

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO



CENTRO DE POSGRADOS

MAESTRÍA ACADÉMICA (MA) CON TRAYECTORIA PROFESIONAL (TP) EN ENERGÍAS RENOVABLES COHORTE 2021

TEMA: ESTUDIO DE SOSTENIBILIDAD CON ENERGÍA FOTOVOLTAICA PARA EL ABASTECIMIENTO DE ELECTRICIDAD AL SISTEMA DE AGUA DEL BARRIO MARISCAL SUCRE.

Trabajo de Titulación, previo a la obtención del Grado Académico de Magíster en Energías Renovables

Modalidad del Trabajo de Titulación: Proyecto de Titulación con Componente de Investigación Aplicada

Autor: Ingeniero, Diego Armando Chilibingua Chariguamán

Director: Ingeniero, Carlos Diego Gordon Gallegos. PhD

Ambato – Ecuador

2022

A la Unidad Académica de Titulación del Centro de Posgrados

El Tribunal receptor del Trabajo de Titulación, presidido por el Ingeniero Héctor Fernando Gómez Alvarado. PhD, e integrado por los señores: Ingeniero Alan Daniel Cuenca Sánchez Máster; e Ingeniero Santiago Mauricio Altamirano Meléndez Magíster designados por la Unidad Académica de Titulación del Centro de Posgrados de la Universidad Técnica de Ambato, para receptor el Trabajo de Titulación con el tema: “ESTUDIO DE SOSTENIBILIDAD CON ENERGÍA FOTOVOLTAICA PARA EL ABASTECIMIENTO DE ELECTRICIDAD AL SISTEMA DE AGUA DEL BARRIO MARISCAL SUCRE” elaborado y presentado por el señor Ingeniero Diego Armando Chilibingua Chariguamán para optar por el Grado Académico de Magíster en Energías Renovables; una vez escuchada la defensa oral del Trabajo de Titulación, el Tribunal aprueba y remite el trabajo para uso y custodia en las bibliotecas de la UTA.

Ing. Héctor Fernando Gómez Alvarado. PhD.
Presidente y Miembro del Tribunal

Ing. Alan Daniel Cuenca Sánchez. MSc
Miembro del Tribunal

Ing. Santiago Mauricio Altamirano Meléndez. Mg.
Miembro del Tribunal

AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

La responsabilidad de las opiniones, comentarios y críticas emitidas en el Trabajo de Titulación presentado con el tema: ESTUDIO DE SOSTENIBILIDAD CON ENERGÍA FOTOVOLTAICA PARA EL ABASTECIMIENTO DE ELECTRICIDAD AL SISTEMA DE AGUA DEL BARRIO MARISCAL SUCRE, le corresponde exclusivamente a: Ingeniero Diego Armando Chilibingua Chariguamán, Autor bajo la Dirección del Ingeniero Carlos Diego Gordon Gallegos, PhD, Director del Trabajo de Titulación, y el patrimonio intelectual a la Universidad Técnica de Ambato.

Ingeniero Diego Armando Chilibingua Chariguamán

c.c.:0503060808

AUTOR

Ingeniero Carlos Diego Gordon Gallegos. PhD

c.c.:1803405495

DIRECTOR

DERECHOS DE AUTOR

Autorizo a la Universidad Técnica de Ambato, para que el Trabajo de Titulación, sirva como un documento disponible para su lectura, consulta y procesos de investigación, según las normas de la Institución.

Cedo los Derechos de mi trabajo, con fines de difusión pública, además apruebo la reproducción de este, dentro de las regulaciones de la Universidad.

Ingeniero Diego Armando Chiquinga Chariguamán
c.c.:0503060808

ÍNDICE GENERAL

Pág.

PORTADA	i
A la Unidad Académica de Titulación del Centro de Posgrados	ii
AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN.....	iii
DERECHOS DE AUTOR.....	iv
ÍNDICE GENERAL.....	v
ÍNDICE DE TABLAS.....	ix
ÍNDICE DE FIGURAS	ix
AGRADECIMIENTO.....	xi
DEDICATORIA.....	xii
RESUMEN EJECUTIVO	xiii
EXECUTIVE SUMMARY	xv
CAPÍTULO I.....	1
EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	1
1.1. Introducción.....	1
1.2. Justificación.....	1
1.3. Objetivos.....	2
1.3.1. General.....	2
1.3.2. Específicos.....	3
CAPITULO II.....	4
ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS.....	4
2.1. La energía a nivel mundial.....	4
2.2. Evolución de la energía solar FV.....	4
2.3. Sistemas de bombeo de agua con energía solar fotovoltaica.....	5
2.4. Situación eléctrica del Ecuador.....	6

2.4.1.	Potencial solar en el Ecuador	7
2.5.	Fuentes de energía	8
2.6.	Energía solar	9
2.7.	Sistemas fotovoltaicos	9
2.8.	Sistema de Bombeo Fotovoltaico	10
2.9.	Elementos de un sistema de bombeo solar	12
2.9.1.	Regulador o controlador de carga	12
2.9.2.	Inversor	13
2.9.3.	Bombas.....	13
2.9.4.	Panel fotovoltaico.....	15
2.9.5.	Efecto fotovoltaico	15
2.9.6.	Dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos	16
2.10.	Parámetros del sistema de bombeo	18
CAPITULO III		19
MARCO METODOLÓGICO		19
3.1.	Ubicación	19
3.2.	Equipos y materiales	19
3.3.	Tipo de investigación.....	20
Investigación de campo		20
Investigación bibliográfica		20
3.4.	Prueba de Hipótesis - pregunta científica – idea a defender.....	21
3.4.1.	General	21
3.4.2.	Específica	21
3.5.	Población	21
3.6.	Recolección de información	21
3.7.	Procesamiento de la información y análisis estadístico:.....	21
3.7.1.	Procesamiento de la información	21

3.7.2. Análisis estadístico.....	22
3.8. Variables respuesta o resultados alcanzados	22
3.8.1. Variables respuesta.....	22
Potencial solar.....	22
Demanda eléctrica.....	22
3.8.2. Resultados alcanzados.....	23
CAPITULO IV	24
RESULTADOS Y DISCUSIÓN	24
4.1. Desarrollo de la propuesta	24
4.1.1. Obtención de información meteorológica de irradiación.....	24
Irradiación global obtenida de PVGIS	24
Irradiación global obtenida de la Nasa Power	24
Irradiación global obtenida de Meteonorm.....	25
Irradiación global obtenida de Solargis	25
Cálculo de la hora solar pico HSP	28
4.1.2. Cálculo de la demanda energética del sistema de agua.....	30
4.1.3. Dimensionamiento analítico del sistema solar fotovoltaico.....	31
Estimación del rendimiento global del sistema - PR	31
Cálculo de potencia pico del sistema	35
Cálculo del número de paneles solares	35
Cálculo y selección del regulador	35
Calculo y selección del inversor	39
Calculo y selección de baterías	41
4.1.4. Validación del sistema de bombeo.....	42
Pérdidas en la zona de succión (H_s)	45
Pérdidas en la zona de descarga (HD)	47
Energía Perdida HP.....	49

Energía añadida HB	49
Potencia de la bomba	49
Presión de la bomba.....	50
4.1.5. Diseño del sistema fotovoltaico óptimo en software PVSYST	50
4.1.6. Análisis estadístico.....	54
4.1.7. Beneficios ambientales.....	56
CAPÍTULO V	58
CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES, BIBLIOGRAFÍA Y ANEXOS	58
5.1. Conclusiones.....	58
5.2. Recomendaciones	58
5.3. BIBLIOGRAFÍA	59
5.4. ANEXO	64
Anexo 1. PVGIS, [38].....	64
Anexo 2. Nasa Power, [39].....	65
Anexo 3. Meteonorm, [40]	65
Anexo 4. Solargis, [41]	67
Anexo 5. Coeficiente k, [42].....	68
Anexo 6. Facturas de consumo eléctrico	69
Anexo 7. Historial de temperaturas, [43].....	73
Anexo 8. Panel Fotovoltaico, [44]	74
Anexo 9. Regulador, [45]	76
Anexo 10. Motor electrosumergible Franklin Electric, [46]	78
Anexo 11. Inversor, [47].....	81
Anexo 12. Batería	83
Anexo 12. Tubería	85
Anexo 13. Cotización de Proyecto Solar Fotovoltaico.....	86
Anexo 14. Desarrollo de cálculos	92

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2-1: Uso de energías renovables. [14].....	7
Tabla 2-2: Eficiencias de tecnologías de celdas solares. [33].....	16
Tabla 4-1: Comparación de la radiación solar mensual.....	26
Tabla 4.2: Criterios para el cálculo de inclinación óptima. [35].....	28
Tabla 4-3: Hora Solar Pico Diario	28
Tabla 4-4: Hora Solar Pico Diario	29
Tabla 4-5: Demanda energética diaria	30
Tabla 4-6: Datos eléctricos del motor sumergible, Anexo 10.....	39
Tabla 4-7: Calculo de las toneladas de CO ₂ del barrio Mariscal Sucre	57

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2-1: Capacidad (GW) de energía solar instalada en el mundo. [6]	4
Figura 2-2: Costo total instalado de la energía solar fotovoltaica (USD/KW). [8]	5
Figura 2-3: Evolución de la matriz eléctrica del Ecuador. [13].....	7
Figura 2-4: Bomba de desplazamiento positivo. [28].....	14
Figura 2-5: Bomba centrífuga. [29]	14
Figura 2-6: Paneles solares. [30].....	15
Figura 3-1: Barrio Mariscal Sucre, Latacunga – GEOPORTAL-COTOPAXI	19
Figura 4-1: Resultado de Irradiación Global Horizontal - PVGIS	24
Figura 4-2: Resultado de la Irradiación Global Horizontal – Nasa Power	25
Figura 4-3: Resultado de la Irradiación Global Horizontal – Meteonorm.....	25
Figura 4-4: Resultado de la Irradiación Global Horizontal – Solargis	26
Figura 4-5: Comparación de radiación solar mensual	27
Figura 4-6: Temperatura media diaria, PVGIS.....	32

Figura 4-7: Irradiancia media diaria, PVGIS.....	32
Figura 4-8: Características del panel solar Seraphim	33
Figura 4-9: Pérdidas de energía solar por inclinación y orientación	34
Figura 4-10: Carta solar diseñada en Solargis del emplazamiento.....	34
Figura 4-11: Irradiancia media diaria a temperatura mínima.....	36
Figura 4-12: Perfil de temperatura media diaria.....	36
Figura 4-13: Configuración de conexión del generador fotovoltaico.....	38
Figura 4-14: Diagrama del sistema de bombeo con pozo.....	43
Figura 4-15: Tanque reservorio del barrio.....	44
Figura 4-16: Distancia y altura del tanque reservorio, Google Earth.....	44
Figura 4-17: Geometría y configuración del pozo.....	45
Figura 4-18: Ubicación geográfica y obtención meteorológica mensual	51
Figura 4-19: Pre-dimensionamiento del sistema de bombeo.....	51
Figura 4-20: Ingreso de parámetros del sistema de agua.....	51
Figura 4-21: Definición de sombras	52
Figura 4-22: Resultados del pre-dimensionamiento del sistema	52
Figura 4-23: Resultados del sistema de bombeo	53
Figura 4-24: Índice de rendimiento del recurso solar	54
Figura 4-25: Distribución de carga diaria.....	54
Figura 4-26: Pago mensual desde 2015 a 2022	55

AGRADECIMIENTO

Primero el infinito amor, apoyo incondicional y motivación que mi familia Paulina, Estefanía y Hanna me transmitieron durante mi formación.

A la universidad Técnica de Ambato por brindar la oportunidad de formarme en cuarto nivel académico, con catedráticos de un elevado académico y calidad humana, que permitieron proliferar mis conocimientos.

Al PhD. Carlos Gordon que gracias a su tutela me permitió culminar el presente proyecto.

Diego Armando Chilibingua Chariguamán

DEDICATORIA

Dedico el logro alcanzado a Dios por la sabiduría con la cual me oriento para continuar con mi formación académica y anhelo de superación personal.

A mis queridos padres Mario y Esther por sembrar en mi con sus ejemplos valores y virtudes que hicieron hoy posible la culminación de una meta planteada.

Y con todo mi cariño, afecto y amor a mi esposa Paulina, mis hijas Estefanía y Hanna por demostrarme que nunca es tarde para trazarse nuevas metas.

Diego Armando Chilibingua Chariguamán

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO
CENTRO DE POSGRADOS
MAESTRÍA ACADÉMICA (MA) CON TRAYECTORIA PROFESIONAL
(TP) EN ENERGÍAS RENOVABLES
COHORTE 2021

TEMA:

ESTUDIO DE SOSTENIBILIDAD CON ENERGÍA FOTOVOLTAICA PARA EL ABASTECIMIENTO DE ELECTRICIDAD AL SISTEMA DE AGUA DEL BARRIO MARISCAL SUCRE

MODALIDAD DE TITULACIÓN: Proyecto de Titulación con Componente de Investigación Aplicada

AUTOR: *Ingeniero, Diego Armando Chilibingua Chariguamán*

DIRECTOR: *Ingeniero, Carlos Diego Gordon Gallegos. PhD.*

FECHA: *Cuatro de octubre de dos mil veinte y dos*

RESUMEN EJECUTIVO

La cantidad de lluvia en el barrio Mariscal Sucre es insuficiente para satisfacer la demanda de agua para el sector agrícola y ganadero. Los métodos de extracción y bombeo con el suministro eléctrico de la red de distribución tienen un costo elevado, por tanto, es una opción insostenible para los moradores. Por lo que hace que las soluciones basadas en fotovoltaica sean más atractivas, de acuerdo con la literatura, solo alrededor del 10% de la energía total producida por los módulos fotovoltaicos se usa efectivamente para satisfacer las necesidades de agua en el mundo.

En la actualidad el suministro de agua para el barrio ya sea para el consumo humano y riego se lo realiza mediante la extracción de agua de un pozo profundo con ayuda de una bomba electrosumergible, la misma que es alimentada con energía de la red de distribución. El costo del suministro eléctrico en el año 2015 bordeaba los \$150 los

cuales según los habitantes era accesible, pero a partir del 2020 que las lluvias disminuyeron drásticamente en el sector, la necesidad del suministro de agua para el regadío era insuficiente por lo cual la bomba permanecía encendida la mayor parte del día, incrementando el consumo eléctrico y por ende el aumento del pago de la energía.

El presente proyecto se planteó como objetivo, determinar la sostenibilidad del suministro energético al sistema de agua con energía fotovoltaica, para lo cual se inició calculando el recurso solar del emplazamiento con ayuda de bases de datos disponibles, adicional, con ayuda del historial de consumo eléctrico emitido por la empresa de distribución (ELECPCO S.A.) desde el año 2015 al 2022, se obtuvo el perfil de consumo promedio de un día típico. Para verificar el dimensionamiento óptimo del generador fotovoltaico se usó el método analítico y el software PVSYST.

El dimensionamiento fue realizado con el criterio de un sistema aislado de la red, con el cual se determinó la configuración siguiente: 32 paneles solares (405 W-STC), un regulador que soporte mínimo una corriente de 28,55 A, un inversor con dos canales de 6,87 KW mínimos, y 60 baterías de 250 Ah para una autonomía de dos días recomendadas en la Norma Eléctrica Ecuatoriana (NEC-11).

DESCRIPTORES: *BATERÍA, BOMBEO SOLAR, ENERGÍA SOLAR, FOTOVOLTAICA, IRRADIACIÓN GLOBAL, INVERSOR, MEDIO AMBIENTE, PANEL, REGULADOR, SOFTWARE PVSYST.*

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO
CENTRO DE POSGRADOS
MAESTRÍA ACADÉMICA (MA) CON TRAYECTORIA PROFESIONAL
(TP) EN ENERGÍAS RENOVABLES
COHORTE 2021

THEME:

SUSTAINABILITY STUDY WITH PHOTOVOLTAIC ENERGY FOR THE SUPPLY OF ELECTRICITY TO THE WATER SYSTEM OF THE MARISCAL SUCRE NEIGHBORHOOD

DEGREE MODALITY: *Titling Project*

AUTHOR: *Engineer, Diego Armando Chilibuina Chariguamán*

DIRECTED BY: *Engineer, Carlos Diego Gordon Gallegos, PhD.*

DATE: *October fourth, two thousand and twenty-two*

EXECUTIVE SUMMARY

The amount of rain in the Mariscal Sucre neighborhood is insufficient to meet the water demand of the agricultural and livestock sector. Extraction and pumping methods with electricity supply from the distribution network have a high cost, therefore, it is an unsustainable option for the inhabitants. For what makes PV-based solutions more attractive, according to the literature, only about 10% of the total energy produced by PV modules is used to meet the world's water needs.

Currently, the water supply for the neighborhood, whether for human consumption and irrigation, is carried out by extracting water from a deep well with the help of an electro-submersible pump, which is fed with energy from the distribution network. The cost of electricity supply in 2015 was around \$150, which according to the inhabitants was affordable, but as of 2020, when the rains decreased drastically in the sector, the need for water supply for irrigation was insufficient, so the pump it remained on most of the day, increasing electricity consumption and therefore the increase in energy payments.

The objective of this project was to determine the sustainability of the energy supply to the water system with photovoltaic energy, for which it began by calculating the solar resource of the site with the help of available databases, additionally, with the help of the electricity consumption history. Issued by the distribution company (ELECPCO S.A.) from 2015 to 2022, the average consumption profile of a typical day was obtained. To verify the optimal dimensioning of the photovoltaic generator, the analytical method and the PVSYST software were used.

The dimensioning was carried out using the criteria of a system isolated from the network, with which the following configuration was determined: 32 solar panels (405 W-STC), a regulator that supports a minimum current of 28.55 A, an inverter with two channels of 6.87 KW minimum, and 60 batteries of 250 Ah for an autonomy of two days recommended in the Ecuadorian Electrical Standard (NEC-11).

KEYWORDS: *BATTERY, SOLAR PUMPING, SOLAR ENERGY, PHOTOVOLTAIC, GLOBAL IRRADIATION, INVERTER, ENVIRONMENT, PANEL, REGULATOR, PVSYST SOFTWARE.*

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1. Introducción

El desarrollo de la ciencia y tecnología en el transcurso del tiempo ha logrado dar en gran medida soluciones a las dificultades que presentan la humanidad. Pero la proliferación desmesurada de industrias, transporte y crecimiento poblacional ha provocado un incremento exponencial de la contaminación ambiental con emisiones nocivas, producto de ello en la actualidad atravesamos un cambio climático a nivel mundial, analizando una de las consecuencias, la hidrología es un verdadero problema, ya que por el incremento de temperatura de la tierra en lugares específicos ha disminuido las precipitaciones. Como es el caso particular del barrio Mariscal Sucre de la parroquia Poalo situado en el cantón Latacunga.

La falta de líquido vital en las zonas rurales es un verdadero problema, el agua satisface necesidades de consumo humano, agricultura y ganadería de las comunidades. Una de las soluciones optadas por los habitantes es la extracción de agua de pozos mediante el uso de bombas sumergibles, dando un resultado positivo a la falta de lluvias, pero con el pasar del tiempo las condiciones meteorológicas se agudizan de manera acelerada, provocando seguías extremas con pérdidas económicas producto de muerte de animales de granja y mínima o nula cantidad de cosechas. Esto debido a que los sistemas de agua no pueden estar energizados las 24 horas del día por el alto costo de la energía eléctrica.

Manera por la cual el presente estudio busca establecer la sostenibilidad de abastecimiento de electricidad al sistema de agua con el uso de energía solar fotovoltaica, contribuyendo al desarrollo del barrio ya que les permitirá mantener la demanda actual del líquido, pero aún menor costo de abastecimiento, además de ello, se contribuye a minimizar la contaminación ambiental por el uso de energías renovables como es la solar.

1.2. Justificación

El uso desmesurado de energía eléctrica generada a base de combustibles fósiles y carbón ha provocado un sin número de cambios sobre todo a nivel climático, siendo

uno de los principales aspectos de la escasez de lluvia [1]. La parroquia de Poalo, del cantón Latacunga, ha sufrido en gran escala afectaciones por la disminución de lluvias, perjudicando incluso el caudal que generan varias vertientes de aguas captadas y canalizadas, por lo que, a causa de este fenómeno climatológico, la población ha optado por incorporar nuevas formas de abastecimiento de agua, especialmente para la agricultura, la cual se da comúnmente por aspersión, la misma que es extraída de un pozo por una bomba electro sumergible.

La implementación de un sistema de abastecimiento de agua con bomba electro sumergible, es parte de la solución para los pobladores del barrio Mariscal Sucre, el cual por la constante falta de lluvias, han llevado a los agricultores de la zona, a tener que extraer agua del pozo durante todo el día, incrementando así el consumo de energía eléctrica, provocando otro inconveniente por el alto costo a pagar mensualmente, generando crisis al sector agrícola, el cual se agudiza por presencia de la pandemia COVID-19, en vista que no pueden distribuir sus productos, así como por los altos precios que tienen los químicos con los que se trabaja, disminuyendo a lo mínimos el valor de sus productos cosechados.

De acuerdo con la necesidad imperativa del agua, se ve una oportunidad para desarrollar la implementación de abastecimiento de electricidad a la bomba electro sumergible mediante energías convencionales, el objetivo del presente trabajo es realizar un estudio de sostenibilidad con energía solar, de acuerdo con Espejo y Aparicio, [2] es la mejor opción, debido a que es la fuente más abundante del planeta y sobre todo el uso de esta energía no provoca impactos al medio ambiente con lo cual se contribuye al equilibrio del ecosistema. El sistema fotovoltaico reemplazará el suministro de energía de la red, garantizando el suministro fiable, de este modo se proyecta contribuir la reactivación económica del sector.

Este tipo de sistemas fotovoltaicos tiene un fin principal, que es disminuir los costos de energía eléctrica, cuidando a su vez el medio ambiente. Estos generadores captan la radiación solar y por medio de fotoceldas la convierten en electricidad, la tierra recibe 120 mil Tera watts de radiación solar [3].

1.3. Objetivos

1.3.1. General

Analizar como la energía solar fotovoltaica generará sostenibilidad para el abastecimiento de electricidad al sistema de agua del barrio Mariscal Sucre.

1.3.2. Específicos

- Determinar el potencial solar mediante el análisis de variables de radiación solar y demás fenómenos atmosféricos que afectan a la generación eléctrica.
- Determinar el perfil de carga del sistema eléctrico.
- Diseñar el sistema fotovoltaico óptimo en software PVSYST, para mantener constante el suministro de energía eléctrica en la comunidad.

CAPITULO II

ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS

2.1. La energía a nivel mundial

La energía a nivel mundial actualmente, está en proceso de cambio a fuentes renovables como una prioridad en la agenda energética, con una competencia cada vez mayor con los combustibles fósiles (principalmente carbón, gas y petróleo), los cuales dan un impacto en el cambio climático, provocando desafíos económicos y ambientales; donde las políticas industriales y tecnológicas han logrado liderazgo sobre todo la energía solar fotovoltaica (FV) [4], la misma que a pesar de la pandemia COVID-19 a nivel mundial en el año 2020 alcanzó una capacidad instalada de 714 GW, lo que representa un incremento del 20% en comparación al año anterior [5], de acuerdo al informe emitido por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) con la implantación de energía solar FV en el año 2050 se prevén reducir 4,9 giga toneladas de dióxido de carbono (Gt CO₂), que representan el 21% de las emisiones en el sector energético [5], [6]. En la Figura 2-1 se observa la capacidad instalada de energía solar en gigavatios (GW) de cada continente con una proyección al 2050.

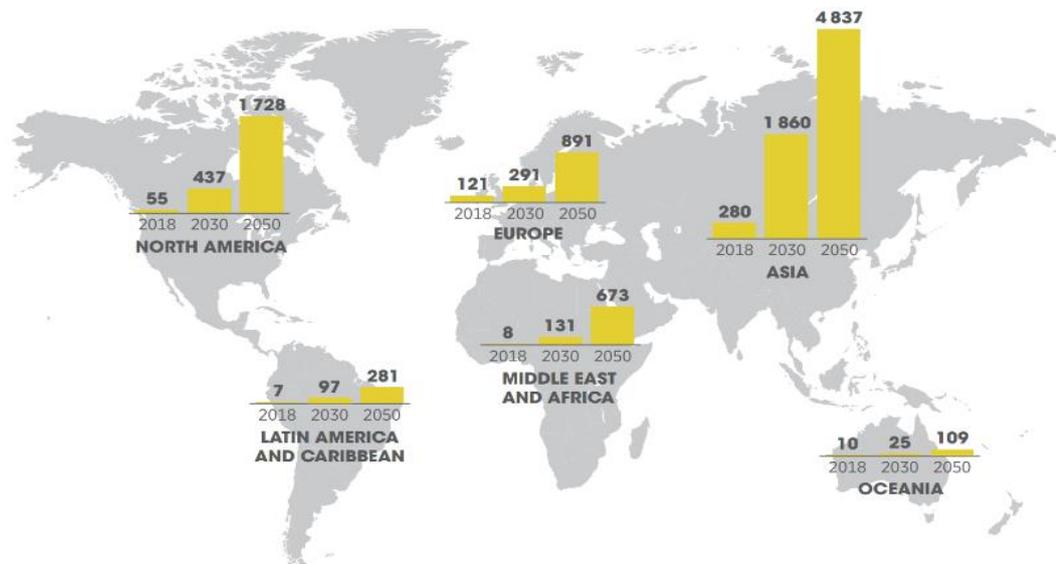


Figura 2-1: Capacidad (GW) de energía solar instalada en el mundo. [6]

2.2. Evolución de la energía solar FV

Teniendo en cuenta la amplia disponibilidad del recurso solar, el importante potencial de mercado y la competitividad de costes, se espera que prolifere su crecimiento a nivel mundial. De acuerdo con el análisis de la hoja de ruta de energías renovables de IRENA (REmap) muestra que las instalaciones solares podrían crecer casi seis veces en los próximos diez años, alcanzando una capacidad de 2 840 GW a nivel mundial para 2030, y para el 2050 un incremento acumulado de 8 519 GW. Se estima que el 60 % de la capacidad instalada en el 2050 sea de servicios públicos, y el 40 % se distribuiría en instalaciones domiciliarias. Para lograr el desarrollo de esta tecnología será necesario impulsar políticas y medidas de apoyo, así como la participación de los consumidores en la transformación de energía limpia [7].

A nivel de país, el costo promedio total instalado de los proyectos de energía solar fotovoltaica a gran escala disminuyó entre un 66 % y un 84 % en los principales mercados durante el período 2010–18 [8], como se muestra en la Figura 2-2.

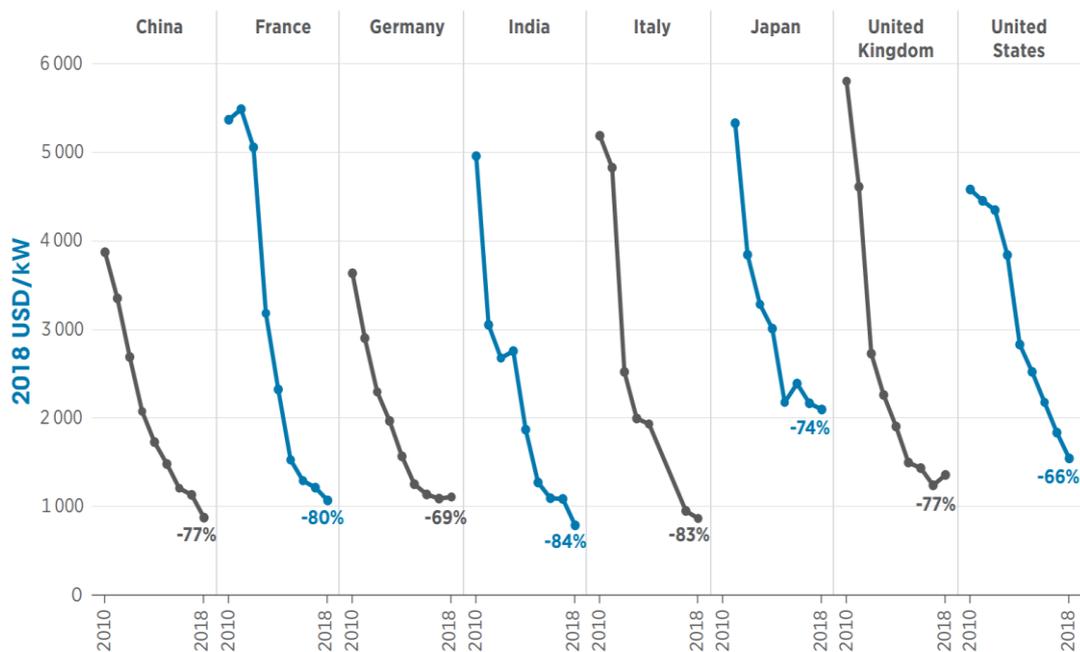


Figura 2-2: Costo total instalado de la energía solar fotovoltaica (USD/KW). [8]

2.3. Sistemas de bombeo de agua con energía solar fotovoltaica.

Las Naciones Unidas estiman que alrededor del 25% de la población mundial vivirá en países donde el acceso al agua será un problema recurrente para 2025. Se encuentra que solo alrededor del 10% de la energía total producida por los módulos fotovoltaicos se usa efectivamente para satisfacer las necesidades de agua [9].

Producto del cambio climático se ven alterados los patrones de lluvia, las sequías y la escasez de agua más frecuentes plantean riesgos significativos para los medios de vida y la seguridad alimentaria, en particular para las poblaciones más vulnerables en las partes menos desarrolladas del mundo. Los agricultores, en particular los pequeños productores, tienen una influencia limitada en la cantidad y el tiempo de agua para los cultivos. Cuando no llueve, los agricultores recurren al uso de bombas para suministrar el riego en sus cultivos, lo cual produce una sobrecarga física y financiera adicional [10].

El riego con sistemas de agua a base de energía solar, en particular, ofrece la oportunidad de satisfacer las necesidades energéticas para el bombeo de agua de manera descentralizada y respetuosa con el medio ambiente [11]. Por tal motivo estos sistemas están alcanzando un despliegue importante a nivel mundial. Asia e India implementaron 27.200 sistemas a diciembre de 2020. En Bangladesh, se han instalado 1.500 sistemas, con el objetivo de llegar a 10.000 para 2027. En 2019 y 2020, se vendieron más de 40.000 bombas de agua solares, principalmente en India y África Oriental [12].

Los principales beneficios que ofrecen estos sistemas son: Abastecimiento de energía y mejora del acceso al agua para riego, mejores rendimientos de cultivos y mayores ingresos, mejora de la resiliencia de los cultivos y la seguridad alimentaria, beneficios adicionales para la salud, la educación y el alivio de la pobreza [11], [12].

2.4. Situación eléctrica del Ecuador.

De acuerdo con el ministerio de energía y recursos naturales no renovables, el suministro eléctrico fue de 20.383 GWh en 2010 y alcanzó 31.499 GWh en 2020 como se muestra en la Figura 2-3, lo que representa un incremento del 54,5%.

La matriz eléctrica ecuatoriana en el 2020 mayoritariamente la constituyó la hidroelectricidad con el 77,3%, seguida de las fuentes térmicas con el 20,1%, la biomasa aportó con el 1,4%, eólica el 0,2%, biogás y solar con el 0,1% respectivamente. Con la inserción de fuentes renovables en la matriz se puede observar una reducción de termoelectricidad en un 10,4% [13], [14].



Figura 2-3: Evolución de la matriz eléctrica del Ecuador. [13].

