuestas en la referencia [20], y el sobredimensionamiento.

### 3.6.3. Dimensionamiento del Regulador de carga.

De forma empírica se realizan los cálculos para las corrientes que influyen en el regulador de carga, ecuaciones antes aplicadas en (3.12) y (3.13) ahora para las ecuaciones (3.19) y (3.20) que determinaran la selección del inversor para el segundo diseño.

$$I_{in} = \frac{Pt_{max}}{V_b} \quad \text{Ecuación 3. 19}$$

$$I_{in} = \frac{2421.2}{48}$$

$$I_{in} = 50.44 \text{ A}$$

En las ecuaciones (3.19) y (3.20) de la referencia [20], se adquieren los resultados para el dimensionamiento del regulador de carga, primero en (3.19) la corriente de entrada que tendrá el conjunto desde los módulos generadores hasta el conjunto de almacenamiento, posterior en (3.20) se encuentra la corriente de salida que presentará el conjunto.

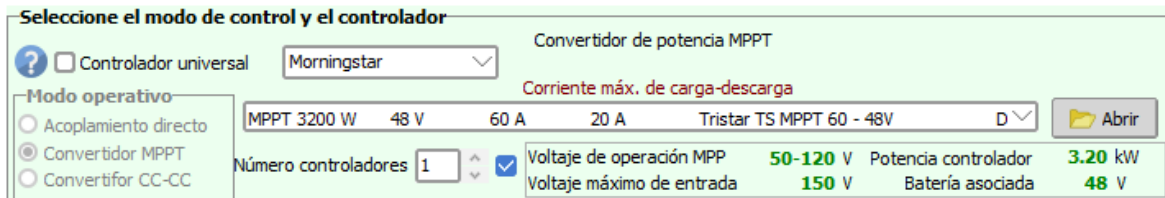
$$I_{out} = \frac{P_p * R_p}{V_b} * C_s \quad \text{Ecuación 3. 20}$$

$$I_{out} = \frac{500 * 2}{48} * 1.25$$

$$I_{out} = 20.83 \text{ A}$$

Una vez realizados los cálculos se obtiene que es necesario un inversor para una corriente de entrada de 50.44 A y como corriente de salida presente una capacidad de 20.83 A según lo obtenido en las ecuaciones (3.19) y (3.20) respectivamente.

*Figura 3. 26 Designación del regulador de carga para el sistema de generación.*



**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

En efecto se designa un regulador que cumpla con los parámetros de corrientes de entrada y salida calculados, para ello el software sugiere un regulador tipo MPPT a 48v con corrientes de 60 A y 20 A, de la marca Morningstar modelo Tristar TS MPPT, este tipo de regulador ayudara a obtener las máximas potencias propuestas por el conjunto de generación.

### 3.6.4. Dimensionamiento del Inversor DC/AC.

Aplicando la ecuación (3.21) de referencia [20] misma que fue antes usada en la ecuación (3.14) se obtiene la potencia media para el proceso de dimensionamiento del sistema para suplir la carga por vivienda de forma individual.

$$P_I = C_S * \left( \frac{P_C}{FP * R_{INV}} \right) \quad \text{Ecuación 3. 21}$$

$$P_I = 1.25 * \left( \frac{2283 \text{ W}}{0.85 * 0.95} \right)$$

$$P_I = 35.34 \text{ w}$$

En el caso del dimensionamiento del inversor se toma la potencia total de todo el conjunto que da un valor de 2283 W en el caso de que todos los electrodomésticos funcionen al mismo tiempo obteniendo el pico máximo, para el presente estudio se tomara en consideración que el voltaje de las baterías es de 48 v, dato que permite determinar el voltaje de entrada del inversor, por otra parte se dimensionara con el 10% más de la potencia mínima requerida.

*Figura 3. 27 Inversor Victron Phoenix.*



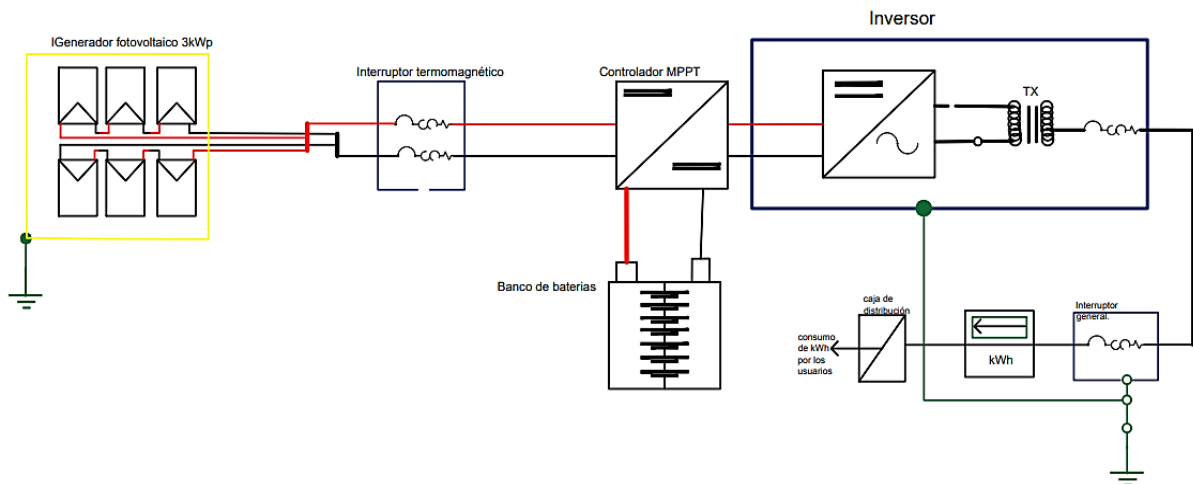
**Fuente:** Invt- Victron Phoenix (2022).

Se elige el inversor de la marca Victron Phoenix 48V 1200VA como se muestra en la figura 3.27, que presenta una potencia de pico máxima de 2400 W, este inversor presenta un alto índice de rendimiento al ser de tipo onda pura y con una potencia de arranque elevada que permitirá el cuidado de los electrodomésticos que utilizan corriente alterna para su

funcionamiento, sus características físicas le permiten trabajar en ambientes donde podrían verse afectados por cambios climáticos.

### 3.7. Diagrama Unifilar (Caso #2).

Figura 3. 28 Diagrama unifilar



Fuente: (AUTOCAD).

Elaborado por: María T. –Jean M (2022).

En la figura 3.28 se esquematiza el diagrama de conexiones para el circuito de generación del Caso 2, con sus respectivos elementos de generación como paneles, su conjunto de almacenamiento, inversor y controlador de carga, además de cada una de sus características.

### 3.8. Evaluación Financiera Caso 1.

Así mismo se realiza un breve bosquejo de los gastos por construcción, operación y mantenimiento que tendría la implementación del sistema de generación durante un determinado periodo, interviniendo así variables como costo de la energía producida por hora, precios de materiales que conforman el conjunto, para de esta manera poder determinar las ventajas y desventajas que podría presentar la inversión al proyecto de generación de energía para el sector La Virginia de la Ciudad de Quevedo.

Tabla 3. 10 Costos y precios unitarios del Conjunto FV.

ITEM	CANTIDAD	COSTO	TOTAL
Módulos PV LR5-66 HPH 500 M G2	64	\$ 261,82	\$ 16.756,48
Soporte para PFv	64	\$ 34,97	\$ 2.238,08
Baterías LifePo4 48v - 500ah.	24	\$ 980,63	\$ 23.535,12
Inversor	1	\$ 1.445,96	\$ 1.445,96
Controlador 48v - 1000W	6	\$ 1.089,99	\$ 6.539,94
<b>Otros Componentes</b>			
Accesorio, sujetadores.	256	\$ 2,51	\$ 642,56
Cableado	500	\$ 1,62	\$ 810,00
Caja de conexiones	3	\$ 163,44	\$ 490,32
Sistema de monitoreo	1	\$ 424,44	\$ 424,44
Pirómetro	1	\$ 147,09	\$ 147,09
Pararrayos	2	\$ 350,00	\$ 700,00
<b>Estudio y análisis</b>			
Ingeniería	1	\$ 300,00	\$ 300,00
Estudio Ambiental	1	\$ 200,00	\$ 200,00
Análisis Económico	1	\$ 200,00	\$ 200,00
<b>Instalación</b>			
Costo por instalación de paneles FV	64	\$ 13,72	\$ 878,08
Costo por instalación de controlador	6	\$ 15,33	\$ 91,98
Costo por instalación de baterías	24	\$ 15,33	\$ 367,92
Transporte	4	\$ 200,00	\$ 800,00
Costo por instalación de inversor	6	\$ 13,72	\$ 82,32
Puesta a tierra + instalación	1	\$ 215,66	\$ 215,66
<b>Costo por Terreno</b>			
Preparación del Terreno	1	\$ 860,00	\$ 860,00
<b>Seguros</b>			
Seguro de construcción	1	1800	\$ 1.800,00
<b>TOTAL</b>			<b>\$ 59.525,95</b>

Fuente: (Excel).

Elaborado por: María T. –Jean M (2022).

En la tabla 3.10 se muestran los gastos totales que tendrá el sistema con un precio de \$ 59.525,95 incluyendo gastos por mano de obra y mantenimiento del conjunto, mediante la fórmula se obtiene un precio referencial de \$0.10 ctv el kWh por energía consumida para cada uno de los clientes beneficiarios en horas punta y las demás horas, es decir se mantendrá un precio fijo.

*Tabla 3. 11 Costos estipulados según horarios de uso.*

ENERGIA			DEMANDA DEL USUARIO	
HORARIOS	8:00 - 22:00	22:00 - 8:00	88212	kWh/día
COSTO (USD/kWh)	0,10	0,10	Comercialización	

**Fuente:** (Excel).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

De manera simple se muestran los valores y costos en la tabla 3.11 por horarios que tendrá energía según el diseño elaborado en el software PVsyst, en donde para los horarios de 8:00 am a 22:00 pm la energía tendrá un costo de 0,10 ctvs el kWh, y para el horario comprendido entre 22:00 pm y 8:00 am se tendrá un costo de 0,10 ctvs por kWh de energía consumida, debido a que si se le aplica una tarifa variable a los usuarios los costos podrían incrementar de tal manera que no favorezcan a estos.

Tabla 3. 12 Costo de la energía anual.

<b>Promedio por Consumo de Energía (Anual - Mensual)</b>				
<b>Meses</b>	<b>Energía Requerida (kWh)</b>	<b>U\$/kWh</b>	<b>Total</b>	<b>Pago mensual por Vivienda</b>
Enero	2735	0,10	\$ 273,50	\$ 22,79
Febrero	2470	0,10	\$ 247,00	\$ 20,58
Marzo	2735	0,10	\$ 273,50	\$ 22,79
Abril	2646	0,10	\$ 264,60	\$ 22,05
Mayo	2735	0,10	\$ 273,50	\$ 22,79
Junio	2646	0,10	\$ 264,60	\$ 22,05
Julio	2735	0,10	\$ 273,50	\$ 22,79
Agosto	2735	0,10	\$ 273,50	\$ 22,79
Septiembre	2646	0,10	\$ 264,60	\$ 22,05
Octubre	2735	0,10	\$ 273,50	\$ 22,79
Noviembre	2646	0,10	\$ 264,60	\$ 22,05
Diciembre	2735	0,10	\$ 273,50	\$ 22,79
<b>Gasto Anual (U\$/kWh)</b>			<b>\$ 3.219,90</b>	<b>\$ 268,33</b>

**Fuente:** (Excel).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

De acuerdo con los valores económicos del consumo por vivienda mensualmente, tomando como datos la energía requería mensual por el sistema de generación para los 12 meses para una hora solar pico baja de 3.13, esto quiere decir que los valores podrían mucho más bajos según varíen los meses y sus estaciones, otro de los datos aplicados en la tabla 3.12 es el costo de la energía en kWh que es de 0.10 ctvs., obteniendo así los valores por mes para las 12 casa con un costo de energía anual de \$ 268.33 dólares, mientras que para cada uno de los usuarios se tiene un costo promedio mensual de \$ 22,66.

### 3.8.1. Principios a evaluar en el Proyecto

Algunos de las variables a evaluarse para determinar la confiabilidad del proyecto durante los 25 años que promedian de vida útil las placas solares, se detallan a continuación, aplicando ecuaciones recomendadas en el estudio realizado por Carolina-Uzcátegui, Bladimir-Pozo, María-Espinoza, Angeline Beltrán (2018) [22].

**Nota:** Mientras que otro de los puntos importantes en considerar son los años de vida útil del inversor y controlador con promedios de 20 años cada uno. En caso de presentar

imperfectos es conveniente contar un presupuesto para solución del mismo, si el inversor o alguno de los controladores falla es recomendable contar con una reserva económica de al menos \$3.000, costo que permitirá reemplazar alguno de ellos sin problema.

### 3.8.1.1. Flujo de Efectivo

El flujo de efectivo o flujo de caja presenta las diferencias que tendrán la entrada y salida de efectivo durante un periodo de tiempo, permitiendo conocer cuál será la liquidez que proporcionaría la implementación del proyecto, dando a conocer también si el diseño tendría necesidades de financiación.

Para determinar el flujo de caja se aplicara la ecuación expuesta en (3.22) siendo: *Fe* Flujo de efectivos acumulados, *Ingresos* el reembolso para los inversionistas y los *Egresos* los gastos de la implementación.

$$Fe = Ingresos - Egresos$$

*Ecuación 3. 22*

*Tabla 3. 13 Costos por mantenimiento.*

<b>Inversión</b>	\$	<b>59.525,95</b>
<b>Ingresos</b>		\$ 3.219,90
Ventas		\$ 3.219,90
<b>Egresos</b>		<b>\$ 2.000,00</b>
<b>Mantenimiento</b>		<b>\$ 2.000,00</b>
Salarios		\$ 400,00
Reparaciones		\$ 400,00
Limpieza		\$ 200,00
Reemplazo de baterías		\$ 1.000,00

**Fuente:** (Excel).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

Para la tabla 3.13 se describen los costos unitarios que tendría el proyecto al realizarse mantenimientos de forma semestral, como es el caso de limpieza de los módulos con un presupuesto de \$200, mientras que en el caso de darse el reemplazo de batería se estipula un valor de \$1000 que pueda suplir este inconveniente.

Tabla 3. 14 Flujo de efectivo del Casi 1.

Periodo Por Año	Efectivo	Flujo Acumulado	Periodo	Efectivo	Flujo Acumulado
0	(\$ 59.526)	(\$ 59.525,95)	13	\$ 5.329,45	\$ (25.321,72)
1	\$ 1.219,90	\$ (58.306,05)	14	\$ 6.058,84	\$ (19.262,88)
2	\$ 1.471,89	\$ (56.834,16)	15	\$ 6.868,04	\$ (12.394,84)
3	\$ 1.077,45	\$ (55.756,71)	16	\$ 7.765,27	\$ (4.629,57)
4	\$ 1.324,45	\$ (54.432,26)	17	\$ 8.759,59	\$ 4.130,02
5	\$ 1.601,03	\$ (52.831,22)	18	\$ 9.860,97	\$ 13.990,99
6	\$ 1.910,31	\$ (50.920,91)	19	\$ 11.080,38	\$ 25.071,37
7	\$ 2.255,74	\$ (48.665,16)	20	\$ 12.429,89	\$ 37.501,25
8	\$ 2.641,12	\$ (46.024,04)	21	\$ 13.922,80	\$ 51.424,05
9	\$ 3.070,63	\$ (42.953,41)	22	\$ 15.573,75	\$ 66.997,81
10	\$ 3.548,88	\$ (39.404,53)	23	\$ 17.398,85	\$ 84.396,66
11	\$ 4.080,94	\$ (35.323,59)	24	\$ 19.415,84	\$ 103.812,50
12	\$ 4.672,42	\$ (30.651,17)	25	\$ 21.644,21	\$ 125.456,71

**Fuente:** (Excel).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

Una vez aplicado el flujo de caja a los valores económicos del proyecto, como dicta la ecuación (3.22) de la referencia [23], con una inversión por costos de equipos e instalación de \$ 59.525,95, otro punto son los ingresos por venta de energía anual de \$ 3.219,90 a 0.10 ctvs el kWh, por otra parte se propone un egreso anual de \$ 2.000 el mismo que incluye la limpieza y mantenimiento de las células solares y demás elementos del conjunto de generación, un respaldo de \$ 1.000 para el remplazo de batería de presentarse el caso. Entre la tabla 3.14 del presente flujo de caja también se incluye una inflación del 3.5% para los egresos anualmente según lo expuesto en Índice de precios al consumidor (2022), el impuesto al valor agregado IVA es del 0% aplicado por el SRI Servicio de Rentas Internas para las comercialización de energía eléctrica [24].

