



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROYECTO DE GRADUACIÓN

**DISEÑO DE MICRORREDES DE GENERACIÓN HÍBRIDA (SOLAR/EÓLICA) PARA
ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MUNICIPIO DE MERCEDES DE
ORIENTE, LA PAZ**

**PREVIO A LA OBTENCIÓN AL TÍTULO DE
INGENIERO EN ENERGÍAS RENOVABLES**

PRESENTADO POR:

11811206

CARLOS ELÍAS AGUILAR MARTELL

ASESOR METODOLÓGICO: ING. RAFAEL AGUILAR

ASESOR TEMÁTICO: ING. JOSÉ MONCADA

CAMPUS TEGUCIGALPA; MAYO 2021

DEDICATORIA

Este trabajo lo dedico en primer lugar a Dios que me ha brindado la oportunidad de estudiar en una institución como UNITEC, ayudándome a marcar un camino y un objetivo en mi vida, y que hasta el día de hoy sé que sigue obrando a mi favor, toda la gloria sea para él.

A mi madre, Belinda Martell que fue quien me motivó a aplicar a UNITEC y que siempre ha estado a mi lado brindándome su apoyo y confianza durante todo mi trayecto en la carrera a pesar de todas las adversidades.

Al resto de mi familia Martell, por brindarme siempre su apoyo incondicional.

A UNITEC como institución por creer en mí desde que apliqué a una beca académica, y a todos sus docentes que me hicieron amar mi carrera y a mi país Honduras, incentivándome a ser un cambio para el mismo.

A mis amigos de siempre, con los que he crecido y al día de hoy siguen a mi lado, y a todos los amigos y colegas nuevos con los que compartí mi vida universitaria. A todos ellos les dedico este trabajo.

RESUMEN EJECUTIVO

El presente trabajo tiene como objetivo el diseño de un sistema que aproveche de los recursos naturales en el municipio de Mercedes de Oriente, La Paz para la generación de energía eléctrica y abastecer a cuatro comunidades sin conexión a la red eléctrica nacional. El estudio se basó en analizar el potencial solar y eólico de la zona, para diseñar sistemas de generación híbrida que aprovechen ambos recursos, esto mediante la utilización de bases de datos satelitales brindadas gratuitamente por SOLARGIS y la NASA, determinando así un alto potencial para la generación solar en el municipio y un potencial medianamente aceptable de energía eólica para alturas menores a diez metros.

Se realizó un análisis de la red eléctrica que abastece al casco urbano del municipio, utilizando reportes anuales de fallas en la red brindadas por la ENEE, destacando principalmente las causas de dichas fallas y el tiempo de duración de las interrupciones en el servicio, encontrando una alta vulnerabilidad de la red ante los fenómenos naturales. Además, se realizó una visita al municipio con el fin de realizar encuestas y determinar una carga aproximada a suplir los por sistemas de generación híbrida propuestos y el tamaño de los bancos de baterías a utilizar.

Los diseños de dichos sistemas se realizaron utilizando programas de simulación, para la generación fotovoltaica, y cálculos manuales para la parte eólica. Se proponen dos tipos de sistemas de generación con diferentes capacidades, esto según la cantidad de viviendas de cada comunidad. Por último, se realizó una estimación financiera del proyecto, brindando un total de inversión aproximado para el mismo, tomando en cuenta solamente gastos en equipo y desarrollo.

ABSTRACT

The present work aims to design a system that uses natural resources in the municipality of Mercedes de Oriente, La Paz for the generation of electricity and to supply four communities without connection to the national electricity grid. The study was based on analyzing the solar and wind potential of the area, to design hybrid generation systems that use both resources, this by using satellite databases provided free of charge by SOLARGIS and NASA, thus determining a high potential for solar generation in the municipality and a moderately acceptable potential for wind energy for heights less than ten meters.

An analysis was made of the electricity network that supplies the town center of the municipality, using annual reports of network failures provided by the ENEE, highlighting mainly the causes of such failures and the duration of interruptions in service, finding a high vulnerability of the network to natural phenomena. In addition, a visit was made to the municipality in order to carry out surveys and determine an approximate charge to be filled by the proposed hybrid generation systems and the size of the battery banks to be used.

The designs of these systems were made using simulation programs, for photovoltaic generation, and manual calculations for the wind part. Two types of generation systems with different capacities are proposed, depending on the number of dwellings in each community. Finally, a financial estimate of the project was made, providing a total of approximate investment for the same, taking into account only expenses in equipment and development.

ÍNDICE DE CONTENIDO

LISTA DE SIGLAS Y GLOSARIO.....	1
I. INTRODUCCIÓN.....	2
II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
2.1. PRECEDENTES DEL PROBLEMA.....	3
2.2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	4
2.3. JUSTIFICACIÓN.....	5
2.4. PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN.....	6
2.5. OBJETIVOS.....	6
2.5.1. OBJETIVO GENERAL.....	6
2.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	6
III. MARCO TEÓRICO.....	7
3.1. COBERTURA ELÉCTRICA EN HONDURAS.....	7
3.2. ENERGÍA SOLAR.....	8
3.2.1. POTENCIAL DE RADIACIÓN SOLAR EN HONDURAS.....	9
3.2.2. ENERGÍA TERMOSOLAR.....	10
3.2.3. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	12
IV. METODOLOGÍA.....	18
4.1. ENFOQUE.....	18
4.2. VARIABLES DE INVESTIGACIÓN.....	18
4.3. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS.....	18
4.4. MATERIALES.....	19
4.5. POBLACIÓN Y MUESTRA.....	19
4.6. METODOLOGÍA DE ESTUDIO.....	19
4.7. METODOLOGÍA DE VALIDACIÓN.....	20
4.8. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES.....	20
V. RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	21
5.1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE LA RED ELÉCTRICA EN MERCEDES DE ORIENTE.....	21
5.1.1. APLICACIÓN DE ENCUESTAS.....	23

5.1.2.	DEFINICIÓN DE LOS DATOS DE PARTIDA.....	30
5.2.	EQUIPO DE GENERACIÓN Y CONVERSIÓN PROPUESTO.....	39
5.2.1.	PANELES FOTOVOLTAICOS	39
5.2.2.	EQUIPO INVERSOR.....	39
5.2.3.	TURBINA EÓLICA Y REGULADOR.....	40
5.2.4.	BATERÍAS	41
5.3.	CÁLCULO Y SIMULACIÓN DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN.....	42
5.3.1.	SIMULACIÓN SISTEMA FOTOVOLTAICO	44
5.3.2.	CÁLCULO GENERACIÓN SISTEMA EÓLICO	49
5.4.	CÁLCULO DEL CABLEADO Y PROTECCIÓN	51
5.5.	ESTIMACIÓN FINANCIERA	53
VI.	CONCLUSIONES	55
VII.	RECOMENDACIONES	57
1.	APLICABILIDAD/IMPLEMENTACIÓN.....	58
2.	EVOLUCIÓN DEL TRABAJO ACTUAL	59
3.	BIBLIOGRAFÍA.....	60
4.	Anexos.....	62

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1	Círculo de Conexión Municipio de Mercedes de Oriente, La Paz.....	4
Ilustración 2	Línea de Transmisión para el municipio	4
Ilustración 3	Gráfica de Cobertura Eléctrica 1999-2016.....	7
Ilustración 4	Mapa Solar Mundial.....	8
Ilustración 5	Potencial Fotovoltaico de Honduras.....	9
Ilustración 6	Esquema de sistema termosolar baja temperatura.....	11
Ilustración 7	Configuraciones de captación más habituales en Centrales Eléctricas Termosolares	12
Ilustración 8	Esquema general del proceso en una Central Eléctrica Termosolar.....	12
Ilustración 9	Configuración general de una instalación fotovoltaica	14

Ilustración 10 Instalación FV Conectada a Red.....	15
Ilustración 11 Instalación solar para bombeo de agua.....	16
Ilustración 12 Mapa Velocidad del Viento Honduras.....	17
Ilustración 13 Transformador Reductor del Municipio	21
Ilustración 14 Eventos de interrupción PAV L-368 (2017-2020)	22
Ilustración 15 Distribución del circuito PAV 368.....	23
Ilustración 16 Personas por Vivienda	24
Ilustración 17 Frecuencia de cortes de energía en la zona	25
Ilustración 18 Duración de los cortes de energía	26
Ilustración 19 Cargo por energía eléctrica por vivienda	27
Ilustración 20 Tiempo de Consumo	28
Ilustración 21 Equipos eléctricos en los hogares	28
Ilustración 22 Utilización de la leña.....	29
Ilustración 23 Aceptación del proyecto.....	29
Ilustración 24 Ubicación geográfica de las comunidades	30
Ilustración 25 Potencial Fotovoltaico Mercedes de Oriente	33
Ilustración 26 Recorridos solares de la zona	33
Ilustración 27 Velocidad media del viento a 10m.....	35
Ilustración 28 Rosa de Vientos de Mercedes de Oriente.....	35
Ilustración 29 Tabla de Rugosidad	37
Ilustración 30 Distribución de Weibull.....	38
Ilustración 31 Configuración Inicial PVSyst.....	44
Ilustración 32 Definición de orientación e inclinación	45
Ilustración 33 Comportamiento de consumo para simulación PVSyst.....	46
Ilustración 34 Configuración de los equipos	47
Ilustración 35 Definición de horizontes y recorridos solares.....	47
Ilustración 36 Resultados diseño Tipo A	48
Ilustración 37 Resultados diseño Tipo B.....	48

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Duración mínima y máxima de interrupción del servicio eléctrico 2017-2020	21
Tabla 2 Personas por vivienda.....	24
Tabla 3 Tarifa EEH Residencial.....	26
Tabla 4 Consumo en kWh por vivienda.....	27
Tabla 5 Cantidad de viviendas por comunidad	31
Tabla 6 Cuadro de Consumo por equipo	31
Tabla 7 Valores de Irradiancia	32
Tabla 8 Radiación por comunidad.....	34
Tabla 9 Velocidades medias.....	37
Tabla 10 Características Principales Módulo FV	39
Tabla 11 Características Inversor Diseño 1	40
Tabla 12 Características Inversor Diseño 2.....	40
Tabla 13 Características Inversor/Cargador	40
Tabla 14 Características Aerogenerador	41
Tabla 15 Características Baterías	41
Tabla 16 Diseños por Comunidad	43
Tabla 17 Tabla resumen resultados simulación.....	49
Tabla 18 Variables necesarias para cálculo de potencia	50
Tabla 19 Generación Diaria sistema Eólico.....	50
Tabla 19 Tipos de Conductores y Fusibles del sistema	52
Tabla 20 Estimación Costes de Inversión	54

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1 Fórmula Ley Potencial del Viento.....	36
Ecuación 2 Función Acumulada de Weibull.....	38
Ecuación 3 Función de distribución de Weibull	38
Ecuación 4 Ecuación de Potencia Aerogenerador.....	49
Ecuación 5 Caída de Tensión en conductores.....	51

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1 Ficha Técnica Panel Solar	62
Anexo 2 Ficha Técnica Inversor Cargador.....	64
Anexo 3 Ficha Técnica Inversor 6kW	66
Anexo 4 Ficha Técnica Inversor 8kW	68
Anexo 5 Ficha Técnica Aerogenerador	70
Anexo 6 Ficha Técnica Batería.....	83
Anexo 7 Informe PVSyst Diseño Tipo A.....	84
Anexo 8 Simulación PVSyst Diseño Tipo B.....	85
Anexo 9 Informe Simulación Calculation Solar Tipo A	93
Anexo 10 Informe Simulación Calculation Solar Tipo B.....	101
Anexo 11 Determinación Rugosidad del Terreno.....	107
Anexo 12 Aplicación de encuestas en el casco urbano del municipio	113
Anexo 13 Planos Diseño Tipo A.....	114
Anexo 14 Planos Diseño Tipo B.....	115
Anexo 15 Diagrama Unifilar	116

LISTA DE SIGLAS Y GLOSARIO

ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
EEH	Empresa Energía Honduras
REN	Red Eléctrica Nacional
INE	Instituto Nacional de Estadística
GSA	Global Solar Atlas
GWA	Global Wind Atlas
kWh	Kilo Watt * Hora
CC	Corriente Continua
CA	Corriente Alterna
NEC	National Electrical Code

I. INTRODUCCIÓN

La implementación de energías renovables para el abastecimiento de energía eléctrica en las zonas rurales y lejanas de las redes eléctricas nacionales ha representado la opción más rentable para llevar este recurso y fomentar el desarrollo para dichas comunidades. Esto debido a que para conectar estas zonas a circuitos pertenecientes a la red nacional es necesario la instalación de torres de transmisión, subestaciones, largas líneas de alta tensión, entre otros sistemas de protección y medición, resultando una alta inversión, en el caso de Honduras para la Empresa Nacional de Energía Eléctrica. Sin embargo, la electricidad como la conocemos como un producto final se puede obtener de diversas fuentes, como el sol y el viento, los cuales son las principales fuentes para aprovechar su potencial energético y abastecer comunidades aisladas.

Para la realización de proyectos de esta índole es necesaria la utilización de sistemas aislados, con un almacenamiento que cubra la demanda de la zona, el cual es determinado mediante estudios pertinentes de cargas eléctricas y comportamientos de consumo, con el objetivo de diseñar un sistema confiable.

El presente trabajo será planteado con el apoyo de la municipalidad de Mercedes de Oriente, municipio al sur de La Paz, el cual representa como objetivo para el diseño de un sistema de abastecimiento de energía eléctrica para comunidades aisladas de la red eléctrica nacional. El diseño se planteará para cuatro comunidades al norte del casco urbano del municipio. Se planteará la utilización de sistemas híbridos, que aprovechen la energía proveniente del sol y el viento, para cubrir la demanda analizada. Para la realización se plantea además realizar un estudio socioeconómico del municipio y un análisis de la calidad eléctrica del mismo. También se realizará una estimación de costos para la ejecución en un futuro para beneficio del municipio.

El informe está dividido en una explicación de la problemática, definición de objetivos, un marco teórico, descripción de la metodología empleada, un análisis de los resultados, conclusiones y recomendaciones.

II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1. PRECEDENTES DEL PROBLEMA

La situación del sistema eléctrico en Honduras no es la mejor de la región, presentando problemas a lo largo de todo el país, en especial en la zona norte y occidental, esto debido a muchos factores, entre ellos la mala planificación del sector, la corrupción que ha abundado en el mismo, los robos y conexiones ilícitas por parte de la población, etc. Llevando a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) a la banca rota, y dejando todas estas deficiencias antes mencionadas en el mismo estado.

Sumado a la lista de problemas antes mencionados se encuentra que en Honduras un 19.18% de las viviendas no tienen acceso a la energía eléctrica (ENEE, 2018), a los cuales la actual situación no presenta señales de solventar estos problemas y es necesario que se apoyen en otro tipo de iniciativas o fuentes de ayuda.

El municipio de Mercedes de Oriente según la ENEE (2018), en su informe de Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica en Honduras, afirma que no tiene ningún tipo de conexión a la Red Eléctrica Nacional (REN). (p.31). Además, que este tipo de proyectos de conexión en áreas rurales los cataloga como “poco rentables”. (p.9). Sin embargo, en el Informe de municipio, realizado por el INE (2019), en su gráfico N°8 muestra que el 51% de la población en Mercedes de Oriente utiliza iluminación con energía proveniente del sistema público (ENEE). (p.3). Lo cual llevó a investigar directamente los circuitos de conexión a nivel nacional, y en efecto el municipio se encuentra conectado al circuito PAV368, como se muestra en la ilustración 1 obtenida por el asesor, el Ing. Moncada, de la base de datos de la Empresa Energía Honduras (EEH).

Sin embargo, parte del municipio aún no cuenta con la conexión eléctrica de este sistema de la ENEE, por lo tanto, el diseño de un sistema alternativo que abastezca de energía al mismo es una gran solución para dicha necesidad.

Cabe a destacar que dicho circuito de conexión a la red nacional llega al municipio en postes de madera que cruzan la montaña y se conectan a un único transformador reductor para todo el casco urbano del municipio, abasteciendo a más de 200 personas.

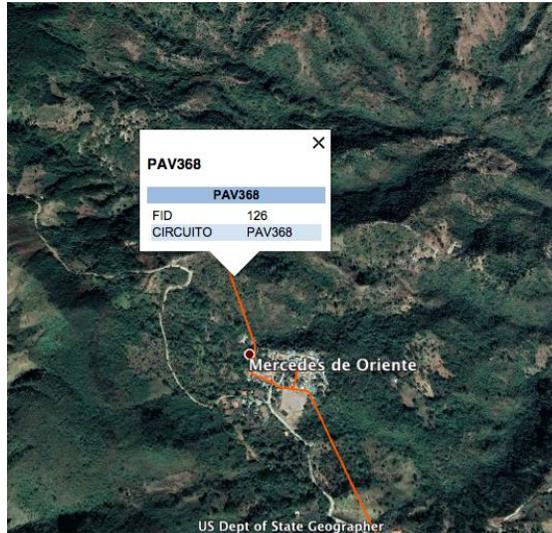


Ilustración 1 Circuito de Conexión Municipio de Mercedes de Oriente, La Paz

Fuente: Ing. José Moncada (2021)



Ilustración 2 Línea de Transmisión para el municipio

Fuente: Realización propia (2021)

2.2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

La electricidad durante las últimas décadas se ha vuelto un recurso necesario para la vida de los seres humanos, y un bien que es vital para el desarrollo de las sociedades. Hoy en día el acceso a

la electricidad representa una oportunidad para las personas de alcanzar una mejor calidad de vida, dejando atrás las antiguas formas de obtención de energía como la leña, y sumado a esto los beneficios que trae al planeta si dicha electricidad es obtenida de fuentes limpias y renovables. Por tal motivo, el diseño de un sistema de generación híbrida para comunidades de un municipio que no cuenta en su totalidad con el abastecimiento adecuado de energía eléctrica representa una oportunidad para el desarrollo de sus habitantes y su nivel de vida.

2.3. JUSTIFICACIÓN

El municipio de Mercedes de Oriente está ubicado en el departamento de La Paz, en el suroccidente de Honduras, casi en la frontera de Honduras y El Salvador, a unas 3 horas de la capital, con coordenadas 13°54'41"N 87°46'43"W, es un municipio en el cual el 81% de su población se dedica a la agricultura, dominada por cultivos de maíz, café, cereales y frutas. Entre la ganadería local, dominan el ganado y los caballos, mientras que la silvicultura se especializa en la producción de madera y la recolección de plantas medicinales y tintes. (INE, 2019). Además, según los datos del INE (2019), el 98% de su población permanece viviendo en el municipio, (p.3). Esto indica que la necesidad de diseñar una red eléctrica que abastezca a su población y que no dependa de la REN, y generar no solo un desarrollo para sus pobladores, sino también impulsar su calidad de vida. Las comunidades que se han escogido para dichos diseños de sistemas de generación aislada se encuentran en la profundidad de la zona montañosa del municipio, donde la pobre red eléctrica del municipio no llega.

Además, cabe resaltar lo que los trabajos de electrificación en el municipio realizados por la ENEE han dispuesto un impulso para este desarrollo, sin embargo, como Ingenieros en Energía se conoce el nivel de confiabilidad que presenta la red eléctrica nacional para las zonas rurales, por lo tanto, un sistema de abastecimiento aislado de la red pública brinda más confiabilidad para el municipio.

2.4. PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN

1. ¿El sistema de abastecimiento debe realizarse para el municipio entero o para centros públicos como escuelas y centros de salud?
2. ¿Cuánto es la carga a suplir en kWh?
3. ¿Cuál es el potencial de un sistema de generación híbrida en la zona?
4. ¿Cuál es el estado socioeconómico del municipio para llevar a cabo un proyecto de esta índole?
5. ¿Cuál es la aceptación de los pobladores ante tal proyecto?
6. ¿Cada cuánto tiempo se realizan cortes eléctricos en la zona y qué duración tienen?

2.5. OBJETIVOS

2.5.1. OBJETIVO GENERAL

Diseñar una microrred de generación híbrida para suplir la falta de abastecimiento de energía eléctrica en el municipio de Mercedes de Oriente, La Paz.

2.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Realizar un estudio del entorno socioeconómico de los habitantes de la zona, para definir el alcance del proyecto.
2. Elaborar un sistema para abastecer de energía eléctrica para consumo de bajo nivel a parte del municipio, es decir, para alimentación de luminarias y tomacorrientes generales.
3. Diseñar una estimación de costos de la inversión para la ejecución del proyecto.

III. MARCO TEÓRICO

3.1. COBERTURA ELÉCTRICA EN HONDURAS

La cobertura eléctrica de Honduras ha presentado una evolución a lo largo de los últimos veinte años, en los cuales mediante proyectos para el cumplimiento de los indicadores del Plan de Nación 2010-2022 y los objetivos y metas de la Visión de País 2010-2038, llevados a cabo por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). Actualmente la cobertura eléctrica nacional se aproxima al 81% de todo el país, y dicho dato se expresa mediante un Índice de Cobertura de Energía Eléctrica como “la relación entre el número de abonados residenciales y el número total de viviendas” (ENEE, 2019). Sin embargo, no existe una región en el país que cuente con el 100% de cobertura eléctrica, siendo la región del Arrecife Mesoamericano (Islas de la Bahía) la más alta con un 91.4%. Y aún hay regiones que cuentan con una cobertura muy pobre como Gracias a Dios y La Paz, debido a su difícil acceso.

A falta de informes más actualizados por parte de la ENEE y por investigación propia con los habitantes del municipio objetivo de este proyecto, es de destacar que se han continuado con las labores de conexión a la red eléctrica del mismo y de zonas aledañas.

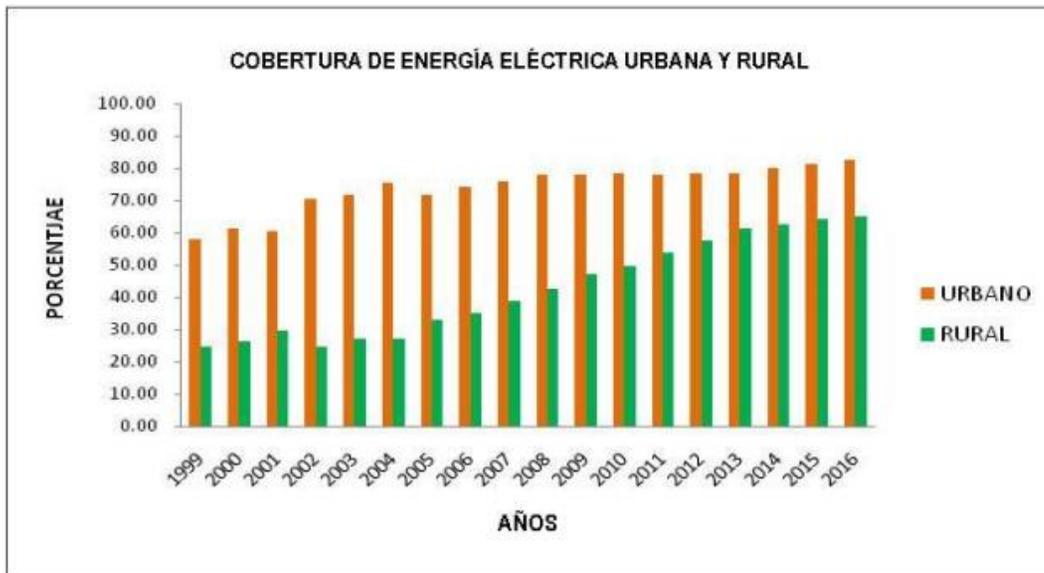


Ilustración 3 Gráfica de Cobertura Eléctrica 1999-2016

Fuente: (ENEE, 2018)

3.2. ENERGÍA SOLAR

El Sol es una gran fuente de energía, formado por diversos gases que en su interior a presiones y temperaturas muy elevadas se mantienen en fusión nuclear, emanando grandes cantidades de energía. Dicha energía ha sido proporcionada por el sol desde hace 6,000 millones de años, y aún se espera que siga generando por 8,000 millones de años más. Esto convierte al Sol en una fuente de energía técnicamente infinita. Sin embargo, no toda la energía que proviene del Sol llega a la Tierra, debido a que la superficie de esta es insignificante en comparación a la del Sol y, aun así, la cantidad de energía que capta la superficie terrestre es 10,000 veces mayor que la que los seres humanos utilizamos.

Dicha energía expresada previamente no llega en su totalidad a la superficie terrestre, ya que al cruzar la atmósfera del planeta, el efecto de los gases que en ésta se encuentran, el vapor de agua y las partículas en suspensión ocasionan que la energía solar pierda intensidad. Sin embargo, aún la cantidad de energía que incide en la superficie terrestre es la suficiente como para cubrir 2,000 veces la demanda global de energía. También es importante destacar que la energía solar no es uniforme sobre el planeta, ésta depende de ciertos factores como la latitud del sitio, la hora del día, y la orientación de la superficie receptora. Honduras es un país que por su ubicación geográfica presenta un gran potencial solar.

Fuente: (Global Solar Atlas , 2019)

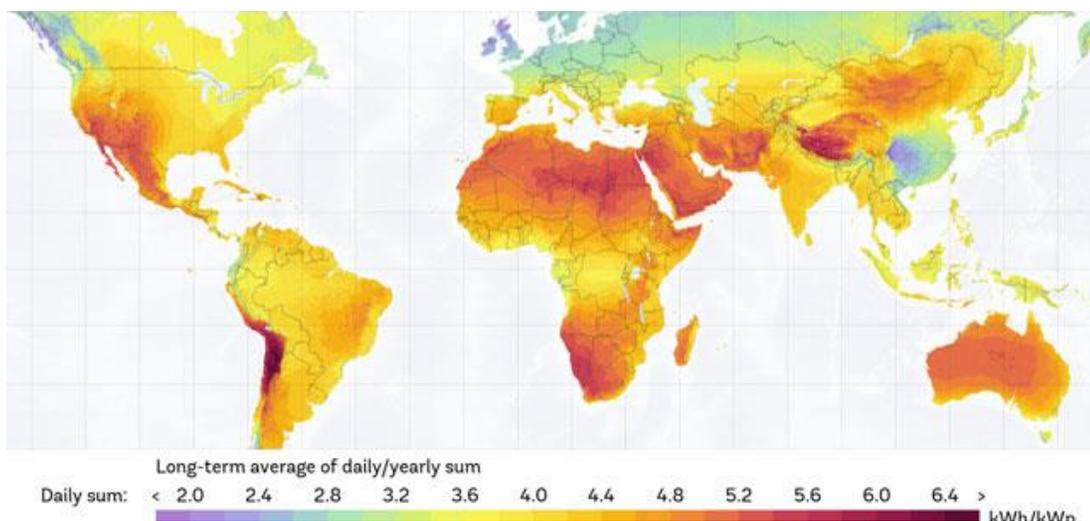


Ilustración 4 Mapa Solar Mundial

3.2.1. POTENCIAL DE RADIACIÓN SOLAR EN HONDURAS

La ubicación geográfica de Honduras y las variaciones de la latitud en el territorio el tipo de la vegetación, el clima local y las condiciones atmosféricas causan que la energía solar que incide no sea uniforme a lo largo de todo el año, al igual que en todo el mundo. Sin embargo, Honduras tiene una gran insolación, de las mayores en el planeta, por estar localizado en el cinturón ecuatorial a una latitud de 14°, teniendo un promedio anual de 2,300 horas de brillo solar. Según registros de datos tomados por la estación meteorológica del Departamento de Física de la Universidad Nacional Autónoma de Honduras registró entre 1985 y 1990, un promedio mensual de 4.869 kWh/m². Y la demanda total de la energía eléctrica representa solamente un 1.16% de toda la energía solar que incide en el territorio hondureño, según datos del 2012. Y según el Solar and Wind Energy Resources Assesstment registró un potencial solar en Honduras entre 4.5 y 5 kWh/m²/día. (Flores Barahona, 2019)

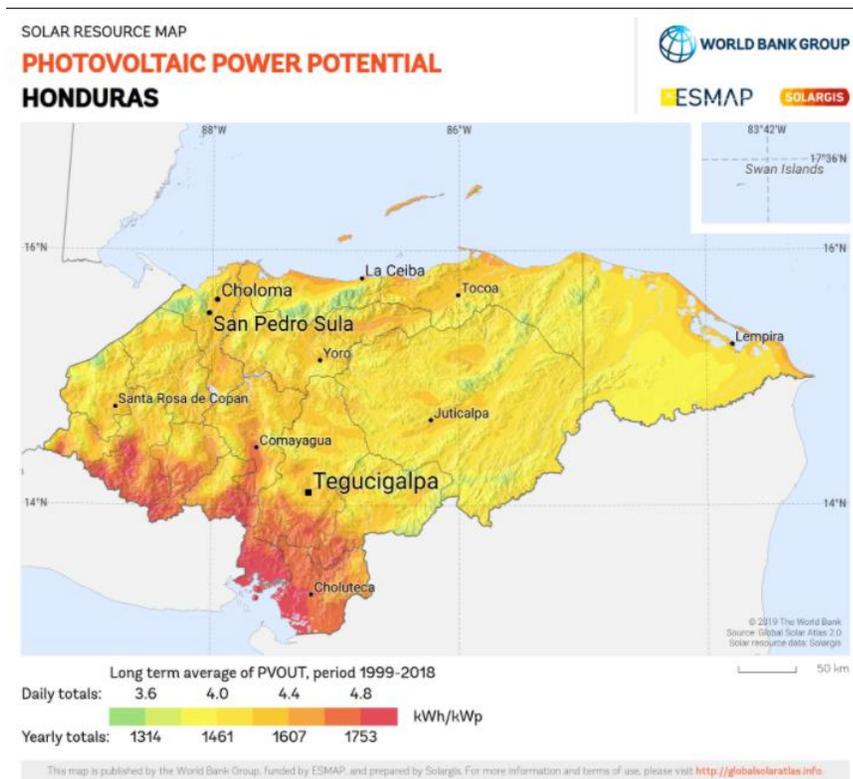


Ilustración 5 Potencial Fotovoltaico de Honduras

Fuente: (Global Solar Atlas , 2019)

3.2.2. ENERGÍA TERMOSOLAR

La utilización de la energía solar térmica se denomina como un aprovechamiento pasivo del mismo, el cual por definición capta, almacena y distribuye la energía solar de forma natural, sin la utilización de medios mecánicos en su proceso. Y se divide en muchas aplicaciones esta tecnología, desde la implementación para sistemas de calefacción para viviendas, hasta para el diseño de materiales de construcción para mejorar el confort en edificios y su eficiencia energética. Sin embargo, también existen aplicaciones de esta tecnología a bajas temperaturas, comprendiendo el calentamiento de agua antes de su punto de ebullición para extraer su energía y utilizarla para distintas aplicaciones. A este tipo de sistemas se les conoce como Solares activos a baja temperatura, en los cuales podemos dividir los siguientes:

- Subsistema colector:
Consiste en placas solares o captadores que reciben la energía radiante de sol y transferirla al fluido que este en contacto directo con las mismas. Estos elementos captadores están contruidos generalmente por materiales metálicos oscuros o de color negro, los cuales, expuestos al sol, se calentarán y elevarán su temperatura para cederla al fluido portador.
- Subsistema de almacenamiento:
Está constituido en depósitos de acumulación del agua caliente procedente de los paneles o captadores solares. Por general dichos acumuladores se dimensionan con capacidades de 50 a 100 litros de agua por metro cuadrado de superficie captadora, esto para tener una reserva de agua caliente de 55° a 60°C. Esta agua se almacenará para uno o dos días de consumo a esta temperatura. Estos depósitos suelen ser de acero protegidos de la corrosión, o de fibrocemento reforzado con fibra de vidrio. También presentan un aislamiento de fibra de vidrio en varias capas para evitar la pérdida de energía térmica.
- Subsistema de distribución:
Consisten en las redes de tuberías y accesorios que realizarán el transporte y entra del fluido caliente desde los colectores y sistemas de acumulación hasta los puntos de consumo. Estas tuberías se deben de seleccionar para evitar riesgos de

corrosión galvánica, además que cuenten con aislamiento térmico, igual que los depósitos acumuladores. (Solar, E., 2020)

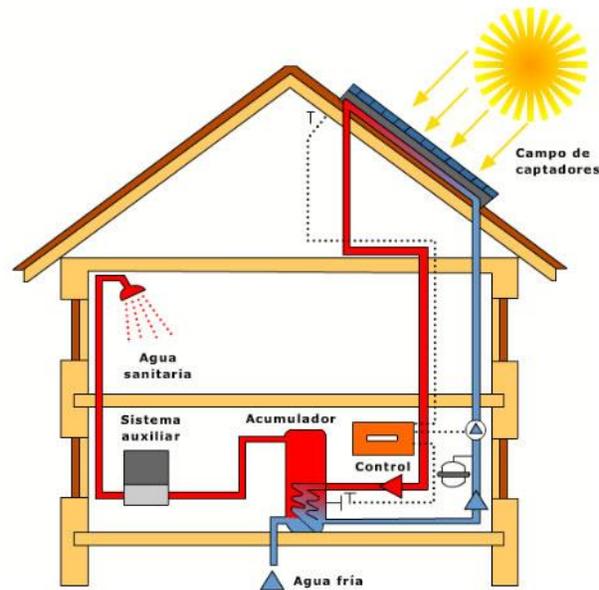


Ilustración 6 Esquema de sistema termosolar baja temperatura

Fuente: (Sol Biomas , 2018)

También existen otros aprovechamientos de la energía solar a temperaturas más altas, hasta 300°C para aplicaciones industriales tales como:

- Procesos térmicos en industrias (alimentaria, textil, química, etc.)
- Para desalinización de agua de mar.
- Refrigeración y climatización
- Procesos termodinámicos de producción de energía eléctrica.