En 2020 se alcanzó una producción de energía primaria de 204 millones de barriles equivalentes de petróleo (MBEP). De los cuales el 9,4% corresponde a la energía de origen renovable como es la hidroenergía, leña, productos de caña, energía eólica, fotovoltaica y biogás. Sin embargo, es importante mencionar que la producción de hidroenergía decreció 1,4%, al igual que la energía renovable procedente productos de caña con el 4,2%. Pero la proliferación de fuentes primarias como eólica, fotovoltaica y biogás, ésta aumentó con el 2,4% comparada con 2019, [14]. La Tabla 2-1, indica el uso de las energías renovables desde el 2018 al 2020.

Tabla 2-1: Uso de energías renovables. [14].

	Unidad	2018	2019	2020	Var. (%) 2020/2019
Oferta de energía renovable	KBEP	16.882	19.525	19.168	-1,8
Oferta total de energía	KBEP	104.232	109.876	96.663	12,0
Uso de energía renovable	%	16,20	17,77	19,83	11,6

2.4.1. Potencial solar en el Ecuador

El potencial solar del Ecuador se estima en 312 GW, lo que corresponde a 456 TWh por año o 283 (MBEP), el cual equivale a quince veces el potencial de aprovechamiento económico y técnico de la hidroelectricidad en todo el país [15], [16].

A pesar del alto potencial energético del país, la producción de la energía solar fotovoltaica aún es mínima, especialmente en la microgeneración distribuida, con un 15% de la producción total de energía, hoy en día con la abundante información sobre paneles solares y las diversas aplicaciones de la energía solar se está orientando a la integración de las redes inteligentes; la energía fotovoltaica en la mayoría de plantas de energía en el país van desde 0,37 MW a 1 MW [19].

2.5. Fuentes de energía

Las fuentes de energía son:

- Energías convencionales, las cuales funcionan con combustibles clásicos como son petróleo, gas, leña, carbón y recursos hidráulicos [18].
- Energías no convencionales, son aquellas que se dan del producto del desarrollo tecnológico [18].

Según Giraldo, Vacca & Urrego, este tipo de energía se subdivide en:

- Energía eólica que proviene del viento, como los molinos, que recogen las fuerzas de sus aspas y a través de un generador transforma la energía mecánica en eléctrica.
- Biomasa, se la puede clasificar según su composición, origen y estado. De acuerdo con su composición esta puede ser; oleaginosa, alcoholígena, amilácea y lignocelulósica. En el origen se encuentra la biomasa residual (sólida y líquida), natural y cultivos energéticos. Y de acuerdo con el estado puede presentarse sólida, líquida o gaseosa.
- Energía geotérmica, es la energía ubicada debajo de la superficie del planeta, la cual proviene del interior de la Tierra, en forma de calor.
- Energía del mar, existen diferentes formas de aprovechar la energía del mar entre ellas tenemos: la mareomotriz de la cual se puede aprovechar cuando existan una diferencia de alturas superiores a los cinco metros de altura, la maremotérmica que es el producto de la absorción de energía solar por el mar produciendo gradientes térmicos entre las capas superficiales versus la profundidad, también se puede explotar la undimotriz la cual aprovecha el movimiento de las olas para la generación de energía eléctrica.

- La energía solar fotovoltaica, es un método directo de aprovechamiento del sol que proporciona luz para ser convertida en electricidad a través de paneles solares fotovoltaicos. Estos sistemas están constituidos por paneles fotovoltaicos los cuales están formados por grupos de células o celdas solares que transforman la luz (fotones) en energía eléctrica (electrones).
- La energía termosolar, es un método indirecto de aprovechar la energía del sol ya que tiene como principio almacenar calor en un fluido HTF, mediante el uso de colectores solares térmicos que están compuestos por paneles o espejos, este calor almacenado es transformando en energía térmica.

2.6. Energía solar

La energía solar es la mayor fuente de energía renovable de la naturaleza, derivada de la radiación producida por la fusión de hidrógeno y helio en el interior del sol [15].

Según Garnacho, Salido y Moreno [16], las proporciones de radiación directa, dependen de:

- Las condiciones meteorológicas
- Inclinación de la superficie con respecto al plano horizontal
- Presencia de las superficies reflectantes

Los parámetros importantes a tener en cuenta en la radiación solar, según Camayo et al. [17], es:

- La aleatoriedad de la radiación solar
- El movimiento relativo del sol con la tierra
- Variedad de los modelos existentes

Por lo que la radiación solar global se da en función de la radiación directa sumada la difusa.

2.7. Sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos son fuentes de energía que generan electricidad de origen renovable de la radiación solar mediante dispositivos semiconductores, los cuales son conocidos como células fotovoltaicas, o bien mediante una deposición de metales sobre un sustrato denominada celda [20].

Los componentes de sistemas fotovoltaicos son, [19]:

- Módulos fotovoltaicos, convierte la energía del sol en energía eléctrica de corriente continua, este elemento es el más caro dentro de la instalación con una inversión del 40% del total, con una vida útil de alrededor de 25 años.
- Regulador de carga, usado en sistemas aislados para el control y regulación de carga, además sirve como protección de sobrecargas en los acumuladores, proporciona una salida de tensión continua para los electrodomésticos y fija la tensión nominal a la que trabaja la instalación
- Inversor, convierte la corriente continua en corriente alterna dependiendo del nivel de tensión y fija a frecuencia del sistema al de la red de distribución, estos elementos poseen un nivel de eficiencia superior al 95% y se optimiza el rendimiento del panel solar mediante el seguimiento del punto de máxima potencia (MPP).
- Baterías, están presentes solo en instalaciones automáticas su función es la de proporcionar energía a la instalación durante los periodos sin luz solar, y acumulan energía para la instalación, de la capacidad de almacenamiento dependerá las horas o días de autonomía de este sistema.

Los sistemas fotovoltaicos según las necesidades energéticas son:

- Sistema fotovoltaico aislado (SFA), son sistemas encargados de alimentar ciertas cargas a través de la energía fotovoltaica y que no está conectado a la red eléctrica, satisfaciendo total o parcialmente la demanda de energía eléctrica en lugares donde no ha llegado la red eléctrica [21].
- Sistemas fotovoltaicos conectados a red (SFCR), incluye tecnología dual, con generadores fotovoltaicos, los cuales están conectados a la red convencional como sistema de respaldo [22].
- Sistema híbrido fotovoltaico, son sistemas que pueden fusionarse con otras fuentes de energía, de forma que se complemente el recurso solar con otro disponible [21].

2.8. Sistema de Bombeo Fotovoltaico

Es una instalación de tipo solar fotovoltaica, para bombeo de agua diseñada para autoconsumo, la cual se compone de una serie de módulos solares, un controlador, un

motor y una bomba centrífugo o de desplazamiento, por lo que se usan motores de corriente alterna (CA) y corriente continua (CC) para almacenar agua en el tanque [23].

Flores et al. [23], dicen que los tipos de sistemas de bombeo fotovoltaicos se clasifican en:

- a) Sistemas de baja potencia (50 – 400 W_p), estos usan principalmente un motor DC, el cual es accionado por una bomba de desplazamiento positivo.
- b) Sistema de media potencia, (400 – 1500 W_p), se pueden distinguir dos tipos de instalaciones, la primera con una configuración de una bomba centrífuga sumergible de multietapas con motor asíncrono accionado por un variador de frecuencia y la segunda consta de un motor DC sin escobillas con una bomba helicoidal de desplazamiento positivo.
- c) Sistemas superiores a 1KW_p, emplean bombas centrífugas multietapa con motor asíncrono alimentados con convertidores de frecuencia industriales, aplicadas en el riego agrícola.

Pérez et al. [24], dicen que la potencia de la bomba, de un sistema de bombeo fotovoltaico, se determina de la siguiente manera:

$$P = \sqrt{3} * I * v * \text{Cos}\varphi \quad (1)$$

Datos:

- P = Potencia
- I = Intensidad de la corriente
- v = Tensión
- φ = Ángulo de desfasaje del motor

El cálculo de la eficiencia según Pérez et al. [24], se determina de la siguiente manera:

$$e = \frac{9,81 * Q_B * h_B}{P_M} * 100 \quad (2)$$

Donde:

- e = Eficiencia

- Q_B = Caudal de la bomba
- h_B =Carga de la bomba
- P_M = Potencia del motor

Según las bombas de motor diésel utilizadas ampliamente para fines de riego, el sistema de bombeo de agua solar fotovoltaico es más económico, ecológico y confiable hasta en un 30%, por lo que las experiencias exitosas en el desarrollo del sistema de bombeo es altamente considerable para los diseñadores ya que tienen una ventaja en comparación con otros sistemas en diferentes suministros de agua con alto potencial de energía solar, por lo que es muy empelado, sugiriendo ventajas del método convencional, con una energía limpia [25].

Importante mencionar que se debe de perforar en suelos que contengan un alto potencial de reservas de agua subterránea, lo cual ayudara a mantener el caudal base de extracción, manteniéndose correctamente los medios de protección de pozos, otras perforaciones o manantiales, donde la velocidad de agotamiento depende de su hidrogeología [26].

2.9. Elementos de un sistema de bombeo solar

Los elementos más comunes en un sistema de bombeo solar son:

2.9.1. Regulador o controlador de carga

Este elemento es imprescindible en instalaciones fotovoltaicas que cuentan con baterías solares, lo cual es útil para proteger las baterías evitando descargas profundas y/o sobrecargas excesivas, asegurando un funcionamiento adecuado y extendiendo la vida útil de las mismas [27].

Según Rojas & Velazco [27], dice que el regulador de carga cuenta con dos áreas de funcionamiento que son:

- Área de carga, tiene el propósito de asegurar la carga de la batería y evitar que esta se sobre cargue.
- Área de descarga, tiene el objetivo principal de garantizar que la batería cuente con el suministro suficiente diario para evitar descargas excesivas.

Según Rojas & Velazco [27], los tipos de reguladores más empleados en sistemas de bombeo son:

- Reguladores PWM, denominados por sus siglas en inglés (*Pulse–Width–Modulation*), son elementos de cargas tradicionales, que hacen que las placas solares funcionen al mismo nivel de tensión que las baterías, con un 70% de eficiencia.
- Reguladores MPPT, por sus siglas (*Maximum Power Point Tracking*), como su nombre detalla son maximizadores de potencia, adaptando a la capacitación de energía solar a la tensión de los acumuladores de potencia.

2.9.2. Inversor

El inversor solar es un inversor de corriente que puede convertir la energía generada por un panel solar en energía aprovechable para el consumo diario ajustando su frecuencia de salida y onda. Este factor permite alcanzar la máxima eficiencia posible de un colector solar SFV de autoconsumo [27].

Según Rojas & Velazco [27], las tecnologías empleadas en inversor son:

- Potencia instalada, es la potencia de salida del inversor determina la potencia máxima que puede conectar, por lo que, si amplía su instalación en el futuro, deberá elegir un modelo que pueda manejar estos aumentos.
- Ubicación de los paneles solares, en esta etapa la inclinación y orientación de los paneles solares y la presencia de sombras, pueden reducir la capacidad de algunos de estos paneles, por lo que es imprescindible buscar inversores que puedan utilizar su electricidad de forma individual.
- Ampliación de la instalación, desea ampliar su instalación en el futuro, por lo que mejor es elegir un modelo de inversor con un límite de potencia relativamente alto o una potencia de salida máxima que pueda satisfacer sus necesidades.

2.9.3. Bombas

Bombas de desplazamiento positivo, destinadas exclusivamente al incremento de presión y con la limitante de manejo de bajo caudal, ampliamente utilizados en pozos de bombeo poco profundos, sistemas de extinción de incendios, operaciones de

molinos de viento. La transferencia de energía al fluido es hidrostática, en su interior estructurado por partes móviles que provocan cambios de volumen [28]. Como se muestra en la Figura 2-4.

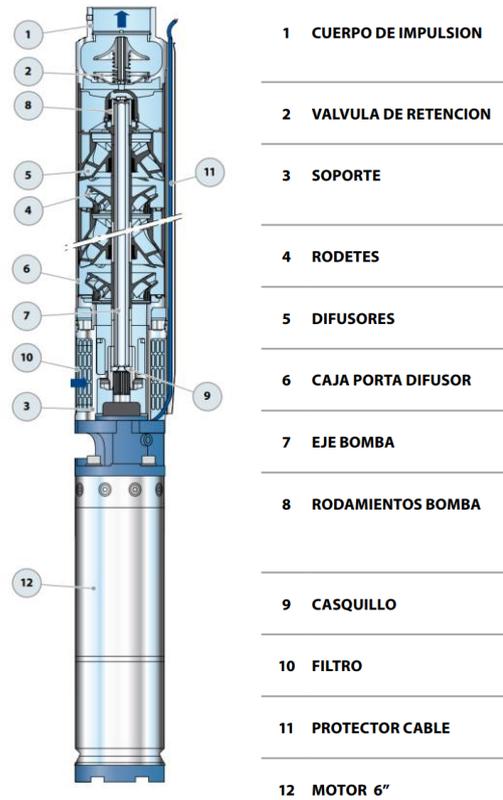


Figura 2-4: Bomba de desplazamiento positivo. [28]

Bombas centrífugas, son bombas sumergibles, destinadas a desplazar fluidos incompresibles, que convierten un trabajo mecánico en otro de tipo hidráulico, por lo que son máquinas que se emplean en la mayoría de los procesos industriales [29].

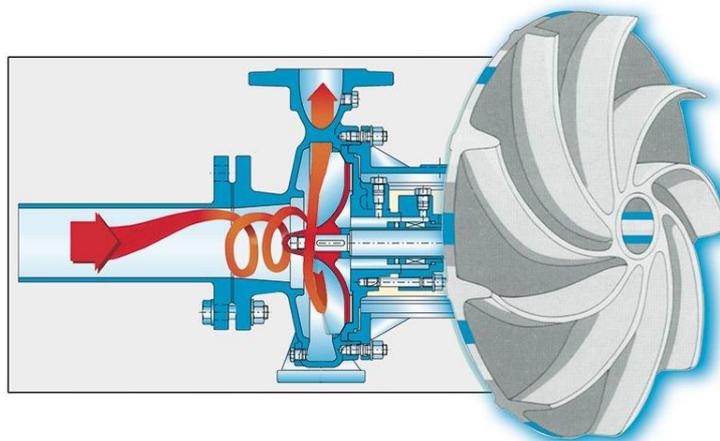


Figura 2-5: Bomba centrífuga. [29]

El principio de funcionamiento de las bombas centrífugas, es que el fluido que se bombea ingresa continuamente mediante la boquilla de succión en el centro del impulsor.

Los tipos de bombas centrífugas, son

- Con impulsor cerrado, es adecuado para líquidos limpios
- Con impulsor de canal, permiten la creación de canales internos con gran abertura.
- Con impulsor de vórtice, es el menos eficiente, ya que el líquido no es guiado como en otros tipos.
- Con impulsor de paleta, es el más eficiente por sus características geométricas.

2.9.4. Panel fotovoltaico

Un panel fotovoltaico, es diseñado para aprovechar la energía solar fotovoltaica cuya función es convertir la luz solar en electricidad que se puede utilizar para generar electricidad en aplicaciones comerciales y domésticas [31], la configuración del panel solar se muestra en la Figura 2-6.

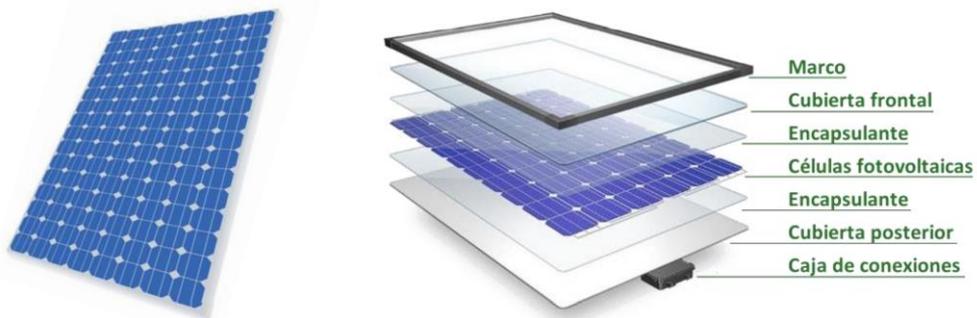


Figura 2-6: Paneles solares. [30]

2.9.5. Efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico, se genera cuando el material de la celda solar (silicio u otro material semiconductor) el cual convierte de manera directa la luz solar en electricidad, los cuales están compuestos de un ánodo y un cátodo recubierto de un material fotosensible, librando los electrones que son atraídos hacia el ánodo, produciendo un flujo de corriente proporcional a la intensidad de la radiación [32].

La eficiencia alcanzada en diversas tecnologías en diferentes tipos de celdas solares es:

Tabla 2-2: Eficiencias de tecnologías de celdas solares. [33]

Tipo de Tecnología	Característica	Eficiencia	
		Teórico	Real
Silicio Mono cristalinos	Tipo oblea	24	13-15
Silicio Policristalino	Tipo oblea	19	12-14
Película de silicio cristalino sobre cerámica	Tipo oblea	17	8-11
Película de silicio cristalino sobre vidrio	Película delgada	9	
Silicio amorfo	Película delgada	13	6-9
Di seleniuro de cobre	Película delgada	18	8-11
Telurio de cadmio	Película delgada	18	7-10
Celdas orgánicas	Película delgada	11	
Celdas tándem de alta eficiencia	Tipo oblea y Película delgada	30	
Celdas concentradoras de alta eficiencia	Tipo oblea y Película delgada	33-28	

2.9.6. Dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos

Según Salamanca [20], el dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos se da en base a las siguientes formulas, que son:

Estimación del consumo la cual debe ser suministrado por el sistema fotovoltaico es:

$$E_{CC} = \sum \# Equip * Horas * P_{Eq} \quad (3)$$

$$E_{AC} = \sum \# Equip * Horas * P_{Eq} \quad (4)$$

$$E_{Carga Total} = E_{CC} + E_{AC} \quad (5)$$

Donde:

- $\# Equip$ = Número de equipos
- $Horas$ = Cantidad de horas que funciona el equipo

- P_{Eq} =Potencia nominal de cada equipo
- E_{CC} = Consumo energético CC
- E_{AC} = Consumo energético AC
- $E_{Carga\ Total}$ = Energía total

Estimación de eficiencia, esta se da en función de las pérdidas anticipadas en el sistema.

$$\eta_T = \eta_B * \eta_{inv} * \eta_R * \eta_X \quad (6)$$

- η_B = Eficiencia de la batería la cual puede oscilar entre el 75% y el 90%
- η_{inv} = Eficiencia del inversor en caso de que exista.
- η_R = Eficiencia del rendimiento del regulador empleado
- η_X = Eficiencia donde se considera las pérdidas no contempladas
- η_T = Eficiencia total

Energía del bloque generador

$$E_{gen} = \gamma \left(\frac{E_{AC}}{\eta_{TAC}} + \frac{E_{AC}}{\eta_{TCC}} \right) \quad (7)$$

- E_{gen} = Energía para generar
- γ = Factor de seguridad

Energía diaria del panel

$$E_{panel} = W_{P(T)} * HSP * \frac{V_{np}}{V_p} \quad (8)$$

- E_{panel} = Energía diaria producida por el panel
- $W_{P(T)}$ = Potencia nominal o pico del panel corregido
- HSP = Hora solar pico
- V_{np} = Tensión nominal del panel
- V_p = Tensión pico del panel

Potencia nominal o pico del panel

$$W_{P(T)} = W_P * (1 - \Delta T * \frac{C_d}{100}) \quad (9)$$

- T = Temperatura de trabajo del panel $\Delta T = T - 25^\circ C$
- C_d = Valor porcentual del coeficiente de degradación

Cantidad total de paneles

$$N_{TP} = \frac{E_{gen}}{E_{panel}} \quad (10)$$

- N_{TP} = Número total de paneles del generador

Cantidad total de paneles en serie

$$N_{PS} = \frac{V_{np}}{V_p} \quad (11)$$

Cantidad total de paneles en paralelo

$$N_{PP} = \frac{N_{TP}}{N_{PS}} \quad (12)$$

2.10. Parámetros del sistema de bombeo

Según Reyes [34], dice que los parámetros principales del sistema de bombeo de agua con energía solar fotovoltaica es:

- Determinación de la relación Potencia vs altura manométrica, en función de un caudal obtenido, delimitados en curvas características.
- Irradiación solar – potencia en bomba, son de mucha utilidad proporcionado para una irradiación solar determinada.
- Potencia – caudal, proporciona la bomba en función de los paneles

La potencia del panel que genera 66 a 176 W, maneja caudales de 19 a 16,7 lt/min, logrando alturas manométricas de hasta 24 m, en función de la irradiación meteorológica la cual varía de 150 a 1000 w/m², con una tensión máxima de la bomba de hasta 30,5 V.

CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1. Ubicación

El barrio Mariscal Sucre perteneciente a la parroquia Poalo, se encuentra ubicado entre $0^{\circ}52'30.44''S$ de latitud y $78^{\circ}40'51.53''O$ de longitud, al oeste del cantón Latacunga provincia de Cotopaxi, entre las principales actividades para el sustento económico se encuentra el agro con siembras de maíz, frejol, quinua en su gran mayoría y actualmente se encuentran asentadas algunas hectáreas de florícolas, además cuenta con artesanos con habilidades para el diseño y confección de prendas de vestir. La temperatura promedio bordea entre los 2 a $19^{\circ}C$, pero también depende de las estaciones del año en las cuales la temperatura desciende hasta los $5^{\circ}C$.

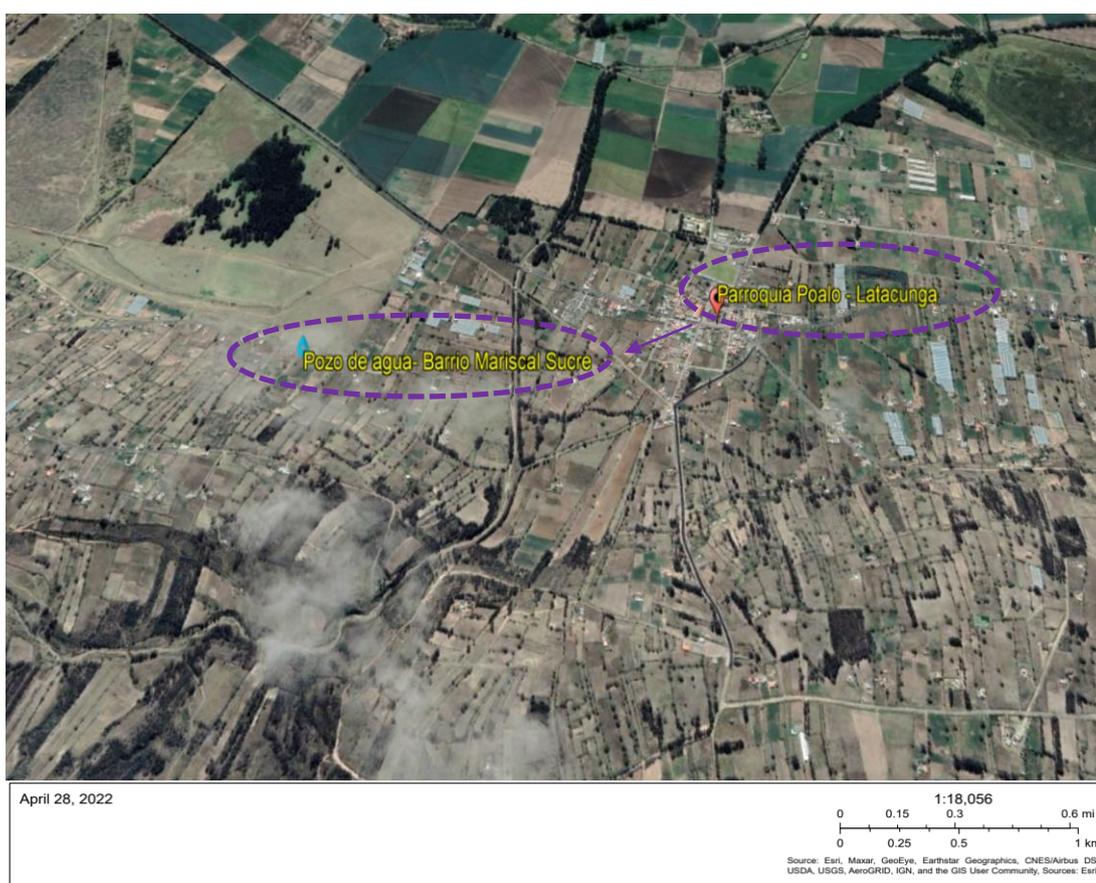


Figura 3-1: Barrio Mariscal Sucre, Latacunga – GEOPORTAL-COTOPAXI

3.2. Equipos y materiales

Para facilitar el desarrollo del estudio de sostenibilidad se requirió de fuentes bibliográficas, base de datos meteorológicas y registros de operación actual del sistema de agua, las cuales se definen a continuación según su alcance.

La investigación bibliográfica fue fundamentada con base de datos de repositorios universitarios nacionales como la Universidad Técnica de Ambato, Politécnica Nacional e internacionales, revistas científicas extraídas de Springer y ScienceDirect y datos estadísticos correlacionados con páginas de organizaciones internacionales como la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), Agencia Internacional de Energía (IEA) y Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe (OLADE).

Los datos de irradiación global del lugar específico de investigación fueron extraídos de las bases de Nasa Power, PVGIS, Meteonorm y Solargis. El historial de registros de demanda energética y costos de energía fueron descargados de la empresa eléctrica provincial de Cotopaxi Elepco S.A.

3.3. Tipo de investigación

Para el desarrollo de la investigación prima un enfoque cuantitativo, debido a la necesidad del uso de cálculos estandarizados, con base a los resultados de las investigaciones implementadas de sistemas solares a nivel nacional e internacional, con ayuda de bases de datos de irradiación de diferentes plataformas.

Investigación de campo

Esta investigación es importante pues se aplicó, para poder comprender como se abastecería de agua al barrio Mariscal Sucre mediante energía fotovoltaica, realizando un análisis previo del sistema de agua, sobre todo analizar el diseño y selección de bomba sumergible actualmente en uso, además de levantar en campo el perfil eléctrico de consumo de los equipos.

Investigación bibliográfica

Esta investigación se utiliza para identificar las variables a medir mediante la recopilación de información de una variedad de fuentes bibliográficas, como libros,

artículos de investigación, publicaciones de apoyo a la investigación y resultados específicos.

3.4. Prueba de Hipótesis - pregunta científica – idea a defender

3.4.1. General

La energía solar fotovoltaica generada será sostenible para el abastecimiento de electricidad en forma permanente al sistema de agua del barrio Mariscal Sucre.

3.4.2. Específica

Al determinar el potencial solar mediante el análisis de las variables como la radiación solar, temperatura, viento y fenómeno atmosféricos se podrá identificar en que magnitud afectará a la generación eléctrica.

3.5. Población

La población está conformada por los habitantes del barrio Mariscal Sucre, los cuales son beneficiarios del suministro de agua potable y de regadío, la muestra está constituida por todos los moradores del barrio, siendo un total de 30 familias beneficiarias

3.6. Recolección de información

Los datos necesarios para realizar el cálculo del sistema solar fotovoltaico suficiente para suministrar de electricidad al sistema de agua fueron tomados de diferentes bases de datos como: Nasa Power, PVGIS, Meteonorm y Solargis, con los cuales se estableció un promedio de la irradiación global. Se elaboró un registro con los históricos de demanda eléctrica de consumo y costos operativos, los cuales fueron extraídos de fuentes oficiales de la distribuidora (ELEPCO S.A).

3.7. Procesamiento de la información y análisis estadístico:

3.7.1. Procesamiento de la información

Con la información recopilada se procedió de la manera siguiente:

- Las bases de datos de diferentes entidades (Nasa Power, PVGIS, Meteonorm y Solargis), se tabuló para obtener un promedio de irradiación global, el cual sirvió para el cálculo del potencial solar requerido para mantener abastecido de energía al sistema de agua.

- Los datos de facturas de consumo eléctrico extraídos desde el año 2015 hasta la fecha, nos ayudó a determinar el perfil de carga en funcionamiento normal durante todos los meses del año.
- Basados en documentación propia del barrio Mariscal Sucre entregada posterior a la instalación de la bomba electrosumergible, se verificó analíticamente su dimensionamiento y posterior ingreso al software PVSYST para el cálculo del sistema solar.

3.7.2. Análisis estadístico

Se analizaron los costos de inversión por la adquisición del sistema solar versus el costo operativo durante todo el período de funcionamiento hasta la fecha, con lo cual se identificó la mejor alternativa para dar continuidad con la operación del sistema de agua.

3.8. Variables respuesta o resultados alcanzados

3.8.1. Variables respuesta

Para la medición de las variables como es la potencia solar y demanda eléctrica del sistema se procedió como sigue:

Potencial solar.

Se extraen valores de bases de datos de irradiación solar de diferentes plataformas, con las cuales se establece un promedio de la irradiación solar y se identifica la hora solar pico, con la ayuda del instrumento desarrollado (tablas dinámicas) se desarrollaron graficas comparativas.

Demanda eléctrica.

Con la ayuda de las facturas emitidas por ELEPCO S.A., se logró establecer el perfil de carga, de igual manera se tabularon los valores mediante el uso de tablas.

Con la autorización de los moradores del barrio, en el mes de julio se realizaron las siguientes actividades:

- Reconocimiento de la infraestructura del sistema de agua, donde se tomó los siguientes datos: volumen del tanque de almacenamiento, longitud desde el pozo al tanque, altura y disposición de tomas de succión de descarga, accesorios y tubería en uso.

- Nos proporcionaron copias duras del informe técnico de la construcción del pozo de agua.
- Se identifico posible área para ubicar los paneles solares.

3.8.2. Resultados alcanzados

Con los datos obtenidos de diferentes fuentes y formas, se realizó el dimensionamiento analítico del sistema solar fotovoltaico, con el siguiente orden:

- Calculo y selección del número de módulos solares
- Calculo y selección del controlador
- Calculo y selección del inversor
- Calculo y selección de baterías

Como paso subsecuente se procede con la validación del sistema de bombeo electrosumergible y descripción a detalle de la infraestructura.

Se diseño el sistema fotovoltaico óptimo en software PVSYST, con el cual se realiza una comparativa con el método analítico.

CAPITULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Desarrollo de la propuesta

4.1.1. Obtención de información meteorológica de irradiación

Como primer paso para identificar si existe el suficiente recurso solar, es necesario obtener información de la radiación solar diaria promedio, de ahí se obtiene el nivel de radiación promedio anual. Se debe tener en cuenta también las condiciones climáticas del sitio (nubosidad, pluviosidad, temperatura, viento).

Irradiación global obtenida de PVGIS

La base de PVGIS es tomada del satélite NSRDB ($0.04^\circ \times 0.04^\circ$), la cual fue desarrollada en conjunto con el Laboratorio Nacional de Energías Renovables y NREL. La Figura 4-1, muestra los valores de irradiación global del año 2015, del barrio Mariscal Sucre perteneciente a la Parroquia Poalo – Latacunga.