### 3.8.1.2. VAN

Mediante el Valor Actual Neto siendo este mayor a 0 se deduce que un proyecto de acuerdo con los años de plazo estimado será de o no viable y se podrá recuperar la inversión, y mantener beneficios económicos durante su periodo de operación, se toma referencia de la ecuación (3.23) propuesta por Darío García - Ingeniería Económica 2016 [23]. En donde  $BNt$  es el beneficios netos del periodo (t),  $I$  la tasa de descuento,  $I_0$  es la inversión en el periodo cero y  $N$  vida útil del proyecto.

- El VAN es positivo: El proyecto es viable, se obtendrá una ganancia respecto a la inversión.
- El VAN es negativo: El proyecto no es viable.
- El VAN es igual a cero: Es indistinto ejecutar el proyecto.

$$VAN = \sum_{t=0}^n \left( \frac{BNt}{(1+i)^t} - I_0 \right)$$

Ecuación 3. 23

Tabla 3. 15 Calculo del VAN.

Función Excel	
VAN	\$ 125.456

Fórmula matemática	
VAN	\$ 139.380

Fuente: (Excel).

Elaborado por: María T. –Jean M (2022).

Se calcula el VAN mediante dos formas; el método función rápida de Excel y de forma manual aplicando la ecuación (3.23), y se obtiene que el valor actual neto para una vez que se cumplan el periodo de operación de 25 años será de \$ 125.456 aplicando el primer método, por otro lado con la ecuación convencional se obtiene \$ 139.380 una cantidad aun mayor que lo visto anterior, se elige el valor de la función rápida ya que coincide con el valor calculado en el flujo de caja para el año 25.

### 3.8.1.3. TIR

En cuanto a la Tasa Interna de Retorno, indica el porcentaje en el que la inversión será recuperada para un determinado periodo de tiempo, siendo así que mientras más baja sea la

tasa mayores beneficios obtendrá el inversor, se aplica la formula (3.24) de Darío García - Ingeniería Económica 2016 de la referencia [23]. Siendo  $BN_t$  es el beneficios netos del periodo (t),  $I$  la tasa de descuento,  $I_0$  es la inversión en el periodo cero y  $N$  vida útil del proyecto.

$$TIR = \sum_t^n \left( \frac{BN_t}{(1+i)^t} - I_0 \right) = 0 \quad \text{Ecuación 3. 24}$$

**TIR > COK:** Si el TIR es mayor al costo de oportunidad del capital, el proyecto debe ser aceptado.

**TIR = COK:** Si la TIR es igual al costo de oportunidad sera indiferente realizar la inversion, puesto que se tendra la misma rentabilidad.

**TIR < COK:** Si el TIR es menor al costo de oportunidad de l capital el proyecto debe ser rechazado.

*Tabla 3. 16 Calculo de la Tasa interna de recuperación.*

Función Excel	
TIR	7%

**Fuente:** (Excel).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

En cuanto a la tasa interna de retorno se tiene que será del 7% anual, permitiendo así aceptar la rentabilidad del proyecto al no ser un porcentaje elevado.

#### **3.8.1.4. PRI**

El propósito del Periodo de Recuperación de la Inversión es medir el tiempo en que el proyecto podrá recibir el total de la inversión realizada, el mismo que realiza cálculos exactos de los años, meses y días en que se dé el periodo de recuperación [23]. En donde  $a$  es igual al año inmediato anterior en que se recupera la inversión 23,  $b$  la inversión inicial \$ (59.525,94),  $c$  el flujo de efectivo acumulado del año inmediato anterior en el que se recupera

la inversión \$ 6.058,84 y  $d$  que es el flujo de efectivo del año en el que se recupera la inversión \$ 6.868,04.

$$PRI = a + \left( \frac{b - c}{d} \right) = 13,461 \text{ años} \quad \text{Ecuación 3. 25}$$

Se tiene que mediante la ecuación (3.25) de la referencia [23], los años de recuperación serían de 13.4 años para un periodo de 25 años siendo así que el 53.6% del tiempo de operación se aplicara la recuperación de la inversión total.

### **3.9. Evaluación Financiera Caso 2.**

En el presente Caso 2 se evaluara la viabilidad económica aplicando los precios referenciales que se usaron para el Caso 1, al igual se emplearan las fórmulas de VAN, TIR y PRI para deducir sus ingresos y el tiempo en que se recuperara estos.

Tabla 3. 17 Costos por equipos e instalación del Caso 2.

ITEM	CANTIDAD	COSTO	TOTAL
Módulos PV LR5-66 HPH 500 M G2	6	\$ 261,82	\$ 1.570,92
Soporte para PFv	6	\$ 36,77	\$ 220,62
Baterías LifePo4 48v - 500ah.	2	\$ 980,63	\$ 1.961,26
Inversor	1	\$ 400,00	\$ 400,00
Controlador 48v - 1000W	1	\$ 500,00	\$ 500,00
<b>Otros Componentes</b>			
Accesorio, sujetadores.	24	\$ 2,51	\$ 60,24
Cableado	42	\$ 1,62	\$ 68,04
Caja de conexiones	1	\$ 163,44	\$ 163,44
Sistema de monitoreo	1	\$ 324,44	\$ 324,44
Pirómetro	1	\$ 130,09	\$ 130,09
Pararrayos	1	\$ 90,00	\$ 90,00
<b>Estudio y análisis</b>			
Ingeniería	1	\$ 100,00	\$ 100,00
Estudio Ambiental	1	\$ 50,00	\$ 50,00
Análisis Económico	1	\$ 50,00	\$ 50,00
<b>Instalación</b>			
Costo por instalación de paneles FV	6	\$ 13,72	\$ 82,32
Costo por instalación de controlador	1	\$ 13,72	\$ 13,72
Costo por instalación de baterías	2	\$ 13,25	\$ 26,50
Transporte	1	\$ 100,00	\$ 100,00
Costo por instalación de inversor	1	\$ 15,33	\$ 15,33
Ajuste	1	\$ 100,00	\$ 100,00
Puesta a tierra + instalación	1	\$ 55,00	\$ 55,00
<b>Costo por Terreno</b>			
Preparación del Terreno	1	\$ 75,00	\$ 75,00
<b>TOTAL</b>			<b>\$ 6.156,92</b>

Fuente: (Excel).

Elaborado por: María T. –Jean M (2022).

Tabla 3. 18 Presupuesto de mantenimiento Caso 2.

<b>Ingresos</b>		\$ 268,00
Ventas		\$ 268,00
<b>Egresos</b>		\$ 351,23
<b>Mantenimiento</b>		\$ 351,23
Salarios		\$ 50,00
Reparaciones		\$ 100,00
Limpieza		\$ 30,00
Reemplazo de baterías		\$ 171,23

Fuente: (Excel).

Elaborado por: María T. –Jean M (2022).

Se muestran en las tablas 3.17 y 3.18 los costos por construcción y mantenimiento respectivamente que tendría la implementación del diseño individual para cada una de las viviendas, siendo los egresos anuales alrededor de \$351,23, en donde constan el reemplazo de batería si es el caso necesario.

Tabla 3. 19 Costos por energía consumida por mes.

<b>Promedio por Consumo de Energía (Anual - Mensual)</b>			
<b>Meses</b>	<b>Energía Requerida kWh</b>	<b>U\$/kWh</b>	<b>Total</b>
Enero	227,6	0,10	\$ 22,76
Febrero	205,6	0,10	\$ 20,56
Marzo	227,6	0,10	\$ 22,76
Abril	220,3	0,10	\$ 22,03
Mayo	227,6	0,10	\$ 22,76
Junio	220,3	0,10	\$ 22,03
Julio	227,6	0,10	\$ 22,76
Agosto	227,6	0,10	\$ 22,76
Septiembre	220,3	0,10	\$ 22,03
Octubre	227,6	0,10	\$ 22,76
Noviembre	220,3	0,10	\$ 22,03
Diciembre	227,6	0,10	\$ 22,76
<b>Gasto Anual (U\$/kWh)</b>			<b>\$ 268,00</b>

Fuente: (Excel).

Elaborado por: María T. –Jean M (2022).

Tabla 3. 20 Flujo de caja acumulado.

PERIDODO por AÑO	EFFECTIVO	FLUJO ACUMULADO	PERIDODO	EFFECTIVO	FLUJO ACUMULADO
0	(\$ 6.157)	(\$ 6.156,92)	13	\$ (460,64)	\$ (11.268,63)
1	\$ (328,90)	\$ (6.485,82)	14	\$ (472,21)	\$ (11.740,83)
2	\$ (338,96)	\$ (6.824,77)	15	\$ (483,72)	\$ (12.224,56)
3	\$ (349,22)	\$ (7.174,00)	16	\$ (495,14)	\$ (12.719,70)
4	\$ (359,69)	\$ (7.533,69)	17	\$ (506,41)	\$ (13.226,10)
5	\$ (370,35)	\$ (7.904,03)	18	\$ (517,46)	\$ (13.743,57)
6	\$ (381,18)	\$ (8.285,21)	19	\$ (528,23)	\$ (14.271,80)
7	\$ (392,19)	\$ (8.677,40)	20	\$ (538,65)	\$ (14.810,45)
8	\$ (403,34)	\$ (9.080,74)	21	\$ (548,63)	\$ (15.359,08)
9	\$ (414,63)	\$ (9.495,37)	22	\$ (558,06)	\$ (15.917,14)
10	\$ (426,03)	\$ (9.921,40)	23	\$ (566,85)	\$ (16.483,99)
11	\$ (437,52)	\$ (10.358,92)	24	\$ (574,87)	\$ (17.058,86)
12	\$ (449,07)	\$ (10.807,98)	25	\$ (582,00)	\$ (17.640,86)

**Fuente:** (Excel).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

En las tablas 3.17 se presenta el costo total por elementos del sistema además de su respectiva instalación, mientras que en la tala 3.19 constan los costos por energía suministrada al usuario por mes y de forma anual de acuerdo con los niveles de energía requerida por el usuario, que se encuentran propuestos por el software PVsyst. Por otro lado en la tabla 3.20 se presenta el flujo de caja para los 25 años de operación que tendría en sistema dando resultados improductivos para el diseño.

Tabla 3. 21 Cálculo en Excel y de forma manual.

Función Excel	
VAN	(\$ 17.640,86)
Fórmula matemática	
VAN	(\$ 18.189)

**Fuente:** (Excel).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

Una vez realizado los cálculos mediante las formulas mencionadas anteriormente (3.23), (3.24) y la ecuación (3.25), se obtiene que para la evaluación mediante la función rápida en Excel se tendrá un valor de recuperación de \$ 17.640,86 una vez pasado los 25 años, por otra

parte con la ecuación (3.23) se tiene que la recuperación será de \$ 18.189 con un margen de error del 3%.

En cuanto a la Tasa Interna de Retorno para este diseño se tienen datos negativos y desfavorables para la propuesta, por razones evidentes en el presente flujo de caja, en donde no existe recuperación sino por el contrario pérdidas.

Ya teniendo los valores anteriores se deduce al cálculo del PRI para el diseño del Caso 2, en donde da como resultado un periodo de 34,75 años para poder recuperar los \$ 6.156,92 de inversión para el conjunto fotovoltaico.

**CAPÍTULO IV**  
**RESULTADOS Y DISCUSION**

#### 4.1. Resultados del Diseño en PVsyst Caso 1.

A continuación se presentan los resultados que se obtuvieron del dimensionamiento del sistema de generación en software PVsyst, tales como número de células que conformaran el sistema hasta los años de recuperación de la inversión propuesta.

Figura 4. 1 Capacidades estimuladas por el software.

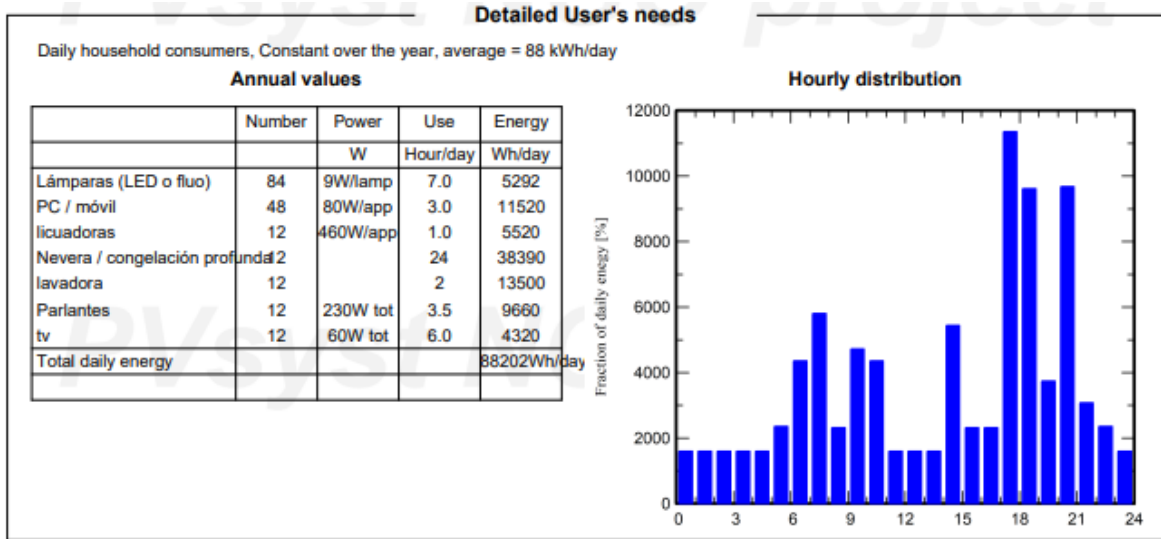
Parámetros de simulación		Generador FV	
Proyecto	LA VIRGINIA TESIS	Módulos FV	LR5-66 HPH 500 M G2
Sitio	Hacienda La Violeta (LA VIRGINIA)	Potencia nominal	32.0 kWp
Tipo sistema	Independiente	Voltaje MPP	37.8 V
Simulación	01/01 al 31/12 (Datos meteo genéricos)	Corriente MPP	13.2 A
		Batería:	KBM216_2P13S 5000Ah
		Voltaje de batería	48 V
		Capacidad total	12000 Ah

**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

El programa presenta un resumen de las capacidades nominales a las que debe trabajar el sistema dimensionado para suplir la carga de las 12 viviendas que conforman el sector de la “La Virginia” en la ciudad de Quevedo, en la figura 4.1 se describen estas magnitudes tales como potencia nominal de las placas solares de 32 kWp, su voltaje a máxima potencia de 37.8v al igual que la corriente en máxima potencia de 13.2A, que trabajara con un conjunto de baterías de 48v cada una.

Figura 4. 2 Energía requerida por el usuario.

