



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

PROYECTO DE GRADUACIÓN

**VIABILIDAD DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO CON DIFERENTES
TECNOLOGÍAS DE RESPALDO PARA COMUNIDAD SIN ENERGÍA ELÉCTRICA EN
SAN JOSÉ, LA PAZ, HONDURAS**

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN ENERGÍA

PRESENTADO POR:

21641138 ALEJANDRO DAVID MUNGUIA MATUTE

ASESOR: PHD. HÉCTOR VILLATORO

CAMPUS SAN PEDRO SULA;

ENERO, 2021

A mis adorados padres.
A mis abuelos en el cielo.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mis padres por impulsarme y ser mi apoyo incondicional siempre.

Agradezco a mi familia y amigos por su apoyo a lo largo de este proceso.

Agradezco a todo catedrático en mi vida universitaria por los conocimientos compartidos. Agradezco también a todo amigo, colega y catedrático quien haya atendido a las dudas que se presentaron en la elaboración de este trabajo.

Agradezco a mi asesor metodológico, PhD. Héctor Villatoro, por su apoyo y conocimientos compartidos a lo largo de la elaboración de este trabajo de Proyecto Fase I.

Agradezco al Sr. Darío Urbina quien sin duda accedió a que se llevara a cabo esta investigación sobre uno de los proyectos habitacionales de vivienda social desarrollados por la empresa Constructora Equinoccio S.A.

RESUMEN

El departamento de La Paz es uno de los departamentos con menor cobertura eléctrica de Honduras. La falta de acceso a la red eléctrica no es exclusiva de Honduras, se presenta en todos los países en vías de desarrollo, en especial en el medio rural. Con el fin de presentar una solución alternativa y viable a este problema, en esta investigación se realizó un estudio de viabilidad de un sistema solar fotovoltaico aislado para suplir la demanda proyectada de electricidad de una comunidad de vivienda social en el medio rural sin energía eléctrica en San José, La Paz. Se analizaron dos escenarios con dos distintas opciones de respaldo. El primer escenario es respaldado mediante un banco de baterías y el segundo mediante un generador eléctrico diésel. Para el estudio se consideró una instalación fotovoltaica general para toda la comunidad. Todas las viviendas de la comunidad son iguales y para ellas se consideró la misma carga base y utilización considerando los mismos electrodomésticos en cada vivienda. Ambos escenarios fueron dimensionados de manera que puedan suplir electricidad de manera ininterrumpida a la comunidad. El banco de baterías se dimensionó tomando en cuenta las necesidades energéticas diarias. Una vez dimensionados, se realizó la simulación de ambos y con los resultados obtenidos se procedió a realizar un estudio financiero en el cual se determina el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto. Este estudio financiero se realizó con la finalidad de determinar la viabilidad de cada escenario y concluir en qué escenario es más viable: respaldo mediante banco de baterías o mediante un generador eléctrico diésel. El escenario que presentó el mayor valor actual neto, así como la tasa de retorno más atractiva, fue considerado como la opción más viable.

Palabras clave: *sistema fotovoltaico aislado, banco de baterías, generador eléctrico diésel, viabilidad, valor actual neto, tasa interna de retorno*

ABSTRACT

The department of La Paz is one of the departments with the lowest electricity coverage in Honduras. The lack of access to the electricity grid is not exclusive to Honduras, it occurs in all developing countries, especially in rural areas. In order to present an alternative and viable solution to this problem, in this research a viability study of a decentralized photovoltaic solar system was carried out to supply the projected electricity demand of a social housing community in San José, La Paz. Two scenarios with different backup options were analyzed. The first scenario is backed by a battery bank and the second by a diesel electric generator. For the study, a general photovoltaic installation for the entire community is considered. All the homes in the community are the same and the same base load and usage are considered for them, considering the same electrical appliances in each home. Both scenarios were dimensioned in such a way that they can supply electricity uninterruptedly to the community. The battery bank was dimensioned considering the daily energy needs and the diesel generator by the peak load. Once dimensioned, the simulation of both scenarios was carried out and with the results obtained a financial study was carried out in which the Net Present Value (NPV) and the Internal Return Rate (IRR) are determined. This financial study was carried out in order to determine the viability of each scenario and conclude in which scenario is more viable: backup by battery bank or by a diesel electric generator. The scenario that presented the highest net present value, as well as the most attractive internal return rate, was considered the most viable option.

Keywords: *decentralized photovoltaic system, battery bank, diesel generator, viability, net present value, internal rate of return*

ÍNDICE DE CONTENIDO

TABLA DE CONTENIDO

Autorización.....	2
Hoja de Firmas.....	3
Agradecimientos.....	5
Resumen.....	6
Abstract	7
Índice de Contenido	8
Índice de Ilustraciones	12
Índice de Tablas.....	15
I. Introducción.....	17
II. Planteamiento del Problema	20
2.1 Precedentes Del Problema.....	20
2.2 Definición del Problema.....	21
2.3 Justificación.....	22
2.4 Preguntas de Investigación.....	23
2.5 Objetivos	23
2.5.1 Objetivo General.....	23
2.5.2 Objetivos Específicos.....	23
III. Marco Teórico.....	24
3.1 Acceso a La Energía Eléctrica	24
3.1.1 Análisis Global Del Acceso a La Energía Eléctrica.....	24
3.1.2 Macroentorno Del Acceso a La Energía Eléctrica	26
3.1.3 Microentorno Del Acceso a La Energía Eléctrica	27

3.1.4	Acceso a La Energía Eléctrica en Honduras.....	28
3.2	Sistemas Solares Fotovoltaicos Aislados.....	29
3.3	Teorías de Sustento	30
3.3.1	Energía Solar.....	30
3.3.2	Energía Solar Fotovoltaica.....	30
3.3.3	Panel o Módulo Fotovoltaico.....	31
3.3.4	Inversor.....	32
3.3.5	Banco de Baterías	32
3.3.6	Generador Eléctrico Diésel.....	32
3.3.7	Valor Actual Neto – VAN	32
3.3.8	Tasa Interna de Retorno – TIR	33
IV.	Metodología.....	34
4.1	Descripción de la Metodología	34
4.1.1	Enfoque	34
4.1.2	Orientación	34
4.1.3	Naturaleza de los Datos.....	36
4.2	Variables de la Investigación.....	37
4.2.1	Variable dependiente.....	37
4.2.2	Variables Independientes	37
4.2.3	Descripción de las variables	38
4.3	Hipótesis	40
4.3.1	Hipótesis de la investigación.....	40
4.3.2	Hipótesis Nula.....	40
4.4	Técnicas e instrumentos.....	40
4.4.1	Microsoft Excel	41

4.4.2	HelioScope.....	41
4.4.3	PVSyst.....	41
4.4.4	Meteonorm.....	41
4.5	Metodología de Investigación.....	41
4.5.1	Datos Meteorológicos de la Localidad.....	43
4.5.2	Estimación de la Demanda y Necesidades Energéticas.....	47
4.5.3	Primer Escenario: Dimensionamiento de Banco de Baterías.....	50
4.5.4	Segundo Escenario: Dimensionamiento del Generador Eléctrico Diésel 53	
4.5.5	Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico.....	53
4.5.6	Especificación de la clasificación del inversor.....	54
V.	Análisis y Resultados.....	59
5.1	Estimación de la Demanda y Necesidades Energéticas.....	59
5.1.1	Método Nosaki.....	59
5.1.2	Evaluación de las Necesidades Energéticas.....	60
5.2	Dimensionamiento del Sistema.....	61
5.2.1	primer escenario: Especificación de la batería.....	61
5.2.2	Energía Requerida del Arreglo Fotovoltaico.....	62
5.2.3	Segundo Escenario: Dimensionamiento del Generador Eléctrico Diésel 62	
5.2.4	Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico.....	63
5.2.5	Especificación de la clasificación del inversor.....	64
5.3	Simulación del Sistema General en Helioscope.....	68
5.4	Primer Escenario: Simulación en PVSyst.....	71
5.5	Evaluación del Segundo Escenario.....	75

5.6	Análisis Financiero: Primer Escenario	76
5.7	Análisis Financiero: Segundo Escenario	79
VI.	Conclusiones	81
VII.	Recomendaciones.....	82
VIII.	Trabajo Futuro	83
IX.	Bibliografía.....	84
X.	Anexos.....	88
10.1	Imágenes de la comunidad.....	88
10.2	Plano de la Vivienda.....	91
10.3	Informe de PVSyst – Primer Escenario	92
10.4	Reporte de Simulación en Helioscope.....	99
10.5	Hoja Técnica del Módulo Fotovoltaico	102
10.6	Hoja Técnica del Inversor.....	104
10.7	Vista de Planta de la Instalación en la Comunidad; Error! Marcador no definido.	

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 - Municipio de San José, La Paz	20
Ilustración 2 - Potencial Fotovoltaico en Honduras	22
Ilustración 3 - Acceso a la electricidad (% de la población).....	25
Ilustración 4 - Proporción de la población con acceso a la electricidad, 2019.....	26
Ilustración 5 - Acceso a la electricidad en regiones en vías de desarrollo	27
Ilustración 6 - Acceso a la electricidad por porcentaje de población en Honduras ...	29
Ilustración 7 - Tipos de paneles fotovoltaicos.....	31
Ilustración 8 - Escenario 1: Respaldo mediante banco de baterías.....	35
Ilustración 9 - Escenario 2: Respaldo mediante un generador diésel.....	35
Ilustración 10 - Esquema metodológico.....	37
Ilustración 11 - Variables de la investigación.....	38
Ilustración 12 - Comunidad Villa Granadillo.....	42
Ilustración 13 - Radiación global diaria.....	43
Ilustración 14 - Temperatura diaria.....	44
Ilustración 15 - Temperatura.....	44
Ilustración 16 - Precipitación.....	45
Ilustración 17 - Radiación mensual.....	46
Ilustración 18 - Duración en horas de la radiación solar	46
Ilustración 19 - Hornillo y leña en una de las viviendas de la comunidad.....	49
Ilustración 20 - Perfil de Carga	63
Ilustración 21 - Ubicación del proyecto	68
Ilustración 22 - Generación de Energía Eléctrica vs Consumo de Energía Eléctrica Proyectado [kWh].....	70
Ilustración 23 - Curva de Generación y Perfil de Carga	70

Ilustración 24 - Distribución por hora.....	72
Ilustración 25 - Carga eléctrica, curva de generación, carga y descarga del banco de baterías.....	74
Ilustración 26 - Carga eléctrica y energía disponible del sistema.....	75
Ilustración 27 - Energía Requerida del Generador, Energía del Arreglo y la Carga	76
Ilustración 28 - Flujo de efectivo acumulado del primer escenario	78
Ilustración 29 - Flujo de efectivo acumulado del segundo escenario	80
Ilustración 30 - Viviendas sociales de la comunidad Villa Granadillo, San José, La Paz, Honduras	88
Ilustración 31 - Vista de calle de las viviendas.....	89
Ilustración 32 - Instalación eléctrica para el medidor en una de las viviendas.....	90
Ilustración 33 - Conexiones eléctricas de la vivienda.....	91
Ilustración 34 - Informe de PVSyst: Primer Escenario.....	92
Ilustración 35 - Informe de PVSyst: Primer Escenario.....	93
Ilustración 36 - Informe de PVSyst: Primer Escenario.....	94
Ilustración 37 - Informe de PVSyst: Primer Escenario.....	95
Ilustración 38 - Informe de PVSyst - Primer Escenario.....	96
Ilustración 39 - Informe de PVSyst: Primer Escenario.....	97
Ilustración 40 - Informe de PVSyst: Primer Escenario.....	98
Ilustración 41 – Informe de Simulación en Helioscope.....	99
Ilustración 42 – Informe de Simulación en Helioscope.....	100
Ilustración 43 – Informe de simulación en Helioscope	101
Ilustración 44 - Hoja técnica del módulo fotovoltaico	102
Ilustración 45 - Hoja técnica del módulo fotovoltaico	103
Ilustración 46 - Hoja técnica del inversor.....	104

Ilustración 47 - Batería Hoppecke	105
Ilustración 48 - Batería Hoppecke	106
Ilustración 49 - Batería Hoppecke	107
Ilustración 50 - Vista de planta de la comunidad.....	108
Ilustración 51 - Vista lateral de la estructura.....	109
Ilustración 52 - Flujo de efectivo: banco de baterías	110
Ilustración 53 - Flujo de efectivo: banco de baterías	111
Ilustración 54 - Flujo de efectivo: banco de baterías	112
Ilustración 55 - Flujo de efectivo: generador eléctrico diésel	113
Ilustración 56 - Flujo de efectivo: generador eléctrico diésel.....	114
Ilustración 57 - Flujo de efectivo: generador eléctrico diésel.....	115

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I - Evaluación de la cobertura eléctrica en porcentaje de la población total	28
Tabla II - Tabla de datos meteorológicos.....	47
Tabla III - Demanda para distintas poblaciones.....	48
Tabla IV - Necesidades energéticas por vivienda.....	50
Tabla V - Habitantes de Villa Granadillo	59
Tabla VI - Análisis de las necesidades energéticas	60
Tabla VII - Consumo de energía total.....	60
Tabla VIII - Datos del módulo fotovoltaico.....	65
Tabla IX - Datos del inversor	65
Tabla X - Configuración del sistema en Helioscope.....	68
Tabla XI - Generación Mensual según Helioscope y Consumo Eléctrico Proyectado	69
Tabla XII - Resumen de resultados en PVSyst	71
Tabla XIII - Necesidades detalladas del usuario en PVSyst.	72
Tabla XIV - Balances y resultados principales anuales de PVSyst.	73
Tabla XV - Presupuesto del primer escenario.....	77
Tabla XVI - Parámetros financiero de entrada del primer escenario	77
Tabla XVII - Datos de salida del primer escenario	78
Tabla XVIII - Presupuesto del segundo escenario.....	79
Tabla XIX - Parámetros de entrada para análisis financiero de segundo escenario ...	79
Tabla XX - Datos de salida financieros del segundo escenario.....	80

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1 - Cálculo del Valor Actual Neto.....	33
Ecuación 2 - Cálculo de la Tasa Interna de Retorno.....	33
Ecuación 3 - Estimación de la Demanda Eléctrica (Método de Nosaki)	48
Ecuación 4 - Capacidad del Banco de Baterías.....	51
Ecuación 5 - Líneas de Baterías Conectadas en Paralelo.....	51
Ecuación 6 - Baterías en Serie.....	52
Ecuación 7 - Capacidad de Batería en Watt-hora	52
Ecuación 8 - Energía del Arreglo Fotovoltaico	53
Ecuación 9 - Capacidad del Generador Eléctrico Diésel	53
Ecuación 10 - Módulos Fotovoltaicos Necesarios.....	54
Ecuación 11 - Relación Corriente Continua y Corriente Alterna.....	55
Ecuación 12 - Mínimo de Módulos en Cadena	56
Ecuación 13 - Máximo de Módulos en Cadena	57
Ecuación 14 - Voltaje Máximo de Módulo Fotovoltaico	57
Ecuación 15 - Cálculo de Cadenas en Paralelo.....	58
Ecuación 16 - Cálculo de Cadenas en Paralelo.....	58
Ecuación 17 - Requerimiento de Energía del Generador Eléctrico Diésel	75

I. INTRODUCCIÓN

Aproximadamente el 60% de la población hondureña vive en condiciones de pobreza, con la mayoría viviendo en condiciones de pobreza extrema. Esta es la situación de las familias en la comunidad Villa Granadillo en San José, La Paz, Honduras. Es por lo que como parte de una iniciativa por parte de organizaciones no gubernamentales y sin fines de lucro como CEPUDO y *Food for the Poor* a través de la Empresa Constructora Equinoccio S.A., diez familias de la zona se han visto beneficiadas por la construcción de una vivienda social para cada una de ellas. Este es uno de muchos proyectos de vivienda social en el país.

Los proyectos de vivienda social solventan la falta de acceso a una vivienda digna para muchas familias hondureñas. Otro problema que enfrentan varios hondureños en condiciones de pobreza es la falta de acceso a los servicios básicos como acceso al agua potable, alcantarillados, energía eléctrica, entre otros. El problema que enfrenta la comunidad es el acceso a la energía eléctrica. La electrificación rural es un desafío que enfrentan la mayor parte de los países en vías de desarrollo. El objetivo de esta investigación es evaluar un sistema fotovoltaico aislado como posible solución a este problema, comparando las tecnologías de respaldo del sistema y optando por la más viable. Se espera que los resultados del estudio puedan ser aplicados y tomados en consideración para la comunidad del estudio y toda comunidad que se encuentre en la misma situación.

En el primer escenario se estudiará la aplicación de un sistema solar fotovoltaico con un banco de baterías como respaldo y fuente de energía durante los periodos sin generación por parte del sistema fotovoltaico. En el segundo escenario se estudiará una instalación híbrida de solar fotovoltaica con generador eléctrico diésel. Se realizará un estudio tecno-económico de ambos escenarios para concluir en la solución más viable.

Investigaciones similares han evaluado la viabilidad de las instalaciones aisladas en Honduras y en otras partes del mundo. Altamirano (2020) comparó la viabilidad entre un sistema fotovoltaico aislado respaldado por un banco de baterías versus una extensión de la red de distribución para una residencia sin energía eléctrica en Santa Bárbara. El parámetro que tomó en cuenta para su evaluación fue el cálculo de los Costos Presentes

Netos, tomando como escenario más viable el que presentara un menor costo. Tinoco (2020) también realizó un estudio de instalaciones aisladas, en su caso en el sector noroeste de la capital industrial del país, San Pedro Sula. En su investigación realizó un estudio costo-beneficio para 18 vecindarios de ese sector, evaluando la viabilidad de desconectar las viviendas de la red de distribución y siendo eléctricamente autosustentables con una instalación fotovoltaica aislada. (Flores et al., 2016), realizaron una investigación de tecnologías de generación eléctrica para seis municipalidades en el occidente de Honduras. En su investigación en lugar de diseñar un sistema de generación de alta confiabilidad, el objetivo fue proveer la configuración básica de la matriz energética de un área rural para la cual no hay datos de alta resolución. (Reyes Duke & Osorio Hernández, 2018), realizaron una investigación de la implementación de un sistema solar fotovoltaico – diésel en la municipalidad de Puerto Lempira, Gracias a Dios, Honduras. La investigación tuvo como objetivo determinar la viabilidad del sistema híbrido para la compañía de electricidad municipal, ELEESA. (Ørb & Lyngby, s. f.), realizaron una investigación del diseño de un sistema descentralizado híbrido con energía eólica y diésel para una vivienda en Dinamarca como una alternativa a los altos precios de la electricidad y la necesidad de minimizar el impacto ambiental.

En el segundo capítulo de este informe se presentará el *Planteamiento del Problema* donde se le dará a conocer al lector los antecedentes del problema del estudio y donde éste se va a definir de una mejor manera. Se le presentarán al lector la justificación de la investigación y las preguntas que serán la base del estudio, las que se responderán al finalizar la investigación. En el tercer capítulo se presentará el *Marco Teórico* de la investigación donde se presenta un análisis de macro y microentorno del caso de estudio, así como los conceptos necesarios para la comprensión del trabajo a realizarse. Al *Marco Teórico* le seguirá la *Metodología* del estudio en el cuarto capítulo donde se presentarán y se detallarán las variables de la investigación, la hipótesis, el enfoque y la metodología de la investigación. En la última se detallará paso a paso lo que se realizará en el estudio para llevar a cabo la investigación y que ésta pueda ser replicada por quien así lo desee. Para finalizar el estudio se presentarán los *Análisis y Resultados* donde se llevará a cabo todo lo que fue descrito en la metodología para poder llegar a las conclusiones del estudio y conocer el escenario más viable. Se presentarán también

Recomendaciones del estudio y posibles *Trabajos Futuros* que se puedan realizar tomando esta investigación como base.

II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Este capítulo tiene como objetivo presentar los precedentes del problema al lector, así como la definición de este y la justificación del proyecto de investigación. Se presentan también las preguntas de investigación que motivan el desarrollo de este estudio. Por último, se da a conocer el objetivo general y los objetivos específicos de la investigación.

2.1 PRECEDENTES DEL PROBLEMA

Según el Instituto Nacional de Estadística (INE) en su informe titulado Indicadores Cifras de País 2019, el 59.3% de los hogares hondureños se encuentran en condiciones de pobreza, 22.6% en pobreza relativa y 36.7% en pobreza extrema. Con una población total de 9,151,940 personas, el 38.5% viven en hogares con ingreso per cápita de un dólar por día o menos. (*CIFRAS DE PAÍS – INE, s. f.*)

Las viviendas de la comunidad del estudio son producto de un esfuerzo para la donación de viviendas a las familias hondureñas que se encuentran en condiciones de pobreza extrema. Varios proyectos de viviendas sociales se encuentran en zonas rurales sin acceso a la energía eléctrica, siendo este el caso de la comunidad Villa Granadillo ubicada en el municipio de San José en el departamento de La Paz.

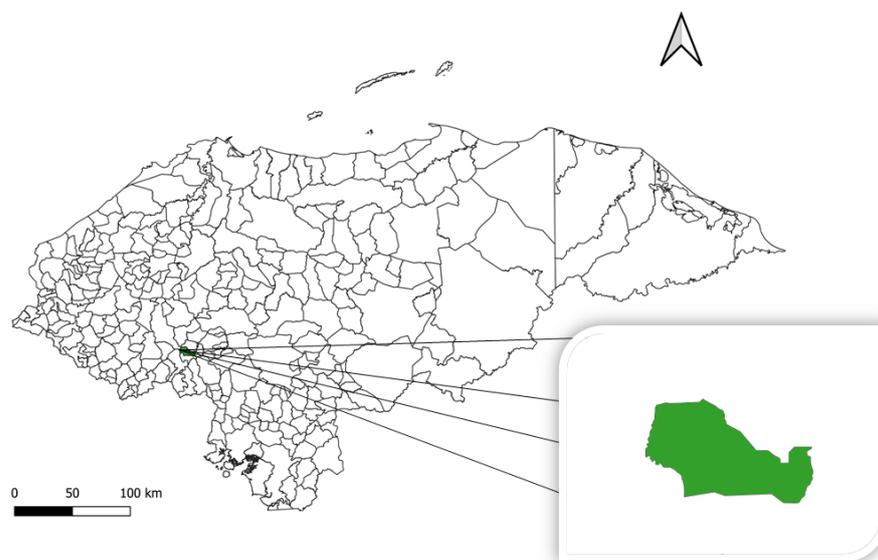


Ilustración 1 - Municipio de San José, La Paz

Fuente: Elaboración propia.

El índice de cobertura eléctrica nos indica la cantidad de viviendas con acceso a la red de distribución. En el país, el 85.02% de las viviendas cuenta con acceso a la red de distribución y el 1.95% están electrificadas sin conexión a la red, con un total del 86.97% de viviendas con acceso a la electricidad. En el caso de La Paz, 64.84% de las viviendas cuentan con acceso a la red, siendo uno de los departamentos con menor cobertura eléctrica. La Paz es uno de los departamentos con mayor cantidad de viviendas electrificadas con sistemas alternativos de generación eléctrica que no están conectadas a la red, con 5,065 viviendas que representan el 9.18% de las viviendas del departamento. (Zapata, s. f.)

2.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Los habitantes de la comunidad Villa Granadillo no cuentan con acceso al servicio básico de la energía eléctrica. En otras partes del departamento de La Paz, ya se aplican medidas alternativas a la conexión con la red de distribución. Un sistema solar fotovoltaico aislado es una solución conveniente, en especial en la zona sur del país, donde se cuenta con mayor disponibilidad del recurso solar como se muestra en la Ilustración 2. Los sistemas aislados necesitan energía de respaldo para que los usuarios cuenten con un suministro de energía eléctrica ininterrumpido. Las fuentes de respaldo como las baterías son consideradas costosas; la otra alternativa, los generadores diésel, emiten gases de efecto invernadero y requieren la compra constante del combustible necesario.

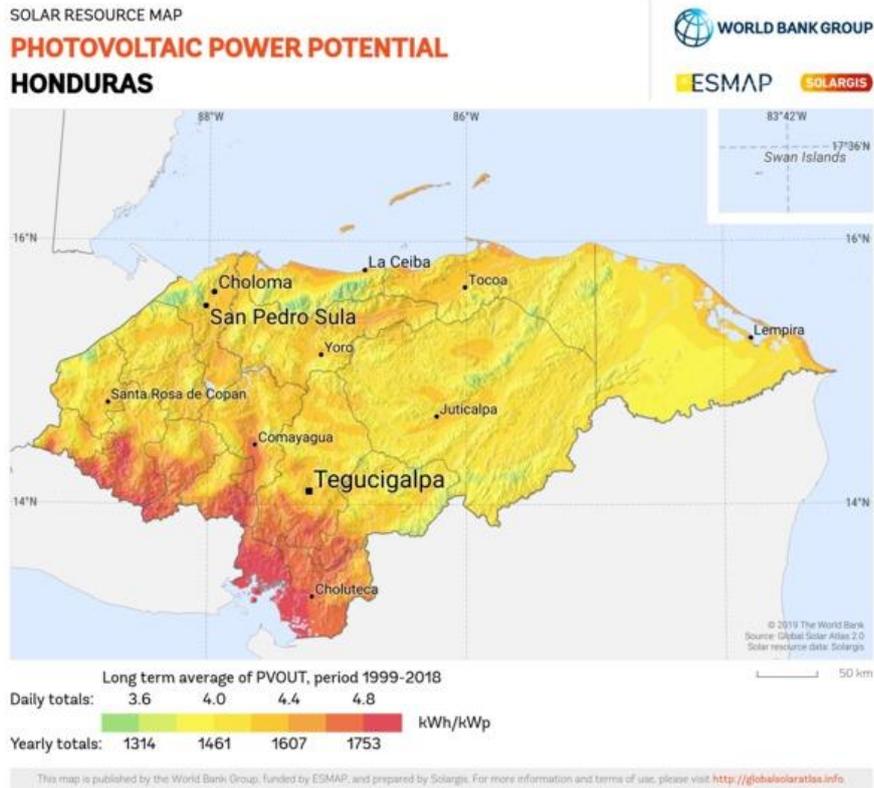


Ilustración 2 - Potencial Fotovoltaico en Honduras

Fuente: (Honduras_PVOUT_mid-size-map_156x141mm-300dpi_v20191015.png (1842x1675), s. f.)