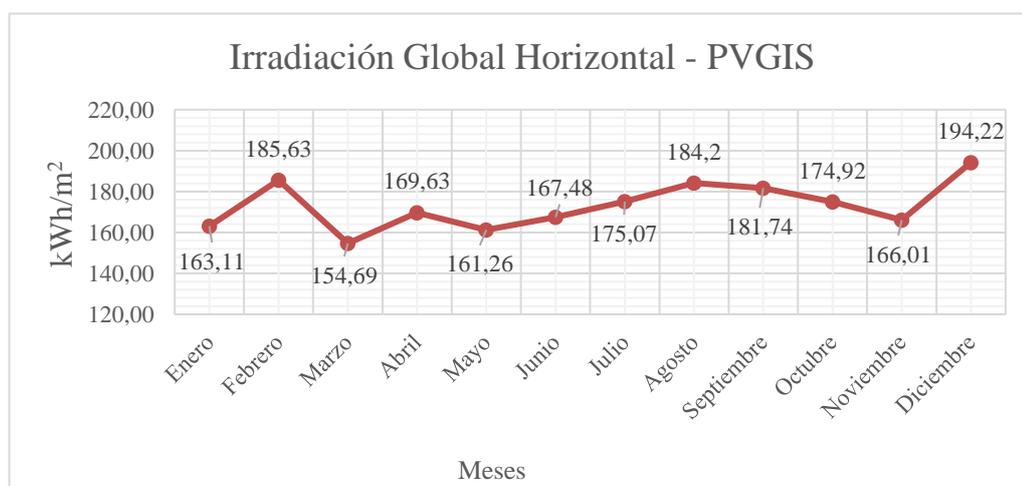


Figura 4-1: Resultado de Irradiación Global Horizontal - PVGIS

De la Figura 4-1 se puede determinar la irradiación mínima de 154,69 kWh/m² en marzo y máxima 194,22 kWh/m² en el mes de diciembre, en el (Anexo 1) se tiene que la irradiación global, directa y analizada con el ángulo óptimo.

Irradiación global obtenida de la Nasa Power

En la plataforma Nasa Power, según la Figura 4-2 (Anexo 2), se tiene que la irradiación mensual mínima que se presenta en febrero con 110,88 kWh/m², en tanto que la máxima es de 132,99 kWh/m² en el mes de octubre.

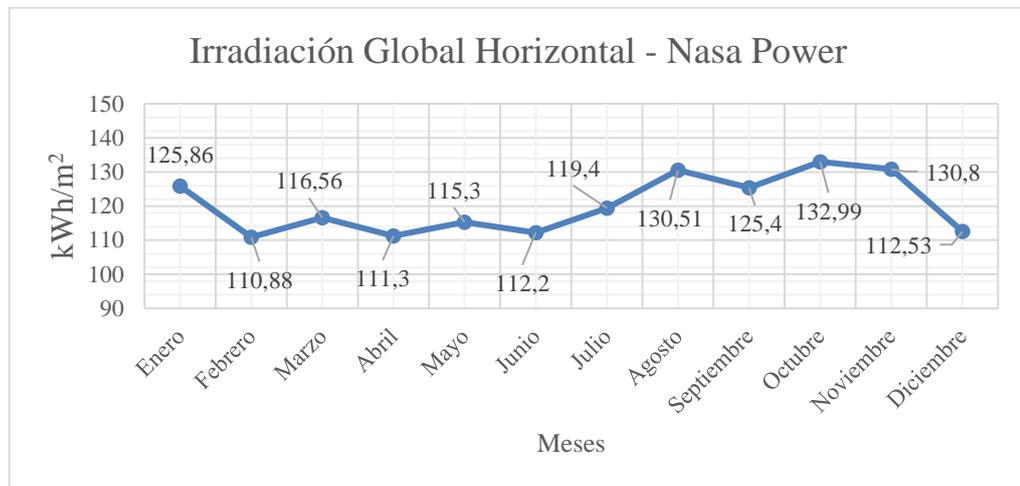


Figura 4-2: Resultado de la Irradiación Global Horizontal – Nasa Power

Irradiación global obtenida de Meteonorm

En tanto que en la plataforma Meteonorm, según la Figura 4-3, (Anexo 3), se tiene que la irradiación mensual mínima en febrero con 156 kWh/m², la máxima de 183 kWh/m² en el mes de enero, en el barrio Mariscal Sucre.



Figura 4-3: Resultado de la Irradiación Global Horizontal – Meteonorm

Irradiación global obtenida de Solargis

Finalmente, en la plataforma Solargis, según la Figura 4-4, (Anexo 4), se tiene que la irradiación mensual mínima en febrero con 145,8 kWh/m², la máxima es de 173,6 kWh/m² en el mes de octubre.

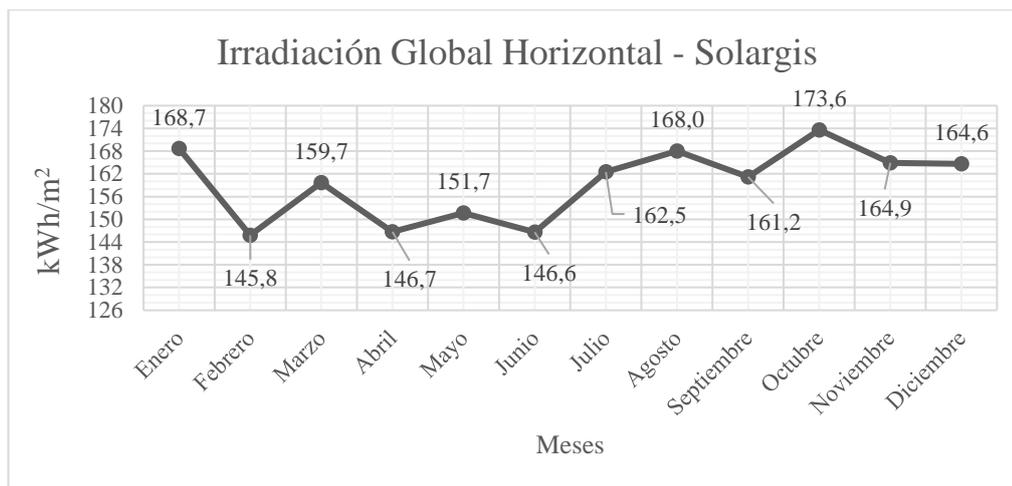


Figura 4-4: Resultado de la Irradiación Global Horizontal – Solargis

Se desarrolla una tabla comparativa de las diferentes fuentes, para identificar el potencial solar que posee el barrio Mariscal Sucre. De acuerdo con la norma ecuatoriana de construcción NEC-11, los cálculos de producción energética se los debe realizar con el promedio anual de radiación global sobre la superficie horizontal, esto siempre que la instalación fotovoltaica sea para un servicio permanente en todo el año y, además se debe notificar al cliente el mes más favorable de radiación. Se utiliza este método ya que el sistema de agua debe proporcionar el líquido de manera constante durante todo el ciclo de vida.

Ahora bien, de acuerdo con la misma norma ecuatoriana, también existen proyectos donde las instalaciones solares no requieren un funcionamiento permanente, en este caso los cálculos de producción energética se los debe realizar para el periodo más desfavorable.

Tabla 4-1: Comparación de la radiación solar mensual

Parámetros (kWh/m2)	PVGIS	Meteonorm	Nasa Power	Solargis	Promedio
Enero	163,11	183,00	125,86	168,70	160,17
Febrero	185,63	156,00	110,88	145,80	149,58
Marzo	154,69	172,00	116,56	159,70	150,74
Abril	169,63	165,00	111,3	146,70	148,16
Mayo	161,26	172,00	115,3	151,70	150,07
Junio	167,48	163,00	112,2	146,60	147,32

Julio	175,07	170,00	119,4	162,50	156,74
Agosto	184,2	173,00	130,51	168,00	163,93
Septiembre	181,74	161,00	125,4	161,20	157,34
Octubre	174,92	161,00	132,99	173,60	160,63
Noviembre	166,01	157,00	130,8	164,90	154,68
Diciembre	194,22	171,00	112,53	164,60	160,59
Total	2077,96	2004,00	1443,73	1914,00	1859,92
Máximo	194,22	183,00	132,99	173,60	163,93
Mínimo	154,69	156,00	110,88	145,80	147,32
Promedio	173,16	167,00	120,31	159,50	154,99

En función de la tabla de comparaciones se puede fijar que las radiaciones totales según PVGIS son de 2077,96 kWh/m², mientras que las de Meteonorm da 2004 kWh/m² y la Nasa Power proporciona un valor de hasta 1443,73 kWh/m², en tanto que Solargis da un valor de hasta 1914,00 kWh/m², la cual da un valor promedio de hasta 1859,92 kWh/m², con un valor máximo promedio de 163,93 kWh/m² y un mínimo de 147,32 kWh/m², por lo que da un valor promedio de 154,99 kWh/m². En la Figura 4-5, se puede apreciar a detalle la radiación global mensual para cada una de las bases de datos obtenidas.

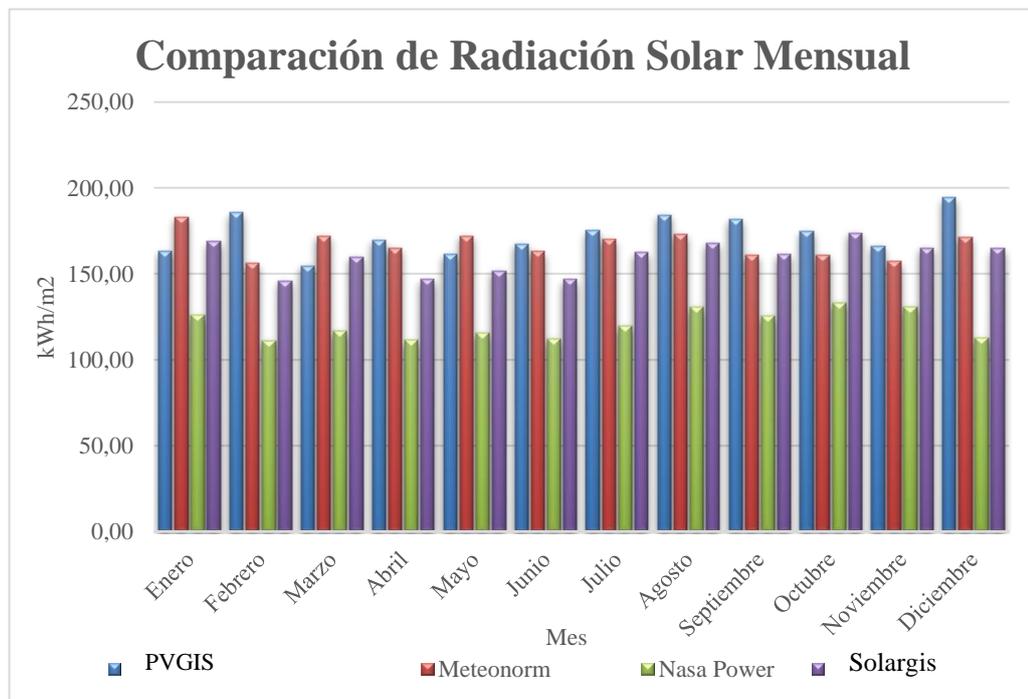


Figura 4-5: Comparación de radiación solar mensual

Cálculo de la hora solar pico HSP

Es necesario definir la hora solar pico (HSP), con el método de función del periodo de tiempo y el uso se define la inclinación óptima, la cual está en función de la latitud y ubicación de los paneles solares, en nuestro caso el barrio se encuentra en una latitud de -0,88, adicional a ello es necesario definir la inclinación óptima del sistema, para lo cual hacemos uso de la Tabla 4-2:

Tabla 4.2: Criterios para el cálculo de inclinación óptima. [35]

Tipo de instalación	Uso	Captación máxima	Inclinación Óptima
Conectados a la red	Permanente	Promedio anual	$\beta = \Phi - 10$
Bombeo de agua	Anual	Mínima anual	$\beta = \Phi - 20$
Autónomas uso constante	Permanente	Promedio anual	$\beta = \Phi + 10$

Por lo que la inclinación óptima para el bombeo de agua sería:

$$\beta = \Phi + 10$$

$$\Phi = \text{Latitud } 0^{\circ} 53' 44'' \text{ barrio Mariscal Sucre}$$

$$\beta = 0^{\circ} + 10 = 10^{\circ}$$

Por lo que la radiación diaria sobre el módulo inclinado es:

$$H_T = k * H, \text{ (NEC-11, 2011, pág. 59)}$$

- H_T = Irradiación diaria sobre la superficie inclinada
- H = Irradiación mensual diaria
- k = Constante (Anexo 5)

De la Tabla 4-1 se extraen los valores de irradiación global promedio de las diferentes bases de datos y se obtienen valores de irradiación diaria. Se elabora la Tabla 4-3, con valores de la constante K obtenidos con la inclinación de 10° y latitud de -1 aproximada, y como resultados se tiene la radiación diaria inclinada.

Tabla 4-3: Hora Solar Pico Diario

Parámetros	Irradiación Global Mensual Promedio	Irradiación Global diario	Coefficiente de inclinación (k)	Radiación diaria inclinado
	kWh/m ²	Wh/m ²		Wh/m ²
Enero	160,17	5166,694	0,93	4805,10
Febrero	149,58	5342,054	0,96	5038,48
Marzo	150,74	4862,500	0,99	4813,95
Abril	148,16	4938,583	1,02	5037,44
Mayo	150,07	4840,806	1,04	5034,61
Junio	147,32	4910,667	1,04	5107,09
Julio	156,74	5056,210	1,03	5207,81
Agosto	163,93	5287,984	1,02	5393,83
Septiembre	157,34	5244,500	0,99	5192,22
Octubre	160,63	5181,532	0,96	4974,35
Noviembre	154,68	5155,917	0,93	4795,08
Diciembre	160,59	5180,242	0,92	4765,90

Las horas salares pico determinadas en función de la radiación solar.

$$HSP = \frac{I_{diario}}{1000 \frac{W}{m^2}}, \text{ (NEC-11, 2011, pág. 59)}$$

Donde:

- Hora solar pico = HSP
- Radiación diaria = I_{diario}

De la Tabla 4-3 se extraen los valores de radiación diaria inclinada, y de acuerdo con la fórmula para hallar la HSP es necesario dividirla para 1000° W/m², se elabora la Tabla 4-4, donde se encuentran los valores de hora solar pico para cada uno de los meses del año, y por concepto de la norma NEC-11 se debe trabajar parta el mes más desfavorable siendo 4,77 horas en diciembre.

Tabla 4-4: Hora Solar Pico Diario

Parámetros	Radiación diaria inclinada	Horas Solar Pico
------------	-------------------------------	---------------------

	Wh/m2	h
Enero	4805,10	4,81
Febrero	5038,48	5,04
Marzo	4813,95	4,81
Abril	5037,44	5,04
Mayo	5034,61	5,03
Junio	5107,09	5,11
Julio	5207,81	5,21
Agosto	5393,83	5,39
Septiembre	5192,22	5,19
Octubre	4974,35	4,97
Noviembre	4795,08	4,80
Diciembre	4765,90	4,77

4.1.2. Cálculo de la demanda energética del sistema de agua

Se procede a descargar las facturas emitidas por ELEPCO (Anexo 6), del periodo 2015 al 2022 con las cuales se calcula el perfil de carga, en la Tabla 4-5 se tiene a detalle los valores mensuales y se obtiene el promedio de la demanda eléctrica 54,65 KWh/día.

Tabla 4-5: Demanda energética diaria

Periodo	Demanda energética	Días del mes	Demanda energética
(2015 - 2022)	(KWh-mes)	Días	(KWh-día)
Enero	1532,14	31	49,42
Febrero	1801,75	28	64,35
Marzo	1726,51	31	55,69
Abril	1237,62	30	41,25
Mayo	1671,55	31	53,92
Junio	1515,42	30	50,51
Julio	1754,12	31	56,58
Agosto	1902,57	31	61,37
Septiembre	1859,57	30	61,99
Octubre	1936,57	31	62,47

Noviembre	1485,28	30	49,51
Diciembre	1511,58	31	48,76
Promedio =			54,65

4.1.3. Dimensionamiento analítico del sistema solar fotovoltaico

Para el dimensionamiento del sistema solar es indispensable realizar una aproximación del rendimiento del sistema, de acuerdo con la norma NEC-11, la fórmula para hallar la potencia pico viene dada por.

$$Pot_p = \frac{\text{Demanda energética}}{HSP * PR}, \text{ (NEC-11, 2011, pág. 60)}$$

- Pot_p = Potencia pico
- HSP = Hora solar pico
- PR = Estimación del rendimiento global del sistema

Estimación del rendimiento global del sistema - PR

Se debe realizar el cálculo de todas las pérdidas que existirán en el entorno y sistema instalado, siendo las siguientes:

- Cálculo de pérdidas de potencia por temperatura, se requiere el uso de las siguientes ecuaciones.

$$\Delta P_{panel} = 1 - \delta(\%) * (T_{panel} - 25), \text{ (NEC-11, 2011, pág. 60)}$$

$$T_{panel} = T_{amb} + (NOCT - 20) * \frac{G}{800}, \text{ (NEC-11, 2011, pág. 60)}$$

Donde:

δ = Coeficiente de temperatura de Pmax, se extrae de datos del panel

T_{amb} = Temperatura ambiente máxima histórica

$NOCT$ = Temperatura de operación normal de la celda, datos del panel

G = Irradiación a la máxima temperatura histórica

Según los valores definidos en la (Anexo 7) la temperatura ambiente máxima histórica en el barrio Mariscal Sucre, es de 23°C en septiembre. En la Figura 4-6 y 4-7, con ayuda de la plataforma de PVGIS, se encuentra el valor de irradiancia en un día

cualquiera de septiembre a las 13 horas, coincidiendo con el momento de máxima temperatura. Así, a las 13 horas, a una temperatura máxima media de $17,05^{\circ}\text{C}$ se define una irradiancia de $574,72 \text{ W/m}^2$. Con los valores obtenidos de temperatura ambiente e irradiancia solar en el mes que se registró históricamente la máxima temperatura, se procede a calcular la temperatura máxima que alcanzara el panel.

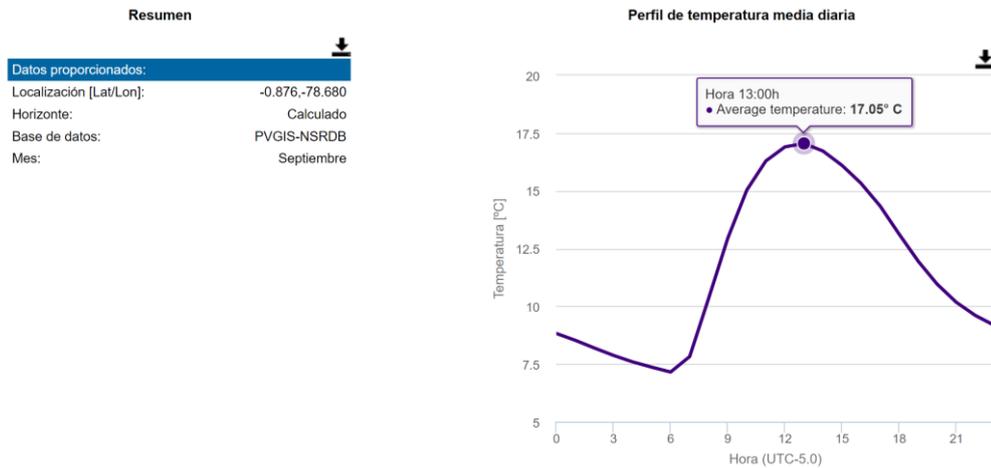


Figura 4-6: Temperatura media diaria, PVGIS

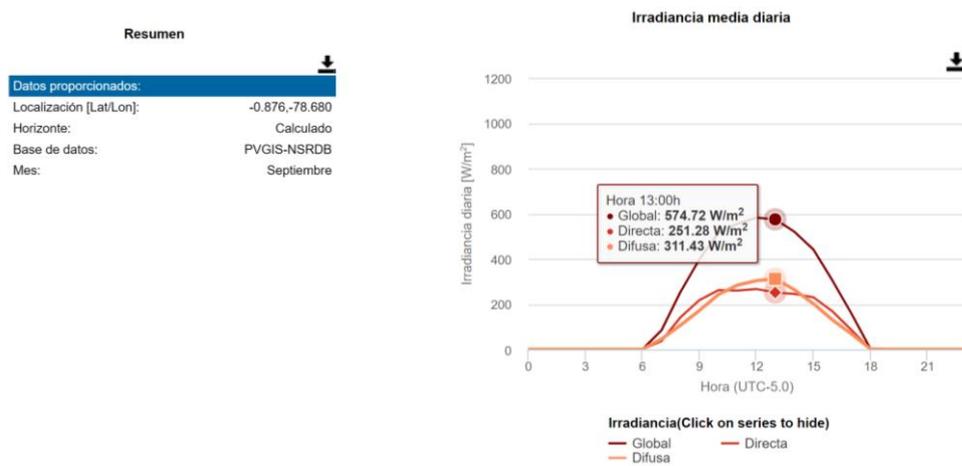


Figura 4-7: Irradiancia media diaria, PVGIS

Para determinar algunas variables que se encuentran dentro de la ecuación de la temperatura del panel, es necesario conocer datos específicos del panel a usar, para lo cual en la Figura 4-8, (Anexo 8) se ilustran las características principales, el modelo a usar es SRP-405-E01A.

Electrical Characteristics

	SRP-390-E01A		SRP-395-E01A		SRP-400-E01A		SRP-405-E01A	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmp)	390	289	395	293	400	296	405	300
Open Circuit Voltage (Voc)	44.70	41.40	44.90	41.60	45.10	41.70	45.30	41.90
Short Circuit Current (Isc)	11.17	9.05	11.25	9.12	11.34	9.17	11.42	9.23
Maximum Power Voltage (Vmp)	36.80	34.00	37.00	34.20	37.20	34.30	37.40	34.50
Maximum Power Current (Imp)	10.60	8.57	10.68	8.57	10.76	8.63	10.83	8.70
Module Efficiency at STC(ηm)	19.17		19.42		19.66		19.91	
Power Tolerance	(0,+4.99)							
Maximum System Voltage	1000 VDC / 1500 VDC							
Maximum Series Fuse Rating	20A							

SRP-XXX-E01A: Maximum System Voltage 1000 VDC

SRP-XXX-E01A-HV: Maximum System Voltage 1500 VDC

STC: Irradiance 1000 W/m² module temperature 25°C AM=1.5, Power measurement tolerance: +/-3%

NOCT: Irradiance 800 W/m² ambient temperature 20°C wind speed :1m/s Power measurement tolerance: +/-3%

Temperature Characteristics

Pmax Temperature Coefficient	-0.37 %/°C
Voc Temperature Coefficient	-0.28 %/°C
Isc Temperature Coefficient	+0.05 %/°C
Operating Temperature	-40 ~ +85 °C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2 °C

Figura 4-8: Características del panel solar Seraphim

Se procede a identificar las variables dentro de las características del panel, y se calcula la pérdida de potencia por temperatura.

$$\delta(\%) = 0,37 \text{ \%/}^\circ\text{C} \rightarrow \text{característica del panel}$$

$$NOCT = 45^\circ\text{C} \rightarrow \text{característica del panel}$$

$$T_{amb} = 17,05^\circ\text{C} \rightarrow \text{propio del emplazamiento}$$

$$G = 574,72 \text{ W/m}^2 \rightarrow \text{propio del emplazamiento}$$

$$T_{panel} = 17,05^\circ\text{C} + (45^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}) * \frac{574,72}{800} = 35,01^\circ\text{C}$$

$$\Delta P_{panel} = 1 - (0,37) \frac{\%}{^\circ\text{C}} * (35,01 - 25)^\circ\text{C} = 4\%$$

- Pérdidas por efecto de suciedad, NEC-11 estipula que no deben superar 2%

Debido al lugar de instalación de los paneles, se establece el 2% de pérdidas por polvo y suciedad. Ya que sitio es campo abierto por lo cual existe un arrastre de partículas de polvo en épocas de vientos.

- Pérdidas por inclinación y orientación

Están en función del ángulo de inclinación β , el cual se lo tiene definido en nuestro caso en 10° y el ángulo de azimut γ , se lo establece en 0° ya que los paneles van a ser orientados al sur, con ayuda de la Figura 4-9, se extraen los valores del aprovechamiento de la instalación, los cuales están en un intervalo del 90% al 95%. Cabe recalcar que estos valores son considerados ya que los paneles se ubicarán en un plano fijo y no tendrán modificaciones de inclinación y orientación a lo largo del año.

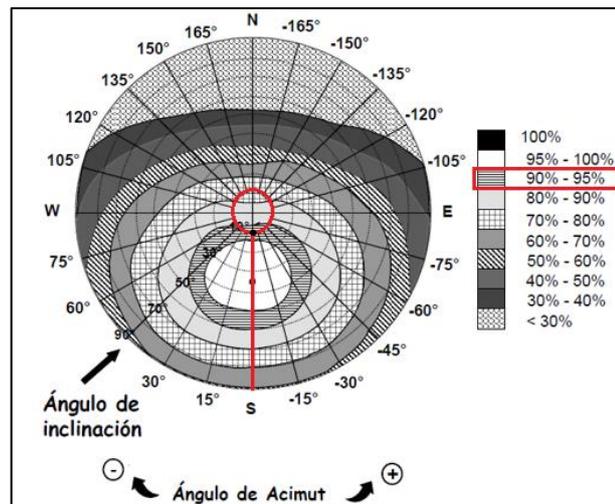


Figura 4-9: Pérdidas de energía solar por inclinación y orientación

Además, en la Figura 4-10 se puede observar la carta solar simulada con las coordenadas del barrio en la plataforma de Solargis, con la cual se ratifica que un ángulo azimut de 0° es el óptimo.

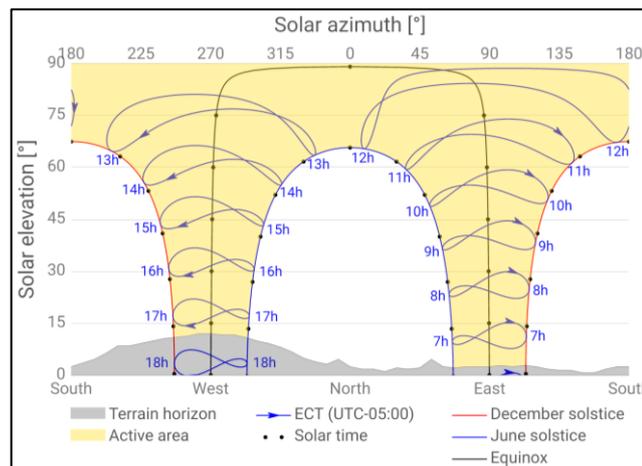


Figura 4-10: Carta solar diseñada en Solargis del emplazamiento

- Perdidas por Mismatch

Son perdidas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes, las mismas que se las establece en un rango de +/- 3%, como nuestro generador fotovoltaico no es de mayor potencia la establecemos en 1%.

- Perdidas por “Derating”

Estas son calculadas para zonas de extremo calor, como el emplazamiento del barrio no supera los 23°C a lo largo del año, se las considera nulas.

- Estimación del rendimiento global del sistema, PR

En rendimiento de la planta es el siguiente:

$$PR = (n_{T^\circ} * n_{suciedad} * n_{inclinación} * n_{Mismatch}) , (NEC-11, 2011, \text{pág. } 60)$$

$$PR = 1 - (4 + 2 + 5 + 1) = 88\%$$

Cálculo de potencia pico del sistema

$$Pot_p = \frac{\text{Demanda energética}}{HSP * PR} , (NEC-11, 2011, \text{pág. } 60)$$

$$Pot_p = \frac{54,65 \text{ KWh}}{4,77 * 0,88} = 13KW$$

Cálculo del número de paneles solares

En la Figura 4-7 (Anexo 8), se encuentran las características principales del panel a usar es SRP-405-E01A.

$$NM = \frac{Pot_p}{Pot_{panel}} = \frac{13KW}{0,405 \text{ KW}} = 32 \text{ módulos}$$

Cálculo y selección del regulador

De acuerdo con la normativa se establece que la capacidad del regulador debe ser mínimo un 25% mayor de la corriente de corto circuito del arreglo fotovoltaico. Para determinar el valor de corriente de corto circuito es necesario establecer la configuración de los paneles (serie y paralelo) del generador fotovoltaico, partimos primero con la verificar la tensión máxima en circuito abierto a la mínima temperatura

histórica del emplazamiento la misma que tiene que ser menor que la tensión máxima que puede soportar el inversor, como muestra las Figuras 4-11 y 4-12.

$V_{oc\ max} \leq V_{max\ Inv}$, Comprobar la siguiente desigualdad

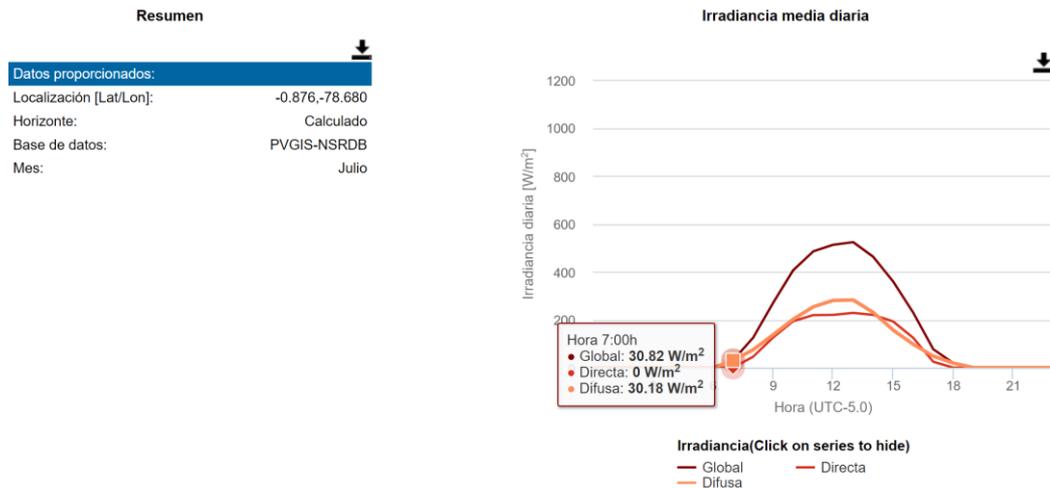


Figura 4-11: Irradiancia media diaria a temperatura mínima

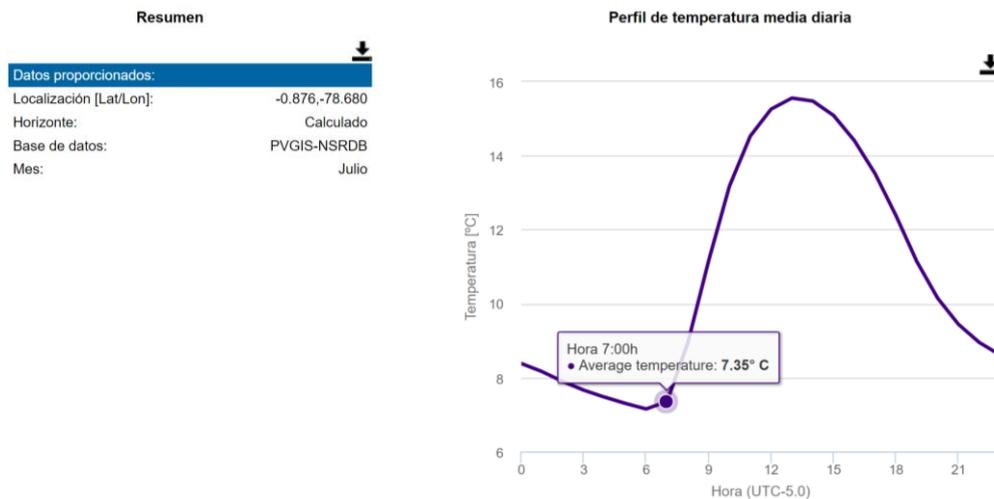


Figura 4-12: Perfil de temperatura media diaria

De acuerdo con el (Anexo 7) la temperatura ambiente mínima histórica en el barrio Mariscal Sucre, es de 2°C en julio, con ayuda de la plataforma de PVGIS, se encuentra el valor de irradiancia en un día cualquiera de julio a las 7 horas, coincidiendo con el momento de mínima temperatura. Así, a las 7 horas, la temperatura mínima media es 7,35°C con una irradiancia de 30,82 W/m².

