

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA



CURSO DE ESPECIALIZACIÓN: ENERGÍAS RENOVABLES

**PROPUESTA DE DISEÑO DE UN SISTEMA SOLAR
FOTOVOLTAICO PARA BOMBEO DE AGUA EN LAS
COMUNIDADES AGUACAYO Y MONTAÑITA,
CHALATENANGO**

PRESENTADO POR:
**DIEGO ALEJANDRO CARDOZA MALDONADO
NELSON ALEXANDER MORENO TORRES
CHRISTIAN DAVID SANTOS FIGUEROA**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO MECÁNICO

CIUDAD UNIVERSITARIA, FEBRERO DE 2025

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR :
M.Sc. JUAN ROSA QUINTANILLA

SECRETARIO GENERAL :

Lic. PEDRO ROSALÍO ESCOBAR CASTANEDA

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO :

Ing. LUIS SALVADOR BARRERA MANCÍA

SECRETARIO :

Arq. RAÚL ALEXANDER FABIÁN ORELLANA

ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA

DIRECTOR INTERINO :

M.Sc. e Ing. GUSTAVO SALOMÓN TORRES RÍOS LAZO

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA

CURSO DE ESPECIALIZACIÓN: ENERGÍAS RENOVABLES

Trabajo de Aplicación previo a la opción al Grado de:
INGENIERO MECÁNICO

Título:

**PROPUESTA DE DISEÑO DE UN SISTEMA SOLAR
FOTOVOLTAICO PARA BOMBEO DE AGUA EN LAS
COMUNIDADES AGUACAYO Y MONTAÑITA,
CHALATENANGO**

Presentado por:

**DIEGO ALEJANDRO CARDOZA MALDONADO
NELSON ALEXANDER MORENO TORRES
CHRISTIAN DAVID SANTOS FIGUEROA**

Trabajo de Aplicación aprobado por:

Docente asesor:

Ing. FRANCISCO ALFREDO DE LEÓN TORRES

San Salvador, febrero de 2025

Trabajo de Aplicación Aprobado por:

Docente Asesor:

Ing. FRANCISCO ALFREDO DE LEÓN TORRES

DEDICATORIAS

Primeramente, agradecer a Dios por darme la fortaleza y sabiduría para poder culminar mi carrera universitaria. A mis padres, Gertrudis Cardoza Avelar y Bertha Lidia Maldonado por su apoyo incondicional en este camino llamado vida, por estar ahí en las buenas y en las malas, por servir como pilares de mi formación, por sus palabras de aliento, por todo lo que me han dado. A mis seres queridos, por siempre mostrarme su apoyo en los buenos y malos momentos, por su confianza y palabras de apoyo que me hacen seguir adelante.

Diego Cardoza

Este trabajo está dedicado a mi familia, a quienes han sido el pilar de mi vida y el mayor impulso para alcanzar mis sueños. A mis padres, Nelson y Silvia, por su amor, su ejemplo y por enseñarme a perseverar. A mis hermanas Mayra, Estela y Stephanie, que siempre me han inspirado a crecer y mejorar y a Aracely, por su constante apoyo y compañía. A todos ustedes, les dedico este esfuerzo, que es tan suyo como mío.

Nelson Moreno

A Dios por haberme brindado sabiduría, paciencia y amor incondicional en cada momento de mi vida. A mi padre David Esmerardo Santos, a mi madre Sonia Leticia Figueroa, a mi hermana Leticia Esmeralda Santos y a mis compañeros de estudio que han estado conmigo desde el comienzo de la carrera hasta el final de la misma.

Christian Santos

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darnos sabiduría e inteligencia para culminar con éxito esta etapa de nuestra formación académica.

A nuestras familias por proveernos los elementos necesarios, brindarnos su apoyo incondicional y motivarnos a culminar nuestras metas.

A la Universidad de El Salvador, por ser nuestra alma mater y formarnos como ingenieros.

A nuestros asesores y encargados del curso de especialización, Ing. Alberto Antonio Rosa Lue, Ing. Miguel Tomas Amaya Gomez e Ing. Ricardo José Navarrete Navarro por brindarnos su apoyo, conocimientos y ayuda durante el trabajo de graduación, en especial a su esfuerzo y deseo por terminar con éxito el curso de especialización.

Al Ing. Francisco Alfredo De León Torres por su apoyo y entrega de su tiempo en la asesoría y revisión de los avances del trabajo de graduación.

A las comunidades de Aguacayo y Montanita, Junta de Agua y ADESCO por permitirnos realizar el estudio en su localidad, y en especial a Juan Hernández por su apoyo en la obtención de datos del sistema de bombeo.

Y de manera muy especial a todos nuestros compañeros y amigos que nos motivaron y ayudaron a cumplir la finalización de este sueño.

ÍNDICE GENERAL

Introducción	1
Objetivos	2
Objetivo general	2
Objetivos específicos.....	2
Capítulo 1. Marco teórico	3
1.1. Definición de energías renovables.....	3
1.2. Aprovechamiento solar	3
1.3. Energía solar	4
1.4. Energía solar fotovoltaica	4
1.5. Sistema solar fotovoltaico.....	5
1.6. Radiación solar	6
1.6.1 Índice de producción final.....	7
1.7. Tipos de sistema solar y componentes.....	7
1.7.1. Sistema fotovoltaico on-grid (conectado a red)	7
1.7.2. Sistema fotovoltaico off-grid (fuera de la red).....	8
1.7.3. Sistema fotovoltaico conectado a la red con respaldo de batería (híbrido).....	8
1.7.4. Componentes de los sistemas solares fotovoltaicos	9
1.8. Mantenimiento de los componentes del sistema solar	11
1.8.1. Mantenimiento de paneles solares fotovoltaicos	11
1.8.2. Mantenimiento de inversores solares	13
1.8.3. Materiales y herramientas para realizar el mantenimiento de paneles solares.....	14
1.9. Bombeo solar	17
1.9.1. Motor	17
1.9.2. Bomba	17
1.9.3. Tipos y partes de sistemas de bombeo solar	18
1.10. Situación del agua a nivel mundial, regional, centroamericano y El Salvador	20

1.11. Trabajos de diseño y proyectos de bombeo solar en El Salvador	23
1.11.1. Comunidades de Aguacayo y Montañita	25
1.12. Sumario del capítulo 1	26
Capítulo 2. Dimensionamiento y selección de componentes del circuito hidráulico	27
2.1. Detalles y datos técnicos de componentes actuales	27
2.1.1. Datos técnicos de la bomba	28
2.1.2. Datos y características del pozo.....	30
2.1.3. Datos y materiales de las tuberías	31
2.1.4. Características de los tanques de agua	32
2.2. Dimensionamiento hidráulico actual	32
2.2.1. Coordenadas y longitud de la tubería al tanque Montañita	33
2.2.2. Coordenadas y longitud de tubería al tanque Aguacayo	34
2.3. Datos de consumo de agua de las comunidades	36
2.4. Análisis de dimensionamiento hidráulico actual	37
2.4.1. Componentes que provocan pérdidas en el circuito hidráulico	38
2.4.2. Cálculo de pérdidas de los componentes.....	39
2.5. Sumario del capítulo 2	44
Capítulo 3. Propuesta de diseño solar	45
3.1. Estudio de patrones de sombra	45
3.1.1. Cuantificación de pérdidas por sombra para el terreno 1	47
3.1.2. Cuantificación de pérdidas por sombra para el terreno 2	55
3.1.3. Cuantificación de pérdidas por sombra para el terreno 3	63
3.1.4. Resultados del estudio de patrones de sombra	70
3.2. Propuesta de diseño de energía solar fotovoltaica	71
3.2.1. Selección y cálculo de paneles e inversor fotovoltaico.....	72
3.2.2. Distribución de módulos solares fotovoltaicos	79
3.3. Sumario del capítulo 3	82
Capítulo 4. Análisis de costos	83
4.1. Introducción al análisis de costos	83
4.1.1. Distribuidores locales y nacionales de paneles solares fotovoltaicos	83