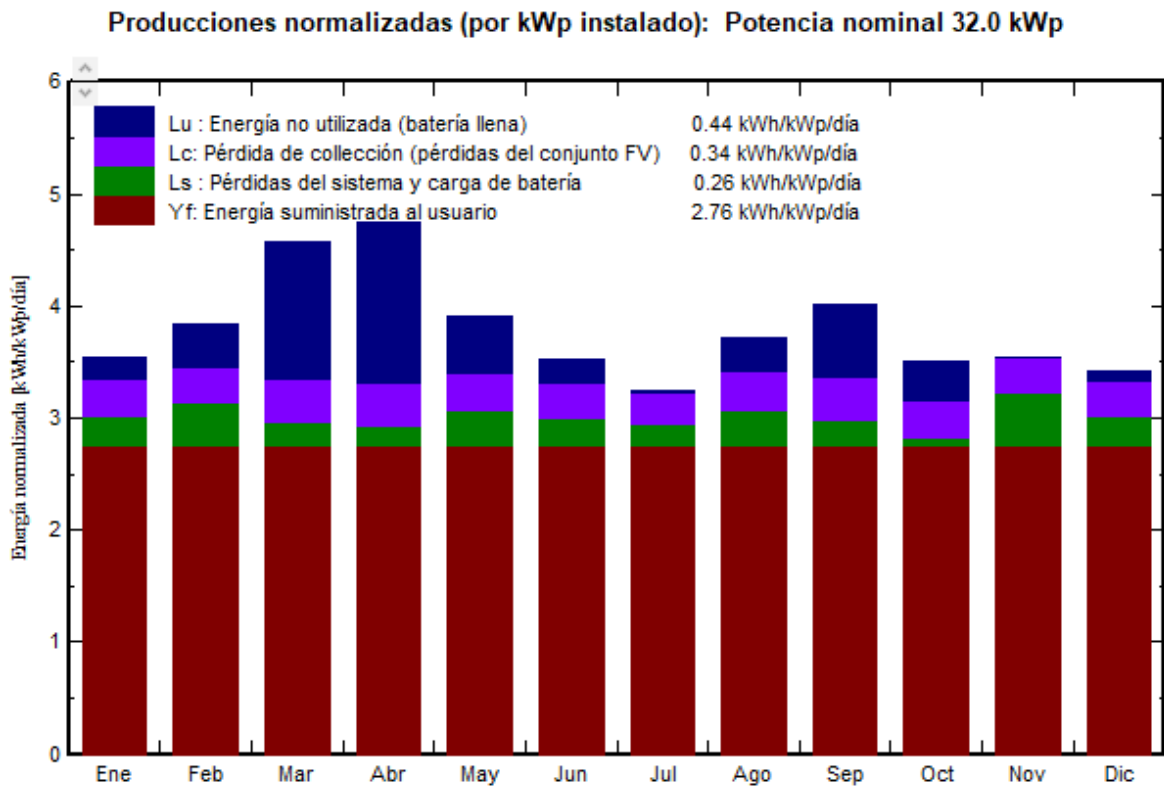


**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

Dentro de la figura 4.2 se detalla el uso de la energía por hora del día con respecto a los usuarios y su carga estipulada, al mismo tiempo se resaltan los picos de horas máximas de consumo que tendrán las viviendas siendo de 18:00 pm a 21:00 pm, debido al uso de más artefactos eléctricos en ese intervalo de tiempo, para las horas de 7:00 am a 12:00 am se realizara un consumo menor por las horas de limpieza y elaboración de alimentos en las familias que conforman el sector.

Figura 4. 3 Datos resultantes de energía producida por el sistema de generación.



**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

Para la figura 4.3 el sistema refleja los porcentajes útiles y los porcentajes de pérdidas que tendrá el sistema durante su estado de operación en donde la energía no utilizada durante el día será 0.44k Wh/kWp/día, que es equivalen a un 1.15% sobre el total de la energía generada, fenómeno que se tendrá cuando las baterías se encuentren en su estado máximo de acumulación durante un periodo de 24h.

Tabla 4. 1 Resumen de resultados.

Coeficientes de Rendimiento Normalizados								
Meses	Yr kWh/m <sup>2</sup> /día	Lu proporción	Yu kWh/kWp/día	Lc proporción	Ya kWh/kWp/día	Ls proporción	Yf kWh/kWp/día	PR proporción
Enero	3,53	0,189	3,53	0,513	3,02	0,265	2,76	0,780
Febrero	3,84	0,390	3,84	0,702	3,14	0,386	2,76	0,717
Marzo	4,57	1,221	4,57	1,600	2,97	0,211	2,76	0,604
Abril	4,75	1,427	4,75	1,819	2,93	0,173	2,76	0,581
Mayo	3,91	0,507	3,91	0,833	3,07	0,318	2,76	0,706
Junio	3,52	0,205	3,52	0,512	3,01	0,25	2,76	0,783
Julio	3,24	0,022	3,24	0,301	2,94	0,185	2,76	0,850
Agosto	3,72	0,3	3,72	0,643	3,08	0,321	2,76	0,741
Septiembre	4,01	0,633	4,01	1,017	2,99	0,232	2,76	0,688
Octubre	3,5	0,343	3,5	0,681	2,82	0,067	2,76	0,786
Noviembre	3,55	0,000	3,55	0,326	3,22	0,464	2,76	0,777
Diciembre	3,42	0,081	3,42	0,403	3,01	0,258	2,76	0,806
<b>Año</b>	<b>3,797</b>	<b>0,443</b>	<b>3,797</b>	<b>0,779</b>	<b>3,017</b>	<b>0,261</b>	<b>2,760</b>	<b>0,735</b>

**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

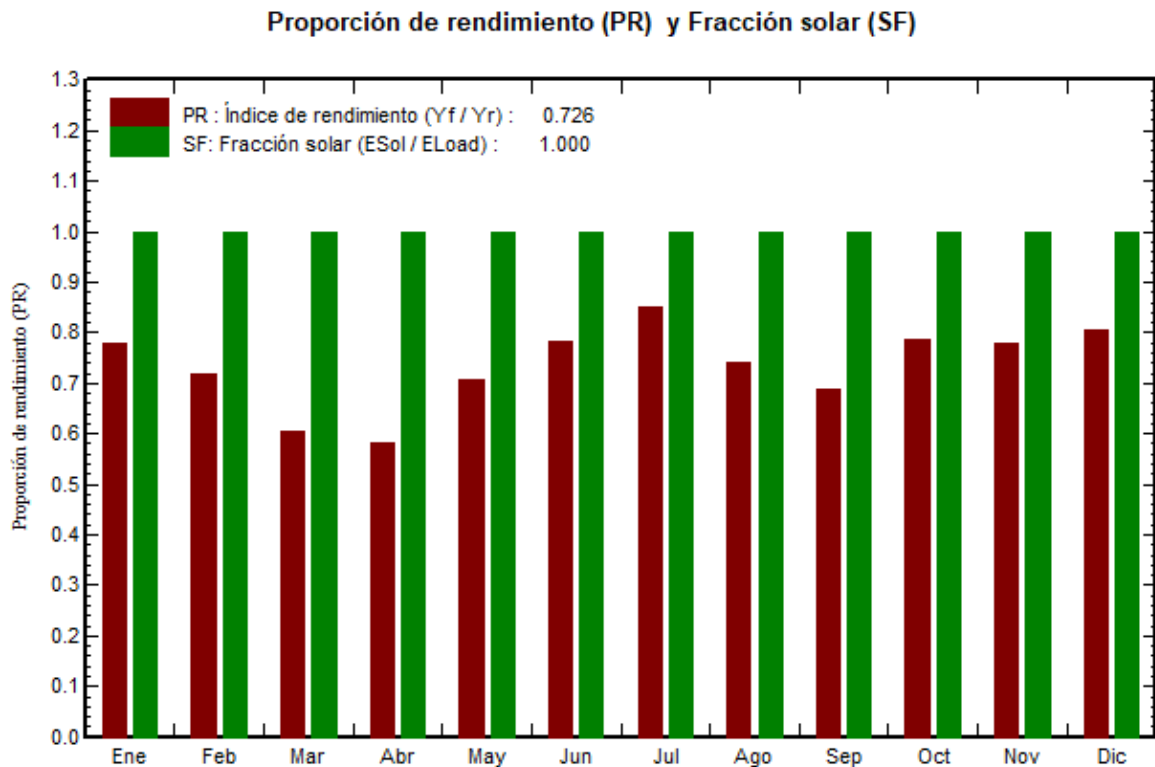
**Leyendas:**

- **Yr:** Energía incidente de referencia en plano recep.
- **Lu:** Pérdidas normalizadas sin usar (batería llena)
- **Yu:** Producción potencial normalizada.
- **Lc:** Pérdidas del consumo normalizado
- **Ya:** Producción del conjunto normalizada
- **Ls:** Pérdidas normalizadas del sistema
- **Yf:** Producción normalizada del sistema
- **Pr:** Proporción de rendimiento.

Dentro de las pérdidas por llenado total de los acumuladores que se encuentran en la tabla 4.1, para el mes de Julio se presenta una pérdida proporcional dejando así una eficiencia de rendimiento del 85% durante los días de este mes, al igual que en el mes de Diciembre con el 80% siendo así los meses con los más altos rendimientos, mientras que para los meses de Marzo y Abril con porcentajes de 60% y 58% respectivamente siendo estos los meses de menor incidencia solar en el área de estudio.

En cuanto al rendimiento de la energía producida normalizada de la tabla de la tabla 4.1 en el apartado (Ls), para los meses de más alto rendimiento y menor se tiene presente a los meses de Febrero y Julio, se muestran los meses con los mayores y menores porcentajes de pérdidas dando así resultados de 38% y 13%, que si se suman a los porcentajes del apartado (PR) se evidencia que las pérdidas son proporcionadas gracias al sobredimensionamiento aplicado del 10%.

Figura 4. 4 Resultados del dimensionamiento.



**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

El presente diagrama de barras de la figura 4.4 muestra de que manera influye la radiación solar en el rendimiento del sistema, recordando que este se encuentra con un 10% de sobredimensionamiento por ende se refleja un desbalance en las fracciones solares que presentan cada uno de los meses del año con respecto al rendimiento que tendrá el sistema de generación al no almacenar ciertos niveles de energía.

Tabla 4. 2 Balances de Energía en kWh.

Balances y Resultados Principales								
Meses	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac proporción
Enero	121,6	105,9	3028	188	0,000	2734	2734	1,000
Febrero	115,6	104,500	3033	349	0,000	2470	2470	1,000
Marzo	146,1	138	4030	1212,000	0,000	2734	2734	1,000
Abril	140,6	139,3	4055	1369	0,000	2646	2646	1,000
Mayo	116,2	118	3400	502	0,000	2734	2734	1,000
Junio	99,7	102,5	2931	197	0,000	2646	2646	1,000
Julio	96,9	97,7	2777	22	0,000	2734	2734	1,000
Agosto	113	112,2	3194	297	0,000	2734	2734	1,000
Septiembre	122	116,8	3331	608	0,000	2646	2646	1,000
Octubre	114,8	105,3	2986	341	0,000	2734	2734	1,000
Noviembre	116,8	103,3	2921	0	0,000	2646	2646	1,000
Diciembre	118,4	102,3	2905	80	0,000	2734	2734	1,000
<b>Año</b>	<b>1421,7</b>	<b>1345,8</b>	<b>38591,0</b>	<b>5165,0</b>	<b>0,000</b>	<b>32192,0</b>	<b>32192,0</b>	<b>1,0</b>

**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

**Leyendas:**

- **GlobHor:** Irradiación horizontal global
- **GlobEff:** Global efectivo, corr para IAM y sombreados
- **E-Avail:** Energía solar disponible
- **Eunused:** Energía no utilizada (batería llena)
- **E\_Miss:** Energía faltante
- **E\_User:** Energía suministrada al usuario
- **E\_Load:** Necesidad energética del usuario (Carga)
- **SolFrac:** Fracción solar (Eutilizada / Ecarga)

De la variable SolFrac mostrada en la tabla 4. 2 proporcionada por el programa PVsyst se diferencia las cantidades teniendo como referencia que 1 equivale al 100% de la energía receptada por el sistema que durante el año, se muestran resultados totalmente positivos al obtener que el 100% de la energía proporcionada por el sol será aprovechamiento por el diseño propuesto, permitiendo que la demanda calculada para las 12 viviendas pueda ser

suplida en su totalidad durante el periodo de operación que tenga el sistema una vez implementado.

*Tabla 4. 3 Uso de la energía Caso 1.*

<b>Balances y Resultados Principales</b>						
<b>Meses</b>	<b>EArray kWh</b>	<b>E_Load kWh</b>	<b>E_User kWh</b>	<b>SolFrac proporción</b>	<b>T_LOL Hora</b>	<b>Pr_LOL %</b>
Enero	2997	2734	2734	1,000	0	0,00
Febrero	2815	2470	2470	1,000	0	0,00
Marzo	2943	2734	2734	1,000	0	0,00
Abril	2812	2646	2646	1,000	0	0,00
Mayo	3049	2734	2734	1,000	0	0,00
Junio	2886	2646	2646	1,000	0	0,00
Julio	2918	2734	2734	1,000	0	0,00
Agosto	3053	2734	2734	1,000	0	0,00
Septiembre	2869	2646	2646	1,000	0	0,00
Octubre	2801	2734	2734	1,000	0	0,00
Noviembre	3091	2646	2646	1,000	0	0,00
Diciembre	2991	2734	2734	1,000	0	0,00
<b>Año</b>	<b>35225,0</b>	<b>32192,0</b>	<b>32192,0</b>	<b>1,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,00</b>

**Fuente:** (PVsyst).

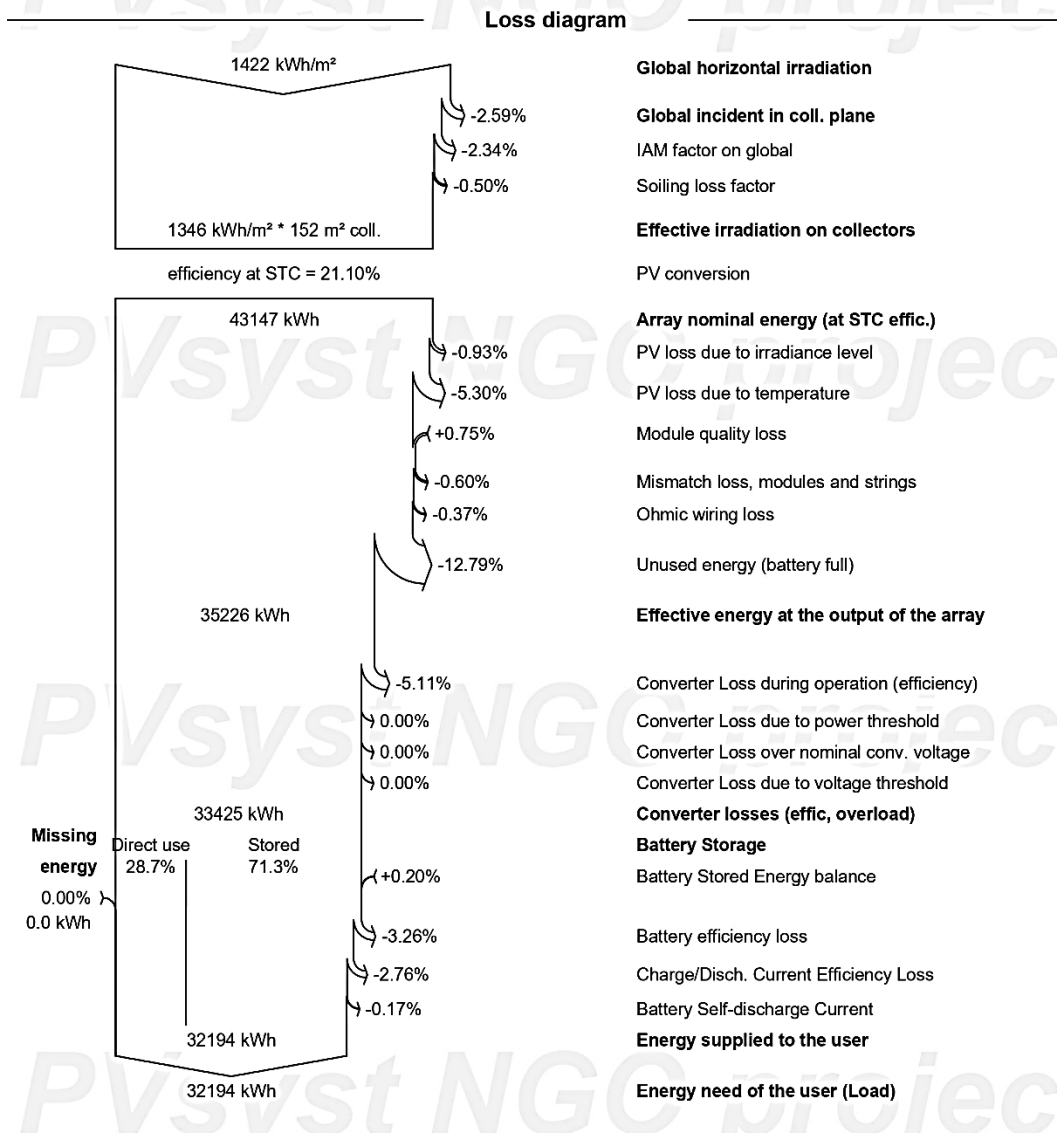
**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

**Leyendas:**

- **E-Array:** Energía efectiva a la salida del conjunto
- **E-Load:** Necesidad energética del usuario (carga)
- **E\_User:** Energía suministrada al usuario
- **SolFrac:** Fracción solar (Eutilizada / Ecarga)
- **T-LOL:** Duración de la "Perdida de carga"
- **Pr-LOL:** Probabilidad de "perdida de carga"

En la tabla 4.3 se detalla el uso de la energía por parte de los usuarios, la energía suministrada al usuario por parte del sistema fotovoltaico, también se puede apreciar la probabilidad de carga y el tiempo por el cual se pierde, se evidencia que la carga será suplida en cada uno de los meses del año, ya que el sistema generará un pequeño porcentaje más de lo necesario para evitar días con desabastecimiento energético en la zona.