2.3 JUSTIFICACIÓN

Esta investigación se realiza con la esperanza de que los resultados puedan ser aplicados y que la comunidad Villa Granadillo y muchas otras en situaciones similares logren tener acceso a un servicio básico y derecho humano: la energía eléctrica. Se espera que la investigación sea de utilidad para el lector y despierte su interés en el impulso y apoyo al desarrollo de proyectos similares en Honduras, en la región, y en cualquier otra parte del mundo para que toda persona goce de acceso a la energía eléctrica.

Se espera que la investigación responda la incógnita sobre qué tecnología es más viable, pero, sobre todo, que genere una conversación con más preguntas por parte de los lectores y estas preguntas lleven a más investigaciones en el tema.

2.4 PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN

- A. ¿Cuál es la demanda eléctrica de la comunidad Villa Granadillo?
- B. ¿Cuánta energía eléctrica se podría generar con el sistema solar fotovoltaico aislado en la comunidad?
- C. ¿Cuánta energía de respaldo será necesaria para suplir la demanda eléctrica de la comunidad?
- D. ¿Qué escenario presenta un mejor VAN y TIR?
- E. ¿Qué tecnología es más viable para respaldar el sistema fotovoltaico del caso de estudio? ¿Baterías o un generador diésel?

2.5 OBJETIVOS

2.5.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar qué tecnología es más viable para respaldar un sistema solar fotovoltaico aislado en la comunidad Villa Granadillo en San José, La Paz: baterías o generador diésel. Por viable se entiende que el proyecto puede ser realizado y es la opción más razonable luego de comparar la TIR y el VAN de ambos escenarios.

2.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar la demanda eléctrica de la comunidad Villa Granadillo.
- Dimensionar un sistema solar fotovoltaico aislado que pueda satisfacer la demanda eléctrica de la comunidad Villa Granadillo.
- Realizar simulaciones con el apoyo de softwares para ambos escenarios: respaldo mediante baterías y generador diésel.
- Hacer un estudio tecno-económico de ambos escenarios.
- Calcular el VAN y la TIR de ambos escenarios.
- Determinar qué escenario es más viable de acuerdo con los parámetros establecidos para su aplicación en la comunidad Villa Granadillo en base a los resultados obtenidos de las simulaciones y estudios.

III. MARCO TEÓRICO

Este capítulo tiene como objetivo sustentar la investigación, presentando una recopilación de los temas de interés, así como de las teorías de sustento que servirán de apoyo al lector con los términos utilizados en el presente trabajo.

3.1 ACCESO A LA ENERGÍA ELÉCTRICA

La energía eléctrica o la electricidad es lo que ha permitido el desarrollo de la civilización humana de manera exponencial desde el momento de su descubrimiento y aplicación. La energía eléctrica impulsa la economía y por ende, la salud, educación, alimentación, entre innumerables actividades esenciales en nuestra vida. Sin acceso a la energía eléctrica, las personas se encuentran en situaciones de mayor vulnerabilidad. Es por esto que la energía eléctrica es una necesidad para el ser humano.

3.1.1 ANÁLISIS GLOBAL DEL ACCESO A LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Según la base de datos de Energía Sostenible para Todos (SE4ALL) del Marco de Seguimiento Mundial (liderado por el Banco Mundial, la Agencia Internacional de la Energía y el Programa de Asistencia para la Gestión del Sector de Energía), el 89.59% de la población mundial cuenta con acceso a la electricidad. La base de datos también especifica el porcentaje de la población urbana y de la rural con acceso a la electricidad. El 97.26% de la población urbana cuenta con acceso a la electricidad, mientras que solamente el 82.04% de la población rural cuenta con acceso. (*Acceso a la electricidad (% de población) | Data, s. f.*)

Tomando los datos anteriores del año 2018, el 10.41% de la población mundial no cuenta con energía eléctrica, es decir, cerca de 800 millones de personas. Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA por sus siglas en inglés), las políticas de acceso energético han dado fruto, con los datos del 2019 demostrando un importante progreso. En su reporte de octubre de 2020 se menciona que la cantidad de personas sin acceso a la electricidad bajó de casi 860 millones en 2018 a 770 millones en 2019, un récord en los años recientes. Sin embargo, este progreso se ha visto revertido debido a la pandemia

COVID-19, empujando a varios países de la meta de acceso universal para el 2030. (*Access to Electricity – SDG7*, s. f.)

En la siguiente ilustración se presenta un gráfico de línea que representa el porcentaje de población mundial con acceso a la energía eléctrica desde el año 1998 hasta el 2018:

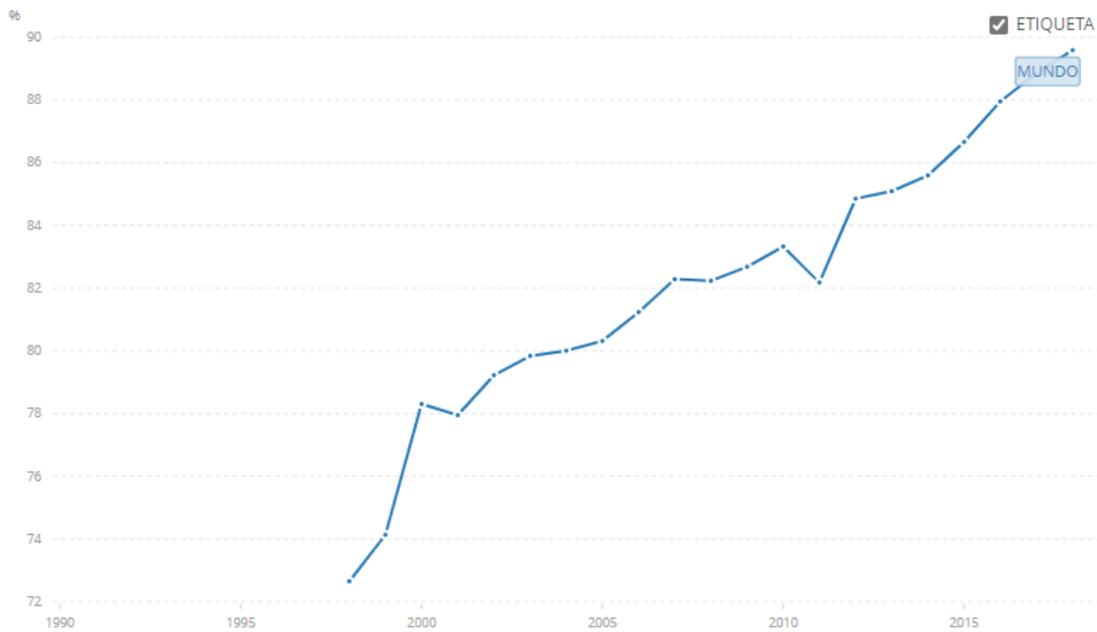


Ilustración 3 - Acceso a la electricidad (% de la población)

Fuente: Banco Mundial, 2018.

En la siguiente ilustración se presenta un mapamundi ilustrando la proporción de la población con acceso a la electricidad en las regiones en vías de desarrollo. Se representan en azul aquellos países cuya población con acceso a la electricidad es baja; en amarillo, aquellos países cuya población con acceso a la electricidad es alta.

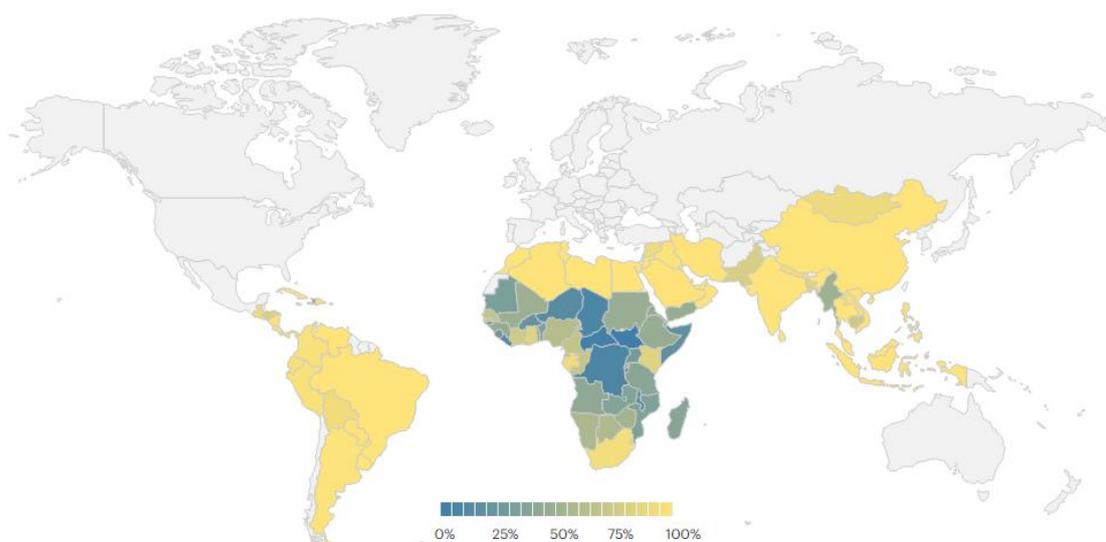


Ilustración 4 - Proporción de la población con acceso a la electricidad, 2019.

Fuente: IEA, 2019.

3.1.2 MACROENTORNO DEL ACCESO A LA ENERGÍA ELÉCTRICA

África

Solamente el 42.8% de la población del continente africano contaba con acceso a la energía eléctrica en el año 2016. Este porcentaje de acceso a la electricidad es mucho menor al de otras regiones en vías de desarrollo. Más de 600 millones de personas en África viven sin electricidad, incluyendo al más del 80% que viven en zonas rurales. La República de Seychelles y la República de Mauricio son los dos únicos países de la región que cuentan con porcentajes de acceso eléctrico casi universal. (Blimpo & Cosgrove-Davies, s. f.)

El siguiente gráfico presenta el porcentaje de la población en regiones en vías de desarrollo con acceso a la electricidad desde el año 1995 hasta el 2016:

Figure 1.1 Access to Electricity

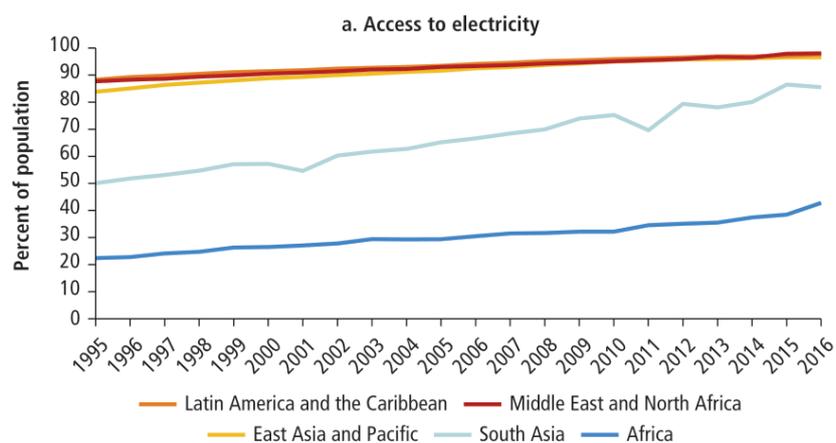


Ilustración 5 - Acceso a la electricidad en regiones en vías de desarrollo

Fuente: (Blimpo & Cosgrove-Davies, s. f.)

3.1.3 MICROENTORNO DEL ACCESO A LA ENERGÍA ELÉCTRICA

América Latina y El Caribe

Según Iorio y Sanin, El Caribe se encuentra por debajo del promedio de toda la región, con 7 millones de personas sin acceso a la electricidad sobre un total de 38 millones, es decir, el 18.42% de la población. La brecha entre acceso urbano y rural es del 19% en El Caribe, superior a la brecha de 11.4% en América Latina y El Caribe. Según su informe, la tasa de acceso en el medio urbano en El Caribe cayó un 8%, mientras que en el sector rural aumentó un 59% en el período 1990-2014. (*Acceso y asequibilidad a la energía eléctrica en América Latina y El Caribe | Publications, s. f.*)

Tabla I - Evaluación de la cobertura eléctrica en porcentaje de la población total

País	Inicio	Fin	Inicio		Fin		Var/año	
			Rural	Urbano	Rural	Urbano	Rural	Urbano
Argentina	1993	2010	65	N/D	90,42	99,56	2,0	N/A
Bolivia	1990	2016	10	78,6	73	99	7,9	0,9
Brasil	1990	2016	55,4	97,6	95,80	99,79	2,1	0,1
Chile	1990	2009	49,3	97	94	99	3,5	0,1
Colombia	1995	2009	33	81	78	98	6,3	1,4
Costa Rica	1990	1999	81,9	100	90,40	100	1,1	0,0
Ecuador	1990	2010	50,3	91,8	89,03	94,82	2,9	0,2
El Salvador	1990	2016	22,6	82,2	91,80	98,30	5,5	0,7
Guatemala	1996	2004	16	94,8	79,60	91,80	22,2	-0,4
Honduras	1990	2016	21,37	49,92	65,15	82,75	4,4	2,0
México	1993	2016	79,3	96,53	95,15	99,56	0,8	0,1
Perú	1990	2016	12	N/D	89,20	N/D	8,0	N/A
Rep. Dominicana	1997	2016	61	98,5	91,40	98,30	2,2	0,0
Uruguay	1990	2016	64,05	95,31	97,90	99,80	1,6	0,2

Fuente: SIER-OLADE y Banco Mundial

Fuente: Como está citado por Iorio y Sanin.

En la Tabla I, se puede observar que no hay gran variabilidad al año en el medio urbano como mencionan los autores, donde se observa la mayor variabilidad es en el medio rural, en especial en el caso de Guatemala. Esto se debe a que la mayoría de los países de la región tenían una mayor cobertura en el medio urbano a principio de la década de los noventa. Los avances notorios entonces se dan en el medio rural en especial en el caso de Bolivia, Guatemala, Colombia, El Salvador, Honduras y Perú. (*Acceso y asequibilidad a la energía eléctrica en América Latina y El Caribe | Publications, s. f.*)

3.1.4 ACCESO A LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN HONDURAS

Según la base de datos de Energía Sostenible para Todos (SE4ALL) del Marco de Seguimiento Mundial (liderado por el Banco Mundial, la Agencia Internacional de la Energía y el Programa de Asistencia para la Gestión del Sector de Energía, en el año 2018, Honduras contaba con un porcentaje de población de acceso a la electricidad de 91.9%. Según la base de datos, el acceso a la energía eléctrica por porcentaje de población en el medio urbano es 100%; en el medio rural, 81.1%. (*Acceso a la electricidad (% de población) - Honduras | Data, s. f.*)

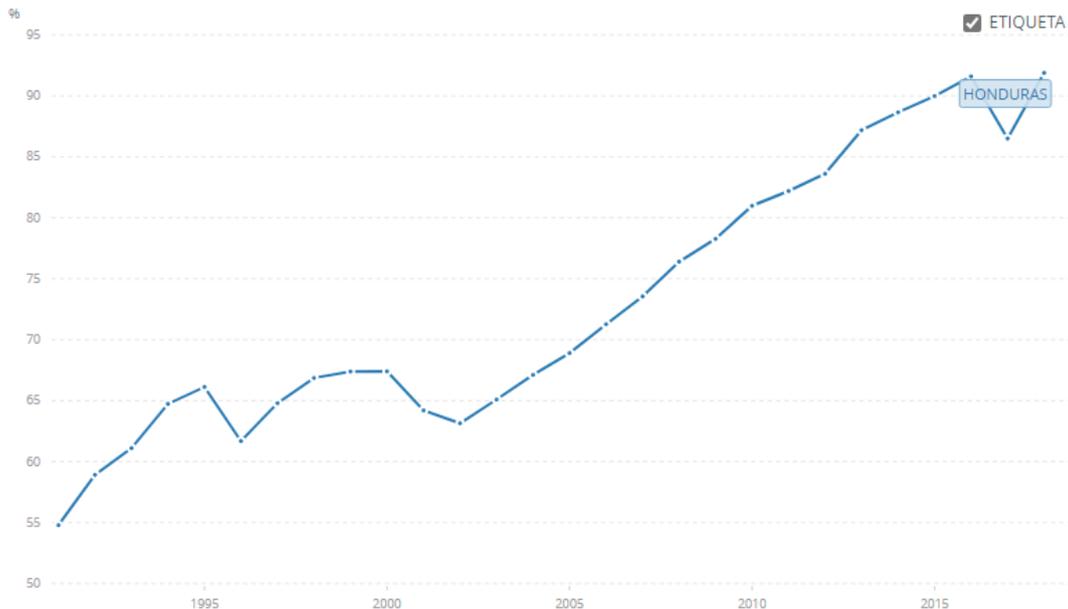


Ilustración 6 - Acceso a la electricidad por porcentaje de población en Honduras

Fuente: Banco Mundial, 2018.

En la Ilustración 6 se puede apreciar un gráfico de línea con el aumento del acceso a la electricidad en Honduras a lo largo de las últimas tres décadas. En 1991, Honduras apenas contaba con un 54.72% de la población con acceso a la electricidad. Es notoria la mejora en cuanto a la electrificación en ambos medios, rural y urbano.

3.2 SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS AISLADOS

Los sistemas solares fotovoltaicos aislados o descentralizados, vienen a solventar la falta de conexión a la red eléctrica en zonas aisladas o incluso en zonas donde existe cobertura a la red y el usuario decide no depender de una compañía de distribución eléctrica. El problema de los sistemas solares aislados es que la energía solar es intermitente, no es constante la energía que se recibe del sol en los módulos fotovoltaicos y necesitan de un respaldo de energía para suplir el sistema. Este respaldo puede ser de bancos de baterías que almacenan la energía que no fue consumida por la carga, también conocida como excedentes. Estos excedentes en un sistema centralizado o conectado a la red serían inyectados a la red de distribución.

Una alternativa al banco de baterías es la aplicación de un sistema solar híbrido, donde aparte de la generación del sistema solar se utiliza otra fuente de energía que puede ser

renovable o no renovable. De las fuentes más comunes a utilizar junto con un sistema solar fotovoltaico es un generador diésel por su practicidad.

3.3 TEORÍAS DE SUSTENTO

3.3.1 ENERGÍA SOLAR

La energía solar es aquella energía obtenida del Sol, la estrella al centro de nuestro sistema solar que es nuestra mayor fuente de energía electromagnética. La mayor parte de esta energía electromagnética se recibe en forma de luz y de calor. (The Solar System, 2007)

Según Sánchez Quiroga, la radiación solar incidente en la Tierra se puede aprovechar, por su capacidad para calentar, o directamente, a través del aprovechamiento de la radiación en dispositivos ópticos o de otro tipo. (*TFG_David_Sanchez_Quiroga.pdf*, s. f.)

La energía solar es considerada renovable ya que su fuente, el sol, es un recurso infinito de energía, al menos en su periodo de vida de aproximadamente diez mil millones de años, de los cuales le quedan alrededor de cinco mil millones de años. (*How Old Is the Sun? | NASA Space Place – NASA Science for Kids*, s. f.)

Según Sánchez Quiroga, la energía solar se puede clasificar en: solar activa, solar pasiva, solar térmica, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, solar híbrida, solar eólica. (*TFG_David_Sanchez_Quiroga.pdf*, s. f.) De las mencionadas, las de interés para el estudio son la energía solar fotovoltaica y la solar híbrida.

3.3.2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es utilizada para producir energía eléctrica a través de celdas fotovoltaicas. Según la Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable del Gobierno de EE. UU., cuando la luz brilla sobre una celda fotovoltaica, también llamada celda solar, esa luz puede ser reflejada, absorbida o puede pasar a través de la celda. La celda está compuesta de un material semiconductor. (*Solar Photovoltaic Cell Basics*, s. f.)

Cuando este semiconductor está expuesto a la luz, este absorbe la energía de la luz y la transfiere a partículas cargadas negativamente en el material llamado electrón. Esta

energía extra permite que los electrones fluyan a través del material como una corriente eléctrica. Esta corriente es extraída mediante contactos de metal conductivos y luego puede ser utilizada para proveer energía a la red o la carga. (*Solar Photovoltaic Cell Basics*, s. f.)

3.3.3 PANEL O MÓDULO FOTOVOLTAICO

Según Pilco y Jaramillo, un panel fotovoltaico es una placa rectangular, formada por un conjunto de células fotovoltaicas protegidas por un marco de vidrio y aluminio anodizados. La función principal de un panel fotovoltaico es la de soportar mecánicamente a las células fotovoltaicas y de protegerlas de los efectos degradables de la intemperie. (*renlux-paneles-fv.pdf*, s. f.)

Hay tres tipos de paneles fotovoltaicos, la diferencia de estos está en la composición del cristal del módulo. Los paneles fotovoltaicos se clasifican en monocristalinos, policristalinos y amorfos.

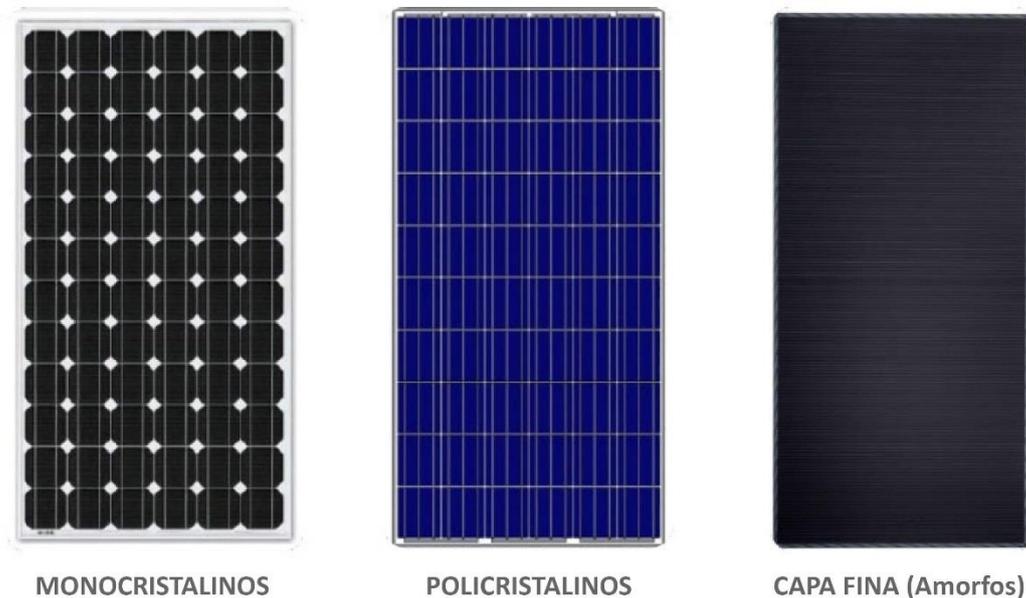


Ilustración 7 - Tipos de paneles fotovoltaicos

Fuente: (Ecofener, 2019)

3.3.4 INVERSOR DE CORRIENTE

Un inversor DC/AC o CC/CA es un equipo que recibe la corriente generada por los módulos fotovoltaicos y realiza la conversión de corriente directa a corriente alterna para que la corriente pueda ser utilizada por la carga.

3.3.5 BANCO DE BATERÍAS

El banco de baterías es el respaldo de la instalación solar fotovoltaica aislada que cumple con el objetivo de almacenar la energía excedente del sistema. La energía que almacenan las baterías puede ser utilizada durante el día cuando sea necesaria ya que la generación de energía solar no es continua y esta energía también puede ser utilizada durante la noche cuando no se cuenta con el recurso solar.

3.3.6 GENERADOR ELÉCTRICO DIÉSEL

El generador es una máquina eléctrica rotativa que transforma energía mecánica en energía eléctrica. Esta transformación se da por la interacción de sus componentes principales: el rotor (parte giratoria) y el estátor (parte estática). (*Los generadores eléctricos*, s. f.)

En el caso del generador eléctrico diésel, el rotor es impulsado por un motor a base de combustible diésel. Según Martins, el diésel, en comparación con otros combustibles como la gasolina, se quema a una temperatura más alta. Esto hace que la generación sea más eficiente y le garantiza mayor potencia al generador. (Martins, 2017)

3.3.7 VALOR ACTUAL NETO – VAN

Según Morales, el valor actual neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. Para esto trae todos los flujos de caja al presente, descontándolos a un tipo de interés determinado. El VAN va a expresar una medida de rentabilidad del proyecto en términos absolutos netos. (*Valor actual neto (VAN)*, 2014)

Se conoce también como valor neto actual (VNA) o valor presente neto (VPN).

A continuación, se presenta la fórmula para el cálculo del VAN:

Ecuación 1 - Cálculo del Valor Actual Neto

$$VAN = \frac{BN_1}{(1+i)^1} + \frac{BN_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{BN_n}{(1+i)^n} - I$$

Donde:

- BN_n : beneficio neto (ingresos menos egresos) del periodo n.
- I: Inversión Inicial
- i: tasa de descuento (costo de oportunidad capital)

(Lledó, s. f.)

3.3.8 TASA INTERNA DE RETORNO – TIR

Según Sevilla, la tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto. Es una medida utilizada en la evaluación de proyectos de inversión que está muy relacionada con el VAN. (*Tasa interna de retorno (TIR) - Definición y ejemplos, 2014*)

Según Lledó, TIR es la tasa de descuento que hace el VAN igual a cero. En términos matemáticos:

Ecuación 2 - Cálculo de la Tasa Interna de Retorno

$$VAN = \frac{BN_1}{(1+TIR)^1} + \frac{BN_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{BN_n}{(1+TIR)^n} - I = 0$$

Por lo tanto:

$$\frac{BN_1}{(1+TIR)^1} + \frac{BN_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{BN_n}{(1+TIR)^n} = I$$

(Lledó, s. f.)