4.2. Costos de componentes de la instalación	84
4.3. Ahorro energético de la instalación.....	85
4.4. Retorno de inversión.....	86
4.5. Costos de mantenimiento de los paneles solares fotovoltaicos.....	88
4.6. Sumario del capítulo 4	88
Conclusiones	89
Recomendaciones	90
Bibliografía.....	91
Anexos.....	96

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Panel solar fotovoltaico	10
Figura 2.	Inversor	10
Figura 3.	Controlador de carga.....	11
Figura 4.	Clasificación y tipos de bombas hidráulicas	18
Figura 5.	Sistema acoplado a batería.....	18
Figura 6.	Sistema directamente acoplado	19
Figura 7.	Tipo de entidad administradora a nivel nacional	22
Figura 8.	Tipología de sistemas de distribución a nivel nacional.....	23
Figura 9.	Tipos de fuentes de abastecimiento a nivel nacional	23
Figura 10.	Bomba sumergible Franklin Electric 35FA10S4-PE 35 GPM.....	28
Figura 11.	Curva de eficiencia de la bomba Franklin Electric	29
Figura 12.	Ubicación del pozo, utilizando la herramienta Google Earth.....	30
Figura 13.	Superficie del pozo (nivel del suelo)	31
Figura 14.	Tanque en la comunidad Aguacayo.....	32
Figura 15.	Trazado aproximado de la tubería, del pozo a los tanques.....	33
Figura 16.	Gráfico de consumo de agua al mes por comunidad	37
Figura 17.	Comprobación de la selección correcta de la bomba	43
Figura 18.	Carta solar cilíndrica para El Salvador	45
Figura 19.	Carta solar cilíndrica del punto 1.1.....	48
Figura 20.	Carta solar cilíndrica del punto 1.2.....	49
Figura 21.	Carta solar cilíndrica del punto 1.3.....	51
Figura 22.	Carta solar cilíndrica del punto 1.4.....	53
Figura 23.	Carta solar cilíndrica del punto 2.1.....	55
Figura 24.	Carta solar cilíndrica del punto 2.2.....	57
Figura 25.	Carta solar cilíndrica del punto 2.3.....	59
Figura 26.	Carta solar cilíndrica del punto 2.4.....	61
Figura 27.	Carta solar cilíndrica del punto 3.1.....	64
Figura 28.	Carta solar cilíndrica del punto 3.2.....	66

Figura 29.	Carta solar cilíndrica del punto 3.3.....	68
Figura 30.	Carta solar cilíndrica del punto 3.4.....	69
Figura 31.	Vista de Google Earth del terreno 2 y casa de maquinas	71
Figura 32.	Distancia entre módulos solares.....	80
Figura 33.	Elementos que generan pérdidas por sombra	80
Figura 34.	Vista de planta de los paneles en PVSyst.....	81
Figura 35.	Vista de planta de los paneles en el terreno 2	81
Figura 36.	Detalles de estructura de soporte para conjunto de los paneles	81

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Ventajas y desventajas de la los sistemas solares fotovoltaicos.....	6
Tabla 2.	Resumen de componentes según sistema solar.....	9
Tabla 3.	Eficiencia de los paneles solares fotovoltaicos	12
Tabla 4.	Situación actual del agua potable a nivel mundial.....	21
Tabla 5.	Situación actual del agua en América Latina y El Caribe	21
Tabla 6.	Situación actual del agua en Centroamérica	22
Tabla 7.	Situación actual del agua en El Salvador.....	22
Tabla 8.	Algunos proyectos de bombeo solar en El Salvador	24
Tabla 9.	Coordenadas de longitud del tanque Montañaíta	34
Tabla 10.	Coordenadas de longitud del tanque Aguacayo.....	35
Tabla 11.	Coordenadas desde la bifurcación	35
Tabla 12.	Metros cúbicos consumidos mensualmente por comunidad	36
Tabla 13.	Caudal para el modelo de la bomba a diferentes alturas	37
Tabla 14.	Componentes que provocan pérdidas en el sistema de bombeo..	38
Tabla 15.	Coeficientes de pérdidas por sombreado para inclinación de 15°.	46
Tabla 16.	Coordenadas de puntos de estudio para el terreno 1	47
Tabla 17.	Ángulos de azimut y elevación del punto 1.1	48
Tabla 18.	Ángulos de azimut y elevación del punto 1.2	50
Tabla 19.	Ángulos de azimut y elevación del punto 1.3	52
Tabla 20.	Ángulos de azimut y elevación del punto 1.4	54
Tabla 21.	Coordenadas de puntos de estudio para el terreno 2	55
Tabla 22.	Ángulos de azimut y elevación del punto 2.1	56
Tabla 23.	Ángulos de azimut y elevación del punto 2.2	58
Tabla 24.	Ángulos de azimut y elevación del punto 2.3	60
Tabla 25.	Ángulos de azimut y elevación del punto 2.4	62
Tabla 26.	Coordenadas de puntos de estudio para el terreno 3	63
Tabla 27.	Ángulos de azimut y elevación del punto 3.1	64
Tabla 28.	Ángulos de azimut y elevación del punto 3.2	65

Tabla 29.	Ángulos de azimut y elevación del punto 3.3	67
Tabla 30.	Ángulos de azimut y elevación del punto 3.4	69
Tabla 31.	Cuadro resumen de pérdidas en los tres terrenos de estudio.....	70
Tabla 32.	Área necesaria para potencia kWp (Larasati, N. 2020).....	74
Tabla 33.	Resultados de dimensionamiento solar.....	79
Tabla 34.	Presupuesto de los componentes de la instalación	84
Tabla 35.	Pliego tarifario CAEES para consumidor final media demanda	86
Tabla 36.	Desglose de costo de factura mensual con ahorro energético.....	87
Tabla 37.	Inversión para un mantenimiento completo de PSF.....	88

Introducción

Este trabajo propone el diseño de un sistema solar fotovoltaico para suministrar electricidad al sistema de bombeo de agua en las comunidades de Aguacayo y Montañita, en el departamento de Chalatenango.

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía de origen renovable, obtenida directamente a partir de la radiación solar. Un sistema de bombeo de agua alimentado por energía solar fotovoltaica consiste en la utilización de paneles solares para captar la radiación del sol y convertirla en electricidad, esta electricidad se emplea para alimentar una bomba sumergible que extrae agua de un pozo u otra fuente de agua, la cual se bombea hacia un tanque de almacenamiento o directamente hacia el sistema de distribución.

Uno de los problemas que enfrentan las comunidades de Aguacayo y Montañita es el costo de obtener agua potable en sus viviendas, especialmente en comparación con el costo del agua en áreas metropolitanas. Uno de los factores que contribuye a este problema es alto consumo de energía eléctrica, proveniente de la red de distribución, necesaria para el sistema de bombeo. Este trabajo busca proponer una solución mediante el diseño de un sistema de bombeo solar fotovoltaico.