Figura 4. 5 Diagrama de pérdidas.



Fuente: (PVsyst).

Elaborado por: María T. –Jean M (2022).

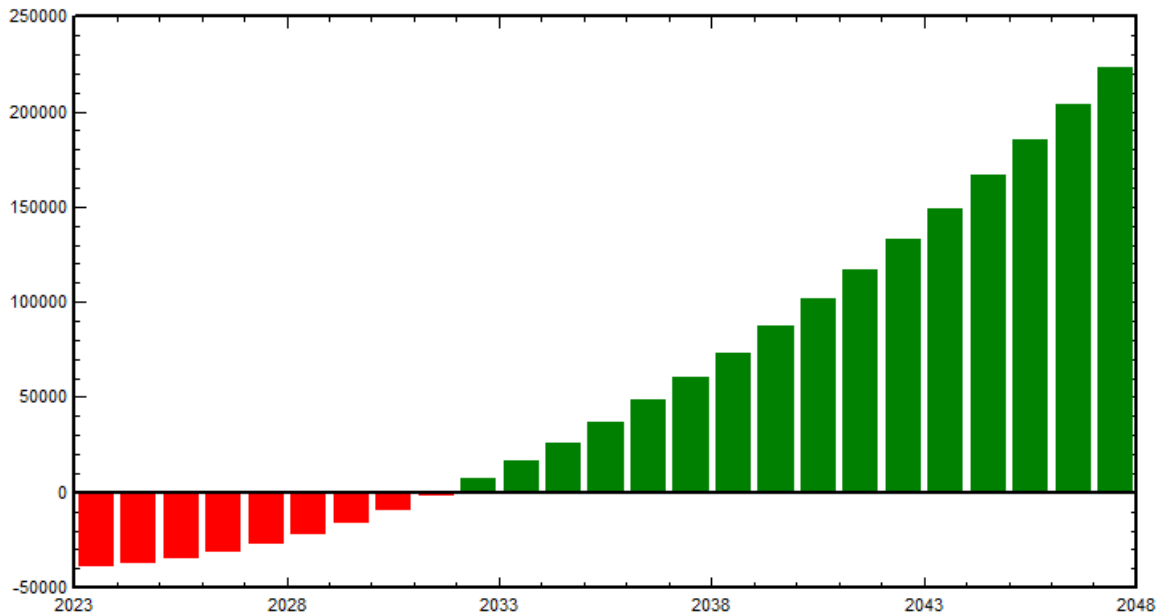
Mediante el diagrama de pérdidas de la figura 4.5 se encuentra que el 71.3% de energía generada por el diseño propuesto será almacenada para que se pueda usar en las horas en que no exista radiación solar, mientras que el otro 28.7% de la energía será de uso directo en cada una de las viviendas en las que el diseño debe suplir la demanda de consumo.

#### 4.2. Resultados del Análisis Económico en PVsyst Caso 1.

Los resultados más importantes para los inversionistas privados o el propio estado por medio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables

(ARCERNNR) quienes podrían ejecutar este tipo de proyectos, son el período de recuperación, el valor presente neto, y el índice de retorno de la inversión. En este apartado se resume la rentabilidad del sistema FV, otro de los factores que se estimara son las cuentas anuales entre los costos definidos en el apartado de Costos de instalación y operación, así como los ingresos acordes a la estrategia de precios del kWh que se definió en la parte de Tarifas.

*Figura 4. 6 Flujo de Caja acumulativo.*



**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

Para que este sistema fotovoltaico se lleve a cabo y sea puesto en marcha se realizó un análisis económico con el objetivo de conocer que tan factible es colocar dicho sistema en funcionamiento. Pues bien, en la figura 4.6 representa el flujo de caja acumulativo durante los años de funcionamiento del sistema en este caso 25 años, las barras rojas son la inversión hecha y las barras verdes las ganancias generadas tras la operación del SFV. Los costes de instalación, compras de paneles, baterías, controlador, mano de obra por mantenimiento son parte de la inversión.

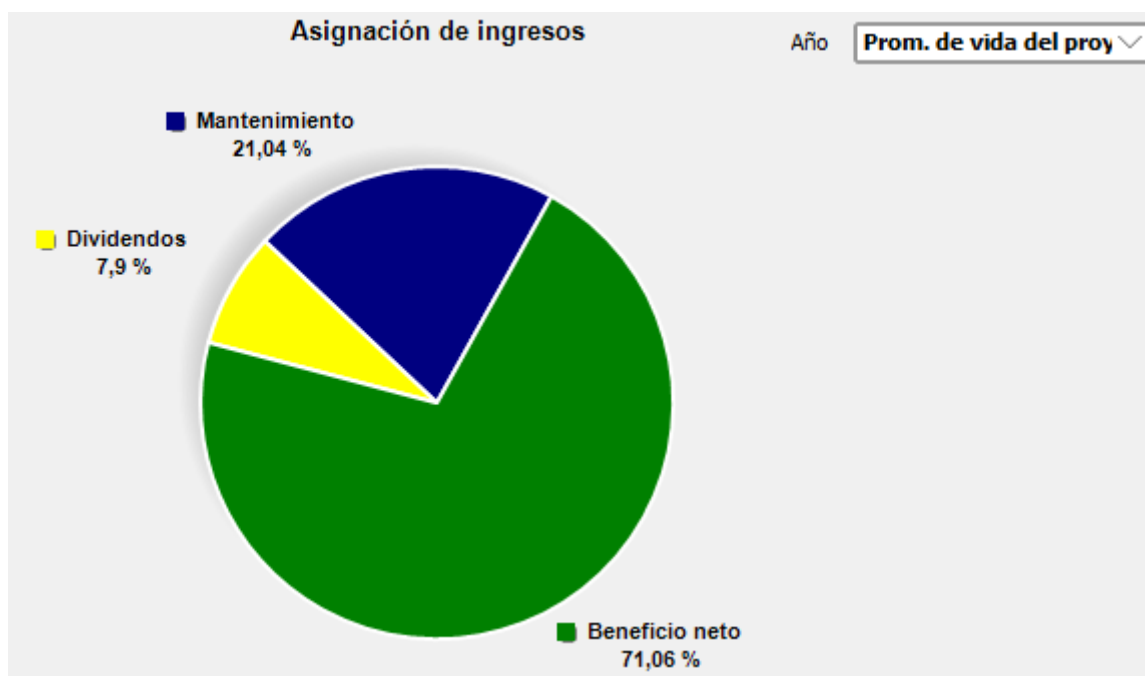
El monto que se desembolsaría para el SFV es de \$ 59.525,95 recordando que será un sistema con la capacidad de abastecer a 12 hogares en conjunto, los resultados de este análisis económico partiendo del flujo de caja acumulativo, teniendo en cuenta que en el año actual entra en operación el sistema, el período de recuperación de inversión es de 13.4 años,

después de ese tiempo los ingresos por ganancia se irán incrementando hasta llegar al 2028 año en el cual se hizo la estimación, otro de los parámetros a tener en cuenta es el costo de operación anual \$3,115.99, sabiendo que los usuarios son de recursos limitados recurrimos a una tarifa de 0.10 ctv/kWh que no está lejana a la tarifa comercial de la energía convencional que usamos a diario en el sector residencial de 0.092 ctv/kWh.

#### 4.2.1. Asignación de ingresos

El porcentaje global de ingresos para el sistema fotovoltaico off grid presentado en un promedio de vida del proyecto se muestra a continuación en la figura 4.7.

Figura 4. 7 Asignación de ingresos en un promedio de años de acuerdo con la vida útil del sistema FV



**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

En el gráfico se presentan tres puntos importantes que definen los ingresos asignados en porcentajes tomando en cuenta el promedio en años de la vida útil del proyecto, la parte del mantenimiento para el sistema se tiene un 21,04% es el porcentaje con mayor asignación sin contar con el beneficio neto ya que este sería las ganancias dadas de la diferencia entre los gastos y los ingresos luego de eso se descuentan los impuestos y solo quedaría el beneficio neto tal como se puede observar en el gráfico circular. Para la parte de ganancias se obtendrá un beneficio neto del 71,06%, cual es el porcentaje de ganancias que se tendrá en un futuro

del proyecto una vez implementado, se encuentra la parte de dividendos donde se otorga un 7,9% de todos los ingresos.

*Tabla 4. 4 Detalle de costos del proyecto en PVsyst.*

<b>Cost of the system</b>				
<b>Installation costs</b>				
<b>Item</b>	<b>Quantity units</b>	<b>Cost USD</b>	<b>Total USD</b>	
<b>PV modules</b>				
LR5-66 HPH 500 M G2	64	\$ 261,82	\$	16.756,48
Supports for modules	64	\$ 34,97	\$	2.238,08
Batteries	24	\$ 980,63	\$	23.535,12
Controllers	6	\$ 1.089,99	\$	6.539,94
Inversor	1	\$ 1.445,96	\$	1.445,96
<b>Other components</b>				
Accessories, fasteners	256	\$ 2,51	\$	642,56
Wiring	500	\$ 1,62	\$	810,00
Combiner box	3	\$ 163,44	\$	490,32
Monitoring system, display screen	1	\$ 424,44	\$	424,44
Measurement system, pyranometer	1	\$ 147,09	\$	147,09
Surge arrester	2	\$ 350,00	\$	700,00
<b>Studies and analysis</b>				
Engineering	1	\$ 300,00	\$	300,00
Environmental studies	1	\$ 200,00	\$	200,00
Economic analysis	1	\$ 200,00	\$	200,00
<b>Installation</b>				
Global installation cost per module	64	\$ 13,72	\$	878,08
Global installation cost per inverter	6	\$ 15,33	\$	91,98
Global installation cost per battery	24	\$ 15,33	\$	367,92
Transport	4	\$ 200,00	\$	800,00
Global installation cost per controllers	6	\$ 13,72	\$	82,32
Puesta a tierra + instalacion	1	\$ 215,66	\$	215,66
<b>Insurance</b>				
Land preparation	1	\$ 860,00	\$	860,00
<b>Seguros</b>				
Seguro de contruccion	1	1800	\$	1.800,00
<b>TOTAL</b>			<b>\$</b>	<b>59.525,95</b>

**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

Es importante destacar los resultados reflejados en el análisis económico realizado en el software PVsyst, en este punto se cuenta con la totalidad de los costos por equipos y materiales además de su respectiva instalación, resultando un costo total de \$59.525.95 dólares americanos, mismo resultado que coincide con los cálculos realizados en la tabla 3.7 de la metodología aplicada con una amortización de \$51.240.46 siendo así que se propone una recuperación del 78.5% de los equipos implementados una vez haya transcurrido su tiempo de uso.

*Tabla 4. 5 Costos por operación.*

Operating costs	
Item	Total USD/year
Maintenance	
Salaries	\$ 400,00
Repairs	\$ 400,00
Cleaning	\$ 200,00
Provision for battery replacement	\$ 1.000,00
Total (OPEX)	\$ 2.000,00
Including inflation (3.50%)	\$ 3.115,99

**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

En la tabla 4.5 se presenta de forma detallada la inversión anual que debería realizarse durante el periodo de operación que mantendrá el sistema de generación, constando puntos como pagos por mantenimiento y limpieza de los módulos y demás elementos, un porcentaje previsto para reparaciones de ser el caso necesario, seguro de responsabilidad en caso de fallas por ensamblaje o construcción.

### 4.3. Resultados del Diseño en PVsyst Caso 2.

*Figura 4. 8 Datos básicos para dimensionamiento PVsyst.*

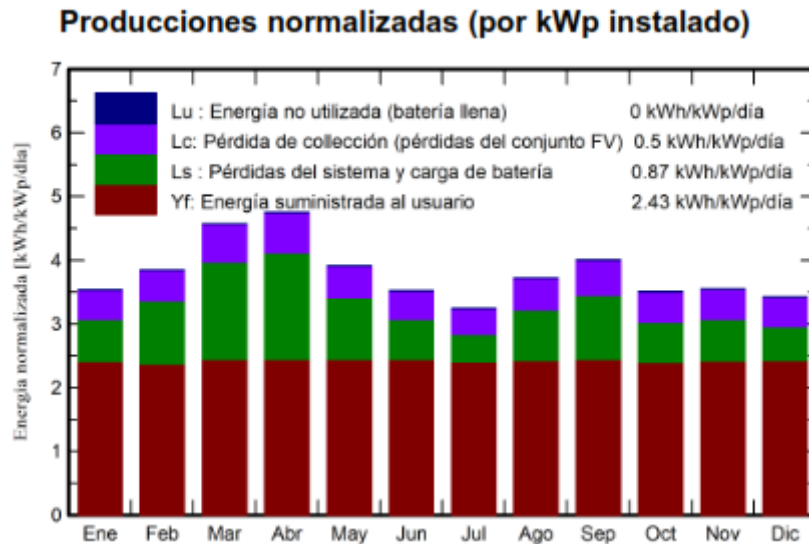
Parámetros de simulación		Generador FV	
<b>Proyecto</b>	<b>DISEÑO INDIVIDUAL TESIS LA VIRGINIA</b>		
Sitio	Hacienda La Violeta	Módulos FV	LR5-66 HBD 500 M Bifacial
Tipo sistema	Independiente	Potencia nominal	3.00 kWp
Simulación	01/01 al 31/12 (Datos meteo genéricos)	Voltaje MPP	37.8 V
		Corriente MPP	13.2 A
		Batería:	KBM216_13S 60Ah
		Voltaje de batería	48 V
		Capacidad total	300 Ah

**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

En términos generales se muestran los datos nominales en la figura 4.8, más relevantes del diseño, como su potencia nominal de 3 kWp, un voltaje a máxima potencia de 37.8 v y su corriente a máxima potencia de 13.2 A, y una capacidad de 300 Ah para el caso de las baterías.