IV. METODOLOGÍA

Este capítulo tiene como objetivo presentar y describir la metodología del trabajo. Se presentan también las variables de la investigación y éstas se clasifican y detallan, seguido por las hipótesis de la tesis. A su vez, en este apartado el lector podrá encontrar los instrumentos y técnicas utilizadas, las ecuaciones y una descripción detallada de lo realizado en el proyecto.

4.1 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA

4.1.1 ENFOQUE

El enfoque de esta investigación es de método correlacional ya que no se manipulan las variables independientes, es decir, la investigación es no experimental. La investigación se basa en la observación y se emplea una correlación para analizar los datos.

4.1.2 ORIENTACIÓN

La investigación está orientada a conclusiones ya que se busca determinar qué tipo de tecnología de respaldo es más factible y por lo tanto viable para suministrar energía eléctrica mediante un sistema solar fotovoltaico aislado a la comunidad Villa Granadillo en San José, La Paz. De ser aplicado, el sistema solar fotovoltaico vendría a solucionar la carencia de energía eléctrica en las viviendas de la comunidad.

Los dos escenarios con diferentes tecnologías de respaldo se presentan a continuación:

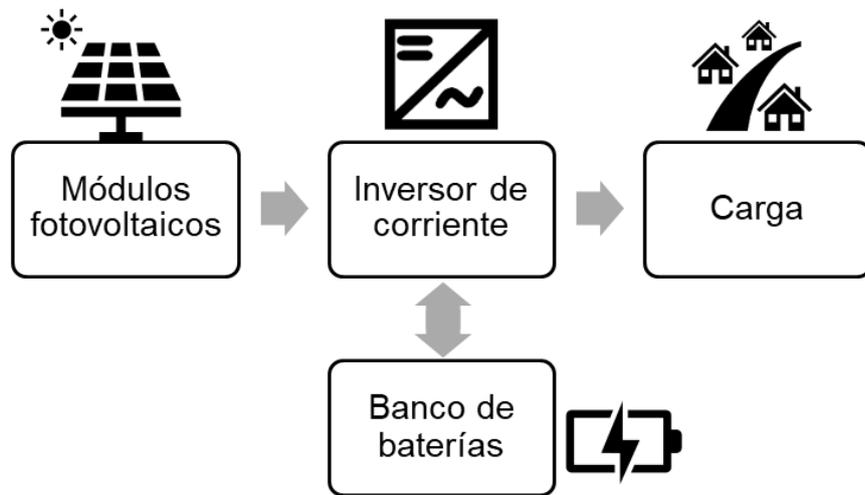


Ilustración 8 - Escenario 1: Respaldo mediante banco de baterías

Fuente: Elaboración propia.

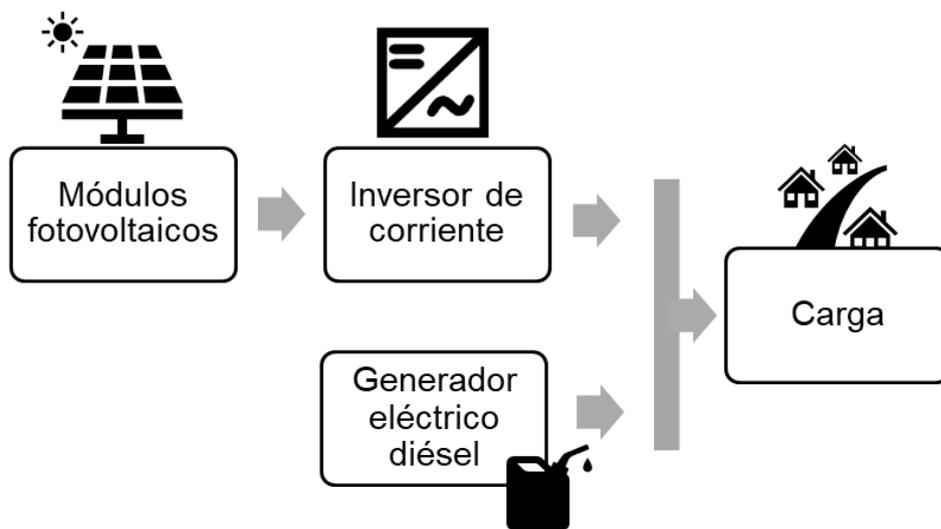


Ilustración 9 - Escenario 2: Respaldo mediante un generador diésel

Fuente: Elaboración propia.

En el primer escenario, el respaldo del sistema solar fotovoltaico aislado es un banco de baterías con el cual se podría suministrar energía eléctrica ininterrumpida a las viviendas. El banco de baterías es alimentado por el sistema solar y a la vez le sirve de respaldo en lapsos de tiempo donde la generación solar no es suficiente para suplir la

demanda eléctrica de la carga. También sirve como fuente de energía eléctrica cuando no se cuenta con la generación solar en horas de la noche.

En el segundo escenario, el respaldo del sistema solar fotovoltaico aislado es un generador diésel con el cual también se podría suministrar energía eléctrica ininterrumpida a las viviendas. El generador apoyaría al sistema a suministrar la carga con la energía eléctrica requerida y también serviría como fuente de energía en horas de la noche.

4.1.3 NATURALEZA DE LOS DATOS

Esta investigación es de carácter cuantitativa ya que se recogen y analizan datos cuantitativos sobre las variables. La investigación cuantitativa trata de determinar la fuerza de asociación o correlación entre las variables a estudiar. Según Fernández et al., lo que caracteriza a una investigación cuantitativa es lo siguiente:

- Es objetiva.
- Las inferencias van más allá de los datos.
- Es confirmatoria, inferencial y deductiva.
- Los datos son sólidos y repetibles.
- Es generalizable y particularista.
- Realidad estática.

Fuente: (Fernández & Díaz, s. f.)

En la Ilustración 10, se presenta el esquema metodológico de la investigación como un resumen de las subsecciones previas:

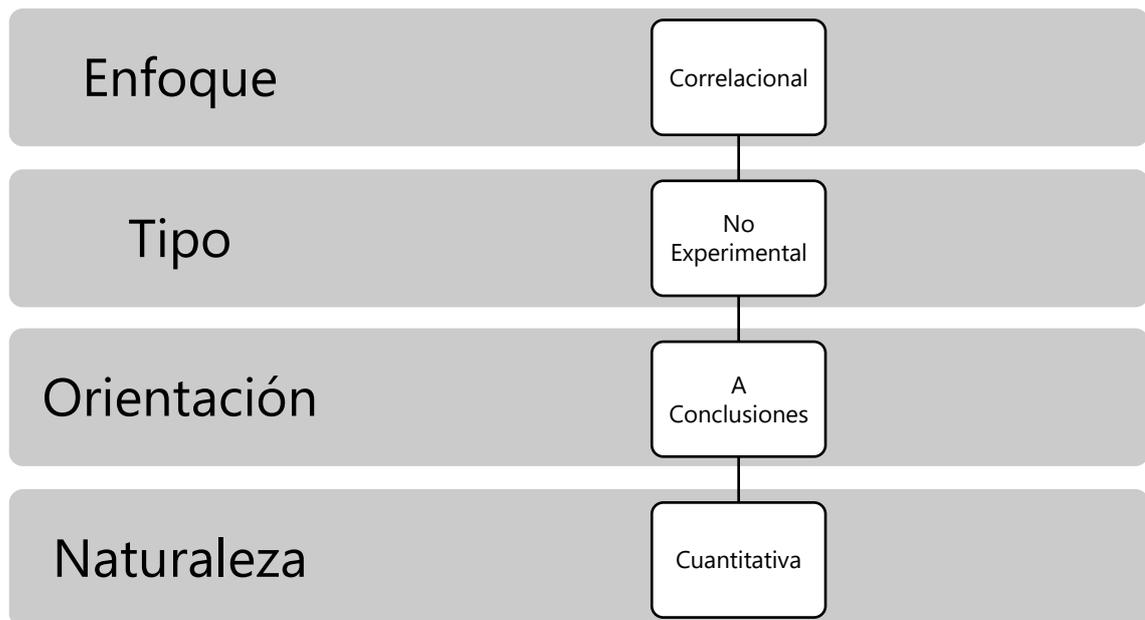


Ilustración 10 - Esquema metodológico

Fuente: Elaboración propia.

4.2 VARIABLES DE LA INVESTIGACIÓN

Una variable es cualquier elemento de la investigación que puede cambiar o ser cambiado. En este apartado del trabajo se presentan y describen las variables independientes de la investigación, así como la dependiente.

4.2.1 VARIABLE DEPENDIENTE

La variable dependiente es la variable principal de una investigación, esta variable depende del resto de las variables mejor conocidas como independientes. Para este trabajo, se cuenta con dos variables que serían el VAN y la TIR. El VAN es el Valor Actual Neto del proyecto y la TIR es la Tasa Interna de Retorno de éste, posteriormente se profundizará en estos conceptos.

4.2.2 VARIABLES INDEPENDIENTES

A diferencia de las variables dependientes, las variables independientes no dependen del resto de las variables de la investigación. Para una mejor comprensión de las variables del estudio, estas se presentan en la siguiente ilustración con un signo positivo o

negativo indicando el impacto que estas tengan en las variables dependientes. Posteriormente se define cada una de las variables.

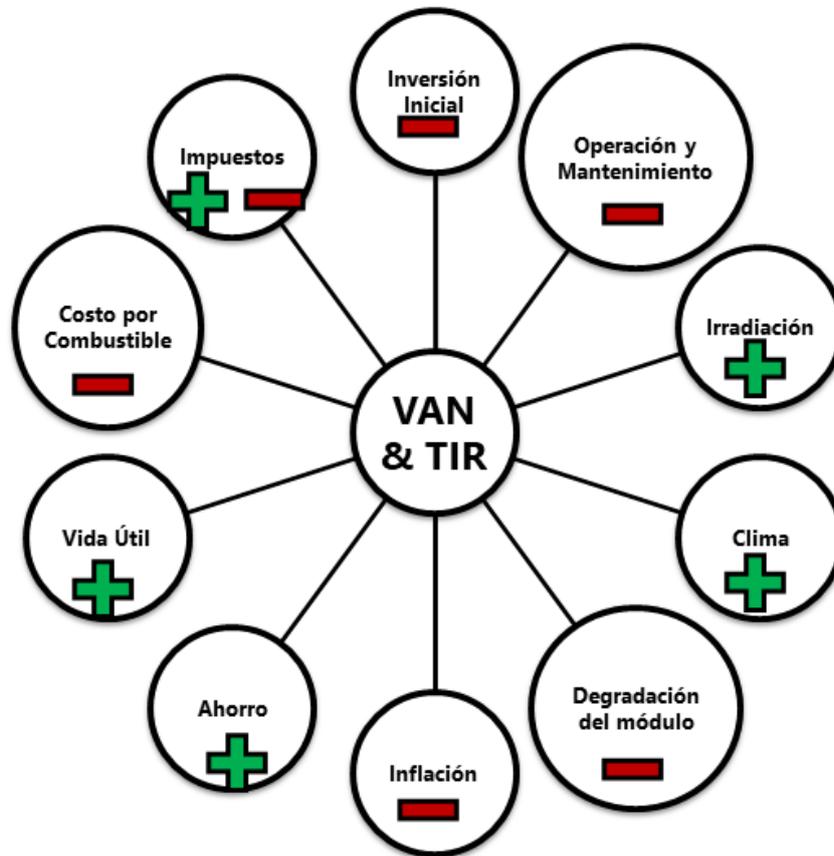


Ilustración 11 - Variables de la investigación

Fuente: Elaboración propia.

4.2.3 DESCRIPCIÓN DE LAS VARIABLES

- **VAN:** El valor actual neto del proyecto es una de las variables dependientes de la investigación. El VAN debe ser mayor que cero para que el proyecto sea viable. El VAN ayuda a identificar el periodo de tiempo en el que se recuperaría la inversión, esto utilizando el flujo de caja. La unidad del VAN es la moneda utilizada en el proyecto. (*VAN y TIR, dos herramientas para la viabilidad de una inversión, s. f.*)
- **TIR:** La TIR es la tasa interna de retorno y nos indica el tiempo en el que el VAN iguala a cero, por esta razón se acostumbra a utilizar ambos indicadores

en conjunto. La unidad del TIR es un porcentaje. (*VAN y TIR, dos herramientas para la viabilidad de una inversión, s. f.*)

- **Inversión Inicial:** La inversión inicial detalla el monto invertido para realizar el proyecto. La inversión inicial varía para cada uno de los dos escenarios estudiados en el trabajo. La inversión inicial es un egreso y por esto se detalla como negativo. Su unidad es la moneda utilizada.
- **Operación y Mantenimiento:** La operación y mantenimiento es un costo fijo en el que se tendrá que incurrir en el proyecto energético para que este funcione en óptimas condiciones. Se detalla como negativo ya que es un egreso. Su unidad es la moneda utilizada entre potencia-pico.
- **Irradiación:** La irradiación solar es la magnitud que mide la energía por unidad de área de radiación solar incidente en una superficie colocada en un lugar y rango de tiempo bien especificados. (*¿Qué es la irradiación solar? Origen, tipos y propagación, s. f.*) La unidad de la irradiación es kWh/m².
- **Clima:** El clima en el departamento de la Paz es propicio para la generación de energía fotovoltaica. Es por esta razón que la variable del clima es considerada positiva.
- **Degradación del módulo:** La degradación del módulo influye negativamente en la energía generada por el sistema y la generación está directamente relacionada al VAN y al TIR.
- **Inflación:** La inflación degrada el valor de la moneda con el transcurso de la vida útil del proyecto, por lo cual está considerada como negativa.
- **Ahorro:** El ahorro es la energía generada por el sistema multiplicada por la tarifa de la energía establecida que estaría facturando la empresa distribuidora en el caso de que existiera conexión a la red eléctrica. El ahorro es considerado con un impacto positivo.
- **Vida útil:** La vida útil del proyecto se considera una variable positiva ya que la instalación solar funcionaría adecuadamente por un periodo de 25 años.
- **Costo por combustible:** El costo por combustible que es considerado únicamente en el escenario del generador diésel afecta negativamente las variables dependientes del estudio.

- **Impuestos:** Los impuestos tienen un impacto positivo y negativo ya que los proyectos fotovoltaicos en Honduras tienen un incentivo en el cual están exentos del pago de impuestos en los primeros 10 años de generación de éste. Los impuestos se convierten en un impacto negativo luego del año 10.

4.3 HIPÓTESIS

La hipótesis es una especulación de los resultados que se obtendrán con la investigación realizada. En este pequeño apartado se presenta la hipótesis de la investigación y la hipótesis nula.

4.3.1 HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN

Un sistema solar fotovoltaico aislado en la comunidad Villa Granadillo en San José, La Paz es viable para suplir la demanda de electricidad de los habitantes en cualquiera de los dos escenarios propuestos: con un banco de baterías como respaldo o con un generador diésel. Los dos escenarios darán un VAN positivo y una TIR mayor o igual al 14%.

4.3.2 HIPÓTESIS NULA

El sistema solar fotovoltaico aislado no es viable en ninguno de los dos escenarios de acuerdo con los resultados obtenidos del VAN y la TIR, dándonos un VAN demasiado bajo y una TIR menor a 14%.

4.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS

En este apartado se presentan las técnicas e instrumentos utilizados para el desarrollo de esta investigación, esto con el objetivo que el lector se familiarice con la metodología del trabajo.

4.4.1 MICROSOFT EXCEL

Esta herramienta de hojas de cálculo es esencial para el manejo de los datos de todo el proyecto, en especial para el análisis financiero del proyecto en el que se realiza el cálculo del VAN y la TIR.

4.4.2 HELIOSCOPE

Esta herramienta desarrollada por Folsom Labs es utilizada para la simulación del sistema solar fotovoltaico y poder obtener valores de generación específicos para el sistema y lugar seleccionado. HelioScope tiene un interfaz de usuario agradable y fácil de utilizar.

4.4.3 PVSYST

PVSyst es un simulador de sistemas solares fotovoltaicos que permite la simulación de sistemas fotovoltaicos aislados respaldados por baterías, en el software estos sistemas aparecen como independientes.

4.4.4 METEONORM

Meteonorm permite conocer las condiciones meteorológicas de un lugar específico, esto interpolando los datos de las estaciones meteorológicas cercanas al lugar especificado. Es una herramienta bastante utilizada por los profesionales en el sector fotovoltaico ya que permite el traslado de datos a simuladores como PVSyst.

4.5 METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN

El desarrollo de esta investigación comenzó con la identificación de un problema, la falta de acceso a la energía eléctrica en la comunidad Villa Granadillo en San José, La Paz, Honduras. Se planteó una posible solución a este problema: la instalación de un sistema solar fotovoltaico aislado que supliera la demanda eléctrica de la comunidad. Luego de plantear la posible solución, se identificó otro problema, la producción de electricidad en

los sistemas fotovoltaicos no es constante por intermitencia del recurso solar aprovechado y requerido.

Se identificaron dos posibles soluciones a la intermitencia de este sistema solar fotovoltaico y el objetivo de la investigación es concluir en qué tecnología de respaldo es más viable: un banco de baterías o un generador diésel. Identificado ya el problema, se procede a la recopilación y lectura de trabajos de investigación similares, libros, revistas científicas, artículos, blogs, y otros sitios web que trataran los temas relacionados.

Se plantea de manera adecuada el problema, con una perspectiva más informada sobre la situación y se procede a recopilar más información de la comunidad en específico. Se solicitan y se adquieren los datos de la comunidad, estos proveídos por la empresa constructora que se encargó del proyecto de viviendas sociales.

Se procede a hacer una visita de campo para identificar adecuadamente las casas de la comunidad y la ubicación donde podría ir la instalación fotovoltaica.



Ilustración 12 - Comunidad Villa Granadillo

Fuente: Elaboración propia, 2021.

Una vez se cuenta con la ubicación exacta donde irá la instalación, se recopilan los datos meteorológicos del lugar, estos obtenidos de Meteonorm.

4.5.1 DATOS METEOROLÓGICOS DE LA LOCALIDAD

Los datos meteorológicos de la localidad son necesarios para evaluar un sistema solar fotovoltaico. Los datos fueron obtenidos del programa Meteonorm introduciendo la ubicación del proyecto. Las coordenadas decimales del proyecto son las siguientes: 14.222778, -87.904444. El proyecto se encuentra en el municipio San José, departamento de La Paz, Honduras. Estos datos son compatibles con el simulador utilizado PVSystem.

Como primer dato se obtiene la radiación global diaria de la localidad expresada en kWh/m² en el siguiente gráfico:

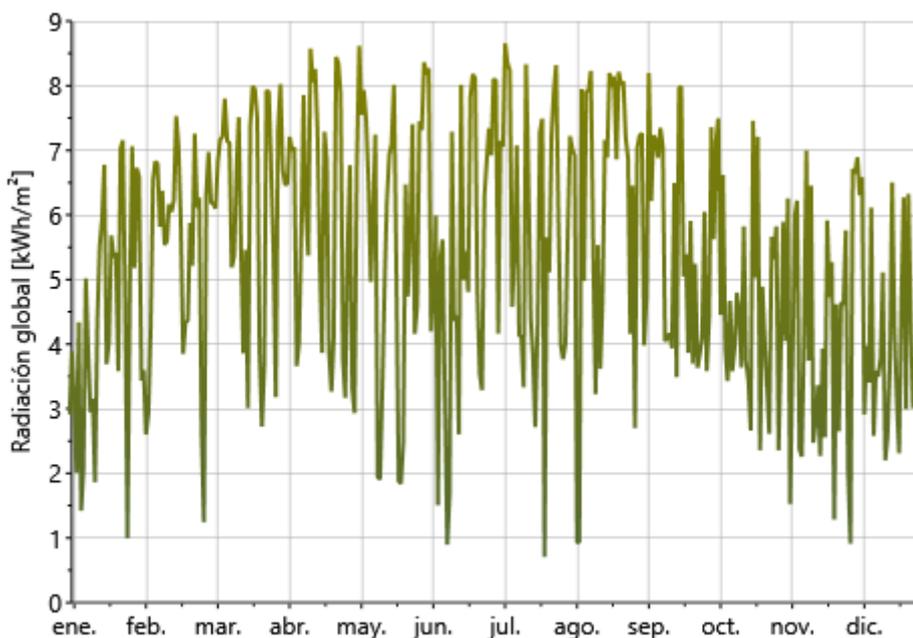


Ilustración 13 - Radiación global diaria

Fuente: Meteonorm, 2021.

La temperatura diaria es esencial tomarla en cuenta ya que de esta temperatura dependerá el rendimiento de la instalación fotovoltaica. El clima en la localidad es favorable en la mayor parte del año para la instalación ya que las temperaturas extremas afectarán negativamente su desempeño.

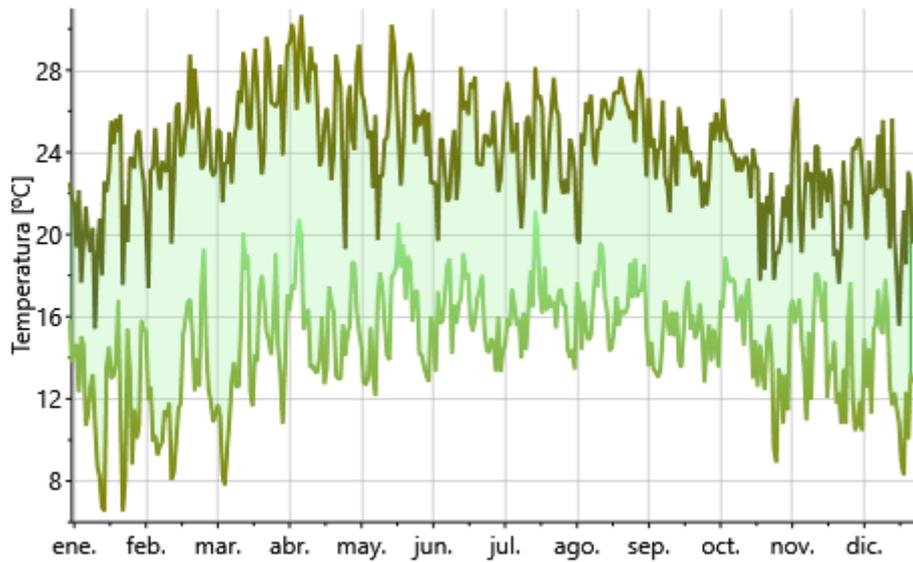


Ilustración 14 - Temperatura diaria

Fuente: Meteonorm, 2021.

En el siguiente gráfico se puede observar de manera más clara la temperatura con la que cuenta la localidad, se puede observar que las temperaturas son frescas y los extremos que se presentan son de la temporada de invierno. El resto del año, la temperatura es adecuada para la generación de energía fotovoltaica.

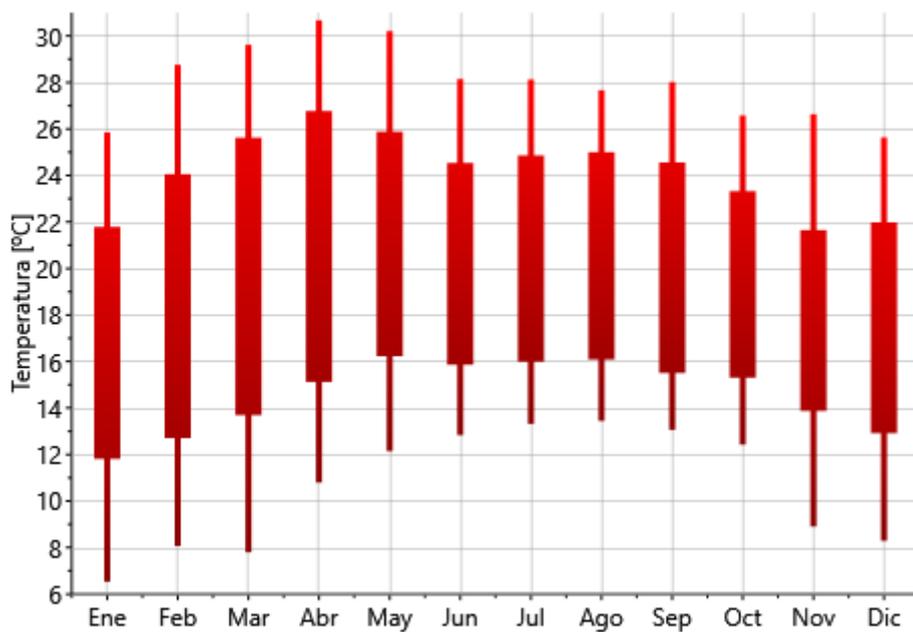


Ilustración 15 - Temperatura

Fuente: Meteonorm, 2021.

La precipitación en milímetros (mm) y los días de precipitación deben ser tomados en cuenta ya que esto también incide en el desempeño del proyecto. La localidad cuenta con precipitaciones la mayor parte del año.

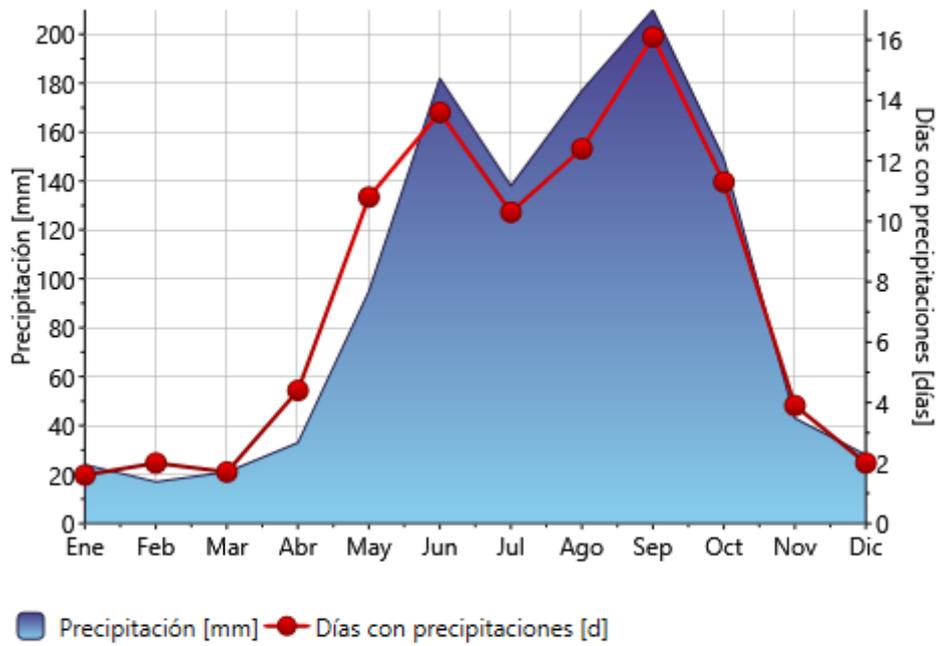


Ilustración 16 - Precipitación

Fuente: Meteonorm, 2021.