Esta última aplicación se utiliza en Centrales Solares Termoeléctricas, y son tecnologías que están aumentando en su desarrollo. Y esta consiste en la utilización de la radiación solar que incide sobre una superficie captadora sobre la superficie, la cual calienta un fluido de trabajo a altas temperaturas y hacer girar una turbina para generar energía eléctrica, o también se pueden utilizar dos fluidos de trabajo distintos para mejorar la eficiencia del proceso mediante intercambiadores de calor. Estas centrales pueden presentarse en varios diseños para sus fases de captación, para

aprovechar al máximo la energía que incide sobre las mismas y disminuir el tamaño que alcance la central. Estas configuraciones pueden ser de la siguiente manera:

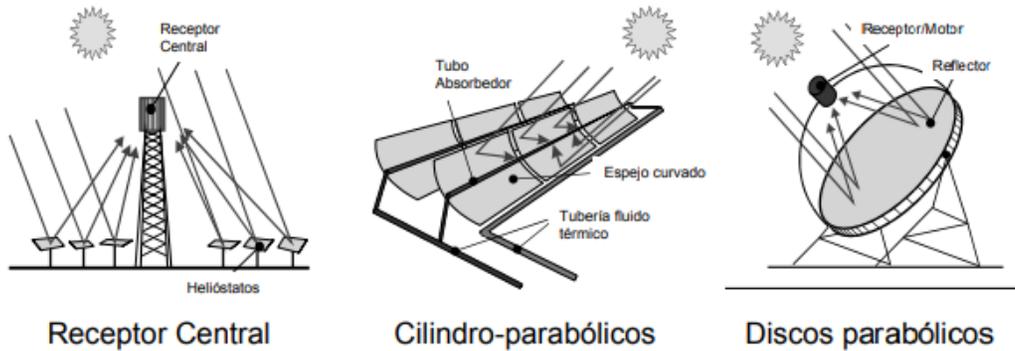


Ilustración 7 Configuraciones de captación más habituales en Centrales Eléctricas Termosolares

Fuente: (Romero Álvarez & CIEMAT-Almería, 2006)

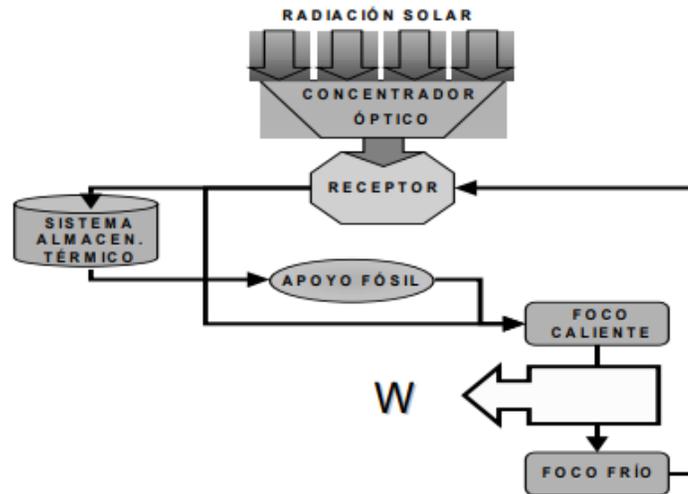


Ilustración 8 Esquema general del proceso en una Central Eléctrica Termosolar

Fuente: (Romero Álvarez & CIEMAT-Almería, 2006)

3.2.3. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Para aprovechar la energía solar para la producción de energía eléctrica es necesario la utilización de un medio o materiales semiconductores, el cual, al recibir los rayos incidentes del sol, produce el flujo de electrones o corriente eléctrica, este efecto físico se le conoce como Fotoeléctrico. Este tipo de materiales semiconductores se configuran artificialmente con dos regiones, una cargada

positivamente y la otra negativamente, esto para permitir dicho flujo de electrones cuando incida la luz solar (Tobajas, 2018, pág. 9). Las sustancias semiconductoras son aquellas que poseen características de materiales conductores y aislantes, encontrándose con una conductividad intermedia, este tipo de materiales son:

- Silicio
- Germanio
- Arseniuro de galio
- Fosfuro de galio
- Sulfuro de cadmio
- Sulfuro de cinc
- Entre otros

El Silicio es el material de este tipo más utilizado en los últimos años para la fabricación de dispositivos electrónicos, en parte debido a su gran abundancia en la naturaleza, ya que es el segundo elemento más abundante en la Tierra, normalmente se obtiene del dióxido de silicio, o cuarzo. La utilización de otros elementos eleva la eficiencia de los módulos solares, sin embargo, requieren otros procesos más complejos para su procesamiento y eleva su costo de producción.

El efecto fotovoltaico logrado por los materiales semiconductores antes mencionados se aprovecha mediante la utilización de células fotovoltaicas, las cuales se conectan en cantidades variables según su material de fabricación, sin embargo, cuando se fabrican con cristales de silicio se conecta entre 31 y 36 celdas, esta conexión de varias células se le denomina módulo fotovoltaico. Dichas células pueden ser de distinta fabricación, variando la eficiencia que tendrán, estas pueden ser: Policristalino, Monocristalino, Monocristalino de alta eficiencia, Silicio Amorfo y Silicio amorfo semitransparente. (Solar, E., 2020)

La conexión de módulos instalados sobre una superficie que sirva como soporte constituye un panel fotovoltaico, los cuales se pueden conectar en serie o paralelo para formar un Sistema de Generación Fotovoltaica. Estos sistemas están compuestos de elementos necesarios para procesar y entregar correctamente la energía eléctrica proveniente de los paneles solares, Dichos elementos son:

- Reguladores
- Inversor CC/CC o CC/CA
- Bancos de baterías
- Sistemas de protección

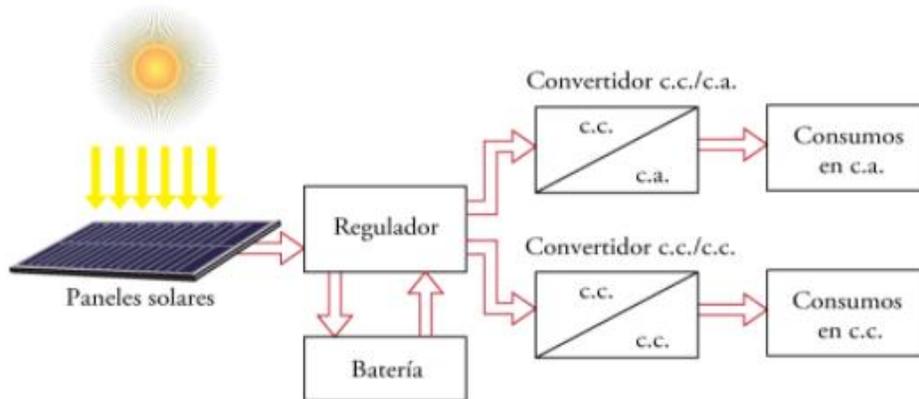


Ilustración 9 Configuración general de una instalación fotovoltaica

Fuente: (Tobajas, 2018)

Estos sistemas pueden ser diseñados de distintas maneras, Conectados a la Red Eléctrica más cercana, Aislados con sistema de almacenamiento, y Sistemas Híbridos.

3.2.3.1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A RED

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red pueden ser para generación a gran escala y posterior inyección a la red eléctrica, o para abastecer cierto porcentaje del consumo de una instalación, como un edificio o una vivienda. Este último se diseña generalmente para disminuir la cantidad de energía eléctrica que se utilice de la red eléctrica y por ende, disminuir su costo (Boix, 2016). Este tipo de instalaciones está compuesto principalmente por:

- ✓ Sistemas de generación eléctrica o módulos fotovoltaicos.
- ✓ Sistemas de adaptación de corriente eléctrica o inversores.
- ✓ Sistemas de transformación, los cuales varían según el tipo de planta, si deben elevar o disminuir el voltaje con el cual se entregará la energía eléctrica a la red.

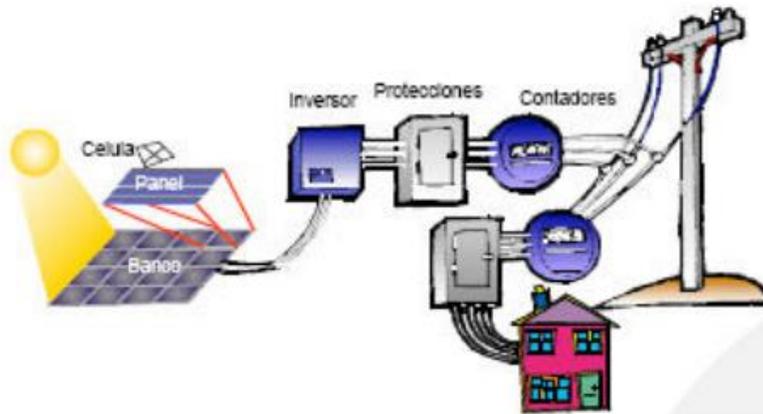


Ilustración 10 Instalación FV Conectada a Red

Fuente: (Boix, 2016)

3.2.3.2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS

Los sistemas fotovoltaicos aislados de la red eléctrica se han convertido en los últimos años en una herramienta muy común en la sociedad para abastecerse de energía eléctrica, ya que van más allá de las grandes instalaciones o plantas fotovoltaicas que conocemos, más bien éstos se encuentran más cerca de lo que pensamos, como en señales de tráfico, letreros luminosos, luces exteriores en edificios y hasta en satélites artificiales. Sin embargo, donde este tipo de tecnología representa una gran ayuda para la sociedad es en las áreas rurales, donde se instalan sistemas fotovoltaicos con baterías para abastecer a comunidades sin conexión a ninguna red eléctrica. Los sistemas fotovoltaicos aislados se componen principalmente de los módulos fotovoltaicos, controladores de carga para regular la energía que entra a las baterías, también se necesitan inversores y las baterías o acumuladores para almacenar la energía obtenida del sol, estas baterías deben de ser de ciclo profundo. (Energía Solar Aragón , 2020)

Ese tipo de sistemas también presentan utilidad en aplicaciones remotas, para aquellos casos en los cuales no haya acceso a energía eléctrica y se necesite abastecer un pequeño consumo, como en el caso de repetidores de radio y televisión. También son necesarios en aplicaciones sin necesidad de acumulación o baterías, como son los casos de la utilización de bombas de agua, molinos u otra actividad mecánica.

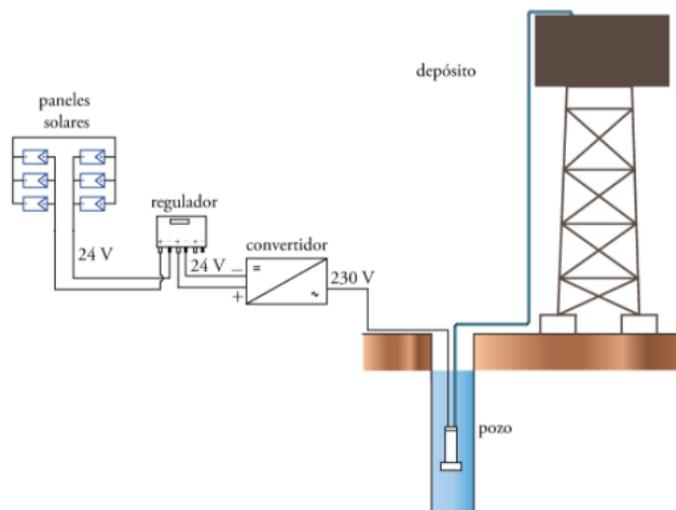


Ilustración 11 Instalación solar para bombeo de agua

Fuente: (Boix, 2016)

3.2.3.3. SISTEMAS HÍBRIDOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Las energías renovables en los últimos años se han desarrollado de manera significativa debido a la creciente demanda de energía alrededor del mundo, y han representado ser un gran pilar ante la lucha contra la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero producidos en gran parte por la generación eléctrica por combustibles fósiles. También han representado una alternativa para llevar el recurso eléctrico a comunidades en el mundo donde el tendido eléctrico de las ciudades no llegaría. Sin embargo, la utilización de una sola de estas energías para cubrir una demanda completa de una locación puede presentar inconvenientes. Por ejemplo, una instalación solar solo genera energía durante el día, por tal razón ha sido necesario diseñar sistemas que aprovechen dos tipos de energías provenientes de la naturaleza, y lo más común para este tipo de sistemas son la energía solar y eólica, formando un sistema con mayor confiabilidad en el abastecimiento eléctrico. (Him Díaz, 2013)

La energía eólica es la que se deriva del viento, el cual se origina debido al diferencial de temperaturas en la atmósfera por el Sol y la superficie terrestre. Esta energía es posible aprovecharla mediante dispositivos mecánicos capaces de realizar la conversión de la fuerza que tiene el viento en electricidad, a estos dispositivos se les conoce como Aerogeneradores, los cuales

consisten en un sistema de rotación mecánico provisto de álabes, quienes reciben la fuerza del viento para girar, y un generador eléctrico cuyo eje se hace rota con los álabes y produce energía eléctrica. Esta energía puede utilizarse como sistemas de generación eléctrica a gran escala, como en sistemas de pequeña demanda o sistemas híbridos, o en aplicaciones mecánicas como las antes mencionadas. (Méndez M., Javier M.; Cuervo G., Rafael; ECA Instituto de Tecnología y Formación, 2007, pág. 20)

El potencial eólico de Honduras no es muy alto a lo largo del territorio nacional, presentando una mayor concentración de vientos con velocidades máximas de 7.75 m/s en la zona Centro-Sur del país. Como se muestra en el siguiente mapa:

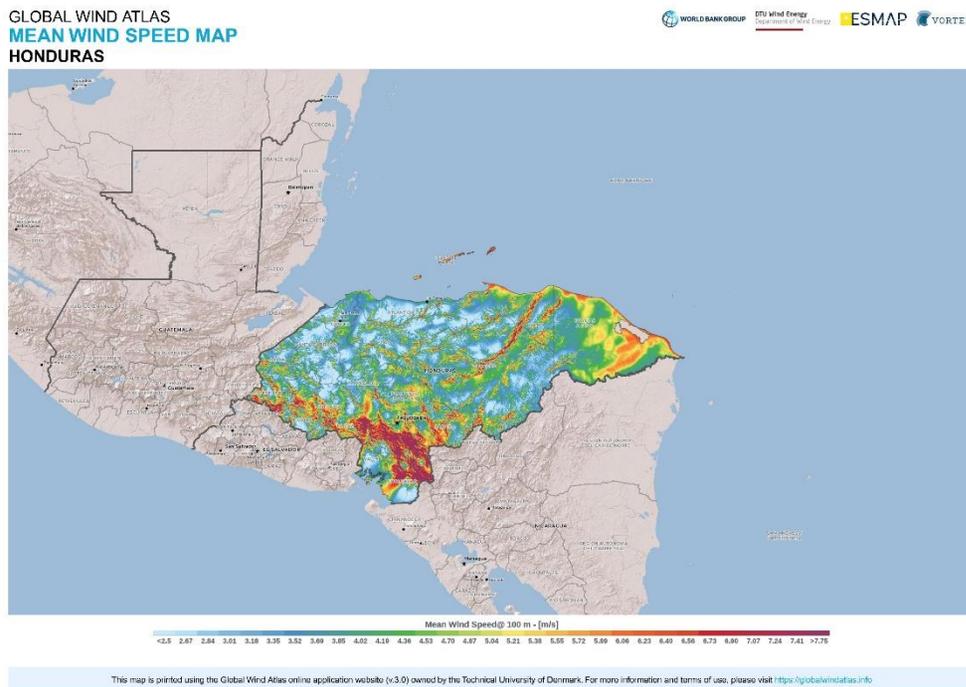


Ilustración 12 Mapa Velocidad del Viento Honduras

Fuente: (Technical University of Denmark (DTU), 2019)

IV. METODOLOGÍA

4.1. ENFOQUE

Para el desarrollo del proyecto se implementó un enfoque mixto, debido a que realizarán dos tipos de estudios, el primero un estudio socioeconómico del municipio mediante datos obtenidos por parte del Instituto Nacional de Estadística y por reportes en físico (si los hay) y verbales por parte de la Municipalidad de Mercedes de Oriente, siendo este el enfoque cualitativo. El otro enfoque que representa el cualitativo se basó en los datos de radiación solar y velocidad del viento obtenido de bases de datos como Global Solar Atlas y Global Wind Atlas, también de consumo eléctrico estimados del municipio o zona para realizar los diseños pertinentes del sistema de generación híbrida, esto mediante simuladores como PVSyst 7.1.5 y la plataforma gratuita Calculation Solar para el sistema fotovoltaico, y para el diseño eólico se utilizaron cálculos manuales.

4.2. VARIABLES DE INVESTIGACIÓN

Se definen las siguientes variables a tomar en cuenta:

- Nivel de radiación solar de la zona
- Velocidad promedio del viento
- Consumo promedio en kWh/mes a cubrir
- Espacios disponibles para la instalación

4.3. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS

Para el desarrollo del proyecto es necesaria la utilización de herramientas digitales y softwares para el modelaje, medición y obtención de datos. Primero se requerirá de la utilización de Mapas Solares y de Vientos para la obtención de los datos iniciales de los recursos solares y eólicos en el municipio. Seguidamente se utilizará el programa Microsoft Excel para la realización de los cálculos para el sistema eólico que se diseñe, y para el sistema fotovoltaico se utilizará el software Auto CAD 2019, este para el modelaje de la planta y su distribución, y también se utilizará el programa PVSyst 7.1.5 y Calculation Solar, para generar los informes de generación y pérdidas del sistema.

4.4. MATERIALES

Los materiales utilizados para la realización de este proyecto comprenden herramientas tecnológicas principalmente, como una laptop, celular, calculadora científica y conexión a internet. Además de un vehículo para transportarse a la zona de estudio.

4.5. POBLACIÓN Y MUESTRA

Como población se designó un porcentaje de los hogares de la zona urbana del municipio de Mercedes de Oriente, aproximadamente 25 familias, esto para generalizar los datos para un aproximado de 47 familias que habitan en las distintas comunidades más lejanas que se han tomado como objetivo del proyecto. Además, se tomó en cuenta los valores del potencial de cada recurso renovable mencionados previamente, los cuales fueron obtenidos por medio de las bases de datos descritas anteriormente y analizadas con software de simulación.

4.6. METODOLOGÍA DE ESTUDIO

Para la realización del proyecto se hizo primero una evaluación de la cobertura eléctrica nacional, esto mediante el análisis de los reportes de la ENEE y corroborando los datos de los circuitos de conexión cercanos a la zona obtenidos por parte de EEH. Seguidamente se procedió al estudio del potencial de los recursos renovables objetivo del proyecto, el sol y el viento, esto por medio de las bases de datos descritas previamente, el Global Solar Atlas y Global Wind Atlas.

Luego de la obtención de los datos iniciales, fue necesario realizar un viaje al municipio de Mercedes de Oriente, con el objetivo de evaluar la rugosidad del terreno, para los posteriores cálculos del sistema eólico. Además, de la realización de encuestas a parte de la población para determinar un promedio de datos de consumo y nivel de aceptación de un proyecto de este tipo.

Al tener todos los datos de partida definidos anteriormente, se procedió a definir los porcentajes de energía que cada tecnología propuesta deberá cubrir. En base a esa carga propuesta se procedió con el diseño de cada uno de los sistemas de generación, utilizando software y simuladores para el sistema fotovoltaico, y cálculos manuales en Microsoft Excel para el sistema eólico. Al culminar estos diseños se realizó el análisis financiero del proyecto y un estimado de costos.

4.7. METODOLOGÍA DE VALIDACIÓN

El proyecto se basó en los resultados que brindan programas ampliamente utilizados en el área de la ingeniería para diseños de grandes sistemas de generación fotovoltaica, PVSyst versión 7.1.5. Además, se utilizaron fórmulas aplicadas en la mecánica de fluidos para obtener el potencial energético del viento y basándose en principios generales mundialmente utilizados, como la Ley de Betz y potencia máxima.

4.8. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

	ACTIVIDAD	ASIGNADO	ENE 3-9	ENE 10-16	ENE 17-23	ENE 24-30	ENE 31-FEB 6	FEB 7-13	FEB 14-20	FEB 21-27	FEB 28-MAR 6	MAR 7-13	MAR 14-20	MAR 21-27
1	Formulación del Proyecto	CARLOS MARTELL												
2	Comprobación de los datos de cobertura eléctrica	CARLOS MARTELL/ ING. JOSÉ MONCADA												
3	Contacto con la Municipalidad	CARLOS MARTELL												
4	Exploración de campo	CARLOS MARTELL												
5	Aplicación de encuestas	CARLOS MARTELL												
6	Socialización del Proyecto	CARLOS MARTELL												
7	Análisis Socioeconómico del sitio	CARLOS MARTELL												
8	Cálculo de carga estimada a cubrir	CARLOS MARTELL												
9	Diseño del sistema híbrido de generación	CARLOS MARTELL												
10	Estimación de costos de inversión	CARLOS MARTELL												
11	Finalización del informe	CARLOS MARTELL												
12	Entrega del Proyecto a la municipalidad	CARLOS MARTELL												
13	Entrega del Proyecto UNITEC	CARLOS MARTELL												

V. RESULTADOS Y ANÁLISIS

5.1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE LA RED ELÉCTRICA EN MERCEDES DE ORIENTE

Para determinar el estado de la red eléctrica en el municipio se realizó una visita a su casco urbano, el cual es la única zona con conexión eléctrica por parte de la ENEE. Como se mencionó anteriormente, el circuito PAV368 que alimenta al municipio procedente de Pavana en Choluteca, llega en postes de madera, los cuales recorren la ladera de la montaña hasta llegar a un único transformador para todo el casco urbano.



Ilustración 13 Transformador Reductor del Municipio

Fuente: Realización propia. (2021)

Además, para el análisis de los cortes de energía en la zona, se obtuvo el documento de reporte de fallas de la ENEE en el nodo PAV L-368 que alimenta al municipio para los años 2017 a 2020, destacando en primer lugar los tiempos de duración de dichos cortes, según los reportes. En la siguiente tabla se detallan los tiempos mínimos y máximos de duración de cada falla:

Tabla 1 Duración mínima y máxima de interrupción del servicio eléctrico 2017-2020

	2017	2018	2019	2020
Mín. (hrs)	0	0	0	0
Máx (hrs)	10.05	9.1	11.9	27.23
Prom. (min)	42.36966825	59.096	48.62242991	48.78695652

Fuente: Ing. José Moncada (2021).

Como se puede apreciar, el tiempo máximo que duró una interrupción eléctrica en la zona es de 27 horas, y fue en el año 2020, lo cual se podrá apreciar en la siguiente sección, que, según los habitantes del municipio, dichas interrupciones tienen un mayor tiempo de duración. Además, según el reporte, la mayoría de las interrupciones se dan debido a fallas en la red, que principalmente se dan por condiciones climáticas, como lluvias o vientos moderados.

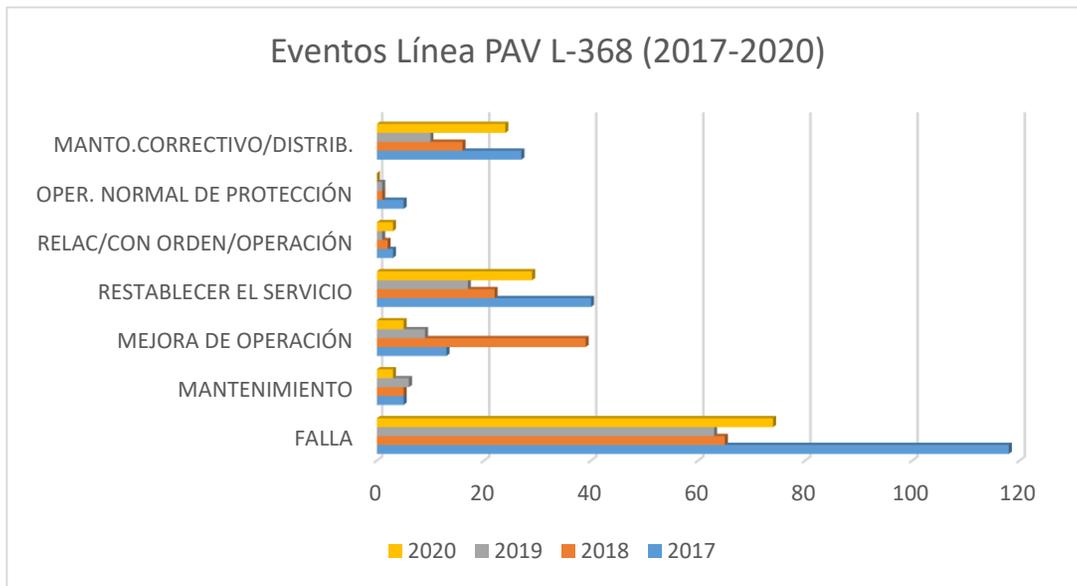


Ilustración 14 Eventos de interrupción PAV L-368 (2017-2020)

Fuente: Elaboración propia e Ing. José Moncada (2021).

También es importante realizar un análisis del circuito que alimenta el municipio y todas las ramificaciones que salen del mismo y la distancia desde donde se encuentra la subestación en Choluteca. También que éste sirve para suplir la demanda de ciudades más grandes de la zona, como Nacaome en Valle y aún municipios al sur de Francisco Morazán, son factores que contribuyen a que la calidad del servicio eléctrico no sea óptimo.

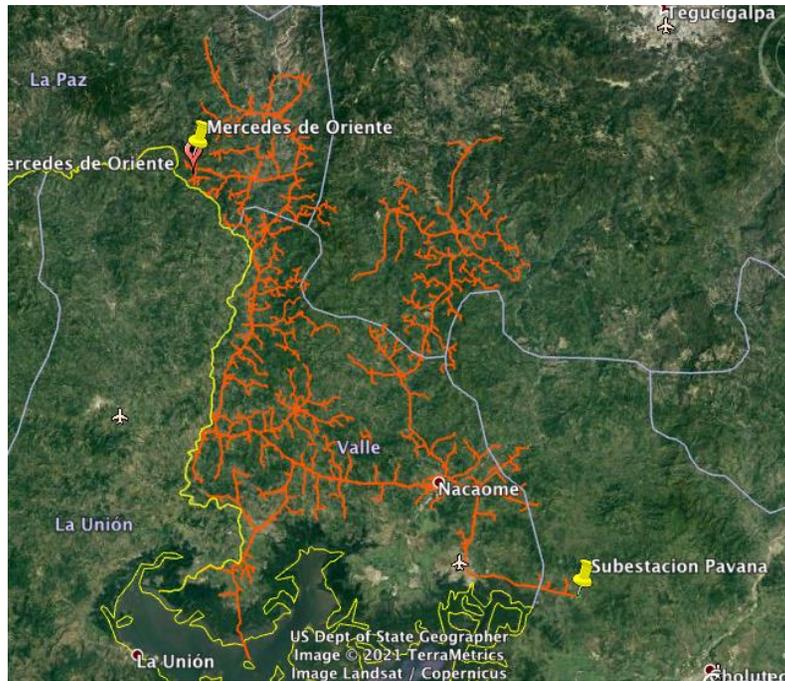


Ilustración 15 Distribución del circuito PAV 368

Fuente: Ing. José Moncada (2021).