En este documento se describe la energía solar fotovoltaica, sus formas de aprovechamiento, los tipos de sistemas solares fotovoltaicos que existen, los tipos de sistema de bombeo solar, la situación actual del agua a diferentes niveles, proyectos ejecutados en el país, siguiendo con los objetivos, alcances, limitaciones, justificaciones y la metodología de investigación a desarrollar que se han planteado para este trabajo de aplicación.

Objetivos

Objetivo general

- Realizar una propuesta de diseño de bombeo solar para las comunidades de Aguacayo y Montañita ubicadas en Chalatenango, El Salvador.

Objetivos específicos

- Realizar un estudio de localización basados en las características del terreno y patrones de sombra para la ubicación de paneles fotovoltaicos.
- Validar los componentes del circuito hidráulico con los que cuenta la comunidad.
- Diseñar el sistema solar fotovoltaico que mejor se acople a la realidad de las comunidades.
- Realizar un análisis de costos del sistema solar propuesto.

Capítulo 1. Marco teórico

1.1. Definición de energías renovables

Las energías renovables son aquellas que provienen de la explotación de recursos naturales, los cuales, si su explotación es sostenible, se consideran inagotables.

1.2. Aprovechamiento solar

Para aprovechar la energía proveniente del sol, se necesitan sistemas de captación y de almacenamiento, el aprovechamiento solar se puede dividir en:

- Utilización directa: Mediante la incorporación de acristalamiento y otros elementos arquitectónicos con elevada masa y capacidad de absorción de energía térmica, la llamada energía solar pasiva [1].
- Transformación en calor: Es la llamada energía solar térmica, que consiste en el aprovechamiento de la radiación que proviene del sol para calentar fluidos que circulan por el interior de captadores térmicos [1].
- Transformación en electricidad: También llamada energía solar fotovoltaica que permite transformar en electricidad la radiación solar por medio de células fotovoltaicas integradas en módulos solares. Esta electricidad se puede utilizar de manera directa o se puede almacenar en acumuladores para un uso posterior, incluso se puede introducir en la red de distribución eléctrica [1].

1.3. Energía solar

La energía solar directa es la energía del sol sin transformar, que calienta e ilumina [1].

Desde la antigüedad se inventaron artefactos capaces de hacer un uso útil de la radiación solar, unos de los primeros fueron los griegos y Romanos ya en el Siglo III a.C., fueron capaces de prender las antorchas de los rituales religiosos por medio de unos recipientes en forma parabólica con el interior reflejante.

El funcionamiento de este artefacto era sencillo, bastaba con exponerlo en los días soleados al sol para que la radiación se concentrará en su foco alcanzando altas temperaturas y en el momento en el que se ponía una antorcha en el foco está prendía en pocos segundos [2].

1.4. Energía solar fotovoltaica

Alexandre Edmond Becquerel descubrió el efecto fotovoltaico a en el año 1838, mismo que consistente en la transformación directa de la luz en electricidad utilizando un semiconductor, algunos años más tarde, en 1877, el inglés William Grylls Adams profesor de Filosofía Natural en la King College de Londres, junto con su alumno Richard Evans Day, crearon la primera célula fotovoltaica de selenio.

Si bien es cierto, en todos estos descubrimientos la cantidad de electricidad que se obtenía era muy reducida y quedaba descartada cualquier aplicación práctica, ya que se demostraba la posibilidad de transformar la luz solar en electricidad por medio de elementos sólidos sin partes móviles. De este modo, tuvo que transcurrir un siglo más hasta que Gerald Pearson de

Laboratorios Bell, patentó la primera célula fotovoltaica en el año de 1953, mientras experimentaba con las aplicaciones en la electrónica del silicio, fabricó casi accidentalmente una célula fotovoltaica basada en este material que resultaba mucho más eficiente que cualquiera hecha de selenio.

A partir de este descubrimiento, otros dos científicos también de Laboratorios Bell, de nombre Daryl Chaplin y Calvin Fuller perfeccionaron este invento y produjeron células solares de silicio capaces de proporcionar suficiente energía eléctrica como para que pudiesen obtener aplicaciones prácticas de ellas [2].

1.5. Sistema solar fotovoltaico

Un sistema solar fotovoltaico es un medio de generación de energía que transforma la radiación solar en energía eléctrica, a través del uso de paneles fotovoltaicos. Un panel fotovoltaico, comúnmente llamado panel solar, contiene células fotovoltaicas que absorben la luz del sol y convierten la energía solar en electricidad. Estas células, hechas de un semiconductor que transmite energía, como el silicio, que se encadenan para crear un módulo [3].

Cuando el semiconductor de los paneles fotovoltaicos absorbe la luz solar, los electrones, que forman la base de la electricidad, se liberan de su lugar y fluyen por el semiconductor. Estos electrones liberados, cada uno con una carga negativa, circulan a través de la célula hacia la superficie frontal, creando un desequilibrio de carga entre la parte delantera y la trasera [3].

En la Tabla 1 se muestran las ventajas y desventajas de los sistemas solares fotovoltaicos.

Tabla 1. Ventajas y desventajas de los sistemas solares fotovoltaicos

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Reduce significativamente la huella de carbono. Es una energía limpia que no genera gases de efecto invernadero ni contaminación durante su uso. • Se trata de una energía renovable y sostenible. • No requiere de la extracción de materiales de ningún tipo para funcionar. Esto supone un mayor ahorro. • La luz solar es muy abundante y el uso de paneles solares se puede aprovechar en cualquier lugar. Esto es especialmente útil en zonas en las que resulta complicado crear sistemas de cableado. • Conserva los recursos naturales al disminuir la necesidad de los combustibles fósiles. 	<ul style="list-style-type: none"> • El coste inicial puede ser elevado, aunque hoy en día existen ayudas y subvenciones para la instalación de paneles solares, y la inversión se amortiza en unos años. • Requiere de instalaciones importantes para producir grandes cantidades de energía que puedan cubrir las necesidades energéticas. • No es una energía constante. Fluctúa durante el día, mientras que por la noche no está disponible. Esto se evita mediante el almacenamiento de energía. • Las condiciones atmosféricas como el excesivo calor, la humedad, o periodos con nubes y niebla, pueden afectar negativamente a su rendimiento.

1.6. Radiación solar

La radiación solar, a menudo llamada recurso solar o simplemente luz solar, es un término general para la radiación electromagnética emitida por el sol en forma de ondas. La radiación solar se puede capturar y convertir en formas útiles de energía, como calor y electricidad, utilizando diversas tecnologías [14].

El espectro solar es el rango de radiación electromagnética emitida por el sol, que se extiende desde la región ultravioleta hasta la región infrarroja. Está compuesto por fotones con varias longitudes de onda, que definen la forma y la

intensidad del espectro. Se puede definir en términos de radiación solar o irradiancia solar [15].

- Irradiancia (I): La radiación que incide en un instante sobre una superficie determinada, W/m^2 [16].
- Irradiación (H): La radiación que incide durante un periodo de tiempo sobre una superficie determinada, Wh/m^2 [16].

1.6.1 Índice de producción final

Relaciona la energía en AC medida a la salida del inversore y la energía entregada a la red, con potencia kWp resultante de la suma de las potencias pico de todos los módulos fotovoltaicos instalados.

Su valor se obtiene al medir la energía entregada a la red efectuadas durante un año y dividirlo por el valor de potencia FV del parque en el cual se efectuaron las mediciones [39].