La radiación mensual debe ser tomada en cuenta para analizar los meses en los que la generación de energía en el sistema se podría ver reducida. Se puede observar que el mes de noviembre es el mes que cuenta con menos radiación.

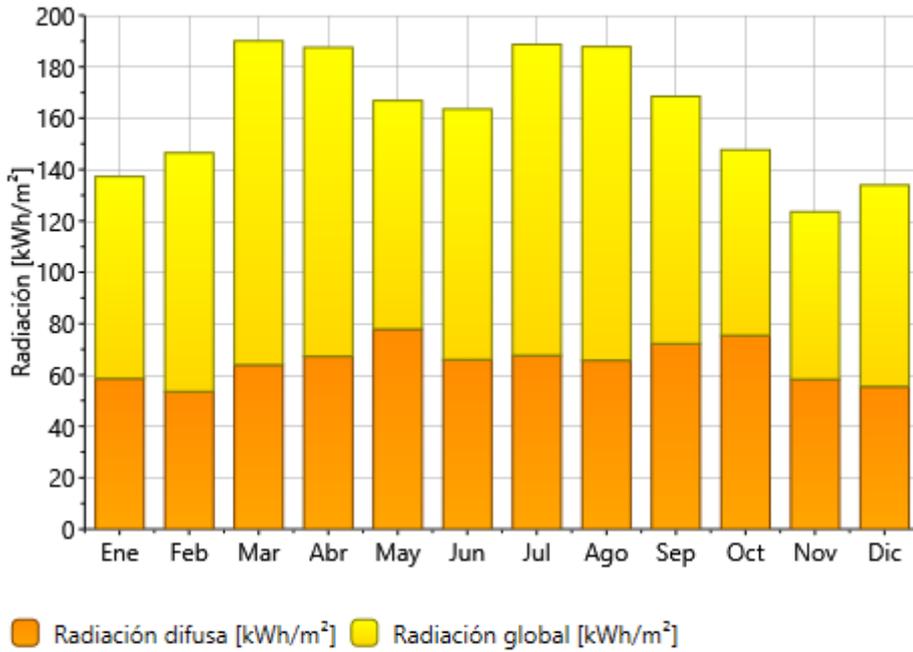


Ilustración 17 - Radiación mensual

Fuente: Meteonorm, 2021.

La duración en horas de la radiación solar es un indicador de la generación del sistema. Se puede observar que la localidad cuenta con una cantidad considerable de horas de radiación.

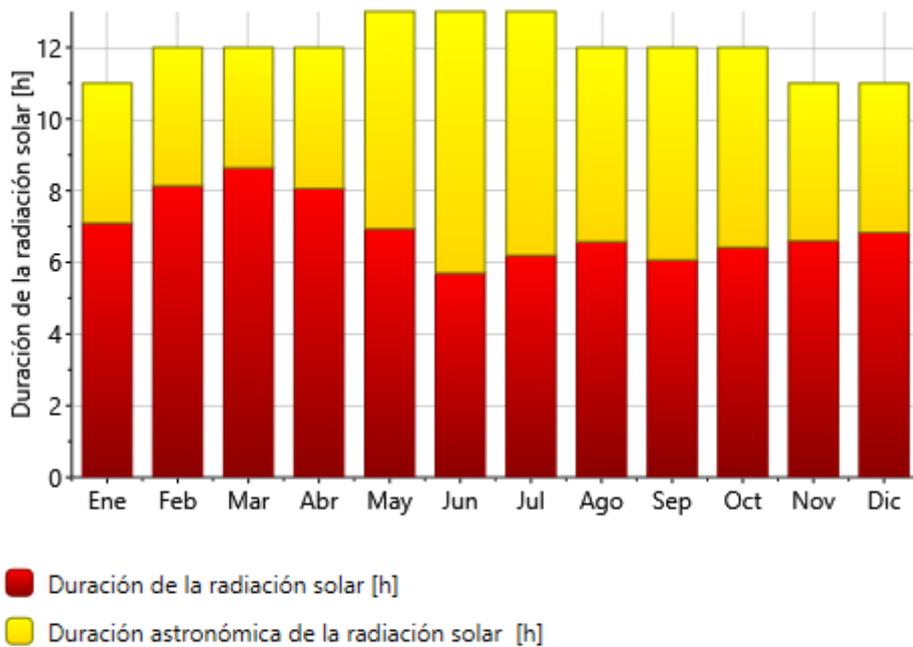


Ilustración 18 - Duración en horas de la radiación solar

Fuente: Meteonorm, 2021.

La siguiente tabla presenta datos meteorológicos necesarios para el estudio:

Tabla II - Tabla de datos meteorológicos

Mes	Gh [kWh/m²]	Dh [kWh/m²]	Bn [kWh/m²]	Ta °C	Td °C	FF m/s
Enero	137	59	130	16.9	11.7	3.6
Febrero	147	54	139	18.3	11.5	3.3
Marzo	190	64	179	19.5	11.6	3.2
Abril	188	67	173	21	13	2.8
Mayo	167	78	127	21	15	2.3
Junio	164	66	139	20.4	15.6	2.2
Julio	189	68	175	20.3	14.8	2.8
Agosto	188	66	175	20.5	15.1	2.5
Septiembre	168	72	139	20.2	15.8	2
Octubre	148	75	113	19.2	15.3	2.6
Noviembre	124	58	112	17.9	13.6	3.5
Diciembre	134	56	135	17.4	12.7	3.4
Año	1,944	783	1,736	19.4	13.8	2.85

Fuente: Meteonorm, 2021.

Donde:

- Gh: Radiación global expresada en kWh/m².
- Dh: Radiación difusa expresada en kWh/m².
- Bn: Radiación del haz de luz expresada en kWh/m².
- Ta: Temperatura expresada en °C.
- Td: Temperatura de rocío expresada en °C.
- FF: Velocidad del viento expresada en m/s.

Se procede a estimar la demanda eléctrica de la comunidad. La demanda eléctrica es necesaria para dimensionar la instalación fotovoltaica y su respectivo respaldo en ambos escenarios.

4.5.2 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA Y NECESIDADES ENERGÉTICAS

Como una primera estimación de la demanda eléctrica de la comunidad, se utiliza el método de Nosaki.

Método de Nosaki

Según Dávila, este es un método empírico que asume que la potencia instalada per cápita tiene un rango total que depende del número de habitantes. Para calcular la demanda promedio, se promedia el valor más alto y el más bajo de los rangos establecidos por poblaciones. A continuación, se presenta la tabla de demanda para distintas poblaciones:

Tabla III - Demanda para distintas poblaciones

Demanda para distintas poblaciones	
Población (habitantes)	Demanda de potencia (kW)
500 a 1,000	15-35
1,000 a 2,000	35-80
2,000 a 4,000	80-180
4,000 a 10,000	180-500
10,000 a 20,000	500-1,200

Fuente: (*Manual para la evaluación de la demanda, recursos hídricos, diseño e instalación de microcentrales hidroeléctricas*, 2010)

Primero, se considera la demanda proporcionada por la tabla en función de número de habitantes. A continuación, se presenta un ejemplo:

Ecuación 3 - Estimación de la Demanda Eléctrica (Método de Nosaki)

$$Demanda Actual = \frac{(15 + 35)}{2} = 25 kW$$

Fuente: (*Manual para la evaluación de la demanda, recursos hídricos, diseño e instalación de microcentrales hidroeléctricas*, 2010)

Segundo, se corrige la demanda de acuerdo con las características sociales de la comunidad o centro poblado (ingresos, acceso a mercados, negocios, industrias, etc.)

Con la demanda de electricidad estimada, se puede realizar un dimensionamiento preliminar del sistema fotovoltaico aislado que pueda suplirla.

Evaluación de las necesidades energéticas

A pesar de que las viviendas cuentan con sus respectivas instalaciones eléctricas, la comunidad aún no goza con acceso a la energía eléctrica. Entonces la comunidad no tiene una carga determinada, por lo cual se considerarán los electrodomésticos básicos en base a la capacidad de instalación de la obra como carga.

Entre los electrodomésticos básicos que se considerarán como carga están: bombillos de iluminación, refrigerador, ventiladores de pedestal, un televisor y una radiograbadora. Para la cocina no se toma en cuenta ningún tipo de estufa ya que las viviendas cuentan con sus respectivos hornillos en los que se cocina con leña.



Ilustración 19 - Hornillo y leña en una de las viviendas de la comunidad.

Fuente: Elaboración propia, 2021.

El primer paso para dimensionar un sistema solar fotovoltaico es la evaluación de las necesidades energéticas. Para esta evaluación se apoyará en la siguiente tabla como base

para definir las necesidades energéticas de la comunidad Villa Granadillo en San José, La Paz, Honduras.

Tabla IV - Necesidades energéticas por vivienda

Electrodoméstico	Potencia Unitaria [W]	Cantidad	Potencia Total [W]	Potencia con Factor de Seguridad (20%) [W]	Horas de Uso al Día [h]	Demanda de E. Eléctrica Proyectada [Wh/día]
Televisor	-	-	-	-	-	-
Radiograbadora	-	-	-	-	-	-
Ventiladores	-	-	-	-	-	-
Iluminación	-	-	-	-	-	-
Refrigerador	-	-	-	-	-	-
Potencia Total [W]				-	Demanda Total [Wh/día]	-
P.T. Comunidad [W]				-	D.T. Comunidad [Wh/día]	-

Fuente: Elaboración propia.

Una vez se ha realizado la evaluación de las necesidades energéticas, se procede a dimensionar el banco de baterías de la instalación. La especificación de la batería es exclusiva del primer escenario del estudio en el cual se evalúa el respaldo del sistema mediante un banco de baterías.

4.5.3 PRIMER ESCENARIO: DIMENSIONAMIENTO DE BANCO DE BATERÍAS

Al momento de determinar la capacidad de la batería, se debe tomar la decisión de los días de autonomía deseados para la instalación. Pueden tomarse varios factores para decidir los días de autonomía, para fines del estudio solamente se considerará un día de autonomía para la batería. Los días de autonomía son para garantizarle a los usuarios que continuarán teniendo energía eléctrica a pesar de que el sistema fotovoltaico no esté generando.

Entre más días de autonomía tenga un sistema, mayor será la capacidad requerida del sistema. Entre mayor capacidad tenga la batería, más costoso será el proyecto. En proyectos donde la generación del sistema se pueda ver interrumpida por largos periodos de tiempo, es donde se suelen aplicar bancos de batería dimensionados para una mayor cantidad de días de autonomía.

En este caso solamente se desea que la batería pueda respaldar al sistema por las horas en las que no se cuenta con el recurso solar o en periodos donde la demanda

eléctrica sea mayor a la generación del sistema y las baterías puedan suplir la energía eléctrica necesaria. También en caso de que este sistema no genere, el banco de baterías pueda respaldarlo por un día.

Capacidad del banco de baterías

A continuación, se presenta la fórmula para el cálculo de la capacidad de las baterías:

Ecuación 4 - Capacidad del Banco de Baterías

$$\text{Capacidad de batería (Ah)} = \frac{\text{Consumo eléctrico } \left[\frac{\text{Wh}}{\text{día}} \right] \times \text{días de autonomía}}{\eta_{\text{batería}} \times PD \times \text{voltaje nominal de la batería [V]}}$$

Donde:

- Consumo eléctrico: Proyección de consumo de electricidad diario expresado en Wh/día.
- Días de autonomía: Cantidad de días de autonomía por la que se ha optado.
- Voltaje nominal de la batería: El voltaje nominal que se ha seleccionado para el banco de baterías de acuerdo con las necesidades energéticas. El voltaje nominal se expresa en V.
- $\eta_{\text{batería}}$: la eficiencia de la batería.
- PD: Profundidad de descarga máxima de la batería.

Fuente: Adaptado de Mohanty et al., 2015.

Líneas de baterías conectadas en paralelo

Con la capacidad del banco de baterías calculada, se procede a calcular la cantidad de líneas en paralelo conectadas en éste:

Ecuación 5 - Líneas de Baterías Conectadas en Paralelo

$$\text{Líneas en paralelo} = \frac{\text{Capacidad del banco [Ah]}}{\text{Capacidad unitaria [Ah]}}$$

Donde:

- Las líneas en paralelo es la cantidad de líneas conectadas en paralelo en el banco de baterías.

- La capacidad del banco de baterías es el valor que se ha calculado previamente expresado en Ah.
- La capacidad unitaria de la batería

Fuente: Adaptado de Altamirano, 2020.

Se procede a calcular las baterías conectadas en serie en cada línea.

Baterías en serie por línea

Ecuación 6 - Baterías en Serie

$$Baterías\ en\ serie = \frac{Voltaje\ del\ sistema\ [V]}{Voltaje\ unitario\ de\ batería\ [V]}$$

Donde:

- Las baterías en serie son la cantidad de baterías conectadas en serie por cada línea del banco de baterías.
- Para el voltaje del sistema se considera el voltaje seleccionado para el banco de baterías que debe de coincidir con el voltaje del inversor según las necesidades de la instalación, esto expresado en V.
- El voltaje unitario de batería es el voltaje individual de cada batería que conforma el banco.

Fuente: Adaptado de Altamirano, 2020.

Para estos últimos cálculos es necesario recordar que los dispositivos conectados en serie sumarán el voltaje y los dispositivos conectados en paralelo sumarán la corriente.

Si es de preferencia trabajar con Wh en lugar de Ah, se presenta la fórmula para la conversión de unidades:

Ecuación 7 - Capacidad de Batería en Watt-hora

$$Capacidad\ [Wh] = Capacidad\ [Ah] \times Voltaje\ [V]$$

El voltaje utilizado en la fórmula anterior es el voltaje del dispositivo o del sistema del cual se desee obtener la capacidad en Wh.

Energía del arreglo

Para el requerimiento de energía a ser proveída por el sistema se debe tomar en cuenta la eficiencia de la batería. La eficiencia de una batería nueva ronda entre 80-85%, por lo tanto:

Ecuación 8 - Energía del Arreglo Fotovoltaico

$$\text{Energía del arreglo FV (Wh)} = \frac{\text{Requerimiento de energía} \left[\frac{\text{Wh}}{\text{día}} \right]}{0.85}$$

Fuente: Mohanty et al., 2015

Una vez se cuenta con la energía requerida del arreglo fotovoltaico, se procede a dimensionar el sistema fotovoltaico.

4.5.4 SEGUNDO ESCENARIO: DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR ELÉCTRICO DIÉSEL

El generador eléctrico se dimensiona identificando la demanda pico de la carga proyectada. La demanda pico es la mayor demanda de potencia presentada en la instalación, ésta se da en las horas pico de consumo eléctrico. Para determinar la capacidad del generador eléctrico se utiliza la siguiente fórmula para considerar un generador 20% mayor al pico presentado por la carga:

Ecuación 9 - Capacidad del Generador Eléctrico Diésel

$$\text{Capacidad del Generador [kW]} = \text{Pico de demanda [kW]} \times 1.2$$

4.5.5 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Se escoge un módulo fotovoltaico de preferencia según lo requerido y las limitantes del proyecto. Los requerimientos pueden ser la energía por generar del sistema, ya sea que se necesita que cubra cierto porcentaje de la demanda eléctrica o que cubra toda la demanda, entre otros. Las limitantes pueden ser el espacio disponible para la instalación, presupuesto, entre otros.

En el caso de este estudio, se requiere que la instalación cubra toda la demanda eléctrica proyectada de la comunidad y que la instalación sea viable por lo cual se busca reducir los costos del proyecto. Se espera que los módulos fotovoltaicos sean de buena calidad y duren 25 años.

Con todo lo anterior en cuenta, se procede a escoger un módulo fotovoltaico. Una vez se ha escogido el módulo a utilizar, se debe determinar la cantidad de módulos necesaria para suplir la demanda. A continuación, se presenta la fórmula para el cálculo de módulos fotovoltaicos necesarios:

Ecuación 10 - Módulos Fotovoltaicos Necesarios

$$\text{Número de módulos } FV = \frac{E_{\text{demanda}} [kWh] \times \text{Irradiancia de prueba} \left[\frac{kW}{m^2} \right]}{\text{Irradiación } PA \left[\frac{kWh}{m^2} \right] \times \text{CapNomFV} [kW] \times PR}$$

Donde:

- E_{demanda} : demanda de energía o la energía requerida expresada en kWh.
- Irradiancia de prueba: La irradiancia de prueba que es igual a 1 kW/m² para condiciones estándar de prueba.
- Irradiación PA: irradiación del plano del arreglo expresada en kWh/m².
- CapNomFV: La capacidad nominal del módulo fotovoltaico seleccionado expresada en kW.
- PR: El *Performance Ratio* o la relación de calidad que en este caso se tomará 0.75.

Fuente: Clase de Energía Termosolar y Fotovoltaica, 2020.

Una vez se cuenta con el módulo seleccionado y la cantidad de estos, se obtiene la capacidad nominal de la instalación en CC. Con esta información se procede a determinar el inversor a utilizar.

4.5.6 ESPECIFICACIÓN DE LA CLASIFICACIÓN DEL INVERSOR

El inversor es utilizado en sistemas donde la corriente de salida debe ser alterna.

Para el primer escenario:

- El voltaje nominal de entrada del inversor debe ser del mismo voltaje que la batería. (Mohanty et al., 2015) En este caso, el voltaje de las baterías seleccionado es de 48 V de acuerdo con las necesidades energéticas de la comunidad.

Para ambos escenarios:

- El inversor debe ser híbrido por ser una instalación aislada.
- Para los sistemas aislados, el tamaño del inversor debe ser lo suficiente para soportar la cantidad total de potencia que se utilizará a la vez. (Mohanty et al., 2015)
- Se desea que la relación CC/CA ronde entre 1.1-1.3 para el sistema.

La relación CC/CA se determina con la siguiente fórmula:

Ecuación 11 - Relación Corriente Continua y Corriente Alterna

$$\text{Relación } \frac{CC}{CA} = \frac{\text{Capacidad Nominal CC [kWp]}}{\text{Capacidad Nominal CA [kW]}}$$

Donde:

- Capacidad nominal CC: Capacidad nominal de corriente continua que es igual a la capacidad nominal de todos los módulos instalados, expresada en kW-p.
- Capacidad Nominal CA: Capacidad nominal de corriente alterna que es igual a la capacidad total del inversor o inversores a utilizar, expresada en kW.

Con esas consideraciones en cuenta, se procede a seleccionar un inversor adecuado. Con el inversor de corriente y el módulo fotovoltaico a utilizar ya seleccionados, se procede a calcular el mínimo y el máximo de módulos por cadena con los datos recopilados de las respectivas hojas técnicas del inversor y del módulo fotovoltaico.

De la hoja técnica del módulo fotovoltaico seleccionado se obtienen los siguientes datos:

- Voltaje de circuito abierto (V_{OC}) expresado en V.
- Coeficiente de temperatura del V_{OC} (T_{CVOC}).
- Voltaje de máxima potencia (V_{mp}) expresado en V.
- Coeficiente de temperatura de potencia máxima ($T_{C_{pmax}}$).
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}) expresada en A.

- Corriente de máxima potencia (I_{mp}) expresada en A.

De la hoja técnica del inversor se obtienen los siguientes datos:

- Voltaje máximo de entrada CC expresado en V.
- Voltaje de arranque del inversor expresado en V.
- Corriente máxima de cortocircuito de entrada del inversor expresada en A.
- Corriente máxima de entrada expresada en A.

Con los datos anteriores se procede a realizar los siguientes cálculos y también es necesario avocarse a los datos meteorológicos de la localidad recopilados previamente.

Cálculo de módulos en una cadena

Para obtener el **mínimo** de módulos se utiliza la siguiente fórmula:

Ecuación 12 - Mínimo de Módulos en Cadena

$$\text{Número mínimo de módulos} = \frac{V_{\text{inicio del Inversor}}}{V_{\text{mín modFV}} \times (1 - \text{degradación})}$$

Donde:

- V_{inicio} del inversor: Voltaje de inicio del inversor expresado en V.
- $V_{\text{mín modFV}}$: Voltaje mínimo del módulo fotovoltaico expresado en V.
- Degradación: El factor de degradación del módulo fotovoltaico.

El voltaje mínimo del módulo fotovoltaico utilizado en la fórmula anterior se calcula de la siguiente manera:

$$V_{\text{mín modFV}} = V_{mp} + (T_{prom} + T_{RISE} - T_{STC}) \times TC_{pmax} \times \frac{V_{mp}}{100}$$

Donde:

- V_{mp} : Voltaje de máxima potencia expresado en V.
- T_{prom} : Temperatura promedio durante el día en la localidad expresada en °C.
- T_{RISE} : Delta de temperatura ambiente y temperatura de la celda expresada en °C.
- T_{STC} : Temperatura del módulo en condiciones estándar de prueba expresada en °C.
- TC_{pmax} : Coeficiente de temperatura de potencia máxima.

Fuente: Clase de Energía Termosolar y Fotovoltaica, 2020.

Para obtener el **máximo** de módulos se utiliza la siguiente fórmula:

Ecuación 13 - Máximo de Módulos en Cadena

$$\text{Número máximo de módulos} = \frac{V_{\text{máx de entrada del inversor}}}{V_{\text{máx modFV}}}$$

Donde:

- $V_{\text{máx}}$ de entrada del inversor: Voltaje máximo de entrada del inversor expresado en V.
- $V_{\text{máx modFV}}$: Voltaje máximo del módulo fotovoltaico expresado en V.

El voltaje máximo del módulo fotovoltaico de la fórmula anterior se calcula de la siguiente manera:

Ecuación 14 - Voltaje Máximo de Módulo Fotovoltaico

$$V_{\text{máx modFV}} = V_{OC} + (T_{\text{mínA}} - T_{STC}) \times TC_{Voc} \times \frac{V_{oc}}{100}$$

Donde:

- V_{OC} : Voltaje de circuito abierto expresado en V.
- $T_{\text{mínA}}$: Temperatura mínima del ambiente expresada en °C. Esta se obtiene de la tabla de datos meteorológicos recopilados previamente.
- T_{STC} : Temperatura del módulo en condiciones estándar de prueba expresada en °C.
- TC_{VOC} : Coeficiente de temperatura de voltaje de circuito abierto.

Fuente: Clase de Energía Termosolar y Fotovoltaica, 2020.

Una vez se obtiene la cantidad de máximos y mínimos de módulos en una cadena se procede a calcular la cantidad de cadenas en paralelo.

Cálculo de cadenas en paralelo

Para esto existen dos fórmulas y se opta por la que tenga el menor valor, a continuación, se presenta la primera fórmula:

Ecuación 15 - Cálculo de Cadenas en Paralelo

$$\text{Cadenas en paralelo} = \frac{\text{Corriente máxima de cortocircuito del inversor}}{\text{Corriente de cortocircuito del módulo FV } (I_{SC})}$$

A continuación, se presenta la segunda fórmula:

Ecuación 16 - Cálculo de Cadenas en Paralelo

$$\text{Cadenas en paralelo} = \frac{\text{Corriente continua máxima de entrada del inversor}}{\text{Corriente de máxima potencia del módulo FV } (I_{mp})}$$

Fuente: Clase de Energía Termosolar y Fotovoltaica, 2020.

Una vez se dimensiona el sistema, se procede a realizar la simulación del sistema con el apoyo de diferentes softwares. Para la simulación del sistema sin ninguna tecnología de respaldo, solamente para obtener datos de generación del arreglo fotovoltaico por sí solo, se trabaja con Helioscope. Para el primer escenario, se trabaja con PVSyst que permite la simulación de sistemas aislados o independientes como se encontrarán llamados en el programa. De los resultados obtenidos del primer escenario de PVSyst se obtiene cierta información necesaria para el segundo escenario, el cual no puede ser evaluado por sí mismo en PVSyst. Luego se calculan los costos en los que se incurriría en cada escenario y se procede a realizar el estudio financiero con la finalidad de determinar la viabilidad de cada uno de estos y concluir qué escenario es más conveniente.

V. ANÁLISIS Y RESULTADOS

5.1 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA Y NECESIDADES ENERGÉTICAS

5.1.1 MÉTODO NOSAKI

El primer rango de habitantes que considera el método de Nosaki es de 500 a 100 habitantes. En la comunidad Villa Granadillo en San José, La Paz, solamente hay 42 habitantes en 10 viviendas. A continuación, se presenta la cantidad de habitantes por vivienda:

Tabla V - Habitantes de Villa Granadillo

Villa Granadillo	
No. Casa	Habitantes
1	3
2	4
3	3
4	6
5	3
6	4
7	5
8	6
9	2
10	6
Total	42
Promedio	4.2

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la empresa desarrolladora del proyecto habitacional.

Basado entonces en el método de Nosaki, la comunidad cuenta con menos de 500 habitantes. Se toma entonces un nuevo rango de 1 a 500 habitantes cuyo rango de potencia es de 1-15 kW.

$$Demanda\ actual = \frac{(1 + 15)}{2} = 8\ kW$$

Se estima que la demanda actual de la comunidad es de aproximadamente 8 kW.

5.1.2 EVALUACIÓN DE LAS NECESIDADES ENERGÉTICAS

Para la evaluación de las necesidades energéticas se consideraron los electrodomésticos básicos junto con una potencia instalada y factor de demanda, se estimó también las horas de uso al día y se obtuvo con éstas el consumo de energía proyectado. Esta evaluación es un escenario teórico donde todas las viviendas cuentan con la misma carga eléctrica y tienen las mismas horas de uso, por lo tanto, la misma energía proyectada. Para obtener el total de la comunidad se multiplican los resultados obtenidos de una vivienda por 10.