5.1.1. APLICACIÓN DE ENCUESTAS

Para un análisis más profundo de la red eléctrica y determinar valores de consumo de esta, se aplicaron encuestas a algunas viviendas de la zona, contabilizando 25 viviendas encuestadas. Esto debido a que el día que se visitó el municipio había un evento deportivo y muchas personas no estaban en sus casas. La encuesta fue realizada con la herramienta de Google Forms y constaba de 8 preguntas en total, que son las siguientes:

1. ¿Cuántas personas viven en la casa?
2. ¿Con qué frecuencia se va la electricidad en la zona?
3. ¿Cuánto tiempo duran dichos cortes de energía?
4. ¿Cuánto paga de electricidad en su casa?
5. ¿En qué tiempo del día cree usted que consume más electricidad?
6. ¿Qué equipos eléctricos utiliza?
7. ¿Utiliza leña para la preparación de alimentos?
8. ¿Estaría de acuerdo con un proyecto de energía solar y del viento en el municipio?

La encuesta se concentró en determinar datos demográficos promedio por vivienda, descripción general de la frecuencia de cortes de energía eléctrica en la zona, definición de datos de consumo y fuentes energéticas utilizadas, y sobre la aceptación de la población con un proyecto de esta índole.

De las respuestas obtenidas, para la primera pregunta se determinó que el número de personas que habitan en cada vivienda es muy variable, teniendo un promedio de 4 o 5 personas por vivienda, sin embargo, es un dato muy ambiguo. A continuación, se muestran las respuestas obtenidas en esta pregunta:

Tabla 2 Personas por vivienda

Cantidad de Personas	N° de Viviendas		
1	1		
2	4	Promedio	4.24
3	5		
4	6		
5	5		
6	1		
8	2		
11	1		

Fuente: Elaboración propia. (2021)

N° de personas que viven en la casa

25 respuestas

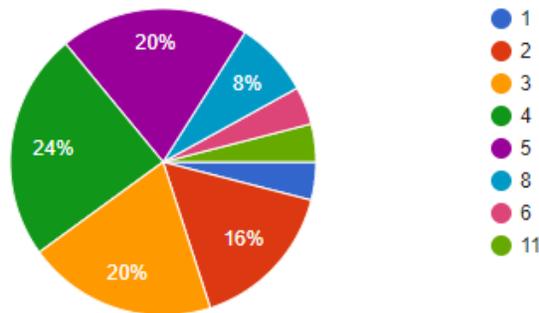


Ilustración 16 Personas por Vivienda

Fuente: Elaboración propia. (2021)

Para la segunda pregunta, para abordar el tema de los cortes de energía, se definieron tres respuestas posibles, basadas en la descripción previa recibida por el alcalde del municipio, don Miguel Maldonado, el cual describió que estos cortes se dan muy seguido. Dicha descripción coincidió con las respuestas recibidas en las encuestas, en la cual un 68% de los encuestados concordaron que los cortes son muy frecuentes en la zona, y se dan más de una vez por semana.

Qué tan seguido se va la electricidad en la zona?

25 respuestas

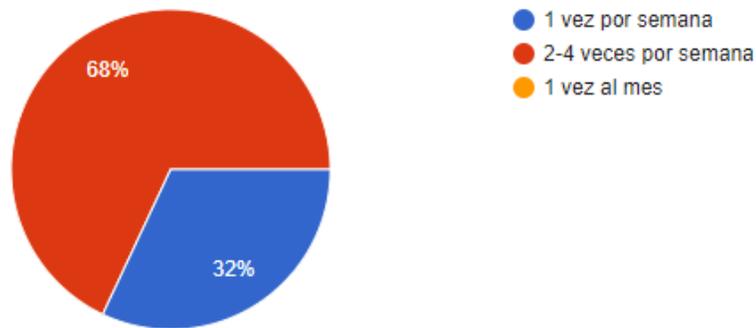


Ilustración 17 Frecuencia de cortes de energía en la zona

Fuente: Elaboración propia. (2021)

Además, todas las personas describieron que los cortes se dan con mayor frecuencia cuando es temporada de lluvias o cuando hace mucho viento.

En cuanto a la duración de dichos cortes las respuestas se dividieron entre dos opciones, 1 día de duración, y 2 a 4 días, describiendo todas las personas que dichos cortes con esa duración de tiempo son los más comunes en el municipio, aunque pocas veces duren solo unas horas.

Cuanto tiempo duran esos cortes de energía?

25 respuestas

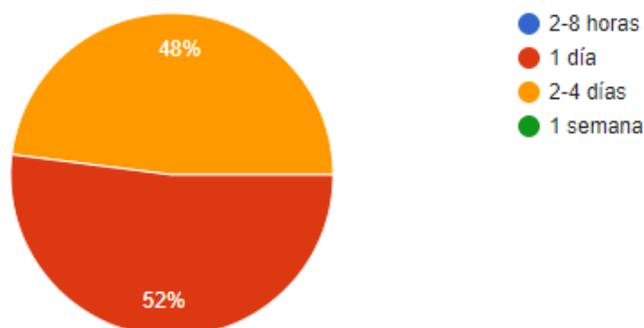


Ilustración 18 Duración de los cortes de energía

Fuente: Elaboración propia. (2021)

En base a los datos anteriores es posible interpretar que el estado de la red eléctrica de la zona físicamente no es la óptima para la zona. Adicionalmente, la carga que debe cubrir y soportar los efectos climáticos causa que sea muy vulnerable y poco confiable para la población del municipio.

En cuanto a los datos de consumo se preguntó la cantidad en lempiras que pagan en cada vivienda para realizar la conversión a kilo Watts hora (kWh) consumidos utilizando la tarifa aplicada por EEH, la cual es:

Tabla 3 Tarifa EEH Residencial

Consumo (kWh)	Tarifa (Lps/kWh)
0-50	3.2679
Mayores a 50	4.2524

Fuente: Elaboración propia. (2021) y (EEH, 2021)

Los estimados obtenidos son variados y no son muy elevados, sin embargo, es muy importante resaltar que varias viviendas no poseen contador, por lo tanto, no pagan ningún cargo de energía eléctrica.

Cúanto paga de electricidad?

25 respuestas

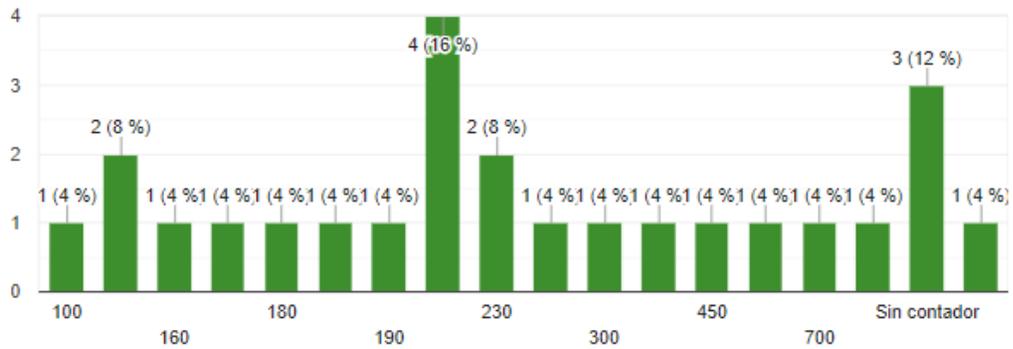


Ilustración 19 Cargo por energía eléctrica por vivienda

Fuente: Elaboración propia. (2021)

En base a los resultados anteriores se realizó el siguiente cálculo de la carga consumida basado en la tarifa, definiendo los valores mínimos, máximos y el promedio de consumo.

Tabla 4 Consumo en kWh por vivienda

Consumo (kWh)	Lps.		
126	486.58		
25.895	100		
38.843	150		
41.432	160		
45.316	175	Mín	25.8950224
46.611	180	Máx	181.2651568
47.129	182	Prom	76.4482562
49.201	190		
51.790	200		
59.559	230		
69.917	270		
77.685	300		
90.633	350		
116.528	450		
155.370	600		
181.265	700		

Fuente: Elaboración propia. (2021)

Con estos datos fue posible tener una noción de la carga a cubrir por los sistemas de generación híbridos que se propusieron.

En cuanto al tiempo del día en que más se consume energía eléctrica, el 64% de las viviendas lo definieron que es por la noche. Durante esas horas realizan actividades como mirar televisión todos juntos y encender las luces, sin embargo, se describió que dichas prácticas no se extiende más allá de las 9 pm.

En qué tiempo del día consume más electricidad
25 respuestas

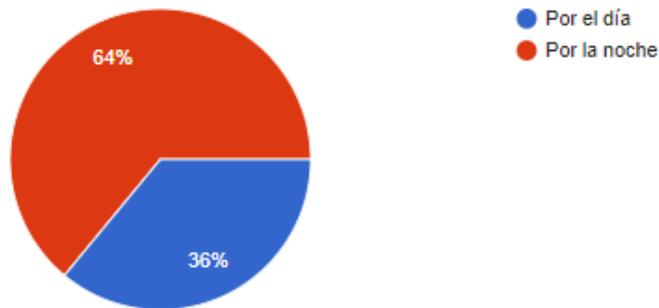


Ilustración 20 Tiempo de Consumo

Fuente: Elaboración propia. (2021)

Los equipos eléctricos que tienen en las viviendas de Mercedes de Oriente no son muchos, la mayoría de las personas describió que no tienen tantos y que casi no los utilizan. Sin embargo en la mayoría de los hogares se destacaron 3 equipos, el refrigerador, el televisor y los focos, algunos hogares también tenían radios o equipos de sonido. La definición de estos equipos fue necesaria para estimar una carga posible a cubrir por los sistemas aislados propuestos.

Que equipos electricos utiliza?
25 respuestas

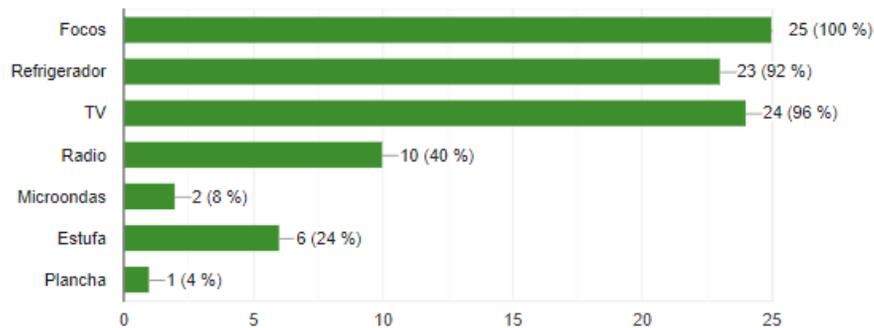


Ilustración 21 Equipos eléctricos en los hogares

Fuente: Elaboración propia. (2021)

Es importante destacar que el 100% de los hogares encuestados utilizan la leña como principal fuente energética para la elaboración de alimentos. A pesar de que algunos hogares tuvieran estufas eléctricas, estos describieron que solo la utilizan en un tiempo de comida, normalmente el desayuno.

Utiliza la leña para la preparación de alimentos?

25 respuestas

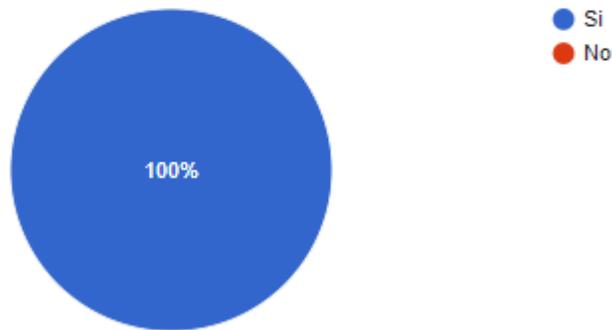


Ilustración 22 Utilización de la leña

Fuente: Elaboración propia. (2021)

Por último, se definió una pregunta para determinar la aceptación de la población con un proyecto de energía renovable de esta índole, obteniendo los siguientes resultados:

Estaría de acuerdo con un proyecto de energía solar en el municipio?

25 respuestas

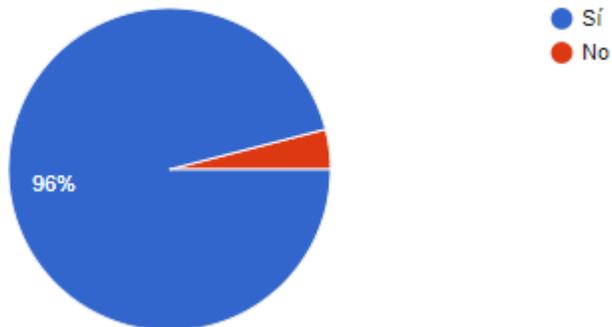


Ilustración 23 Aceptación del proyecto

Fuente: Elaboración propia. (2021)

Como se aprecia el 96% de los hogares están de acuerdo con un proyecto como éste, solamente un hogar se mostró indiferente, debido a que se describieron como ya acostumbrados al estilo de vida que llevan.

5.1.2. DEFINICIÓN DE LOS DATOS DE PARTIDA

5.1.2.1. DATOS DEMOGRÁFICOS DE LAS COMUNIDADES OBJETIVO

Los datos demográficos necesarios para realizar los cálculos del sistema de generación son principalmente la cantidad de viviendas contabilizadas en cada comunidad sin acceso a energía eléctrica para las cuales se realizarán los diseños. Estas comunidades son:

- Guacamayas
- El Sitio
- Pilas
- Las Lomas

Dichas comunidades se encuentran alejadas del casco urbano de Mercedes de Oriente, y su acceso es por camino de tierra a través de las montañas en las que se encuentra el municipio.

La ubicación de cada comunidad se muestra a continuación:

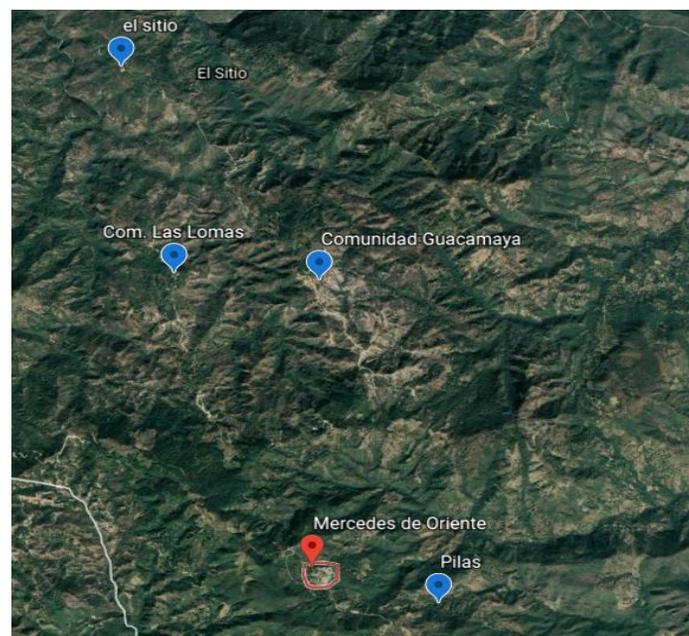


Ilustración 24 Ubicación geográfica de las comunidades

Fuente: Google Earth (2021).

Los datos de las viviendas fueron proporcionados directamente por la municipalidad de Mercedes de Oriente el día que se visitó el municipio, dichos datos son los siguientes:

Tabla 5 Cantidad de viviendas por comunidad

Comunidad	N° Viviendas
Guacamaya	16
El Sitio	10
Las Lomas	15
Pilas	6
Total	47

Fuente: Municipalidad de Mercedes de Oriente (2021).

5.1.2.2. CONSUMO ELÉCTRICO POR EQUIPOS ELÉCTRICOS

Para establecer un consumo base diario que sea requerido a suplir por el sistema de generación, se utilizaron los resultados obtenidos en la encuesta sobre los equipos eléctricos que más predominan en los hogares del municipio, sumado a esto se obtuvieron las cargas de consumo que cada uno de estos equipos requieren y las horas de utilización diaria promedio. Estos datos se obtuvieron de la página de la ENEE. (Empresa Nacional de Energía Eléctrica , 2020)

Tabla 6 Cuadro de Consumo por equipo

Equipo	Cantidad	Potencia Prom. (w)	Horas de uso por día	Días	Prom. Mensual (kWh)	Prom. Diario (kWh)	Demanda Máx. (w)
Focos	5	32	4	30	19.2	0.64	160
Refrigerador	1	350	8.3	30	87.15	2.905	350
TV	1	301	3.5	30	31.605	1.0535	301
Radio	1	80	2	30	4.8	0.16	80
					142.755	4.7585	891

Fuente: Elaboración propia. (2021) y ENEE (2020).

En base a estos datos se determinó que la carga diaria a cubrir por vivienda es de **4.7585 kWh/día.**

5.1.2.3. EVALUACIÓN DEL RECURSO SOLAR

La radiación solar de la zona se evaluó utilizando el software Global Solar Atlas, como se mencionó previamente, obteniendo un potencial general de la zona de **4.911 kWh/kWp/día**. A continuación, se muestran todos los datos de irradiación del municipio de Mercedes de Oriente:

Tabla 7 Valores de Irradiancia

Map data		Per year	
Specific photovoltaic power output	PVOUT specific	1793	kWh/kWp
Direct normal irradiation	DNI	2023	kWh/m ²
Global horizontal irradiation	GHI	2158	kWh/m ²
Diffuse horizontal irradiation	DIF	726	kWh/m ²
Global tilted irradiation at optimum angle	GTI opta	2242	kWh/m ²
Optimum tilt of PV modules	OPTA	18 / 180	°
Air temperature	TEMP	20.9	°C
Terrain elevation	ELE	1106	m

Fuente: (Global Solar Atlas , 2019)



Ilustración 25 Potencial Fotovoltaico Mercedes de Oriente

Fuente: (Global Solar Atlas , 2019)

Horizon and sunpath

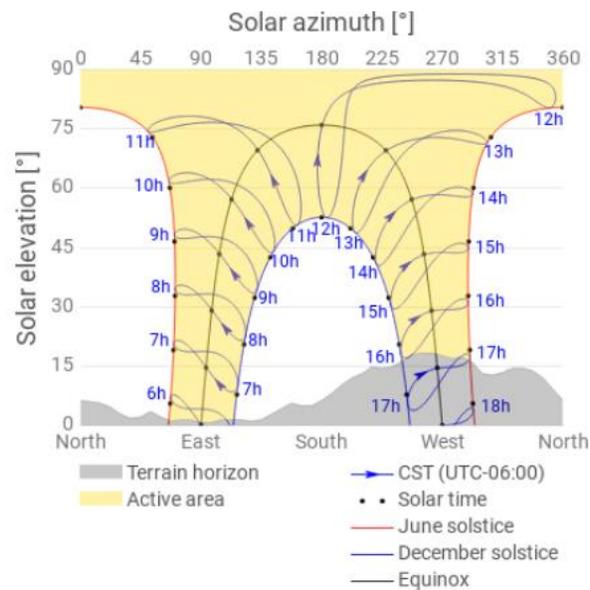


Ilustración 26 Recorridos solares de la zona

Fuente: (Global Solar Atlas , 2019)

Como se puede apreciar, el potencial fotovoltaico del municipio es óptimo para la implementación de un proyecto solar que aproveche esta energía. A continuación, se muestran los valores de radiación de cada una de las comunidades que se utilizarán para los cálculos y simulaciones:

Tabla 8 Radiación por comunidad

Comunidad	Radiación por día (kWh/kWp día)
Guacamaya	4.892
El Sitio	4.892
Las Lomas	4.874
Pilas	4.891

Fuente: (Global Solar Atlas , 2019)

5.1.2.4. EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

Para evaluar correctamente el potencial eólico de una zona en particular, es necesaria la utilización de instrumentos de medición de la velocidad del viento, conocidos como anemómetros, los cuales se instalan en estaciones meteorológicas. Donde se tomarán datos de la velocidad del viento cada cierto tiempo durante un año, para así establecer la cantidad de horas promedio que el viento sopla a determinada velocidad, etc. Sin embargo, para el caso del municipio de Mercedes de Oriente no se contaba con datos de ninguna estación meteorológica, por tal razón se recurrió a los datos brindados por el Global Wind Atlas (GWA), con el cual se obtuvo que en el municipio existe un potencial de generación eólica de **714 W/m²** a 10 metros de altura. Esta herramienta permite descargar los datos de distribución de velocidad media del viento dividida en 50 percentiles, con los cuales es posible estimar la cantidad de horas diarias que el viento sopla a determinada velocidad. A continuación, se muestran las gráficas y datos obtenidos del GWA:

Mean Wind Speed @Height 10m

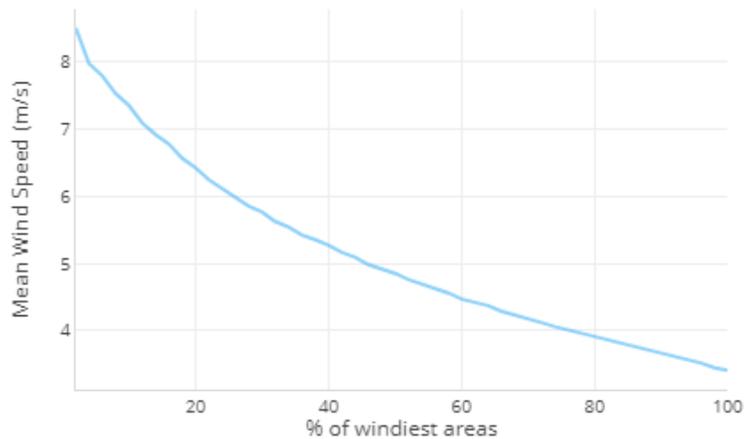


Ilustración 27 Velocidad media del viento a 10m

Fuente: (Technical University of Denmark (DTU), 2019)

Wind Frequency Rose

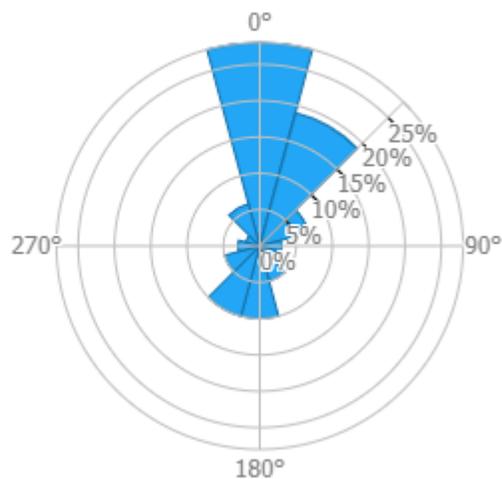


Ilustración 28 Rosa de Vientos de Mercedes de Oriente

Fuente: (Technical University of Denmark (DTU), 2019)

La rosa de vientos de la zona permite determinar la dirección en la que el viento sopla con mayor frecuencia, como se puede apreciar en el municipio el viento tiende a soplar en dirección Norte, sin embargo, el aerogenerador a utilizar posee una veleta propia para auto regular la dirección del viento.

Cabe destacar que durante la aplicación de encuestas a viviendas del municipio se les preguntó a los habitantes informalmente como describirían el clima en la zona, especialmente el viento, esto para obtener una descripción que se ajuste a los datos obtenidos por el GWA. Todos los habitantes encuestados concordaron que el clima en el municipio es muy fresco durante todo el año, porque el viento siempre está soplando la mayor parte del tiempo, y es en verano cuando el viento más sopla, lo cual deja a estimar un pico de producción energética de los sistemas híbridos durante el verano. Sin embargo, para estimar la cantidad de horas que el viento sopla a determinada velocidad se usaron los datos del GWA para establecer una tendencia, sin embargo, se utilizaron los datos proporcionados por el Power Data Access Viewer de la (NASA, 2020), utilizando los datos de velocidad a 10 metros en los años 2019 y 2020 calculando la cantidad de horas en base al porcentaje de datos que se tomaron a esa velocidad. Además se utilizó la fórmula de la "Ley Potencial del Viento" para estimar la velocidad a la altura propuesta para instalar el aerogenerador, a 6 metros, la fórmula es la siguiente:

$$V = V_{REF} \left(\frac{h}{h_{REF}} \right)^{\alpha}$$

Ecuación 1 Fórmula Ley Potencial del Viento

Fuente: (Díaz G., 2013)

Donde:

V: Velocidad del viento en m/s a la altura deseada;

V_{REF} : Velocidad en m/s a la altura de referencia;

H: altura deseada en metros;

H_{REF} : altura de referencia en metros;

α : Rugosidad del terreno.

La rugosidad del terreno se estableció de acuerdo con la descripción de la siguiente tabla sobre los tipos de rugosidad aplicables según el tipo de terreno en la zona, el cual se definió como con vegetación de altura baja, arbustos y árboles pequeños.

Clases	Rugosidad Zo. m	Rasgos del paisaje
Sup. acuáticas	0.0002	Aguas abiertas (mar, lago, embalse, nieve sobre terreno plano, desiertos, concreto. Varios km sin obstáculos desde el sitio de medición del viento
Suave	0.005	Superficie sin obstáculo notable y sin vegetación; plavas, hielo, pantanos
Abierto	0.03	Terreno llano con gramíneas o muy poca vegetación. Obstáculos aislados con separación de al menos 50 veces la altura. h
Aprox. abierto	0.10	Área cultivada o natural con cobertura vegetal baja. Obstáculos ocasionales (edificaciones o árboles) con distancia de al menos 20 h el obstáculo
Rugoso	0.25	Área natural o cultivada con cultivos altos, obstáculos porosos escasos separados por 12h o 15 h, o con objetos sólidos, (edificaciones) distancia de 8 h a 12 h
Muy rugoso	0.5	Zona de cultivos intensos con obstáculos en grupos (granjas, bosque) etc., separados por 8 h: Plantaciones, frutales, bosques jóvenes, zonas urbanas de baja altura con separación de 3 a 4 edificaciones y sin árboles altos
Skimming	1.0	Zonas con obstáculos altos de altura similar y separación de igual distancia que la altura. como bosques adultos y zonas urbanas densas
Caótico	= 2.0	Centros de las ciudades con mezcla de edificaciones de alturas diversas, bosques de altura irregular con zonas deforestadas

Ilustración 29 Tabla de Rugosidad

Fuente: (Díaz G., 2013, pág. 6)

Los resultados aplicados a la fórmula anterior fueron los siguientes:

Tabla 9 Velocidades medias

Rango	Vel. Prom. m/s	%Frecuencia
0 a 1	0.5	1%
1 a 2	1.5	32%
2 a 3	2.5	39%
3 a 4	3.5	14%
4 a 5	4.5	7%
5 a 6	5.5	4%
6 a 7	6.5	2%
7 a 8	7.5	1%
8 a 9	8.5	0%

Fuente: Elaboración propia (2021)

Con estos datos obtenidos se logró calcular función de distribución de Weibull, sin embargo, para determinar los valores de esta se utilizó una regresión lineal de su función acumulada, cuya fórmula es la siguiente:

$$F(V) = 1 - e^{-(V/C)^k}$$

Ecuación 2 Función Acumulada de Weibull

Fuente: (Díaz G., 2013)

Donde:

V= Velocidad en m/s

C= Factor de escala

K= Factor de forma

Dichos valores de k y c se determinaron mediante la regresión lineal de la ecuación y se aplicaron en la fórmula de distribución de Weibull, la cual es:

$$f = \frac{K}{C} * \frac{V^{k-1}}{C} * e^{-(V/C)^k}$$

Ecuación 3 Función de distribución de Weibull

Fuente: (Díaz G., 2013)

La gráfica de la función de Weibull muestra en qué velocidades se encontrará el viento durante la mayor parte de tiempo en un año, en base a este dato se calcularán las horas de generación para cada rango de velocidad establecido.

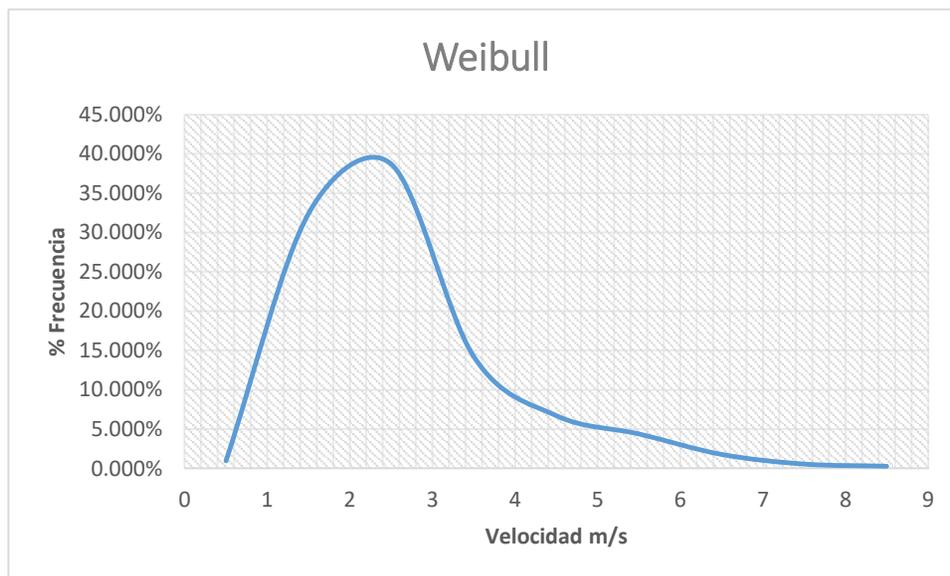


Ilustración 30 Distribución de Weibull

Fuente: Elaboración propia (2021)

5.2. EQUIPO DE GENERACIÓN Y CONVERSIÓN PROPUESTO

5.2.1. PANELES FOTOVOLTAICOS

Como equipo fotovoltaico generador de energía eléctrica se estableció la utilización del módulo solar ET-P672280 de 280Wp, de la empresa China ET SOLAR POWER HONGKONG LIMITED, con las siguientes características del módulo:

Tabla 10 Características Principales Módulo FV

Tipo de Módulo	ET-P672280
Tipo y Número de Celdas	Policristalinas de Si, 72 celdas
Potencia Máxima	280W
Voltaje de Potencia Máxima	36.72V
Corriente de Potencia Máxima	7.63A
Eficiencia de Módulo	19.88%
Dimensiones en metros	1.956 x 0.992 x 0.05

Fuente: Elaboración propia (2021) y Ficha Técnica en Anexos.