1.7. Tipos de sistema solar y componentes

1.7.1. Sistema fotovoltaico on-grid (conectado a red)

Un sistema conectado a la red es una instalación solar básica que utiliza un inversor conectado a la red eléctrica y no tiene almacenamiento de batería. Es perfecto para aquellos ya conectados a la red que desean agregar energía solar a sus casas o espacios. Los sistemas on-grid son simples de diseñar y muy rentables porque tienen relativamente pocos componentes. El objetivo principal

de un sistema conectado a la red es reducir su factura de energía y beneficiarse de los incentivos solares [12].

1.7.2. Sistema fotovoltaico off-grid (fuera de la red)

Los sistemas fuera de la red son ideales para los clientes que no pueden conectarse fácilmente a la red. Esto puede deberse a la ubicación geográfica, zonas rurales o de difícil acceso, con alto costo de traer la fuente de alimentación. Su uso es en escuelas u hospitales rurales [12].

A través del sistema off-grid se puede ser totalmente autosuficiente en energía y a la vez alimentar lugares remotos lejos de la red. No tiene costos de energía fijos y no se recibe una factura por su uso de energía.

Otro aspecto interesante de los sistemas fuera de la red es que son modulares y puede aumentar la capacidad a medida que aumentan sus necesidades energéticas. Se puede comenzar con un sistema pequeño según presupuesto y aumentarlo con el tiempo [12].

1.7.3. Sistema fotovoltaico conectado a la red con respaldo de batería (híbrido)

El sistema fotovoltaico conectado a la red con respaldo de batería, también conocido como sistema híbrido de red, es ideal para clientes ya conectados a la red y que necesitan una batería de respaldo, aquellos clientes propensos a sufrir cortes de energía en su área o solo quieren estar preparados para los cortes [12].

Con este tipo de sistema, se obtiene lo mejor de ambos sistemas fotovoltaicos porque todavía se está conectado a la red, lo cual reduce la factura

de servicios y al mismo tiempo, si hay un corte de energía, se tiene una reserva de energía [12].

Los sistemas conectados a la red basados en baterías proporcionan energía durante un apagón y puede almacenar energía para usar en una emergencia. También se puede usar la energía durante las horas pico de demanda ya que se puede almacenar la energía en el banco de baterías para su uso posterior [12].

En la Tabla 2 se muestra el resumen de los componentes que integran los sistemas solares fotovoltaicos mencionados anteriormente.

Tabla 2. Resumen de componentes según sistema solar

Componente	On-Grid	Off-Grid	Híbrido
Panel Solar	✓	✓	✓
Inversor	✓	✓	✓
Cableado	✓	✓	✓
Baterías	NO	✓	✓
Regulador/Controlador	NO	✓	✓
Medidor	✓	✓	✓

1.7.4. Componentes de los sistemas solares fotovoltaicos

El panel solar fotovoltaico es el equipo encargado de transformar una parte de la radiación solar en energía eléctrica, este se observa en la Figura 1, dependiendo de la tecnología de este puede tener valores de eficiencia diferentes [12]. En la Tabla 3 se muestra los rangos de eficiencia que poseen las diferentes tecnologías de paneles solares fotovoltaicos [18].



Figura 1. Panel solar fotovoltaico

El inversor es el dispositivo encargado de transformar la corriente continua proveniente del panel en corriente alterna, este se observa en la Figura 2.

El voltaje y la frecuencia de la corriente alterna depende del sistema utilizado en cada país, este inversor puede ser conectado a red o aislado, dependiendo el tipo de sistema que se desea instalar [12].



Figura 2. Inversor

El controlador de carga o regulador es el equipo encargado de regular el voltaje para proteger las baterías, evitando la sobrecarga y sobre descarga de las mismas, este se observa en la Figura 3. Este componente solo se utiliza en sistemas aislados e híbridos, dado que en los sistemas conectados a red no se utilizan baterías para el almacenamiento de energía [12].



Figura 3. Controlador de carga

1.8. Mantenimiento de los componentes del sistema solar

Los paneles solares fotovoltaicos cuentan con una gran resistencia y durabilidad, sin embargo, su producción se puede ver mermada si no se realiza un mantenimiento adecuado. La eficiencia máxima de los paneles solares fotovoltaicos se alcanza únicamente en condiciones ideales, ya que en la realidad existen pérdidas ocasionadas por multitud de factores como la mala inclinación, las sombras o polvo y suciedad acumulada por falta de mantenimiento [33].

1.8.1. Mantenimiento de paneles solares fotovoltaicos

Como norma general, se recomienda realizar una limpieza de tres a cuatro veces al año, o con mayor frecuencia si se trata de una zona con mucho nivel de polvo y suciedad.

Al realizar el mantenimiento, es importante que la seguridad sea lo primero y lo más importante. Antes de realizar cualquier tarea de mantenimiento o reparación, es esencial leer las instrucciones y familiarizarse con los procedimientos adecuados y las precauciones de seguridad [33].

Tabla 3. Eficiencia de los paneles solares fotovoltaicos

Células	Rendimiento de laboratorio	Rendimiento directo	Características
Monocristalino	24%	15% a 18%	Es típico los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí.
Policristalino	19% a 20%	12 a 14%	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.
Amorfo	16%	Menor a 10%	Tiene un color homogéneo, pero no existe conexión visible entre las células.

Los siguientes consejos pueden ser útiles para garantizar un mantenimiento adecuado:

- **Inspección visual:** Es necesario realizar periódicamente una inspección visual y detectar cualquier desperfecto que pueda existir en la instalación: paneles rotos o dañados, cables rotos o acumulación de suciedad y polvo por un mal mantenimiento.
- **Limpieza:** Es imprescindible tener un buen mantenimiento limpiando periódicamente los paneles fotovoltaicos, especialmente en zonas polvorrientas y arenosas. Esto debe hacerse con un cepillo suave, evitando el uso de cualquier tipo de producto químico.
- **Conexiones eléctricas:** Las conexiones eléctricas del panel solar deben revisarse periódicamente y garantizar que su mantenimiento es seguro y que no existe riesgo de descarga eléctrica.

- Temperatura: La temperatura de los paneles solares debe comprobarse periódicamente y asegurarse de que se encuentra dentro del rango de temperatura de funcionamiento recomendado.

1.8.2. Mantenimiento de inversores solares

Uno de los elementos más importantes en sistema fotovoltaico son los inversores, por lo que cada determinado tiempo es necesario el mantenimiento de inversores solares. Esto ayudará a que su producción se mantenga continua y efectivamente, contribuirá a mantener el ciclo de vida que se prevé.

Así como sucede en los paneles solares, también a los inversores es necesario cuidarlos del polvo, suciedad, humedad, filtraciones de agua, conexiones eléctricas, entre otros factores [34].

Al menos una vez al mes se deben realizar tareas como la lectura de los datos archivados y la revisión de la memoria de fallos para asegurar el correcto funcionamiento de los sistemas.

Cada seis meses, es necesario realizar la limpieza o el recambio de los filtros de entrada de aire, así como la limpieza de las rejillas protectoras en las entradas y salidas de aire. Además, si aplica, se debe realizar la limpieza de los ventiladores externos para mantener un flujo de aire adecuado.

Al menos una vez al año, es fundamental comprobar el sellado de las carcasas del inversor y realizar inspecciones para detectar polvo, suciedad, humedad o posibles filtraciones de agua en el interior. También es importante revisar la firmeza de todas las conexiones del cableado eléctrico, asegurarse del correcto funcionamiento de los ventiladores y estar atentos a ruidos anormales.

Las etiquetas de advertencia deben ser inspeccionadas y, en caso de estar deterioradas, reemplazadas. Se deben cambiar las conexiones que presenten signos de deterioro o aquellas que estén oxidadas. Asimismo, es necesario verificar el envejecimiento de los descargadores de sobretensión y reemplazarlos si es necesario.