Tabla VI - Análisis de las necesidades energéticas

Electrodoméstico	Potencia Unitaria [W]	Cantidad	Potencia Total [W]	Potencia con Factor de Seguridad (20%) [W]	Horas de Uso al Día [h]	Demanda de E. Eléctrica Proyectada [Wh/día]
Televisor	100.00	1.00	100.00	120.00	2.00	240.00
Radiograbadora	40.00	1.00	40.00	48.00	2.00	96.00
Ventiladores	60.00	2.00	120.00	144.00	10.00	1,440.00
Iluminación	15.00	4.00	60.00	72.00	5.00	360.00
Refrigerador	100.00	1.00	100.00	120.00	24.00	2,880.00
Potencia Total [W]				504.00	Demanda Total [Wh/día]	5,016.00
P.T. Comunidad [W]				5,040.00	D.T. Comunidad [Wh/día]	50,160.00

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se presentan los totales de consumo proyectado de energía diario por una vivienda y para la comunidad:

Tabla VII - Consumo de energía total

Demanda Total [Wh/día]	5,016.00
D.T. Comunidad [Wh/día]	50,160.00
Conversión a kW	
Demanda Total [kWh/día]	5.016
D.T. Comunidad [kWh/día]	50.16

Fuente: Elaboración propia.

5.2 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA

5.2.1 PRIMER ESCENARIO: ESPECIFICACIÓN DE LA BATERÍA

Capacidad de la batería

Para determinar la capacidad de la batería se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{Capacidad de batería [Ah]} = \frac{\text{Consumo eléctrico } \left[\frac{\text{Wh}}{\text{día}} \right] \times \text{días de autonomía}}{\eta_{\text{batería}} \times PD \times \text{voltaje nominal de la batería [V]}}$$

Considerando una eficiencia de batería nueva de 85% y una profundidad de descarga máxima indicada por el fabricante de 80%, se obtiene lo siguiente:

$$\text{Capacidad de batería [Ah]} = \frac{50,160 \left[\frac{\text{Wh}}{\text{día}} \right] \times 1}{0.85 \times 0.8 \times 48 \text{ V}}$$

Por consiguiente:

$$\text{Capacidad de batería (Ah)} = 1,536.75 \text{ Ah}$$

Según la disponibilidad de baterías del modelo seleccionado, la batería unitaria a utilizar sería de 1,610 Ah con 2 V.

Se procede a realizar el cálculo de líneas en paralelo:

$$\text{Líneas en paralelo} = \frac{\text{Capacidad del banco [Ah]}}{\text{Capacidad unitaria [Ah]}}$$

Entonces:

$$\text{Líneas en paralelo} = \frac{1,536.75 \text{ Ah}}{1,610 \text{ Ah}}$$

Por consiguiente:

$$\text{Líneas en paralelo} = 1$$

El banco de baterías entonces no contaría con conexiones en paralelo y se procede a calcular las baterías en serie del banco:

$$\text{Baterías en serie} = \frac{\text{Voltaje del sistema [V]}}{\text{Voltaje unitario de batería [V]}}$$

Entonces:

$$\text{Baterías en serie} = \frac{48 \text{ V}}{2 \text{ V}}$$

Por consiguiente:

$$Baterías\ en\ serie = 24$$

El banco de baterías estaría conformado por 24 baterías en serie de 2 V cada una, conformando los 48 V del sistema. La capacidad del banco de baterías entonces sería de 1,610 Ah y 48 V.

5.2.2 ENERGÍA REQUERIDA DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO

La energía generada requerida del arreglo fotovoltaico se calcula en base al requerimiento de energía diario por la comunidad. El 0.85 en el denominador es tomando en cuenta la eficiencia de la batería.

$$Energía\ del\ arreglo\ FV\ (Wh) = \frac{requerimiento\ de\ energía\ \left[\frac{Wh}{día}\right]}{0.85}$$

Entonces:

$$Energía\ del\ arreglo\ FV\ (Wh) = \frac{50,160\ \left[\frac{Wh}{día}\right]}{0.85}$$

Por consiguiente:

$$Energía\ del\ arreglo\ FV\ (Wh) = 59,011.76\ \frac{Wh}{día} = 59.01\ \frac{kWh}{día}$$

Al año el arreglo necesitaría generar 21,538.65 kWh, es decir, 21.54 MWh de energía eléctrica.

5.2.3 SEGUNDO ESCENARIO: DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR ELÉCTRICO DIÉSEL

Para el dimensionamiento del generador eléctrico diésel se debe tomar en cuenta el perfil de carga del sistema, presentado en el siguiente gráfico:

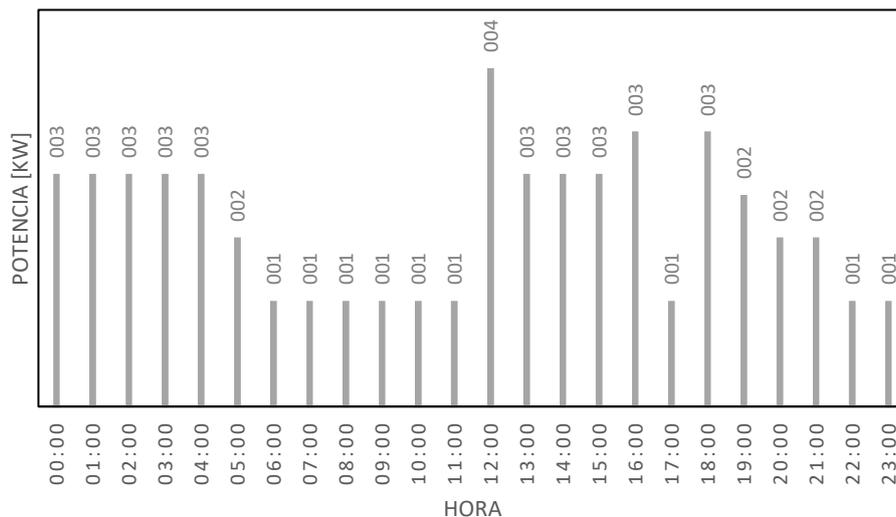


Ilustración 20 - Perfil de Carga

Fuente: Elaboración propia.

Se identifica que el pico de demanda eléctrica se presenta al mediodía con 3.84 kW. Entonces la capacidad del generador eléctrico diésel deberá ser aproximadamente:

$$\text{Capacidad del Generador [kW]} = 3.84 \text{ [kW]} \times 1.2$$

Entonces:

$$\text{Capacidad del Generador [kW]} = 4.60 \text{ kW}$$

Se selecciona entonces un generador eléctrico diésel que se aproxime a esa potencia, el generador puede ser de 5 kW o un valor cercano dependiendo de su disponibilidad.

5.2.4 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Cantidad de Módulos Fotovoltaicos

Para calcular la cantidad de módulos fotovoltaicos necesarios se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{Número de módulos FV} = \frac{E_{\text{demanda}} \text{ [kWh]} \times \text{Irradiancia de prueba} \left[\frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right]}{\text{Irradiación PA} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right] \times \text{CapNomFV} \text{ [kW]} \times \text{PR}}$$

A continuación, se presentan las consideraciones para la fórmula presentada:

- Para la demanda de energía, E_{DEMANDA} , se toma en cuenta el requerimiento de energía anual de 21.54 MWh obtenido previamente que es igual a 21,540 kWh.
- La irradiancia de prueba es 1 kW/m^2 .
- La irradiación PA se obtiene del simulador Helioscope y es expresada en kWh/m^2 . La irradiación PA obtenida es de $1,706.2 \text{ kWh/m}^2$.
- La capacidad nominal del módulo fotovoltaico, CapNomFV , es la capacidad nominal del módulo seleccionado, en esta ocasión es de 0.325 kW .
- El PR, la relación de rendimiento, se considerará de 0.75 .

Entonces:

$$\text{Número de módulos FV} = \frac{21,540 \text{ [kWh]} \times 1 \left[\frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right]}{1,706.20 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right] \times 0.325 \text{ [kW]} \times 0.75}$$

Por consiguiente:

$$\text{Número de módulos FV} = 52 \text{ módulos}$$

5.2.5 ESPECIFICACIÓN DE LA CLASIFICACIÓN DEL INVERSOR

El inversor seleccionado cumple con los requerimientos antes descritos en la metodología y por lo tanto la capacidad nominal de los inversores a utilizar cumple con la relación CC/CA de la instalación entre 1.1 y 1.3.

Datos necesarios del módulo

Módulo seleccionado: Canadian Solar CS6X-325P-FG (325 W)

Cantidad: 52 módulos; Capacidad Nominal CC: 16.90 kW

Tabla VIII - Datos del módulo fotovoltaico

Voltaje de circuito abierto (V_{OC})	45.50 V
Coeficiente de temperatura del V_{OC} (TC_{VOC})	-0.31% / °C
Voltaje de máxima potencia (V_{mp})	37.00 V
Coeficiente de temperatura de potencia máxima (TC_{pmax})	-0.41% / °C
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	9.34 A
Corriente de máxima potencia (I_{mp})	8.78 A

Fuente: Adaptado de (*Placa Solar Canadian Solar - Modelo CS6X-315P-FG - 315Watts.pdf*, s. f.)

Datos necesarios del inversor

Inversor seleccionado: MPP Solar LV 5048

Cantidad: 3 inversores; Capacidad Nominal CA: 15 kW

Tabla IX - Datos del inversor

Voltaje máximo de entrada CC	145 V
Voltaje de arranque del inversor	60 V
Corriente máxima de entrada	80 A (por tracker)

Fuente: Adaptado de (*split phase LV5048.pdf*, s. f.)

Módulos en cadena

Para calcular el **mínimo** de módulos en cadena, primero se calcula el voltaje mínimo del módulo fotovoltaico con la siguiente fórmula:

$$V_{\min \text{ modFV}} = V_{mp} + (T_{prom} + T_{RISE} - T_{STC}) \times TC_{pmax} \times \frac{V_{mp}}{100}$$

Entonces:

$$V_{\min \text{ modFV}} = 37 \text{ V} + (19.4 \text{ °C} + 30 \text{ °C} - 25 \text{ °C}) \times -0.41\% \times \frac{37 \text{ V}}{100}$$

Por consiguiente:

$$V_{\text{mín modFV}} = 36.96 \text{ V}$$

Para calcular el **mínimo** de módulos en cadena se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{Número mínimo de módulos} = \frac{V_{\text{inicio del inversor}}}{V_{\text{mín modFV}} \times (1 - \text{degradación})}$$

Entonces:

$$\text{Número mínimo de módulos} = \frac{60 \text{ V}}{36.96 \text{ V} \times (1 - 0.025)}$$

Por consiguiente:

$$\text{Número mínimo de módulos} = 2 \text{ módulos}$$

Para calcular el máximo de módulos en cadena, primero se debe calcular el voltaje máximo del módulo fotovoltaico con la siguiente fórmula:

$$V_{\text{máx modFV}} = V_{OC} + (T_{\text{mínA}} - T_{STC}) \times TC_{Voc} \times \frac{V_{OC}}{100}$$

Entonces:

$$V_{\text{máx modFV}} = 45.5 \text{ V} + (17.4 \text{ °C} - 25 \text{ °C}) \times -0.31\% \times \frac{45.5 \text{ V}}{100}$$

Por consiguiente:

$$V_{\text{máx modFV}} = 45.51 \text{ V}$$

Para calcular el **máximo** de módulos en cadena se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{Número máximo de módulos} = \frac{V_{\text{máx de entrada del inversor}}}{V_{\text{máx modFV}}}$$

Entonces:

$$\text{Número máximo de módulos} = \frac{145 \text{ V}}{45.51 \text{ V}}$$

Por consiguiente:

Número máximo de módulos = 3 módulos

Cálculo de cadenas en paralelo

Para el cálculo de cadenas en paralelo normalmente se trabajaría con las dos fórmulas presentadas en la metodología y se optaría por el resultado de menor valor, sin embargo, para el inversor seleccionado no se cuenta con el dato de su corriente máxima de cortocircuito. Solamente se tomará en cuenta la segunda fórmula para este cálculo:

$$Cadenas\ en\ paralelo = \frac{Corriente\ continua\ máxima\ de\ entrada\ del\ inversor\ [A]}{Corriente\ de\ máxima\ potencia\ del\ módulo\ FV\ (I_{mp})[A]}$$

Entonces:

$$Cadenas\ en\ paralelo = \frac{80\ A}{8.78\ A}$$

Por consiguiente:

$$Cadenas\ en\ paralelo = 9$$

Por inversor se podría trabajar con un mínimo de 2 módulos en cadena y un máximo de 3, estos módulos en serie podrían ir conectados en un máximo de 9 cadenas en paralelo. Para suplir la energía eléctrica proyectada se necesitan 52 módulos y se cuenta con 3 inversores. La configuración del sistema sería la siguiente:

- **Inversor 1:** 2 módulos en serie x 9 cadenas
- **Inversor 2:** 2 módulos en serie x 9 cadenas
- **Inversor 3:** 2 módulos en serie x 8 cadenas

En programas y simuladores donde solamente se puede introducir el número de módulos en serie y la cantidad de cadenas sin poder detallar la configuración por inversor, la configuración será la siguiente donde el sistema queda con 54 módulos:

- **Sistema:** 2 módulos en serie x 9 cadenas x 3 inversores.

5.3 SIMULACIÓN DEL SISTEMA GENERAL EN HELIOSCOPE

Información general

El sistema es de montaje en tierra con estructura fija con una capacidad nominal de corriente continua de 16.90 kWp y una capacidad de corriente alterna de 15.00 kW, con una relación CC/CA de 1.13. La producción anual del sistema es de 22.43 MWh, con una relación de calidad 77.8% y rendimiento específico de 1,327.3 kWh/kWp. Para la instalación se considera un azimut directamente hacia el sur y la inclinación de los módulos es de 14°, la cual fue seleccionada de acuerdo con la latitud del lugar. Su ubicación es la siguiente: 14.222778, -87.904444.

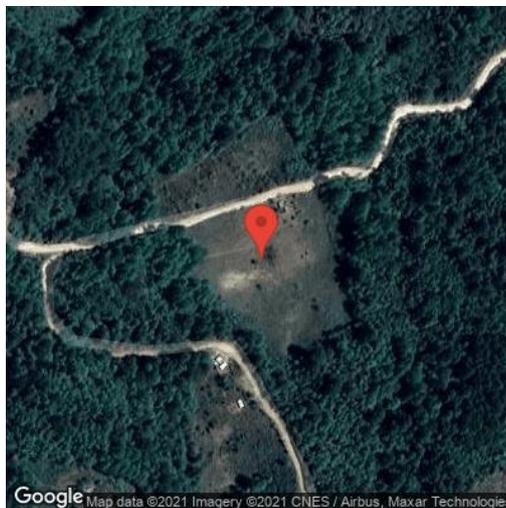


Ilustración 21 - Ubicación del proyecto

Fuente: Captura de Google Maps presentada en informe de Helioscope, 2021.

A continuación, se presenta su configuración:

Tabla X - Configuración del sistema en Helioscope

Componente	Cantidad Unitaria
Módulo: CS6X-325P-FG (325 W)	52 módulos
Inversor: MPP Solar LV 5048 (5 kW)	3 inversores

Fuente: Elaboración propia.

Generación del Sistema

A continuación, se presenta la tabla de producción mensual del sistema expresada en kWh:

Tabla XI - Generación Mensual según Helioscope y Consumo Eléctrico Proyectado

Generación y Consumo E.E. Proyectado [kWh]		
Mes	Generación [kWh]	Consumo Proyectado [kWh]
Enero	1,859.60	1,795.00
Febrero	1,924.20	1,795.00
Marzo	2,128.20	1,795.00
Abril	1,884.20	1,795.00
Mayo	1,746.10	1,795.00
Junio	1,779.00	1,795.00
Julio	1,999.20	1,795.00
Agosto	2,101.80	1,795.00
Septiembre	1,779.20	1,795.00
Octubre	1,726.30	1,795.00
Noviembre	1,715.40	1,795.00
Diciembre	1,788.90	1,795.00

Fuente: Datos de generación adaptados de Helioscope, 2021.

Se presenta también un gráfico de barras comparando la generación de energía eléctrica contra el consumo proyectado de energía eléctrica en kWh:

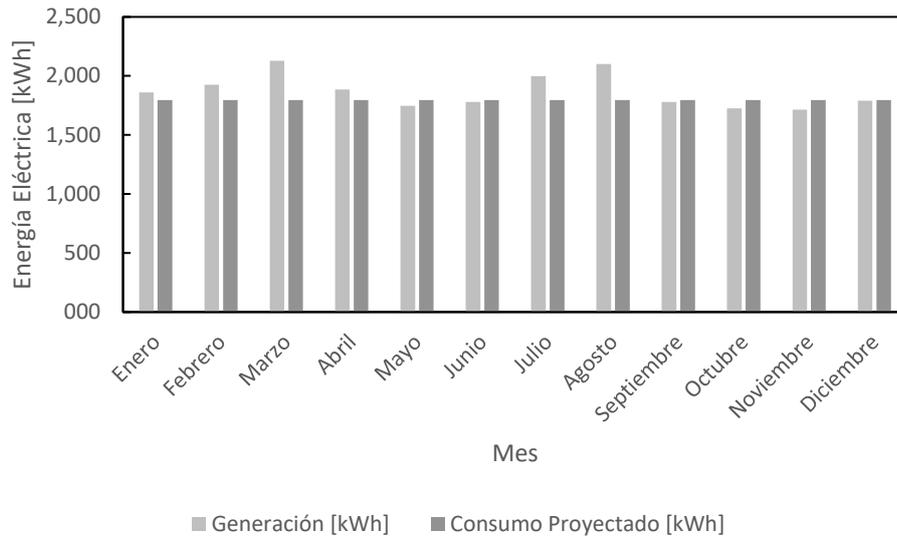


Ilustración 22 - Generación de Energía Eléctrica vs Consumo de Energía Eléctrica Proyectado [kWh]

Fuente: Elaboración propia.

Se presenta la curva de generación de energía eléctrica promedio y el perfil de carga en un mismo gráfico para apreciar la cantidad de energía eléctrica que podría suplir el sistema por sí solo según la simulación realizada en Helioscope. En el gráfico se puede apreciar que por lo menos el 50% de la carga tendría que ser suministrada por la fuente de energía de respaldo:

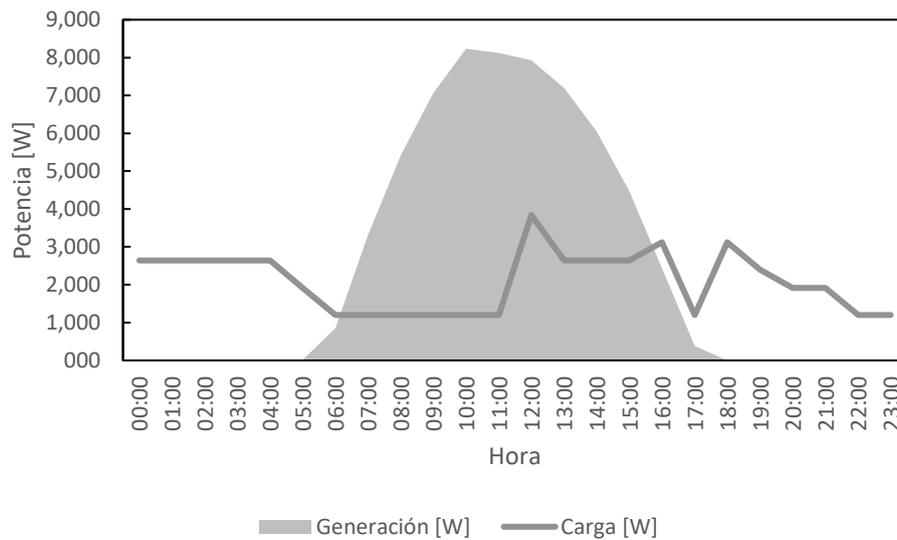


Ilustración 23 - Curva de Generación y Perfil de Carga

Fuente: Elaboración propia.

5.4 PRIMER ESCENARIO: SIMULACIÓN EN PVSyst

En la simulación de PVSyst se evaluó el primer escenario, la instalación respaldada por un banco de baterías. A continuación, se presenta un resumen del sistema:

- **Sistema independiente:** Sistema independiente con baterías.
- **Orientación campo FV:** De plano fijo y con una inclinación de 14° y un azimut de 0°.
- **Necesidades del usuario:** Consumidores domésticos diarios, constante durante el año con un promedio de consumo proyectado de 50 kWh/día.
- **Información del sistema:** El conjunto fotovoltaico consta de 54 módulos con una potencia nominal total de 17.55 kWp.
- **Paquete de baterías:** la tecnología de las baterías es de plomo-ácido, ventilado y tubular. Cuenta con un total de 24 unidades conformando un voltaje de 48 V y una capacidad de 1,610 Ah.

Se presenta también una tabla resumen de los resultados del sistema:

Tabla XII - Resumen de resultados en PVSyst

Energía disponible	24,360 kWh/año
Energía usada	17,311 kWh/año
Producción específica	1,388 kWh/kWp/año
Proporción rendimiento (PR)	58.45%
Fracción solar (SF)	94.55%

Fuente: Adaptado de PVSyst, 2021.

En las necesidades detalladas del usuario se consideró la siguiente tabla de consumo proyectado:

Tabla XIII - Necesidades detalladas del usuario en PVSyst.

Electrodomésticos	Cantidad	Potencia [W]	Uso [Hora/día]	Energía [Wh/día]
Lámparas	40.00	18/lámpara	5.00	3,600.00
TV	10.00	120/aparato	2.00	2,400.00
Ventiladores	20.00	72/aparato	10.00	14,400.00
Refrigerador	10.00	Definido	24.00	28,800.00
Radiograbadora	10.00	48.00	2.00	960.00
E. total diaria				50,160.00

Fuente: Adaptado de PVSyst, 2021.

Una vez introducidos los valores de consumo, el programa realizó la distribución por horas de la potencia de la carga en W, presentada en el siguiente gráfico:

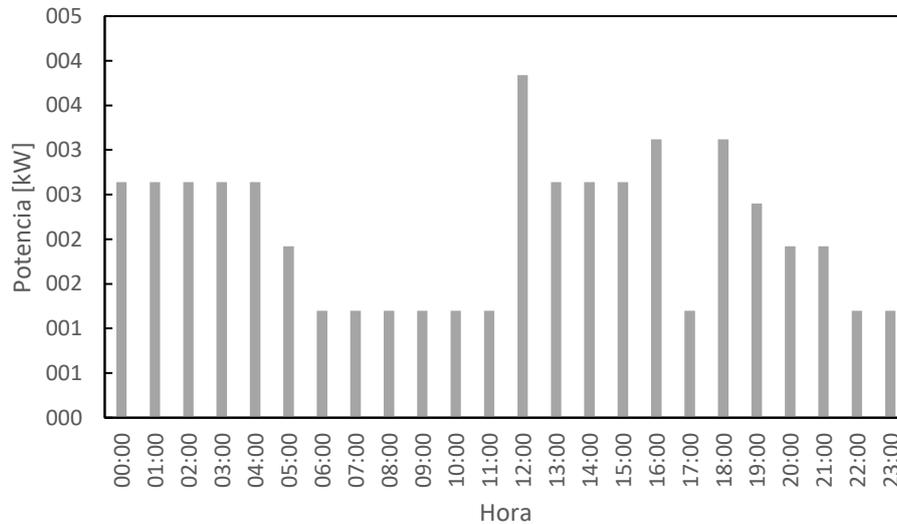


Ilustración 24 - Distribución por hora

Fuente: Adaptado de PVSyst, 2021.

Se presenta una tabla resumen de los balances y resultados principales anuales de la simulación del sistema fotovoltaico:

Tabla XIV - Balances y resultados principales anuales de PVSyst.

GlobHor [kWh/m ²]	1,657.9
GlobEff [kWh/m ²]	1,649.8
E_Avail [kWh]	24,360
EUnused [kWh]	6,086.6
E_Miss [kWh]	997.1
E_User [kWh]	17,311
E_Load [kWh]	18,308
SolFrac [proporción]	0.946

Fuente: Adaptado de PVSyst, 2021.

Donde:

- GlobHor es la irradiación horizontal global.
- GlobEff es el global efectivo, correlacional para las pérdidas de incidencia del arreglo y sombreados.
- E_Avail es la energía solar disponible.
- EUnused es la energía no utilizada de la batería llena.
- E_Miss es la energía faltante cuando no se cuenta con un generador eléctrico en el sistema.
- E_User es la energía suministrada al usuario.
- E_Load es la necesidad energética del usuario o la carga.
- SolFrac es la fracción solar que es la energía utilizada entre la energía de la carga.

En el siguiente gráfico se representa la carga eléctrica en una línea y se presenta la curva de generación de energía efectiva del sistema según la simulación en PVSyst, debajo de la curva de generación se puede apreciar la carga energética que recibe el banco de baterías. Durante las horas nocturnas se aprecia la descarga de la batería para poder suplir la energía eléctrica necesaria, todo lo anterior expresado en kW. Se puede

observar que el sistema con el banco de baterías logra suplir la mayor parte del consumo eléctrico proyectado:

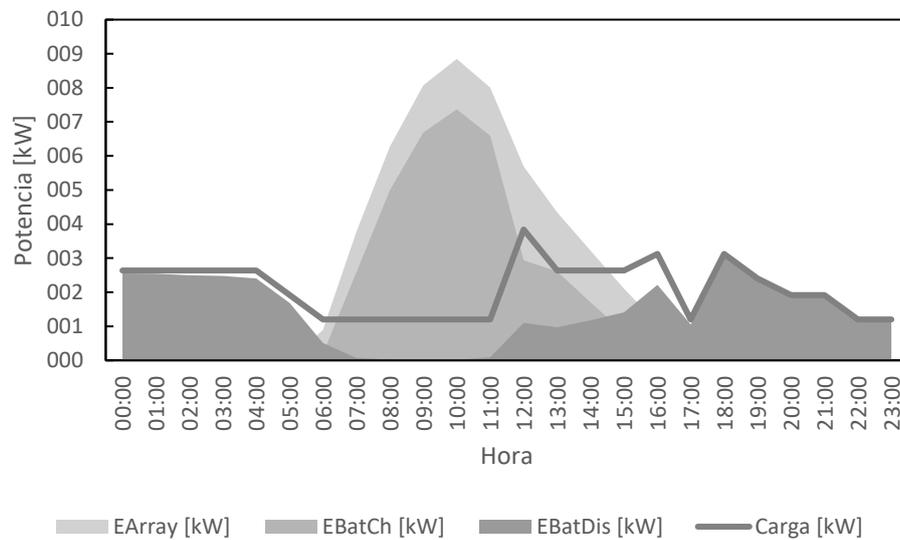


Ilustración 25 - Carga eléctrica, curva de generación, carga y descarga del banco de baterías

Fuente: Elaboración propia.