Con los valores obtenidos la temperatura del panel será:

$$T_{min\ panel} = 7,35^{\circ}C + (45 - 20)^{\circ}C \cdot \frac{30,82\ W/m^2}{800\ W/m^2} = 2,96^{\circ}C$$

La tensión máxima en circuito abierto de un panel fotovoltaico a mínima temperatura ambiente se calcula con ayuda de la siguiente fórmula:

$$V_{oc\ max}(T_{min\ amb}) = V_{oc}(STC) + \beta \cdot V_{oc}(STC) \cdot \Delta T \quad , \text{ (NEC-11, 2011, pág. 60)}$$

$$\Delta T = T_{min\ panel} - 25^{\circ}C$$

La tensión máxima en circuito abierto de un panel a mínima temperatura, $V_{oc\ max}(T_{min\ amb})$, será igual a:

$$V_{oc\ max}(2,96^{\circ}C) = 45,30\ V + \frac{0,28}{100^{\circ}C} \cdot 45,30\ V \cdot (2,96 - 25)^{\circ}C = 48,07\ V$$

Finalmente, el número máximo de paneles en serie se calcula con ayuda de la fórmula:

$$N_{max\ serie} = \frac{V_{max\ Inv}}{V_{oc\ max}(T_{min\ amb})}$$

Se obtiene que el máximo número de paneles que se podrá conectar en serie por string es igual a:

$V_{max\ Inv} = 600V$, valor obtenido de datos de placa del inversor (Anexo 10)

$$N_{max\ serie} = \frac{600\ V}{48,07\ V} = 12,48\ \text{paneles}$$

El cálculo del valor de tensión máxima en circuito abierto, a mínima temperatura ambiente, se realiza para 8 paneles conectados en serie. La tensión máxima en circuito abierto es igual a:

$$V_{oc\ max} = N_{max\ serie} * V_{oc\ max}(T_{min\ amb}) = 8 * 48,07\ V = 384,56\ V$$

Entonces se comprueba la desigualdad:

$$V_{oc\ max} \leq V_{max\ Inv}$$

$$384,56\ V \leq 600\ V$$

Definida la cantidad de paneles en serie y conocido el total de 32 paneles, entonces se procede con la configuración del generador fotovoltaico.

$$V_{String} = \sum V_1 + V_2 + V_N = 8 * 48,07V = 384,56\ V$$

De la Figura 4-8, se extrae el valor de corriente en corto circuito para en condiciones estándar, $I_{sc-STC} = 11,42 A$

$$I_{String} = I_1 = I_2 \dots = I_n = 11,42A$$

$$V_{array} = V_{String} = 384,56 V$$

$$I_{array} = \sum I_{String} = 11,42 + 11,42 = 22,84 A$$

Entonces se calcula la potencia mínima que requiere tener el inversor.

$$P_{inversor} = (V_{array} * I_{array}) * N^{\circ} \text{arreglos} = (384,56V * 22,84A) * 2 = 17.56 KW$$

Entonces de acuerdo con la norma NEC-11, el regulador debe ser mínimo el 25% superior a la corriente de corto circuito del arreglo fotovoltaico, se tiene:

$$I_{array} = (22,84)A * 1,25 = 28,55 A$$

Adicional, se estable el voltaje del arreglo de baterías a 48V. Con estos valores encontrados se selecciona el regulador (Anexo 9) de la marca EPever, modelo ML4860 que soporta una corriente máxima de 60A.

En la Figura 4-13, se presenta la configuración planteada de la forma de conexión de los paneles solares, la cual es ocho paneles en serie y estos conectados en paralelo formando dos cadenas.

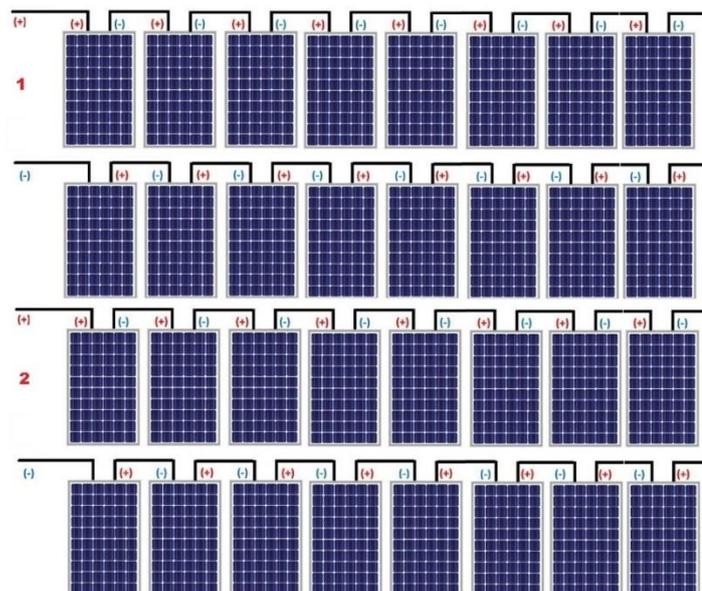


Figura 4-13: Configuración de conexión del generador fotovoltaico

Calculo y selección del inversor

Como lo establece la normativa, se procederá afectar un 25% más a la carga instalada para controlar los picos de potencia, la capacidad del motor sumergible es de 5,5KW.

$$P_{min-inv} = 5,5 \text{ KW} * 1,25 = 6,87 \text{ KW}$$

También se debe considerar las características de la carga a la cual se va a alimentar, en la Tabla 4-6 se identifican los parámetros eléctricos y más a detalle en (Anexo 10).

Tabla 4-6: Datos eléctricos del motor sumergible, Anexo 10

Motor sumergible de agua			
Potencia	5,5 KW	Fases	1
Frecuencia	60 Hz	RPM	3450
Voltaje	230V	No. serie	18J19-19-00135A

Entonces, el inversor debe ser de las siguientes características:

- Monofásico
- Capacidad mínima 6,87 KW
- Voltaje de salida 230 V
- Frecuencia 60 Hz

Se selecciona el inversor marca Solís – 1P – (7 - 8) KW, las características se encuentran en el (Anexo 11).

Establecido el inversor se debe verificar la potencia máxima de operación del arreglo fotovoltaico a la temperatura máxima y mínima registrada del emplazamiento, con el fin de comprobar el correcto funcionamiento del inversor a una mínima y máxima potencia, como sigue.

$$V_{min \text{ MPP serie paneles}} \geq V_{min \text{ MPPT Inv}}$$

$$V_{max \text{ MPP serie paneles}} \leq V_{max \text{ MPPT Inv}}$$

La tensión mínima al punto de máxima potencia ($V_{min \text{ MPP}}$) se lo calcula con la temperatura máxima histórica registrada del emplazamiento, la cual se calculó en el paso de estimación del rendimiento global y es de 35,01°C

Entonces la tensión mínima se la calcula con:

$$V_{min\ MPP}(T_{max\ amb}) = V_{MPP}(STC) + \beta \cdot V_{MPP}(STC) \cdot \Delta T, \text{ (NEC-11, 2011, pág. 60)}$$

$$\Delta T = T_{max\ panel} - 25^{\circ}C$$

Los valores de $V_{MPP}(STC)$ se los extrae de las características de panel fotovoltaico Figura 4-7, procede lo siguiente.

$$V_{min\ MPP}(35,01^{\circ}C) = 37,4\ V + \frac{0,28}{100} * 37,4\ V \cdot (35,01 - 25)^{\circ}C = 36,35\ V$$

De manera análoga, la tensión máxima, operando en el punto de potencia máxima, de un panel fotovoltaica a mínima temperatura (valor calculado, $2,96^{\circ}C$), $V_{max\ MPP}(T_{min\ amb})$, será igual a:

$$V_{max\ MPP}(2,96^{\circ}C) = 37,4\ V + \frac{0,28}{100} \cdot 37,4\ V \cdot (2,96 - 25)^{\circ}C = 39,71\ V$$

Se debe asegurar el funcionamiento del inversor a un rango mínimo, conectando un número mínimo de paneles en serie, se identifica el voltaje mínimo a un punto de máxima potencia del inversor en el (Anexo 11)

$$N_{min\ serie} = \frac{V_{min\ MPPT\ Inv}}{V_{min\ MPP}(T_{max\ amb})}$$

$$N_{min\ serie} = \frac{90\ V}{36,35\ V} = 2,47\ \text{paneles}$$

El número de paneles se lo calculo y estableció en 8 conectados en serie, se calcula el valor de tensión mínima para los 8 paneles, operando en el punto de potencia máxima:

$$V_{min\ MPP\ serie\ ppls} = N_{min\ serie} \cdot V_{min\ MPP}(T_{min\ amb}) = 8 \cdot 36,35\ V = 290,81\ V$$

Se cumple la desigualdad planteada para el inversor seleccionado.

$$V_{min\ MPP\ serie\ paneles} \geq V_{min\ MPPT\ Inv}$$

$$290,81\ V \geq 90\ V$$

Es importante verificar la operación del inversor al punto de máxima potencia obtenido del arreglo de paneles, entonces, se calcula el número máximo de paneles a conectar en serie:

$$N_{max\ serie} = \frac{V_{max\ MPPT\ Inv}}{V_{max\ MPP}(T_{min\ amb})}$$

En el (Anexo 11) se encuentran el voltaje máximo a un punto de máxima potencia del inversor ($V_{max MPPT Inv} = 520V$), se calcula el máximo número de paneles a conectar en serie:

$$N_{max serie} = \frac{520V}{39,71V} = 13,09 \text{ paneles}$$

Como se tiene planteado la configuración de 8 paneles en serie, se ratifica la configuración, adicional, el valor de tensión máxima se calcula el voltaje máximo.

$$V_{max MPP serie ppls} = N_{max serie} \cdot V_{max MPP}(T_{min amb}) = 8 \cdot 39,71 V = 371,68 V$$

Se cumple la desigualdad planteada para el inversor en el valor superior del rango de operación.

$$V_{max MPP serie paneles} \leq V_{max MPPT Inv}$$

$$371,68 \leq 520 V$$

Calculo y selección de baterías

El cálculo de la capacidad del banco de baterías se lo realiza con el uso de la formula recomendado por la norma NEC-11.

$$C_{Bat} = \frac{\text{Demanda energética} \cdot \text{días de autonomía}}{PdD \cdot \text{Voltaje del sistema}}, \text{ (NEC-11, 2011, pág. 60)}$$

- C_{bat} = Capacidad del banco de baterías Ah
- PdD = Profundidad de descarga

Se toma las siguientes consideraciones estipuladas en la normativa.

Seleccionar una batería sellada por mayor seguridad y facilidad de mantenimiento, el dimensionamiento se debe realizar para una profundidad de descarga mínimo del 60% y los días de autonomía dependerán del emplazamiento, lo cual en el sector existe una alta nubosidad y recomendación NEC-11 se lo establece en 2 días.

La demanda energética promedio de consumo del sistema de bombeo fue calcula con el histórico de consumo siendo 54,65 KWh/día.

Entonces se tiene el cálculo siguiente:

$$C_B = \frac{54,65 \frac{kWh}{día} * \frac{1000 W}{1 kW} * 2 días}{12 V * 0,60}$$

$$C_B = 15.180,55 Ah$$

A continuación, se determina el número de baterías de la siguiente manera:

$$N_{bp} = \frac{C_B}{C_{nB}}$$

- C_B = Consumo total = 15.180,55 Ah
- C_{nb} = Capacidad nominal de la batería es 250Ah (Anexo 12)
- N_b = Número de baterías

$$N_b = \frac{15.180,55 Ah}{250 Ah}$$

$$N_b = 60 \text{ baterías}$$

El sistema se requiere que sea de 48V por superar la capacidad de consumo diario de 4001Wh, entonces se deberán conectar 4 baterías en serie para obtener el voltaje del sistema y estas deberán conectarse con 15 cadenas en paralelo.

El tipo baterías a usar son de tipo Gel, ya que estas son diseñadas para soportar descargas profundas y picos de corriente durante arranque de motores, adicional de poseer una vida útil de 12 años. La marca Ecosolar de 250Ah modelo C100 12V.

4.1.4. Validación del sistema de bombeo

En la Figura 4-14, se muestra un diagrama idéntico al que se encuentra actualmente en funcionamiento el sistema de bombeo del barrio Mariscal Sucre.

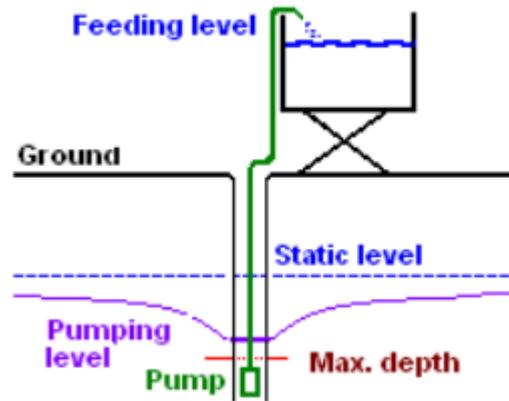


Figura 4-14: Diagrama del sistema de bombeo con pozo

$$\left(\frac{P_1}{w} + \frac{v_1^2}{2g} + z_1 \right) + H_B - H_P - H_E = \left(\frac{P_2}{w} + \frac{v_2^2}{2g} + z_2 \right)$$

$$H_B = (z_2 - z_1) + H_P$$

- H_B =Energía añadida
- H_P =Energía perdida
- z_2 =Altura del suelo a la zona de descarga = 112,30 m
- z_1 =Altura del suelo a la zona de succión = - 40,0 m

Para conocer las dimensiones y diseño del sistema de agua, se realizaron visitas a campo para registrar la siguiente información.

La Figura 4-15, muestra el estado actual de tanque reservorio, adicional se tomaron las medidas de diámetro (10 metros) y altura (5 metros).

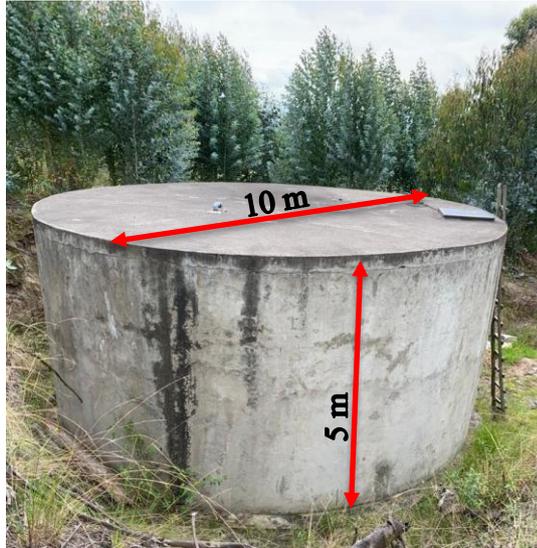


Figura 4-15: Tanque reservorio del barrio

Con ayuda de la plataforma de Google earth, se localiza la ubicación exacta del pozo de agua y del tanque reservorio, y con el uso de las herramientas del Google se mide la longitud del pozo al tanque (191m) y la altura a la cual se encuentra el tanque (112m), como se muestra en la Figura 4-16.



Figura 4-16: Distancia y altura del tanque reservorio, Google Earth

En la Figura 4-17, se presenta la geometría y configuración del pozo, esto gracias a la colaboración del barrio en proporcionar la documentación necesaria para el desarrollo de trabajo.

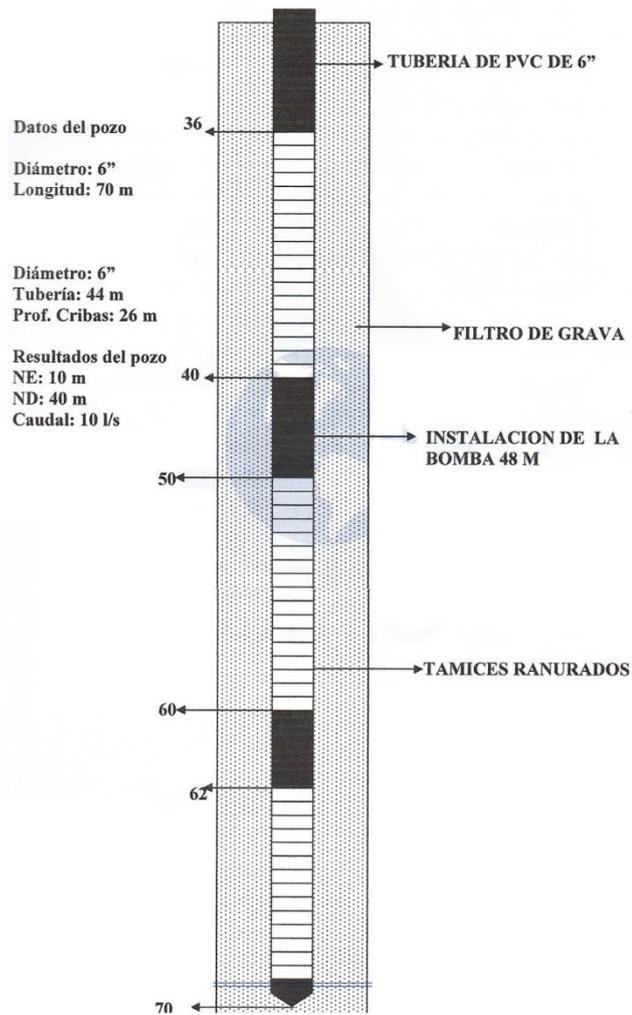


Figura 4-17: Geometría y configuración del pozo

Con los valores encontrados se procede a realizar los siguientes cálculos.

La energía añadida se da en función de las alturas y la energía perdida H_P , de la siguiente manera:

$$H_P = H_{PS} + H_{PD}$$

El siguiente paso es determinar las energías perdidas en succión H_{PS} y descarga H_{PD} como se describe a continuación.

Pérdidas en la zona de succión (H_s)

Datos en la zona de succión:

- Diámetro del pozo = 6" = 0,1524 m

- Valor de rugosidad de tubería de PVC = $\epsilon_1 = 0,00024$ cm (Giles, 2003, pág. 257)
- Valor de rugosidad de tubería de Metal = $\epsilon_2 = 0,015$ cm (Giles, 2003, pág. 257)
- Viscosidad cinemática = $\gamma = 1,142 \times 10^{-6}$ m²/s (Giles, 2003, pág. 247)
- Longitud de la tubería de succión = $L = 40$ m
- Caudal del agua = $Q = 10 \frac{lt}{s}$
- $k_1 =$ Codo a $90^\circ = 0,75$ (Giles, 2003, pág. 249)
- $k_2 =$ Válvula check = 3 (Giles, 2003, pág. 249)
- Coeficiente de fricción = f
- Número de Reynolds = Re
- Velocidad del fluido en la tubería = v
- $h_L =$ Perdidas por longitud de la tubería
- $h_A =$ Perdidas de accesorios

Por lo que el Coeficiente de fricción (f) es:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left[\frac{\epsilon}{3,7d} + \frac{2,51}{Re\sqrt{f}} \right]$$

A continuación, se procede a determinar el número de Reynolds

- $Re = \frac{vd}{\gamma}$
- $Q = 10 \frac{lt}{s} = 0,01 \frac{m^3}{s}$
- $A = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{\pi (0,1524 \text{ m})^2}{4} = 0,0182415 \text{ m}^2$
- $v = \frac{Q}{A} = \frac{0,01 \frac{m^3}{s}}{0,0182415 \text{ m}^2} = 0,548 \frac{m}{s}$
- $Re = \frac{0,548 \frac{m}{s} * 0,1524 \text{ m}}{1,142 \times 10^{-6} \frac{m^2}{s}}$
- $Re = 73157,53$

Una vez obtenido el Número de Reynolds se procede a definir el coeficiente de fricción, mediante interacción.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left[\frac{0,00024 \text{ cm}}{3,7 \times 0,1524 \text{ cm}} + \frac{2,51}{73157,53 \sqrt{f}} \right]$$

$$f = 0,01929$$

El siguiente paso es determinar las pérdidas en la longitud de la tubería en la zona de succión h_L .

$$h_L = f \frac{Lv^2}{d2g}$$

$$h_L = 0,01929 \frac{40 \text{ m} \left(0,548201456 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^2}{2 \times 0,1524 \text{ m} \times 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2}} = 0,07755 \text{ m}$$

Una vez obtenido las pérdidas de succión se procede a definir las pérdidas en los accesorios, de la siguiente manera:

$$h_A = \sum k \frac{v^2}{2g}$$

$$h_A = (2 \times 0,75 + 1 \times 3) \frac{\left(0,548201456 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^2}{2 \left(9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2}\right)} = 0,0689 \text{ m}$$

Por lo que las pérdidas totales son:

$$H_{PS} = h_L + h_A$$

$$h_{PS} = 0,07755 \text{ m} + 0,0689 \text{ m} = 0,1465 \text{ m}$$

Pérdidas en la zona de descarga (HD)

Datos en la zona de descarga:

- Diámetro de tuberías = $d = 3'' = 0,0762 \text{ m}$
- Viscosidad cinemática = $\gamma = 1,142 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ (Giles, 2003, pág. 247)
- Valor de rugosidad de tubería de Metal = $\epsilon_2 = 0,015 \text{ cm}$ (Giles, 2003, pág. 257)
- $k_1 = \text{Codo a } 90^\circ = 0,75$ (Giles, 2003, pág. 249)
- $k_2 = \text{Válvula check} = 3$ (Giles, 2003, pág. 249)

- $Q = \text{Caudal requerido} = 0,01 \frac{m^3}{s}$
- Coeficiente de fricción = f
- Número de Reynolds = Re
- Velocidad del fluido en la tubería = v
- Pérdidas por longitud de la tubería = h_L
- Pérdidas de accesorios = h_A

El análisis de pérdidas en la zona de descarga se inicia determinando las áreas de las tuberías.

$$A = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{\pi (0,0762 \text{ m})^2}{4} = 0,00456 \text{ m}^2$$

Para con este valor proceder a determinar la velocidad del fluido

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{0,01 \frac{m^3}{s}}{0,00456 \text{ m}^2} = 2,19 \frac{m}{s}$$

Con dicha velocidad determinada se procede a definir el Número de Reynolds

$$Re = \frac{2,19 \frac{m}{s} * 0,0762 \text{ m}}{1,142 \times 10^{-6} \frac{m^2}{s}}$$

$$Re = 146127,846$$

Una vez obtenido el Número de Reynolds se procede a definir el coeficiente de fricción, mediante interacción.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left[\frac{0,015 \text{ cm}}{3,7 \times 7,62 \text{ cm}} + \frac{2,51}{146127,846 \sqrt{f}} \right]$$

$$f = 0,024525$$

El siguiente paso es determinar las pérdidas en la longitud de la tubería en la zona de descarga h_{LD} .

$$h_{LD} = 0,024525 * \frac{191,06 \text{ m} \left(2,19 \frac{m}{s} \right)^2}{2 \times 0,0762 \text{ m} \times 9,81 \frac{m}{s^2}} = 15,032 \text{ m}$$

Una vez obtenido las pérdidas de la tubería se procede a definir las perdidas en los accesorios, de la siguiente manera:

$$h_{AD} = (2 \times 0,75 + 1 \times 3,0) \frac{(2,19 \frac{m}{s})^2}{2(9,81 \frac{m}{s^2})}$$

$$h_{AD} = 1,10 \text{ m}$$

Por lo que las pérdidas totales en la zona de descarga son:

$$h_D = h_{LD} + h_{AD}$$

$$h_D = 15,032 \text{ m} + 1,10 \text{ m} = 16,132 \text{ m}$$

Energía Perdida HP

La energía pérdidas en el sistema de bombeo se tiene que:

$$H_p = 0,1465 \text{ m} + 16,132 \text{ m} = 16,2785 \text{ m}$$

Energía añadida HB

$$H_B = (112,30 \text{ m} - 40 \text{ m}) - 16,2785 \text{ m} = 56,0215 \text{ m}$$

Potencia de la bomba

Datos:

- Q = Caudal requerido = $0,01 \text{ m}^3/\text{s}$.
- HB = Energía añadida = $56,0215 \text{ m}$
- ρ = Densidad del agua a 15°C = $999 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$

$$Pot = \frac{Q\rho g H_B}{746}$$

$$Pot = \frac{0,01 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \times 999 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \times 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \times 56,0215 \text{ m}}{746}$$

$$Pot = 7,4 \text{ hp}$$

Con lo cual se comprueba que la bomba que actualmente (Anexo 10) se encuentra en operación cumple las necesidades para abastecer de agua al sistema del barrio.

Presión de la bomba

$w = \text{Peso Específico del Agua} = 999,12 \text{ kg/m}^3$

$$P_1 = (z_2 - z_1 - H_B + H_p - \frac{v_1^2}{2g})w$$

$$P_1 = \left(112,3m - 40m - 56,014m + 16,132m + 0,1542m - \frac{\left(0,548 \frac{m}{s}\right)^2}{2 * 9,81 \frac{m}{s^2}} \right) 999,12 \frac{kg}{m^3}$$

$$P_1 = 32528,244 \frac{kg}{m^2} * \frac{2,20462 lb}{1 kg} * \frac{1m^2}{1550 \text{ pulg}^2}$$

$$P_1 = 46,27 \text{ psi}$$

4.1.5. Diseño del sistema fotovoltaico óptimo en software PVSYST

Para el diseño del sistema fotovoltaico de bombeo mediante el software PVSYST, primero se obtiene la información meteorológica de la ubicación dentro del programa. Como indica en la Figura 4-18, ubicación del barrio Mariscal Sucre.

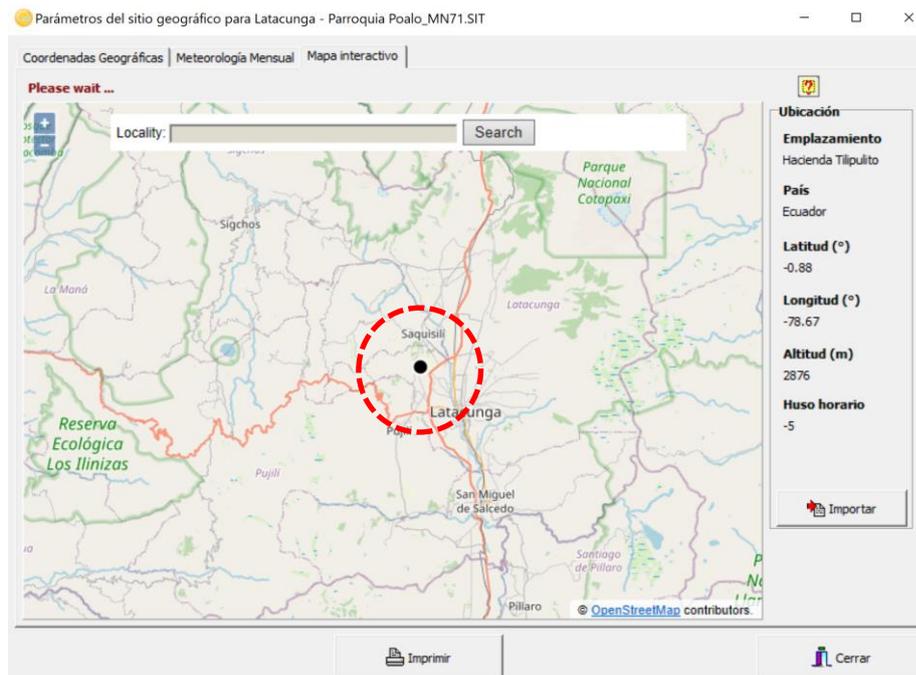


Figura 4-18: Ubicación geográfica y obtención meteorológica mensual

Seguido, se establece un pre-dimensionamiento del sistema de bombeo, ingresando variables del sitio y meteorología, horizonte y requerimiento del sistema como indica en la Figura 4-19.

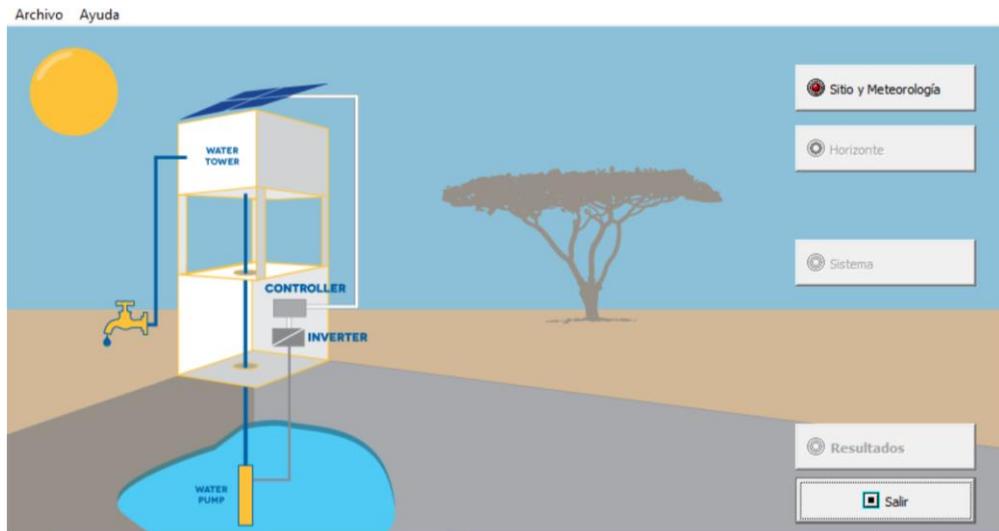


Figura 4-19: Pre-dimensionamiento del sistema de bombeo

Se ingresa los datos necesarios, en la Figura 4-20 y 4-21 se presentan los valores cargados para la simulación respectiva.