5.2.2. EQUIPO INVERSOR

Para el equipo encargado de la conversión de corriente continua a corriente alterna se decidieron utilizar dos modelos de inversores para cada conjunto, para el diseño Tipo A se decidió utilizar un inversor Growatt 6000 MTLP-US conectado al arreglo fotovoltaico, en cambio para el diseño Tipo B se decidió utilizar un inversor Growatt 8000 MTLP-US, que tiene más capacidad de potencia, ambos modelos de inversores son solamente para realizar la conversión DC/AC. Para ambos diseños se decidió conectar las salidas AC de los inversores a un Inversor cargador, el cual regulará los tiempos de carga de la batería, convertirá la corriente DC/AC y entregará la energía eléctrica a las cargas, dicho inversor es el modelo Quattro 48/10000/140-100/120 V de la marca Victron Energy. Las características de todos los inversores se muestran a continuación:

Tabla 11 Características Inversor Diseño 1

Modelo	Growatt 6000 MTLP-US
Corriente Máxima de Entrada DC	47 A
Voltaje Máximo en DC	600V
Potencia Máxima de Salida AC	6000 W
Frecuencia de Salida	60Hz
Eficiencia	97.4%

Fuente: Elaboración propia (2021) y Ficha Técnica en Anexos.

Tabla 12 Características Inversor Diseño 2

Modelo	Growatt 8000 MTLP-US
Corriente Máxima de Entrada DC	19 A
Voltaje Máximo en DC	600V
Potencia Máxima de Salida AC	8000 W
Frecuencia de Salida	60Hz
Eficiencia	97.8%

Fuente: Elaboración propia (2021) y Ficha Técnica en Anexos.

Tabla 13 Características Inversor/Cargador

Modelo	Quattro 48/10000/140-100/100 120V
Corriente Máxima de Entrada AC	2 x 100A
Voltaje Máximo en DC	38-66V
Potencia Máxima de Salida AC	10000 VA
Frecuencia de Salida	60Hz
Eficiencia	96%

Fuente: Elaboración propia (2021) y Ficha Técnica en Anexos.

5.2.3. TURBINA EÓLICA Y REGULADOR

Para el equipo de generación eólica se propuso utilizar el Aerogenerador Bornay 1500, del fabricante español Bornay Aerogeneradores, el cual es un modelo de tipo "Bipala", o de dos hélices. El equipo y componentes que vienen con el aerogenerador son los necesarios para instalar a un sistema híbrido como el que se está proponiendo. Entre el equipo del aerogenerador está un regulador, que transforma la energía AC proveniente del aerogenerador en DC y controla el

estado de carga de las baterías. Dentro de las ventajas de este aerogenerador es que se instala a la altura deseada mediante una torre correctamente cimentada, dicha altura para efectos de diseño del proyecto se propone a 6 metros. A continuación, se describen las especificaciones generales del aerogenerador:

Tabla 14 Características Aerogenerador

Modelo	Bornay 1500
Número de hélices	2
Diámetro	2.86 m
Material	Fibra de vidrio/carbono
Potencia nominal	1500 W
Velocidad de arranque	3.5 m/s
Velocidad de frenado automático	14 m/s

Fuente: Elaboración propia (2021) y Ficha Técnica en Anexos.

5.2.4. BATERÍAS

Para el banco de baterías propuesto en el diseño es necesario utilizar baterías de ciclo profundo, debido a que estas están diseñadas para soportar altas corrientes durante largo periodos de tiempo, en cambio de ciclo rápido como la que utilizan los motores de arranque solo soportan corrientes muy altas por periodos muy cortos de tiempo. Por tal motivo se propone utilizar las baterías Series EnerSol 250 de 12V, de la marca Classic. Estas baterías son de tipo monobloc y no requieren un gran mantenimiento, además que son desarrolladas, según su fabricante, para sistemas fotovoltaicos. Cabe destacar que para el sistema se determinó que las baterías se conectarán en serie para obtener un voltaje nominal de **48V**. Las características del modelo son las siguientes:

Tabla 15 Características Baterías

Modelo	EnerSol 250
Tensión Nominal	12V
Capacidad	250Ah
Peso	63kg
Terminal	Tipo A

Fuente: Elaboración propia (2021) y Ficha Técnica en Anexos.

5.3. CÁLCULO Y SIMULACIÓN DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN

En este apartado se describirán los métodos empleados para el modelaje y diseño de cada uno de los sistemas de generación híbrida propuestos, ya que se proponen dos diseños de generación distintos para dichas comunidades, y es necesario explicar la razón de esta decisión. En primer lugar cabe destacar que el número de viviendas en cada comunidad no es muy elevado, sin embargo, los sistemas aislados con almacenamiento de energía en la actualidad no se ha desarrollado lo suficiente como para disponer de equipos de conversión y regulación de la energía que sean robustos y de gran capacidad para soportar grandes sistemas de generación, como sistemas de mayores a 15kW. Por tal motivo se ha decidido realizar los diseños para conjuntos de viviendas por comunidad, tal y como se describen a continuación:

- **Diseño Tipo A:**
 - Para abastecer un consumo aproximado diario de 9.52kWh
 - Destinado a 2 viviendas
 - Con inversor Growatt de 6kW
 - 4 strings x 2 módulos en serie
 - 1 aerogenerador
- **Diseño Tipo B:**
 - Para abastecer un consumo aproximado diario de 14.25 kWh
 - Destinado a 3 viviendas
 - Con inversor Growatt de 8kW
 - 3 strings x 4 módulos en serie
 - 1 aerogenerador

El resto de los equipos descritos en el apartado anterior se mantienen iguales para ambos diseños. En la siguiente tabla se describe a distribución de cada diseño en las comunidades objetivo:

Tabla 16 Diseños por Comunidad

Comunidad	N° Viviendas	Tipo de Sistema de Generación	Diseño	N° de sistemas de generación
Guacamaya	16	Híbrido	Tipo A	8
El Sitio	10	Híbrido	Tipo A	5
Las Lomas	15	Híbrido	Tipo B	5
Pilas	6	Fotovoltaico	---	2

Fuente: Elaboración propia (2021).

5.3.1. SIMULACIÓN SISTEMA FOTOVOLTAICO

Para el diseño y determinación de número de módulos fotovoltaicos, la disposición de los arreglos y cantidad de baterías se realizó en primer lugar una serie de simulaciones en dos distintos softwares previamente descritos, el primero es PVSyst 7.1.5, el cual muy conocido para diseño de sistemas de generación fotovoltaica conectados a red, aislados y para bombas de agua. El segundo software utilizado es el que brinda una página web gratuita llamado Calculation Solar, la cual brinda los cálculos y diseños para instalaciones solares aisladas exclusivamente. A continuación, se presentará la respectiva configuración utilizada para cada simulador y los respectivos informes brindados por cada una.

Para la simulación en el software de PVSyst primero se seleccionó la opción de "Diseño de Proyecto" y luego el apartado de "Aislado". Seguidamente se asignaron los detalles del proyecto y su ubicación, para descargar los datos meteorológicos de la zona.

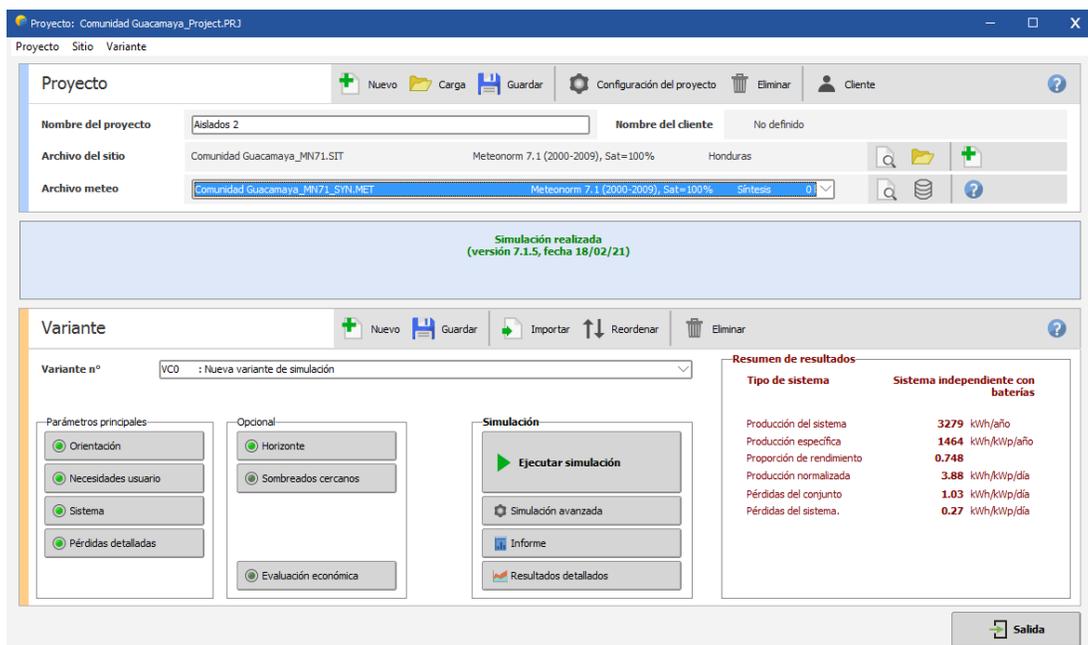


Ilustración 31 Configuración Inicial PVSyst

Fuente: (PVSyst 7.1.5, 2021)

Luego de eso se configura la orientación de los módulos fotovoltaicos, la cual se definió en un soporte fijo con una inclinación de 15°, esto debido a la latitud que se encuentra nuestro país. El

azimut se definió como 0°, idealizando su orientación al sur para su óptimo aprovechamiento del recurso solar.

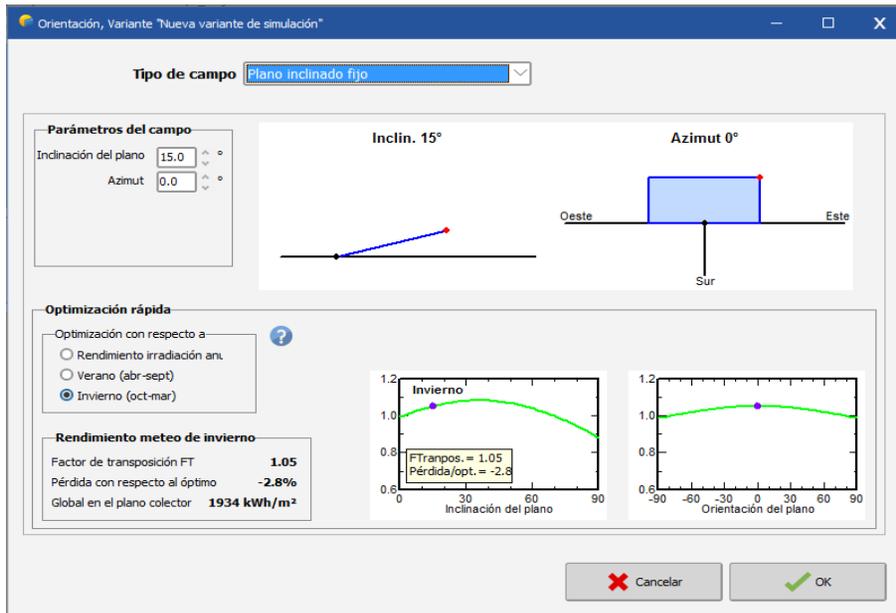


Ilustración 32 Definición de orientación e inclinación

(PVSyst 7.1.5, 2021)

Como siguiente paso se procedió a definir los consumos de cada aparato eléctrico que se busca cubrir con el sistema aislado, detallando la cantidad, consumo, y horas de utilización, estableciendo también las horas del día que se utilizan para determinar un comportamiento de consumo. Estos datos se introdujeron duplicado y triplicando las cantidades de equipo, según el tipo de sistema de diseño (A/B).

Uso diario de energía, variante "Nueva variante de simulación"

Definición de consumos domésticos diarios para el año.

Consumo: Distribución por hora

Consumos diarios

Número	Aparato	Potencia	Uso diario	Distrib. por hora	Daily energy
10	Lámparas	32 W/lámpara	4.0 h/día	OK	1280 Wh
2	TV	301 W/apar.	3.5 h/día	OK	2107 Wh
2	Refrigerador	350 W/apar.	8.0 h/día	OK	5600 Wh
0	Nevera / congelación profunda	0.00 kWh/día	0.0		0 Wh
0	Lavaplatos y lavadora	0.0 W prom	0.0 h/día		0 Wh
2	Equipo de Sonido	80 W/apar.	2.0 h/día	OK	320 Wh
0	Otros usos	0 W/apar.	0.0 h/día		0 Wh
Consumidores en espera		1 W tot	24 h/día		24 Wh
Energía diaria total					9331 Wh/día
Energía mensual					279.9 kWh/mes

Info aparatos

Definición de consumo por:

Años Estaciones Meses

Fin de semana o uso semanal

Usar solo durante

días en una semana

Modelo

Carga Guardar Otro perfil Cancelar OK

Ilustración 33 Comportamiento de consumo para simulación PVSyst

Fuente: (PVSyst 7.1.5, 2021)

Después de este paso se ingresó al apartado de "Sistema" para introducir los modelos de módulos, reguladores y baterías que utilizará el sistema, además se realizan configuraciones manuales para evitar sobrecargas en el sistema y otras fallas. Seguidamente se configuró el horizonte y los recorridos solares del sitio, descargando los datos de la página web de PVSyst, como se muestra a continuación:

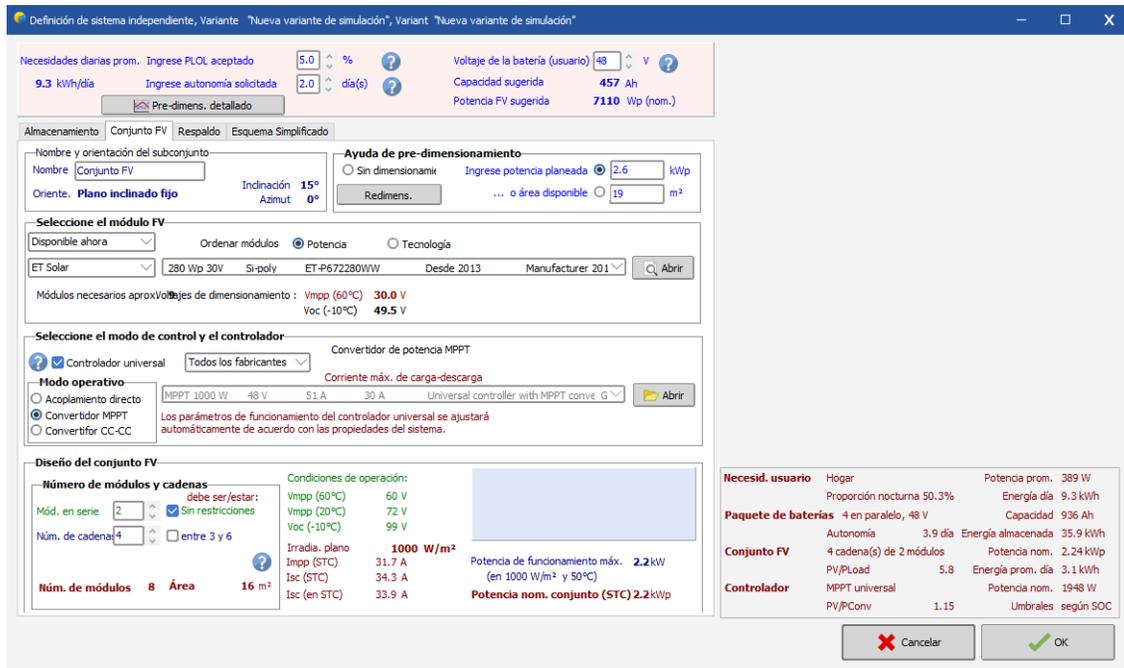


Ilustración 34 Configuración de los equipos

Fuente: (PVSyst 7.1.5, 2021)

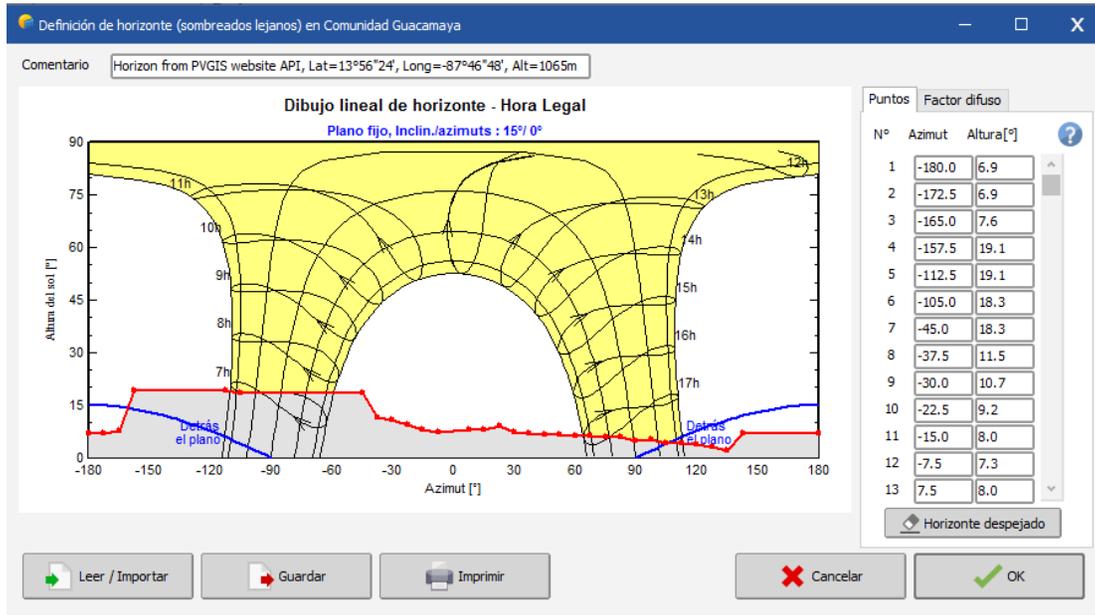


Ilustración 35 Definición de horizontes y recorridos solares

Fuente: (PVSyst 7.1.5, 2021)

Al terminar de configurar el sistema fue posible realizar la simulación del mismo y obtener los reportes de cada uno, los cuales se adjuntan en Anexos de este documento. De la misma manera

se realizó un proceso en la página web de Calculation Solar y este brindó un reporte detallado del sistema. (Calculation Solar , 2021)

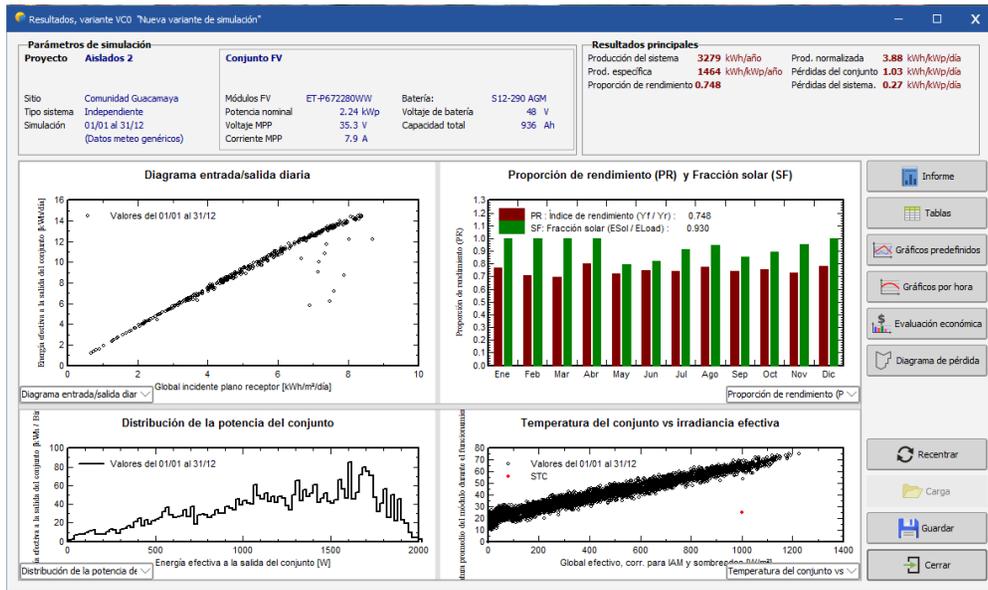


Ilustración 36 Resultados diseño Tipo A

Fuente: (PVSyst 7.1.5, 2021)

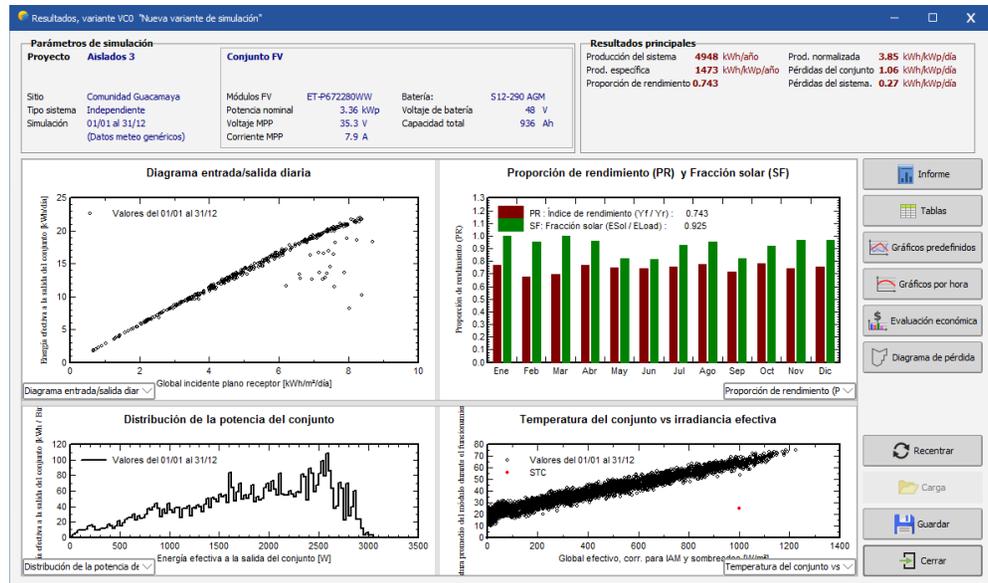


Ilustración 37 Resultados diseño Tipo B

Fuente: (PVSyst 7.1.5, 2021)

Tabla 17 Tabla resumen resultados simulación

	Tipo A	Tipo B
N° de Paneles	8	12
Arreglo de paneles	4 strings x 2 módulos en serie	3 strings x 4 módulos e serie
Inversor primario	Growatt 6kW	Growatt 8kW
Inversor Cargador	Victrion Quattro 10000	
Arreglo de Baterías	4 en paralelo x 4 en serie	
Energía Suplida kWh/año	3168.4	4719.3

Fuente: Elaboración propia (2021). (Eraso, Escobar, & Paz, 2017)

5.3.2. CÁLCULO GENERACIÓN SISTEMA EÓLICO

Para el diseño de un sistema eólico fue necesario determinar la generación estimada que puede brindar un aerogenerador de acuerdo con las velocidades del viento en la zona. Estas velocidades se calcularon a la altura a la cual se plantea instalar el aerogenerador mediante la utilización de la Ecuación 1, descrita previamente. Ese proceso se realizó con una tabla de velocidades obtenida del GWA, y se calculó la cantidad de horas diarias que el viento soplará a dichas velocidades utilizando el porcentaje de frecuencia definido por la gráfica de distribución de Weibull, esto con el objetivo de calcular la energía en Wh generada en un día, utilizando la siguiente ecuación de potencia:

$$P = \frac{1}{2} * \rho_{aire} * A * V^3 * H * Cp$$

Ecuación 4 Ecuación de Potencia Aerogenerador

Fuente: (Eraso, Escobar, & Paz, 2017)

Donde:

P: Potencia generada en Wh;

f: Densidad del aire en Kg/m³;

A: Área de acción del aerogenerador en m²;

V: Velocidad del viento en m/s;

H: Cantidad de horas al día.

Cp: Coeficiente de potencia del aerogenerador

Estos datos se definieron previamente en la siguiente tabla:

Tabla 18 Variables necesarias para cálculo de potencia

Cp (2 palas)	0.45	
ρ (aire)	1.225	kg/m ³
Diam.	2.86	m
Área	6.424243	m
Altura total	6	m

Fuente: Elaboración propia (2021).

Una vez definidos dichos valores, se calculó la energía estimada producida en un día, realizando un estimado de producción según la velocidad del viento y la probabilidad de número de horas que estará a dicha velocidad, tal y como se resume en la siguiente tabla:

Tabla 19 Generación Diaria sistema Eólico

Vel. (m/s)	P (w)	Horas/día	Generación (Wh)
8 a 9	1087.42	0.066	61.04
7 a 8	747.01	0.131	100.62
6 a 7	486.27	0.427	215.79
5 a 6	294.60	1.051	334.49
4 a 5	161.35	1.609	292.83
3 a 4	75.92	3.415	329.48
			1334.25

Fuente: Elaboración propia (2021).

Como muestran los resultados, se estima que durante un día, el sistema de generación eólica tendría un potencial de producir **1.334 kWh** para la red, esto solo para un aerogenerador del modelo propuesto. Es importante destacar que esta generación es solamente una aproximación de acuerdo con los datos de velocidad tomados de manera satelital por el GWA y por la NASA, sin embargo, para una mejor estimación de la generación eólica es recomendable la utilización de una estación meteorológica en el municipio que tome datos por un año. El sistema eólico podría cubrir un **14.02%** y un **9.35%** aproximadamente de la demanda para el diseño Tipo A y Tipo B, respectivamente.

5.4. CÁLCULO DEL CABLEADO Y PROTECCIÓN

Para el cálculo de los conductores necesarios cada sistema se utilizó la reglamentación establecida en el NEC (2019), en el artículo 310 y 690, tomando en cuenta los factores de protección para cada sección de cableado, el cual es el 125% del valor de la corriente máxima que saldrá de cada equipo. Las secciones que se evaluaron son las corrientes:

- Módulos fotovoltaicos a primer inversor (CC)
- Primer Inversor a Inversor cargador (CA)
- Inversor cargador a baterías (CC)
- Aerogenerador a Regulador (CA)
- Regulador a Baterías (CC)

Además, se realizó un cálculo de la Caída de Tensión (CT) de cada sección y asegurarse que la relación entre dicho valor y el voltaje admitido por el equipo sea menor al 4%, y para todos los equipos se cumplió este requisito. La fórmula de caída de tensión es:

$$CT = \frac{2 * l * i_{mp}}{C * A}$$

Ecuación 5 Caída de Tensión en conductores

Fuente: (Angulo A., 1969)

Donde:

CT: Caída de tensión;

L: longitud del conductor en metros. (Se utilizaron valores estimados de 15m y 2m);

i_{mp} : Corriente nominal de salida del equipo en Amperios;

C: Coeficiente de conductividad del conductor según el material. (Cobre=52 sm/mm²);

A: Área de sección del conductor en mm².

La siguiente tabla resume los tipos de conductores y fusibles que se determinaron para el sistema:

Tabla 20 Tipos de Conductores y Fusibles del sistema

Sección	Tipo de Conductor AWG		Fusible	
	Diseño Tipo A	Diseño Tipo B	Diseño Tipo A	Diseño Tipo B
Módulos fotovoltaicos a primer inversor (CC)	THHN #6	THHN #8	40 A	30 A
Primer Inversor a Inversor cargador (CA)	THHN #10	THHN #8	NO	NO
Inversor cargador a baterías (CC)	THHN #2/0		200 A	
Aerogenerador a Regulador (CA)	THHN #8		NO	
Regulador a Baterías (CC)	THHN #4		NO	

Fuente: Elaboración propia (2021).

5.5. ESTIMACIÓN FINANCIERA

Para todo proyecto de cualquier índole es necesario realizar un análisis de los costos necesarios a cubrir en la inversión inicial y evaluar su financiamiento. Para efectos de este proyecto se ha desarrollado una estimación financiera basada en los costos de los equipos propuestos a utilizar y en base a otros gastos estimados de desarrollo, como permisos, estudios del terreno, y otros materiales necesarios. Cabe a destacar que la presente estimación de costos se realizó con el fin de obtener una perspectiva general de un posible costo mínimo de inversión y que no cubre otros gastos posibles que se puedan presentar según las decisiones que se tomen respecto al mismo, estos gastos pueden incluir el cableado general para cada comunidad, costos administrativos y de desarrollo, costos en aduanas, u otro tipo de gasto relacionado con la operación de cada sistema de generación.

Para estimar los costos en equipos y materiales, se recurrió a distintas compañías que distribuyen los equipos propuestos para cada sistema, algunos de ellos con sedes en Europa y otros en Estados Unidos y México. Los precios unitarios de cada equipo obtenidos se multiplicaron por la cantidad que se va a utilizar, obteniendo así un subtotal por cada uno.