Donde:

- EArray es la energía efectiva en la salida del arreglo expresada en kW.
- EBatCh es la energía recarga al banco de baterías expresada en kW.
- EBatDis es la energía descargada de las baterías para suplir la carga expresada en kW.
- Carga es la carga eléctrica expresada en kW.

En el gráfico anterior, tanto la curva de generación de energía efectiva, la carga y descarga de las baterías son promedios de los resultados obtenidos de la simulación para un año de operación del sistema.

A continuación, se presenta un gráfico de la carga eléctrica y de la energía disponible del sistema durante horas de generación, esta energía disponible considera: energía efectiva a la salida del arreglo, energía disponible del banco de baterías y pérdidas del convertidor:

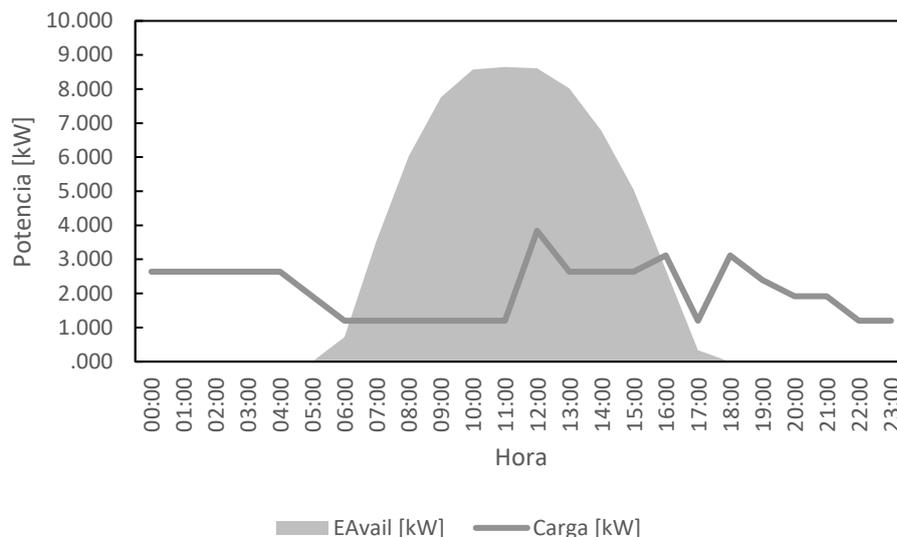


Ilustración 26 - Carga eléctrica y energía disponible del sistema

Fuente: Elaboración propia.

En el gráfico anterior se observa que todo el consumo eléctrico diario proyectado es cubierto por el sistema.

5.5 EVALUACIÓN DEL SEGUNDO ESCENARIO

Para el segundo escenario se toman en cuenta los resultados obtenidos en PVSyst del primer escenario. Ya que se utilizará el mismo sistema fotovoltaico como base para la comparación de las tecnologías de respaldo y se pretende suministrar la demanda eléctrica proyectada de la misma carga, no hay diferencia en cuanto a la generación del arreglo fotovoltaico por sí mismo y la energía de respaldo necesaria. Con eso en cuenta, se toman los valores de un día promedio de energía faltante y de la energía que descarga el banco de baterías para realizar el cálculo de la energía necesaria del generador eléctrico diésel. La energía requerida se obtendría de la siguiente fórmula:

Ecuación 17 - Requerimiento de Energía del Generador Eléctrico Diésel

$$ReqE_{Gen} = E_{Miss} + E_{BatDis}$$

Donde:

- ReqE_Gen es la energía eléctrica que debe ser proveída por el generador eléctrico diésel para respaldar al sistema fotovoltaico.

- E_Miss es la energía de la carga que en el escenario anterior no pudo ser suministrada por el sistema fotovoltaico con el banco de baterías.
- E_BatDis es la energía descargada en el escenario anterior por el banco de baterías para suministrar la demanda eléctrica de la carga en espacios de tiempo fuera de las horas de generación solar o en las que la generación no era suficiente para satisfacer la demanda eléctrica proyectada.

El cálculo anterior se realizó para todos los días del año y con los resultados obtenidos se realizó el siguiente gráfico para determinar la generación requerida de energía eléctrica por parte del generador diésel en un día promedio:

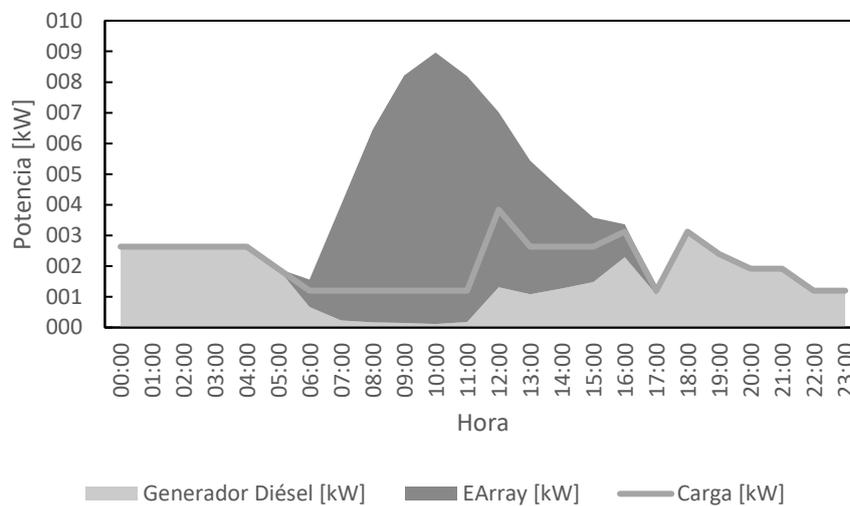


Ilustración 27 - Energía Requerida del Generador, Energía del Arreglo y la Carga

Fuente: Elaboración Propia.

En el gráfico se puede observar que la mayor parte de la generación de energía eléctrica del arreglo fotovoltaico no es aprovechada, por lo que sería conveniente agregar un banco de baterías al sistema para almacenar la energía excedente y ser utilizada cuando sea necesaria. Se calculó que el generador debe proveer 13.49 MWh de energía eléctrica anualmente.

5.6 ANÁLISIS FINANCIERO: PRIMER ESCENARIO

Se investigaron los precios de los componentes del primer escenario y a continuación se presenta el presupuesto:

Tabla XV - Presupuesto del primer escenario

Presupuesto				
Componente	Cantidad	Precio Unitario [\$]	Precio Total [\$]	Precio con Ajustes [\$]
Módulo FV CS 325 W	54.00	185.00	9,990.00	11,988.00
Inversor 5 kW MPP Solar	3.00	700.00	2,100.00	2,520.00
Baterías Hoppecke	24.00	686.16	16,467.84	19,761.41
Cable de Cobre 10 AWG [m]	300.00	1.00	300.00	300.00
Estructura y Montaje [\$/kWp]	17.55	300.00	5,265.00	5,265.00
			Total [\$]	39,834.41

Fuente: Elaboración propia.

El total sería entonces la inversión inicial del proyecto. A continuación, se presentan los datos de entrada introducidos en el análisis financiero:

Tabla XVI - Parámetros financieros de entrada del primer escenario

Parámetros de Entrada	
Capacidad Instalada [kW]	17.55
Costo Capital Total [\$]	39,834.41
Costo de Capital Específico [\$/kWp]	2,269.77
Tasa de Inflación [%]	1.50%
Tarifa de EE Actual [\$/kWh]	0.16
Tarifa de EE Proyecto [\$/kWh]	0.16
Incremento de Demanda [%]	1.00%
Incremento Anual en la Tarifa [%]	1.50%
Costo por O&M Específico [\$/kW-año]	14
Costo por O&M [\$]	245.7
Tasa Impositiva - ISR [%]	25%
Vida Útil del Proyecto [años]	25
Tasa de Descuento para VAN [%]	8%
Cambio de Baterías [\$] (Año 11)	19,761.41
Cambio de Inversores [\$] (Año 12)	2,520.00

Fuente: Elaboración propia.

Los impuestos en el escenario de un proyecto de energía renovable en Honduras son exonerados en los primeros diez años de éste, ya que este es uno de los incentivos por parte del gobierno para impulsar la implementación de este tipo de proyectos.

A continuación, se presentan los datos de salida del análisis financiero del sistema con banco de baterías:

Tabla XVII - Datos de salida del primer escenario

Datos de Salida	
Valor Actual Neto [\$]	-19,578.91
TIR [%]	2%
Periodo de Recuperación [años]	17.08
ROI [%]	-49%

Fuente: Elaboración propia.

Donde:

- TIR es la tasa interna de retorno.
- ROI es el retorno de la inversión.

Se presenta también un gráfico representando el flujo de efectivo acumulado a lo largo del proyecto:

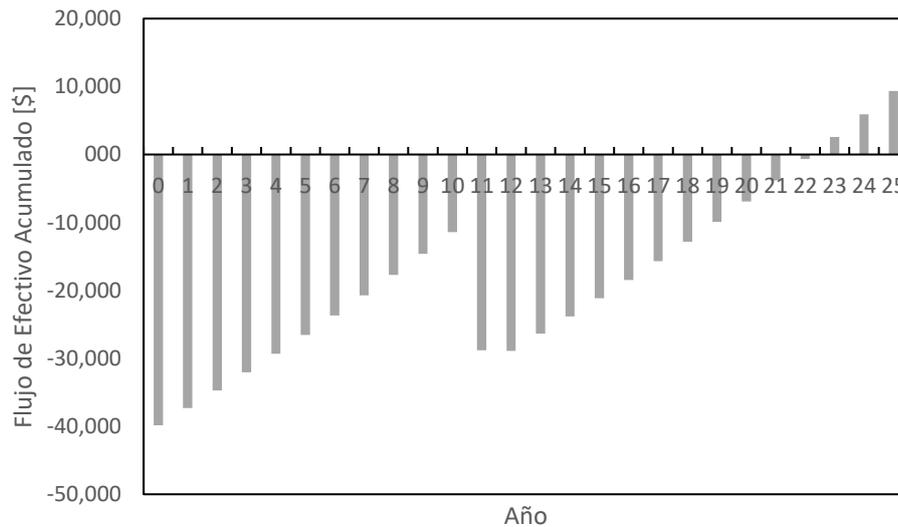


Ilustración 28 - Flujo de efectivo acumulado del primer escenario

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar el escenario con banco de baterías no es viable, siendo la principal razón el alto costo de las baterías y la necesidad de ser reemplazadas entre el décimo y el onceavo año. En *Anexos* se adjunta el flujo de efectivo de este escenario.

5.7 ANÁLISIS FINANCIERO: SEGUNDO ESCENARIO

Se investigaron los precios de los componentes del segundo escenario y a continuación se presenta el presupuesto:

Tabla XVIII - Presupuesto del segundo escenario

Presupuesto				
Componente	Cantidad	Precio Unitario [\$]	Precio Total [\$]	Precio con Ajustes [\$]
Módulo FV CS 325 W	54.00	185.00	9,990.00	11,988.00
Inversor 5 kW MPP Solar	3.00	700.00	2,100.00	2,520.00
Generador Eléctrico	1.00	500.00	500.00	600.00
Cable de Cobre 10 AWG [m]	300.00	1.00	300.00	300.00
Estructura y Montaje [\$/kWp]	17.55	300.00	5,265.00	5,265.00
			Total [\$]	20,673.00

Fuente: Elaboración propia.

Para el escenario del respaldo mediante el generador eléctrico diésel se toman los siguientes parámetros de entrada para su análisis financiero:

Tabla XIX - Parámetros de entrada para análisis financiero de segundo escenario

Parámetros de Entrada	
Capacidad Solar Instalada [kW]	17.55
Capacidad Diésel Instalada [kW]	4.50
Capacidad Instalada Total [kW]	22.05
Costo Capital Total [\$]	20,673.00
Costo de Capital Específico [\$/kW]	937.55102
Tasa de Inflación [%]	1.50%
Tarifa de Energía Eléctrica [\$/kWh]	0.16
Incremento Anual en la Tarifa [%]	1.50%
Costo por O&M Específico [\$/kW-año]	43.58
Costo Total por O&M [\$/año]	960.94
Tasa Impositiva - ISR [%]	25.00%
Vida Útil del Proyecto [años]	25
Tasa de Descuento VAN [%]	8%
Cambio de Generador [\$] (Cada 5 años)	600.00
Cambio de Inversores [\$] (Año 12)	2,520.00
Incremento de demanda renovable	0.50%
Incremento demanda no renovable	0.50%

Fuente: Elaboración propia.

Para este escenario se cobran impuestos sobre la renta desde el primer año debido a la fuente de generación convencional con generador eléctrico diésel. Los datos de salida se muestran en la siguiente tabla:

Tabla XX - Datos de salida financieros del segundo escenario

Datos de Salida	
Valor Actual Neto [\$]	22,939.58
TIR [%]	9%
Periodo de Recuperación [años]	9.07
ROI [%]	90%

Fuente: Elaboración propia.

Se presenta un gráfico representando el flujo efectivo acumulado a lo largo del proyecto con el segundo escenario:

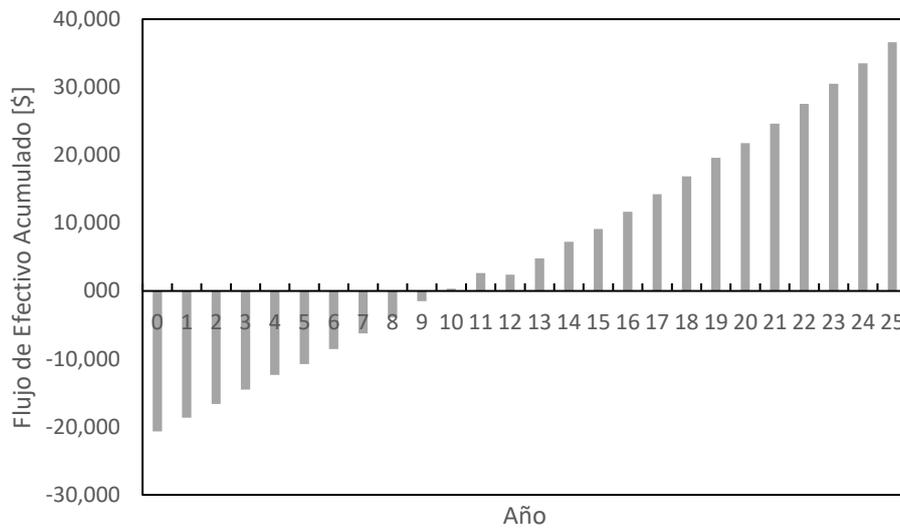


Ilustración 29 - Flujo de efectivo acumulado del segundo escenario

Fuente: Elaboración propia.

A pesar de contar con una tasa interna de retorno menor a la esperada, el segundo escenario con el generador eléctrico diésel es el único escenario viable de los dos propuestos.

VI. CONCLUSIONES

Luego de haber realizado todo lo propuesto para este trabajo de investigación y haber logrado analizar la viabilidad de las tecnologías de respaldo de una instalación aislada, un banco de baterías y un generador eléctrico diésel, se ha logrado llegar a las siguientes conclusiones del caso de estudio:

- Se logró proyectar una demanda de energía eléctrica tomando en cuenta los electrodomésticos básicos y las horas de uso de éstos para la comunidad Villa Granadillo que actualmente no cuenta con acceso a la energía eléctrica. Para verdaderamente determinar ésta, tendría que haber una demanda existente.
- Se logró dimensionar un sistema fotovoltaico con diferentes tecnologías de respaldo para suplir la demanda eléctrica proyectada de la comunidad.
- Los valores de simulación del sistema fotovoltaico con baterías fueron útiles para determinar la energía que tendría que suplir el generador eléctrico diésel.
- Se realizó el estudio tecno-económico y solamente el segundo escenario resultó viable a pesar de no cumplir con la TIR deseada que se determinó en la hipótesis.
- El cálculo del VAN y la TIR determina como mejor escenario la aplicación del generador eléctrico diésel. El escenario más viable, por ende, es el respaldo con un generador eléctrico diésel con un menor costo inicial y un VAN positivo.

Como limitante de esta investigación se tiene la falta de una demanda eléctrica existente por lo cual se acudió a métodos empíricos para proyectar ésta. Se espera que los resultados de proyección de demanda eléctrica sean similares a la carga que se presente en la comunidad en el momento en el que tengan acceso a la energía eléctrica.

VII. RECOMENDACIONES

- En caso de aplicar los resultados obtenidos para la comunidad de estudio, se recomienda realizar una entrevista a cada habitante de la comunidad y determinar sus actividades diarias y la carga eléctrica con la que contarían al momento de tener acceso a la energía eléctrica.
- Se recomienda evaluar un escenario con ambas tecnologías ya que éstas se complementan y podría ser una mejor alternativa a solamente instalar una o la otra.
- Si se opta por una o la otra y lo importante para quien lo aplique es optar por la tecnología más viable, se recomienda la aplicación de un generador eléctrico diésel específicamente fabricado para apoyo a un sistema solar fotovoltaico.

VIII. TRABAJO FUTURO

Como trabajo futuro se podría evaluar la aplicación de ambas tecnologías, el banco de baterías más el generador eléctrico diésel de apoyo solar para la configuración de un sistema solar fotovoltaico aislado. También evaluar la aplicación de otras tecnologías renovables con la energía solar para este tipo de instalaciones descentralizadas.

IX. BIBLIOGRAFÍA

Acceso a la electricidad (% de población) | Data. (s. f.). Recuperado 29 de enero de 2021, de

<https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS?end=2018&start=1990&view=chart>

Acceso a la electricidad (% de población)—Honduras | Data. (s. f.). Recuperado 30 de enero de 2021, de

https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS?locations=HN&name_desc=false

Acceso y asequibilidad a la energía eléctrica en América Latina y El Caribe | Publications. (s. f.).

Recuperado 30 de enero de 2021, de

https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Acceso_y_asequibilidad_a_la_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica_en_Am%C3%A9rica_Latina_y_El_Caribe_es.pdf

Access to electricity – SDG7: Data and Projections – Analysis. (s. f.). IEA. Recuperado 30 de enero

de 2021, de <https://www.iea.org/reports/sdg7-data-and-projections/access-to-electricity>

Altamirano, A.E., 2020. Comparación de Viabilidad de un Sistema Solar Fotovoltaico Aislado de la

Red Eléctrica Versus una Extensión de Línea de Distribución Eléctrica Primaria para una Residencia de Consumo Alto en Macuelizo, Santa Bárbara.

Apuntes de la Clase de Energía Termosolar y Fotovoltaica impartida por PhD. Héctor Villatoro,

UNITEC, 2020.

Blimpo, M. P., & Cosgrove-Davies, M. (s. f.). *Electricity Access in Sub-Saharan Africa.* 167.

Canadian Solar, 2021.

CIFRAS DE PAÍS – INE. (s. f.). Recuperado 23 de enero de 2021, de

<https://www.ine.gob.hn/V3/cifras-de-pais/>

Ecofener, P. por. (2019, enero 19). Tipos de paneles solares. *Blog Ecofener*.
<https://ecofener.com/blog/tipos-de-paneles-solares/>

Fernández, P., & Díaz, P. (s. f.). *Investigación cuantitativa y cualitativa*. 4.

Flores, H. F. V., Furubayashi, T., & Nakata, T. (2016). Decentralised electricity generation system based on local renewable energy sources in the Honduran rural residential sector. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 18(3), 883-900. <https://doi.org/10.1007/s10098-015-1067-x>

Helioscope, Folsom Labs, 2021.

Honduras_PVOUT_mid-size-map_156x141mm-300dpi_v20191015.png (1842×1675). (s. f.).
Recuperado 10 de febrero de 2021, de <https://worldbank-atlas.s3.amazonaws.com/download/Honduras/>

Hoppecke, 2021.

How Old Is the Sun? | NASA Space Place – NASA Science for Kids. (s. f.). Recuperado 30 de enero de 2021, de <https://spaceplace.nasa.gov/sun-age/sp/>

Lledó, P. (s. f.). *Comparación entre distintos Criterios de decisión*. 9.

Los generadores eléctricos: Máquinas eléctricas y rotativas. (s. f.). Recuperado 17 de febrero de 2021, de <https://www.fundacionendesa.org/es/recursos/a201908-generator-electrico.html>

Manual para la evaluación de la demanda, recursos hídricos, diseño e instalación de microcentrales hidroeléctricas. (2010). Soluciones Prácticas-ITDG.

Martins, C. (2017, diciembre 27). Cómo funciona un generador diésel | Generador Grupel. *GRUPEL*.
<https://grupel.eu/es/grupel-es/como-funciona-generator-diesel/>

Meteonorm, 2021.

- Mohanty, P., Sharma, K. R., Gujar, M., Kolhe, M., & Azmi, A. (2015). *PV System Design for Off-Grid Applications* (Vol. 196, pp. 49-84). https://doi.org/10.1007/978-3-319-14663-8_3
- Ørb, A., & Lyngby, K. (s. f.). *Design of an off-grid Photovoltaic system*. 42.
- PVSyst, 2021.
- ¿Qué es la irradiación solar? Origen, tipos y propagación. (s. f.). Recuperado 6 de febrero de 2021, de <https://solar-energia.net/que-es-energia-solar/radiacion-solar/irradiacion-solar>
- Renlux-paneles-fv.pdf*. (s. f.). Recuperado 30 de enero de 2021, de <https://www.utpl.edu.ec/jorgeluisjaramillo/wp-content/uploads/2010/06/renlux-paneles-fv.pdf>
- Reyes Duke, A. M., & Osorio Hernández, E. S. (2018). Implementación de un sistema híbrido solar fotovoltaico—Diésel en la municipalidad de Puerto Lempira, Gracias a Dios, Honduras. *Innovare: Revista de ciencia y tecnología*, 7(2), 14-30. <https://doi.org/10.5377/innovare.v7i2.8080>
- Solar Photovoltaic Cell Basics*. (s. f.). Energy.Gov. Recuperado 30 de enero de 2021, de <https://www.energy.gov/eere/solar/solar-photovoltaic-cell-basics>
- Split phase LV5048.pdf*. (s. f.). Recuperado 12 de marzo de 2021, de <https://www.mppsolar.com/v3/catalogs/split%20phase%20LV5048.pdf>
- Tasa interna de retorno (TIR)—Definición y ejemplos*. (2014, julio 15). Economipedia. <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>
- TFG_David_Sanchez_Quiroga.pdf*. (s. f.). Recuperado 30 de enero de 2021, de https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/16839/TFG_David_Sanchez_Quiroga.pdf?sequence=1&isAllowed=y

The Solar System. (2007, mayo 2).

<https://web.archive.org/web/20070502013325/http://www.solarviews.com/eng/solarsys.htm>

Tinoco, S.L., 2020. Análisis Costo-Beneficio de la Instalación de Sistemas de Energía Solar FV Aislados en el Sector Noroeste de la Ciudad de San Pedro Sula, Honduras.

Valor actual neto (VAN). (2014, junio 15). Economipedia.

<https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>

VAN y TIR, dos herramientas para la viabilidad de una inversión. (s. f.). OBS Business School.

Recuperado 6 de febrero de 2021, de <https://www.obsbusiness.school/blog/van-y-tir-dos-herramientas-para-la-viabilidad-de-una-inversion>

Zapata, R. A. (s. f.). *Dr. Miguel Ángel Figueroa*. 65.

X. ANEXOS

10.1 IMÁGENES DE LA COMUNIDAD



Ilustración 30 - Viviendas sociales de la comunidad Villa Granadillo, San José, La Paz, Honduras

Fuente: Elaboración propia, 2021.



Ilustración 31 - Vista de calle de las viviendas.

Fuente: Elaboración propia, 2021.



Ilustración 32 - Instalación eléctrica para el medidor en una de las viviendas

Fuente: Elaboración propia, 2021.