La inspección visual de los fusibles y seccionadores existentes es clave, y en caso de detectar fallos, se deben realizar las reparaciones pertinentes. Finalmente, es imprescindible revisar el funcionamiento de los dispositivos de protección, como los interruptores de conexión de corriente de defecto, los interruptores automáticos y los interruptores de potencia, para garantizar la seguridad del sistema.

1.8.3. Materiales y herramientas para realizar el mantenimiento de paneles solares

El mantenimiento de paneles solares es esencial para garantizar su eficiencia y prolongar su vida útil. Para llevarlo a cabo de manera adecuada, es fundamental contar con los materiales y herramientas adecuados [38], estos son:

- Agua (para limpiar la superficie de los paneles): Es aconsejable usar agua pura, preferiblemente destilada o desionizada, para evitar la formación de manchas o depósitos minerales en la superficie de los paneles solares.
- Detergente para paneles: Los detergentes suaves son compatibles con los materiales utilizados en la construcción de los paneles, como el vidrio y las capas protectoras. También se pueden emplear detergentes específicos para paneles fotovoltaicos. Se deben evitar productos químicos fuertes,

como limpiadores abrasivos o disolventes, ya que pueden corroer los materiales, rayar las células fotovoltaicas o dejar residuos.

- Cepillos, esponjas y herramientas de limpieza: Los cepillos de cerdas suaves pueden servir para eliminar la suciedad de los paneles solares. Se debe intentar no presionar con mucha fuerza para no rayar o dañar la superficie. Si se utilizan esponjas o paños, se debe elegir microfibra, ya que eliminan la suciedad y los residuos sin estropear la superficie de las placas solares.
- Mango extensible: es conveniente utilizar un mango extensible para alcanzar las áreas más difíciles.

El monitoreo de inversores y conexiones eléctricas en sistemas fotovoltaicos requiere herramientas y materiales especializados para garantizar su correcto funcionamiento y prevenir fallas [35], estos son:

- Multímetros termográficos: Los multímetros con imágenes termográficas son una herramienta de primer nivel para la solución de problemas en equipos eléctricos, que es capaz de verificar los puntos calientes de los equipos y transformadores de alta tensión, además de detectar el calentamiento de fusibles, cables, aisladores, conectores, empalmes y conmutadores.
- Medidores de vibraciones: es un dispositivo que mide la cantidad y frecuencia de vibración en un sistema, máquina o pieza de equipo determinado. Esas medidas se pueden usar para detectar desequilibrios u otros problemas en el activo y predecir averías futuras.
- Analizadores de redes y de calidad eléctrica: los analizadores de redes eléctricas, también llamados analizadores de calidad eléctrica, son

equipos multifunción, que a partir de las medidas de tensiones y corrientes en el punto que se quiere controlar, nos ofrecen múltiples parámetros relacionados con medida de potencias, reparto de cargas.

El uso de equipo de protección personal (EPP) es crucial durante el mantenimiento de paneles solares para garantizar la seguridad del personal frente a diferentes riesgos eléctricos [36], algunos de estos elementos son:

- Lentes protectoras: ayuda a trabajar más cómodo protegiendo del sol y de cualquier líquido u objetivo que pueda entrar en los ojos.
- Cubrebocas: protege de las filtraciones de algún tipo de residuo que pudiera haber en el sistema.
- Casco de protección: Igualmente es necesario el casco de protección para evitar cualquier tipo de golpes que pueda ocurrir.
- Protección de extremidades: también se debe mantener cubiertos y seguro los brazos y piernas.
- Guantes de protección: Esencial para proteger las manos para manipular equipos y herramientas.
- chaleco: Este indicará que se está haciendo algún tipo de trabajo de mantenimiento
- Cables de vida: Es imprescindible que si la instalación se encuentra en algún tipo de altura se lleve este tipo de seguridad.
- Zapatos dieléctricos: Este tipo de zapatos ayudará a prevenir accidentes con otros materiales además que protegerá contra descargas eléctricas o de otro tipo.

1.9. Bombeo solar

El bombeo de agua alimentado por energía solar se basa en la tecnología fotovoltaica que convierte la radiación solar en energía eléctrica, la cual alimenta una estación de bombeo que convierte la energía eléctrica en mecánica y luego la energía mecánica en hidráulica.

1.9.1. Motor

Un motor eléctrico es una máquina capaz de convertir la energía eléctrica en mecánica. El motor es capaz de realizar esto gracias a la acción de los campos magnéticos que generan las bobinas que se encuentran dentro del motor, los motores pueden clasificarse en motores de corriente alterna y motores de corriente continua, monofásicos, entre otros tipos [19].

1.9.2. Bomba

Una bomba, en general, es una máquina de fluido, que sirve para comunicar energía al fluido que la atraviesa. Con esta energía puede el líquido remontar el desnivel geodésico existente entre un depósito superior y otro inferior y existir pérdidas en el sistema [20]. En la Figura 4 se muestra la clasificación de las bombas hidráulicas.

Las bombas hidráulicas sumergibles de acero inoxidable son bombas diseñadas para la extracción de agua en pozos profundos o de escaso diámetro de perforación, generalmente un pozo de menos de seis pulgadas de diámetro.