*Figura 4. 9 Pérdidas y Producción de energía.*



**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

Para la simulación del sistema autónomo individual se presentan los resultados de energía producida y los porcentajes de pérdidas en la figura 4.9, dando resultados de 0% de pérdidas dejando como consecuencia un punto positivo para el diseño. Para el caso de la energía no utilizada por acumuladores totalmente llenos se tiene un 0.87 kWh, esto indica la cantidad de que se perderá a partir del sobre dimensionamiento aplicado.

Tabla 4. 6 Resultados Normalizados Caso 2.

Coeficientes de Rendimiento Normalizados								
Meses	Yr kWh/m <sup>2</sup> /día	Lu proporción	Yu kWh/kWp/día	Lc proporción	Ya kWh/kWp/día	Ls proporción	Yf kWh/kWp/día	PR proporción
Enero	3,53	0,001	3,53	0,46	3,07	0,661	2,41	0,683
Febrero	3,84	0,000	3,84	0,474	3,37	0,99	2,38	0,619
Marzo	4,57	0,000	4,57	0,591	3,98	1,528	2,45	0,536
Abril	4,75	0,000	4,75	0,625	4,12	1,675	2,45	0,516
Mayo	3,91	0,000	3,91	0,493	3,41	0,966	2,45	0,627
Junio	3,52	0,000	3,52	0,444	3,07	0,627	2,45	0,696
Julio	3,24	0,000	3,24	0,404	2,84	0,429	2,41	0,743
Agosto	3,72	0,000	3,72	0,498	3,22	0,799	2,142	0,652
Septiembre	4,01	0,000	4,01	0,553	3,45	1,005	2,45	0,611
Octubre	3,5	0,000	3,5	0,477	3,03	0,625	2,4	0,685
Noviembre	3,55	0,000	3,55	0,47	3,08	0,655	2,42	0,683
Diciembre	3,42	0,000	3,42	0,455	2,96	0,534	2,43	0,711
<b>Año</b>	<b>3,797</b>	<b>0,000</b>	<b>3,797</b>	<b>0,495</b>	<b>3,300</b>	<b>0,875</b>	<b>2,404</b>	<b>0,647</b>

Fuente: (PVsyst).

Elaborado por: María T. –Jean M (2022).

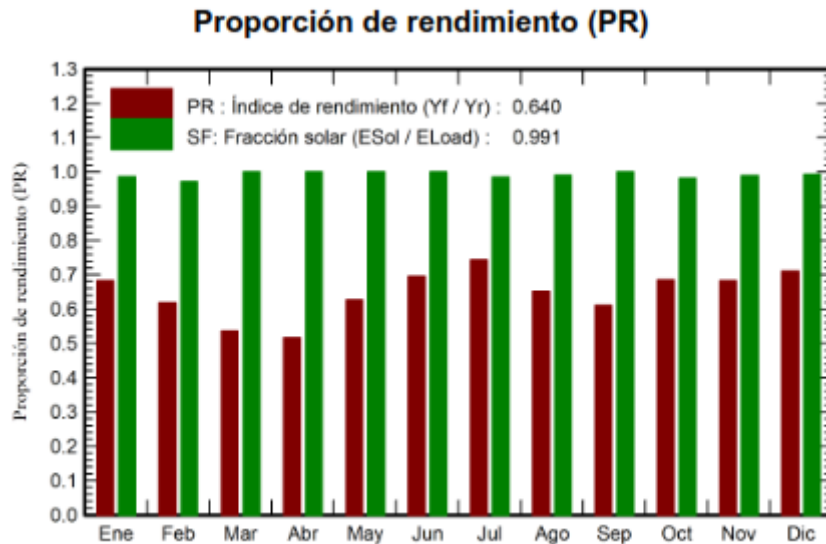
**Leyendas:**

- **Yr:** Energía incidente de referencia en plano recep.
- **Lu:** Pérdidas normalizadas sin usar (batería llena)
- **Yu:** Producción potencial normalizada.
- **Lc:** Pérdidas del consumo normalizado
- **Ya:** Producción del conjunto normalizada
- **Ls:** Pérdidas normalizadas del sistema
- **Yf:** Producción normalizada del sistema
- **Pr:** Proporción de rendimiento.

En cuanto a los coeficientes del sistema individual presentes de la tabla 4.6 para (Lu) que son las pérdidas en los casos en que no se hace uso de las baterías no se cuenta con pérdidas, siendo estas del 0% para el sistema. Para el caso del mes de Abril que refleja un porcentaje mayor con el 0.60% a diferencia de los demás meses las cuales son pérdidas por consumo

que no afectan en gran medida al rendimiento del sistema, puesto que en promedio sus pérdidas son del 0.49%.

Figura 4. 10 Rendimiento del diseño.



**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

Dentro de la figura 4.10 se muestran los resultados del rendimiento en cuanto al sistema de generación individual con respecto a la radiación que se prevé tener en la zona geográfica, en donde se deduce que los módulos tendrán una captación del 99% de la irradiación emitida en el punto de instalación, mientras que para el rendimiento del sistema se cuenta con un 64% desfavoreciendo de gran forma al diseño, al no presentar valores de rendimientos más altos.

Tabla 4. 7 Balances Caso 2

Balances y Resultados Principales								
Meses	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac proporción
Enero	121,6	106,4	279,3	0,090	3,288	224,3	227,6	0,986
Febrero	115,6	105,0	276,9	0,000	5,722	199,9	205,6	0,972
Marzo	146,1	138,7	362,4	0,000	0,000	227,6	227,6	1,000
Abril	140,6	140	363,7	0,000	0,000	220,3	220,3	1,000
Mayo	116,2	118,6	310,4	0,000	0,000	227,6	227,6	1,000
Junio	99,7	103	270,1	0,000	0,000	220,3	220,3	1,000
Julio	96,9	98,2	257,6	0,000	3,532	224,1	227,6	0,984
Agosto	113	112,7	292,9	0,000	2,127	225,5	227,6	0,991
Septiembre	122	117,4	303,8	0,000	0,000	220,3	220,3	1,000
Octubre	114,8	105,8	274,9	0,000	4,234	223,4	227,6	0,981
Noviembre	116,8	103,8	270,4	0,000	2,405	217,9	220,3	0,989
Diciembre	118,4	102,8	269	0,030	1,697	225,9	227,6	0,993
<b>Año</b>	<b>1421,7</b>	<b>1352,4</b>	<b>3531,4</b>	<b>0,120</b>	<b>23,005</b>	<b>2657,1</b>	<b>2680,0</b>	<b>0,991</b>

Fuente: (PVsyst).

Elaborado por: María T. –Jean M (2022).

Leyendas:

- **GlobHor:** Irradiación horizontal global
- **GlobEff:** Global efectivo, corr para IAM y sombreados
- **E-Avail:** Energía solar disponible
- **Eunused:** Energía no utilizada (batería llena)
- **E\_Miss:** Energía faltante
- **E\_User:** Energía suministrada al usuario
- **E\_Load:** Necesidad energética del usuario (Carga)
- **SolFrac:** Fracción solar (Eutilizada / Ecarga)

Los presentes valores de la tabla 4.7 muestran las necesidades energéticas por cada uno de los meses del año, esto indica que para los meses de Enero y Diciembre se contara con pérdidas por acumuladores llenos de 90 Wh al día y de 30 Wh al día para el doceavo mes del año. De este modo también se presentan las cantidades faltantes de energía para suplir la demanda en el apartado (E\_Miss) siendo así el mes de Febrero el que presenta mayor faltante de energía.

#### 4.4. Análisis económico individual Caso 2.

A continuación, se presenta los resultados del análisis económico de un sistema individual tomando de referencia una de las doce casas a ser suplidas de energía eléctrica, se tiene la misma carga que en el anterior análisis de todo el conjunto de hogares (12 casas)

Figura 4. 11 Detalles de costos y financiamientos.

<b>Costes de instalación (CAPEX)</b>	
Costo total de instalación	11.530.94 USD
Activo amortizable	7.554.93 USD

<b>Financiamiento</b>	
Fondos propios	8.071.66 USD
Subsidios	3.459.28 USD
Préstamos	0.00 USD
<b>Total</b>	<b>11.530.94 USD</b>

<b>Gastos</b>	
Costos de operación(OPEX)	1.003.71 USD/año
Anualidades del préstamo	0.00 USD/año
<b>Total</b>	<b>1.003.71 USD/año</b>
LCOE	<b>0.60 USD/kWh</b>

<b>Retorno de la inversión</b>	
Valor presente neto (VPN)	<b>-5.676.13 USD</b>
Período de recuperación	<b>Improductivo</b>
Retorno de la inversión (ROI)	<b>-70.3 %</b>

**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

En la figura 4.11 se refleja un resumen del análisis económico donde se aprecia cuatro puntos importantes del cálculo financiero por parte del programa PVsyst. Los valores de instalación abarcan dos puntos, 1) el costo total de instalación; y 2) el valor activo de amortización; para el primero se presenta un valor de \$11530.94 que representa el costo total de la colocación del SF para una sola vivienda, los paneles mas todos los elementos que este conlleva como baterías, controlador, inversor, cableado, etc. Además de los valores de todos los elementos del conjunto. Por otro lado en los activos amortizables muestra un valor de \$7554.28 este valor viene dado de todos los equipos o elementos del sistema que con el paso del tiempo se

deterioran por el uso o por diferentes causas que pueden ser naturales o por daño y reparaciones haciendo que su valor económico disminuya.

El punto dos muestra el financiamiento del proyecto, este puede ser con préstamo, fondos propios o subsidios en el caso que el estado consienta la ayuda, para este caso se planteó con dos factores fondos propios y subsidio estatal. El subsidio se generó de un 30% del valor total de la instalación del SFV completo es decir el valor por subsidio generado es de \$3459.28, los fondos propios de inversión \$8071.66 que si se suma sería el total de los costes de instalación

Los gastos conllevan tres factores, el costo de operación anual para el sistema es de \$1003.71 USD/año, las anualidades por prestamos es de cero dólares ya que no se estimó los cálculos con préstamos, el costo energético usado (LCOE) no se encuentra sumando el costo de operación, pero se encuentra en la sección de gastos siendo de 0.60 USD/kWh es decir para este SFV producir 1 kWh constaría sesenta centavos de dólar.

Por último el retorno de inversión, al escoger el valor presente neto VPN de todo el proyecto se hace referencia al valor presente de los flujos de caja netos originados por una inversión. Mientras que en la parte inferior de la figura 4.11 se presentan números rojos negativos específicamente \$-5676.13 lo cual hace que el proyecto sea improductivo es decir que en vez de recuperar la inversión se perdería dinero, el valor antes mencionado o como se ilustra en porcentaje -70.3% el cual se puede deducir que perdería 7 dólares por cada dólar invertido.

Figura 4. 12 Diagrama de círculo para sistema individual.

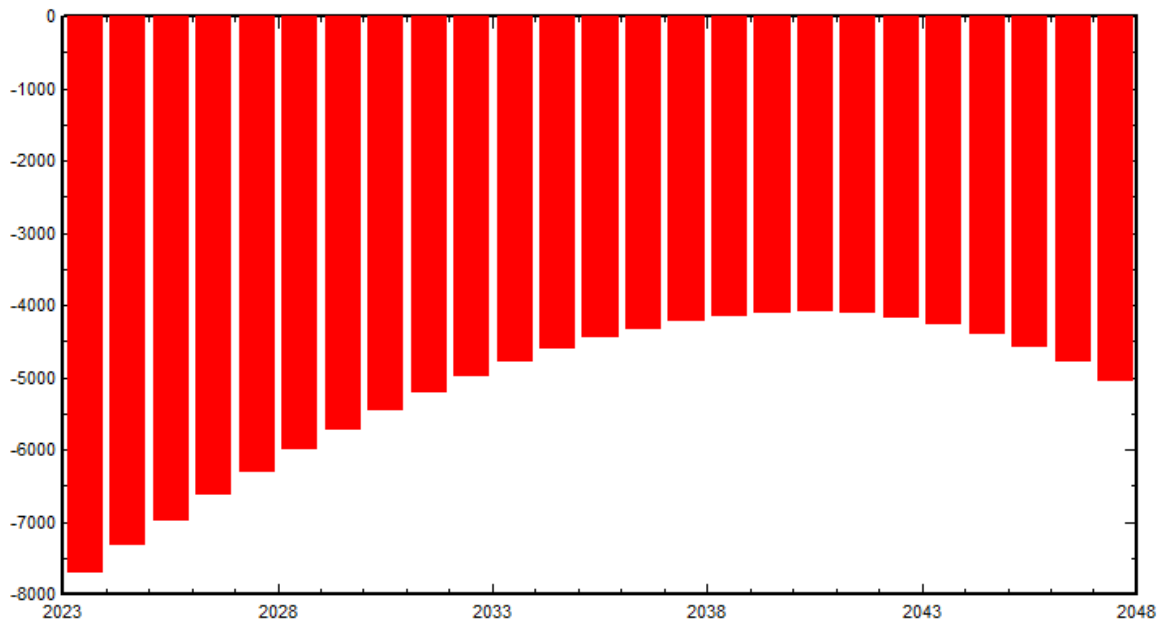


**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

Anteriormente se habló del resumen de la factibilidad económica, algo interesante de apreciar es la asignación de ingresos que se conforma por el mantenimiento, seguros e impuestos sobre la renta en un año promedio de la vida útil del proyecto, la figura 4.12 ilustra un gráfico de torta donde se describen los porcentajes de ingresos económicos asignados, solo en mantenimiento (azul) se invierte un 49,57% de ingresos , el 45.21% en seguros (naranja) y el impuesto sobre la renta tiene un porcentaje despreciable de 0.06%, quedando solo un 5.16% que no es solo el beneficio neto (verde) ya que se tendría que restar el porcentaje de los dividendos (amarillo) las ganancias netas estarían casi nulas.

Figura 4. 13 Flujo de caja acumulativo.

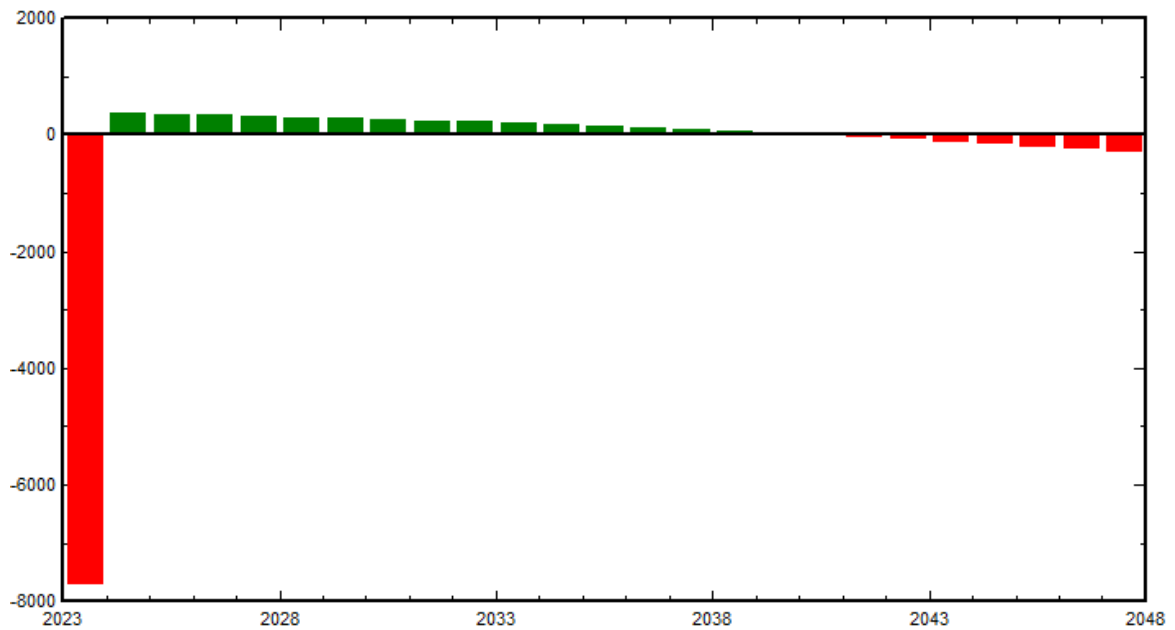


**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

En la figura anterior 4.13 representado por un gráfico de barras se encuentra el flujo de caja acumulativo en dólares, durante los 25 años de vida útil del proyecto no se observa ni una sola ganancia de lo invertido más solo las pérdidas partiendo de cero hasta aproximadamente \$8000 dólares de pérdida en el primer año de funcionamiento a pesar de que en los demás años disminuye las pérdidas no se genera ganancias.