10.2 PLANO DE LA VIVIENDA

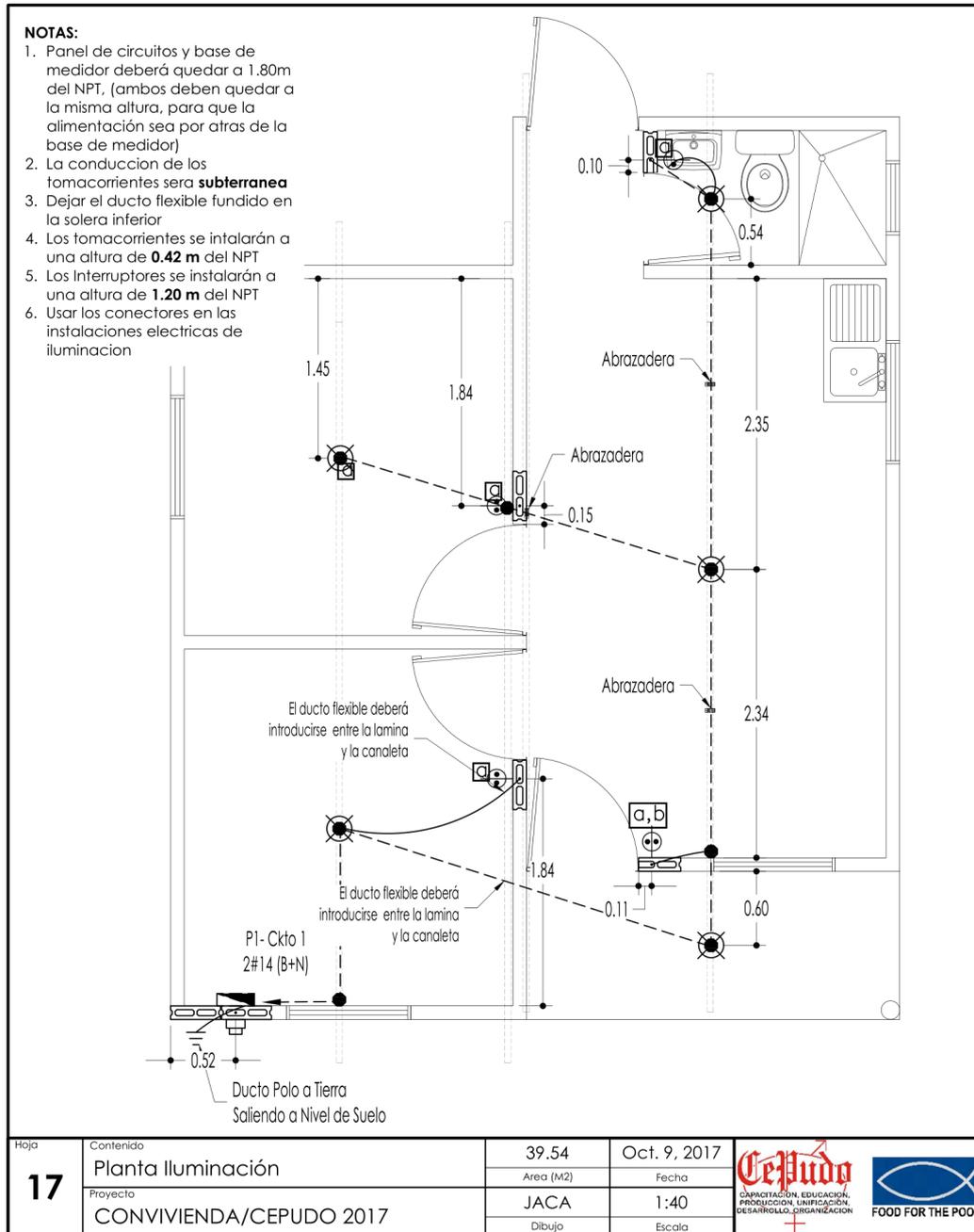


Ilustración 33 - Conexiones eléctricas de la vivienda

Fuente: Proveído por Empresa Constructora Equinoccio S.A.

10.3 INFORME DE PVSYS – PRIMER ESCENARIO



Versión 7.1.6

PVsyst - Informe de simulación

Sistema independiente

Proyecto: Villa Granadillo

Variante: Nueva variante de simulación

Sistema independiente con baterías

Potencia del sistema: 17.55 kWp

El Granadillo - Honduras

PVsyst PRUEBA

PVsyst PRUEBA

PVsyst PRUEBA

| Autor(a)

Ilustración 34 - Informe de PVsyst: Primer Escenario



Proyecto: Villa Granadillo
 Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.1.6

VC0, Fecha de simulación:
 13/03/21 18:30
 con v7.1.6

Resumen del proyecto

Sitio geográfico El Granadillo Honduras	Situación Latitud 14.22 °N Longitud -87.90 °W Altitud 1682 m Zona horaria UTC-6	Configuración del proyecto Albedo 0.20
Datos meteo El Granadillo Meteonorm 7.3 (2000-2009), Sat=100% - Sintético		

Resumen del sistema

Sistema independiente Orientación campo FV Plano fijo Inclinación/Azmut 14 / 0 °	Sistema independiente con baterías Necesidades del usuario Consumidores domésticos diarios Constante durante el año Promedio 50 kWh/Día
Información del sistema Conjunto FV Núm. de módulos 54 unidades Pnom total 17.55 kWp	Paquete de baterías Tecnología Plomo-ácido, ventilado, tubular Núm. de unidades 24 unidades Voltaje 48 V Capacidad 1610 Ah

Resumen de resultados

Energía disponible 24360 kWh/año	Producción específica 1388 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 58.45 %
Energía usada 17311 kWh/año		Fracción solar (SF) 94.55 %

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Necesidades detalladas del usuario	4
Resultados principales	5
Diagrama de pérdida	6
Gráficos especiales	7

PVsyst PRUEBA

Ilustración 35 - Informe de PVsyst: Primer Escenario



Proyecto: Villa Granadillo
 Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.1.6

VC0, Fecha de simulación:
 13/03/21 18:30
 con v7.1.6

Parámetros generales

Sistema independiente		Sistema independiente con baterías	
Orientación campo FV		Configuración de cobertizos	
Orientación		No 3D scene defined	
Plano fijo		Modelos usados	
Inclinación/Azimut	14 / 0 °	Transposición	Perez
		Difuso	Perez, Meteonorm
		Circunsolar	separado
Necesidades del usuario			
Consumidores domésticos diarios			
Constante durante el año			
Promedio	50 kWh/Día		

Características del conjunto FV

Módulo FV		Batería	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	CS6X - 325P-FG	Modelo	Sun power VL OPzS 2-2170
(Base de datos PVsyst original)		Tecnología	Plomo-ácido, ventilado, tubular
Unidad Nom. Potencia	325 Wp	Núm. de unidades	24 en series
Número de módulos FV	54 unidades	Descarga mín. SOC	20.0 %
Nominal (STC)	17.55 kWp	Energía almacenada	61.8 kWh
Módulos	27 Cadenas x 2 En series	Características del paquete de baterías	
En cond. de funcionam. (50°C)		Voltaje	48 V
Pmpp	15.74 kWp	Capacidad nominal	1610 Ah (C10)
U mpp	66 V	Temperatura	Temperatura ambiente exterior
I mpp	238 A		
Controlador		Control de gestión de la batería	
Controlador universal		Comandos de umbral como	Cálculo SOC
Tecnología	Convertidor MPPT	Cargando	SOC = 0.92 / 0.75
Coef. temp.	-5.0 mV/°C/Elem.	aprox.	55.5 / 49.5 V
Convertidor		Descarga	SOC = 0.20 / 0.45
Eficiencias máxi y EURO	97.0 / 95.0 %	aprox.	46.3 / 48.3 V
Potencia FV total			
Nominal (STC)	18 kWp		
Total	54 módulos		
Área del módulo	105 m ²		
Área celular	94.6 m ²		

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida térmica		Pérdidas de cableado CC		Pérdida diodos serie				
Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global	4.7 mΩ	Caída de voltaje	0.7 V			
Uc (const)	20.0 W/m ² K	Fracción de pérdida	1.5 % en STC	Fracción de pérdida	0.9 % en STC			
Uv (viento)	0.0 W/m ² K/m/s							
Pérdida de calidad módulo		Pérdidas de desajuste de módulo		Pérdidas de desajuste de cadenas				
Fracción de pérdida	-0.4 %	Fracción de pérdida	2.0 % en MPP	Fracción de pérdida	0.1 %			
Factor de pérdida IAM								
Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario								
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

Ilustración 36 - Informe de PVsyst: Primer Escenario



PVsyst V7.1.6

VC0, Fecha de simulación:
 13/03/21 18:30
 con v7.1.6

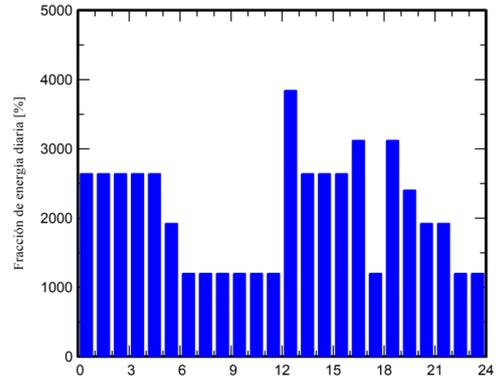
Necesidades detalladas del usuario

Consumidores domésticos diarios, Constante durante el año, promedio = 50 kWh/día

Valores anuales

	Número	Potencia	Uso	Energía
		W	Hora/día	Wh/día
Lámparas (LED o fluo)	40	18W/lámpara	5.0	3600
TV	10	120W/apar.	2.0	2400
Ventiladores	20	72W/apar.	10.0	14400
Nevera / congelación profunda	0		24	28800
Radiograbadora	10	48W tot	2.0	960
Energía diaria total				50160Wh/día

Distribución por hora



PVsyst PRUEBA

PVsyst PRUEBA

PVsyst PRUEBA

Ilustración 37 - Informe de PVsyst: Primer Escenario



PVsyst V7.1.6

VC0, Fecha de simulación:
 13/03/21 18:30
 con v7.1.6

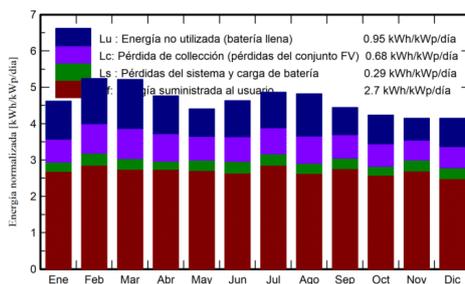
Resultados principales

Producción del sistema

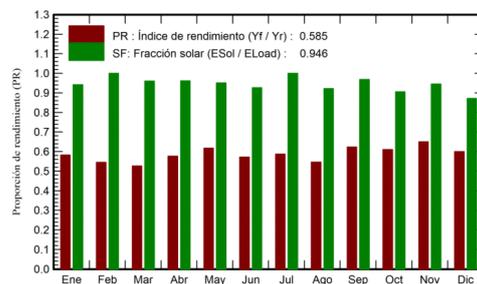
Energía disponible 24360 kWh/año
 Energía usada 17311 kWh/año
 Exceso (sin usar) 6087 kWh/año
Pérdida de carga
 Fracción de tiempo 6.1 %
 Energía faltante 997 kWh/año

Producción específica 1388 kWh/kWp/año
 Proporción de rendimiento (PR) 58.45 %
 Fracción solar (SF) 94.55 %
Envejecimiento de la batería (Estado de desgaste)
 Ciclos SOW 91.0 %
 SOW estático 90.5 %
 Duración de vida de batería 10.5 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/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	proporción
Enero	128.2	140.3	2100	563.9	91.0	1464	1555	0.941
Febrero	135.0	144.1	2108	605.9	0.0	1404	1404	1.000
Marzo	156.3	158.5	2314	732.5	61.5	1493	1555	0.960
Abril	145.2	139.5	2038	547.0	58.5	1446	1505	0.961
Mayo	143.7	133.1	1969	408.5	76.4	1479	1555	0.951
Junio	149.1	135.3	2006	517.6	109.7	1395	1505	0.927
Julio	160.8	146.8	2180	529.7	0.0	1555	1555	1.000
Agosto	154.1	145.8	2140	629.2	121.7	1433	1555	0.922
Septiembre	133.1	130.1	1925	388.0	47.4	1457	1505	0.969
Octubre	125.5	128.4	1893	427.7	147.7	1407	1555	0.905
Noviembre	113.0	121.8	1822	314.8	83.0	1422	1505	0.945
Diciembre	113.8	126.0	1866	421.9	200.2	1355	1555	0.871
Año	1657.9	1649.8	24360	6086.6	997.1	17311	18308	0.946

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)



PVsyst V7.1.6
 VC0, Fecha de simulación:
 13/03/21 18:30
 con v7.1.6

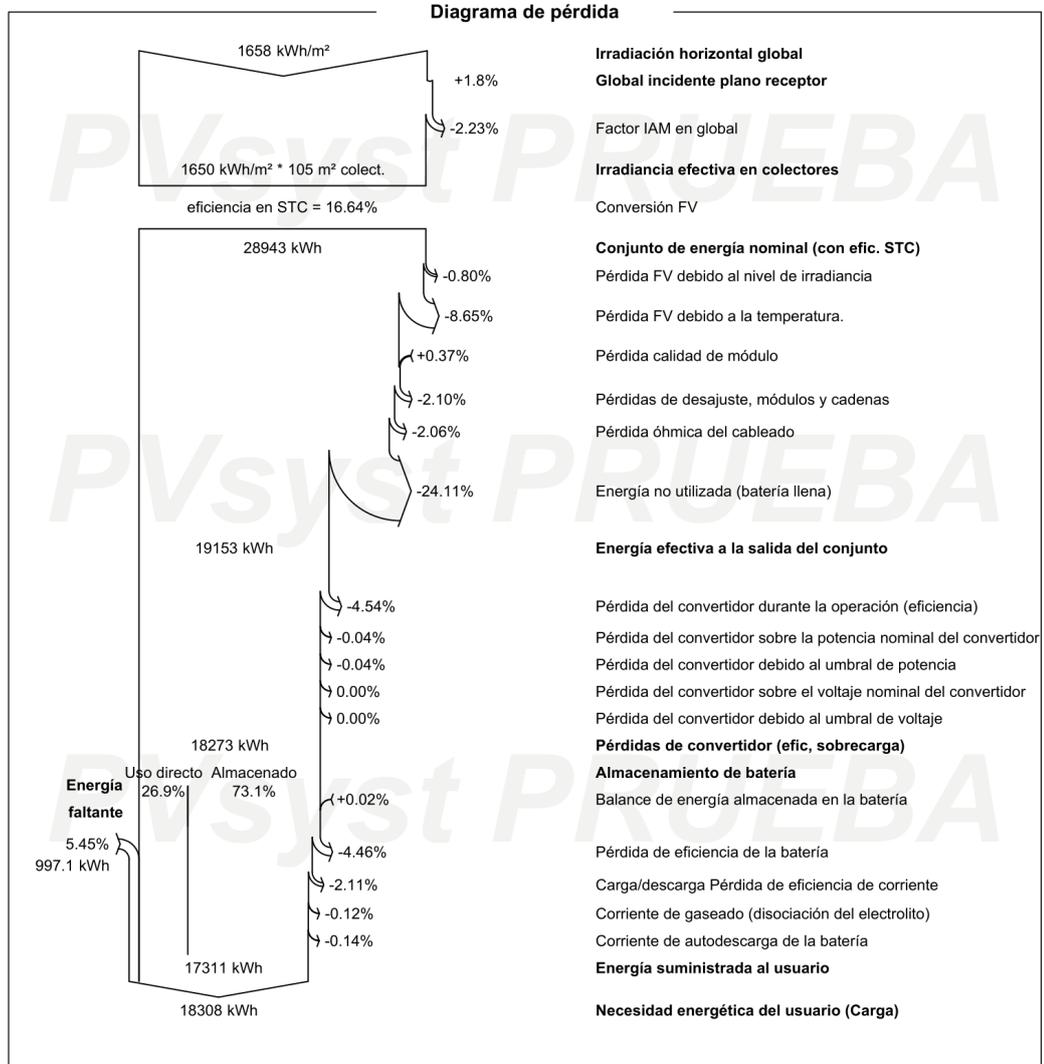


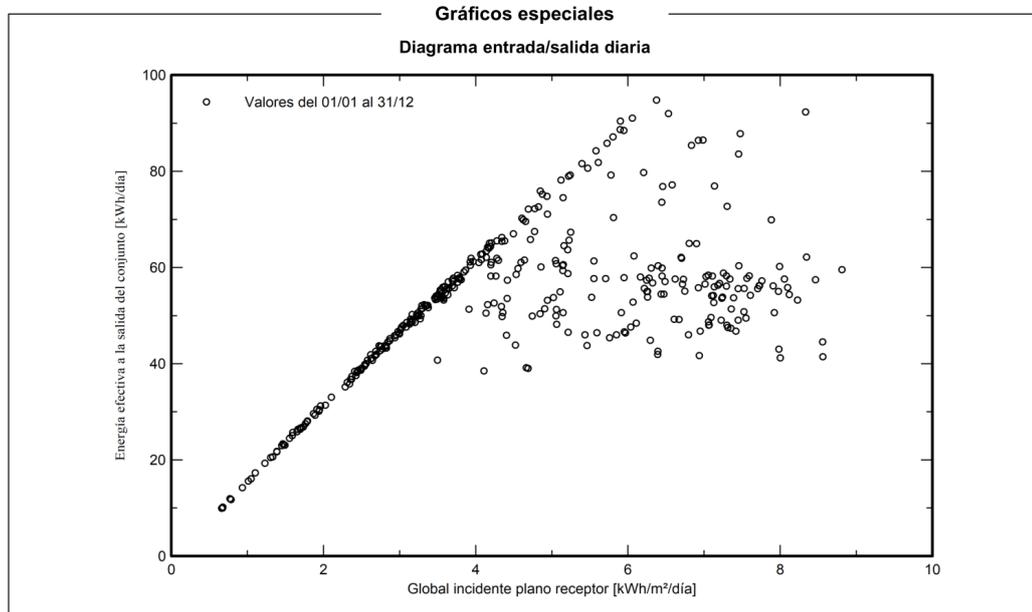
Ilustración 39 - Informe de PVsyst: Primer Escenario



PVsyst V7.1.6

VC0, Fecha de simulación:
13/03/21 18:30
con v7.1.6

Proyecto: Villa Granadillo
Variante: Nueva variante de simulación



PVsyst PRUEBA

PVsyst PRUEBA

Ilustración 40 - Informe de PVsyst: Primer Escenario

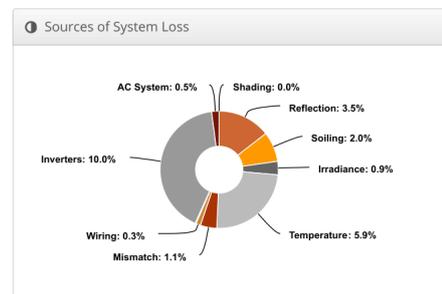
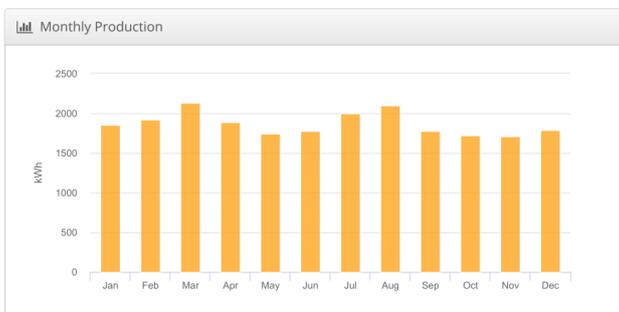
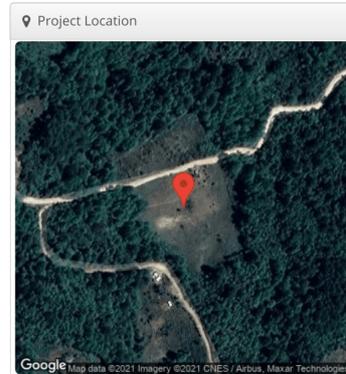
10.4 REPORTE DE SIMULACIÓN EN HELIOSCOPE

HelioScope Annual Production Report produced by Alejandro Munguia

Design Villa Granadillo, San José, La Paz, 14.222778, -87.904444

Report	
Project Name	Villa Granadillo, San José, La Paz
Project Address	14.222778, -87.904444
Prepared By	Alejandro Munguia alejandromunguia@gmail.com

System Metrics	
Design	Design
Module DC Nameplate	16.9 kW
Inverter AC Nameplate	15.0 kW Load Ratio: 1.13
Annual Production	22.43 MWh
Performance Ratio	77.8%
kWh/kWp	1,327.3
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, meteonorm (meteonorm)
Simulator Version	cba05dad71-6f0a0145ef-f17a500e1c-8e66aac676



Annual Production			
	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m ²)	Annual Global Horizontal Irradiance	1,670.3	
	POA Irradiance	1,706.2	2.2%
	Shaded Irradiance	1,706.2	0.0%
	Irradiance after Reflection	1,646.5	-3.5%
	Irradiance after Soiling	1,613.5	-2.0%
	Total Collector Irradiance	1,613.5	0.0%
Energy (kWh)	Nameplate	27,252.9	
	Output at Irradiance Levels	27,007.7	-0.9%
	Output at Cell Temperature Derate	25,422.0	-5.9%
	Output After Mismatch	25,142.6	-1.1%
	Optimal DC Output	25,065.5	-0.3%
	Constrained DC Output	25,050.9	-0.1%
	Inverter Output	22,544.8	-10.0%
Energy to Grid	22,432.0	-0.5%	
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp		20.8 °C
	Avg. Operating Cell Temp		29.6 °C
Simulation Metrics			
	Operating Hours	4654	
	Solved Hours	4654	

Ilustración 41 – Informe de Simulación en Helioscope

Fuente: Helioscope, 2021.

Condition Set												
Description	Condition Set 1											
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, meteonorm (meteonorm)											
Solar Angle Location	Meteo Lat/Lng											
Transposition Model	Perez Model											
Temperature Model	Sandia Model											
Temperature Model Parameters	Rack Type	a	b	Temperature Delta								
	Fixed Tilt	-3.56	-0.075	3°C								
	Flush Mount	-2.81	-0.0455	0°C								
Soiling (%)	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Irradiation Variance	5%											
Cell Temperature Spread	4° C											
Module Binning Range	-2.5% to 2.5%											
AC System Derate	0.50%											
Module Characterizations	Module	Uploaded By	Characterization									
	CS6X - 325P-FG (Canadian Solar Inc.)	Folsom Labs	CS6X-325P-FG_MIX_CSI_EXT_V6_44_2016Q2.PAN, PAN									
Component Characterizations	Device	Uploaded By	Characterization									

Components		
Component	Name	Count
Inverters	LV 5048 (MPP SOLAR)	3 (15.0 kW)
Strings	10 AWG (Copper)	20 (208.3 m)
Module	Canadian Solar Inc., CS6X - 325P-FG (325W)	52 (16.9 kW)

Wiring Zones			
Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Wiring Zone	-	2-3	Along Racking

Field Segments									
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Field Segment 1	Fixed Tilt	Landscape (Horizontal)	14°	180°	2.4 m	4x1	13	52	16.9 kW

Ilustración 42 – Informe de Simulación en Helioscope

Fuente: Helioscope, 2021.



Ilustración 43 – Informe de simulación en Helioscope

Fuente: Helioscope, 2021.

10.5 HOJA TÉCNICA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO



DOUBLE-GLASS MODULE

DYMOND CS6X-315/320/325P-FG

Canadian Solar's Dymond CS6X-P-FG module is a 72 cell double-glass module. By replacing the traditional polymer backsheet with heat-strengthened glass, the Dymond module has a lower annual power degradation than a traditional module and better protection against the elements, making it more reliable and durable during its lifetime.



KEY FEATURES

- 
Anti-PID module
- 
Lower annual power degradation & more system power yield over lifetime
 - First year annual degradation 2.5 %, each subsequent year 0.5 %
 - 85.5 % power output at year 25
 - 83 % power output at year 30
- 
Better fire protecting performance
 - Fire class A certified according to fire test IEC 61730-2 / MST 23
 - Certified for fire Type 3 / Type 13 according to UL 1703
- 
Designed for high voltage systems of up to 1500 V_{DC}, saving BoS costs
- 
Sea/waterside PV system installation
 - Glass backside blocks moisture permeability
 - No module-level corrosion
- 
5400 Pa snow load, 2400 Pa wind load

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system
 ISO/TS 16949:2009 / The automotive industry quality management system
 ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system
 OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS
 UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)
 UL 1703: CSA / Take-e-way



* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading manufacturer of solar modules and PV project developer with about 13 GW of premium quality modules deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

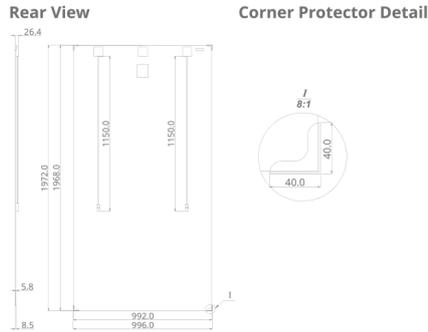
CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

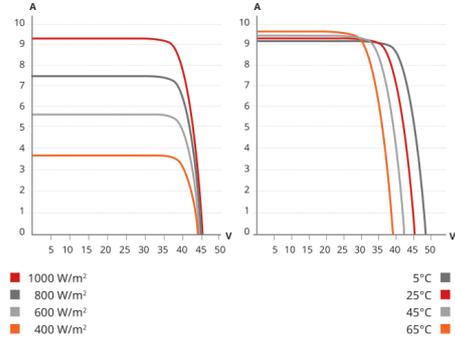
Ilustración 44 - Hoja técnica del módulo fotovoltaico

Fuente: Canadian Solar, 2021.

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6X-320P-FG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA / STC*

CS6X	315P-FG	320P-FG	325P-FG
Nominal Max. Power (Pmax)	315 W	320 W	325 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V
Short Circuit Current (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A
Module Efficiency	16.14 %	16.39 %	16.65 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1500 (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	Type 3 / Type 13 (UL 1703) or CLASS A (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA / NOCT*

CS6X	315P-FG	320P-FG	325P-FG
Nominal Max. Power (Pmax)	228 W	232 W	236 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.4 V	33.6 V	33.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.84 A	6.91 A	6.98 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.5 V	41.6 V	41.8 V
Short Circuit Current (Isc)	7.44 A	7.50 A	7.57 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Industry leading performance at low irradiance, average relative efficiency of 96.0 % from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6×12)
Dimensions	1968×992×5.8mm (77.5×39.1×0.23 in) without J-Box and corner protector
(Incl. corner protector)	1972×996×8.5 mm (77.6×39.2×0.33 in) without J-Box
Weight	27.5 kg (60.6 lbs)
Front Cover	2.5 mm heat strengthened glass
Back Glass	2.5 mm heat strengthened glass
Frame	Frameless
J-Box	Split J-Box, IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG 1000 V (UL)
Cable Length	1150 mm (45.3 in), 500 mm (19.7 in) (+) and 350 mm (13.8 in) (-) is optional for portrait installation*
Connectors	Amphenol H4 UTX (IEC), Renhe 05-6 (UL)
Standard	30 pieces, 900 kg (1984.1 lbs)
Packaging	(quantity & weight per pallet)
Module Pieces per Container	660 pieces (40' HQ)

* The application of this short length cable can only be used in portrait installation (clamping mounting method) systems in which the distance between modules should be less than or equal to 50 mm. In the event the distance between the PV modules to be installed is more than 50 mm, please make sure to consult our technical team for evaluation and advice.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

PARTNER SECTION



CANADIAN SOLAR INC. Feb. 2016. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V5.4_EN

Ilustración 45 - Hoja técnica del módulo fotovoltaico

Fuente: Canadian Solar, 2021.