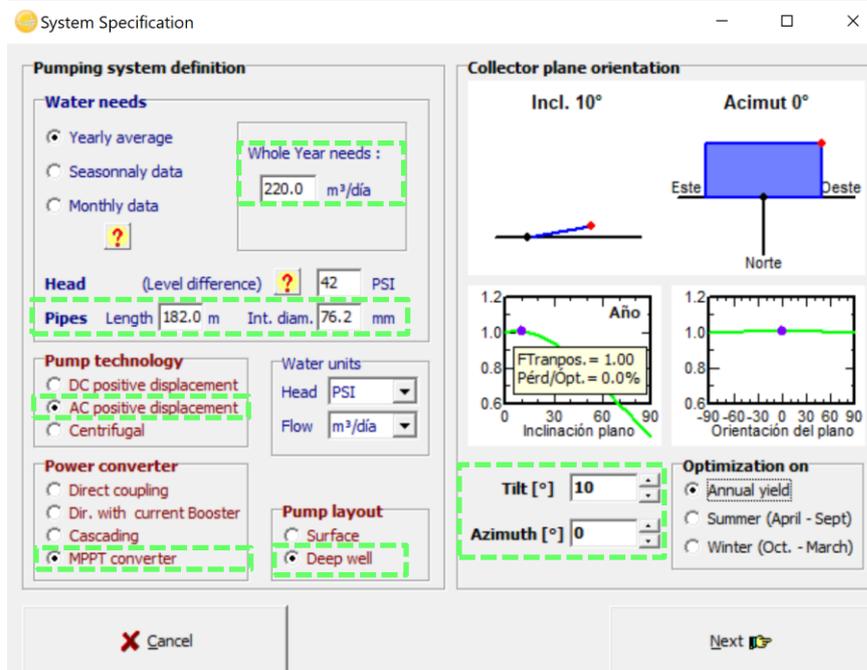


Figura 4-20: Ingreso de parámetros del sistema de agua

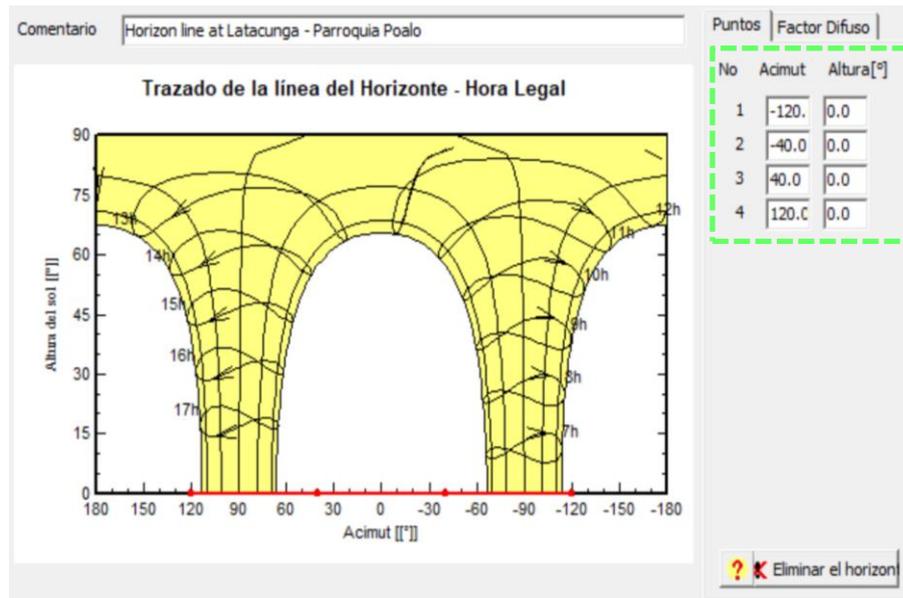


Figura 4-21: Definición de sombras

Una vez realizado el pre-dimensionamiento se obtiene los resultados, como la potencia mínima que requiere el sistema (5,52 KW) y la potencia pico fotovoltaica, en la Figura 4-22, se observa un promedio de energía solar anual, la necesidad de energía que requiere la bomba (6,9 KWp), esto en función del caudal mínimo requerido.

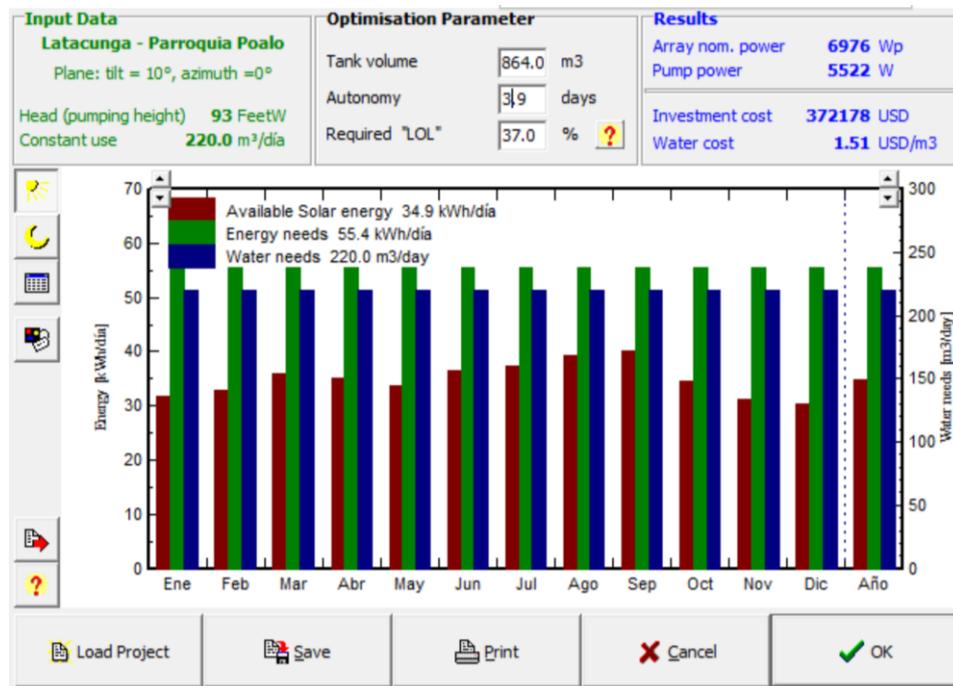


Figura 4-22: Resultados del pre-dimensionamiento del sistema

Como se puede observar en la Figura 4-23, existe una deficiencia de energía para sostener el caudal mínimo requerido por lo cual, el programa calcula los litros de combustible que requiere el sistema para abastecerse de agua.

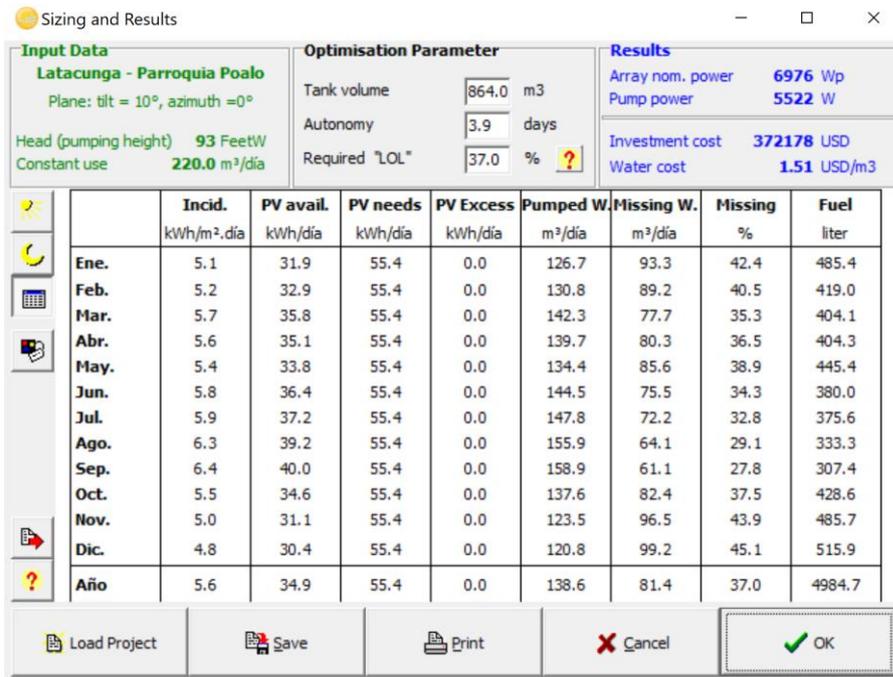


Figura 4-23: Resultados del sistema de bombeo

Una vez conocido la potencia de bomba de la bomba, y se identifica que el sistema requiere de un generador auxiliar para mantener el suministro de agua, se procedió a diseñar un sistema aislado de la red, ya que el objetivo es abastecer de agua al barrio sin la conexión de la red eléctrica de distribución, lo cual se logra integrando bancos de baterías para acular la energía necesaria, como se muestra en la Figura 4-24.

La simulación del sistema aislado para suministrar suficiente energía para que el barrio continúe en condiciones normales de abastecimiento de agua se efectúa con las siguientes consideraciones (32 paneles y 60 baterías), se obtiene un rendimiento del 95,2% de aprovechamiento solar, como muestra la Figura 4-24.

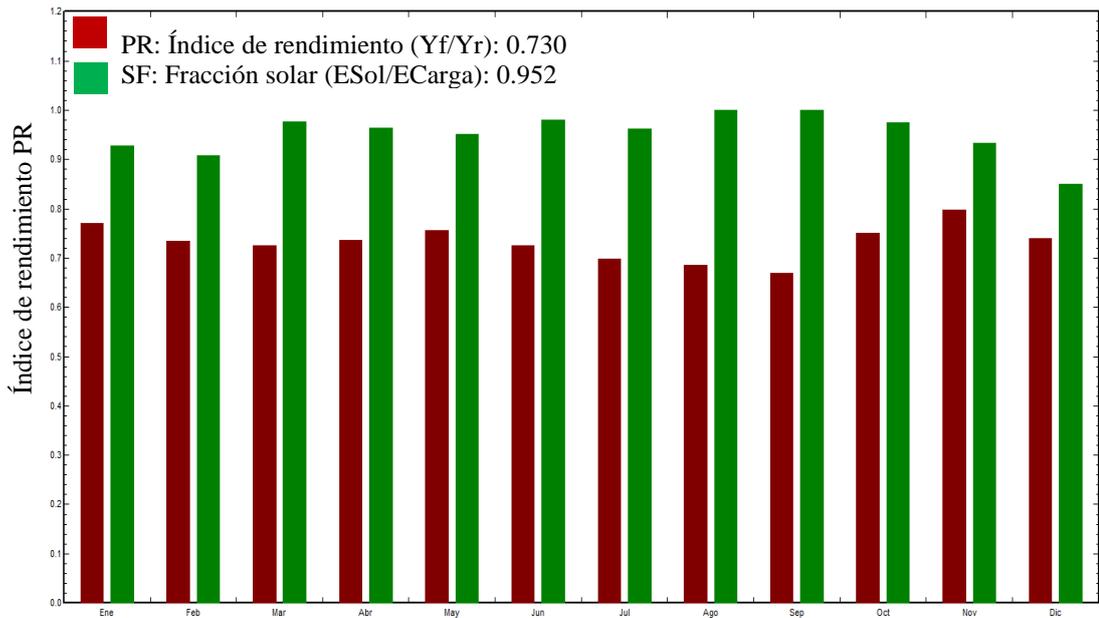


Figura 4-24: Índice de rendimiento del recurso solar

Finamente en el software se realiza la simulación del estado de carga de las baterías, con el fin de conocer el trabajo normal de operación del suministro de energía, con el cual se identifica en los meses de enero, febrero y diciembre el banco de baterías sufre descargas profundas por el limitado recurso solar, como muestra la Figura 4-25.

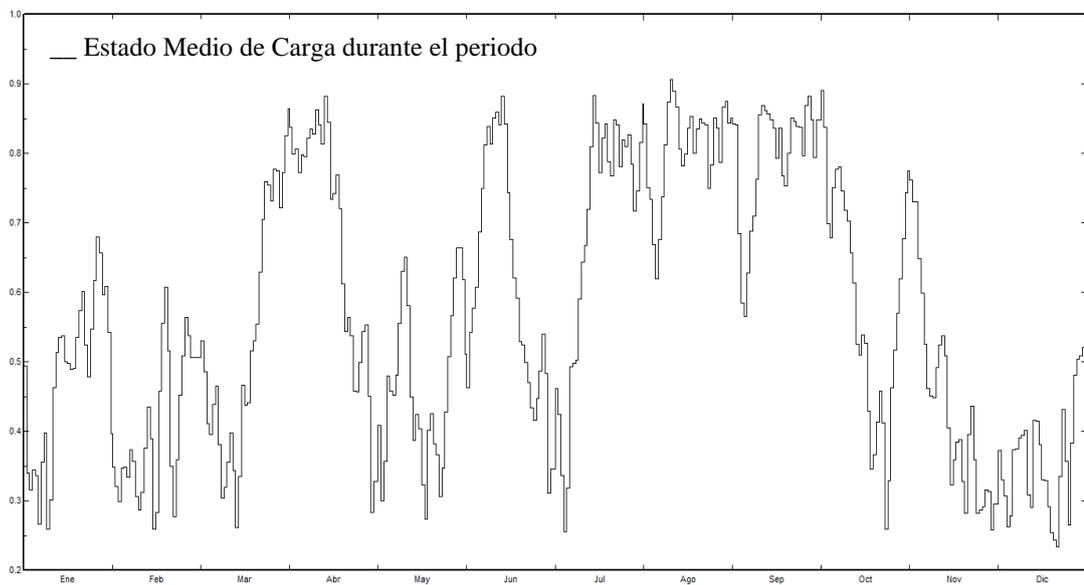


Figura 4-25: Distribución de carga diaria

4.1.6. Análisis estadístico

Partiendo de datos conocidos como, el pago mensual por concepto de energía eléctrica (ANEXO 6) desde el año 2015 hasta julio del año 2022, en el cual se tiene un

acumulado de \$ 16.561,09 en siete años 6 meses. En la Figura 4-26, se muestra el pago mensual realizado hasta el año 2022.

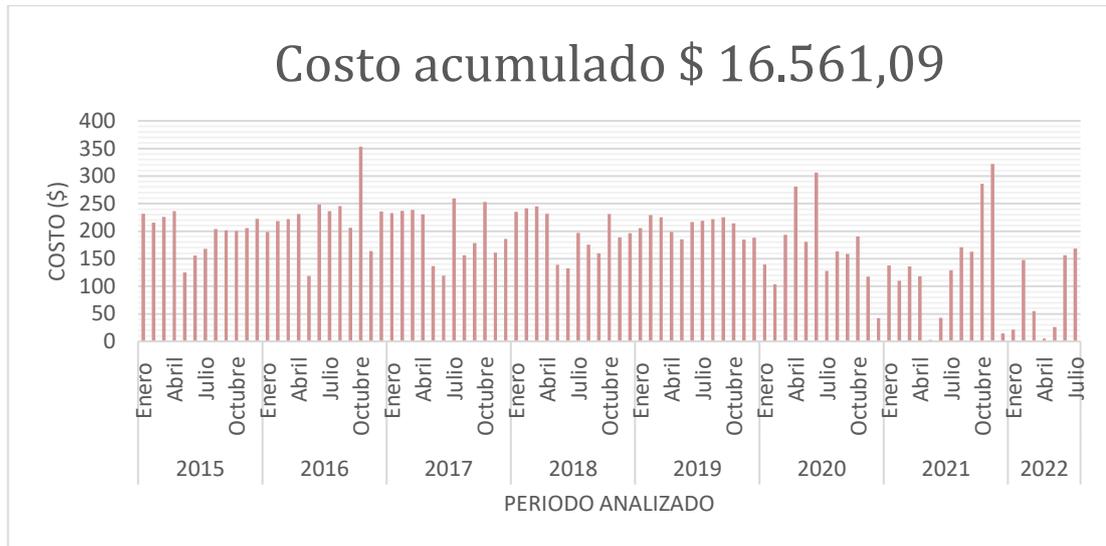


Figura 4-26: Pago mensual desde 2015 a 2022

Ahora, el número de familias del barrio es de 30, como se estableció en el capítulo 3, poniéndolo en contexto a la realidad actual, los moradores necesitan un mínimo de tres veces al mes del servicio de riego de agua por aperción, con lo cual se triplicaría el costo de agua, ya que en los años pasados el uso habitual era de un regadío por mes, debido a que la temperatura bordeaba los 18°C con lo cual los sembríos retenían la humedad y, además se contaba presencia de lluvias periódicas.

Entonces, se tiene que:

Pago mensual promedio = \$182

Número de familias = 30

Cantidad de regadíos por mes = 1

Con lo cual se define un pago mensual por familia de:

$$\text{Pago mensual/Familia} = \frac{\text{Pago mensual promedio}}{\text{Número de familias}} * \text{Cantidad de regadíos mes}$$

$$\text{Pago mensual/Familia} = \frac{182}{30} * 1 = \$6$$

La cantidad de \$6 mensuales a las familias les representa un rubro normal, además porque sus cultivos en su mayoría son de maíz, frejol y hierva alfalfa, adicional los habitantes en general poseen un área máxima de tierra de 1.500 metros cuadrados. Con lo cual, lograban cubrir sus necesidades económicas.

Ahora por condiciones climatológicas se tiene lo siguiente:

$$\text{Pago mensual/Familia} = \frac{\text{Pago mensual promedio}}{\text{Número de familias}} * \text{Cantidad de regadíos mes}$$

$$\text{Pago mensual/Familia} = \frac{182}{30} * 3 = \$18$$

Lo dicho, al triplicar el costo del agua, la mayoría opto por limitar o en su defecto ya no cultivar sus tierras, lo cual está llevando a la crisis del sector.

Entonces, la propuesta está en adoptar esta nueva tecnología de abastecer de electricidad al barrio, con el sistema de paneles fotovoltaicos. El costo de implementación de acuerdo con la cotización #1212191 (ANEXO 13) realizada por la empresa AIRIS Solutions es \$17.526, con un periodo de recuperación de la inversión de 5,1 años, y además ofrece las garantías de 12 años del panel, 35 años de garantía de rendimiento del panel, 15 años de garantía del inversor.

Con lo cual se puede concluir que la mejor opción para abastecerse de agua es mediante el uso de energías renovables, ya que se tiene un periodo de recuperación de la inversión en 5 años y posterior se tendría 7 años de energía gratuita, ya que el recurso solar es ilimitado, con mínimos costos de mantenimiento.

4.1.7. Beneficios ambientales

Entre los principales beneficios ambientales se pueden mencionar: con la adopción de energías limpias se contribuye a la preservación del medio ambiente, ya la energía solar no emite gases de efecto invernadero, además de ello es una fuente de energía silenciosa. A continuación, los cálculos de las emisiones que se evitarían propagar al ambiente, esto con ayuda de un factor que se dispone la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR).

- Consumo energía servicio público (2019)

= 21,895.7*1,000 MWh. (Estadística ARCERNNR 2019, pág. 109)

- Emisiones (2019)

= 1,927.69*1,000 tCO₂, (Estadística ARCERNNR 2019, pág. 106)

FE emisión = (1,927.69/21,895.7) = **0,0880 tCO₂/MWh**

En la tabla 4-7, se calcula las emisiones de toneladas de CO₂ emitidas en un promedio mensual del barrio. Dando un total de 1,76 (tCO₂) emitidas al medio ambiente al año.

Tabla 4-7: Calculo de las toneladas de CO₂ del barrio Mariscal Sucre

Mes	Consumo de Energía Eléctrica		
	POZO: MARISCAL SUCRE		
	DA (KWh)	FE (tCO ₂ /MWh)	EM (tCO ₂)
Enero:15-22	1.532,14	0,0880	0,135
Febrero: 15-22	1.801,75	0,0880	0,159
Marzo: 15-22	1.726,51	0,0880	0,152
Abril: 15-22	1.237,62	0,0880	0,109
Mayo: 15-22	1.671,55	0,0880	0,147
Junio: 15-22	1.515,42	0,0880	0,133
Julio: 15-22	1.754,12	0,0880	0,154
Agosto: 15-22	1.902,57	0,0880	0,168
Septiembre: 15-22	1.859,57	0,0880	0,164
Octubre: 15-22	1.936,57	0,0880	0,170
Noviembre: 15-22	1.485,28	0,0880	0,131
Diciembre: 15-22	1.511,58	0,0880	0,133
TOTAL			1,76

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES, BIBLIOGRAFÍA Y ANEXOS

5.1. Conclusiones

Se determinó el potencial solar del emplazamiento con ayuda de diferentes bases de datos (Nasa Power, PVGIS, Meteonorm y Solargis), donde se obtuvo la irradiación promedio anual de 154,99 kWh/m², con un valor máximo de 163,93 kWh/m², mientras que el mínimo es de 147,32 kWh/m².

Se determinó la potencia solar analíticamente involucrando factores del rendimiento global del sistema, obteniendo un valor de 13 KW, en función de la hora solar pico mínima de 4,77 HSP para el mes de diciembre. El sistema que abastecerá de energía está compuesto por 32 paneles solares de 405 W, un inversor monofásico de 6,87 KW, 60 baterías de 250 Ah y un regulador de 28,55 A, esto para abastecer la carga máxima de hasta 7,5 hp de la bomba.

Se diseñó el sistema fotovoltaico óptimo en el software PVSYST, para mantener constante el suministro de energía eléctrica en la comunidad, el cual según la potencia total requerida es de hasta 5,5 KW, con la cual se ratifica los datos obtenidos analíticamente que son 32 módulos fotovoltaicos, la capacidad del inversor, regulador y banco de baterías, esto para una autonomía de dos días, donde se obtiene un rendimiento del 95,2% de aprovechamiento solar.

Se determinó el perfil de carga del sistema de agua del barrio, de manera mensual y anual con ayuda de las facturas emitidas por la distribuidora de electricidad ELEPCO S.A. desde el año 2015 al 2022, obteniendo en promedio de demanda eléctrica de 54,65 KWh/día.

La adopción del sistema fotovoltaico para suministrar de electricidad al barrio, evitara que se disipen en promedio 1,76 (tCO₂) al año, con lo cual se contribuye a la preservación del medio ambiente y sobre todo el sistema de riego sería autosostenible económica y ambientalmente.

5.2. Recomendaciones

Para un estudio más a detalle de las condiciones meteorológicas del emplazamiento, se recomienda implementar el monitoreo de la radiación, temperatura, velocidad del

viento y humedad, de mínimo un año para definir de manera precisa los requerimientos del sistema fotovoltaico.

Se recomienda la actualización de bomba, ya que en la actualidad se han desarrollado bombas que optimizan el recurso solar, siendo su principal característica la estructura del motor, esto evita que el sistema requiera de una menor cantidad de energía eléctrica para su funcionamiento y disminuya la capacidad de almacenamiento del banco de baterías.

5.3. BIBLIOGRAFÍA

- [1] L. Ortiz, M. Ramírez, y D. Pineda, «Migración a causa de los factores asociados a la escasez de recursos hídricos por el cambio climático en Baja Verapaz .», Universidad de San Carlos de Guatemala, 2021.
- [2] C. Espejo y A. Aparicio, «La Producción de Electricidad con Energía Solar Fotovoltaica en España en el Siglo XXI», Revista de Estudios Andaluces, vol. 39, pp. 9-14, 2020.
- [3] L. Rudo, «México es uno de los países más privilegiados en cuanto a captación de calor del sol. Instalar la energía renovable en tu hogar es una opción», Querétano, 2019. [En línea]. Disponible en: <https://amqueretaro.com/queretaro/2019/10/20/ventajas-del-uso-de-paneles-solares/>.
- [4] N. Enciso, «Antecedentes, perspectivas y potencial de la energía solar fotovoltaica en la industria en Puebla, México», Revista de Energías Renovables, vol. 3, n.º 9, pp. 10-27, 2019.
- [5] IRENA, Renewable Energy Policies in a Time of Transition, vol. 53, n.º 9. 2018.
- [6] IRENA, «Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation: paper)», EXECUTIVE SUMMARY KEY FINDINGS, 2019.
- [7] IRENA, Renewable capacity statistics 2019, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi. 2019.

- [8] IRENA, Renewable Power Generations Costs. 2018.
- [9] B. Ki-Moon, «Ban Ki-moon (UN Secretary-General) on Protection of civilians in armed conflict - Security Council, 7711th meeting», media.un.org. [En línea]. Disponible en: <https://media.un.org/en/asset/k1y/k1ymw1xd1p>.
- [10] GOGLA Staff, «How solar water pumps are pushing sustainable irrigation», 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.gogla.org/about-us/blogs/how-solar-water-pumps-are-pushing-sustainable-irrigation>.
- [11] IRENA, Solar pumping for irrigation: Improving livelihoods and sustainability, n.º 06 June. 2016.
- [12] GOGLA, «Global Off-Grid Solar Market Report Semi-Annual Sales and Impact Data July - December 2019», n.º 12 December, pp. 1-88, 2019.
- [13] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables del Ecuador, Plan Maestro de Electricidad, vol. 1. 2020.
- [14] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables del Ecuador, Balance Energético Nacional, vol. 1. 2021.
- [15] R. Pereira, O. Llerena, W. Queiróz, y J. Silveira, «Estudio Técnico Del Uso De Energía Solar Y Biogás En Vehículos Eléctricos En Ilhabela-Brasil», Ingenius. Revista de Ciencia y Tecnología, n.º 20, pp. 58-69, 2018.
- [16] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016 - 2035, PLANEE vol. 1. 2021.
- [17] B. Camayo, D. Condezo, A. Ramos, J. Massipe, y A. Camayo, «Estimación de la radiación solar global , mediante temperaturas extremas , aplicando el modelo Bristow – Campbell en la región Junín , Perú», Prospectiva universitaria, vol. 1, n.º 1990-2409, p. 10, 2018.
- [18] M. Giraldo, R. Vacca, y A. Urrego, «Las Energías Alternativas ¿Una Oportunidad Para Colombia?», Punto de vista, vol. 9, n.º 13, pp. 1-13, 2018.
- [19] J. Muñoz, M. Rojas, y C. Barreto, «Incentivo a la generación distribuida en el

- Ecuador», *Ingenius. Revista de Ciencia y Tecnología*, vol. 19, pp. 60-68, 2018.
- [20] S. Salamanca, «Propuesta de diseño de un sistema de energía solar fotovoltaica. Caso de aplicación en la ciudad de Bogotá», *Revista científica*, vol. 3, n.º 30, pp. 263-277, 2017.
- [21] C. Grijalva y F. Vélez, «“Estudio e implementación de un Sistema Fotovoltaico aplicado a luminarias: Caso de estudio Unidad educativa Dr. Francisco Falquez Ampuero”», *Universidad Politecnica Salesiana*, vol. 0, n.º 0, pp. 1-97, 2020.
- [22] A. Domínguez, S. Jáuregui, y J. Beltrán, «Sistema Fotovoltaico Conectado a La Red Para Alimentar La División Territorial Copextel Cienfuegos. Anteproyecto Y Simulación», *Centro Azúcar*, vol. 46, n.º 4, pp. 39-49, 2019.
- [23] O. Flores, E. Huesca, G. Romero, y E. Jimenez, «Sistemas de bombeo solar en Pachuca Hidalgo», *Revista de Innovación Sistemática*, vol. 3, n.º 12, pp. 17-27, 2019.
- [24] D. Pérez Torres, A. Vázquez Peña, O. G. Pérez Acosta, T. Pérez Pérez, y A. Hernández Gómez, «Estudio energético del sistema de bombeo en el Instituto de Ciencia Animal, Cuba», *Revista Ciencias Técnicas Agropecuarias*, vol. 25, n.º 3, pp. 65-71, 2016.
- [25] M. Rodríguez y A. Vélez, «Estudio de Factibilidad de un Sistema de Bombeo sin Cobertura Eléctrica en el Sector Hoja Blanca del Cantón Flavio Alfaro», *Ciencias de la salud*, vol. 7, pp. 527-540, 2021.
- [26] M. Smith, K. Cross, M. Paden, y P. Laban, *Acuíferos: Gestión Sostenible de Aguas Subterráneas*. 2016.
- [27] M. Rojas y D. Velazco, «Diseño de sistema fotovoltaico para la alimentación de la instalación eléctrica y el sistema de bombeo de agua de una vivienda en zona rural», *Ciencia Unisalle*, vol. 1, pp. 1-67, 2021.
- [28] L. Machado, «Selección y Aplicaciones Industriales de Bombas», *Polo del Conocimiento*, vol. 5, n.º 08, pp. 1309-1320, 2020.
- [29] I. Moreno, E. Causa, A. De la rosa, y Y. Aguilera, «Parámetros de bomba

- centrífuga de doble succión para la industria azucarera», *Revista Ciencias Técnicas Agropecuarias*, vol. 27, n.º 2, pp. 1-11, 2018.
- [30] G. Arencibia, «La importancia del uso de paneles solares en la generación de energía eléctrica», *Redvet*, vol. 17, n.º 6, p. 2, 2016.
- [31] M. Cabezas, H. Fasoli, y J. Franco, «Design and evaluation of a photovoltaic and thermal solar panel for dispersed populations in regions of large temperature range», *Ingeniería Investigación y Tecnología*, vol. XIX, n.º 2, pp. 209-221, 2018.
- [32] A. Salazar-Peralta, Al. Pichardo-S, y U. Pichardo-S, «La energía solar, una alternativa para la generación de energía renovable», *Revista de Investigación y Desarrollo*, vol. 2, n.º 511, pp. 11-20, 2016.
- [33] L. Guzmán, *Diseño de sistema fotovoltaico para abastecer energía eléctrica al sistema de bombeo del Fundo San José Sector Montegrande Reque - Chiclayo*. Chiclayo, 2020.
- [34] E. A. Reyes, «Prototipo didáctico de sistema de bombeo de agua con energía solar fotovoltaica», *Revista Científica de FAREM-Esteli*, pp. 69-78, 2014.
- [35] D. Alvarez, «Evaluación de la orientación y el ángulo de inclinación óptimo de una superficie plana para maximizar la captación de irradiación solar en Cuenca-Ecuador», vol. 7, pp. 1-116, 2017.
- [36] G. Mieles-Mieles, Y. Llosas-Albuerne, y A. Vélez-Quiroz, «Resultados de un diseño fotovoltaico en el cantón Olmedo-Provincia de Manabí», vol. 6, n.º 9, pp. 2268-2279, 2021.
- [37] TECOPY, *Proyecto de instalación solar fotovoltaica en autoconsumo , para bombeo de agua de abastecimiento en Almazán (Soria , 2019)*.
- [38] “JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - Comisión Europea”, *Europa.eu*, 11 de enero de 2016. [En línea]. Disponible: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/.
- [39] P. Stackhouse, “Poder de la NASA”, *Nasa.gov*. [En línea]. Disponible:

<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>.

- [40] “Introducción - Meteonorm (de),” *Meteonorm (en)*. [En línea]. Disponible: <https://meteonorm.com/en/>.
- [41] “Solargis Prospect,” *Solargis.com*. [Online]. Available: <https://apps.solargis.com/prospect/detail/6zj0enJ1vieLX148/metadata>.
- [42] M. de Desarrollo Urbano y Vivienda, “Norma Ecuatoriana de Construcción NEC-11,” Apr. 2011.
- [43] “Weather Hacienda La Compañía,” *meteoblue*., Available: https://www.meteoblue.com/en/weather/week/hacienda-la-compa%c3%b1%c3%ada_ecuador_3656807
- [44] “Eclipse SRP-E01A(-HV) Eclipse SRP-E01A(-HV),” *Seraphim-energy.com*. [En línea]. Disponible: <https://www.seraphim-energy.com/wp-content/uploads/download/Eclipse-Module-72-Mono.pdf>
- [45] “Regulador solar MPPT SRNE 48V 60A,” *CAPA ENERGY*. [Online]. Available: <https://www.capaenergy.com/es/mppt/39-regulador-solar-mppt-srne-48v-60a.html>.
- [46] “Catálogo de Motores Sumergibles y Accesorios,” *Franklinagua.com*. [Online]. Available: <https://franklinagua.com/media/62938/M1479sp-Cat%C3%A1logo-Motores-Sumergibles.pdf>.
- [47] “Solis-1P(7-8)K-5G,” *Ginlong.com*. [En línea]. Disponible: https://www.ginlong.com/1p_inverter4/4263.html.