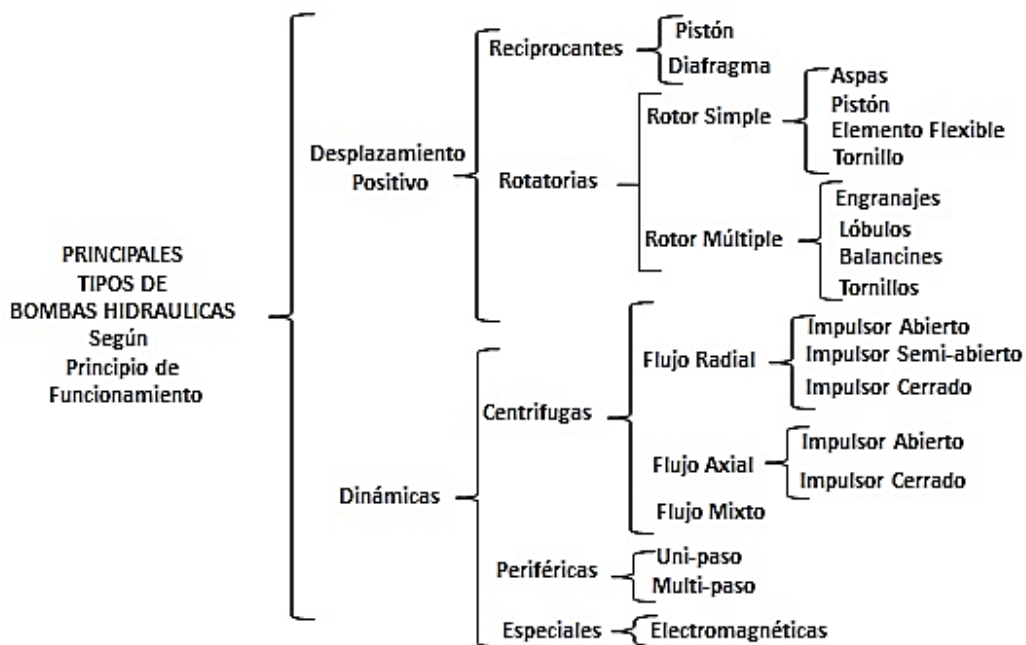


Figura 4. Clasificación y tipos de bombas hidráulicas

1.9.3. Tipos y partes de sistemas de bombeo solar

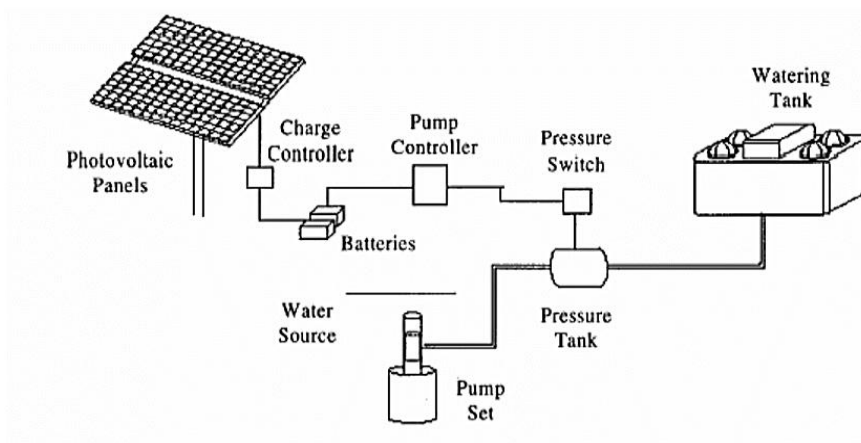


Figura 5. Sistema acoplado a batería

Hay dos tipos básicos de sistemas de bombeo solar, sistemas acoplados a baterías y sistemas directos [4].

Los sistemas acoplados a baterías consisten en un panel fotovoltaico, un regulador de carga para las baterías, controlador de bomba, interruptor de presión, tanque de presión y una bomba de agua DC [4], el diagrama de este sistema se observa en la Figura 5.

La corriente eléctrica producida por los paneles solares durante el día carga las baterías y las baterías retornan el suministro eléctrico a la bomba cuando sea requerido, con el sistema acoplado a baterías se extienden las 7 horas de bombeo, dado que, mientras las baterías estén cargadas, no se necesita que sea de día para bombear agua [4]. Las baterías tienen sus inconvenientes, por ejemplo, pueden reducir la eficiencia del sistema, ya que el voltaje de operación lo definirán las baterías y no los paneles fotovoltaicos, y el voltaje que suministran las baterías se afectará por la temperatura y la carga restante [4].

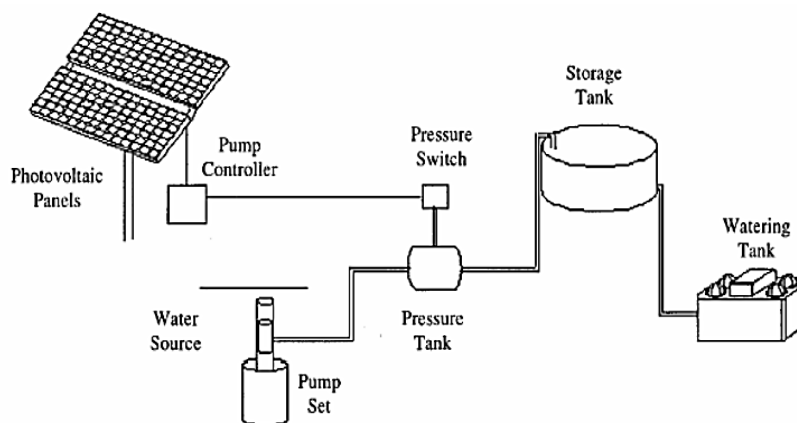


Figura 6. Sistema directamente acoplado

En los sistemas directamente acoplados los paneles fotovoltaicos envían directamente la energía a la bomba. Este sistema está diseñado solamente para bombear agua durante el día, la cantidad de agua que se bombea depende directamente de la cantidad de energía que los paneles puedan generar y el tipo

de la bomba [4], el diagrama de este sistema se observa en la Figura 6. Estos sistemas se diseñan para poder almacenar bastante agua, dado que así se aprovechan los días con buena cantidad de sol [4].

1.10. Situación del agua a nivel mundial, regional, centroamericano y El Salvador

La OMS (Organización Mundial de la Salud) ha definido una clasificación para referirse a los servicios de agua potable a nivel mundial, dicha clasificación se muestra a continuación.

- Gestionado de forma segura: Agua potable de una fuente de agua mejorada que sea accesible en las instalaciones, disponible cuando sea necesario y libre de contaminación fecal y química prioritaria [5].
- Básico: Beber agua de una fuente mejorada, siempre que el tiempo de recolección no sea superior a treinta minutos para un viaje de ida y vuelta, incluida la cola [5].
- Limitado: Agua potable de una fuente mejorada para la cual el tiempo de recolección excede los treinta minutos para un viaje de ida y vuelta, incluidas las colas [5].
- Sin mejorar: Agua potable de un pozo excavado sin protección o de un manantial sin protección [5].
- Agua superficial: Agua potable directamente de un río, presa, lago, estanque, arroyo, canal o canal de riego [5].

Con relación a la situación del agua potable en El Salvador, en 2022 el 78.57% de los hogares ubicados en zonas urbanas tuvieron acceso a agua

potable gestionada de manera segura, pero no se tienen estadísticas sobre el acceso a agua potable gestionada en el área rural.

En cuanto a cobertura básica, se tiene un 21.47% en zona urbana y 94.42% en zona rural, un 0.79% de la zona rural tiene acceso limitado y el restante 4.79% de la zona rural toma el agua directamente de la superficie los cuales son: ríos, lagos, estanques, arroyos, entre otros [5], [6], [11].

A continuación, se presentan las Tablas 4, 5, 6 y 7 con datos sobre la situación actual del agua a nivel mundial, regional, centroamericano y nacional [5].

Tabla 4. Situación actual del agua potable a nivel mundial

Clasificación / Cobertura	Zona rural		Zona urbana	
	2015	2022	2015	2022
	%	%	%	%
Gestionado de forma segura	55.93	62.17	80.37	81.11
Básico	23.36	21.85	15.78	15.54
Limitado	5.32	6.00	1.74	1.88
Sin mejorar	11.03	7.01	1.75	1.24
Agua superficial	4.36	2.97	0.36	0.23

Tabla 5. Situación actual del agua en América Latina y El Caribe

Clasificación / Cobertura	Zona rural		Zona urbana	
	2015	2022	2015	2022
	%	%	%	%
Gestionado de forma segura	48.80	53.08	81.99	80.23
Básico	36.57	38.54	16.2	18.84
Limitado	1.88	1.17	0.30	0.24
Sin mejorar	6.67	3.02	0.98	0.59
Agua superficial	5.98	4.19	0.22	0.1

En adición a lo descrito anteriormente, se muestran datos del subsector agua potable rural de El Salvador y Centroamérica, obtenidos de la página oficial de AECID (Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo).