10.6 HOJA TÉCNICA DEL INVERSOR

SPLIT PHASE LV SERIES

120V / 240V / 208V Off-Grid Solar Inverter

Suitable for use in USA/Puerto Rico, and Canada where split phase power standard is used.

**5KW
48VDC**

MAIN FEATURES

- Versatile AC output modes: single phase 120V, split phase 240V, and 3-phase 208V
- Pure sine wave output 5KW / 48VDC
- Dual MPPT Input up to 160A max charge
- Max PV input power up to 8KW (4KW*2)
- Utility charging up to 60A max
- Max total system charging up to 220A
- Parallel operation up to 3 units max
- Genset starter dry contact*
- Programmable parameters
- Ideal for Off-Grid or Grid-backup application
- Easy to install
- FREE monitoring software
- LCD Display + LED indicators
- USB, RS232 communication interface

PARALLEL-READY

*requires inverter-type generator of acceptable output quality
sales@mppsolar.com | www.mppsolar.com

Single Phase L1-N / L2-N = 120V



Split Phase / 3-Phase L1-L2 = 208V



Split Phase L1-L2 = 240V



Split Phase LV SERIES	LV 5048
STANDARD RATING	
Continuous Output	5000W
System DC Volt	48VDC
AC Input Voltage	110 / 120VAC (Phase - Neutral)
Maximum Parallel	Up to 3 units
PV INPUT / SOLAR CHARGING	
Max PV Input Power	8000W (4000W each input)
Max PV Input Volt	145VDC (open circuit Voc)
MPPT Range	60 - 110VDC
Number of PV Input	2
Max Charging Current	160A (80A X 2)
OUTPUT MODE	
Output Waveform	Pure Sine Wave
AC Output Mode	120V L-N / 240V L1-L2 / 208V L1-L2 3-Phase
Frequency	50 / 60Hz, auto-sensing
Max Bypass Current	40A
Max Efficiency	>90%
Max Utility Charging	60A
Max Utility + Solar Charging	220A
Max Bulk/Float Charge	58.4V
ENVIRONMENTAL / MECHANICAL SPECIFICATIONS	
Communication Port	USB / RS232 / Dry Contact
Operating Temp.	0 - 50°C
Operating Humidity	0 - 90% RH (No Condensing)
Dimension	623*610*130mm
Net Weight	30Kg

MPP Solar Inc. reserves the right to change product specification without notice. MPP Solar is a registered trademark.



Ilustración 46 - Hoja técnica del inversor.

Fuente: MPP Solar

10.7 BATERÍA HOPPECKE

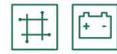


Ilustración 47 - Batería Hoppecke

Fuente: Hoppecke, 2021.

grid | power v L Series OPzS

Typical applications:

- Telecommunications
 - Mobile phone stations
 - BTS-stations
 - Off-grid/on-grid solutions
- Power Supply
- Security lighting

Your benefits:

- Very high expected service life – due to optimized low-antimony selenium alloy
- Excellent cycle stability – due to tubular plate design
- Maximum compatibility – design according to DIN 40736-1
- Higher short-circuit safety even during the installation – based on HOPPECKE system connectors
- Extremely extended water refill intervals up to maintenance-free – optional use of AquaGen® recombination system minimizes emission of gas and aerosols¹

grid | power v L Series power.bloc OPzS

Typical applications:

- Telecommunications
 - Mobile phone stations
 - BTS-stations
 - Off-grid/on-grid solutions
- Power Supply systems
- Security lighting

Your benefits:

- High expected service life – due to optimized low-antimony selenium alloy
- Excellent cycle stability – due to tubular plate design
- Maximum compatibility – dimensions according to DIN 40737-3
- Easy assembly and installation – battery lid with integral handle
- Higher short-circuit safety even during the installation – based on HOPPECKE system connectors
- Extremely extended water refill intervals up to maintenance-free – optional use of AquaGen® recombination system minimizes emission of gas and aerosols¹



¹ Similar to sealed lead-acid batteries

Ilustración 48 - Batería Hoppecke

Fuente: Hoppecke, 2021.



Capacities dimensions and weights

Series OPzS	DIN Type	$C_{10}/1.80V$ Ah	$C_5/1.77V$ Ah	$C_3/1.75V$ Ah	$C_1/1.67V$ Ah	max.* Weight kg	Weight electrolyte kg (1.24 kg/l)	max.* Length L mm	max.* Width W mm	max.* Height H mm	Fig.	
grid	power vL 2-215	4 OPzS 200	213	182	161	118	17.3	4.5	105	208	420	A
grid	power vL 2-270	5 OPzS 250	266	227	201	147	21.0	5.6	126	208	420	A
grid	power vL 2-325	6 OPzS 300	320	273	241	177	24.9	6.7	147	208	420	A
grid	power vL 2-390	5 OPzS 350	390	345	305	217	29.3	8.5	126	208	535	A
grid	power vL 2-470	6 OPzS 420	468	414	363	261	34.4	10.1	147	208	535	A
grid	power vL 2-550	7 OPzS 490	546	483	426	304	39.5	11.7	168	208	535	A
grid	power vL 2-690	6 OPzS 600	686	590	510	353	46.1	13.3	147	208	710	A
grid	power vL 2-805	7 OPzS 700	801	691	596	411	59.1	16.7	215	193	710	B
grid	power vL 2-920	8 OPzS 800	915	790	681	470	63.1	17.3	215	193	710	B
grid	power vL 2-1035	9 OPzS 900	1026	887	767	529	72.4	20.5	215	235	710	B
grid	power vL 2-1150	10 OPzS 1000	1140	985	852	588	76.4	21.1	215	235	710	B
grid	power vL 2-1265	11 OPzS 1100	1256	1086	938	647	86.6	25.2	215	277	710	B
grid	power vL 2-1380	12 OPzS 1200	1370	1185	1023	706	90.6	25.8	215	277	710	B
grid	power vL 2-1610	12 OPzS 1500	1610	1400	1197	784	110.4	32.7	215	277	855	B
grid	power vL 2-1880	14 OPzS 1750	1881	1632	1397	914	142.3	46.2	215	400	815	C
grid	power vL 2-2015	15 OPzS 1875	2016	1748	1496	980	146.6	46.7	215	400	815	C
grid	power vL 2-2150	16 OPzS 2000	2150	1865	1596	1045	150.9	45.9	215	400	815	C
grid	power vL 2-2420	18 OPzS 2250	2412	2097	1796	1176	179.1	56.4	215	490	815	D
grid	power vL 2-2555	19 OPzS 2375	2546	2213	1895	1242	182.9	55.6	215	490	815	D
grid	power vL 2-2690	20 OPzS 2500	2680	2330	1995	1307	187.3	55.7	215	490	815	D
grid	power vL 2-2960	22 OPzS 2750	2952	2562	2195	1437	212.5	67.0	215	580	815	D
grid	power vL 2-3095	23 OPzS 2875	3086	2678	2294	1503	216.8	65.9	215	580	815	D
grid	power vL 2-3230	24 OPzS 3000	3220	2795	2394	1568	221.2	66.4	215	580	815	D
grid	power vL 2-3500	26 OPzS 3250	3488	3028	2594	1699	229.6	65.4	215	580	815	D

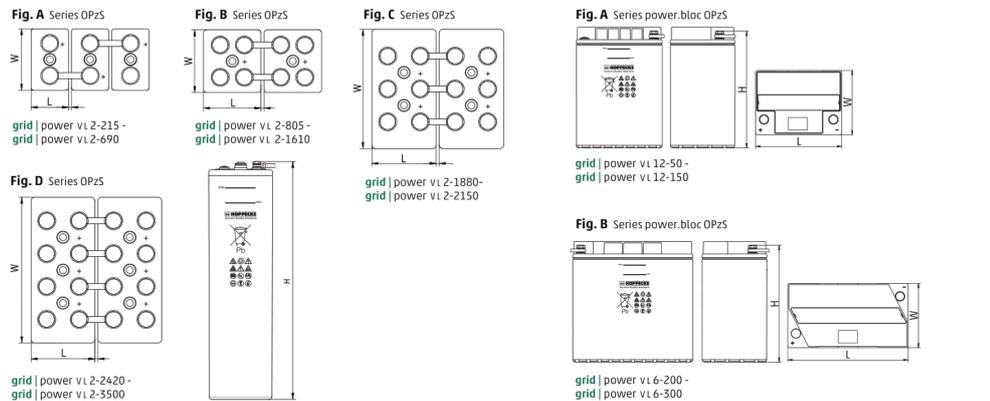
C_{10} , C_5 , C_3 and C_1 = Capacity at 10 h, 5 h, 3 h and 1 h discharge

* according to DIN 40736-1 data to be understood as maximum values

Series power.bloc OPzS	DIN Type	$C_{10}/1.80V$ Ah	$C_5/1.77V$ Ah	$C_3/1.75V$ Ah	$C_1/1.67V$ Ah	max.* Weight kg	Weight electrolyte kg (1.24 kg/l)	max.* Length L mm	max.* Width W mm	max.* Height H mm	Fig.	
grid	power vL 12-50	12 V 1 power.bloc OPzS 50	50	44	39	28	37.0	15.0	272	205	383	A
grid	power vL 12-100	12 V 2 power.bloc OPzS 100	101	88	78	57	48.0	15.0	272	205	383	A
grid	power vL 12-150	12 V 3 power.bloc OPzS 150	151	132	117	85	67.0	18.0	380	205	383	A
grid	power vL 6-200	6 V 4 power.bloc OPzS 200	202	176	155	114	47.0	13.0	272	205	383	B
grid	power vL 6-250	6 V 5 power.bloc OPzS 250	252	220	194	142	60.0	20.0	380	205	383	B
grid	power vL 6-300	6 V 6 power.bloc OPzS 300	302	264	235	171	67.0	18.0	380	205	383	B

C_{10} , C_5 , C_3 and C_1 = Capacity at 10 h, 5 h, 3 h and 1 h discharge

* according to DIN 40737-3 data to be understood as maximum values



Design life: up to 20 years

Optimal environmental compatibility - closed loop for recovery of materials in an accredited recycling system

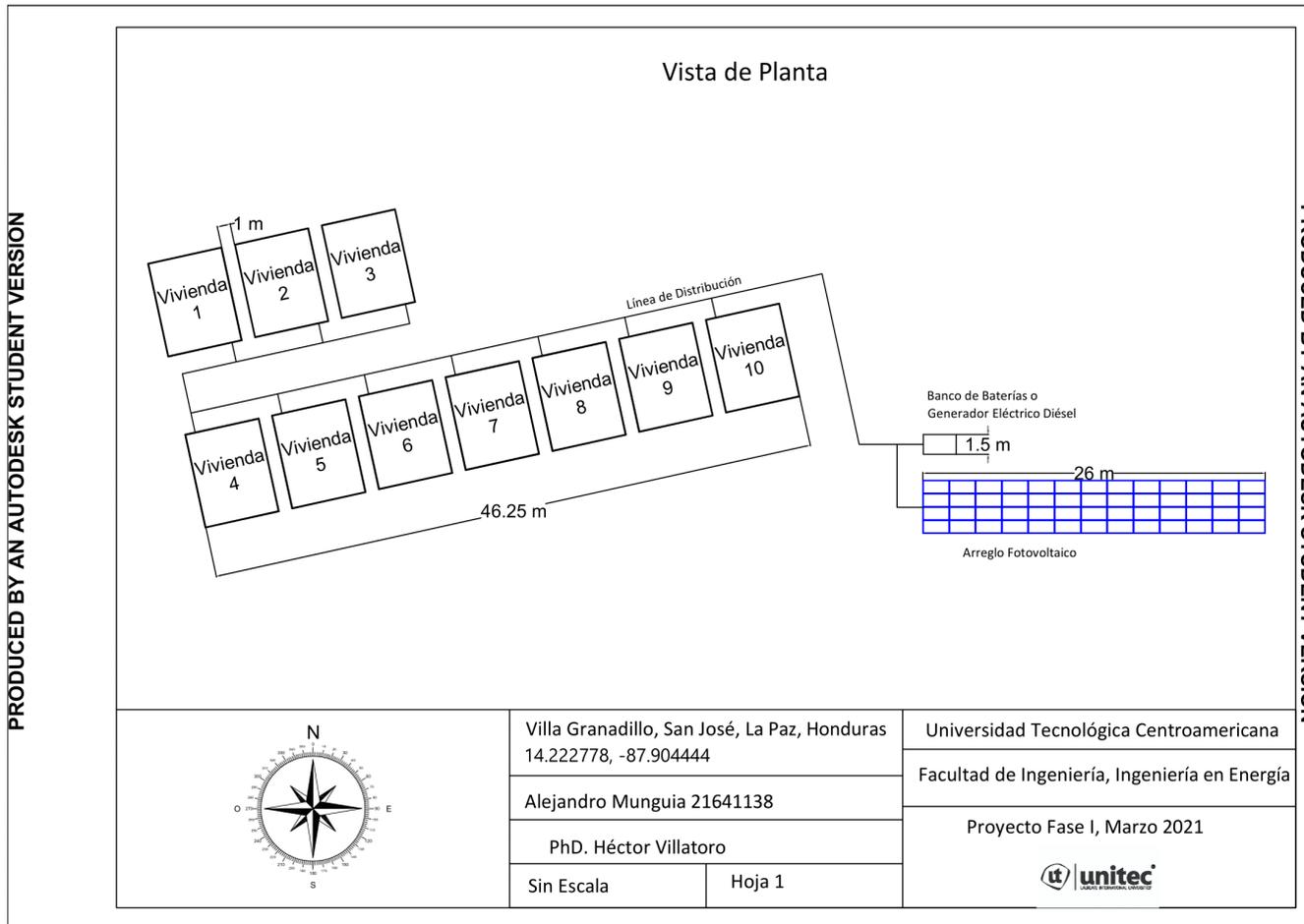
Design life: up to 18 years

Optimal environmental compatibility - closed loop for recovery of materials in an accredited recycling system

Ilustración 49 - Batería Hoppecke

Fuente: Hoppecke, 2021.

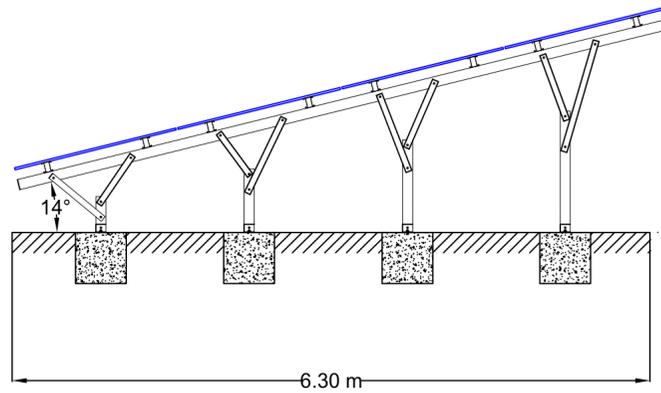
10.8 PLANOS DE LA INSTALACIÓN



PRODUCED BY AN AUTODESK STUDENT VERSION

Ilustración 50 - Vista de planta de la comunidad

Estructura: Vista Lateral



Villa Granadillo, San José, La Paz, Honduras
14.222778, -87.904444

Alejandro Munguia 21641138

PhD. Héctor Villatoro

Sin Escala

Hoja 2

Universidad Tecnológica Centroamericana

Facultad de Ingeniería, Ingeniería en Energía

Proyecto Fase I, Marzo 2021



Ilustración 51 - Vista lateral de la estructura

10.9 FLUJO DE EFECTIVO: PRIMER ESCENARIO

Modelado	año							
Año	0	1	2	3	4	5	6	7
Energía Final Vendida al Usuario [kWh]		17,311.00	17,484.11	17,658.95	17,835.54	18,013.90	18,194.03	18,375.98
Ingresos								
Tarifa de EE Proyecto [\$/kWh]		0.16	0.16	0.16	0.17	0.17	0.17	0.17
Ingresos por Venta de EE [\$]		2,769.76	2,839.42	2,910.83	2,984.04	3,059.09	3,136.02	3,214.89
Egresos								
Operación y Mantenimiento [\$]		-245.70	-249.39	-253.13	-256.92	-260.78	-264.69	-268.66
Impuestos [\$]		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cambio de Baterías		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cambio de Inversores		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Flujo de Efectivo Anual [\$]	-39,834.41	2,524.06	2,590.03	2,657.70	2,727.12	2,798.31	2,871.33	2,946.23
Flujo de Efectivo Acumulado [\$]	-39,834.41	-37,310.35	-34,720.31	-32,062.61	-29,335.49	-26,537.18	-23,665.85	-20,719.62
VA [\$]	-39,834.41	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
	-39,834.41	2,337.09	2,220.54	2,109.77	2,004.51	1,904.48	1,809.43	1,719.10

Ilustración 52 - Flujo de efectivo: banco de baterías

año	año										
	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
18,559.74	18,745.33	18,932.79	19,122.11	19,313.33	19,506.47	19,701.53	19,898.55	20,097.53	20,298.51	20,501.49	
0.18	0.18	0.18	0.19	0.19	0.19	0.19	0.20	0.20	0.20	0.21	
3,295.75	3,378.64	3,463.61	3,550.72	3,640.02	3,731.57	3,825.41	3,921.62	4,020.25	4,121.36	4,225.01	
-272.69	-276.78	-280.93	-285.14	-289.42	-293.76	-298.17	-302.64	-307.18	-311.79	-316.47	
0.00	0.00	0.00	-887.68	-910.00	-932.89	-956.35	-980.41	-1,005.06	-1,030.34	-1,056.25	
0.00	0.00	0.00	-19,761.41	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
0.00	0.00	0.00	0.00	-2,520.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
3,023.06	3,101.86	3,182.68	-17,383.51	-79.41	2,504.91	2,570.89	2,638.58	2,708.01	2,779.23	2,852.29	
-17,696.56	-14,594.70	-11,412.02	-28,795.53	-28,874.94	-26,370.03	-23,799.14	-21,160.56	-18,452.56	-15,673.32	-12,821.03	
1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	
1,633.26	1,551.70	1,474.20	-7,455.49	-31.53	921.05	875.29	831.79	790.44	751.14	713.78	

Ilustración 53 - Flujo de efectivo: banco de baterías

año	año	año	año	año	año	año	año
	19	20	21	22	23	24	25
	20,706.51	20,913.57	21,122.71	21,333.94	21,547.28	21,762.75	21,980.38
	0.21	0.21	0.22	0.22	0.22	0.23	0.23
	4,331.27	4,440.21	4,551.88	4,666.36	4,783.71	4,904.03	5,027.36
	-321.21	-326.03	-330.92	-335.89	-340.92	-346.04	-351.23
	-1,082.82	-1,110.05	-1,137.97	-1,166.59	-1,195.93	-1,226.01	-1,256.84
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	2,927.24	3,004.12	3,082.99	3,163.88	3,246.86	3,331.98	3,419.29
	-9,893.79	-6,889.67	-3,806.68	-642.80	2,604.06	5,936.04	9,355.34
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	678.28	644.53	612.45	581.97	552.99	525.45	499.28

Ilustración 54 - Flujo de efectivo: banco de baterías

10.10 FLUJO DE EFECTIVO: SEGUNDO ESCENARIO

Modelado	año	año	año	año	año	año	año
Año	0	1	2	3	4	5	6
Venta de EERR [kWh]		4,818.88	4,842.97	4,867.19	4,891.53	4,915.98	4,940.56
No Renovable Vendida [kWh]		13,489.12	13,556.57	13,624.35	13,692.47	13,760.93	13,829.74
Total de Energía Vendida [kWh]		18,308.00	18,399.54	18,491.54	18,584.00	18,676.92	18,770.30
Ingresos							
Tarifa Energética [\$/kWh]		0.16	0.16	0.16	0.17	0.17	0.17
Ingresos por Venta de EERR Total [\$]		771.02	786.50	802.29	818.39	834.82	851.58
Ingresos por Venta de No Renovable Total [\$]		2,929.28	2,988.09	3,048.07	3,109.26	3,171.68	3,235.35
Ingresos por Venta de Energía Total [\$]		3,700.30	3,774.58	3,850.36	3,927.66	4,006.50	4,086.93
Egresos							
Impuestos por Venta de No Renovable [\$]		-732.32	-747.02	-762.02	-777.32	-792.92	-808.84
Impuestos por Venta de EEER [\$]							
Operación y Mantenimiento [\$]		-960.94	-975.35	-989.98	-1,004.83	-1,019.91	-1,035.20
Cambio de Generador [\$]		0.00	0.00	0.00	0.00	-600.00	0.00
Cambio de Inversores [\$]		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total de Egresos [\$]		-1,693.26	-1,722.37	-1,752.00	-1,782.15	-2,412.83	-1,844.04
Flujo de Efectivo [\$]	-20,673.00	2,007.04	2,052.21	2,098.36	2,145.51	1,593.68	2,242.89
Flujo de Efectivo Acumulado [\$]	-20,673.00	-18,665.96	-16,613.75	-14,515.39	-12,369.88	-10,776.21	-8,533.32
		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
VA [\$]		1,858.37	1,759.44	1,665.74	1,577.01	1,084.63	1,413.40

Ilustración 55 - Flujo de efectivo: generador eléctrico diésel

año	año	año	año	año	año	año	año	año	año	año	año
	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	4,965.27	4,990.09	5,015.04	5,040.12	5,065.32	5,090.64	5,116.10	5,141.68	5,167.39	5,193.22	5,219.19
	13,898.89	13,968.38	14,038.22	14,108.41	14,178.96	14,249.85	14,321.10	14,392.70	14,464.67	14,536.99	14,609.68
	18,864.15	18,958.47	19,053.26	19,148.53	19,244.27	19,340.49	19,437.20	19,534.38	19,632.06	19,730.22	19,828.87
	0.17	0.18	0.18	0.18	0.19	0.19	0.19	0.19	0.20	0.20	0.20
	868.68	886.12	903.91	922.05	940.56	959.44	978.70	998.35	1,018.39	1,038.84	1,059.69
	3,300.30	3,366.55	3,434.14	3,503.08	3,573.40	3,645.14	3,718.31	3,792.96	3,869.10	3,946.78	4,026.01
	4,168.98	4,252.67	4,338.04	4,425.13	4,513.96	4,604.58	4,697.02	4,791.31	4,887.50	4,985.61	5,085.70
	-825.08	-841.64	-858.53	-875.77	-893.35	-911.28	-929.58	-948.24	-967.28	-986.69	-1,006.50
					-235.14	-239.86	-244.68	-249.59	-254.60	-259.71	-264.92
	-1,050.73	-1,066.49	-1,082.49	-1,098.73	-1,115.21	-1,131.94	-1,148.92	-1,166.15	-1,183.64	-1,201.40	-1,219.42
	0.00	0.00	0.00	-600.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-600.00	0.00	0.00
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-2,520.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	-1,875.81	-1,908.13	-1,941.03	-2,574.50	-2,243.70	-4,803.08	-2,323.17	-2,363.98	-3,005.52	-2,447.80	-2,490.84
	2,293.17	2,344.54	2,397.02	1,850.63	2,270.26	-198.50	2,373.85	2,427.33	1,881.98	2,537.81	2,594.86
	-6,240.14	-3,895.61	-1,498.59	352.04	2,622.31	2,423.81	4,797.66	7,224.99	9,106.97	11,644.78	14,239.64
	1.00	1.00	1.00	0.81	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	1,338.04	1,266.68	1,199.11	857.20	973.68	-78.83	872.86	826.41	593.28	740.76	701.31

Ilustración 56 - Flujo de efectivo: generador eléctrico diésel

año	año	año	año	año	año	año	año	año
	18	19	20	21	22	23	24	25
	5,245.29	5,271.51	5,297.87	5,324.36	5,350.98	5,377.74	5,404.62	5,431.65
	14,682.73	14,756.14	14,829.92	14,904.07	14,978.59	15,053.48	15,128.75	15,204.39
	19,928.01	20,027.65	20,127.79	20,228.43	20,329.57	20,431.22	20,533.37	20,636.04
	0.21	0.21	0.21	0.22	0.22	0.22	0.23	0.23
	1,080.97	1,102.67	1,124.80	1,147.38	1,170.42	1,193.91	1,217.88	1,242.33
	4,106.83	4,189.27	4,273.37	4,359.16	4,446.67	4,535.94	4,627.00	4,719.88
	5,187.79	5,291.94	5,398.18	5,506.54	5,617.09	5,729.85	5,844.88	5,962.21
	-1,026.71	-1,047.32	-1,068.34	-1,089.79	-1,111.67	-1,133.98	-1,156.75	-1,179.97
	-270.24	-275.67	-281.20	-286.85	-292.60	-298.48	-304.47	-310.58
	-1,237.71	-1,256.27	-1,275.12	-1,294.25	-1,313.66	-1,333.36	-1,353.36	-1,373.67
	0.00	0.00	-600.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	-2,534.66	-2,579.26	-3,224.66	-2,670.88	-2,717.93	-2,765.83	-2,814.58	-2,864.22
	2,653.14	2,712.68	2,173.51	2,835.66	2,899.16	2,964.02	3,030.29	3,098.00
	16,892.78	19,605.46	21,778.97	24,614.63	27,513.79	30,477.81	33,508.11	36,606.10
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	663.95	628.56	466.32	563.32	533.27	504.82	477.88	452.36

Ilustración 57 - Flujo de efectivo: generador eléctrico diésel