Figura 4. 14 Flujo de caja anual.



**Fuente:** (PVsyst).

**Elaborado por:** María T. –Jean M (2022).

En este caso se describe el flujo de caja anual resultante, en donde muestra la diferencia entre los ingresos (verde) y los gastos (rojo), en la figura 4.14 se puede interpretar que para el primer año se tiene un total de gastos y para los años posteriores se contaría con ganancias que van disminuyendo, al no superar los \$500 que al final del año 2040 será de cero ganancias y solo se tenga gastos que representaría perdidas.

## **CAPÍTULO V**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## 5.1. Conclusiones.

En definitiva la realización del análisis de viabilidad técnica y económica de la implementación de un sistema off grid para la comunidad del sector “La Virginia”, que permita suplir de servicio energético, es una propuesta vigente para futuros proyectos que mantengan similares características, sobre todo en el caso de ser lugares alejados donde las empresas de distribución no llegan con su servicio. Es importante que se dimensionen sistemas acordes a sus necesidades como: potencia requerida, ubicación del sistema, temperaturas, la demanda prevista por cada usuario.

Las células solares contarán con un ángulo de inclinación de  $17^\circ$  grados cada uno. Se diseñó una conexión de 8 conjuntos en serie, cada uno de 8 paneles conectados en paralelo dando como potencia instalada de 32 kW, potencia suficiente para abastecer a las 12 viviendas del sector que mantienen una energía requerida diaria de 88.2 kWh/día al contar con 16 elementos eléctricos para su consumo.

Se define que el diseño propuesto para el Caso 1 es el más factible para la localidad de estudio, ya que este cumple con los requisitos demandados por los usuarios en cuanto a generación de energía se requiere. Además presenta resultados económicos favorables al permitir bajo su diseño que el 71.3% de energía generada pueda ser almacenada teniendo en cuenta que se dimensionó el sistema para el peor de los casos con una hora solar pico de 3.13 en épocas de invierno.

En resumen englobando que, mediante el software PVsyst se realizaron los diseños propuestos tanto para el Caso 1 y el Caso 2, gracias a esto se obtuvieron valores muy cercanos a la realidad de los sistemas de generación fotovoltaicos dejando un punto afirmativo sobre la efectividad del diseño para el Caso 1 en comparación con el diseño del Caso 2, debido a que los periodos de recuperación para cada uno de los casos es muy diferente, es por ello que entre un periodo de recuperación de 34.7 años y otro de 13.4 se escoge el menor, siendo así para el caso 1.

En definitiva el sistema no solo mantendrá altos niveles de rendimiento, sino que su recuperación de inversión es favorable al poder contar al final de los 25 años con una ganancia neta de \$ 125.533,36, una vez iniciada la etapa de operación al contar con una tarifa de 0.10 ctvs el kWh, valor económico para las familias del sector.

## **5.2. Recomendaciones.**

Para el caso de la selección de ubicación del proyecto en el software es recomendable hacerlo de forma manual, buscando la dirección del estudio para evitar que se cree un diseño erróneo para otra localidad.

Es importante que se aplique los cálculos pertinentes para cada uno de los equipos en cuanto a potencias, voltajes o corrientes se trate, para prevenir daños prematuros de ser el caso implementación del diseño.

Se debe tener en cuenta los valores por instalación y sobre todo que dentro del presupuesto para el proyecto se cuente con un valor para el remplazo de equipos en caso de que ocurra alguna falla y sea necesario su remplazo.

Finalmente, otro de los puntos importantes para que el diseño funcione en sus condiciones óptimas es el mantenimiento que se dé a este, es por ello que no se debe olvidar que al ser el sector rural y contar con un gran porcentaje de polvo, se deberá dar limpieza a las placas solares al menos 2 veces por año, garantizando así un servicio ininterrumpido para beneficio de los habitantes del sector.

**CAPÍTULO VI**  
**BIBLIOGRAFIA**

- [1] Sopelia, Energia Solar Fotovoltaica, 2016.
- [2] Agencia de Regulacion y Control de Electricidad, «TRANSFORMACIÓN Y SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO,» Quito, 2018.
- [3] J. L. E. A. M. G. R. M. R. Peláez Samaniego, ENERGÍAS RENOVABLES, vol. 1 , Cuenca, Diciembre de 2015, AZUAY: Gráficas Hernández, 2015.
- [4] J. K. N. S P Sukhatme, Solar Energy, Mumbai: McGraw-Hill Education, 2017.
- [5] M. P. Aparicio, Radiación solar y su aprovechamiento energético, Marcombo, Ed., BARCELONA: Marcombo S.A., 2020.
- [6] O. P. LAMIGUEIRO, ENERGÍA SOLAR, OSCAR PERPIÑÁN , 2020.
- [7] J. R. Castillo, «Análisis del funcionamiento de paneles fotovoltaicos y su utilización en las regiones de la costa y sierra del Ecuador,» Universitat Politècnica de Catalunya, Quito, 2015.
- [8] M. B. Carreras, Instalaciones solares fotovoltaicas, Madrid: Editex, 2019.
- [9] R. T. ., T. K. ., L. M. ., S. S. Dezso Sera, Grid Connected Photovoltaic Power Systems, Timisoara: Wiley, 2021.
- [10] K.-A. W. C. W. Harry Wirth, Photovoltaic Modules: Technology and Reliability, ] Berlin/ Boston: Walter de Gruyter GmbH & Co KG, 2016.
- [11] V. MASCAROS MATEO, Gestión del montaje de instalaciones solares fotovoltaicas, ] Madrid: Editorial Paraninfo, 2016.
- [12] B. D. D. ., C. F. E. ., C. G. M. A. COLMENAR SANTOS Antonio, GENERACIÓN ] DISTRIBUIDA, AUTOCONSUMO Y REDES INTELIGENTES, Madrid: UNED, 2016.
- [13] J. TRASHORRAS MONTECELOS, Replanteo y funcionamiento de las instalaciones ] solares fotovoltaicas, vol. 82, Madrid: Paraninfo, 2021, pp. 31-31.

- [14 Y. U. L. C. Faruk Fonthal Rico, *Energía solar fotovoltaica*, Ciudad México: Alpha ,  
] 2019.
- [15 T. B. N. A. A. A. Z. Asad A. Naqvi, «Designing of an off-grid Photovoltaic system  
] with battery,» *TECCIENCIA, Vol. 16, No. 31,*, vol. 16, nº 31, 15 Nov 2021.
- [16 Dirección de Regulación Técnica del sector Eléctrico, «ELECTRIFICACIÓN  
] RURAL,» 2022.
- [17 M. d. M. Bernardo Monteagudo, «Guia para calcular el consumo electrico domestico,»  
] Lima, 2022.
- [18 fallaselectronicas, «fallaselectronicas.com,» 20 11 2022. [En línea]. Available:  
] <https://fallaselectronicas.com/refrigeradores/>.
- [19 D. N. Energy, «DS New Energy,» 19 07 2019. [En línea]. Available:  
] <https://www.dsisolar.com/info/how-to-figure-the-correct-angle-for-solar-pane-37641121.html>. [Último acceso: 22 09 2022].
- [20 V. Chiliza, «Implementacion de un sistema Fotovoltaico,» Guayaquil, 2022.  
]
- [21 proviento.com.ec, «proviento,» [En línea]. Available: [https://proviento.com.ec/10-](https://proviento.com.ec/10-paneles-solares)  
] [paneles-solares](https://proviento.com.ec/10-paneles-solares).
- [22 C. U. S. 1, B. P. S. 2, M. F. E. S. 3 y A. B. V. 4, «Principales métodos de evaluación  
] de proyectos de inversión para futuros emprendedores en el Ecuador,» *Espacios*, vol.  
39, nº 24, p. 23, 2018.
- [23 D. G. Montoya, *Ingenieria Económica Práctica*, ECOE, 2016.  
]
- [24 I. Ecuador, «Indice de precios al consumidor,» 2022.  
]
- [25 UNESA, «Esquema de una central fotovoltaica,» UNESA, ESPAÑA,  
] [http://cienciasfera.com/materiales/tecnologia/tecno01/tema03/32\\_centrales\\_fotovoltaicas.html](http://cienciasfera.com/materiales/tecnologia/tecno01/tema03/32_centrales_fotovoltaicas.html).

[26 iluminat, «Módulos fotovoltaicos,» *iluminet*, vol. 1, n° 1, p. 4, 2021.

]

[27 naturaenergy, «naturaenergy.cl,» 2022. [En línea]. Available:

] <https://www.naturaenergy.cl/article/las-dichas-proyecto-fotovoltaico-off-grid-victron-energy>.

[28 accasoftware, «www.accasoftware.com,» [En línea]. Available:

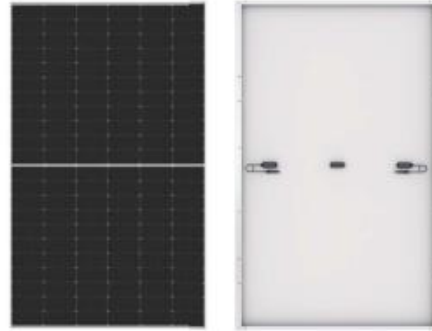
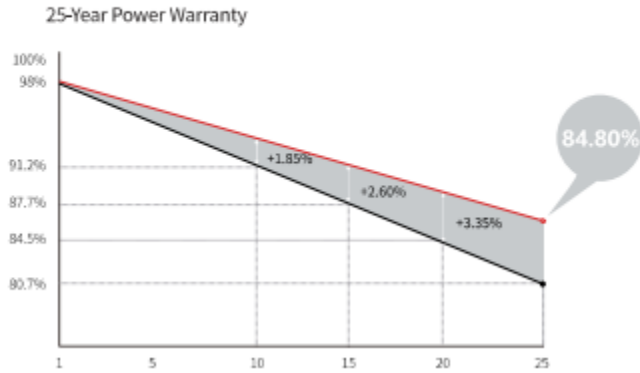
] <https://www.accasoftware.com/es/software-calculo-instalacion-fotovoltaica>.

## **CAPÍTULO VII**

### **ANEXO**

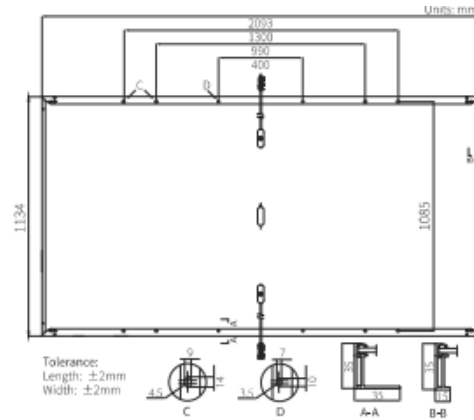
# Datasheet Panel Fotovoltaico

## Additional Value



## Mechanical Parameters

Cell Orientation	132 (6 × 22)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm <sup>2</sup> , +400, -200mm length can be customized
Connector	LONGi LR5 or MC4 EVO2
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	25.3kg
Dimension	2093 × 1134 × 35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 682pcs per 40' HC



## Electrical Characteristics

Module Type	STC: AM1.5 1000W/m <sup>2</sup> 25°C		NOCT: AM1.5 800W/m <sup>2</sup> 20°C 1m/s		Test uncertainty for Pmax: ±3%					
	LR5-66HPH-495M	LR5-66HPH-500M	LR5-66HPH-505M	LR5-66HPH-510M	LR5-66HPH-515M	STC	NOCT	STC	NOCT	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	495	370.0	500	373.7	505	377.5	510	381.2	515	384.9
Open Circuit Voltage (Voc/V)	45.40	42.69	45.55	42.83	45.70	42.97	45.85	43.11	46.00	43.25
Short Circuit Current (Isc/A)	13.82	11.17	13.90	11.24	13.97	11.30	14.05	11.36	14.13	11.42
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	38.23	35.51	38.38	35.65	38.53	35.79	38.68	35.93	38.83	36.07
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.95	10.42	13.03	10.48	13.11	10.55	13.19	10.61	13.27	10.67
Module Efficiency(%)	20.9		21.1		21.3		21.5		21.7	

## Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0~3%
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2 IEC Class C

## Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

## Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.340%/°C

# Datasheet Bateria

POWER   ENERGY	
Nominal Voltage	51.2V
Charge Voltage	57.6V - 58.4V
Peak Discharge (3 Sec)	1000A
Continuous Charge / Discharge Rate	100A
Capacity (amp hours)	500AH
Capacity (watts)	25600WH
Chemistry	Lithium Iron Phosphate (LiFePO <sub>4</sub> )

TECHNOLOGY	
Usable Capacity (AH)	500AH
Depth of Discharge	>100% DOD
Reserve Minutes @ 20A	1500 min
Reserve Minutes @ 50A	600 min
Self Discharge	<3% per mo
Chemistry	Lithium Iron Phosphate (LiFePO <sub>4</sub> )
Cell Type	Cylindrical
Modular	Series or Parallel Connection

SAFETY   PROTECTION	
Automatic Low Voltage Disconnect	40V
Automatic Short Circuit Protection	Instant
Automatic Over Voltage Protection	62.4V
Automatic Reverse Polarity Protection	Instant
Internal Cell Thermal Safety Fuse	Yes
Flame Retardant Electrolyte	Yes
Length Way Circuit Boards	Yes
Automatic Internal Cell Balancing	Yes
Automatic Fault Recovery	Yes
Explosion Proof Stainless Steel Cells	Yes

TEMP PERFORMANCE		
CELCIUS	FARENHEIT	USABLE CAPACITY
60°	140°	103%
50°	122°	102%
40°	104°	100%
30°	86°	100%
20°	68°	98%
10°	50°	92%
0	32	83%
-10	14	80%
-20	-4	70%
-30	-22	60%
-40	-40	10%
-50	-58	0%



## Datasheet Inversor

### Configuration table

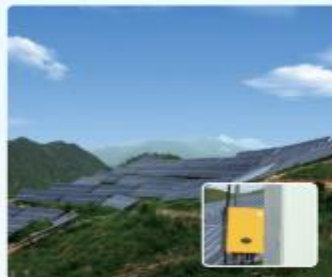
Inverter	Solar Panel								Mounting Structure	PV Cable	
	60 Cells				72 Cells					4mm <sup>2</sup>	6mm <sup>2</sup>
	260W	275W	280W	290W	310W	315W	320W	330W			
12KW	44	44	44	44	40	40	40	36	1 set	200m	100m
15KW	60	56	54	52	48	48	48	48			
17KW	66	62	60	60	56	56	54	52			
20KW	80	72	72	72	64	64	64	64			
25KW	100	90	90	90	80	80	80	80			
30KW	120	108	108	108	96	96	96	96			
35KW	140	126	126	126	112	112	112	112			
40KW	160	144	144	144	128	128	128	128			