Tabla 6. Situación actual del agua en Centroamérica

Clasificación / Cobertura	Zona rural		Zona urbana	
	2015	2022	2015	2022
	%	%	%	%
Gestionado de forma segura	48.69	50.11	0.00	0.00
Básico	39.88	45.44	98.81	99.77
Limitado	0.75	0.67	0.00	0.00
Sin mejorar	7.28	2.78	1.00	0.13
Agua superficial	3.40	1.00	0.19	0.10

Tabla 7. Situación actual del agua en El Salvador

Clasificación / Cobertura	Zona rural		Zona urbana	
	2015	2022	2015	2022
	%	%	%	%
Gestionado de forma segura	0.00	0.00	80.63	78.57
Básico	87.08	94.42	18.15	21.43
Limitado	1.72	0.79	0.08	0.00
Sin mejorar	3.50	0.00	0.72	0.00
Agua superficial	7.70	4.79	0.42	0.00

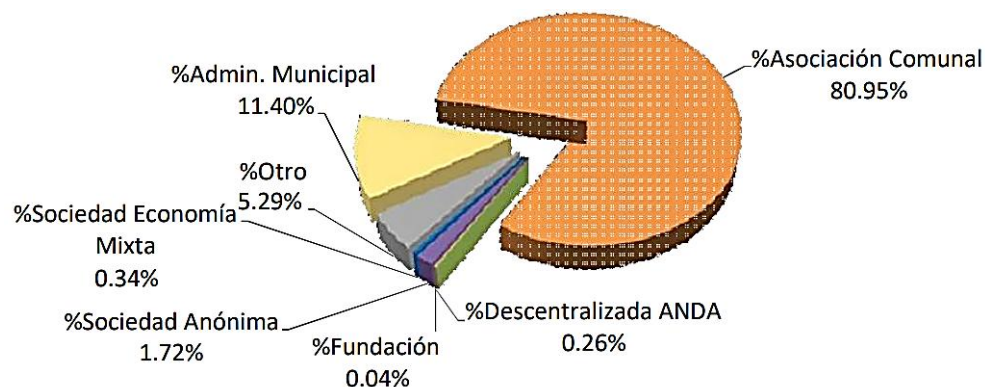


Figura 7. Tipo de entidad administradora a nivel nacional

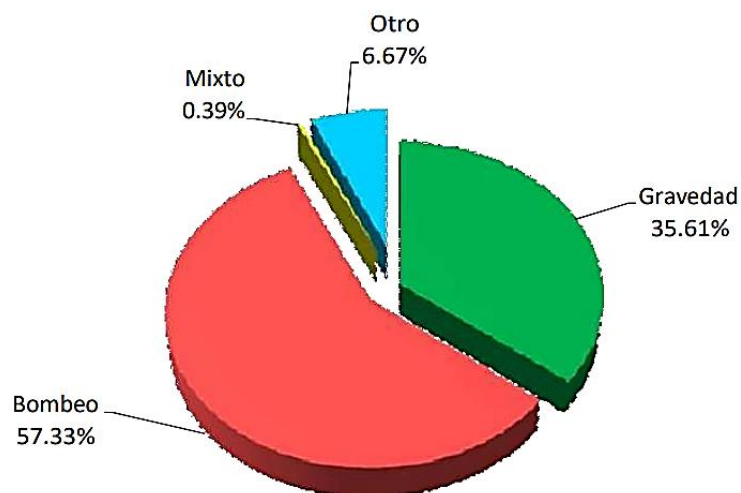


Figura 8. Tipología de sistemas de distribución a nivel nacional

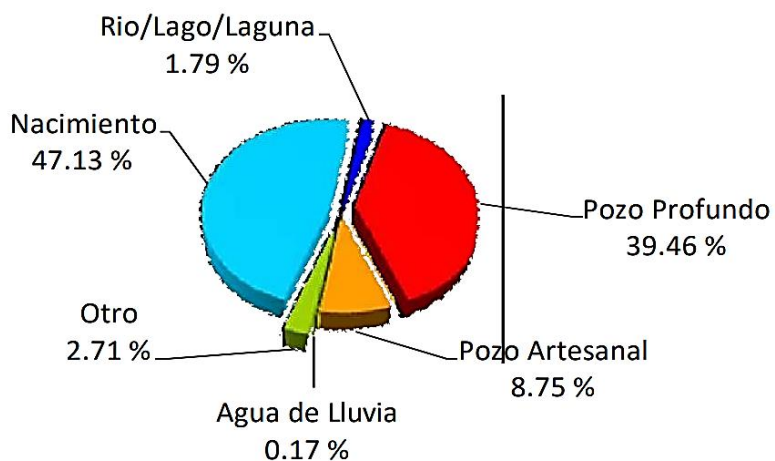


Figura 9. Tipos de fuentes de abastecimiento a nivel nacional

1.11. Trabajos de diseño y proyectos de bombeo solar en El Salvador

En El Salvador existen avances en el diseño e instalación de sistemas de bombeo solar. En la Tabla 8 se muestran algunos de los proyectos que se han realizado en El Salvador.

Tabla 8. Algunos proyectos de bombeo solar en El Salvador

Ubicación	Tipo de Proyecto	Potencia de la Bomba (HP)	Paneles Solares Instalados	Beneficiarios
San Francisco Gotera, Morazán [23]	Bombeo solar fotovoltaico	5	16	Negocio familiar para extracción de agua usando energía solar fotovoltaica.
Santa Ana, Santa Ana [26]	Bombeo solar fotovoltaico	40	No especificado	Comunidad para bombear agua desde un pozo y disminuir uso de energía eléctrica de la red.
San Pedro Masahuat, La Paz [25]	Bombeo solar fotovoltaico	3	No especificado	Comunidades cercanas, reducción de costos de distribución de agua.
San Luis La Herradura, La Paz [24]	Bombeo solar aislado	No especificado	2	Sistema autónomo para extracción de agua de un pozo
Sonsonate, Sonsonate [28]	Bombeo solar fotovoltaico	25	No especificado	Reducción de costos eléctricos y apoyo a las familias.
Santa Rosa Guachipilín. Santa Ana [27]	Bombeo solar fotovoltaico	40	96	Generación eléctrica para el funcionamiento de la bomba.
Comasagua, La Libertad [7]	Bombeo solar fotovoltaico	No especificado	12	Sistema diseñado para producir 64% de la energía demandada por la estación de bombeo.
Suchitoto, Cuscatlán [8]	Bombeo solar fotovoltaico	No especificado	96	Paneles solares de 540 W cada uno.
Chirilagua, San Miguel [9], [10]	Bombeo solar fotovoltaico	30	No especificado	No se especifica.

1.11.1. Comunidades de Aguacayo y Montañita

Las comunidades de Aguacayo y Montañita se ubican en una región montañosa en La Reina, distrito del municipio de Chalatenango Centro del departamento de Chalatenango, El Salvador.

Ambas comunidades suman 150 viviendas, las cuales, antes del año 2018 no contaba con un suministro de agua potable, la única forma de conseguir agua apta para consumo humano era construir un pozo propio o acarrear el agua desde un nacimiento natural llamado “La Pozona” hasta sus hogares.

Fue hasta el primer trimestre del año 2018, que juntos con las organizaciones SOLIDAR Y FEDEVAC, pusieron en funcionamiento un proyecto de agua potable que beneficia a ambas comunidades.

Dicho proyecto cuenta con dos tanques de almacenamiento de agua, con una capacidad 49 metros cúbicos, un pozo perforado con una profundidad aproximada de 150 metros desde nivel de suelo, un sistema motor-bomba sumergible de 10 HP a 240 voltios de 1 polo y tuberías de acarreo de hierro galvanizado de tres y dos pulgadas de diámetro.

Las facturas de consumo eléctrico del sistema de bombeo promedia los USD 336 mensuales ya que la bomba se tiene en funcionamiento de cuatro a seis horas diarias, esto representa aproximadamente un 23% del cobro de agua por vivienda, estos cobros son de USD 1.00 a USD 2.00 dependiendo de la cantidad de agua que la vivienda consuma durante el mes, estos datos fueron brindados por el tesorero y presidente de la junta de agua de las comunidades.