Luego para estimar los otros costos de desarrollo planteados se basaron en metodologías utilizadas para proyectos fotovoltaicos de mayor capacidad, cuya relación en cuanto a los costos totales se mantuvo para estimar estos valores. Estos costos planteados son:

- Spare Parts (Piezas de repuestos)
- Costos en Transporte del equipo
- Permiso Ambiental
- Estudios de Suelos
- Imprevistos durante el desarrollo

Para estimar las piezas de repuesto se calculó el total de inversión de todos los equipos, y se destinó el 3% de este total para dicho ítem, también se realizó el mismo cálculo para los gastos en transporte. Los permisos ambientales se calcularon como el 10% del costo total del proyecto, el cual es importante destacar que este valor se estimó de acuerdo a costo planteado en este análisis, por lo tanto puede variar a un valor mayor. Los estudios de suelos se estimaron a un 1%

del costo total de los equipos y desarrollo. Por último, los imprevistos se estimaron como el 6% del costo total de inversión del proyecto, tendiendo a ser un valor también con relativa variación pero necesario a establecer para la realización de cualquier proyecto, y más aún cuando la accesibilidad a la zona de realización del proyecto es complicada o con nivel de riesgo. A continuación, se muestra la tabla de los costes de inversión realizada para el proyecto:

Item	Inversión	USD/Unit	Cantidad	USD	Peso
1	Paneles Solares ET Solar 280w	\$ 220.40	188	\$41,435.20	10.2%
2	Inversor Victron Quattro	\$ 3,164.77	20	\$63,295.40	15.6%
3	Inversor Growatt 6kW	\$ 1,200.00	13	\$15,600.00	3.8%
4	Inversor Growatt 8kW	\$ 1,354.00	7	\$9,478.00	2.3%
5	Equipo Turbina Bornay 1500W	\$ 4,000.00	18	\$72,000.00	17.7%
6	Baterías EnerSol 250	\$ 392.85	320	\$125,712.00	30.9%
	Costo Construcción	\$ 10,332		\$ 327,521	80.5%
7	Spare Parts	\$ 9,826	-	\$ 9,826	2.4%
8	Transporte	\$ 9,826	-	\$ 9,826	2.4%
9	Permiso Ambiental	\$ 34,717	-	\$ 34,717	8.5%
10	Estudio de Suelos	\$ 3,472	-	\$ 3,472	0.9%
11	Imprevistos	\$ 20,830	-	\$ 20,830	5.1%
	Otros Gastos (desarrollos, financieros y admin)	\$ 78,670		\$ 78,670	19.4%
	Total Inversión	\$ 89,002		\$ 406,191	100.0%

Tabla 21 Estimación Costes de Inversión

Fuente: Elaboración propia (2021) y datos de (Energías Renovables del Golfo , 2021), (DISVENT Ingenieros , 2021), (ACO Solar, 2021), (Solar Force Renewable Energy , 2021), (Marine Energy Solutions , 2021), (BATESUR, 2021)

La inversión estimada para el proyecto es de aproximadamente **\$406,191.00**, una cifra elevada para la contribución a la mejora de la red eléctrica de un municipio, sin embargo, contribuyendo a la sostenibilidad y al fomento de energías renovables.

VI. CONCLUSIONES

1. Se logró diseñar un sistema de generación eléctrica híbrida para cuatro comunidades del municipio de Mercedes de Oriente, en las cuales se aprovecharán los potenciales solares y eólicos de la zona. El potencial de dichos recursos se determinó mediante el uso de herramientas brindadas por softwares y bases de datos gratuitas de mediciones de radiación por metro cuadrado y velocidad del viento, obtenidas de las páginas web de Global Solar Atlas, Global Wind Atlas y NASA Data Access Viewer. Los sistemas de generación fueron diseñados mediante la utilización de softwares de simulación energética como PVSyst 7.1.5 y Calculation Solar, esto para los sistemas fotovoltaicos, en cambio para el sistema eólico se calcularon los datos de generación mediante ecuaciones de potencia y estimados de horas de producción diaria. Se propusieron dos diseños distintos de sistemas de generación, el Tipo A para abastecer 2 viviendas y el Tipo B para abastecer a 3 viviendas, ambos diseños poseen solo 1 aerogenerador, pero el número de paneles en los arreglos varían, esto para aprovechar el mayor recurso disponible, el sol. La generación total para el Tipo A es de aproximadamente **10.014 kWh/día**, y para el Tipo B es de **14.264 kWh/día**, cubriendo la demanda estimada.
2. Se definió el entorno socioeconómico del municipio, el cual depende principalmente de la agricultura y ganadería para exportación de productos derivados y para subsistencia. También se determinó la situación de la red eléctrica que alimenta el casco urbano del municipio, logrando determinar que el resto de las comunidades fuera de esta zona no poseen acceso a energía eléctrica. Además se realizó un estudio de la frecuencia de cortes del suministro eléctrico en el municipio analizando datos de registro de cortes de la ENEE y las descripciones verbales de los pobladores del municipio mediante las encuestas aplicadas. Determinando que la red eléctrica que alimenta al municipio es susceptible a fallos debidos a efectos naturales como lluvias, vientos fuertes, como también sabotajes por parte de algunos pobladores, privando a los habitantes de energía eléctrica por largos períodos.

3. Se determinó el consumo eléctrico estimado a cubrir por los sistemas de generación mediante la realización de encuestas en 25 viviendas del casco urbano, resultando en un aproximado de **4.76 kWh/día**, con el objetivo de cubrir consumos de bajo nivel, como tomacorrientes generales y luminarias.
4. Se realizó un estimado de inversión del proyecto en general para las cuatro comunidades seleccionadas para abastecer de energía eléctrica con los sistemas de generación propuestos, en el cual se tomó en cuenta solamente algunos costes generales como los equipos, estudios, y gastos de desarrollo, obteniendo una cifra estimada de inversión de **\$406,191.00**.

VII. RECOMENDACIONES

1. Para realizar una estimación más precisa del recurso eólico, se recomienda como se mencionó previamente, la utilización de una estación meteorológica instalada en las cercanías de las comunidades objetivo del proyecto, y que ésta registre datos horarios de la velocidad y dirección del viento. Esto con el objetivo de realizar un cálculo del potencial de generación eólica más exacto y adecuado para la zona.
2. Existe un buen potencial solar en la zona, a tal punto que se recomienda evaluar la opción de diseñar un sistema de generación aislado completamente fotovoltaico y evaluar su costo de inversión en comparación con el propuesto en este proyecto.
3. Debido al alto costo de inversión de un proyecto de esta índole en la zona, sin tomar en cuenta los gastos no contemplados que pueden surgir durante su ejecución, se recomienda a la alcaldía municipal del Mercedes de Oriente solicitar a la ENEE la extensión de la red eléctrica que abastece al casco urbano hasta las comunidades objetivo, a pesar de que la calidad del servicio eléctrico no sea el más óptimo.

VIII. APLICABILIDAD/IMPLEMENTACIÓN

El presente proyecto es una propuesta para la utilización y aprovechamiento de energías renovables para el abastecimiento de energía eléctrica a zonas remotas de Honduras. Se presenta como una alternativa a la utilización más común que es mediante la implementación de generadores eléctricos con combustibles fósiles, como los motores diésel, al menos a nivel residencial, debido a que la tecnología de sistemas aislados de generación y almacenamiento no están desarrollados para grandes consumos. También puede tomarse como guía para el diseño de cada uno de los sistemas de generación propuestos, fotovoltaico y eólico. A nivel nacional se puede implementar en mayor cantidad el diseño de sistema de generación fotovoltaica, debido al alto potencial solar que existe en el país, y que a pesar de ser un recurso intermitente ante los cambios en la radiación recibida, depende de una fuente inagotable de energía, que es el Sol.

IX. EVOLUCIÓN DEL TRABAJO ACTUAL

La continuación de este proyecto comprende la ejecución de este, para la cual se propone la realización de estudios de suelo e hidrológicos de la zona principalmente, debido a que al ser una zona montañosa es necesario determinar los materiales que comprenden el suelo y qué tipo de cimentación requerirían las áreas de instalación de cada sistema de generación. Lo anterior se sugiere realizar principalmente como medida de precaución, además, debido a los altos costos que un proyecto de esta magnitud conlleva, se propone que se realicen estos estudios como sustento al momento de buscar los fondos necesarios.

BIBLIOGRAFÍA

- Boix, D. B. (2016). *Instalación Fotovoltaica Conectada a Red Eléctrica* . Valencia : Universitat Politècnica de Valencia .
- Calculation Solar . (s/f de s/f de 2021). *Cálculo Instalación Solar Fotovoltaica Aislada* . Obtenido de <http://www.calculationsolar.com/es/calcular.php#>
- Díaz G., J. M. (2013). *Cuantificación del perfil del viento hasta 100 m de altura desde la superficie y su incidencia en la climatología eólica*. Venezuela: Terra. Nueva Etapa.
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica . (s/f de s/f de 2020). *Cuadro de Consumo promedio mensual de Electrodomésticos* . Obtenido de <http://www.enee.hn/index.php/atencion-al-cliente/110->
- ENEE. (2018). *Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica en Honduras*. Empresa Nacional de Energía Eléctrica. Tegucigalpa: Empresa Nacional de Energía Eléctrica.
- ENEE. (2019). *Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica en Honduras* . Tegucigalpa: Empresa Nacional de Energía Eléctrica .
- Energía Solar Aragón . (s/f de s/f de 2020). *Aplicaciones: Sistema solar fotovoltaico aislado* . Obtenido de <https://www.energiasolararagon.com/aplicaciones/sistema-solar-fotovoltaico-aislado.html>
- Flores Barahona, M. A. (2019). *Estudio Preliminar del potencial solar en el campus ciudad universitaria de la UNAH* . Tegucigalpa: Revista Ciencia y Tecnología .
- Global Solar Atlas . (23 de Octubre de 2019). *Energy Data Info*. Obtenido de <https://globalsolaratlas.info/download/world>
- Global Solar Atlas . (23 de Octubre de 2019). *Energy Source Map*. Obtenido de <https://globalsolaratlas.info/download/honduras>
- Him Díaz, M. (2013). *diseño de un sistema de generación eléctrica a partir de fuentes renovables de energía (Caso de Boca de Lurá)*. Ciudad de Panamá: Tecnología I+D.
- INE. (2019). *Mercedes de Oriente*. Tegucigalpa: Instituto Nacional de Estadística .

- Méndez M., Javier M.; Cuervo G., Rafael; ECA Instituto de Tecnología y Formación. (2007). *Energía Solar Fotovoltaica* (Vol. 2). Madrid: FC Editorial.
- NASA. (s/f de s/f de 2020). *Power Data Access Viewer* . Obtenido de <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- NEC. (2019). *Sistemas Fotovoltaicos* . Estados Unidos: Código Eléctrico Nacional.
- Romero Álvarez, M., & CIEMAT-Almería. (2006). *Energía Solar Termoeléctrica*. Almería: Tabernas.
- Sol Biomas . (9 de Noviembre de 2018). *¿Cómo Funcionan los captadores solares?* Obtenido de <https://solbiomas.es/como-funciona-un-captador-solar-termico/>
- Solar, E. (2020). *Energía Solar vol. 15*. Madrid: Acceso em.
- Technical University of Denmark (DTU). (s/f de s/f de 2019). *Global Wind Atlas Honduras 3.0* . Obtenido de <https://globalwindatlas.info/en/area/Honduras?print=true>
- Tobajas, M. C. (2018). *Energía Solar Fotovoltaica*. Madrid: Cano Pina.

Anexos

Anexo 1 Ficha Técnica Panel Solar

ET-P672 240-280W



Photovoltaics is our passion

ET MODULE

ET-P672280	280Wp	ET-P672255	255Wp
ET-P672275	275Wp	ET-P672250	250Wp
ET-P672270	270Wp	ET-P672245	245Wp
ET-P672265	265Wp	ET-P672240	240Wp
ET-P672260	260Wp		

EFFICIENCY

- Low voltage-temperature coefficient allows higher power output at high-temperature condition
- High efficient, high reliable solar cells ensure our product output stability

MATERIALS

- Advanced EVA encapsulation system with triple-layer back sheet meets the most stringent safety requirements for high-voltage operation
- The sturdy, anodized aluminum frame allows the modules to be mounted on a variety of standard racking systems and to withstand harshest conditions
- Ultra reliable bypass diodes prevent damage through overheating due to shaded or defective cells
- Innovative, environmentally friendly packing method using pile-edges ensures modules arrive in perfect condition
- New frame design incorporating hexagonal shaped drainage holes, with more grounding holes, provide flexible installation and use

BENEFITS

- Manufactured in an ISO 9001:2000 certified plant
- High efficiency, high safety, high reliability
- Output power tolerance of +/-3%
- 25-year limited warranty on power output, 5-year limited warranty on materials and workmanship



IEC 61215 Ed.2
IEC 61730
UL 1703



ET SOLAR GROUP www.etsolar.com

ET Solar China

24F, A2 World Trade Center Mansion,
67 Shanxi RD, Nanjing 210009, China
Tel: +86 25 8689 8096 Fax: +86 25 8689 8097
Email: sales@etsolar.com

ET Solar USA

4900 Hopyard Road, Suite 290,
Pleasanton, CA 94588, USA
Tel: +1 925 460 9898 Fax: +1 925 460 9929
Email: sales@etsolar.us

ET Solar Europe

ET Solar GmbH, Munich City Tower,
Landsbergerstr. 110 / 9 Fl. D-80339 Munich, Germany
Tel: +49 89 309040 263 Fax: +49 89 309040 466
Email: sales@etsolar.de
(Italy Office) Tel: +39 392 2340606 Email:sales@etsolar.it

ET Module

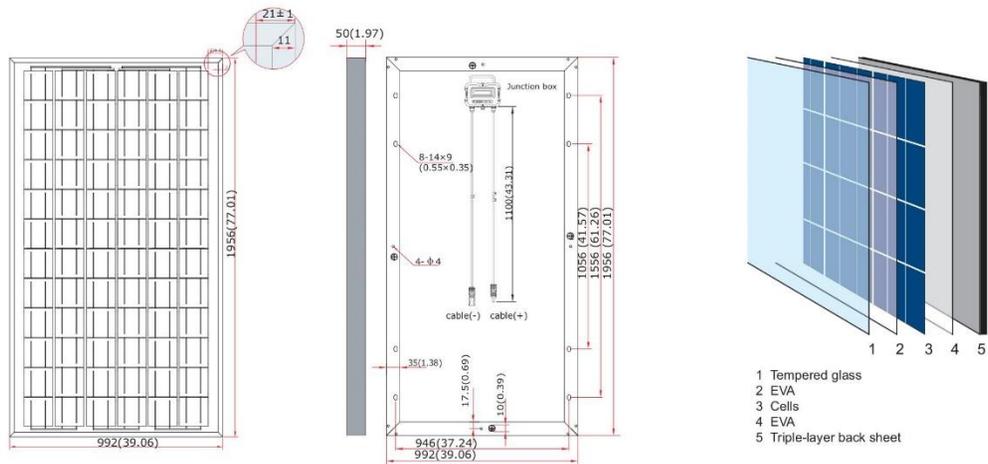
ET-P672280 ET-P672275 ET-P672270 ET-P672265 ET-P672260
 ET-P672255 ET-P672250 ET-P672245 ET-P672240

SPECIFICATIONS

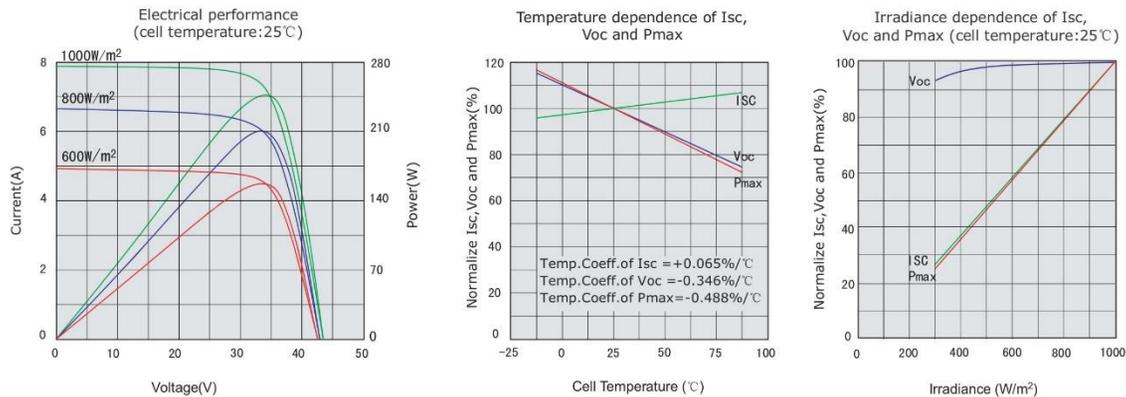
Model type	ET-P672280	ET-P672275	ET-P672270	ET-P672265	ET-P672260	ET-P672255	ET-P672250	ET-P672245	ET-P672240
Peak power (Pmax)	280W	275W	270W	265W	260W	255W	250W	245W	240W
Cell type	PolyCrystalline Silicon, 156mm x 156mm								
Number of cells	72 cells in series								
Weight	23.0 kg (50.7 lbs)								
Dimensions	1956×992×50 mm (77×39.1×1.97 inch)								
Maximum power voltage (Vmp)	36.72V	36.72V	36.40V	36.40V	36.00V	35.20V	35.20V	34.95V	34.95V
Maximum power current (Imp)	7.63A	7.49A	7.42A	7.28A	7.23A	7.23A	7.12A	7.01A	6.88A
Open circuit voltage (Voc)	43.78V	43.78V	43.63V	43.63V	43.49V	43.88V	43.88V	43.85V	43.85V
Short circuit current (Isc)	7.98A	7.96A	7.90A	7.90A	7.79A	7.85A	7.81A	7.70A	7.63A
Maximum system voltage	DC 1000V								
Temp. Coeff. of Isc (TK Isc)	0.065 %/°C								
Temp. Coeff. of Voc (TK Voc)	-0.346 %/°C								
Temp. Coeff. of Pmax (TK Pmax)	-0.488 %/°C								
Normal Operating Cell Temperature	45.3±2°C								

Note: the specifications are obtained under the Standard Test Conditions (STCs): 1000 W/m² solar irradiance, 1.5 Air Mass, and cell temperature of 25 °C.

PHYSICAL CHARACTERISTICS



ELECTRICAL CHARACTERISTICS



Please contact support@etsolar.com for technical support.

Anexo 2 Ficha Técnica Inversor Cargador



Inversor/cargador Quattro 120V

3kVA – 10kVA

Compatible con baterías de Lítio-Ion

www.victronenergy.com



Quattro
24/5000/70-100/100

Dos entradas CA con conmutador de transferencia integrado

El Quattro puede conectarse a dos fuentes de alimentación CA independientes, por ejemplo a la red del pantalán o a un generador, o a dos generadores. Se conectará automáticamente a la fuente de alimentación activa.

Dos salidas CA

La salida principal dispone de la función "no-break" (sin interrupción). El Quattro se encarga del suministro a las cargas conectadas en caso de apagón o de desconexión de la red eléctrica/generador. Esto ocurre tan rápido (menos de 20 milisegundos) que los ordenadores y demás equipos electrónicos continúan funcionando sin interrupción.

La segunda salida sólo está activa cuando a una de las entradas del Quattro le llega alimentación CA. A esta salida se pueden conectar aparatos que no deberían descargar la batería, como un calentador de agua, por ejemplo.

Potencia prácticamente ilimitada gracias al funcionamiento en paralelo

Hasta 6 unidades Quattro pueden funcionar en paralelo. Seis unidades 48/10000/140, por ejemplo, darán una potencia de salida de 48kW / 60kVA y una capacidad de carga de 840 amperios.

Capacidad de funcionamiento trifásico y de fase dividida

Se pueden configurar dos unidades para salida de fase dividida y tres unidades para salida trifásica. Pero eso no es todo: hasta 6 grupos de tres unidades pueden conectarse en paralelo para lograr una potencia de inversión de 144kW / 180kVA y más de 2500 A de capacidad de carga. Para más información introduzca "paralelo" en el campo de búsqueda de nuestro sitio web.

PowerControl – En casos de potencia limitada del generador, del pantalán o de la red

Se puede establecer un límite de corriente para cada una de las entradas CA. Entonces, el Quattro tendrá en cuenta las demás cargas CA y utilizará la corriente sobrante para la carga de baterías, evitando así sobrecargar el generador o la red del pantalán.

PowerAssist – Refuerzo de la potencia del generador o de la red del pantalán

Esta función lleva el principio de PowerControl a otra dimensión, permitiendo que el Quattro complemente la capacidad de la fuente alternativa. Cuando se requiera un pico de potencia durante un corto espacio de tiempo, como pasa a menudo, Quattro compensará inmediatamente la posible falta de potencia de la corriente del pantalán o del generador con potencia de la batería. Cuando se reduce la carga, la potencia sobrante se utiliza para recargar la batería.

Energía solar: Potencia CA disponible incluso durante un apagón

El Quattro puede utilizarse en sistemas FV, conectados a la red eléctrica o no, y en otros sistemas eléctricos alternativos.

Configuración del sistema

- En el caso de una aplicación autónoma, si ha de cambiarse la configuración, se puede hacer en cuestión de minutos mediante un procedimiento de configuración de los conmutadores DIP.
- Las aplicaciones en paralelo o trifásicas pueden configurarse con el software VE.Bus Quick Configure y VE.Bus System Configurator.
- Las aplicaciones no conectadas a la red, que interactúan con la red y de autoconsumo que impliquen inversores conectados a la red y/o cargadores solares MPPT pueden configurarse con Asistentes (software específico para aplicaciones concretas).

Seguimiento y control in situ

Hay varias opciones disponibles: Monitor de baterías, panel Multi Control, panel Ve.Net Blue Power, Color Control GX y otros dispositivos smartphone o tableta (Bluetooth Smart), portátil u ordenador (USB o RS232).

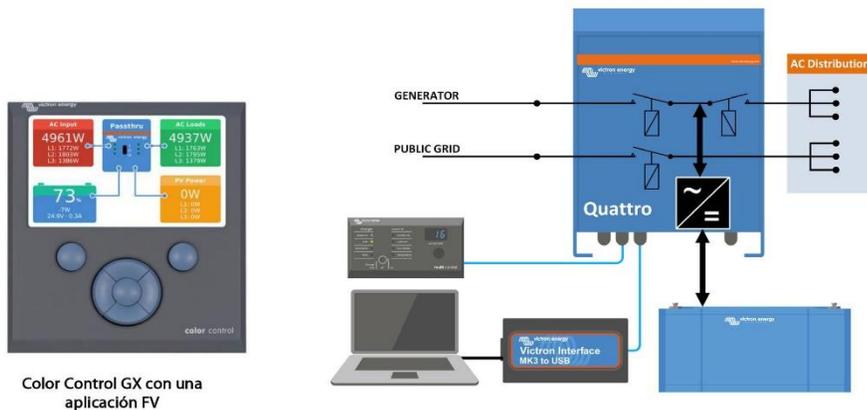
Seguimiento y control a distancia

Color Control GX y otros dispositivos.

Los datos se pueden almacenar y mostrar gratuitamente en la web VRM (Victron Remote Management).

Configuración a distancia

Se puede acceder a los datos y cambiar los ajustes de los sistemas con un Color Control GX y otros dispositivos si está conectado a Ethernet.



Color Control GX con una aplicación FV

Quattro	48/3000/35-50/50 120V	12/5000/220-100/100 120V 24/5000/120-100/100 120V 48/5000/70-100/100 120V	48/10000/140-100/100 120V
PowerControl / PowerAssist			Si
Conmutador de transferencia integrado			Si
2 entradas CA	Rango de tensión de entrada : 90-140 VAC		Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz
Corriente máxima (A)	2x 50 A	2x 100 A	
INVERSOR			
Rango de tensión de entrada (V CC)	9,5 – 17 V		19 – 33V 38 – 66 V
Salida (1)	Rango de tensión de entrada: 120 VAC ± 2%		Frecuencia: 60 Hz ± 0,1%
Potencia cont. de salida a 25°C / 77°F (VA) (3)	3000 VA	5000 VA	10000 VA
Potencia cont. de salida a 25°C / 77°F (W)	2400 W	4000 W	8000 W
Potencia cont. de salida a 40°C / 104°F (W)	2200 W	3700 W	6500 W
Potencia cont. de salida a 65°C / 150°F (W)	1700 W	3000 W	4500 W
Pico de potencia (W)	6000 W	10000 W	20000 W
Eficacia máxima (%)	94 %	94 / 94 / 95 %	96 %
Consumo en vacío (W)	25 W	30 / 30 / 35 W	60 W
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)	20 W	20 / 25 / 30 W	40 W
Consumo en vacío en modo búsqueda (W)	12 W	10 / 10 / 15 W	15 W
CARGADOR			
Tensión de carga de 'absorción' (V CC)	57,6 V	14,4 / 28,8 / 57,6 V	57,6 V
Tensión de carga de "flotación" (V CC)	55,2 V	13,8 / 27,6 / 55,2 V	55,2 V
Modo de "almacenamiento" (V CC)	52,8 V	13,2 / 26,4 / 52,8 V	52,8 V
Corriente de carga batería casa (A) (4)	35 A	200 / 120 / 70 A	140 A
Corriente de carga batería de arranque (A)	4 A (solo modelos de 12V y 24V)		
Sensor de temperatura de la batería	Si		
GENERAL			
Salida auxiliar (A) (5)	32 A	50 A	50 A
Relé programable (6)	3x		
Protección (2)	a-g		
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema		
Puerto com. de uso general (7)	Si, 2x		
On/Off remoto	Si		
Características comunes	Temperatura de funcionamiento: -40 a +65°C (-40 - 150°F)		Humedad (sin condensación): máx. 95%
CÁRCASA			
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012)		Categoría de protección: IP 21
Conexiones de la batería	Cuatro pernos M8 (2 conexiones positivas y 2 negativas)		
Conexión 120 V CA	Borne de tornillo de 13 mm ² (6 AWG)	Pernos M6	
Peso (kg)	42 lb 19 kg	75 / 66 / 66 lb 34 / 30 / 30 kg	Pernos M6 128 lb 58 kg
Dimensiones (al x an x p en mm.)	14,3 x 10,2 x 8,6	18,5 x 14,0 x 11,2	470 x 350 x 280
	362 x 258 x 218	17,5 x 13,0 x 9,6	444 x 328 x 240
		17,5 x 13,0 x 9,6	444 x 328 x 240
NORMATIVAS			
Seguridad	IEC 60335-1, IEC 60335-2-29, IEC 62109-1		
Emisiones / Inmunidad	EN 55014-1, EN 55014-2, EN-IEC 61000-3-2, EN-IEC 61000-3-3, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3		
Vehículos de carretera	Modelos 12V y 24V: ECE R10-5		
anti-isléño	Ver nuestra pagina web		



Panel Multi Control Digital
Una solución práctica y de bajo coste de seguimiento remoto, con un selector rotatorio con el que se pueden configurar los niveles de Power Control y Power Assist.



Mochila VE.Bus Smart
Mide la tensión y la temperatura de la batería y permite monitorizar y controlar Multis y Quattros con un *smartphone* u otro dispositivo con Bluetooth.



Funcionamiento y supervisión controlados por ordenador

Hay varias interfaces disponibles:



Color Control GX y otros dispositivos
Proporciona monitorización y control, de forma local y remota, no [Portal VRM](#).



Interfaz MK3-USB VE.Bus a USB
Se conecta a un puerto USB (ver [Guía para el VEConfigure](#))



Interfaz VE.Bus a NMEA 2000
Liga o dispositivo a una red eletrónica marinha NMEA2000. Consulte o [guia de integração NMEA2000 e MFD](#)



Monitor de baterías BMW-712 Smart
Utilice un *smartphone* u otro dispositivo con Bluetooth para:
- personalizar los ajustes,
- consultar todos los datos importantes en una sola pantalla,
- ver los datos del historial y actualizar el *software* conforme se vayan añadiendo nuevas funciones.

Anexo 3 Ficha Técnica Inversor 6kW



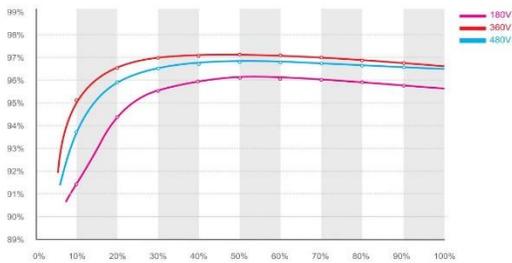
Growatt 4000/5000/6000/7000/7600 MTLP-US

Leading - edge Technology

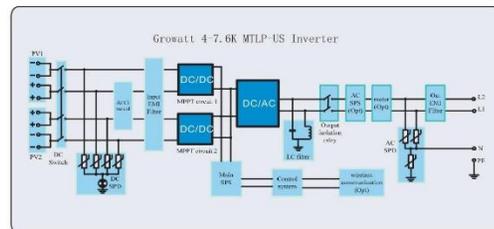
- ▶ Maximum efficiency of 97.5% and wide input voltage range
- ▶ Internal DC switch
- ▶ Transformerless GT topology
- ▶ Compact design
- ▶ Multi MPP tracker
- ▶ Sound control
- ▶ Easy installation
- ▶ MTL - String
- ▶ Ethernet / RF technology / WiFi
- ▶ Reactive power control



Growatt 6000MTLP-US efficiency



Growatt 4-7.6K MTLP-US topology



Growatt USA Inc.