5.4. ANEXO

Anexo 1. PVGIS, [38]

Cursor: -0.864, -78.687
 Utilizar las sombras del terreno:
 Horizonte calculado
 Cargar archivo de horizonte
 Seleccionar Archivo: Ninguno...hivo selec
 Switch to version 5.1

CONECTADO A RED

PV CON SEGUIMIENTO
 PV AUTÓNOMO

DATOS MENSUALES

DATOS DIARIOS

DATOS HORARIOS

TMV

Base de datos de radiación solar*
 Año inicial* 2015 Año final* 2015

IRRADIACIÓN:

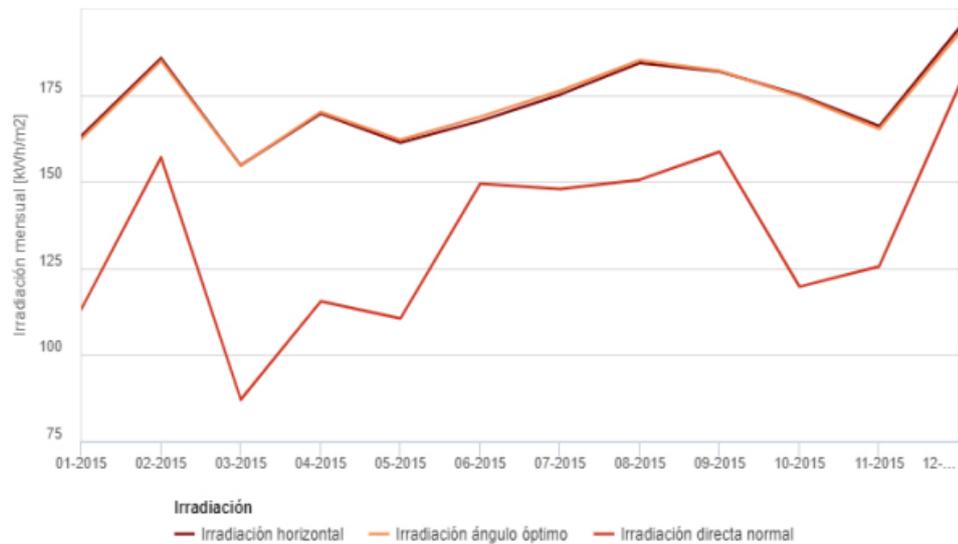
Irradiación global horizontal
 Irradiación directa normal
 Irradiación global con el ángulo óptimo
 Irradiación global con el ángulo: (0-90)

Ratio:
 Ratio difusa/global

Temperatura:
 Temperatura media

Visualizar resultados

csv json

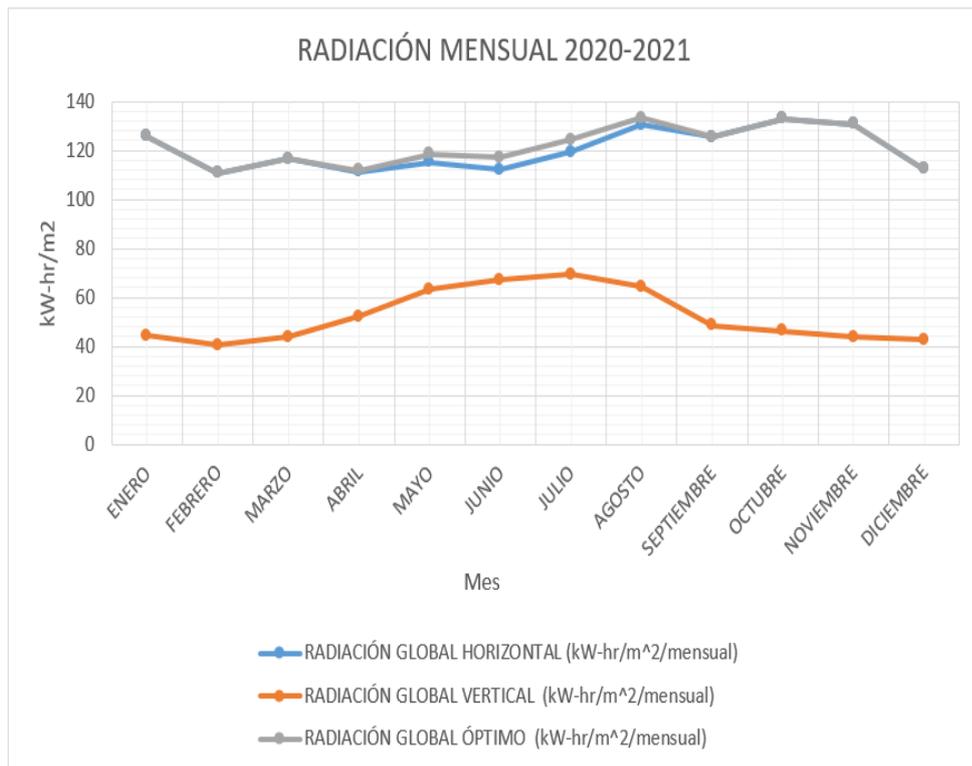


Irradiación global horizontal		Irradiación directa normal		Irradiación global con el ángulo óptimo	
Mes	2015	Mes	2015	Mes	2015
Enero	163.11	Enero	113.12	Enero	162.27
Febrero	185.63	Febrero	156.99	Febrero	184.93
Marzo	154.69	Marzo	87.09	Marzo	154.63
Abril	169.63	Abril	115.45	Abril	170.07
Mayo	161.26	Mayo	110.52	Mayo	162.02
Junio	167.48	Junio	149.42	Junio	168.69
Julio	175.07	Julio	147.88	Julio	176.18
Agosto	184.2	Agosto	150.52	Agosto	184.97
Septiembre	181.74	Septiembre	158.59	Septiembre	181.9
Octubre	174.92	Octubre	119.69	Octubre	174.53
Noviembre	166.01	Noviembre	125.56	Noviembre	165.19
Diciembre	194.22	Diciembre	177.55	Diciembre	192.81

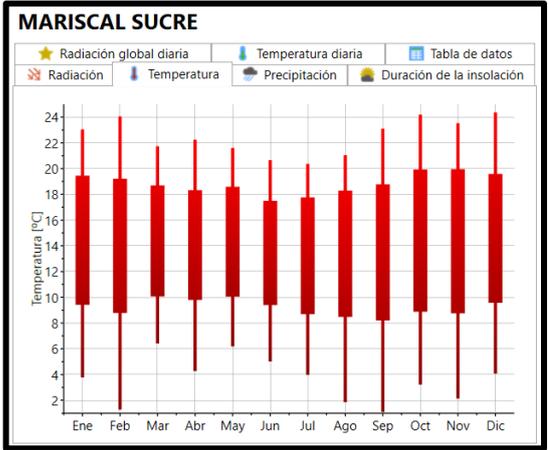
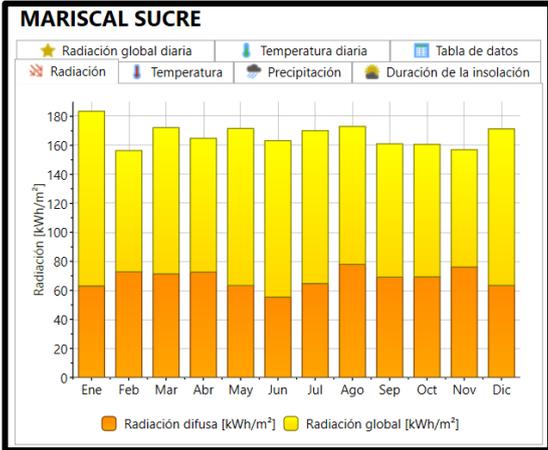
Anexo 2. Nasa Power, [39]

Título	Ing. Diego														
NASA/POWER															
2-year	Climatologías Meteorológicas y Solares Mensuales y Anuales (Enero 2020 - Diciembre 2021)														
Localización	Latitud	-0,8845	Longitud	-78,6752											
Elevación	Promedio para la región de 0,5 x 0,625 grados de latitud/long														
Parameter(s):															
T2M_MAX a 2m															
T2M_MIN a 2m															
IRRADIANCIA GLOBAL HORIZONTAL	(kW-hr/m ² /day)														
IRRADIANCIA GLOBAL VERTICAL	(kW-hr/m ² /day)														
IRRADIANCIA GLOBAL ÓPTIMO	(kW-hr/m ² /day)														
ANGULO DE LA IRRADIANCIA	(Degrees)														
PARAMETROS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	MÁXMO	MÍNIMO	PROMEDIO
T2M_MAX	19,35	19,78	19,04	19,24	19,26	18,34	18	19,55	20,7	20,1	20,44	19,08	20,7	17,96	19,403
T2M_MIN	3,97	5,9	5,39	5,99	5,46	3,98	2,79	2,6	3,89	4,83	5,35	6,55	6,55	2,6	4,725
IRRADIANCIA GLOBAL HORIZONTAL	4,06	3,96	3,76	3,71	3,72	3,74	3,85	4,21	4,18	4,29	4,36	3,63	4,36	3,63	3,956
IRRADIANCIA GLOBAL VERTICAL	1,43	1,45	1,41	1,74	2,04	2,24	2,24	2,08	1,62	1,49	1,46	1,38	2,24	1,38	1,715
IRRADIANCIA GLOBAL ÓPTIMO	4,06	3,96	3,76	3,73	3,82	3,9	4,01	4,3	4,18	4,29	4,36	3,63	4,36	3,63	4,000
ANGULO DE LA IRRADIANCIA	0	0	0	8	16	20,5	19,5	14	3,5	0	0	0	20,5	0	6,792

PARAMETROS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	MÁXMO	MÍNIMO	PROMEDIO
RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL (kW-hr/m ² /mensual)	125,86	110,88	116,56	111,3	115,3	112,2	119	130,51	125,4	132,99	130,8	112,53	132,99	110,88	120,308
RADIACIÓN GLOBAL VERTICAL (kW-hr/m ² /mensual)	44,33	40,6	43,71	52,2	63,24	67,2	69,4	64,48	48,6	46,19	43,8	42,78	69,44	40,6	52,214
RADIACIÓN GLOBAL ÓPTIMO (kW-hr/m ² /mensual)	125,86	110,88	116,56	111,9	118,4	117	124	133,3	125,4	132,99	130,8	112,53	133,3	110,88	121,663



Anexo 3. Meteonorm, [40]



MARISCAL SUCRE

☀ Radiación 🌡 Temperatura ☁ Precipitación 🌞 Duración de la insolación
★ Radiación global diaria 🌡 Temperatura diaria 📄 Tabla de datos

	Gh kWh/m ²	Dh kWh/m ²	Bn kWh/m ²	Ta °C	Td °C	FF m/s	
Enero	183	63	182	14,3	9,5	3,8	
Febrero	156	73	123	14,3	9,8	3,6	
Marzo	172	71	146	14,2	10	3,3	
Abril	165	73	133	14,1	10	3,1	
Mayo	172	63	164	14,1	9,7	3,6	
Junio	163	55	167	13,5	8,9	4,6	
Julio	170	65	162	13,2	8,2	5,1	
Agosto	173	78	142	13,3	7,6	5	
Setiembre	161	69	132	13,6	7,8	4,4	
Octubre	161	69	133	14,3	8,9	3,6	
Noviembre	157	76	121	14,3	9,3	3,1	
Diciembre	171	63	164	14,3	9,6	3,5	

Anexo 4. Solargis, [41]

2 Información del proyecto

Nombre del proyecto	Poaló
Dirección	Calle 4, Poaló, Cotopaxi, Ecuador
Coordenadas geográficas	-00.881702°,-078.677216° (-00°52'54", -078°40'38")
Zona horaria	UTC-05, America/Guayaquil [ECT]
Elevación	2912 m
Cobertura del terreno	Hierba
Densidad de población	114 hab./km ²
Azimut del terreno	casi plano
Pendiente del terreno	2°
Localización en el mapa	https://apps.solargis.com/prospect/map?c=-0.881702,-78.677216,10&s=-0.881702,-78.677216

Tabla 4.1: Radiación solar y parámetros meteorológicos

Mes	GHI kWh/m ²	DNI kWh/m ²	DIF kWh/m ²	D2G	TEMP °C	WS m/s	CDD Grados día	HDD Grados día
Ene	168.7	137.0	73.0	0.433	14.0	1.8	0	148
Feb	145.8	104.0	70.4	0.483	14.1	1.8	0	123
Mar	159.7	103.0	83.6	0.524	14.1	1.7	0	157
Abr	146.7	103.6	73.5	0.501	14.2	1.8	0	138
May	151.7	118.4	72.2	0.476	14.4	2.1	0	137
Jun	146.6	126.7	66.2	0.451	14.2	2.7	0	154
Jul	162.5	146.0	67.5	0.416	14.1	3.1	0	160
Ago	168.0	141.7	71.2	0.424	14.3	3.0	0	158
Sep	161.2	123.7	73.4	0.456	14.4	2.5	0	143
Oct	173.6	135.4	74.9	0.431	14.0	1.8	0	142
Nov	164.9	136.4	68.4	0.415	13.7	1.6	0	147
Dic	164.6	135.7	71.7	0.435	13.9	1.7	0	135
Anual	1914.0	1511.4	866.1	0.453	14.1	2.1	43	1504

Anexo 5. Coeficiente k, [42]

Latitud: -1°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	0.97	0.98	1	1.01	1.02	1.03	1.02	1.01	1	0.98	0.97	0.96
10	0.93	0.96	0.99	1.02	1.04	1.04	1.03	1.02	0.99	0.96	0.93	0.92
15	0.88	0.92	0.97	1.02	1.05	1.06	1.04	1.01	0.97	0.93	0.89	0.87
20	0.83	0.88	0.95	1.01	1.05	1.06	1.04	1.01	0.95	0.89	0.84	0.81
25	0.77	0.84	0.92	1	1.05	1.06	1.04	0.99	0.92	0.85	0.78	0.75
30	0.71	0.79	0.89	0.98	1.04	1.05	1.03	0.97	0.89	0.8	0.72	0.69
35	0.65	0.73	0.84	0.95	1.02	1.04	1.01	0.95	0.85	0.74	0.65	0.62
40	0.57	0.67	0.8	0.92	1	1.02	0.98	0.91	0.81	0.67	0.58	0.54
45	0.5	0.61	0.74	0.88	0.97	0.99	0.95	0.87	0.76	0.62	0.51	0.46
50	0.42	0.54	0.69	0.83	0.93	0.96	0.92	0.83	0.7	0.56	0.43	0.38
55	0.34	0.46	0.63	0.78	0.89	0.92	0.88	0.78	0.64	0.49	0.35	0.3
60	0.26	0.39	0.56	0.73	0.84	0.87	0.83	0.73	0.58	0.41	0.27	0.21
65	0.17	0.31	0.49	0.66	0.79	0.82	0.78	0.67	0.51	0.34	0.19	0.13
70	0.11	0.23	0.42	0.6	0.73	0.77	0.72	0.61	0.45	0.26	0.13	0.12
75	0.11	0.15	0.34	0.53	0.67	0.71	0.66	0.55	0.37	0.18	0.12	0.11
80	0.1	0.1	0.26	0.46	0.6	0.64	0.6	0.48	0.3	0.13	0.11	0.1
85	0.09	0.09	0.19	0.39	0.53	0.58	0.53	0.41	0.23	0.12	0.11	0.1
90	0.08	0.08	0.11	0.31	0.46	0.51	0.46	0.34	0.15	0.11	0.1	0.09

Anexo 6. Facturas de consumo eléctrico



**EMPRESA ELECTRICA PROVINCIAL
COTOPAXI S.A. ELEPCOSA**

Dir Matriz: MARQUES DE MAENZA
5-44 Y QUIJANO Y ORDONEZ

Dir Sucursal: MARQUES DE MAENZA
5-44 Y QUIJANO Y ORDONEZ

Contribuyente especial Nro: 4591

Obligado a llevar Contabilidad: SI

R.U.C.: 0590042110001

FACTURA No.: 001-020-000129564

NUMERO DE AUTORIZACIÓN
0807201500401605900421100017007755734

FECHA Y HORA DE AUTORIZACIÓN 2015-07-08 00:41:17

AMBIENTE: PRODUCCION

EMISIÓN: EMISION NORMAL

CLAVE DE ACCESO



3006201501059004211000120010200001295642005091111

Razón Social / Apellidos y Nombres: BOMBA DE AGUA MARISCAL SUCRE

RUC/Ci: 0500842307

Fecha Emisión: 2015-06-30

Mes Consumo: 6/2015

Cod. Princ.	Cod. Aux.	Cant.	Descripcion	Val. Unit.	Desc.	Imp.	Valor Total
CYP	CYP	1	Consumo + PIT	\$ 124.44	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 124.44
COM	COM	1	Comercializacion	\$ 1.41	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 1.41
IAP	IAP	1	Alumbrado Publico	\$ 20.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 20.00
SUBTOTAL CONSUMO ELECTRICO (A):							\$ 145.85

GIR	GIR	1	Gestion Integ.Residu	\$ 9.85	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 9.85
SUBTOTAL TERCEROS/IMPUESTOS (C):							\$ 9.85

INFORMACION ADICIONAL						
CODIGO UNICO ELECTRICO NACIONAL: 0600112690						
Direcc.: BARRIO MARISCAL SUCRE-POALO - COTOPAXI - LATACUNGA - POALO						
Email:						
Cliente: 96630	Cuenta: 112690	Medidor: 121558				
Lect.Ant. 65,549	Lect.Act. 67,058	F.Mult. 1	PIT 30	Consumo.KWH 1,539	Tarifa BA	
REACTIVA:Lect.Ant.: 1		Lect.Act.: 1		Consumo: 1		
Fac.Potenc. 1.000	Dem.Factura 8	Dem.Mes. 8	Dem.Pico 0			

SUBTOTAL 12%	\$ 0.00
SUBTOTAL 0%	\$ 145.85
SUBTOTAL SIN IMPUESTOS	\$ 145.85
IVA 12%	\$ 0.00
(A) TOT.SERV.ELECT.(Fact.)	\$ 145.85
(+C) TOT.COBRRO TERCEROS	\$ 9.85
TOTAL A PAGAR	\$ 155.70



EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A. ELEPCOSA
 R.U.C.: 0590042110001
 DIR. MATRIZ: MARQUES DE MAENZA 5-44 Y QUIJANO Y ORDOÑEZ
 TELEFONO: 032812630, 032812640, 032812650, 032812660
 CONTRIBUYENTE ESPECIAL NRO.: 4591
 OBLIGADO A LLEVAR CONTABILIDAD : SI

FACTURA No.: 001-020-001709128
 AUTORIZACIÓN SRI: 0607201617540805900421100018568745980 ::: 2016-07-06T17:54:08-05:00
 MES DE CONSUMO: JUNIO/2016 -- FECHAS : Emisión : 2016-06-30 Vencimiento : 2016-07-20

INFORMACION DEL CONSUMIDOR								
Razón Social/Apellidos y Nombres: BOMBA DE AGUA MARISCAL SUCRE			Código Unico Eléctrico Nacional: 0600112690					
R.U.C. / C.I.: 0500842307								
Dirección de Servicio: BARRIO MARISCAL SUCRE-POALO								
Dirección de Notificación: BARRIO MARISCAL SUCRE-POALO								
Correo Electrónico:								
Provincia: COTOPAXI	Cantón: LATACUNGA	Parroquia: POALO	Geocódigo: 090-ESP-001-02995					
Cliente: 96630	Cuenta: 112690	Medidor: 121558	Tarifa: BA					
Lect.Ant.: 83,746	2016-05-31	Lect.Act.: 84,972	2016-06-30					
Fac.Potenc.: 1.000	Dem.Factura: 8	Consumo.KWH: 1,251	Dias: 61 F.Mult.: 1 P.I.T.: 25					
	Dem.Mes: 8	Dem.Pico: 0						
FACTURACION SERVICIO ELECTRICO Y ALUMBRADO PUBLICO								
DESCRIPC.	LEC.ANT.	LEC.ACT.	CONSUMO	Concepto	Val. Unit.	Desc.	Impuesto	Valor Total
BASE:	0	0	0	Consumo + PIT	\$ 100.53	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 100.53
VALLE:	0	0	0	Comercialización	\$ 1.41	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 1.41
PICO:	0	0	0	Alumbrado Público	\$ 20.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 20.00
FERIADO:	0	0	0	SUBTOTAL SERVICIO ELECTRICO (A):				\$ 121.94
REACTIVA:	1	1	1					
VALORES PENDIENTES		PLANES DE FINANCIAMIENTO		SUBTOTAL 12%				\$ 0.00
MESES IMPAGOS	3	RUBRO	CONTRATO	PAGO(S)	VAL ADEUDADO	SUBTOTAL 0%		\$ 121.94
(C) VALOR ADEUDADO	\$ 118.78	COCINA DE INDUCCION			\$ 0.00	SUBTOTAL SIN IMPUESTOS		\$ 121.94
* Valores a la Fecha de Emisión		PLAN RENOVIA			\$ 0.00	IVA 12%		\$ 0.00
		(E) TOTAL PLANES FINANCIAMIENTO			\$ 0.00	(A) SERV ELECT.(Factura)		\$ 121.94
						(C) VALORES PENDIENTES		\$ 118.78
						(D) TOT.SERVICIO ELECTRIC.		\$ 240.72
HISTORICO DE CONSUMO MENSUAL				*** SUBSIDIO DEL GOBIERNO ***		TARIFA DE LA DIGNIDAD		\$ 0.00
KWH				COCCION ELECTRICA:				\$ 0.00
JUN 2015				CALENTAMIENTO DE AGUA:				\$ 0.00
JUL				SUBSIDIO TARIFA ELECTRICA:		\$ 123.03		
AGO				TOTAL AHORRO:		\$ 123.03		
SEP								
OCT								
NOV								
DIC 2015								
ENE								
FEB								
MAR								
ABR								
MAY								
JUN 2016								

(F) ORDENES DE COBROS POR CUENTA DE TERCEROS				
ESTOS VALORES NO FORMAN PARTE DE LOS INGRESOS DE LA EMPRESA ELECTRICA				
Concepto	Val. Unit.	Desc.	Imp.	Val.Total
Gestion Integ Residu	\$ 7.51	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 7.51
SUBTOTAL TERCEROS/IMPUESTOS (F):				\$ 7.51

*** RESUMEN DE VALORES A PAGAR ***	
(D) TOT.SERVICIO ELECTRIC.	\$ 240.72
(+E) TOT.PLANES FINANCIAM.	\$ 0.00
(+F) TOT.COBRLO.TERCEROS	\$ 7.51
TOTAL A PAGAR	\$ 248.23

CLAVE DE ACCESO:
 3006201601059004211000120010200017091282005091112

AÑO	MES	Demanda energética	
		(KWH)	Costo servicio Eléctrico (\$)
2015	Enero	2235	231,56
	Febrero	2056	215,36
	Marzo	2156	225,92
	Abril	2295	236,52
	Mayo	1362	125,16
	Junio	1539	155,70
	Julio	1673	167,70
	Agosto	2073	203,87
	Septiembre	2025	201,23
	Octubre	2019	200,07
	Noviembre	2153	205,63
	Diciembre	2273	222,60
2016	Enero	1996	198,56

	Febrero	2156	218,23
	Marzo	2280	221,94
	Abril	2195	230,94
	Mayo	1462	118,78
	Junio	1251	248,23
	Julio	2437	235,98
	Agosto	2505	245,63
	Septiembre	2011	205,88
	Octubre	1438	352,98
	Noviembre	1597	163,83
	Diciembre	2081	235,82
2017	Enero	2056	232,95
	Febrero	2143	236,96
	Marzo	2196	238,63
	Abril	2089	230,52
	Mayo	1605	136,63
	Junio	1452	119,56
	Julio	2088	259,41
	Agosto	1476	156,30
	Septiembre	1706	178,24
	Octubre	2499	252,85
	Noviembre	1522	161,26
	Diciembre	1856	185,69
2018	Enero	2123	235,05
	Febrero	2167	241,56
	Marzo	2205	245,12
	Abril	2109	231,56
	Mayo	1789	139,08
	Junio	1685	132,85
	Julio	1896	196,63
	Agosto	1549	175,68
	Septiembre	1603	159,76
	Octubre	2168	230,84
	Noviembre	1678	188,63
	Diciembre	1905	196,52
2019	Enero	1978	205,54
	Febrero	2163	229,56
	Marzo	2159	225,08
	Abril	1949	198,72
	Mayo	1856	185,07
	Junio	1956	216,56
	Julio	2054	219,05
	Agosto	2162	221,64
	Septiembre	2256	225,04

	Octubre	2109	214,31
	Noviembre	1873	184,71
	Diciembre	1879	187,94
2020	Enero	1280	139,52
	Febrero	1056	103,43
	Marzo	972	193,62
	Abril	894	280,56
	Mayo	1955	180,93
	Junio	1267	306,58
	Julio	1318	128,05
	Agosto	1721	163,42
	Septiembre	1686	158,57
	Octubre	2068	190,27
	Noviembre	1195	117,28
	Diciembre	443	42,38
	2021	Enero	997
Febrero		1122	110,02
Marzo		1273	136,17
Abril		1199	118,33
Mayo		0	2,87
Junio		447	42,77
Julio		878	128,92
Agosto		1832	170,62
Septiembre		1730	162,56
Octubre		1255	285,85
Noviembre		379	321,85
Diciembre		144	14,66
2022	Enero	183	21,58
	Febrero	1551	147,39
	Marzo	571	55,15
	Abril	37	5,43
	Mayo	274	25,92
	Junio	1456	156,32
	Julio	1689	168,51

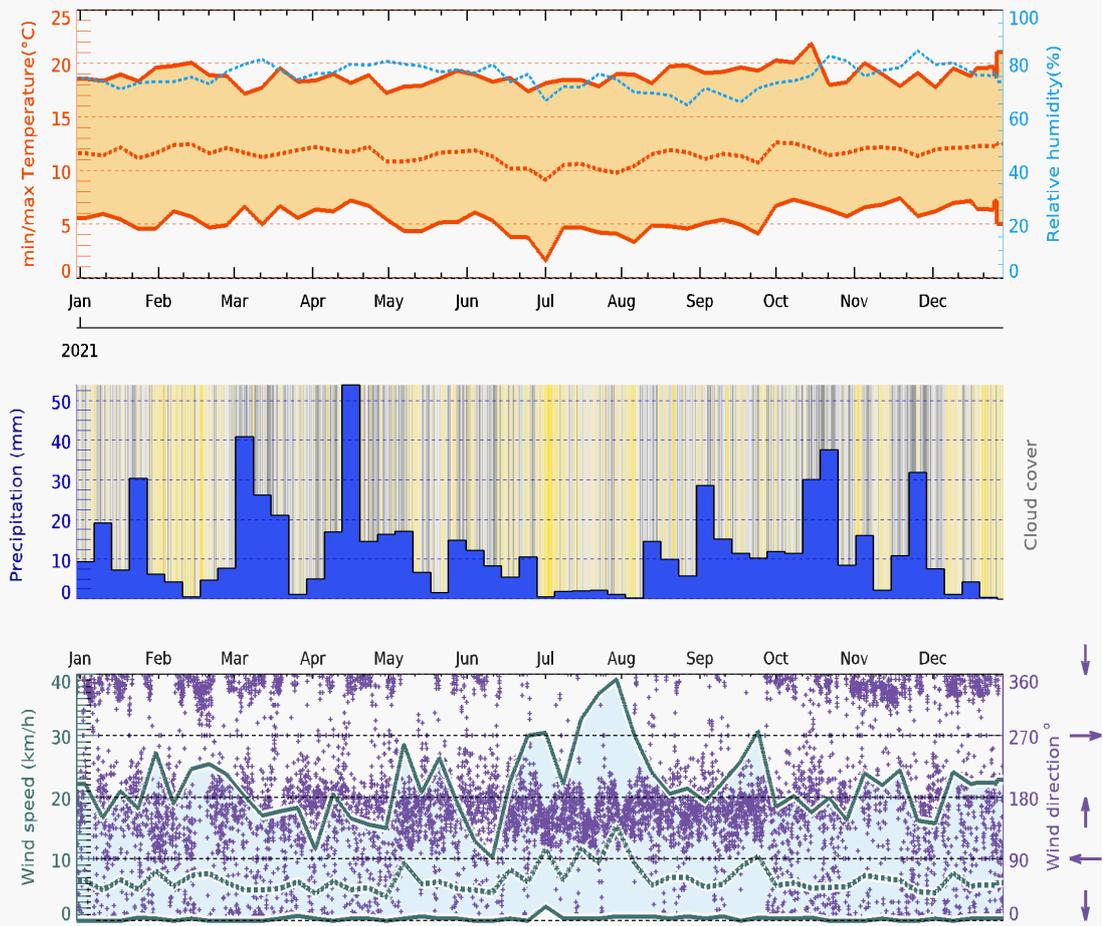
Anexo 7. Historial de temperaturas, [43]



Hacienda La Compañía
0.86°S / 78.68°W 3193m asl
(10 x 10 km)

2021-01-01 - 2021-12-31
365 days

meteoblue



Anexo 8. Panel Fotovoltaico, [44]



Eclipse

SRP-E01A(-HV)

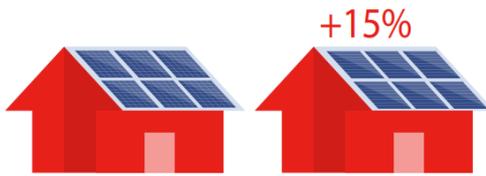
Eclipse

SRP-E01A(-HV)

The Eclipse module takes advantage of Seraphim's innovative module technology, using traditional solar cells to increase efficiency and reliability while reducing BOS cost. The Eclipse module bridges the gap between functionality and design, providing an elegant solution to all your solar energy needs.