	BG20KTR	BG25KTR	BG30KTR	BG33KTR	BG35KTR	BG40KTR+HV	BG50KTR+HV
<b>Input (DC)</b>							
Max. DC input power (W)	20800	28000	33000	36000	38000	42800	53000
Max. DC input voltage (V)	1000						1100
MPPT range (V)	280-800						200-900
<b>Output (AC)</b>							
Rated output power (W)	20000	25000	30000	33000	35000	40000	50000
Max. AC output current (A)	32	40	48	48	48	48	53
Nominal output voltage (V) / Frequency	230/400V/220/380V, 3L+N+PE/3L+PE, 50Hz/60Hz					277/480V, 3L+N+PE/3L+PE, 50Hz/60Hz	310/540V, 3L+N+PE/3L+PE, 50Hz/60Hz
<b>Efficiency</b>							
Max. efficiency	98.40%	98.40%	98.50%	98.50%	98.50%	98.60%	98.60%
Euro-efficiency	98.00%	98.00%	98.00%	98.10%	98.10%	98.20%	98.20%
<b>Protection</b>							
Protection	DC breaker, AC short-circuit protection, Over current protection, Over voltage protection, Isolation protection, RCD, Surge protection, Anti-island protection, Over-temperature protection, Ground fault monitoring, etc.						
<b>General data</b>							
LCD language	English, Chinese, German, Dutch						/
Protection degree	IP65						
Operating temperature range	-25°C~+60°C(derate after 45°C)						
Dimension (H x W x D mm)	660x520x250						645x660x425
Weight (kg)	52						57
Grid qualification	DIN VDE 0126-1-1:2013, VDE-AR-N 4105:2011, DIN VDE V 0124-100:2012, IEC 61727(IEC62116), AS/NZS 4777.2:2015, NB/T32004-2013, IEC 60068-2-1:2007, IEC 60068-2-2:2007, IEC 60068-2-14:2009, IEC 60068-2-30:2005, IEC 61683:1999, C10/11:2012, G59/3-2:2015, EN 50438:2013, Leader, ZVRT, PEA						
Safety certificate / EMC certificate	IEC 62109-1:2010, IEC 62109-2:2011, EN 61000-6-2:2005, EN 61000-6-3:2007/A1:2011						
Factory warranty (years)	5(standard)/10(optional)						

### Applications



• Rudong, China 1.1MW



• Laiyuan, China 13.8MW



• Denmark 180KW

## Datasheet Inversor Caso 2

Phoenix Inverter	12 Volt 24 Volt 48 Volt	12/250 24/250 48/250	12/375 24/375 48/375	12/500 24/500 48/500	12/800 24/800 48/800	12/1200 24/1200 48/1200
Cont. power at 25°C (1)		250VA	375VA	500VA	800VA	1200VA
Cont. power at 25°C / 40°C		200 / 175W	300 / 260W	400 / 350W	650 / 560W	1000 / 850W
Peak power		400W	700W	900W	1500W	2200W
Output AC voltage / frequency (adjustable)	230VAC or 120VAC +/- 3% 50Hz or 60Hz +/- 0,1%					
Input voltage range	9,2 - 17 / 18,4 - 34,0 / 36,8 - 62,0V					
DC low shut down (adjustable)	9,3 / 18,6 / 37,2V					
Dynamic (load dependent) DC low shut down (fully configurable)	Dynamic cut-off, see <a href="https://www.victronenergy.com/live/ve.direct:phoenix-inverters-dynamic-cutoff">https://www.victronenergy.com/live/ve.direct:phoenix-inverters-dynamic-cutoff</a>					
DC low restart and alarm (adjustable)	10,9 / 21,8 / 43,6V					
Battery charged detect (adjustable)	14,0 / 28,0 / 56,0V					
Max. efficiency		87 / 88 / 88%	89 / 89 / 90%	90 / 90 / 91%	90 / 90 / 91%	91 / 91 / 92%
Zero-load power		4,2 / 5,2 / 7,9W	5,6 / 6,1 / 8,5W	6 / 6,5 / 9W	6,5 / 7 / 9,5W	7 / 8 / 10W
Default zero-load power in ECO mode (default retry interval: 2,5 s, adjustable)		0,8 / 1,3 / 2,5W	0,9 / 1,4 / 2,6W	1 / 1,5 / 3,0W	1 / 1,5 / 3,0W	1 / 1,5 / 3,0W
ECO mode stop and start power setting	Adjustable					
Protection (2)	a - f					
Operating temperature range	-40 to +65°C (fan assisted cooling) Derate 1,25% per °C above 40°C					
Humidity (non-condensing)	max 95%					

ENCLOSURE						
Material & Colour	Steel chassis and plastic cover (blue Ral 5012)					
Battery-connection	Screw terminals					
Maximum cable cross-section	10mm <sup>2</sup> / AWG8	10mm <sup>2</sup> / AWG8	10mm <sup>2</sup> / AWG8	25 / 10 / 10mm <sup>2</sup> / AWG4 / 8 / 8	35 / 25 / 25mm <sup>2</sup> / AWG2 / 4 / 4	
Standard AC outlets	230V: Schuko (CEE 7/4), IEC-320 (male plug included) UK (BS 1363), AU/NZ (AS/NZS 3112) 120V: Nema 5-15R, GFCI					
Protection category	IP 21					
Weight	2,4kg / 5,3lbs	3,0kg / 6,6lbs	3,9kg / 8,5lbs	5,5kg / 12lbs	7,4kg / 16,3lbs	
Dimensions (h x w x d, mm) (h x w x d, inch)	86 x 165 x 260 3.4 x 6.5 x 10.2	86 x 165 x 260 3.4 x 6.5 x 10.2	86 x 172 x 275 3,4 x 6,8 x 10,8	105 x 216 x 305 4.1 x 8.5 x 12.1 (12V model: 105 x 230 x 325)	117 x 232 x 327 4.6 x 9.1 x 12.9 (12V model: 117 x 232 x 362)	
ACCESSORIES						
Remote on-off	Yes					
Automatic transfer switch	Filax					
STANDARDS						
Safety	EN-IEC 60335-1 / EN-IEC 62109-1 / UL 458 (3)					
EMC	EN 55014-1 / EN 55014-2 / IEC 61000-6-1 / IEC 61000-6-2 / IEC 61000-6-3					
Automotive Directive	ECE R10-4					
1) Nonlinear load, crest factor 3:1	3) UL 458 only for inverters with GFCI output socket					
2) Protection key: a) output short circuit b) overload c) battery voltage too high d) battery voltage too low e) temperature too high f) DC ripple too high						

# Resumen Informe Diseño en PVsyst Caso 1



Project: LA VIRGINIA TESIS

Variant: resultados tesis

## PVsyst V7.2.16

VC0, Simulation date:  
24/10/22 19:48  
with v7.2.16

### Project summary

<b>Geographical Site</b>		<b>Situation</b>		<b>Project settings</b>	
Hacienda La Violeta (LA VIRGINIA)		Latitude	-1.06 °S	Albedo	0.20
Ecuador		Longitude	-79.51 °W		
		Altitude	89 m		
		Time zone	UTC-5		
<b>Meteo data</b>					
Hacienda La Violeta (LA VIRGINIA)					
NREL NSRDB Typ. Met. Year PSMv3_1998 to 2020 - TMY					

### System summary

<b>Stand alone system</b>		<b>Stand alone system with batteries</b>			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>User's needs</b>			
Fixed plane		Daily household consumers			
Tilt/Azimuth	17 / 0 °	Constant over the year			
		Average			
		88 kWh/Day			
<b>System information</b>					
<b>PV Array</b>					
Nb. of modules	64 units	<b>Battery pack</b>		Lithium-Ion, NMC	
Pnom total	32.0 kWp	Nb. of units	24 units		
		Voltage	48 V		
		Capacity	12000 Ah		

### Results summary

Available Energy	35590 kWh/year	Specific production	1206 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	72.64 %
Used Energy	32194 kWh/year			Solar Fraction SF	100.00 %

### General parameters

<b>Stand alone system</b>		<b>Stand alone system with batteries</b>			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>		<b>Models used</b>	
<b>Orientation</b>		No 3D scene defined		Transposition	Perez
Fixed plane				Diffuse	Imported
Tilt/Azimuth	17 / 0 °			Circumsolar	separate
<b>User's needs</b>					
Daily household consumers					
Constant over the year					
Average	88 kWh/Day				

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>		<b>Battery</b>	
Manufacturer	Longi Solar	Manufacturer	Tianjin Enerbyte
Model	LRS-66 HPH 500 M G2	Model	KBM216_2P13S 5000Ah
(Original PVsyst database)		Technology	Lithium-ion, NMC
Unit Nom. Power	500 Wp	Nb. of units	24 in parallel
Number of PV modules	64 units	Discharging min. SOC	10.0 %
Nominal (STC)	32.0 kWp	Stored energy	514.4 kWh
Modules	8 Strings x 8 In series	<b>Battery Pack Characteristics</b>	
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Voltage	48 V
Pmpp	29.33 kWp	Nominal Capacity	12000 Ah (C10)
U mpp	276 V	Temperature	Average between fixed 23 °C and External
I mpp	106 A	<b>Battery Management control</b>	
<b>Controller</b>		Threshold commands as	SOC calculation
Manufacturer	Morningstar	Charging	SOC = 0.96 / 0.80
Model	TriStar TS MPPT 60-600V-48V	Discharging	SOC = 0.10 / 0.35
Nb. units	6 units		
Technology	MPPT converter		
Temp coeff.	-5.0 mV/°C/Elem.		
<b>Converter</b>			
Maxi and EUROS efficiencies	97.5 / 95.0 %		
<b>Total PV power</b>			
Nominal (STC)	32 kWp		
Total	64 modules		
Module area	152 m <sup>2</sup>		
Cell area	141 m <sup>2</sup>		

### Array losses

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>	
Loss Fraction	0.5 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	6.4 mΩ
		Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> K	Loss Fraction	0.2 % at STC
		Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s		
<b>Serie Diode Loss</b>		<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>	
Voltage drop	0.7 V	Loss Fraction	-0.5 %	Loss Fraction	0.5 % at MPP
Loss Fraction	0.2 % at STC				
<b>Strings Mismatch loss</b>					
Loss Fraction	0.1 %				

**PVsyst V7.2.16**

VC0. Simulation date:  
24/10/22 19:48  
with v7.2.16

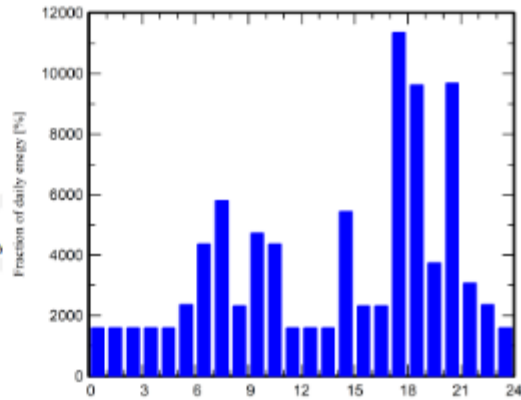
**Detailed User's needs**

Daily household consumers, Constant over the year, average = 88 kWh/day

**Annual values**

	Number	Power W	Use	Energy
			Hour/day	Wh/day
Lámparas (LED o fluo)	84	9W/lamp	7.0	5292
PC / móvil	48	80W/app	3.0	11520
licuadoras	12	460W/app	1.0	5520
Nevera / congelación profunda	2		24	36390
lavadora	12		2	13500
Parlantes	12	230W tot	3.5	9660
tv	12	60W tot	6.0	4320
<b>Total daily energy</b>				<b>88202Wh/day</b>

**Hourly distribution**



**Main results**

**System Production**

Available Energy 36590 kWh/year  
Used Energy 32194 kWh/year  
Excess (unused) 5165 kWh/year  
**Loss of Load**  
Time Fraction 0.0 %  
Missing Energy 0 kWh/year

Specific production 1206 kWh/kWp/year  
Performance Ratio PR 72.64 %  
Solar Fraction SF 100.00 %

**Battery aging (State of Wear)**

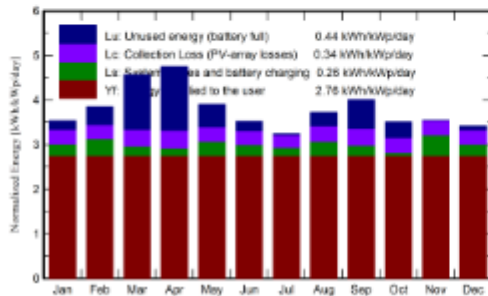
Cycles SOW 93.7 %  
Static SOW 91.0 %  
Battery lifetime 11.1 years

**Economic evaluation**

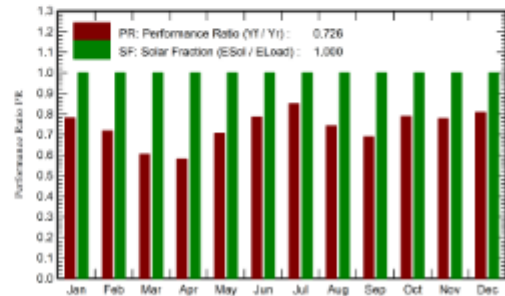
**Investment**  
Global 59,525.95 USD  
Specific 1.86 USD/Wp  
**Yearly cost**  
Annuities 0.00 USD/yr  
Run. costs 3,115.99 USD/yr  
Payback period

**LCOE**  
Energy cost 0.06 USD/kWh

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**

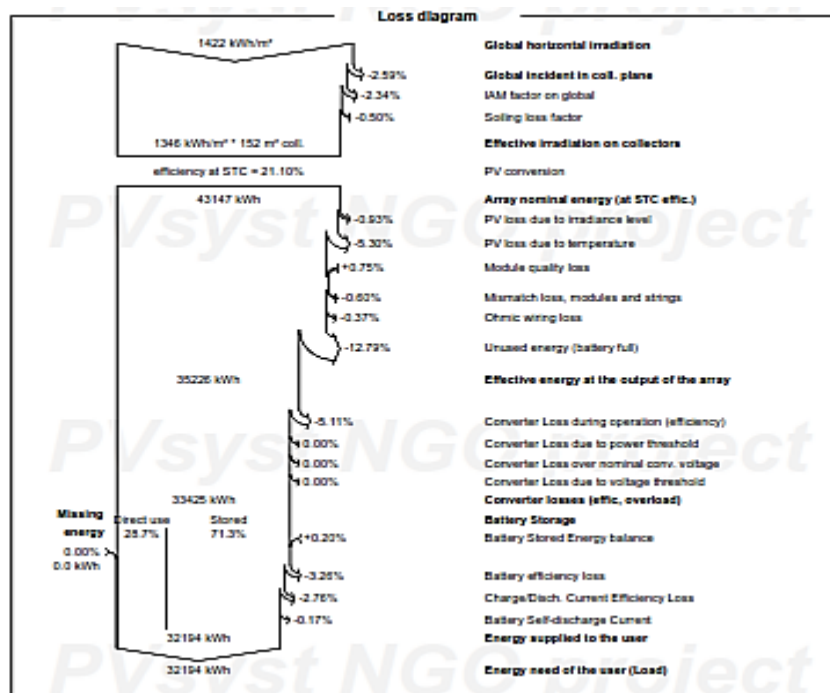


### Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	E_Avall kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	EArray kWh	E_User kWh	EArray kWh	E_User kWh
January	121.6	105.9	3026	186	0.000	2734	2997	2734	2997	2734
February	115.6	104.5	3033	349	0.000	2470	2615	2470	2615	2470
March	146.1	136.0	4030	1212	0.000	2734	2943	2734	2943	2734
April	140.6	139.3	4055	1309	0.000	2646	2612	2646	2612	2646
May	116.2	116.0	3400	502	0.000	2734	3049	2734	3049	2734
June	99.7	102.5	2931	197	0.000	2646	2666	2646	2666	2646
July	96.9	97.7	2777	22	0.000	2734	2916	2734	2916	2734
August	113.0	112.2	3194	297	0.000	2734	3053	2734	3053	2734
September	122.0	116.6	3331	606	0.000	2646	2669	2646	2669	2646
October	114.8	105.3	2966	341	0.000	2734	2601	2734	2601	2734
November	116.6	103.3	2921	0	0.000	2646	3091	2646	3091	2646
December	116.4	102.3	2905	60	0.000	2734	2991	2734	2991	2734
Year	1421.7	1345.7	36590	5165	0.000	32194	35226	32194	35226	32194

### Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	E_User	Energy supplied to the user
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EArray	Effective energy at the output of the array
E_Avall	Available Solar Energy	E_User	Energy supplied to the user
EUnused	Unused energy (battery full)	EArray	Effective energy at the output of the array
E_Miss	Missing energy	E_User	Energy supplied to the user



Cost of the system			
Installation costs			
Item	Quantity	Cost	Total
	units	USD	USD
<b>PV modules</b>			
LMS-66 HPH 500 M G2	64	261.82	16.756.48
Supports for modules	64	34.97	2.238.08
<b>Batteries</b>			
Controllers	24	980.63	23.535.12
Other components	6	1.089.99	6.539.94
<b>Accessories, fasteners</b>			
Wiring	256	2.51	642.56
Combiner box	500	1.62	810.00
Monitoring system, display screen	3	163.44	490.32
Measurement system, pyranometer	1	424.44	424.44
Surge arrester	1	147.09	147.09
Surge arrester	2	350.00	700.00
<b>Studies and analysis</b>			
Engineering	1	300.00	300.00
Environmental studies	1	200.00	200.00
Economic analysis	1	200.00	200.00
<b>Installation</b>			
Global installation cost per module	64	13.72	878.08
Global installation cost per inverter	6	15.33	91.98
Global installation cost per battery	24	15.33	367.92
Transport	4	200.00	800.00
costo de instalacion del controlador	6	13.72	82.32
puesta a tierra precio global	1	215.66	215.66
Insurance			1.800.00
<b>Land costs</b>			
Land preparation	1	850.00	850.00
Inverter			1.445.56
<b>Total</b>			<b>59.525.95</b>
Depreciable asset			51.240.46

#### Operating costs

Item	Total
	USD/year
<b>Maintenance</b>	
Salaries	400.00
Repairs	400.00
Cleaning	200.00
Provision for battery replacement	1.000.00
<b>Total (OPEX)</b>	<b>2.000.00</b>
Including Inflation (3.50%)	3.115.99

#### Financial analysis

<b>Simulation period</b>	
Project lifetime	25 years
Start year	2023
<b>Income variation over time</b>	
Inflation	3.50 %/year
Production variation (aging)	30.00 %/year
Discount rate	10.00 %/year
<b>Tax depreciation</b>	
Depreciable assets	51.240.46 USD
Salvage value	30.000.00 USD
Total redeemable	21.240.46 USD
Depreciation period	25 years
<b>Financing</b>	
Own funds	39.525.95 USD
Subsidies	20.000.00 USD
<b>Electricity sale</b>	
Feed-in tariff	0.1000 USD/kWh
<b>Return on investment</b>	
Payback period	13.4 years
Net present value (NPV)	31.021.04 USD
Return on investment (ROI)	78.5 %
Paid dividends	29.233.03 USD

Detailed economic results (USD)

	Electricity sale	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Divid. 10.00%	Cumul. profit	% amorti.
2023	3.219	2.000	850	370	0	1.219	122	-38.417	2.8%
2024	4.185	2.070	850	1.266	0	2.115	212	-36.669	7.2%
2025	5.151	2.142	850	2.159	0	3.009	301	-34.409	12.9%
2026	6.117	2.217	850	3.050	0	3.899	390	-31.746	19.7%
2027	7.083	2.295	850	3.938	0	4.788	479	-28.773	27.2%
2028	8.048	2.375	850	4.823	0	5.673	567	-25.571	35.3%
2029	9.014	2.459	850	5.706	0	6.556	656	-22.206	43.8%
2030	9.980	2.545	850	6.586	0	7.436	744	-18.738	52.6%
2031	10.946	2.634	850	7.463	0	8.312	831	-15.212	61.5%
2032	11.912	2.726	850	8.336	0	9.186	919	-11.671	70.5%
2033	12.878	2.821	850	9.207	0	10.056	1.006	-8.146	79.4%
2034	13.843	2.920	850	10.074	0	10.923	1.092	-4.666	88.2%
2035	14.809	3.022	850	10.937	0	11.787	1.179	-1.251	96.8%
2036	15.775	3.128	850	11.797	0	12.647	1.265	2.079	105.3%
2037	16.741	3.237	850	12.654	0	13.503	1.350	5.312	113.4%
2038	17.707	3.351	850	13.506	0	14.356	1.436	8.436	121.3%
2039	18.672	3.468	850	14.355	0	15.204	1.520	11.444	129.0%
2040	19.638	3.589	850	15.199	0	16.049	1.605	14.331	136.3%
2041	20.604	3.715	850	16.040	0	16.889	1.689	17.092	143.2%
2042	21.570	3.845	850	16.875	0	17.725	1.772	19.727	149.9%
2043	22.536	3.980	850	17.707	0	18.556	1.856	22.234	156.3%
2044	23.502	4.119	850	18.533	0	19.383	1.938	24.615	162.3%
2045	24.467	4.263	850	19.355	0	20.204	2.020	26.872	168.0%
2046	25.433	4.412	850	20.171	0	21.021	2.102	29.006	173.4%
2047	26.399	4.567	850	20.983	0	21.832	2.183	31.021	178.5%
<b>Total</b>	<b>370.230</b>	<b>77.900</b>	<b>21.240</b>	<b>271.090</b>	<b>0</b>	<b>292.330</b>	<b>29.233</b>	<b>31.021</b>	<b>178.5%</b>

## Resumen Informe Diseño en Pvsyst Caso 2



**PVsyst V7.2.16**

VCD, Fecha de simulación:  
25/10/22 22:05  
con v7.2.16

Proyecto: DISEÑO INDIVIDUAL TESIS LA VIRGINIA

Variante: Nueva variante de simulación

### Resumen del proyecto

<b>Sitio geográfico</b> Hacienda La Violeta Ecuador	<b>Situación</b> Latitud -1.06 °S Longitud -79.51 °W Altitud 97 m Zona horaria UTC-5	<b>Configuración del proyecto</b> Albedo 0.20
<b>Datos meteo</b> Hacienda La Violeta NREL NSRDB Typ. Met. Year PSMv3_1998 to 2020 - TMY		

### Resumen del sistema

<b>Sistema independiente</b> <b>Orientación campo FV</b> Plano fijo Inclinación/Azimut 17 / 0 °	<b>Sistema independiente con baterías</b> <b>Necesidades del usuario</b> Consumidores domésticos diarios Constante durante el año Promedio 7.4 kWh/Día	<b>Paquete de baterías</b> Tecnología Lithium-Ion, NMC Núm. de unidades 2 unidades Voltaje 48 V Capacidad 1000 Ah
<b>Información del sistema</b> <b>Generador FV</b> Núm. de módulos 6 unidades Pnom total 3000 Wp		

### Resumen de resultados

Energía disponible 3531 kWh/año	Producción específica 1177 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 64.51 %
Energía usada 2660 kWh/año		Fracción solar (SF) 100.00 %

### Parámetros generales

<b>Sistema independiente</b> <b>Orientación campo FV</b> <b>Orientación</b> Plano fijo Inclinación/Azimut 17 / 0 °	<b>Sistema independiente con baterías</b> <b>Configuración de cobertizos</b> Sin escena 3D definida	<b>Modelos usados</b> Transposición Perez Difuso Importado Circunsolar separado
<b>Necesidades del usuario</b> Consumidores domésticos diarios Constante durante el año Promedio 7.4 kWh/Día		



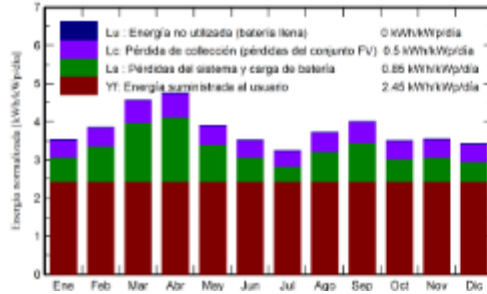
### Producción del sistema

Energía disponible	3531 kWh/año	Producción específica	1177 kWh/kWp/año
Energía usada	2660 kWh/año	Proporción de rendimiento (PR)	64.51 %
Exceso (sin usar)	0 kWh/año	Fracción solar (SF)	100.00 %
<b>Pérdida de carga</b>		<b>Envejecimiento de la batería (Estado de desgaste)</b>	
Fracción de tiempo	0.0 %	Ciclos SOW	92.5 %
Energía faltante	0 kWh/año	SOW estático	90.0 %
		Duración de vida de batería	10.0 años

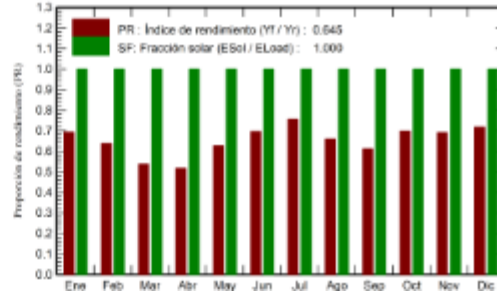
### Evaluación económica

<b>Inversión</b>		<b>Costo anual</b>		<b>LCOE</b>	
Global	6.156,92 USD	Anualidades	0.00 USD/año	Costo energético	0.13 USD/kWh
Específico	2.05 USD/Wp	Costos de func.	547.21 USD/año		
		Período de recuperación	1.00 años		

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)

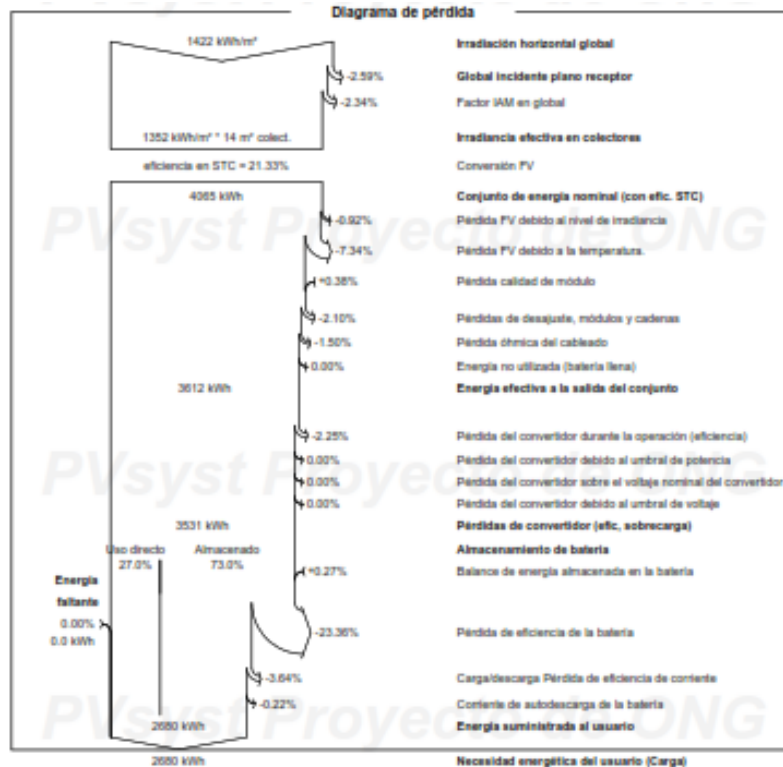


Balances y resultados principales

	GlobHor	GlobEff	E_Avail	EUnused	E_Miss	E_User	E_Load	SolFrac
	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	proporción
Enero	121.6	106.4	279.3	0.090	0.000	227.6	227.6	1.000
Febrero	115.6	105.0	276.9	0.000	0.000	205.6	205.6	1.000
Marzo	146.1	136.7	362.4	0.000	0.000	227.6	227.6	1.000
Abril	140.6	140.0	363.7	0.000	0.000	220.3	220.3	1.000
Mayo	116.2	116.6	310.4	0.000	0.000	227.6	227.6	1.000
Junio	99.7	103.0	270.1	0.000	0.000	220.3	220.3	1.000
Julio	96.9	96.2	257.6	0.000	0.000	227.6	227.6	1.000
Agosto	113.0	112.7	292.9	0.000	0.000	227.6	227.6	1.000
Septiembre	122.0	117.4	303.6	0.000	0.000	220.3	220.3	1.000
Octubre	114.6	105.6	274.9	0.000	0.000	227.6	227.6	1.000
Noviembre	116.6	103.6	270.4	0.000	0.000	220.3	220.3	1.000
Diciembre	116.4	102.6	269.0	0.030	0.000	227.6	227.6	1.000
<b>Año</b>	<b>1421.7</b>	<b>1352.5</b>	<b>3531.5</b>	<b>0.120</b>	<b>0.000</b>	<b>2660.2</b>	<b>2660.2</b>	<b>1.000</b>

### Leyendas

GlobHor	Irradiación horizontal global	E_User	Energía suministrada al usuario
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	E_Load	Necesidad energética del usuario (Carga)
E_Avail	Energía solar disponible	SolFrac	Fracción solar (EUtilizada / ECarga)
EUnused	Energía no utilizada (batería llena)		
E_Miss	Energía faltante		



**Costo del sistema**

<b>Costos de instalación</b>			
Artículo	Cantidad	Costo	Total
	unidades	USD	USD
<b>Módulos FV</b>			
LRS-66 HSD 500 M Bifacial	6	261.82	1.570.92
Soportes para módulos	6	36.77	220.62
Baterías	2	980.63	1.961.26
Controladores			500.00
<b>Otros componentes</b>			
Accesorios, sujetadores	24	2.51	60.24
Cableado	42	1.62	68.04
Caja de conexiones	1	163.44	163.44
Sistema de monitoreo, pantalla de visualización	1	324.44	324.44
Sistema de medición, piranómetro	1	130.09	130.09
Pararrayos	1	90.00	90.00
<b>Instalación</b>			
Costo de instalación global por módulo	6	13.72	82.32
Costo de instalación global por inversor	1	15.33	15.33
Costo de instalación global por batería	2	13.25	26.50
Transporte	1	100.00	100.00
costo de instalación de controlador	1	13.72	13.72
puesta tierra precio global	1	55.00	55.00
<b>Estudios y análisis</b>			
Ingeniería	1	100.00	100.00
Estudios ambientales	1	50.00	50.00
Análisis Económico	1	50.00	50.00
<b>Seguro</b>			
Seguro de construcción	1	100.00	100.00
<b>Costos del terreno</b>			
Preparación del terreno	1	75.00	75.00
Inversor			400.00
<b>Total</b>			<b>6.156.52</b>
<b>Activo amortizable</b>			<b>4.713.04</b>

**Costos de operación**

Artículo	Total USD/año
Mantenimiento	
Salarios	50.00
Reparaciones	100.00
Limpieza	30.00
Provisión para remplazo batería	171.23
Total (OPEX)	351.23
Incluyendo inflación (3.50%)	547.21

**Análisis financiero**

<b>Periodo de simulación</b>			
Vida del proyecto	25 años	Año de inicio	2023
<b>Variación del ingreso a lo largo del tiempo</b>			
Inflación			3.50 %/año
Variación de producción (envejecimiento)			30.00 %/año
Tasa de descuento			10.00 %/año
<b>Amortización</b>			
Activos amortizables			4.713.04 USD
Valor de rescate			2.000.00 USD
Total canjeable			2.713.04 USD
Período de amortización	25 años		
<b>Financiamiento</b>			
Fondos propios			5.000.00 USD
Subsidios			1.156.92 USD
<b>Venta de electricidad</b>			
Tarifa de alimentación			0.1000 USD/kWh
<b>Retorno de la inversión</b>			
Período de recuperación		Improductivo	
Valor presente neto (VPN)			-1.348.91 USD
Retorno de la inversión (ROI)			-27.0 %
Dividendos pagados			1.724.02 USD