A: 19201 Parthenia St., Suite E, Northridge, CA 91324

T: +1 844 650 1825

E: usa@ginverter.com

W: www.growatt-america.com



Datasheet	Growatt 4000 MTLP-US	Growatt 5000 MTLP-US	Growatt 6000 MTLP-US	Growatt 7000 MTLP-US	Growatt 7600 MTLP-US
-----------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------

Input Data					
Max. power per MPPT	4000/4000W	5000/5000W	6000/6000W	7000/4800W	7600/4800W
Max. usable input current per MPPT	18A/18A	18A/18A	18A/18A	20A/10A	20A/10A
Max. short circuit input current per inverter	42A	47A	56A	47A	47A
Startup voltage	150V	150V	150V	150V	150V
Max. voltage	600V	600V	600V	600V	600V
DC nominal voltage MPPT tracker	360V	360V	360V	360V	360V
DC voltage range	100-600V	100-600V	100-600V	100-600V	100-600V
MPP operating voltage range	120-500V	120-500V	120-500V	120-500V	120-500V
Number of MPPT	2	2	2	2	2
Inputs per MPPT	2/2	2/2	2/2	2/1	2/1

Output data					
Nominal output power	4000W	5000W	6000W	7000W	7600W
Max. Continuous output current	16.7A	21A	25A	29A	31.7A
Peak efficiency	97.2%	97.5%	97.5%	97.4%	97.3%
CEC weighted efficiency	96%	96.5%	96.5%	97%	97%
Max. over current protection device	21A	26A	31A	36A	40A
Operating frequency/range	60/59.5-60.5	60/59.5-60.5	60/59.5-60.5	60/59.5-60.5	60/59.5-60.5
AC nominal voltage; range	Default:240V split-phase, optional:208V & 240V & 277V single phase , 183-228@208V 211-264V@240V 244-305@277V				
Ambient operating temperature range(full load)	-35°C~45°C (-31...+ 113°F)				
Phase shift (cosφ)	Default: 0.99, opt Reactive power adjust / range:-0.85~+0.85				
THDI	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%

General Data					
Integrated disconnect	DC disconnect	DC disconnect	DC disconnect	DC disconnect	DC disconnect
DC reverse polarity protection	yes	yes	yes	yes	yes
Output overvoltage protection-varistor	yes	yes	yes	yes	yes
Output over current protection	yes	yes	yes	yes	yes
Ground fault monitoring for Split phase	yes	yes	yes	yes	yes
Grid monitoring	yes	yes	yes	yes	yes
Integrated all - pole sensitive leakage current monitoring unit	yes	yes	yes	yes	yes
Compliant to UL 1699B	yes	yes	yes	yes	yes

Features					
Dimensions(W* H*D)	28.74*15.75*8.46in	28.74*15.75*8.46in	28.74*15.75*8.46in	28.74*15.75*8.46in	28.74*15.75*8.46in
Weight	31.5kg/69.4Lb	31.5kg/69.4Lb	32kg/70.5Lb	32kg/70.5Lb	32kg/70.5Lb
Enclosure	NEMA 4X	NEMA 4X	NEMA 4X	NEMA 4X	NEMA 4X
Cooling concept	natural cooling	natural cooling	natural cooling	natural cooling	natural cooling
Topology	Transformer-less	Transformer-less	Transformer-less	Transformer-less	Transformer-less
Relative humidity	100%	100%	100%	100%	100%
Altitude	Up to 2000m(6560ft) without power de-rating				
Noise emission (typical)	< 25 dB(A)	< 25 dB(A)	< 25 dB(A)	< 25 dB(A)	< 25 dB(A)
Consumption: standby	<5W	<5W	<5W	<5W	<5W
Revenue Grade Meter	opt	opt	opt	opt	opt
Display	LCD	LCD	LCD	LCD	LCD
RS485/ShineLink RF/Wifi/Ethernet/Zigbee/ Cellular	yes/yes/opt/opt/opt/opt	yes/yes/opt/opt/opt/opt	yes/yes/opt/opt/opt/opt	yes/yes/opt/opt/opt/opt	yes/yes/opt/opt/opt/opt
Warranty: 5years/10years/15years	yes/yes/opt	yes/yes/opt	yes/yes/opt	yes/yes/opt	yes/yes/opt

Certificates and Approvals					
UL1741,UL1741 SA, UL1998 ,IEEE 1547, CSA C22.2 No.107.1-1,FCC Part15(Class A&B),UL1699B					

Anexo 4 Ficha Técnica Inversor 8kW



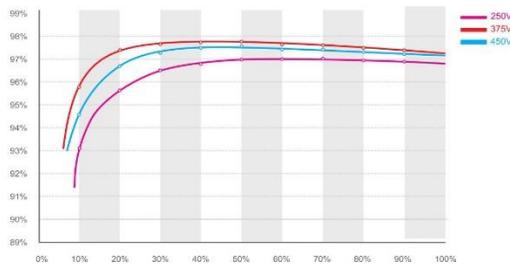
Growatt 8000/9000/10000 MTLP-US

Leading - edge Technology

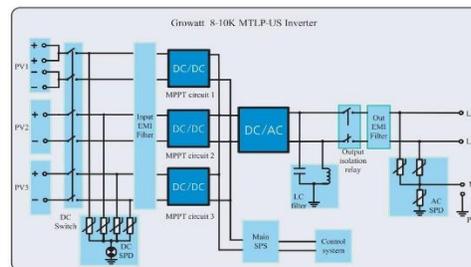
- ▶ Maximum efficiency of 97.8% and wide input voltage range
- ▶ Internal DC switch
- ▶ Transformerless GT topology
- ▶ Compact design
- ▶ 3 MPP tracker
- ▶ Sound control
- ▶ Easy installation
- ▶ MTL - String
- ▶ Ethernet / RF technology / WiFi



Growatt 10000MTLP-US efficiency



Growatt 8-10K MTLP-US topology



Growatt USA Inc.

A: 19201 Parthenia St., Suite E, Northridge, CA 91324

T: +1 844 650 1825 E: usa@ginverter.com W: www.growatt-america.com



Datasheet	Growatt 8000MTLP-US	Growatt 9000MTLP-US	Growatt 10000MTLP-US
Input Data			
Max. input power per MPP tracker	3250/3250/6500W	3250/3250/6500W	3250/3250/6500W
Max. DC voltage	600V	600V	600V
Start voltage	150V	150V	150V
DC rated voltage	360V	360V	360V
PV voltage range	100-600V	100-600V	100-600V
MPP voltage range	120-500V	120-500V	120-500V
Full load DC voltage range per MPP tracker	315-480V	315-480V	315-480V
Number of MPP trackers strings per MPP tracker	3 1/1/2	3 1/1/2	3 1/1/2
Max. operating current per MPP tracker	9.5/9.5/19A	9.5/9.5/19A	9.5/9.5/19A
Output (AC)			
Nominal AC output power	8000W	9000W	10000W
Max. output current	33.5A	37.5A	42A
AC nominal voltage/range	208V / 183~229V 240V / 211~264V	208V / 183~229V 240V / 211~264V	208V / 183~229V 240V / 211~264V
AC grid frequency; range	60 Hz / 59.3~60.5 Hz	60 Hz / 59.3~60.5 Hz	60 Hz / 59.3~60.5 Hz
Power factor	1	1	1
THDI	<3%	<3%	<3%
AC connection	single phase	single phase	single phase
Efficiency			
Max. efficiency	97.8%	97.8%	97.8%
CEC-Weighted Efficiency	97.5%	97.5%	97.5%
MPPT efficiency	99.5%	99.5%	99.5%
Protectopm devices			
DC reverse-polarity protection	yes	yes	yes
Input over voltage protection-Varistor	opt	opt	opt
Arc detection(AFCI)	yes	yes	yes
DC insulation measure	yes	yes	yes
AC short circuit protection	yes	yes	yes
Output over voltage protection-Varistor	yes	yes	yes
General Data			
Dimensions (W / H / D)	14/27.3/8.3inch (355/694/210 mm)	14/27.3/8.3inch (355/694/210 mm)	14/27.3/8.3inch (355/694/210 mm)
Weight	30kg/66lb	30kg/66lb	30kg/66lb
Operating temperature range	-35..+60°C/(-31...+ 140°F)	-35..+60°C/(-31...+ 140°F)	-35..+60°C/(-31...+ 140°F)
Noise emission	< 25dB	< 25dB	< 25dB
Relative Humidity	0~100%	0~100%	0~100%
Altitude	2000m without derating	2000m without derating	2000m without derating
Operating consumption	<5W	<5W	<5W
Topology	Transformerless	Transformerless	Transformerless
Cooling concept	natural cooling	natural cooling	natural cooling
Enclosure	NEMA 4X	NEMA 4X	NEMA 4X
Features			
Display	LCD	LCD	LCD
Interfaces: RS485/ShineLink RF/Wifi/Ethernet/Zigbee/Cellular	yes/yes/opt/ opt/opt/opt	yes/yes/opt/ opt/opt/opt	yes/yes/opt/ opt/opt/opt
Warranty: 5 years/10 years/15 years	yes/yes/opt	yes/yes/opt	yes/yes/opt
Certificates and Approvals			

UL1741,UL1741 SA,UL1998,IEEE1547,FCC part 15(class B),CSA C22.2 No.107.1,UL1699B(type 1)

Anexo 5 Ficha Técnica Aerogenerador



Aerogenerador Bornay 1500

Manual de Usuario

Montaje
Operación
Mantenimiento

ESP

Owner's Manual

Installation
Operation
Maintenance

GB



Nº Serie / Serial #	Voltaje / Voltage

Bornay Aerogeneradores, slú

P.I. Riu, Coo. del Riu, s/n.
03420 Castalla (Alicante) España

Tel. +34/965560025
Fax +34/965560752

bornay@bornay.com
www.bornay.com

Índice

Índice	2
Bienvenidos al mundo del viento	3
Componentes del aerogenerador	5
Datos técnicos	6
Emplazamiento del aerogenerador	8
Montaje	8
La Torre	9
Cableado eléctrico	10
Regulador	15
Montaje del aerogenerador	20
Mantenimiento	25
Preguntas frecuentes	27
Solución de problemas	30
Anexos	33
Declaración de conformidad	35
Garantía	36

Componentes del aerogenerador

Junto a esta documentación, dentro del embalaje original, encontrará el siguiente material, el cual puede estar ensamblado en parte:

- 1 Timón de orientación
- 1 Tubo Cola
- 1 Carcasa protectora
- 1 Alternador
- 1 Buje
- 2 Palas
- 1 Cono frontal
- 1 Juego tornillería
- 1 Pletina fijación torre
- 1 Cuadro control / Regulador.



Bornay 1500 – Rev 6.1 – P 5

ESP

Datos técnicos

Bornay 1500

Especificaciones técnicas

Número de hélices	2
Diámetro	2,86 mts.
Material	Fibra de vidrio / carbono
Dirección de rotación	Anti-horaria

Especificaciones eléctricas

Alternador	Trifásico de imanes permanentes
Imanes	Neodimio
Potencia nominal	1500 W
Voltaje	24, 48, 120 v.
RPM	@ 700
Regulador	24v 80 Amp 48v 40 Amp 120v Conexión a red

Velocidad de viento

Para arranque	3,5 m/s
Para potencia nominal	12 m/s
Para frenado automático	14 m/s
Máxima	60 m/s

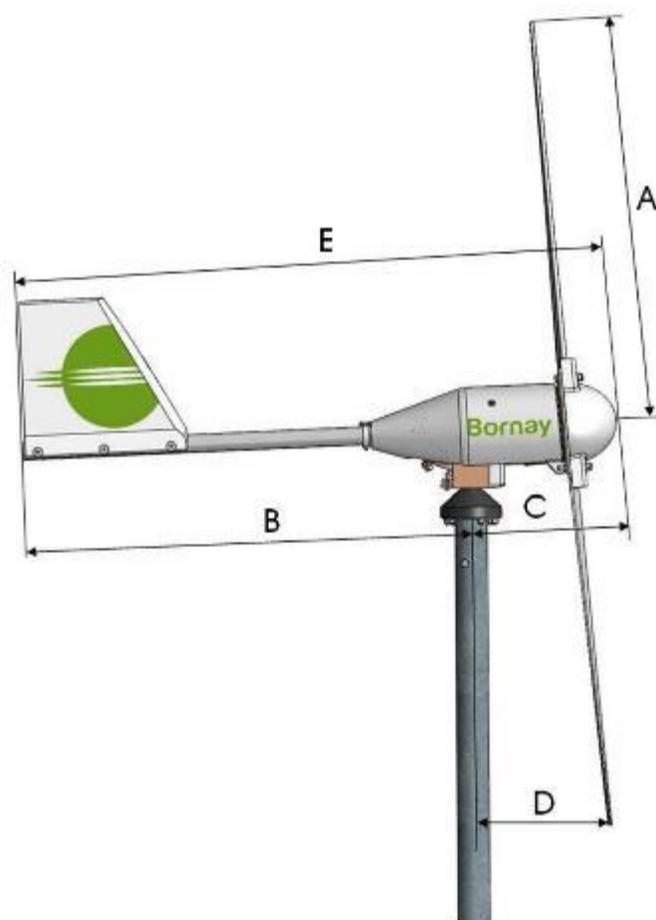
Especificaciones físicas

Peso aerogenerador	41 Kg
Peso regulador	8 Kgr
Embalaje	500 x 770 x 570 mm. – 57 Kg
Dimensiones – peso	1530 x 270 x 70 mm – 6,8 Kg
Total	0,23 m3 – 61,8 Kgr.
Garantía	3 años

Bornay 1500 – Rev 6.1 – P 6

Modelo	A (mm)	B (mm)	C (mm)	D (mm)	E (mm)
Bornay 600	1000	1120	350	360	1470
Bornay 1500	1430	1670	370	470	2040
Bornay 3000	2000	2140	470	645	2610
Bornay 6000	2000	2640	495	645	3135

ESP



Bornay 1500 – Rev 6.1 – P 7

Emplazamiento del aerogenerador

La energía que se puede captar del viento es proporcional al cubo de su velocidad, esto es, cuando la velocidad del viento se duplica, la potencia que se puede producir con un aerogenerador es hasta ocho veces superior.

⚠ ATENCIÓN:

Para más información sobre la influencia de obstáculos vea el Anexo 2.

ESP

Por ello, interesa, instalar el aerogenerador en un lugar donde el viento sople con la mayor velocidad y constancia posibles. La velocidad del viento depende en gran medida del terreno sobre el que se mueve el aire; la vegetación, tipo de terreno, construcciones cercanas, etc., frenan el viento y producen turbulencias.

El lugar idóneo para un aerogenerador, es una zona libre de obstáculos, y lo más alto posible respecto de los obstáculos.

Montaje

Antes de empezar, se deben de tener en cuenta los pasos a seguir para el correcto montaje del aerogenerador y tomar una serie de precauciones importantes.



Las precauciones a seguir deben de ser:

- No planifique la instalación del aerogenerador en días de viento.
- No deje el generador funcionando libremente. Con el aerogenerador funcionando libremente, el sistema de frenado automático por inclinación no funciona, esto podría producir daños irreparables en el aerogenerador.
- Utilice el cableado adecuado.

Bornay 1500 – Rev 6.1 – P 8

La Torre

Es aconsejable colocar el aerogenerador sobre una torre independiente separada de la vivienda para evitar que esta pueda provocar turbulencias, así como cualquier tipo de vibración que pueda ser transmitida a la vivienda.

El anclaje de la torre se realizará según el tipo a instalar, sujeta al suelo firmemente, generalmente con una cimentación de hormigón, totalmente vertical y nivelada, para evitar un mal funcionamiento de su aerogenerador.

⚠ ATENCIÓN:

En todo momento se debe de comprobar que la torre quede totalmente vertical y nivelada.

ESP

En el caso de torres de poca base que precisen tensores, una vez anclada la base y colocada la torre, se le colocarán 3 ó 4 tensores cuyos soportes se anclarán firmemente al suelo, generalmente con una base de hormigón.

La torre debe quedar totalmente inmóvil y consistente.

Los tensores deberán ser cables de acero de 6 a 10 mm. de grosor, y su sujeción a la torre en la parte alta deberá estar por debajo del diámetro de las hélices.

Para una mayor seguridad eléctrica es recomendable la instalación de una placa toma-tierra conectada a la base de la torre y situada a unos metros de la base de la misma.

No es recomendable la instalación de para-rayos cercanos, dentro del área del aerogenerador.



Bornay 1500 – Rev 6.1 – P 9

⚠ ATENCIÓN:

El aerogenerador debe girar libremente 360° sin que llegue a rozar con ningún obstáculo.

⚠ PRECAUCIÓN:

Cualquier objeto que entre en contacto con las hélices en movimiento, puede dañarlas y desequilibrarlas.

ESP



Una vez instalado el aerogenerador sobre la torre, debe de comprobarse que este es capaz de girar libremente y que no existe ningún obstáculo dentro del diámetro de las hélices.

Las hélices ante la presión del viento pueden llegar a tener una torsión de hasta 15 cm, por lo que es necesario que entre las hélices y el punto más cercano exista como mínimo una distancia de 20 cm.

⚠ PRECAUCIÓN:

Cualquier objeto que entre en contacto con las hélices en movimiento, puede dañarlas y desequilibrarlas.

Cableado eléctrico

Previo a la instalación del aerogenerador y una vez instalada la torre, debe de realizarse el cableado eléctrico.

⚠ ATENCIÓN:

No instalar el aerogenerador sin conectar primero las baterías y el regulador.

⚠ PRECAUCIÓN:

No invertir la polaridad.
Utilice el cableado adecuado.

Bornay 1500 – Rev 6.1 – P 10

El primer paso en el conexionado eléctrico, es colocar el banco de baterías adecuado, en su configuración correcta y conexionado conforme a las especificaciones del fabricante, obteniendo como resultado el voltaje y capacidad adecuados para la instalación que vamos a realizar.

Existen diferentes tipologías de baterías, en el caso de instalaciones domésticas híbridas eólico / solares, se recomienda el uso de baterías de plomo ácido abiertas, y en función de las capacidades de carga de la instalación, se precisan de unos requisitos mínimos de instalación para asegurar el correcto funcionamiento y la durabilidad de la instalación.

Las recomendaciones mínimas de instalación así como del cableado entre la batería y el regulador son:

Modelo	Cable Batería	Batería Mínima
Bornay 600 / 12V	16 mm ²	550 Ah C ₁₀₀
Bornay 600 / 24V	16 mm ²	250 Ah C ₁₀₀
Bornay 600 / 48V	10 mm ²	150 Ah C ₁₀₀
Bornay 1500 / 24V	25 mm ²	660 Ah C ₁₀₀
Bornay 1500 / 48V	16 mm ²	350 Ah C ₁₀₀
Bornay 3000 / 24V	35 mm ²	1100 Ah C ₁₀₀
Bornay 3000 / 48V	25 mm ²	600 Ah C ₁₀₀
Bornay 6000 / 48V	50 mm ²	1200 Ah C ₁₀₀

⚠ ATENCIÓN:

Se recomienda el uso de baterías estacionarias de Plomo Ácido abiertas

⚠ PRECAUCIÓN:

El uso de una batería inadecuada puede provocar daños irreparables en su aerogenerador

Con la batería adecuada seleccionada y montada en la instalación, se procederá a instalar el regulador sobre la pared, este se fijará a través de los cuatro orificios situados en la carcasa metálica del mismo, dos superiores y dos inferiores. La fijación a la pared se hará mediante tirafondos y tacos plásticos.

El regulador posee unas resistencias internas de disipación, y la parte superior del regulador puede calentarse en día de viento, una vez las baterías están cargadas.

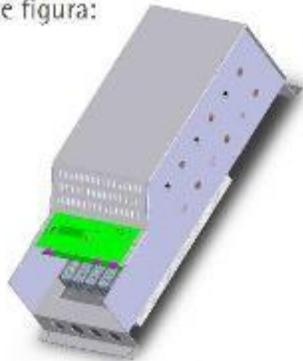
⚠ PRECAUCIÓN:
El regulador dispone de resistencias internas. No cubrir la parte superior. Instalar en un lugar ventilado.

No cubrir la parte superior del regulador, los orificios de la tapa superior deben de estar descubiertos para una correcta ventilación.

ESP



Para la instalación del regulador, levantar la tapa inferior del regulador (sólo la pequeña que forma un ángulo de 90°) quitando los cuatro tornillos que la sujetan. De este modo, el regulador quedará tal y como se muestra en la siguiente figura:

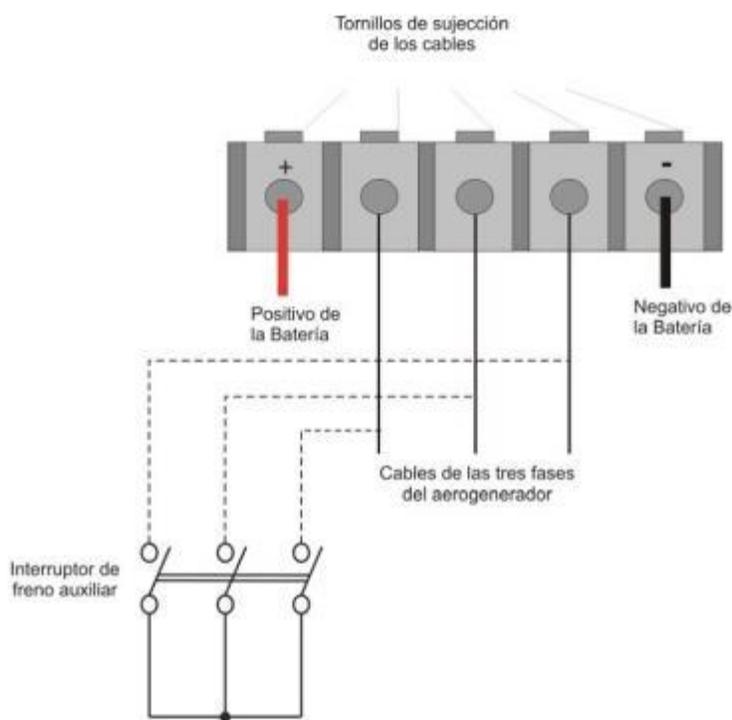


⚠ PRECAUCIÓN:
No invertir la polaridad. Un cambio de polaridad puede dañar el regulador.

Bornay 1500 – Rev 6.1 – P 12

A la hora de conectar el regulador se han de seguir los siguientes pasos:

- Conecte el negativo de la batería al regulador (Asegure la correcta polaridad).
- Conecte el cable del positivo de la batería al regulador (Asegure la correcta polaridad).
- Conecte los cables trifásicos del aerogenerador al regulador. Por tratarse de una conexión trifásica alterna no importa el orden de los cables. Esta conexión se realiza previa al montaje del aerogenerador, de lo contrario el aerogenerador debe de estar frenado.



En el caso de que haya que desconectar el regulador por algún motivo, durante la instalación o durante la vida útil de su instalación, se han de seguir los pasos siguientes:

- Cortocircuite el aerogenerador, juntando los tres cables de bajada dejándolo frenado.

- Compruebe que el aerogenerador está **totalmente frenado** y desconecte los cables del aerogenerador.
- Desconecte el cable del positivo de la batería.
- Desconecte por último el cable negativo.

Una vez instaladas las baterías y conexionado el regulador, pasaremos a cablear entre el regulador y la puntera de la torre donde se instalará el aerogenerador.

Con el fin de minimizar pérdidas eléctricas, la distancia entre el aerogenerador y el cuadro de regulación deberá ser la menor posible, sin superar en ningún caso los cien metros.

Para determinar la sección del cable de bajada que se debe utilizar, en función de las características del aerogenerador y la distancia que le separa de su cuadro de control, véase la siguiente tabla para cable conductor de cobre:

Modelo	Iac x fase (A)	0-20 mts	20-40 mts	40-60 mts	60-80 mts	80-100 mts
Bornay 600 / 12v	17	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²	35 mm ²	50 mm ²
Bornay 600 / 24v	8.8	6 mm ²	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²	35 mm ²
Bornay 600 / 48v	4.5	4 mm ²	6 mm ²	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²
Bornay 1500 / 24v	22	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²	25 mm ²	35 mm ²
Bornay 1500 / 48v	11	6 mm ²	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²	35 mm ²
Bornay 3000 / 24v	42	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²	35 mm ²	50 mm ²
Bornay 3000 / 48v	21	4 mm ²	6 mm ²	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²
Bornay 6000 / 48v	42	6 mm ²	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²	35 mm ²

A continuación se muestra la equivalencia entre las secciones en mm² y AWG y los diámetros correspondientes a esas secciones en mm y en pulgadas.

Sección mm ²	4	6	10	16	25	35	50
Sección AWG	11	9	7	5	3	1	0
Diámetro (mm)	2.26	2.76	3.57	4.51	5.64	6.68	7.98
Diámetro (in)	0.088	0.108	0.141	0.178	0.222	0.263	0.314

Bornay 1500 – Rev 6.1 – P 14

En caso de una instalación mixta, la instalación debe de estar compuesta de los siguientes elementos:



ESP

Regulador

El funcionamiento del regulador es en primer lugar transformar la energía del aerogenerador generada en alterna, en corriente continua apta para la carga de su banco de baterías. En segundo lugar, el regulador controlará el estado de la batería evitando sobrecargas de la misma y controlando el funcionamiento del aerogenerador.

⚠ ATENCIÓN: Con viento fuerte, frenar el aerogenerador accionando intermitentemente el interruptor de freno.	⚠ PRECAUCIÓN: Con fuerte viento, no deje nunca el aerogenerador girando en posición de freno.
--	---

El regulador ha sido especialmente diseñado para funcionar con el aerogenerador. Para ello el regulador está provisto de las siguientes bornes de conexiones:

- 1.- Entrada trifásica del aerogenerador
- 2.- Salida +/- a batería

Bornay 1500 – Rev 6.1 – P 15

Anexo 6 Ficha Técnica Batería

Series EnerSol



Datos y características técnicas

Tipo	Código	Tensión Nominal V	Capacidad	Capacidad	Intensidad	Long. (l) Máx. mm	Anchura (b/w) Máx. mm	Altura (h) Máx. mm	Peso Incl. Ácido aprox. kg	Peso De ácido* aprox. kg	Terminal	Posición De Terminales
			C ₁₀₀ 1.85 V/C 25°C Ah	C ₁₂₀ 1.85 V/C 25°C Ah	De carga I ₁₂₀ 1.85 V/C A							
EnerSol 50	NVCE120050WC0TA	12	52	53	0.44	207	175	190	13.6	3.5	Tipo A	1
EnerSol 65	NVCE120065WC0TA	12	65	66	0.55	246	175	190	17.1	4.6	Tipo A	1
EnerSol 80	NVCE120080WC0TA	12	78	80	0.66	278	175	190	20.4	5.6	Tipo A	1
EnerSol 100	NVCE120100WC0TA	12	97	99	0.82	353	175	190	25.2	6.8	Tipo A	1
EnerSol 130	NVCE120130WC0TA	12	130	132	1.10	348	175	290	35.2	10.0	Tipo A	2
EnerSol 175	NVCE120175WC0TA	12	175	179	1.49	513	223	223	46.5	12.2	Tipo A	2
EnerSol 250	NVCE120250WC0TA	12	250	256	2.13	518	276	242	63.0	18.6	Tipo A	2

*Densidad de ácido dN = 1,28 Kg/l

Terminales de batería

Terminal y par de apriete

No use apriete para el adaptador



8 Nm

Los datos son también válidos para la versión cargada en seco.

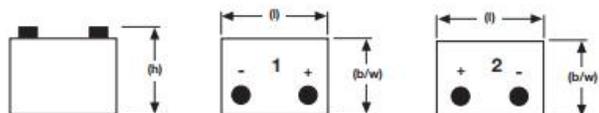
Cambie "W" (Wet) por "D" (Dry) en el código.