15% Greater Return on Projects



Significantly Reduced Hot-Spot Effect

Temperature after shading test (at 5hrs, in °C)



Maximum Temp
47.3°C
Average Temp
23.9°C
Minimum Temp
15.6°C



10% Reduction in BOS and Installation Cost



More Benefits

- Better performance under shade
- Beautifully designed
- 5400Pa Mechanical Load

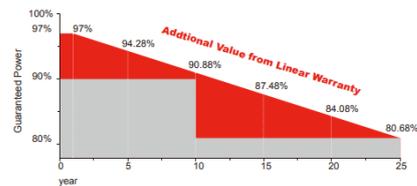
Certifications



Insurances

PICC

Warranty

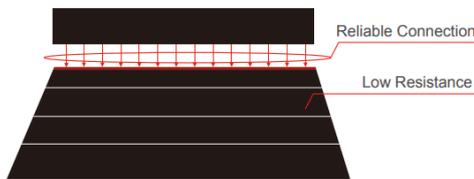


10 YEARS Guarantee on product material and workmanship

25 YEARS linear power output warranty



Improved Reliability and Durability



Electrical Characteristics

	SRP-390-E01A		SRP-395-E01A		SRP-400-E01A		SRP-405-E01A	
	SRP-390-E01A-HV	SRP-395-E01A-HV	SRP-395-E01A-HV	SRP-400-E01A-HV	SRP-400-E01A-HV	SRP-405-E01A-HV	SRP-405-E01A-HV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmp)	390	289	395	293	400	296	405	300
Open Circuit Voltage (Voc)	44.70	41.40	44.90	41.60	45.10	41.70	45.30	41.90
Short Circuit Current (Isc)	11.17	9.05	11.25	9.12	11.34	9.17	11.42	9.23
Maximum Power Voltage (Vmp)	36.80	34.00	37.00	34.20	37.20	34.30	37.40	34.50
Maximum Power Current (Imp)	10.60	8.57	10.68	8.57	10.76	8.63	10.83	8.70
Module Efficiency at STC(η_m)	19.17		19.42		19.66		19.91	
Power Tolerance	(0,+4.99)							
Maximum System Voltage	1000 VDC / 1500 VDC							
Maximum Series Fuse Rating	20A							

SRP-XXX-E01A: Maximum System Voltage 1000 VDC

SRP-XXX-E01A-HV: Maximum System Voltage 1500 VDC

STC: Irradiance 1000 W/m² module temperature 25°C AM=1.5, Power measurement tolerance: +/-3%;

NOCT: Irradiance 800 W/m² ambient temperature 20°C wind speed :1m/s Power measurement tolerance: +/-3%

Temperature Characteristics

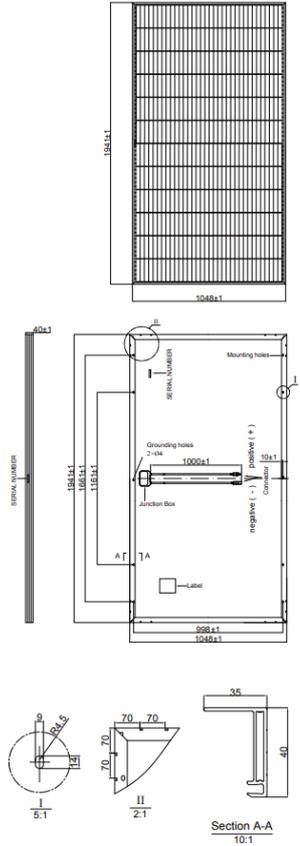
Pmax Temperature Coefficient	-0.37 %/°C
Voc Temperature Coefficient	-0.28 %/°C
Isc Temperature Coefficient	+0.05 %/°C
Operating Temperature	-40 ~ +85 °C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2 °C

Mechanical Specifications

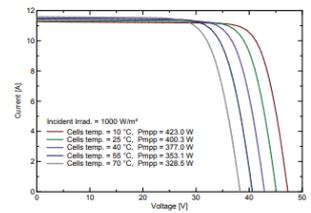
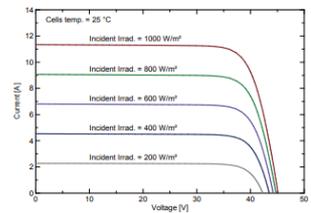
External Dimensions	1941x 1048x 40 mm
Weight	23.0 kg
Solar Cells	Mono crystalline
Front Glass	3.2 mm AR coating tempered glass, low iron
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP67
Output Cables	4.0 mm ² , cable length: 1000 mm
Connector	MC4 Compatible
Mechanical Load	5400 Pa

Packing Configuration

	1941x 1048x 40 mm
Container	40'HQ
Pieces per Pallet	27
Pallets per Container	22
Pieces per Container	594



I-V Curve (SRP-400-E01A(-HV))



Anexo 9. Regulador, [45]

REGULADOR DE CARGA MPPT SR-ML 12/24/36/48V

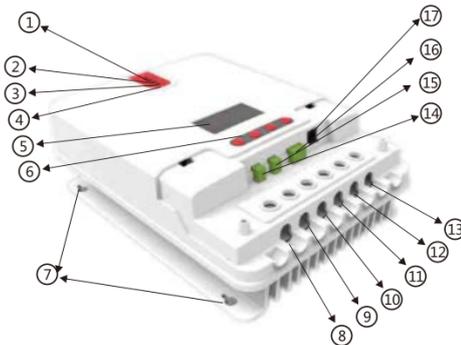
60A

Características

- Gracias a la tecnología de seguimiento avanzado "multi-peak", el regulador es capaz de realizar un seguimiento MPPT aunque el panel solar tenga alguna sombra parcial que provoca picos rápidos de intensidad y voltaje.
- Un algoritmo integrado de seguimiento de máxima potencia que permite incrementar significativamente la eficiencia de producción de los sistemas fotovoltaicos. Este proceso aumenta la producción entre un 15 y un 20% en comparación a un sistema con regulación PWM convencional.
- Una combinación de varios algoritmos permiten un preciso seguimiento del punto óptimo de trabajo en la curva de intensidad y voltaje en un tiempo extremadamente corto.
- La eficiencia del seguidor MPPT alcanza hasta el 99.9%.
- Dispone de distintas opciones de carga en función del tipo de batería, siendo compatible con distintas tecnologías, incluyendo baterías de gel, selladas, abiertas, litio, etc.
- El controlador limita por corriente de carga. Cuando la potencia fotovoltaica excede la capacidad de carga del regulador, automáticamente se reduce la potencia de carga al límite que establece el regulador.
- Soporta reconocimiento automático de voltaje de batería.
- Indicadores LED de fallo y pantalla LCD que informa del funcionamiento anómalo para que el usuario pueda identificar rápidamente los fallos del sistema.
- Función de almacenamiento de datos histórico. Período máximo de 1 año.
- Se incluye una pantalla LCD que además de informar sobre el estado y funcionamiento del sistema, también permite modificar los parámetros del regulador.
- El controlador soporta el protocolo estándar Modbus, cubriendo las necesidades de comunicación.
- El controlador incorpora un sensor de exceso de temperatura. Cuando la temperatura sobrepasa el valor establecido, la corriente de carga del regulador se reducirá proporcionalmente hasta que la temperatura vuelva a parámetros aceptables para proteger el dispositivo para prevenir el sobrecalentamiento.
- Incorpora la función de compensación por temperatura, para que el regulador pueda ajustar la carga y la descarga de la batería para poder alargar al máximo su vida útil.
- Incorpora protección frente a rayos mediante diodos TVS.



Apariencia



Nº	Item	Nº	Item
1	Indicador de carga en curso	10	Terminal negativo de batería
2	Indicador de batería	11	Terminal negativo de carga
3	Indicador de carga	12	Terminal positivo de batería
4	Indicador de funcionamiento anómalo	13	Terminal positivo de carga
5	Pantalla LCD	14	Interfaz de muestreo de temperatura externa
6	Botones de operación	15	Interfaz de compensación de voltaje de batería
7	Agujero de instalación	16	Interfaz de comunicación RS485
8	Terminal positivo de paneles	17	Interfaz de comunicación RS232
9	Terminal negativo de paneles		

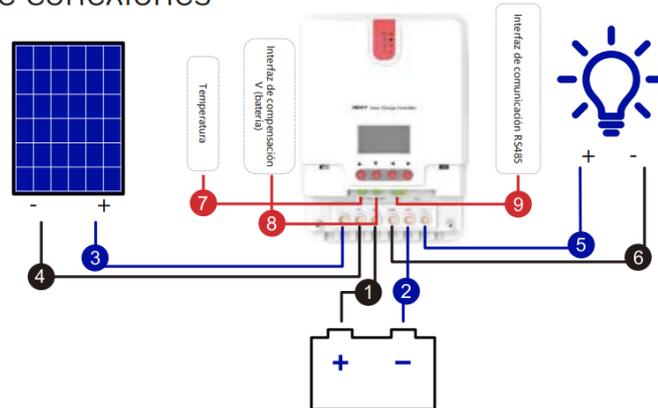
REGULADOR DE CARGA MPPT SR-ML 12/24/36/48V

60A

Especificaciones técnicas

Parámetro	Valor
Modelo	4860
Voltaje del sistema	12V/24V/36V/48V Auto
Consumo sin carga	0.7W a 1.2W
Voltaje de batería	9V a 70V
Máx. voltaje de entrada	150V (25°C) 145V (-25°C)
Rango de voltaje MPPT máx.	Voltaje de batería +2V a 120V
Corriente de carga máx.	60A
Corriente de carga máx. CC	20A
Capacidad de carga máx.	10000uF
Entrada potencia fotovoltaica máx.	800W/12V; 1600W/24V; 2400W/36V; 3200W/48V
Eficiencia de conversión	≤98%
Eficiencia del MPPT	>99%
Compensación por temperatura	-3mv/°C/2V (por defecto)
Rango de temperatura ambiente	-35°C a +45°C
Grado de protección	IP32
Peso	3.6Kg
Método de comunicación	RS232 RS485
Altitud	≤3000m
Dimensiones	285*205*93mm

Diagrama de conexiones



Anexo 10. Motor electrosumergible Franklin Electric, [46]

Motores Estándar Sumergibles de 6"



Aplicaciones

Estos motores están contruidos para operar de manera segura con diámetros de 6" o pozos de agua grandes.

Características Básicas

- Diseño de Montaje NEMA de doble Brida
- Eje estriado de acero inoxidable
- Sistema de encapsulamiento de seis elementos StatorShield™ de Franklin
- Cojinete de empuje tipo Kingsbury de alta capacidad lubricado por agua
- Llenados en fábrica con la solución de llenado no tóxica, soluble en agua
- Cable reemplazable en campo utilizando la tecnología exclusiva Water Bloc™ de Franklin
- Punto de Diseño de 60 Hz, 3450 rpm
- Cubierta externa contra arena en el eje
- Sello mecánico frontal en la salida del eje
- Rotor de barra de cobre
- Están aprobados todos los modelos de los dispositivos de frecuencia variable (DFV)
- Los modelos monofásicos deben utilizarse con una caja de control de Franklin Electric

Opciones Especiales

- Los modelos Sand Fighter™ están equipados con:
 - Sistema de Sellado Sand Fighter, exclusivo de Franklin contra arena u otros abrasivos en el pozo de agua.
 - Sensor de calor SubTrol™ en devanados para uso con SubMonitor™, exclusivo de Franklin.
- Los modelos de construcción de Acero Inoxidable 316 son estándar con:
 - Sistema de Sellado Sand Fighter, exclusivo de Franklin contra arena u otros abrasivos en el pozo de agua.
 - Sensor de calor SubTrol™ en devanados para uso con SubMonitor™, exclusivo de Franklin
- El Submonitor es un protector electrónico de vanguardia contra sobrecarga del motor y se vende por separado.
 - Los soportes en el panel a tierra no requieren cableado hacia el motor.
 - Fácil de usar, probado en campo.
 - Monitores de protección para equilibrar la energía, sobrecarga, baja carga, sobrecalentamiento, ciclo rápido y más.
 - Puede utilizarse con o sin el sensor de calor SubTrol™.
 - Provee protección térmica superior cuando está fabricado con el sensor de calor SubTrol™.

Consulte en fábrica para otros voltajes, hertz y caballos de fuerza no mencionados en este catálogo. Las especificaciones están sujetas a cambio sin previo aviso. Contacte a Franklin Electric para consultar si los materiales actuales son los requeridos para cumplir con las especificaciones.

Motores Estándar Sumergibles de 6"

Modelos de 6 Pulgadas

HP (KW)	CONSTRUCCIÓN	DESCRIPCIÓN							MODELO	EXISTENCIAS
		FASE	VOLTS	HZ	SENSOR DE CALOR SUB-TROL	S.F.	# DE LÍNEAS	TAM. DEL CABLE (AWG)		
7.5 hp 5.5 kW	POZO DE AGUA	1	230	60	No Disponible	1.15	3	#10 c/TIERRA	226 111 90	SÍ
		3	200-208	60	No Disponible	1.15	3	#10 c/TIERRA	236 651 90	SÍ
		3	220	50	No Disponible	1.00	3	#10 c/TIERRA	236 681 90	
		3	220	50	No Disponible	1.00	6-90°	#10 c/TIERRA	236 671 90	
		3	230	60	No Disponible	1.15	3	#10 c/TIERRA	236 601 90	SÍ
		3	230	60	No Disponible	1.15	6-90°	#10 c/TIERRA	236 721 90	
		3	380	60	No Disponible	1.15	3	#10 c/TIERRA	236 661 90	SÍ
		3	380	60	No Disponible	1.15	6-90°	#10 c/TIERRA	236 781 90	
		3	415	50	No Disponible	1.00	3	#10 c/TIERRA	236 691 90	
		3	460/380-415	60/50	No Disponible	1.15/1.00	3	#10 c/TIERRA	236 611 90	SÍ
		3	460/380-415	60/50	No Disponible	1.15/1.00	6-90°	#10 c/TIERRA	236 711 90	SÍ
		3	575	60	No Disponible	1.15	3	#10 c/TIERRA	236 621 90	
	SAND FIGHTER	1	230	60	No Disponible	1.15	3	#10 c/TIERRA	226 111 80	SÍ
		3	200-208	60	SÍ	1.15	3	#10 c/TIERRA	236 651 81	SÍ
		3	220	50	SÍ	1.00	3	#10 c/TIERRA	236 681 81	
		3	220	50	SÍ	1.00	6-90°	#10 c/TIERRA	236 671 81	
		3	230	60	SÍ	1.15	3	#10 c/TIERRA	236 601 81	SÍ
		3	230	60	SÍ	1.15	6-90°	#10 c/TIERRA	236 721 81	
		3	380	60	SÍ	1.15	3	#10 c/TIERRA	236 661 81	
		3	380	60	SÍ	1.15	6-90°	#10 c/TIERRA	236 781 81	
		3	415	50	SÍ	1.00	3	#10 c/TIERRA	236 691 81	
		3	460/380-415	60/50	SÍ	1.15/1.00	3	#10 c/TIERRA	236 611 81	SÍ
		3	460/380-415	60/50	SÍ	1.15/1.00	6-90°	#10 c/TIERRA	236 711 81	
		3	575	60	SÍ	1.15	3	#10 c/TIERRA	236 621 81	SÍ
	ACERO INOXIDABLE 316	1	230	60	No Disponible	1.15	3	#10 c/TIERRA	226 111 39	
		3	200-208	60	SÍ	1.15	3	#10 c/TIERRA	236 651 40	
		3	220	50	SÍ	1.00	3	#10 c/TIERRA	236 681 40	
		3	220	50	SÍ	1.00	6-90°	#10 c/TIERRA	236 671 40	
		3	230	60	SÍ	1.15	3	#10 c/TIERRA	236 601 40	SÍ
		3	230	60	SÍ	1.15	6-90°	#10 c/TIERRA	236 721 40	
		3	380	60	SÍ	1.15	3	#10 c/TIERRA	236 661 40	
		3	380	60	SÍ	1.15	6-90°	#10 c/TIERRA	236 781 40	
		3	415	50	SÍ	1.00	3	#10 c/TIERRA	236 691 81	
3		460/380-415	60/50	SÍ	1.15/1.00	3	#10 c/TIERRA	236 611 40	SÍ	
3		460/380-415	60/50	SÍ	1.15/1.00	6-90°	#10 c/TIERRA	236 711 40		
3		575	60	SÍ	1.15	3	#10 c/TIERRA	236 621 40		

Motores Estándar Sumergibles de 6"

Pesos y Dimensiones para Motores de 6 Pulgadas

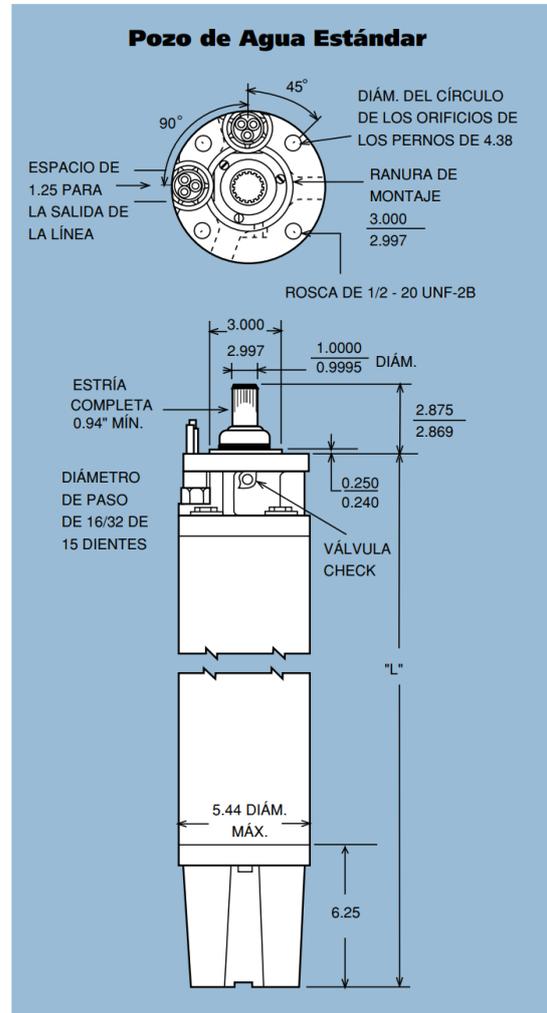
Monofásico para Pozo de Agua Estándar

HP	KW	"L" (pulg.)	PESOS DE EMBARQUE		TAMAÑO DE LA CAJA DEL MOTOR (en pulgadas)
			LBS	KG	
5	3.7	25.4	110	50	7.50 x 10.75 x 34.50
7.5	5.5	28	123	56	7.50 x 10.75 x 34.50
10	7.5	30.6	141	64	7.50 x 10.75 x 37.00
15	11	33.1	154	70	7.50 x 10.75 x 42.25

Trifásico para Pozo de Agua Estándar

HP	KW	"L" (pulg.)	PESOS DE EMBARQUE		TAMAÑO DE LA CAJA DEL MOTOR (en pulgadas)
			LBS	KG	
5	3.7	22.9	101	46	7.50 x 10.75 x 34.50
7.5	5.5	24.2	108	49	7.50 x 10.75 x 34.50
10	7.5	25.4	116	53	7.50 x 10.75 x 34.50
15	11	28.0	129	59	7.50 x 10.75 x 34.50
20	15	30.6	145	66	7.50 x 10.75 x 37.00
25	18.5	33.1	156	71	7.50 x 10.75 x 42.25
30	22	35.7	174	79	7.50 x 10.75 x 42.25
40	30	40.8	202	92	7.50 x 10.75 x 47.25
50	37	55.3	300	136	8.75 x 10.50 x 71.75
60	45	61.3	330	150	8.75 x 10.50 x 71.75

Modelos Disponibles Y-Δ de 6 líneas. (Agregue 5 lbs a los pesos de embarque).



Anexo 11. Inversor, [47]



Solis-1P(7-8)K-5G

Solis Single Phase Inverters

>> Models:

Solis-1P7K-5G

Solis-1P8K-5G



DATASHEET

Solis-1P(7-8)K-5G

Models	7K	8K
Input DC		
Recommended max. PV power	10.5 kW	12 kW
Max. input voltage	600 V	
Rated voltage	330 V	
Start-up voltage	120 V	
MPPT voltage range	90-520 V	
Max. input current	12.5 A / 25 A	
Max. short circuit current	19.5 A / 30 A	
MPPT number/Max. input strings number	2/3	
Output AC		
Rated output power	7 kW	8 kW
Max. apparent output power	7.7 kVA	8 kVA
Max. output power	7.7 kW	8 kW
Rated grid voltage	1/N/PE, 220 V / 230 V	
Rated grid frequency	50 Hz / 60 Hz	
Rated grid output current	30.4 A	34.8 A
Max. output current	33.5 A	34.8 A
Power factor	>0.99 (0.8 leading - 0.8 lagging)	
THDi	<3%	

Efficiency

Max. efficiency	98.1%
EU efficiency	97.3%

Protection

DC reverse-polarity protection	Yes
Short circuit protection	Yes
Output over current protection	Yes
Surge protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Anti-islanding protection	Yes
Temperature protection	Yes
Integrated AFCI (DC arc-fault circuit protection)	Yes ⁽¹⁾
Integrated DC switch	Optional

General Data

Dimensions (W*H*D)	310*543*180 mm
Weight	13.3 kg
Topology	Transformerless
Self-consumption (night)	<1 W
Operating ambient temperature range	-25 ~ +60°C
Relative humidity	0-100%
Ingress protection	IP65
Cooling concept	Natural convection
Max. operation altitude	4000 m
Grid connection standard	G98 or G99, EN 50549-1, RD 1699 / RD 244 / UNE 206006 / UNE 206007-1, IEC 62116, IEC 61727, IEC60068, IEC 61683, EN 50530
Safety/EMC standard	IEC/EN 62109-1/-2, IEC/EN 61000-6-1/-2/-3/-4

Features

DC connection	MC4 connector
AC connection	Quick connection plug
Display	LCD
Communication	RS485, Optional: Wi-Fi, GPRS

Anexo 12. Batería

Ficha Técnica

Batería Ecosolar GEL descarga profunda
250AH C100 (200AH C10)

EcoSolar
green energy products



Batería de Gel Ecosolar Green Energy Products de 250Ah C100 (200Ah C10) para usar en instalaciones solares o eólicas. Sellada y sin mantenimiento. Necesaria para utilizar electrodomésticos o motores ya que soporta sin problemas los picos de arranque de estos aparatos eléctricos.

Detalles técnicos:

- Su material activo gelificado tiene gran densidad para un mejor rendimiento y vida de la batería. El grosor de las placas ofrece una mayor resistencia a la corrosión y una vida útil mayor.
- Las rejillas positivas y negativas de la batería tienen una capa de aleación de plomo/estaño la cual las protege de la corrosión.
- Dispone de celdas de partición de gran tamaño las cuales proporcionan conexiones de baja resistencia y mínimas pérdidas de energía. Son fabricadas con tecnología alemana en material de dióxido microporoso, el cual tiene una buena resistencia a las vibraciones y a los golpes.
- De uso habitual en instalaciones solares fotovoltaicas, instalaciones de señalización marítimas, de ferrocarriles o de carretera. Así como en estaciones repetidoras de radio y telecomunicaciones.

- Tipo de batería: GEL.
- Fabricadas con tecnología hermética VRLA.
- No requiere mantenimiento.
- Capacidad de carga en C100: 250Ah.
- Capacidad de carga en C10: 200Ah.
- Voltaje: 12V.
- Medidas: 520 x 240 x 220 mm (largo x ancho x alto)
- Peso: 55Kg.
- Tiene una baja resistencia interna lo que favorece una mejor aceptación de la carga que le llegará desde las placas solares.
- Gracias a disponer del electrolito gelificado, tiene una buena tolerancia a altas temperaturas, así como una buena resistencia a la congelación.
- Fabricada en envase VRLA sellado para un mejor transporte y que eliminan la necesidad de mantenimiento y derrame del líquido del interior de la baterías.
- Fabricadas de acuerdo con la certificación ISO 9002 y cumpliendo las normativas CE y UL.
- Recipiente de material ABS resistente al fuego.
- Dispone de terminales de cobre.
- Uso cíclico: Voltaje de absorción 14,5V - 15V (Con intensidad inicial inferior a 40A a 25°C)
- Uso cíclico: Voltaje de absorción 14,1V - 14,4V (Con intensidad inicial entre 40A i 80A a 25°C)
- Uso Flotación: Voltaje de carga 13,5 - 13,8V
- Garantía de 2 años.

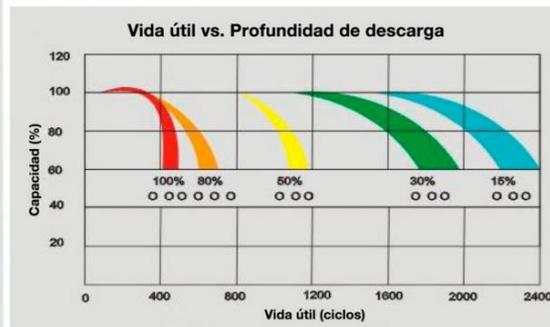
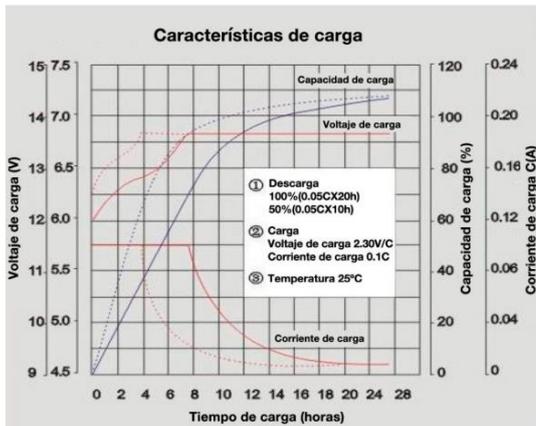
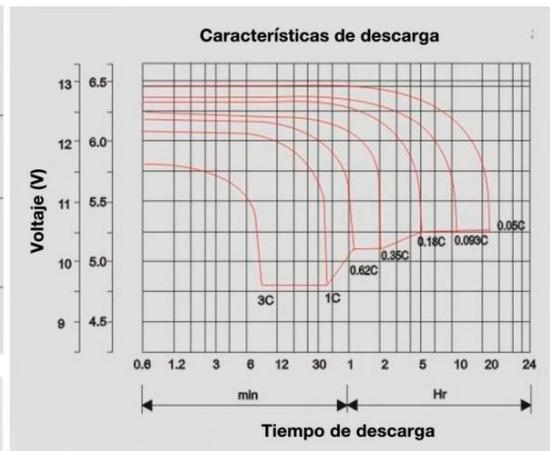
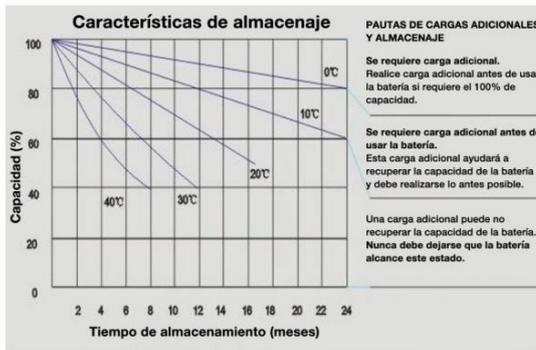
Ficha Técnica

Batería Ecosolar GEL descarga profunda
250Ah C100 (200Ah C10)

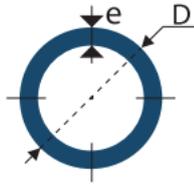


Corriente constante (Amp) y Potencia constante (W) Tabla de descarga a (25°C)

		5 MIN	10 MIN	15MIN	30MIN	1HR	3HR	5HR	10HR	20HR
9.60V	A	740	540	380	230	120	51.4	33.0	21.0	11.34
	W	7858	5135	4036	2443	1390	595	382	243	131.3
10.2V	A	652	492	340	218.0	112.8	50.0	32.4	20.5	11.06
	W	7237	5461	3774	2420	1306	579	375	237	128.1
10.5V	A	628	468	320	212	109	48.8	32.0	20.0	10.92
	W	7122	5307	3628	2404	1265	565	371	234	126.5
10.8V	A	604	444	300	206	106	47.6	31.2	19.5	10.8
	W	7031	5168	3492	2398	1229	554	363	233	125.7
11.10V	A	580	420	280	200	102	46.0	30.4	19.00	10.26
	W	6902	4998	3332	2380	1214	547	362	226	122.1



Anexo 12. Tubería



PROPIEDADES MECÁNICAS				
RESISTENCIA MECÁNICA		PUNTO DE FLUENCIA		Elongación % Min
Kg/mm ²	Psi	Kg/mm ²	Psi	
42.2	60000	24.6	35000	30 - 35

COMPOSICIÓN QUÍMICA %				
C Max	Mn	P Max	S Max	
0.3	1.2	0.05	0.06	

DIÁMETRO			PROPIEDADES				
INTERIOR	EXTERIOR (D)		ESPESOR (e)		PRESIÓN/PRUEBA		PESO
pulg	mm	pulg	mm	pulg	kg/cm ²	lb/pulg ²	kg/mts
1/2"	21.30	0.84	3.73	0.14	60	850	1.62
3/4"	26.70	1.05	3.91	0.15	60	850	2.19
1"	33.40	1.31	4.55	0.17	60	850	3.23
1 1/4"	42.20	1.66	4.85	0.19	134	1900	4.47
1 1/2"	48.30	1.90	5.08	0.20	134	1900	5.41
2"	60.30	2.37	5.54	0.21	176	2500	7.48
2 1/2"	73.00	2.87	7.01	0.27	176	2500	11.41
3"	88.90	3.50	7.62	0.30	176	2500	15.27
4"	114.30	4.50	8.56	0.33	197	2800	22.31
6"	168.30	6.62	10.97	0.43	193	2740	42.56

*Otros largos y acabados previa consulta

Anexo 13. Cotización de Proyecto Solar Fotovoltaico



Propuesta para Diego CHiliqinga

Preparado por: Jose Monge
099 416 5477
josemongerivero@gmail.com

Para: Diego
Barrio Mariscal Sucre, Poalo,,
Latacunga

Cotización #: 1212191
Válida hasta: 19 de Octubre de 2022



Proyecto Solar Fotovoltaico

Propuesta para: Diego CHiliqinga

Basados en la información que usted nos ha entregado, hemos preparado una propuesta para un sistema solar hecho a medida.

ACERCA DE NUESTRA OFERTA

Nuestra oferta se sustenta en 3 pilares:

1. **Servicio de clase mundial:** Más de 2000 proyectos ejecutados durante 26 años hablan por nosotros.
2. **Producto de nivel superior:** Nuestros paneles e inversores cuentan con la mayor eficiencia e incluyen garantía de producción de 35 años.
3. **Mejor Precio:** Como fabricantes, podemos ofrecer el mejor precio del mercado (Mejoramos en 5% cualquier oferta en igualdad de condiciones).

Sistema Recomendado

102%
Desfase del consumo

18.600 kWh
Consumo anual de
energía eléctrica

5,1
Recuperación (años)

\$210.055
Ahorro neto estimado
durante la vida útil del
sistema



Su Solución

Paneles Solares

LIGHT GREEN

15,240 kW Energía Solar Total

24 x 635 Vatio Paneles (LG635BF)

19.041 kWh por año

Inversor

Afore

5,000 kW Índice Total del Inversor

1 x BNT005KTL

Inversor

Afore

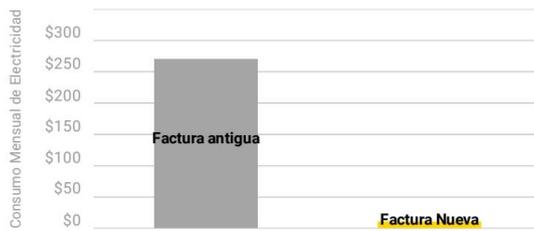
10,000 kW Índice Total del Inversor

1 x BNT010KTL

Garantías: 12 años de garantía del panel, 35 años de garantía de rendimiento del panel, 5 años de garantía del inversor

Ahorros Energéticos

Ahorro mensual medio en la factura en el Primer año



Ahorros durante el plazo garantizado



Mes	Generación solar (kWh)	Consumo de electricidad antes de la energía solar (kWh)	Consumo de electricidad después de la energía solar (kWh)	Factura eléctrica antes de la energía solar (\$)	Factura eléctrica después de la energía solar (\$)	Ahorro estimado (\$)
ene	1.489	1.589	100	277	15	262
feb	1.467	1.448	(20)	242	1	240
mar	1.515	1.395	(120)	231	1	230
abr	1.504	1.329	(175)	218	1	217
may	1.531	1.574	44	273	1	271
jun	1.410	1.962	552	380	39	341
jul	1.579	1.985	407	387	57	329
ago	1.750	1.757	7	323	2	321
sep	1.757	1.368	(389)	226	1	225
oct	1.877	1.341	(536)	221	1	219
nov	1.594	1.359	(236)	224	1	223
dic	1.567	1.492	(75)	250	1	249

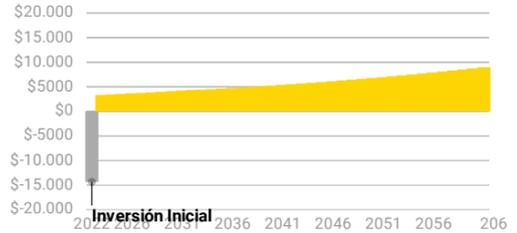
Impacto Financiero Neto Cash

$$\begin{array}{rcl}
 \$227.581 & - & \$17.526 = \$210.055 \\
 \text{Ahorros en las facturas eléctricas} & & \text{Coste Neto del Sistema} \quad \text{Ahorro neto estimado}
 \end{array}$$

Ahorros totales por pasarse a la energía solar



Ahorro anual al pasarse a la energía solar



\$45.618

Valor Neto Actual

6,4 years

Periodo de amortización descontada

1.199%

Rendimiento Total de la Inversión

21,2%

Tasa de rendimiento de la inversión

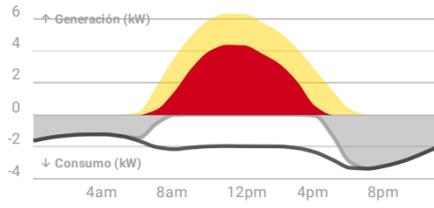
Año	Consumo de electricidad	Generación solar	Factura eléctrica (antes de la instalación de energía solar)	Factura eléctrica (después de la instalación de energía solar)	Ahorro anual (de la instalación de energía solar)	Costes del sistema (Incentivos del distribuidor netos)	Incentivos del cliente (Suma total)	Ahorro Neto	Efectos totales
2022	18.600 kWh	19.041 kWh	\$3.251	\$125	\$3.126	\$17.526	\$0	-\$14.400	-\$14.400
2023	18.600 kWh	18.955 kWh	\$3.348	\$17	\$3.331	\$0	0	\$3.331	-\$11.069
2024	18.600 kWh	18.869 kWh	\$3.449	\$18	\$3.431	\$0	0	\$3.431	-\$7.638
2025	18.600 kWh	18.784 kWh	\$3.552	\$18	\$3.534	\$0	0	\$3.534	-\$4.104
2026	18.600 kWh	18.698 kWh	\$3.659	\$19	\$3.640	\$0	0	\$3.640	-\$465
2027	18.600 kWh	18.612 kWh	\$3.769	\$20	\$3.749	\$0	0	\$3.749	\$3.284
2028	18.600 kWh	18.527 kWh	\$3.882	\$20	\$3.861	\$0	0	\$3.861	\$7.146
2029	18.600 kWh	18.441 kWh	\$3.998	\$21	\$3.977	\$0	0	\$3.977	\$11.123
2030	18.600 kWh	18.355 kWh	\$4.118	\$21	\$4.097	\$0	0	\$4.097	\$15.220
2031	18.600 kWh	18.270 kWh	\$4.242	\$22	\$4.219	\$0	0	\$4.219	\$19.439
2032	18.600 kWh	18.184 kWh	\$4.369	\$23	\$4.346	\$0	0	\$4.346	\$23.785
2033	18.600 kWh	18.098 kWh	\$4.500	\$112	\$4.388	\$0	0	\$4.388	\$28.173
2034	18.600 kWh	18.013 kWh	\$4.635	\$133	\$4.502	\$0	0	\$4.502	\$32.676

Año	Consumo de electricidad	Generación solar	Factura eléctrica (antes de la instalación de energía solar)	Factura eléctrica (después de la instalación de energía solar)	Ahorro anual (de la instalación de energía solar)	Costes del sistema (Incentivos del distribuidor netos)	Incentivos del cliente (Suma total)	Ahorro Neto	Efectos totales
2035	18.600 kWh	17.927 kWh	\$4.774	\$154	\$4.620	\$0	0	\$4.620	\$37.295
2036	18.600 kWh	17.841 kWh	\$4.917	\$176	\$4.741	\$0	0	\$4.741	\$42.036
2037	18.600 kWh	17.756 kWh	\$5.065	\$200	\$4.865	\$0	0	\$4.865	\$46.901
2038	18.600 kWh	17.670 kWh	\$5.217	\$225	\$4.992	\$0	0	\$4.992	\$51.893
2039	18.600 kWh	17.584 kWh	\$5.373	\$251	\$5.122	\$0	0	\$5.122	\$57.015
2040	18.600 kWh	17.499 kWh	\$5.534	\$280	\$5.255	\$0	0	\$5.255	\$62.270
2041	18.600 kWh	17.413 kWh	\$5.700	\$310	\$5.391	\$0	0	\$5.391	\$67.660
2042	18.600 kWh	17.327 kWh	\$5.871	\$342	\$5.529	\$0	0	\$5.529	\$73.190
2043	18.600 kWh	17.241 kWh	\$6.047	\$377	\$5.671	\$0	0	\$5.671	\$78.861
2044	18.600 kWh	17.156 kWh	\$6.229	\$413	\$5.816	\$0	0	\$5.816	\$84.676
2045	18.600 kWh	17.070 kWh	\$6.416	\$450	\$5.966	\$0	0	\$5.966	\$90.642
2046	18.600 kWh	16.984 kWh	\$6.608	\$487	\$6.121	\$0	0	\$6.121	\$96.763
2047	18.600 kWh	16.899 kWh	\$6.806	\$527	\$6.280	\$0	0	\$6.280	\$103.043
2048	18.600 kWh	16.813 kWh	\$7.011	\$568	\$6.442	\$0	0	\$6.442	\$109.485
2049	18.600 kWh	16.727 kWh	\$7.221	\$612	\$6.609	\$0	0	\$6.609	\$116.095
2050	18.600 kWh	16.642 kWh	\$7.438	\$657	\$6.781	\$0	0	\$6.781	\$122.875
2051	18.600 kWh	16.556 kWh	\$7.661	\$705	\$6.956	\$0	0	\$6.956	\$129.831
2052	18.600 kWh	16.470 kWh	\$7.891	\$755	\$7.136	\$0	0	\$7.136	\$136.967
2053	18.600 kWh	16.385 kWh	\$8.127	\$807	\$7.320	\$0	0	\$7.320	\$144.287
2054	18.600 kWh	16.299 kWh	\$8.371	\$862	\$7.509	\$0	0	\$7.509	\$151.796
2055	18.600 kWh	16.213 kWh	\$8.622	\$920	\$7.703	\$0	0	\$7.703	\$159.498
2056	18.600 kWh	16.128 kWh	\$8.881	\$980	\$7.901	\$0	0	\$7.901	\$167.399
2057	18.600 kWh	16.042 kWh	\$9.147	\$1.043	\$8.104	\$0	0	\$8.104	\$175.504
2058	18.600 kWh	15.956 kWh	\$9.422	\$1.109	\$8.313	\$0	0	\$8.313	\$183.816
2059	18.600 kWh	15.871 kWh	\$9.704	\$1.178	\$8.526	\$0	0	\$8.526	\$192.342
2060	18.600 kWh	15.785 kWh	\$9.996	\$1.251	\$8.745	\$0	0	\$8.745	\$201.087
2061	18.600 kWh	15.699 kWh	\$10.295	\$1.327	\$8.968	\$0	0	\$8.968	\$210.055

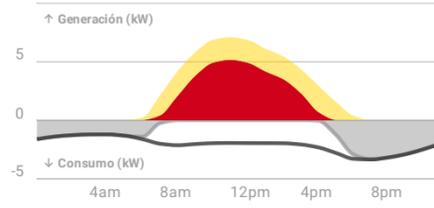
Flujo de Corriente Eléctrica

CONSUMO (kWh)
 GENERACIÓN (kWh)
 CONSUMO NETO (kWh)
 EXPORTACIÓN A LA RED (kWh)

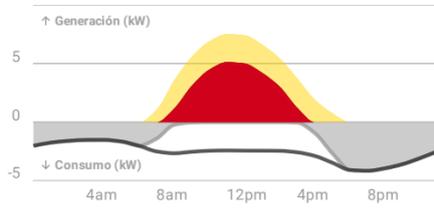
Verano Día entre semana



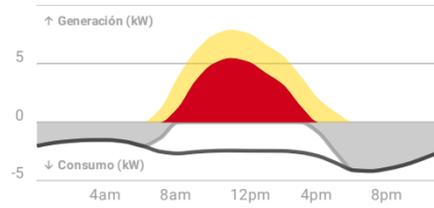
Verano Fin de Semana



Invierno Día entre semana



Invierno Fin de Semana



Anexo 14. Desarrollo de cálculos

Dimensionamiento analítico del sistema solar fotovoltaico

- Cálculo de pérdidas de potencia por la temperatura del panel

Se requiere el uso de las siguientes ecuaciones.

$$\Delta P_{panel} = 1 - \delta(\%) * (T_{panel} - 25) , \text{ (NEC-11, 2011, pág. 60)}$$

$$T_{panel\ max} = T_{amb\ max} + (NOCT - 20) * \frac{G}{800} , \text{ (NEC-11, 2011, pág. 60)}$$

Donde:

- δ = Coeficiente de temperatura de Pmax, datos del panel
- $T_{amb\ max}$ = Temperatura ambiente máxima histórica, 17,05 °C
- $NOCT$ = Temperatura de operación normal de la celda, datos del panel
- G = Irradiación a la máxima temperatura histórica, 574,72 W/m²

La temperatura ambiente máxima histórica es hallada en el capítulo IV, sección 4.1.3 con ayuda la plataforma PVGIS, al igual que la irradiancia es visualizada con la temperatura a una misma hora del día.

Los valores de las variables que se encuentran como (datos del panel), se extraen de la Figura 4-8, (Anexo 8), panel SRP-405-E01A.

$$\delta(\%) = 0,37\ \% / ^\circ\text{C} \rightarrow \text{característica del panel}$$

$$NOCT = 45^\circ\text{C} \rightarrow \text{característica del panel}$$

$$T_{amb\ max} = 17,05^\circ\text{C} \rightarrow \text{propio del emplazamiento}$$

$$G = 574,72\ \text{W/m}^2 \rightarrow \text{propio del emplazamiento}$$

$$T_{panel\ max} = T_{amb\ max} + (NOCT - 20) * \frac{G}{800}$$

$$T_{panel} = 17,05^\circ\text{C} + (45^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}) * \frac{574,72}{800}$$

$$T_{panel} = 17,05^\circ\text{C} + (25^\circ\text{C}) * 0,718$$

$$T_{panel} = 35,01^{\circ}C$$

$$\Delta P_{panel} = 1 - \delta(\%) * (T_{panel} - 25)$$

$$\Delta P_{panel} = 1 - \frac{0,37}{\frac{100}{^{\circ}C}} * (35,01 - 25)^{\circ}C = 4\%$$

$$\Delta P_{panel} = 1 - \frac{0,37}{\frac{100}{^{\circ}C}} * (35,01 - 25)^{\circ}C$$

$$\Delta P_{panel} = 1 - \frac{0,0037}{\frac{100}{^{\circ}C}} * (10,01)^{\circ}C$$

$$\Delta P_{panel} = 0,96$$

- Perdidas por efecto de suciedad

La norma NEC-11 estipula que no deben superar 2% de perdidas por efectos de la suciedad, se establece el 2% por las condiciones que establece el emplazamiento, campo abierto por lo cual existe un arrastre de partículas de polvo en épocas de vientos.

- Perdidas por inclinación y orientación

Con ayuda de la Figura 4-9, ubicada en el capítulo IV, sección 4.1.3, se pueden extraer los valores de perdidas, los cuales están en función del ángulo de inclinación ($\beta = 10^{\circ}$) y el ángulo de azimut ($\gamma = 0^{\circ}$) por estar orientados al sur. De acuerdo con la Figura el rendimiento se encuentra en un intervalo del 90% al 95%, del cual se elige el 95% de rendimiento ya que los paneles van a ser ubicados en campo abierto y sin presencia de sombras, y además de recalcar que los valores obtenidos son por la instalación en un plano fijo y no tendrán modificaciones de inclinación y orientación a lo largo del año.

- Perdidas por Mismatch

Son perdidas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes, las mismas que se las establece en un rango de +/- 3%, como nuestro generador fotovoltaico no es de mayor potencia la establecemos en 1%.

- Perdidas por “Derating”

Estas son calculadas para zonas de extremo calor, como el emplazamiento del barrio no supera los 23°C a lo largo del año, se las considera nulas.

- Estimación del rendimiento global del sistema, PR

En rendimiento de la planta es el siguiente:

$$PR = (n_{T^\circ} * n_{suciedad} * n_{inclinación} * n_{Mismatch}) , (NEC-11, 2011, \text{pág. } 60)$$

$$n_{T^\circ} = 0,96$$

$$n_{suciedad} = 0,98$$

$$n_{inclinación} = 0,95$$

$$n_{Mismatch} = 0,99$$

$$PR = 88,48\%$$

- Cálculo de potencia pico del sistema

La fórmula para hallar la potencia pico viene dada por.

$$Pot_p = \frac{\text{Demanda energética}}{HSP * PR} , (NEC-11, 2011, \text{pág. } 60)$$

Donde:

- Pot_p = Potencia pico
- HSP = Hora solar pico
- PR = Estimación del rendimiento global del sistema

$$Pot_p = \frac{\text{Demanda energética}}{HSP * PR} , (NEC-11, 2011, \text{pág. } 60)$$

$$\text{Demanda energética} = 54,65 \text{ KWh} \rightarrow \text{Obtenido Cap. IV, sección 4.1.2}$$

$$HSP = 4,77 \rightarrow \text{Obtenido Cap. IV, sección 4.1.1}$$

$$PR = 88,48\% \rightarrow 0,88$$

$$Pot_p = \frac{54,65 \text{ KWh}}{4,77 * 0,88} = 13 \text{ KW}$$

- Cálculo del número de paneles solares

En la Capitulo IV, se encuentra la Figura 4-7, donde se encuentran las características principales del panel, donde extraemos la potencia de este.

$$NM = \frac{Pot_p}{Pot_{panel}}$$

Donde:

- NM = Numero de paneles
- Pot_p = Potencia pico
- Pot_{panel} = Potencia del panel

Entonces:

$$Pot_{panel} = 405 W$$

$$Pot_p = 13KW$$

$$NM = \frac{13KW}{0,405 KW}$$

$$NM = 32 \text{ módulos}$$

- Cálculo y selección del regulador

Primero se procede a verificar la tensión máxima en circuito abierto a la mínima temperatura histórica del emplazamiento la misma que tiene que ser menor que la tensión máxima que puede soportar el inversor.

$V_{oc\ max} \leq V_{max\ Inv}$, Comprobar la siguiente desigualdad

Primero se requiere conocer la temperatura mínima del panel con la formula siguiente:

$$T_{panel\ min} = T_{amb\ min} + (NOCT - 20) * \frac{G}{800} , \text{ (NEC-11, 2011, pág. 60)}$$

Donde:

- $T_{amb\ min}$ = Temperatura ambiente mínima histórica, 7,35 °C
- $NOCT$ = Temperatura de operación normal de la celda, datos del panel

- $G =$ Irradiación a la máxima temperatura histórica, $30,82 \text{ W/m}^2$

De acuerdo con el (Anexo 7) la temperatura ambiente mínima histórica en el barrio Mariscal Sucre, es de 2°C en julio, con ayuda de la plataforma de PVGIS, se encuentra el valor de irradiancia en un día cualquiera de julio a las 7 horas, coincidiendo con el momento de mínima temperatura. Así, a las 7 horas, la temperatura mínima media es $7,35^\circ\text{C}$ con una irradiancia de $30,82 \text{ W/m}^2$.

Los valores de las variables que se encuentran como (datos del panel), se extraen de la Figura 4-8, (Anexo 8), panel SRP-405-E01A.

$NOCT = 45^\circ\text{C} \rightarrow$ característica del panel

$T_{amb \text{ min}} = 2^\circ\text{C} \rightarrow$ propio del emplazamiento

$G_{min} = 30,82 \text{ W/m}^2 \rightarrow$ propio del emplazamiento

$$T_{panel \text{ min}} = T_{amb \text{ min}} + (NOCT - 20) * \frac{G}{800}$$

$$T_{min \text{ panel}} = 2^\circ\text{C} + (45 - 20)^\circ\text{C} \cdot \frac{30,82 \text{ W/m}^2}{800 \text{ W/m}^2}$$

$$T_{min \text{ panel}} = 2^\circ\text{C} + 0,96^\circ\text{C}$$

$$T_{min \text{ panel}} = 2,96^\circ\text{C}$$

La tensión máxima en circuito abierto de un panel fotovoltaico a mínima temperatura ambiente se calcula con ayuda de la siguiente fórmula:

$$V_{oc \text{ max}}(T_{min \text{ amb}}) = V_{oc}(STC) + \beta \cdot V_{oc}(STC) \cdot \Delta T, \text{ (NEC-11, 2011, pág. 60)}$$

Los valores de las variables que se encuentran como (datos del panel), se extraen de la Figura 4-8, (Anexo 8), panel SRP-405-E01A.

$V_{oc}(STC) = 45,30 \text{ V} \rightarrow$ característica del panel

$\beta(\%) = -0,28 \text{ \%/}^\circ\text{C} \rightarrow$ Coeficiente de temperatura, característica del panel

$$\Delta T = T_{min \text{ panel}} - 25^\circ\text{C}$$

Reemplazando valores se tiene:

$$V_{oc\ max}(T_{min\ amb}) = V_{oc}(STC) + \beta \cdot V_{oc}(STC) \cdot \Delta T$$

$$V_{oc\ max}(2,96^{\circ}C) = 45,30\ V + \frac{-0,28}{100} \cdot 45,30\ V \cdot (2,96 - 25)^{\circ}C$$

$$V_{oc\ max}(2,96^{\circ}C) = 45,30\ V + (-0,12) \frac{V}{^{\circ}C} * (-22,04)^{\circ}C$$

$$V_{oc\ max}(2,96^{\circ}C) = 45,30\ V + 2,77V = 48,07\ V$$

Finalmente, el número máximo de paneles en serie se calcula con ayuda de la fórmula:

$$N_{max\ serie} = \frac{V_{max\ Inv}}{V_{oc\ max}(T_{min\ amb})}$$

Se obtiene que el máximo número de paneles que se podrá conectar en serie por string es igual a:

$$V_{max\ Inv} = 600V, \text{ valor obtenido de datos de placa del inversor (Anexo 10)}$$

$$V_{oc\ max}(T_{min\ amb}) = 48,07\ V, \text{ Valor calculado}$$

Entonces:

$$N_{max\ serie} = \frac{600\ V}{48,07\ V} = 12,48\ \text{paneles}$$

El cálculo del valor de tensión máxima en circuito abierto, a mínima temperatura ambiente, se realiza para 8 paneles conectados en serie. La tensión máxima en circuito abierto es igual a:

$$V_{oc\ max} = N_{max\ serie} * V_{oc\ max}(T_{min\ amb})$$

$$V_{oc\ max} = 8 * 48,07\ V = 384,56\ V$$

Entonces se comprueba la desigualdad:

$$V_{oc\ max} \leq V_{max\ Inv}$$

$$384,56\ V \leq 600\ V$$

Definida la cantidad de paneles en serie y conocido el total de 32 paneles, entonces se procede con la configuración del generador fotovoltaico.

$$V_{String} = \sum V_1 + V_2 + V_3 + V_4 + V_5 + V_6 + V_7 + V_8$$

$$V_{String} = (48,07 + 48,07 + 48,07 + 48,07 + 48,07 + 48,07 + 48,07 + 48,07) V$$

$$V_{String} = 384,56 V$$

Con ayuda de la Figura 4-8, ubicada en el capítulo IV, sección 4.1.3, se pueden extraer los valores de corriente en corto circuito para en condiciones estándar del panel SRP-405-E01A.

$$I_{sc-STC} = 11,42 A$$

Entonces se tiene la corriente del generador fotovoltaico será:

$$I_{String} = I_1 = I_2$$

$$I_{String} = 11,42A$$

$$V_{array} = V_{String} = 384,56 V$$

$$I_{array} = \sum I_{String-1} + I_{String-2}$$

$$I_{array} = 11,42 + 11,42$$

$$I_{array} = 22,84 A$$

Entonces se calcula la potencia mínima que requiere tener el inversor.

$$P_{inversor} = (V_{array} * I_{array}) * N^{\circ} \text{arreglos}$$

$$P_{inversor} = (384,56V * 22,84A) * 2$$

$$P_{inversor} = 17.56 KW$$

Entonces de acuerdo con la norma NEC-11, el regulador debe ser mínimo el 25% superior a la corriente de corto circuito del arreglo fotovoltaico, se tiene:

$$I_{array} = (22,84)A * 1,25 = 28,55 A$$

Adicional, se estable el voltaje del arreglo de baterías a 48V. Con estos valores encontrados se selecciona el regulador (Anexo 9) de la marca EPeever, modelo ML4860 que soporta una corriente máxima de 60A.

- Calculo y selección del inversor

Como lo establece la normativa, se procederá afectar un 25% más a la carga instalada para controlar los picos de potencia, la capacidad del motor sumergible es de 5,5KW.

$$P_{min-inv} = 5,5 \text{ KW} * 1,25 = 6,87 \text{ KW}$$

Adicional, el inversor debe ser de las siguientes características por condiciones de la carga a alimentar:

- Monofásico
- Capacidad mínima 6,87 KW
- Voltaje de salida 230 V
- Frecuencia 60 Hz

Se selecciona el inversor marca Solís – 1P – (7 - 8) KW, las características se encuentran en el (Anexo 11).

Establecido el inversor se debe verificar la potencia máxima de operación del arreglo fotovoltaico a la temperatura máxima y mínima registrada del emplazamiento, con el fin de comprobar el correcto funcionamiento del inversor a una mínima y máxima potencia, como sigue.

$$V_{min \text{ MPP serie paneles}} \geq V_{min \text{ MPPT Inv}}$$

$$V_{max \text{ MPP serie paneles}} \leq V_{max \text{ MPPT Inv}}$$

La tensión mínima al punto de máxima potencia ($V_{min \text{ MPP}}$) se lo calcula con la temperatura máxima histórica registrada del emplazamiento, con ayuda la formula siguiente:

$$V_{min \text{ MPP}}(T_{max \text{ amb}}) = V_{\text{MPP}}(STC) + \beta \cdot V_{\text{MPP}}(STC) \cdot \Delta T, \text{ (NEC-11, 2011, pág. 60)}$$

Los siguientes valores de las variables que se encuentran en la Figura 4-8, (Anexo 8), del panel SRP-405-E01A ya seleccionado.

$$V_{MPP}(STC) = 37,40 \text{ V} \rightarrow \text{característica del panel}$$

$$\beta(\%) = -0,28 \text{ \%/}^\circ\text{C} \rightarrow \text{Coeficiente de temperatura, característica del panel}$$

$$T_{max \text{ amb}} = 35,01 \text{ }^\circ\text{C} \rightarrow \text{Valor calculado en Cap. IV, sección 4.1.3}$$

$$\Delta T = T_{max \text{ panel}} - 25^\circ\text{C}$$

Reemplazando valores se tiene:

$$V_{min \text{ MPP}}(T_{max \text{ amb}}) = V_{MPP}(STC) + \beta \cdot V_{MPP}(STC) \cdot \Delta T$$

$$V_{min \text{ MPP}}(35,01^\circ\text{C}) = 37,4 \text{ V} + \frac{-0,28}{100} * 37,4 \text{ V} \cdot (35,01 - 25)^\circ\text{C}$$

$$V_{min \text{ MPP}}(35,01^\circ\text{C}) = 37,4 \text{ V} + (-0,10) \frac{\text{V}}{^\circ\text{C}} * (10,01)^\circ\text{C}$$

$$V_{min \text{ MPP}}(35,01^\circ\text{C}) = 37,4 \text{ V} - 1,05\text{V}$$

$$V_{min \text{ MPP}}(35,01^\circ\text{C}) = 36,35 \text{ V}$$

Ahora es necesario conocer también la tensión máxima en el punto de máxima potencia ($V_{max \text{ MPP}}$), este se lo calcula con la temperatura mínima histórica registrada del emplazamiento, con ayuda la formula siguiente:

$$V_{max \text{ MPP}}(T_{min \text{ amb}}) = V_{MPP}(STC) + \beta \cdot V_{MPP}(STC) \cdot \Delta T, \text{ (NEC-11, 2011, pág. 60)}$$

Los valores de las variables que se encuentran en la Figura 4-8, (Anexo 8), del panel SRP-405-E01A ya seleccionado.

$$V_{MPP}(STC) = 37,40 \text{ V} \rightarrow \text{característica del panel}$$

$$\beta(\%) = -0,28 \text{ \%/}^\circ\text{C} \rightarrow \text{Coeficiente de temperatura, característica del panel}$$

$$T_{max \text{ amb}} = 2,96 \text{ }^\circ\text{C} \rightarrow \text{Valor calculado en Cap. IV, sección 4.1.3}$$

$$\Delta T = T_{min \text{ panel}} - 25^\circ\text{C}$$

Reemplazando valores se tiene:

$$V_{max \text{ MPP}}(T_{min \text{ amb}}) = V_{MPP}(STC) + \beta \cdot V_{MPP}(STC) \cdot \Delta T$$

$$V_{max\ MPP}(2,96^{\circ}C) = 37,4\ V + \frac{-0,28}{100} \cdot 37,4\ V \cdot (2,96 - 25)^{\circ}C$$

$$V_{max\ MPP}(2,96^{\circ}C) = 37,4\ V + (-0,10) \frac{V}{^{\circ}C} * (-22,04)^{\circ}C$$

$$V_{max\ MPP}(2,96^{\circ}C) = 37,4\ V + 2,31\ V$$

$$V_{max\ MPP}(2,96^{\circ}C) = 39,71\ V$$

Es necesario calcular el número de paneles en serie mínimos para asegurar el funcionamiento del inversor en su rango de mínimo potencia, esto con ayuda de la siguiente formula:

$$N_{min\ serie} = \frac{V_{min\ MPPT\ Inv}}{V_{min\ MPP}(T_{max\ amb})}$$

Donde es:

$V_{min\ MPPT\ Inv} = 90V$ → voltaje mínimo a un punto de máxima potencia del inversor (Anexo 11).

$V_{min\ MPP}(T_{max\ amb}) = 36,35$ → Valor calculado

Reemplazando valores:

$$N_{min\ serie} = \frac{V_{min\ MPPT\ Inv}}{V_{min\ MPP}(T_{max\ amb})}$$

$$N_{min\ serie} = \frac{90\ V}{36,35\ V}$$

$$N_{min\ serie} = 2,47\ \text{paneles}$$

Se comprueba se el inversor funcionara con mínimo 3 paneles, el número de paneles se estableció en 8 conectados con lo cual el inversor no tendría inconveniente en operar con normalidad.

Ahora, se calcula el valor de tensión mínima para los 8 paneles, operando en el punto de potencia máxima, con la siguiente formula:

$$V_{min\ MPP\ serie\ pnls} = N_{min\ serie} \cdot V_{min\ MPP}(T_{min\ amb})$$

Donde:

$N_{min\ serie} = 8 \rightarrow$ valor establecido para el arreglo fotovoltaico

$V_{min\ MPP}(T_{max\ amb}) = 36,35 \rightarrow$ Valor calculado

Reemplazando valores:

$$V_{min\ MPP\ serie\ pnls} = N_{min\ serie} \cdot V_{min\ MPP}(T_{min\ amb}) = 8 \cdot 36,35\ V = 290,81\ V$$

$$V_{min\ MPP\ serie\ pnls} = 8 * 36,35\ V$$

$$V_{min\ MPP\ serie\ pnls} = 290,81\ V$$

Se comprueba la desigualdad planteada para el inversor seleccionado.

$$V_{min\ MPP\ serie\ paneles} \geq V_{min\ MPPT\ Inv}$$

$$290,81\ V \geq 90\ V$$

Para finalizar, es importante verificar la operación del inversor al punto de máxima potencia obtenido del arreglo de paneles, entonces, se calcula el número máximo de paneles a conectar en serie, con la siguiente formula:

$$N_{max\ serie} = \frac{V_{max\ MPPT\ Inv}}{V_{max\ MPP}(T_{min\ amb})}$$

Donde:

$V_{max\ MPPT\ Inv} = 520V \rightarrow$ voltaje máximo a un punto de máxima potencia del inversor (Anexo 11).

$V_{max\ MPP}(T_{min\ amb}) = 39,71 \rightarrow$ Valor calculado

Reemplazando valores:

$$N_{max\ serie} = \frac{V_{max\ MPPT\ Inv}}{V_{max\ MPP}(T_{min\ amb})}$$

$$N_{max\ serie} = \frac{520\ V}{39,71V} = 13,09\ paneles$$

$$N_{max\ serie} = 13,09\ paneles$$

Como se tiene planteado la configuración de 8 paneles en serie, se ratifica la configuración, adicional, el valor de tensión máxima se calcula el voltaje máximo.

$$V_{max\ MPP\ serie\ pnls} = N_{max\ serie} \cdot V_{max\ MPP}(T_{min\ amb})$$

Donde:

$$N_{max\ serie} = 8 \rightarrow \text{valor establecido para el arreglo fotovoltaico}$$

$$V_{max\ MPP}(T_{min\ amb}) = 39,71 \rightarrow \text{Valor calculado}$$

Reemplazando valores:

$$V_{max\ MPP\ serie\ pnls} = N_{max\ serie} \cdot V_{max\ MPP}(T_{min\ amb})$$

$$V_{max\ MPP\ serie\ pnls} = 8 * 39,71\ V$$

$$V_{max\ MPP\ serie\ pnls} = 371,68\ V$$

Se cumple la desigualdad planteada para el inversor en el valor superior del rango de operación.

$$V_{max\ MPP\ serie\ paneles} \leq V_{max\ MPPT\ Inv}$$

$$371,68 \leq 520\ V$$

- Cálculo y selección de baterías

El cálculo de la capacidad del banco de baterías se lo realiza con el uso de la fórmula recomendada por la norma NEC-11.

$$C_{Bat} = \frac{\text{Demanda energética} * \text{días de autonomía}}{PdD * \text{Voltaje del sistema}}, \text{ (NEC-11, 2011, pág. 60)}$$

- C_{bat} = Capacidad del banco de baterías Ah
- PdD = Profundidad de descarga

Se toma las siguientes consideraciones estipuladas en la normativa.

Seleccionar una batería sellada por mayor seguridad y facilidad de mantenimiento, el dimensionamiento se debe realizar para una profundidad de descarga mínimo del 60%

y los días de autonomía dependerán del emplazamiento, lo cual en el sector existe una alta nubosidad y recomendación NEC-11 se lo establece en 2 días.

La demanda energética promedio de consumo del sistema de bombeo fue calcula con el histórico de consumo siendo 54,65 KWh/día.

Entonces se tiene el cálculo siguiente:

$$C_{Bat} = \frac{\text{Demanda energética} * \text{días de autonomía}}{PdD * \text{Voltaje del sistema}}$$

$$C_B = \frac{54,65 \frac{kWh}{día} * \frac{1000 W}{1 kW} * 2 \text{ días}}{12 V * 0,60}$$

$$C_B = \frac{109.300VAh}{7,2V}$$

$$C_B = 15.180,55 Ah$$

A continuación, se determina el número de baterías con la formula:

$$N_{bp} = \frac{C_B}{C_{nB}}$$

- C_B = Consumo total = 15.180,55 Ah
- C_{nb} = Capacidad nominal de la batería es 250Ah (Anexo 12)
- N_b = Número de baterías

$$N_b = \frac{15.180,55 Ah}{250 Ah}$$

$$N_b = 60 \text{ baterías}$$

El sistema se requiere que sea de 48V por superar la capacidad de consumo diario de 4001Wh, entonces se deberán conectar 4 baterías en serie para obtener el voltaje del sistema y estas deberán conectarse con 15 cadenas en paralelo.

El tipo baterías a usar son de tipo Gel, ya que estas son diseñadas para soportar descargas profundas y picos de corriente durante arranque de motores, adicional de poseer una vida útil de 12 años. La marca Ecosolar de 250Ah modelo C100 12V.