P.ej.:

Llenada y cargada NVCE120050 **W** C0TA

Cargada en seco NVCE120050 **D** C0TA

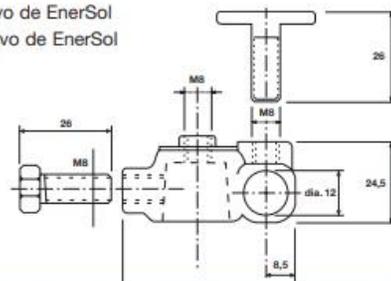
Esquemas, con posición de los terminales



Accesorios

Adaptador positivo de EnerSol

Adaptador negativo de EnerSol





PVsyst - Simulation report

Stand alone system

Project: Aislados 2

Variant: Nueva variante de simulación

Stand alone system with batteries

System power: 2240 Wp

Comunidad Guacamaya - Honduras

PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL

| Author



Project: Aislados 2

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.1.5

VC0, Simulation date:
18/02/21 12:02
with v7.1.5

Project summary

Geographical Site Comunidad Guacamaya Honduras	Situation Latitude 13.94 °N Longitude -87.78 °W Altitude 1065 m Time zone UTC-6	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Comunidad Guacamaya Meteonorm 7.1 (2000-2009), Sat=100% - Síntesis		

System summary

Stand alone system PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 15 / 0 °	Stand alone system with batteries User's needs Daily household consumers Constant over the year Average 9.3 kWh/Day
System information PV Array Nb. of modules 8 units Pnom total 2240 Wp	Battery pack Technology Lead-acid, sealed, AGM Nb. of units 16 units Voltage 48 V Capacity 936 Ah

Results summary

Available Energy 3279 kWh/year	Specific production 1464 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 74.81 %
Used Energy 3168 kWh/year		Solar Fraction SF 93.03 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	4
Detailed User's needs	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8



Project: Aislados 2

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.1.5

VC0, Simulation date:
18/02/21 12:02
with v7.1.5

General parameters

Stand alone system		Stand alone system with batteries	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		No 3D scene defined	
Fixed plane		Models used	
Tilt/Azimuth	15 / 0 °	Transposition	Perez
		Diffuse	Perez, Meteorom
		Circumsolar	separate
Horizon		User's needs	
Average Height	10.6 °	Daily household consumers	
		Constant over the year	
		Average	9.3 kWh/Day

PV Array Characteristics

PV module		Battery	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	ET-P672280WW	Model	S12-290 AGM
(Original PVsyst database)		Technology	Lead-acid, sealed, AGM
Unit Nom. Power	280 Wp	Nb. of units	4 in parallel x 4 in series
Number of PV modules	8 units	Discharging min. SOC	20.0 %
Nominal (STC)	2240 Wp	Stored energy	35.5 kWh
Modules	4 Strings x 2 In series	Battery Pack Characteristics	
At operating cond. (50°C)		Voltage	48 V
Pmpp	1994 Wp	Nominal Capacity	936 Ah (C10)
U mpp	63 V	Temperature	Fixed 20 °C
I mpp	32 A		
Controller		Battery Management control	
Universal controller		Threshold commands as	SOC calculation
Technology	MPPT converter	Charging	SOC = 0.90 / 0.75
Temp coeff.	-5.0 mV/°C/Elem	approx.	52.0 / 49.5 V
Converter		Discharging	SOC = 0.20 / 0.45
Maxi and EURO efficiencies	97.0 / 95.0 %	approx.	46.6 / 48.3 V
Total PV power			
Nominal (STC)	2 kWp		
Total	8 modules		
Module area	15.5 m ²		
Cell area	14.0 m ²		

Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Serie Diode Loss	
Module temperature according to irradiance		Global array res.	33 mΩ	Voltage drop	0.7 V
Uc (const)	20.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.0 % at STC
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s				
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss	
Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %
IAM loss factor					
ASHRAE Param: IAM = 1 - bo(1/cosi - 1)					
bo Param.	0.05				



Project: Aislados 2

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.1.5
 VCO, Simulation date:
 18/02/21 12:02
 with v7.1.5

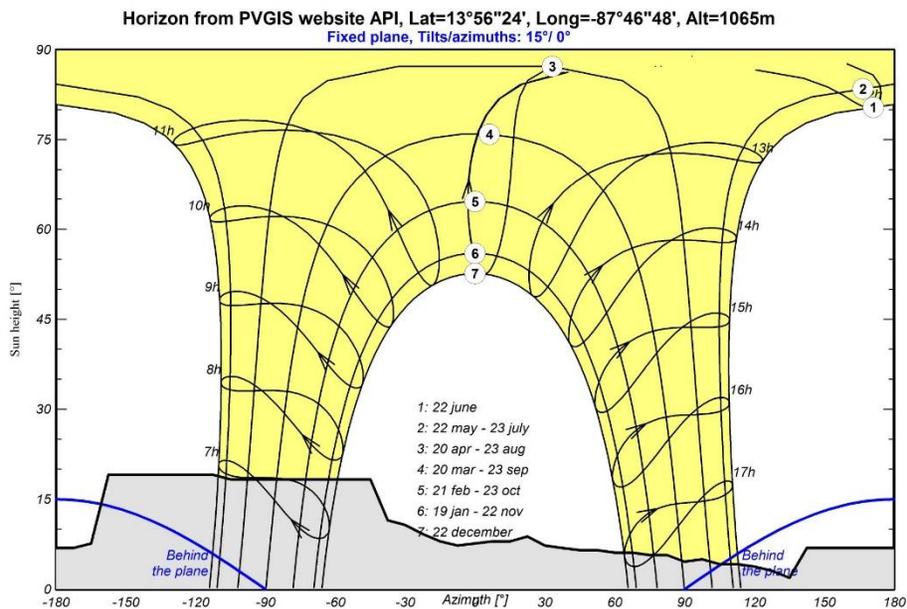
Horizon definition

Average Height	10.6 °	Albedo Factor	0.53
Diffuse Factor	0.95	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-113	-105	-45	-38	-30	-23	-15
Height [°]	6.9	6.9	7.6	19.1	19.1	18.3	18.3	11.5	10.7	9.2	8.0
Azimuth [°]	-8	8	15	23	30	38	45	53	60	68	75
Height [°]	7.3	8.0	8.0	8.8	7.3	6.9	6.5	6.5	6.1	6.1	5.7
Azimuth [°]	83	90	98	105	113	120	128	135	143	180	
Height [°]	5.7	4.6	5.0	4.2	4.2	3.8	3.1	1.9	6.9	6.9	

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)



PVsyst TRIAL



PVsyst V7.1.5
 VCO, Simulation date:
 18/02/21 12:02
 with v7.1.5

Project: Aislados 2

Variant: Nueva variante de simulación

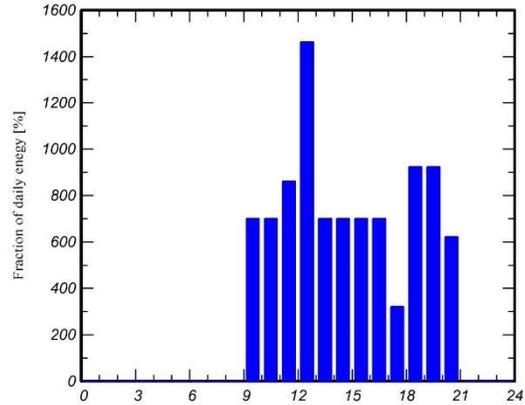
Detailed User's needs

Daily household consumers, Constant over the year, average = 9.3 kWh/day

Annual values

	Number	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day
Lámparas	10	32W/lamp	4.0	1280
TV	2	301W/app	3.5	2107
Refrigerador	2	350W/app	8.0	5600
Equipo de Sonido	2	80W tot	2.0	320
Consumidores en espera			24.0	24
Total daily energy				9331Wh/day

Hourly distribution





Project: Aislados 2

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.1.5

VC0, Simulation date:
18/02/21 12:02
with v7.1.5

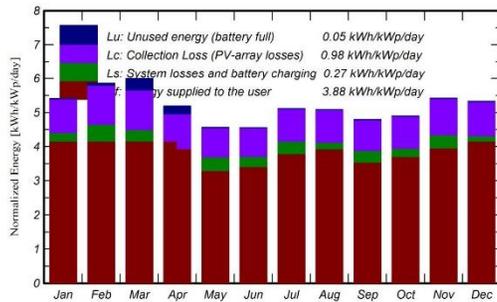
Main results

System Production

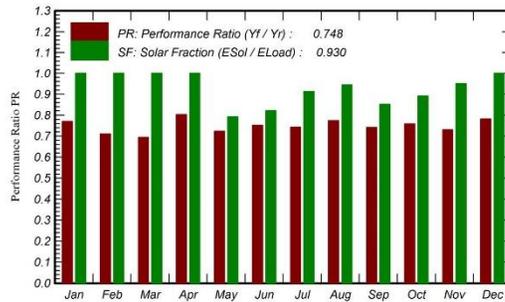
Available Energy 3279 kWh/year
Used Energy 3168 kWh/year
Excess (unused) 41 kWh/year
Loss of Load
Time Fraction 7.9 %
Missing Energy 237 kWh/year

Specific production 1464 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 74.81 %
Solar Fraction SF 93.03 %
Battery aging (State of Wear)
Cycles SOW 96.0 %
Static SOW 90.0 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E_Avail kWh	EUunused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac ratio
January	147.7	158.6	294.2	0.00	0.00	289.3	289.3	1.000
February	150.7	156.1	283.5	3.65	0.00	261.3	261.3	1.000
March	179.1	177.0	322.3	22.73	0.00	289.3	289.3	1.000
April	158.4	147.4	267.6	14.61	0.00	279.9	279.9	1.000
May	150.0	133.1	245.1	0.00	59.88	229.4	289.3	0.793
June	148.2	128.6	237.9	0.03	49.93	230.0	279.9	0.822
July	171.5	150.2	276.0	0.00	25.14	264.1	289.3	0.913
August	163.8	149.5	273.5	0.00	16.08	273.2	289.3	0.944
September	141.8	136.2	249.7	0.02	41.49	238.4	279.9	0.852
October	143.0	143.6	262.3	0.00	31.20	258.1	289.3	0.892
November	142.9	152.5	279.1	0.00	13.65	266.3	279.9	0.951
December	143.5	155.8	287.3	0.00	0.00	289.3	289.3	1.000
Year	1840.5	1788.5	3278.7	41.03	237.38	3168.4	3405.8	0.930

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
E_Avail Available Solar Energy
EUunused Unused energy (battery full)
E_Miss Missing energy
E_User Energy supplied to the user
E_Load Energy need of the user (Load)
SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)

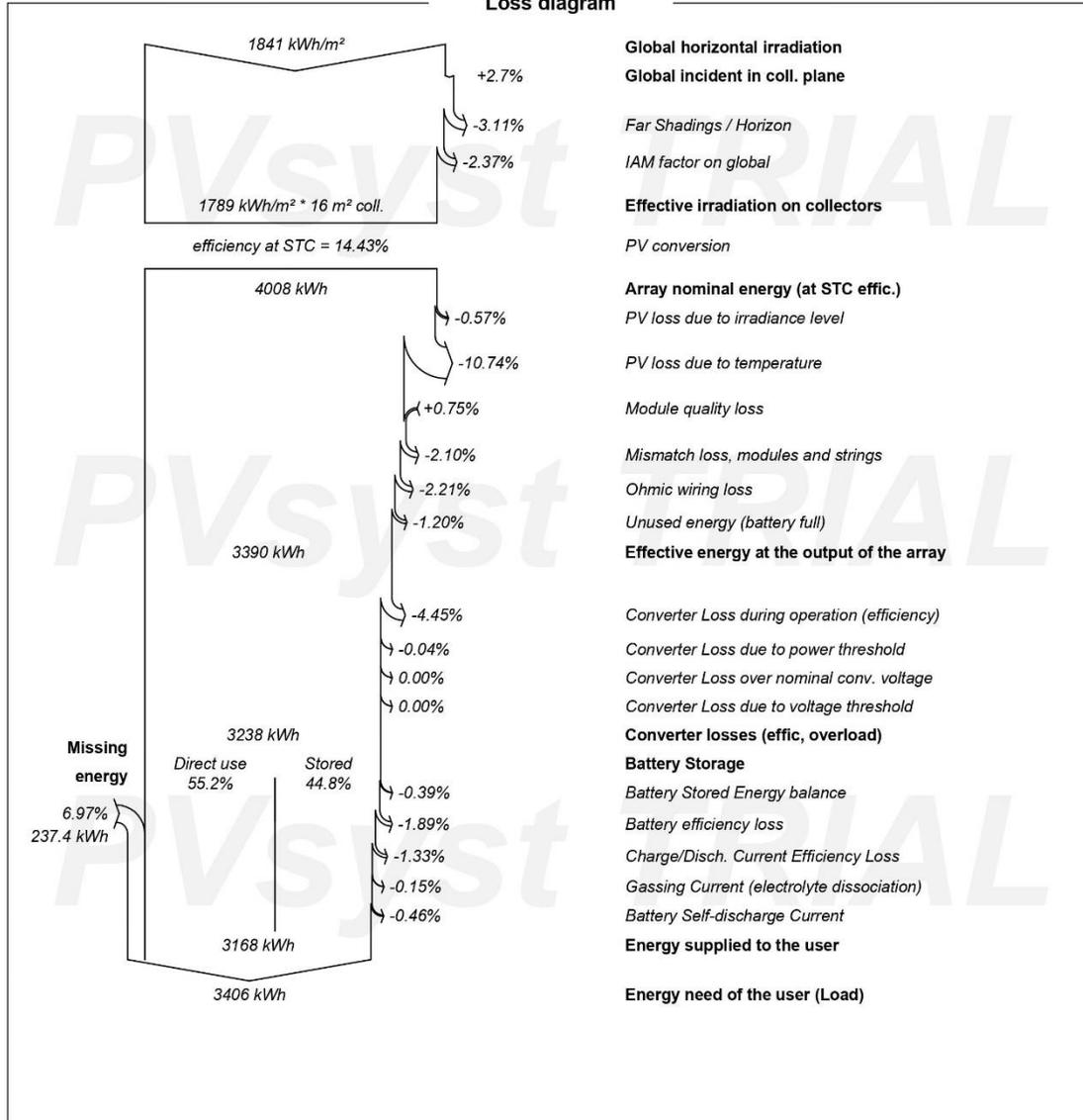


Project: Aislados 2

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.1.5
 VCO, Simulation date:
 18/02/21 12:02
 with v7.1.5

Loss diagram





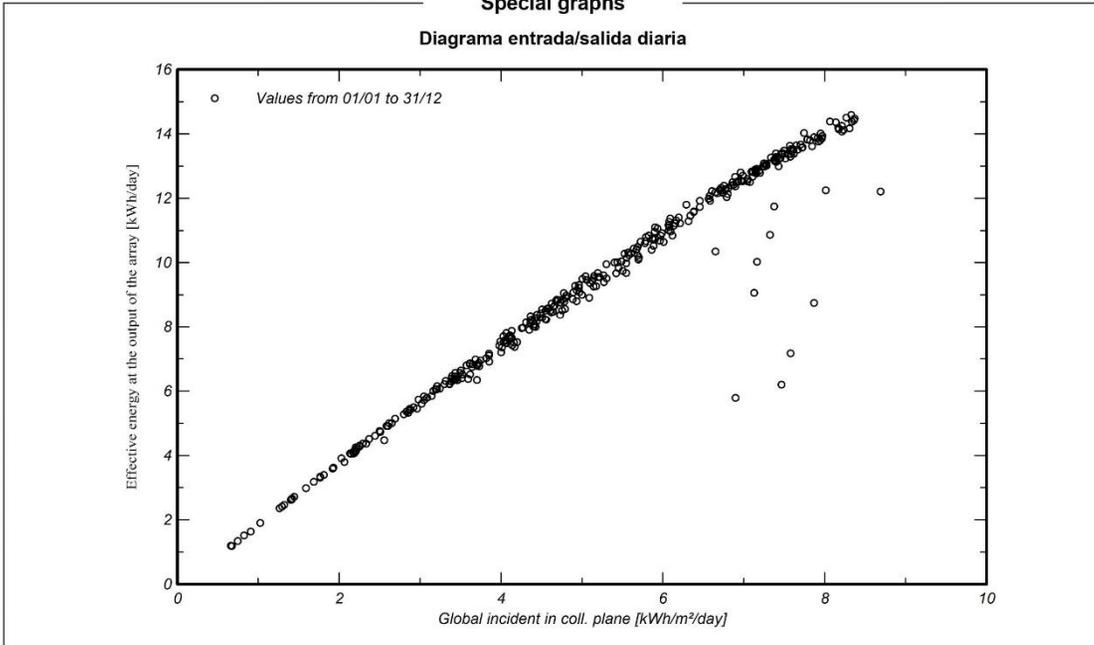
PVsyst V7.1.5
VC0, Simulation date:
18/02/21 12:02
with v7.1.5

Project: Aislados 2

Variant: Nueva variante de simulación

Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL



PVsyst - Simulation report

Stand alone system

Project: Aislados 3

Variant: Nueva variante de simulación

Stand alone system with batteries

System power: 3360 Wp

Comunidad Guacamaya - Honduras

PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL

| Author



Project: Aislados 3

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.1.5

VC0, Simulation date:
18/02/21 12:07
with v7.1.5

Project summary

Geographical Site Comunidad Guacamaya Honduras	Situation Latitude 13.94 °N Longitude -87.78 °W Altitude 1065 m Time zone UTC-6	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Comunidad Guacamaya Meteonorm 7.1 (2000-2009), Sat=100% - Síntesis		

System summary

Stand alone system	Stand alone system with batteries	
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 15 / 0 °	User's needs Daily household consumers Constant over the year Average 14.0 kWh/Day	
System information	PV Array	Battery pack
	Nb. of modules 12 units Pnom total 3360 Wp	Technology Lead-acid, sealed, AGM Nb. of units 16 units Voltage 48 V Capacity 936 Ah

Results summary

Available Energy 4949 kWh/year	Specific production 1473 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 74.28 %
Used Energy 4719 kWh/year		Solar Fraction SF 92.46 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	4
Detailed User's needs	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8



Project: Aislados 3

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.1.5

VC0, Simulation date:
18/02/21 12:07
with v7.1.5

General parameters

Stand alone system		Stand alone system with batteries	
PV Field Orientation		Sheds configuration	Models used
Orientation		No 3D scene defined	Transposition Perez
Fixed plane			Diffuse Perez, Meteorom
Tilt/Azimuth	15 / 0 °		Circumsolar separate
Horizon		User's needs	
Average Height	10.6 °	Daily household consumers	
		Constant over the year	
		Average	14.0 kWh/Day

PV Array Characteristics

PV module		Battery	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	ET-P672280WW	Model	S12-290 AGM
(Original PVsyst database)		Technology	Lead-acid, sealed, AGM
Unit Nom. Power	280 Wp	Nb. of units	4 in parallel x 4 in series
Number of PV modules	12 units	Discharging min. SOC	20.0 %
Nominal (STC)	3360 Wp	Stored energy	35.5 kWh
Modules	3 Strings x 4 In series	Battery Pack Characteristics	
At operating cond. (50°C)		Voltage	48 V
Pmpp	2991 Wp	Nominal Capacity	936 Ah (C10)
U mpp	126 V	Temperature	Fixed 20 °C
I mpp	24 A		
Controller		Battery Management control	
Universal controller		Threshold commands as	SOC calculation
Technology	MPPT converter	Charging	SOC = 0.90 / 0.75
Temp coeff.	-5.0 mV/°C/Elem	approx.	52.2 / 49.5 V
Converter		Discharging	SOC = 0.20 / 0.45
Maxi and EURO efficiencies	97.0 / 95.0 %	approx.	46.6 / 48.3 V
Total PV power			
Nominal (STC)	3 kWp		
Total	12 modules		
Module area	23.3 m ²		
Cell area	21.0 m ²		

Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Serie Diode Loss	
Module temperature according to irradiance		Global array res.	89 mΩ	Voltage drop	0.7 V
Uc (const)	20.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	0.5 % at STC
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s				
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss	
Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %
IAM loss factor					
ASHRAE Param: IAM = 1 - bo(1/cos i - 1)					
bo Param.	0.05				



Project: Aislados 3

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.1.5
 VCO, Simulation date:
 18/02/21 12:07
 with v7.1.5

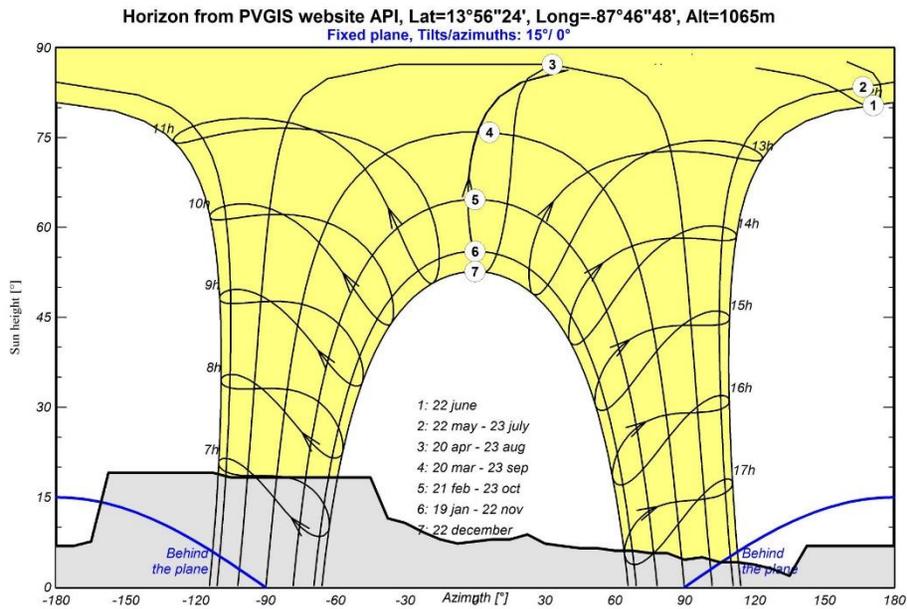
Horizon definition

Average Height	10.6 °	Albedo Factor	0.53
Diffuse Factor	0.95	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-113	-105	-45	-38	-30	-23	-15
Height [°]	6.9	6.9	7.6	19.1	19.1	18.3	18.3	11.5	10.7	9.2	8.0
Azimuth [°]	-8	8	15	23	30	38	45	53	60	68	75
Height [°]	7.3	8.0	8.0	8.8	7.3	6.9	6.5	6.5	6.1	6.1	5.7
Azimuth [°]	83	90	98	105	113	120	128	135	143	180	
Height [°]	5.7	4.6	5.0	4.2	4.2	3.8	3.1	1.9	6.9	6.9	

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)



PVsyst TRIAL



Project: Aislados 3

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.1.5
 VCO, Simulation date:
 18/02/21 12:07
 with v7.1.5

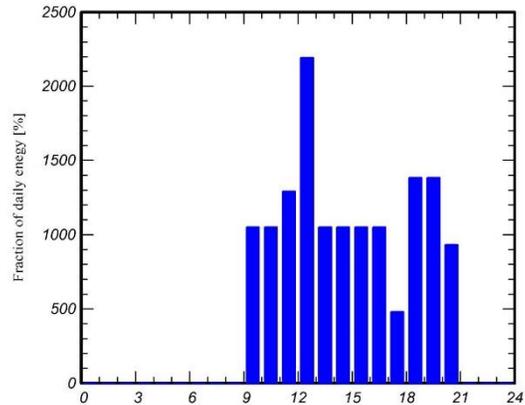
Detailed User's needs

Daily household consumers, Constant over the year, average = 14.0 kWh/day

Annual values

	Number	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day
Lámparas	15	32W/lamp	4.0	1920
TV	3	301W/app	3.5	3161
Refrigerador	3	350W/app	8.0	8400
Equipo de Sonido	3	80W tot	2.0	480
Consumidores en espera			24.0	24
Total daily energy				13985Wh/day

Hourly distribution





Project: Aislados 3

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.1.5

VC0, Simulation date:
18/02/21 12:07
with v7.1.5

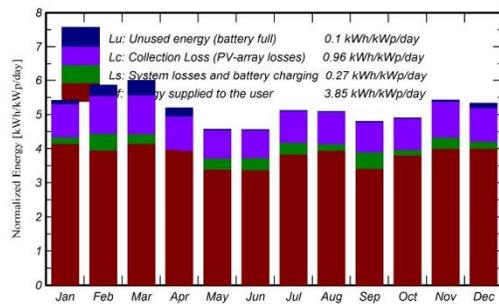
Main results

System Production

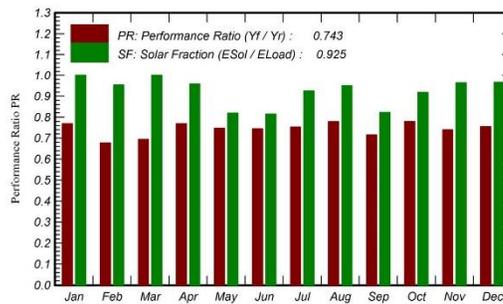
Available Energy 4949 kWh/year
Used Energy 4719 kWh/year
Excess (unused) 120 kWh/year
Loss of Load
Time Fraction 8.8 %
Missing Energy 385 kWh/year

Specific production 1473 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 74.28 %
Solar Fraction SF 92.46 %
Battery aging (State of Wear)
Cycles SOW 93.9 %
Static SOW 90.0 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E_Avail kWh	EUunused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac ratio
January	147.7	158.6	444.2	9.44	0.00	433.5	433.5	1.000
February	150.7	156.1	428.8	27.88	18.29	373.3	391.6	0.953
March	179.1	177.0	486.6	43.21	0.00	433.5	433.5	1.000
April	158.4	147.4	403.7	23.33	17.38	402.2	419.5	0.959
May	150.0	133.1	369.7	0.00	78.44	355.1	433.5	0.819
June	148.2	128.6	359.0	0.04	77.90	341.6	419.5	0.814
July	171.5	150.2	416.4	0.00	32.47	401.0	433.5	0.925
August	163.8	149.5	412.6	0.00	21.60	411.9	433.5	0.950
September	141.8	136.2	376.6	0.02	74.18	345.4	419.5	0.823
October	143.0	143.6	395.7	0.00	35.30	398.2	433.5	0.919
November	142.9	152.5	421.2	2.69	15.01	404.5	419.5	0.964
December	143.5	155.8	433.9	12.89	14.46	419.1	433.5	0.967
Year	1840.5	1788.5	4948.5	119.50	385.03	4719.3	5104.3	0.925

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
E_Avail Available Solar Energy
EUunused Unused energy (battery full)
E_Miss Missing energy
E_User Energy supplied to the user
E_Load Energy need of the user (Load)
SolFrac Solar fraction (EUused / ELoad)

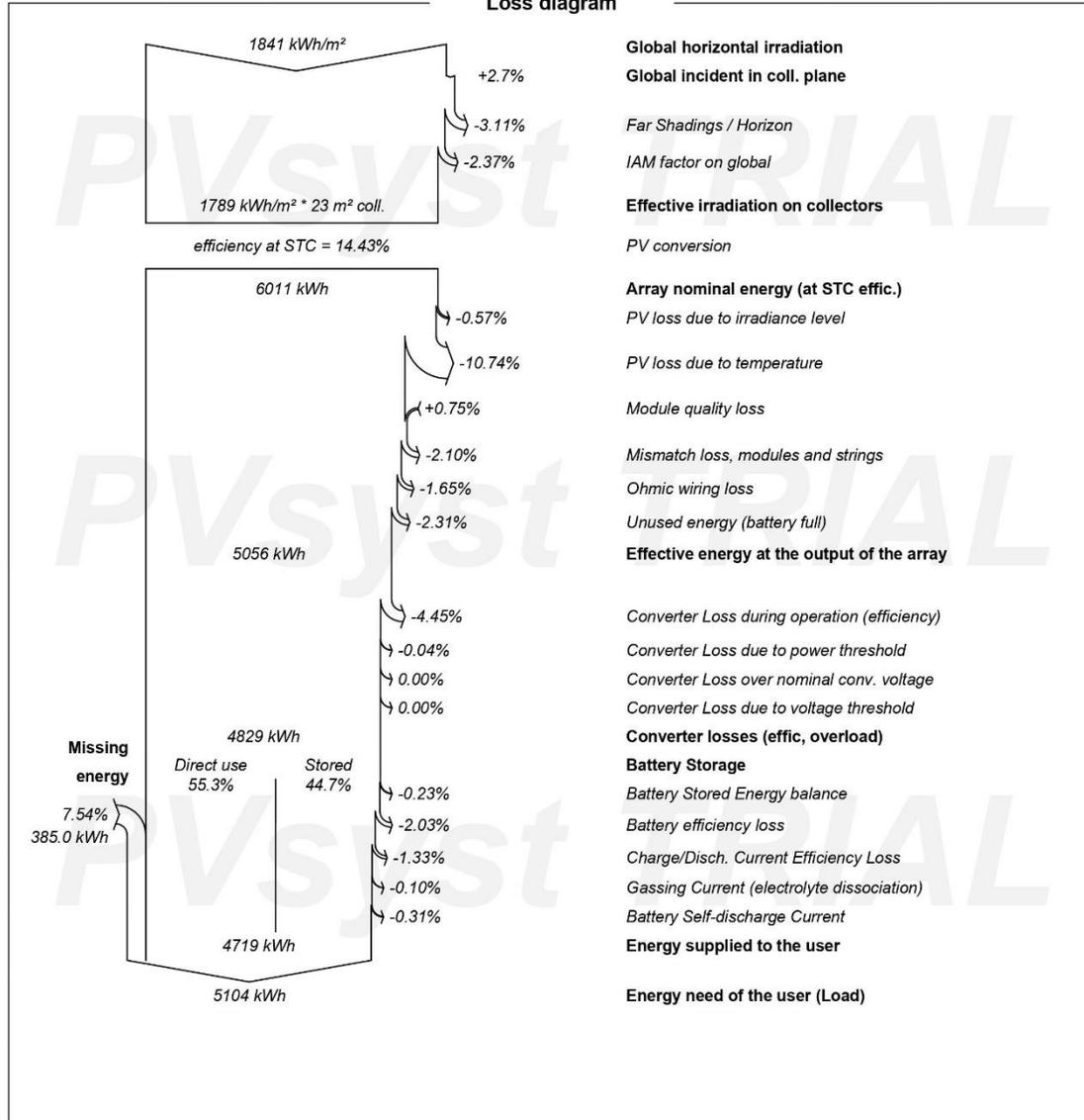


Project: Aislados 3

Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.1.5
 VCO, Simulation date:
 18/02/21 12:07
 with v7.1.5

Loss diagram





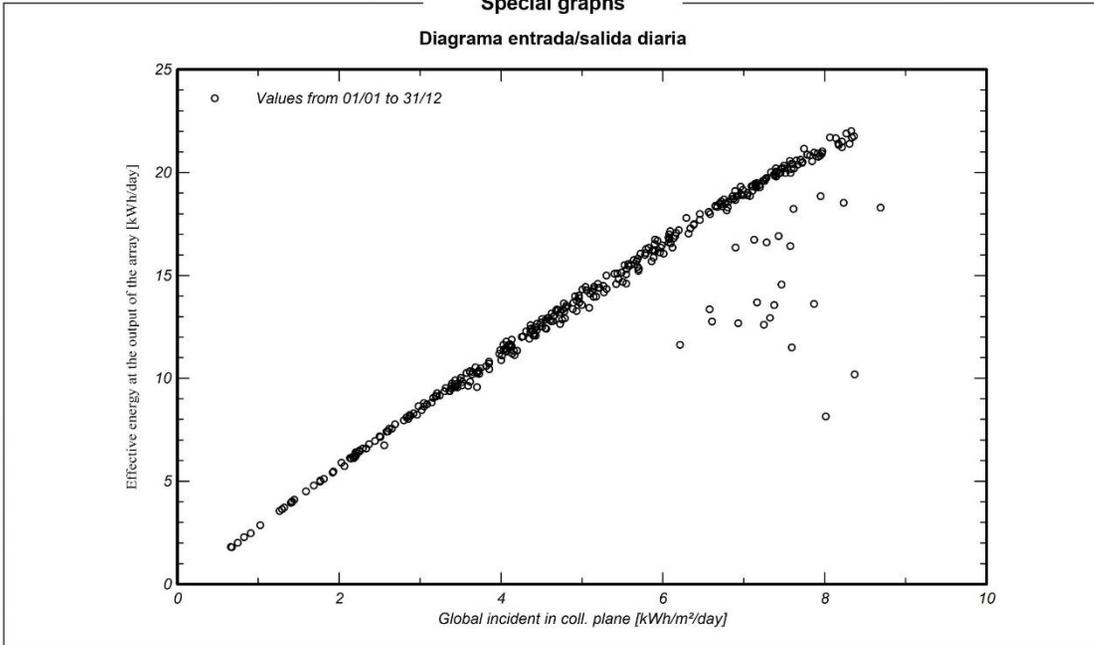
PVsyst V7.1.5
VC0, Simulation date:
18/02/21 12:07
with v7.1.5

Project: Aislados 3

Variant: Nueva variante de simulación

Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



PVsyst TRIAL

PVsyst TRIAL

Anexo 9 Informe Simulación Calculation Solar Tipo A

Cálculo instalación solar fotovoltaica aislada

Se realiza un informe de una instalación solar fotovoltaica aislada de la red a partir de los datos de entrada introducidos considerando los consumos estimados según las necesidades y el uso de los mismos y la radiación solar en función a la ubicación, orientación e inclinación de la instalación.

DATOS DE UBICACION Y ORIENTACIÓN

La instalación esta situada :

En las coordenadas :13.94°N, -87.78°W

El campo fotovoltaico estará dispuesto con las siguientes características:

- Inclinación :15 °
- Desorientación respecto al Sur :0 °

Usara un sistema de corriente alterna con un voltaje de 110 V

El sistema dispone de generador auxiliar

CONSUMOS.

Se calcula el consumo a partir del uso de los electrodomésticos y la iluminación por día. A continuación se muestra las tablas de elementos existentes y sus consumos:

Consumo electrodomesticos (día)			
Aparato	Horas	Energía	Total
Televisor	3.5	602 W	2107 Wh
Frigorifico	8	700 W	5600 Wh
Equipo de Sonido	2	160 W	320 Wh
TOTAL			8027 Wh/d

Consumo por Iluminación (día)				
Tipo	Nº	Horas	Energía	Total
Lámpara fluorescente	10	4	32 W	1280 Wh
TOTAL				1280 Wh/d

TOTAL ENERGIA TEORICA DIARIA 9307 WH/DIA

Para el calculo del rendimiento (Performance Ratio) se han utilizado los siguientes parametros:

Coeficiente perdidas en batería	5 %
Coeficiente autodescarga batería	0.5 %
Profundidad de descarga batería	60 %
Coeficiente perdidas conversión DC/AC	4 %
Coeficiente perdidas cableado	5 %
Autonomía del sistema	2 d
Rendimiento General	84.57 %

Lo que nos proporciona los siguientes resultados de energía.

TOTAL ENERGIA REAL DIARIA (WH/DIA): 11005.08

Se trata de una (vivienda de Uso habitual con los siguientes consumos distribuidos por meses a lo largo del año.

	Ene	Feb	Mar	Abl	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
% mes	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Consumos (W)	11005	11005	11005	11005	11005	11005	11005	11005	11005	11005	11005	11005

HORAS SOL PICO

Para el calculo de las hora son pico, se ha utilizado la base de datos NREL-NASA, contemplando la inclinación y orientación elegidas, así como los datos de localización del lugar.

La declinación solar se ha calculado con la siguiente formula:

$$[1] \delta = 23,45 \cdot \sin \left(360 \cdot \frac{284 + \delta_n}{365} \right)$$

δ : declinación (grados)
 δ_n : día del año (1...365, tomado 1 para el día de enero)

Se ha elegido un día de cada mes, que viene a coincidir con un día a mediados de mes.

Para el calculo de la elevación solar se han tomado los valores:

- $(90^\circ - \varphi - \delta)$ en el solsticio de invierno
 - $(90^\circ - \varphi + \delta)$ en el solsticio de verano
- siendo φ la latitud del lugar y δ la declinación.

Para determinar la inclinación optima se han utilizado las siguientes premisas:

- $\beta = \varphi - \delta$ en el solsticio de verano
 - $\beta = \varphi + \delta$ en el solsticio de invierno
- pasando por el valor $\beta = \varphi$ en los equinoccios
 siendo φ la latitud del lugar y δ la declinación.

Para la estimación del parametro rad_glo_op , se ha usado la siguiente fórmula:

$$G_a(\beta_{opt}) = \frac{G_a(0)}{1 - 4,46 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{opt} - 1,19 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{opt}^2}$$

$G_a(\beta_{opt})$: valor medio anual de la irradiación global sobre superficie con inclinación óptima ($kW \cdot h/m^2$)
 $G_a(0^\circ)$: media anual de la irradiación global horizontal ($kW \cdot h/m^2$)
 β_{opt} : inclinación óptima de la superficie ($^\circ$)

Para la obtención del factor de irradiancia (FI) se han utilizado las siguientes expresiones:

$$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

FI: Factor de radiación (sin unidades)
 β : Inclinación real de la superficie ($^\circ$)
 β_{opt} : inclinación óptima de la superficie ($^\circ$)
 α : acimut de la superficie ($^\circ$)

Finalmente las horas sol pico (HSP) es el resultado de multiplicar la radiación global óptima ($G_a(\beta_{opt})$) por el factor de irradiación (FI).

	Ene	Feb	Mar	Abi	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Días mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Declinación	-21.27°	-13.62°	-2.02°	9.78°	19.26°	23.39°	21.18°	13.12°	1.81°	-10.33°	-19.6°	-23.4°
N° día/año	15	45	76	106	137	168	198	229	259	290	321	351
Elevación solar	54.79°	62.44°	74.04°	85.84°	95.32°	99.45°	97.24°	89.18°	77.87°	65.73°	56.46°	52.66°
Inclinación optima	35.21°	27.56°	15.96°	4.16°	5.32°	9.45°	7.24°	0.82°	12.13°	24.27°	33.54°	37.34°
rad_glo_hor	4.39	5.26	5.97	6.14	5.6	5.48	5.56	5.65	5.24	4.64	4.31	4.13
rad_glo_op	5.25	5.86	6.2	6.16	5.63	5.56	5.61	5.65	5.36	5.05	5.06	5.05
FI	0.95	0.98	1	0.99	0.99	1	0.99	0.98	1	0.99	0.96	0.94
HSP/día	4.98	5.74	6.2	6.1	5.58	5.56	5.56	5.54	5.36	5	4.86	4.75
HSP/mes	154.38	160.72	192.2	183	172.98	166.8	172.36	171.74	160.8	155	145.8	147.25
Temp día max	24.74°	26.63°	28.41°	29.62°	28.4°	27.19°	27.22°	27.45°	27.03°	25.86°	24.94°	24.48°
Consu/HSP día	2209.86	1917.26	1775.01	1804.11	1972.24	1979.33	1979.33	1986.48	2053.19	2201.02	2264.42	2316.86

CALCULOS DE MODULOS

Para el calculo del campo fotovoltaico se ha tenido en cuenta la inclinación y orientación elegidas, las HSP, el ratio de aprovechamiento del regulador de carga y las temperaturas medias mensuales diurnas del lugar elegido. Dando los siguientes valores:

- * El mes más desfavorable según consumos: Diciembre
- * Inclinación optima anual: 13.32°
- * Inclinación optima anual por consumos: 17.75°
- * Inclinación elegida: 15°
- * Azimut módulos : 0°
- * Temperatura media mensual máxima diaria (3 meses): 24.72°
- * Horas Sol Pico en meses más desfavorables: 4.75 HSP
- * Energía Real Diaria desde módulos: 11005.08 Wh/d
- * Ratio de aprovechamiento regulador: 1
- * Potencia pico módulos calculada: 2341 Wp

La elección del módulo, tiene en cuenta los distintos parametros electricos, que determinan el rendimiento, las unidades necesarias y su acoplamiento con el regulador y bateria. A continuación se observan los detalles del modulo y los calculos elegidos.

ET- SOLAR P660250WW POLICRISTALINO			
Voltaje a circuito abierto (voc):	37.47 V	Voltaje a potencia máxima (vmp):	30.34 V
Corriente de cortocircuito (isc):	8.76 A	Corriente a potencia máxima (imp):	8.24 A
Potencia máxima:	250 W	Coefficiente de temperatura de Pmax:	-0.44 %/°C
Potencia real a Temperatura media max :	250.1232 Wp	N° de módulos serie:	2
Potencia pico módulos total :	2000 Wp	N° de series paralelo:	4
Optimización instalación/necesidades mes mas desfavorable :	0.85	Total modulos :	8
El grado de optimización elección equipo/necesidades reales es de			85 %

CALCULOS REGULADORES

Para la elección del regulador se tienen en cuenta los valores de tensión del sistema, los parámetros de los módulos fotovoltaicos, lo que nos aporta un determinado grado de optimización. Ver a continuación:

- * Tensión sistema: 48 V
- * Tensión módulos Circuito abierto: 37.47 V
- * Tensión módulos máxima potencia : 30.34 V
- * Corriente de cortocircuito módulo: 8.76 A
- * Corriente a potencia máxima módulo: 8.24 A
- * N° de módulos serie instalar: 2
- * N° de módulos paralelo instalar: 4
- * Total módulos instalar: 8
- * Intensidad módulo a tensión sistema (abierto): 8.76 A
- * Intensidad módulo a tensión sistema (cerrado) : 8.24 A
- * Intensidad total sistema (abierto) : 35 A

La elección del regulador ha sido la siguiente:

VICTRON MPPT 15070 15085 MPPT			
Tensión:	12-24-48 V	Voltaje máximo:	150 V
Potencia nominal:	8850 Wp	Consumo propio:	3 mA
Capacidad de carga:	85 A	Ratio aprovechamiento :	0.99
El grado de optimización elección equipo/necesidades reales es de		243 % N° Reguladores :	1

CALCULOS BATERIAS

Para el cálculo de la batería, se ha tenido en cuenta, la energía necesaria, la tensión del sistema, así como la profundidad de descarga y la autonomía de dicho sistema en días.

- * Tensión nominal de baterías: 48 V
- * Profundidad de descarga de baterías: 60 %
- * Autonomía del sistema: 2 días
- * Energía Real Diaria: 11005 Wh/día
- * Capacidad útil baterías calculada: 459 Ah
- * Capacidad real baterías calculada: 764 Ah

De lo que se desprende, que, adaptándonos al fabricante, utilizaremos una batería con 4 vasos en serie de 4 series en paralelo de 0 Ah en C40 , por serie, dando un total de 0 Ah en C40 y 48 V. Con esta acumulación se tendría la capacidad de almacenamiento de 2 días, con los consumos teóricos.

ENERSOL 250 FLAT PLATE				
Capacidades de carga en función a sus horas de descarga:				
C 10: 0 Ah	C 20: 0 Ah	C 40: 0 Ah	C 100: 0 Ah	C 120: 256 Ah
Tensión:		12 V	Nº de elementos serie :	4
Capacidad nominal acumulador :		0 Ah	Nº de series paralelo :	4
Tensión nominal acumulador :		48 V	Total elementos :	16
El grado de optimización elección equipo/necesidades reales es de				0 %

INVERSOR-CARGADOR

Para el dimensionado del inversor-cargador se han utilizado los siguientes datos:

- * Tensión sistema DC: 48 V
- * Tensión salida AC: 110 V
- * Potencia máxima: 1782 W
- * Coeficiente Simultaneidad: 0.7
- * Potencia mínima necesaria: 1247 W
- * Factor de seguridad: 0.8
- * Potencia de calculo : 1559 W

La elección del inversor-cargador ha sido la siguiente:

VICTRON QUATTRO 48/10000/140-100/100			
Tensión:	48 V	Potencia nominal:	10000 W
Potencia continua:	9000 W	Potencia instantanea:	20000 W
Consumo en vacío :	35 W	Eficiencia :	96 %
Ratio aprovechamiento :	17 %	Nº inversores :	1
El grado de optimización elección equipo/necesidades reales es de			577 %

RESUMEN

Resumen de los elementos resultantes del calculo

Unidades	Elementos
8	Modulo tipo -ET- SOLAR P660250WW POLICRISTALINO
1	Regulador tipo - VICTRON MPPT 15070 15085 MPPT
16	Bateria tipo - ENERSOL 250 FLAT PLATE
1	Inversor tipo -VICTRON QUATTRO 48/10000/140-100/100

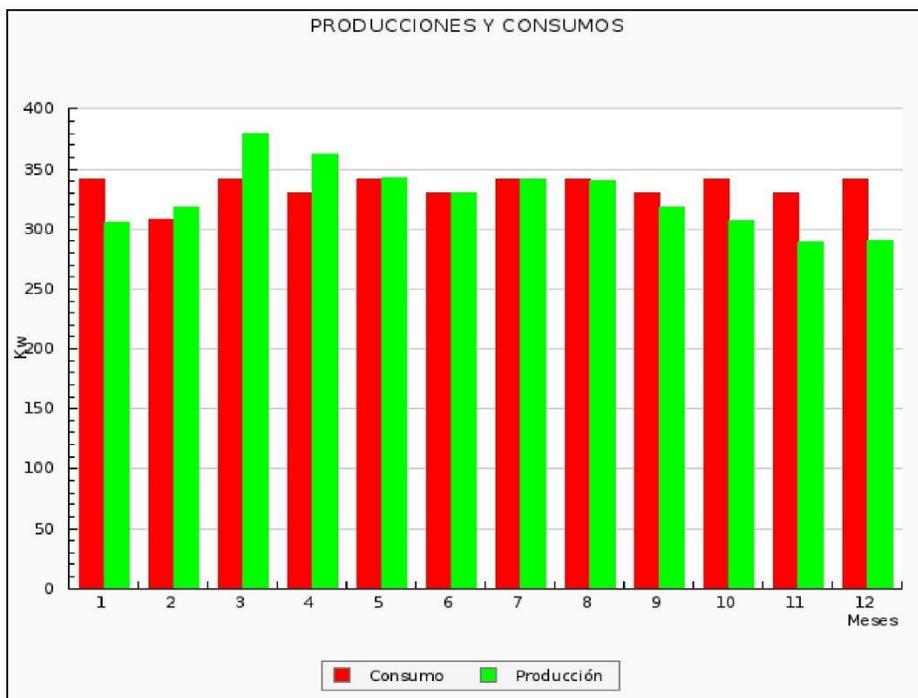
Con los elementos de consumos seleccionados y los componentes de las instalación calculados, obtenemos la siguiente comparativa de consumos y producción estimados a lo largo del año

	Ene	Feb	Mar	Abi	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Consumo	341	308	341	330	341	330	341	341	330	341	330	341
Producción	306	318	380	362	342	330	341	340	318	307	289	291

Consumo total al año: 4015 Kw

Producción total al año: 3924 Kw

Total kg/año CO2 evitados: 2127



Anexo 10 Informe Simulación Calculation Solar Tipo B

Cálculo instalación solar fotovoltaica aislada

Se realiza un informe de una instalación solar fotovoltaica aislada de la red a partir de los datos de entrada introducidos considerando los consumos estimados según las necesidades y el uso de los mismos y la radiación solar en función a la ubicación, orientación e inclinación de la instalación.

DATOS DE UBICACION Y ORIENTACIÓN

La instalación esta situada :

En las coordenadas :13.94° , -87.78°

El campo fotovoltaico estará dispuesto con las siguientes características:

- Inclinación :15 °
- Desorientación respecto al Sur :0 °

Usara un sistema de corriente alterna con un voltaje de 110 V

El sistema dispone de generador auxiliar

CONSUMOS.

Se calcula el consumo a partir del uso de los electrodomésticos y la iluminación por día. A continuación se muestra las tablas de elementos existentes y sus consumos:

Consumo electrodomesticos (día)			
Aparato	Horas	Energía	Total
Televisor	3.5	903 W	3160.5 Wh
Frigorifico	8	1050 W	8400 Wh
Equipo de Sonido	2	240 W	480 Wh
TOTAL			12040.5 Wh/d

Consumo por Iluminación (día)				
Tipo	Nº	Horas	Energía	Total
Lámpara fluorescente	15	4	32 W	1920 Wh
TOTAL				1920 Wh/d

TOTAL ENERGIA TEORICA DIARIA 13960.5 WH/DIA

Para el calculo del rendimiento (Performance Ratio) se han utilizado los siguientes parametros:

Coeficiente perdidas en batería	5 %
Coeficiente autodescarga batería	0.5 %
Profundidad de descarga batería	60 %
Coeficiente perdidas conversión DC/AC	4 %
Coeficiente perdidas cableado	5 %
Autonomía del sistema	2 d
Rendimiento General	84.57 %

Lo que nos proporciona los siguientes resultados de energía.

TOTAL ENERGIA REAL DIARIA (WH/DIA): 16507.63

Se trata de una (vivienda de Uso habitual con los siguientes consumos distribuidos por meses a lo largo del año.

	Ene	Feb	Mar	Abl	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
% mes	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Consumos (W)	16508	16508	16508	16508	16508	16508	16508	16508	16508	16508	16508	16508

HORAS SOL PICO

Para el calculo de las hora son pico, se ha utilizado la base de datos NREL-NASA, contemplando la inclinación y orientación elegidas, así como los datos de localización del lugar.

La declinación solar se ha calculado con la siguiente formula:

$$[1] \delta = 23,45 \cdot \sin \left(360 \cdot \frac{284 + \delta_n}{365} \right)$$

δ : declinación (grados)
 δ_n : día del año (1...365, tomado 1 para el día de enero)

Se ha elegido un día de cada mes, que viene a coincidir con un día a mediados de mes.

Para el calculo de la elevación solar se han tomado los valores:

- $(90^\circ - \varphi - \delta)$ en el solsticio de invierno
 - $(90^\circ - \varphi + \delta)$ en el solsticio de verano
- siendo φ la latitud del lugar y δ la declinación.

Para determinar la inclinación optima se han utilizado las siguientes premisas:

- $\beta = \varphi - \delta$ en el solsticio de verano
 - $\beta = \varphi + \delta$ en el solsticio de invierno
- pasando por el valor $\beta = \varphi$ en los equinoccios
 siendo φ la latitud del lugar y δ la declinación.

Para la estimación del parametro rad_glo_op , se ha usado la siguiente fórmula:

$$G_a(\beta_{opt}) = \frac{G_a(0)}{1 - 4,46 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{opt} - 1,19 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{opt}^2}$$

$G_a(\beta_{opt})$: valor medio anual de la irradiación global sobre superficie con inclinación óptima ($kW \cdot h/m^2$)
 $G_a(0^\circ)$: media anual de la irradiación global horizontal ($kW \cdot h/m^2$)
 β_{opt} : inclinación óptima de la superficie ($^\circ$)

Para la obtención del factor de irradiancia (FI) se han utilizado las siguientes expresiones:

$$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

FI: Factor de radiación (sin unidades)
 β : Inclinación real de la superficie ($^\circ$)
 β_{opt} : inclinación óptima de la superficie ($^\circ$)
 α : acimut de la superficie ($^\circ$)

Finalmente las horas sol pico (HSP) es el resultado de multiplicar la radiación global óptima ($G_a(\beta_{opt})$) por el factor de irradiación (FI).

	Ene	Feb	Mar	Abi	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Días mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Declinación	-21.27°	-13.62°	-2.02°	9.78°	19.26°	23.39°	21.18°	13.12°	1.81°	-10.33°	-19.6°	-23.4°
Nº día/año	15	45	76	106	137	168	198	229	259	290	321	351
Elevación solar	54.79°	62.44°	74.04°	85.84°	95.32°	99.45°	97.24°	89.18°	77.87°	65.73°	56.46°	52.66°
Inclinación optima	35.21°	27.56°	15.96°	4.16°	5.32°	9.45°	7.24°	0.82°	12.13°	24.27°	33.54°	37.34°
rad_glo_hor	4.39	5.26	5.97	6.14	5.6	5.48	5.56	5.65	5.24	4.64	4.31	4.13
rad_glo_op	5.25	5.86	6.2	6.16	5.63	5.56	5.61	5.65	5.36	5.05	5.06	5.05
FI	0.95	0.98	1	0.99	0.99	1	0.99	0.98	1	0.99	0.96	0.94
HSP/día	4.98	5.74	6.2	6.1	5.58	5.56	5.56	5.54	5.36	5	4.86	4.75
HSP/mes	154.38	160.72	192.2	183	172.98	166.8	172.36	171.74	160.8	155	145.8	147.25
Temp día max	24.74°	26.63°	28.41°	29.62°	28.4°	27.19°	27.22°	27.45°	27.03°	25.86°	24.94°	24.48°
Consu/HSP día	3314.79	2875.89	2662.52	2706.17	2958.36	2969	2969	2979.72	3079.78	3301.53	3396.63	3475.29

CALCULOS DE MODULOS

Para el calculo del campo fotovoltaico se ha tenido en cuenta la inclinación y orientación elegidas, las HSP, el ratio de aprovechamiento del regulador de carga y las temperaturas medias mensuales diurnas del lugar elegido. Dando los siguientes valores:

- * El mes más desfavorable según consumos: Diciembre
- * Inclinación optima anual: 13.32°
- * Inclinación optima anual por consumos: 17.75°
- * Inclinación elegida: 15°
- * Azimut módulos : 0°
- * Temperatura media mensual máxima diaria (3 meses): 24.72°
- * Horas Sol Pico en meses más desfavorables: 4.75 HSP
- * Energía Real Diaria desde módulos: 16507.63 Wh/d
- * Ratio de aprovechamiento regulador: 1
- * Potencia pico módulos calculada: 3511 Wp

La elección del módulo, tiene en cuenta los distintos parametros electricos, que determinan el rendimiento, las unidades necesarias y su acoplamiento con el regulador y bateria. A continuación se observan los detalles del modulo y los calculos elegidos.

ET- SOLAR M660260WW MONOCRISTALINO			
Voltaje a circuito abierto (voc):	37.86 V	Voltaje a potencia máxima (vmp):	31.14 V
Corriente de cortocircuito (isc):	8.96 A	Corriente a potencia máxima (imp):	8.35 A
Potencia máxima:	260 W	Coefficiente de temperatura de Pmax:	-0.44 %/°C
Potencia real a Temperatura media max :	260.1232 Wp	Nº de módulos serie:	3
Potencia pico módulos total :	2340 Wp	Nº de series paralelo:	3
Optimización instalación/necesidades mes mas desfavorable :	0.67	Total modulos :	9
El grado de optimización elección equipo/necesidades reales es de			67 %

CALCULOS REGULADORES

Para la elección del regulador se tienen en cuenta los valores de tensión del sistema, los parámetros de los módulos fotovoltaicos, lo que nos aporta un determinado grado de optimización. Ver a continuación:

- * Tensión sistema: 48 V
- * Tensión módulos Circuito abierto: 37.86 V
- * Tensión módulos máxima potencia : 31.14 V
- * Corriente de cortocircuito módulo: 8.96 A
- * Corriente a potencia máxima módulo: 8.35 A
- * N° de módulos serie instalar: 3
- * N° de módulos paralelo instalar: 3
- * Total módulos instalar: 9
- * Intensidad módulo a tensión sistema (abierto): 8.96 A
- * Intensidad módulo a tensión sistema (cerrado) : 8.35 A
- * Intensidad total sistema (abierto) : 27 A

La elección del regulador ha sido la siguiente:

VICTRON MPPT 15070 MPPT			
Tensión:	12-24-48 V	Voltaje máximo:	145 V
Potencia nominal:	4000 Wp	Consumo propio:	0.75 mA
Capacidad de carga:	70 A	Ratio aprovechamiento :	0.99
El grado de optimización elección equipo/necesidades reales es de		172 % N° Reguladores :	1

CALCULOS BATERIAS

Para el cálculo de la batería, se ha tenido en cuenta, la energía necesaria, la tensión del sistema, así como la profundidad de descarga y la autonomía de dicho sistema en días.

- * Tensión nominal de baterías: 48 V
- * Profundidad de descarga de baterías: 60 %
- * Autonomía del sistema: 2 días
- * Energía Real Diaria: 16508 Wh/día
- * Capacidad útil baterías calculada: 688 Ah
- * Capacidad real baterías calculada: 1146 Ah

De lo que se desprende, que, adaptándonos al fabricante, utilizaremos una batería con 4 vasos en serie de 4 series en paralelo de 0 Ah en C40 , por serie, dando un total de 0 Ah en C40 y 48 V. Con esta acumulación se tendría la capacidad de almacenamiento de 2 días, con los consumos teóricos.

ENERSOL 250 FLAT PLATE				
Capacidades de carga en función a sus horas de descarga:				
C 10: 0 Ah	C 20: 0 Ah	C 40: 0 Ah	C 100: 0 Ah	C 120: 256 Ah
Tensión:		12 V	Nº de elementos serie :	4
Capacidad nominal acumulador :		0 Ah	Nº de series paralelo :	4
Tensión nominal acumulador :		48 V	Total elementos :	16
El grado de optimización elección equipo/necesidades reales es de				0 %

INVERSOR-CARGADOR

Para el dimensionado del inversor-cargador se han utilizado los siguientes datos:

- * Tensión sistema DC: 48 V
- * Tensión salida AC: 110 V
- * Potencia máxima: 2673 W
- * Coeficiente Simultaneidad: 0.7
- * Potencia mínima necesaria: 1871 W
- * Factor de seguridad: 0.8
- * Potencia de calculo : 2339 W

La elección del inversor-cargador ha sido la siguiente:

VICTRON QUATTRO 48/10000/140-100/100			
Tensión:	48 V	Potencia nominal:	10000 W
Potencia continua:	9000 W	Potencia instantanea:	20000 W
Consumo en vacío :	35 W	Eficiencia :	96 %
Ratio aprovechamiento :	26 %	Nº inversores :	1
El grado de optimización elección equipo/necesidades reales es de			385 %

RESUMEN

Resumen de los elementos resultantes del calculo

Unidades	Elementos
9	Modulo tipo -ET- SOLAR M660260WW MONOCRISTALINO
1	Regulador tipo - VICTRON MPPT 15070 MPPT
16	Bateria tipo - ENERSOL 250 FLAT PLATE
1	Inversor tipo -VICTRON QUATTRO 48/10000/140-100/100

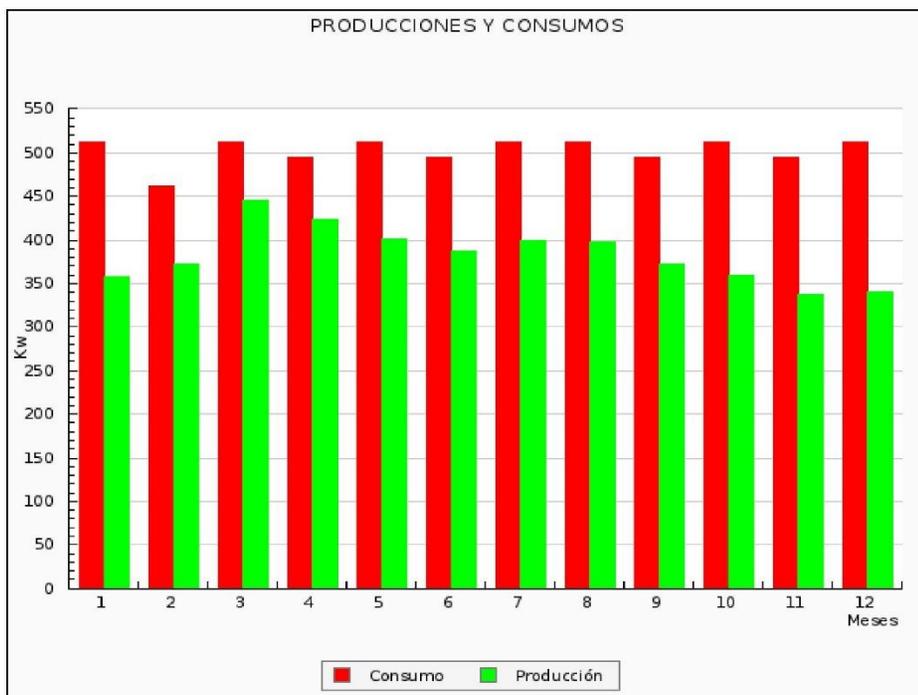
Con los elementos de consumos seleccionados y los componentes de las instalación calculados, obtenemos la siguiente comparativa de consumos y producción estimados a lo largo del año

	Ene	Feb	Mar	Abi	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Consumo	512	462	512	495	512	495	512	512	495	512	495	512
Producción	358	372	445	424	401	386	399	398	372	359	338	341

Consumo total al año: 6026 Kw

Producción total al año: 4593 Kw

Total kg/año CO2 evitados: 2489



Anexo 11 Determinación Rugosidad del Terreno



Anexo 12 Aplicación de encuestas en el casco urbano del municipio



Anexo 13 Planos Diseño Tipo A

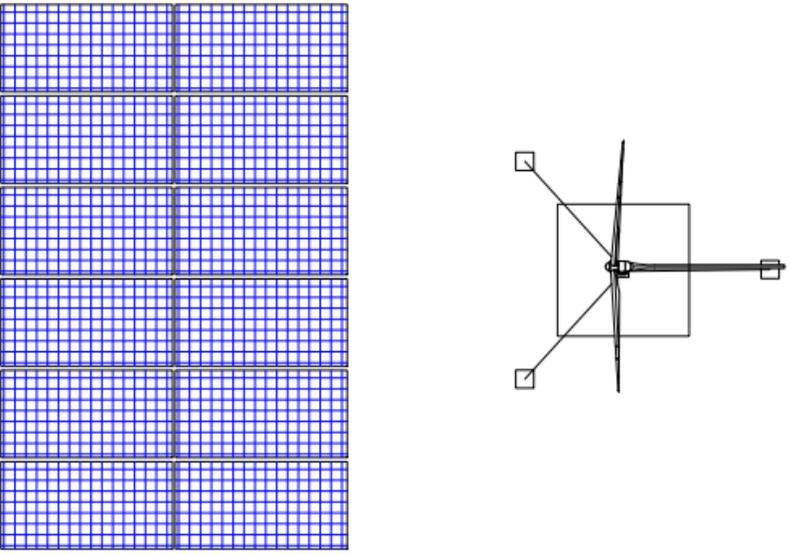
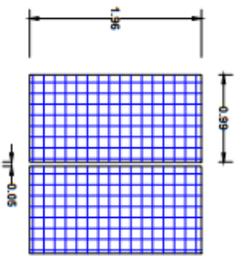
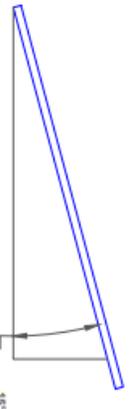
PRODUCED BY AN AUTODESK STUDENT VERSION

<p>PRODUCED BY AN AUTODESK STUDENT VERSION</p> <h2>DISEÑO SISTEMA DE GENERACIÓN TIPO A</h2> <p>PRODUCED BY AN AUTODESK STUDENT VERSION</p>		
	<p>ESPECIFICACIONES DEL ARREGLO</p>	
	<p>INCLINACIÓN DEL MÓDULO</p>	<p>15°</p>

PRODUCED BY AN AUTODESK STUDENT VERSION

Anexo 14 Planos Diseño Tipo B

PRODUCED BY AN AUTODESK STUDENT VERSION

<p>PRODUCED BY AN AUTODESK STUDENT VERSION</p>	
<p>DISEÑO SISTEMA DE GENERACIÓN TIPO B</p>	
<p>PRODUCED BY AN AUTODESK STUDENT VERSION</p>	
	
<p>PRODUCED BY AN AUTODESK STUDENT VERSION</p>	
<p>ESPECIFICACIONES DEL ARREGLO</p>	
	
<p>INCLINACIÓN DEL MÓDULO</p>	
	
<p>PRODUCED BY AN AUTODESK STUDENT VERSION</p>	

Anexo 15 Diagrama Unifilar