1.12. Sumario del capítulo 1

Los aspectos relevantes del capítulo 1 (Marco teórico) son los siguientes:

- 1.5 Sistema solar fotovoltaico, el cual brinda su definición y las ventajas y desventajas de este tipo de sistema.
- 1.7 Tipos de Sistema solar y componentes: establece las diferencias entre los tres tipos de sistemas solares que existen y sus componentes.
- 1.8 Mantenimiento de los componentes del sistema solar: contiene información el correcto mantenimiento de los diferentes componentes del sistema fotovoltaico.
- 1.9.3 Tipos y partes de sistemas de bombeo solar: muestra los diferentes componentes a utilizar dependiendo del tipo de sistema fotovoltaico.
- 1.11.1 Comunidades de Aguacayo y Montañita: contiene información sobre las comunidades en las que se basa el proyecto.

Capítulo 2. Dimensionamiento y selección de componentes del circuito hidráulico

El correcto dimensionamiento y selección de componentes en un circuito hidráulico es esencial para garantizar la eficiencia y efectividad de un sistema de bombeo de agua, especialmente cuando se integra con una fuente de energía renovable como la solar fotovoltaica.

El dimensionamiento del circuito hidráulico consiste en determinar las especificaciones óptimas para componentes clave, como bombas, tuberías, válvulas y otros accesorios, garantizando así un flujo de agua constante y eficiente. La correcta selección de estos elementos no solo impacta el rendimiento del sistema, sino que también repercute en su durabilidad y en los costos operativos a largo plazo.

Este capítulo se enfoca en verificar y validar el dimensionamiento del circuito hidráulico propuesto, asegurando que cumple con los requisitos técnicos y operativos necesarios para optimizar el funcionamiento del sistema solar fotovoltaico de bombeo de agua.

2.1. Detalles y datos técnicos de componentes actuales

A continuación, se verifican los componentes existentes en el circuito hidráulico, para ello se han realizado diferentes visitas de campo donde se han identificado los componentes y utilizando aplicaciones y cintas métricas se ha determinado la longitud de la tubería.

2.1.1. Datos técnicos de la bomba

La bomba que posee el sistema es una bomba sumergible de 10 HP modelo 35FA10S4-PE 35 GPM de la marca Franklin Electric. Según la página web del fabricante, el modelo de la bomba se encuentra discontinuado, dicha bomba se puede observar en la Figura 10.



Figura 10. Bomba sumergible Franklin Electric 35FA10S4-PE 35 GPM

En la Figura 11 se puede observar la curva de eficiencia de la bomba. Las características técnicas y capacidades de la bomba son:

- Cabezal de descarga y soporte del motor de acero inoxidable.
- Los impulsores y las etapas de alto flujo son de PPO modificado (impulsor de bomba de agua de plástico autocebante centrífugo).
- El manguito cerámico del eje y el cojinete de descarga de caucho eliminan el desgaste de la arena.
- Rodamiento intermedio para mayor estabilidad del eje.
- Sellos flotantes de ojo y cubo para mejorar el rendimiento y la eficiencia.
- Eje de bomba hexagonal de acero inoxidable, carcasa y acoplamiento de eje.

- Conjunto de empuje hacia arriba de alta capacidad para protección durante el arranque y la operación (modelos de 45, 60 y 90 GPM).
- Descarga de dos pulgadas NPT.

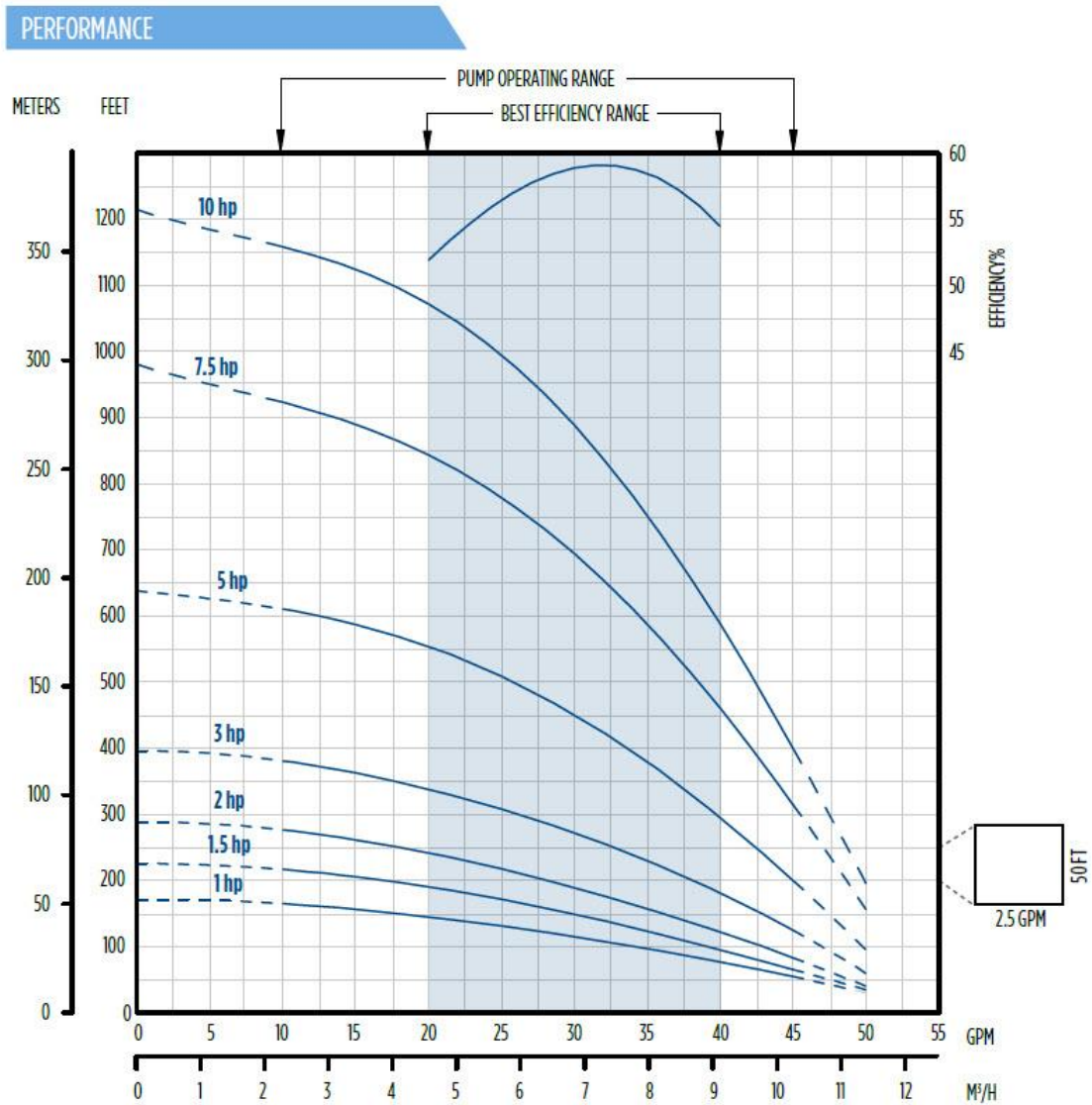


Figura 11. Curva de eficiencia de la bomba Franklin Electric

2.1.2. Datos y características del pozo

El pozo donde se aprovecha el recurso del agua se encuentra en la comunidad de Aguacayo, en la Figura 12 y 13 se puede observar la ubicación de este. Las coordenadas donde se encuentra son las siguientes: 14.1549389 grados de latitud y -89.1676167 grados de longitud.

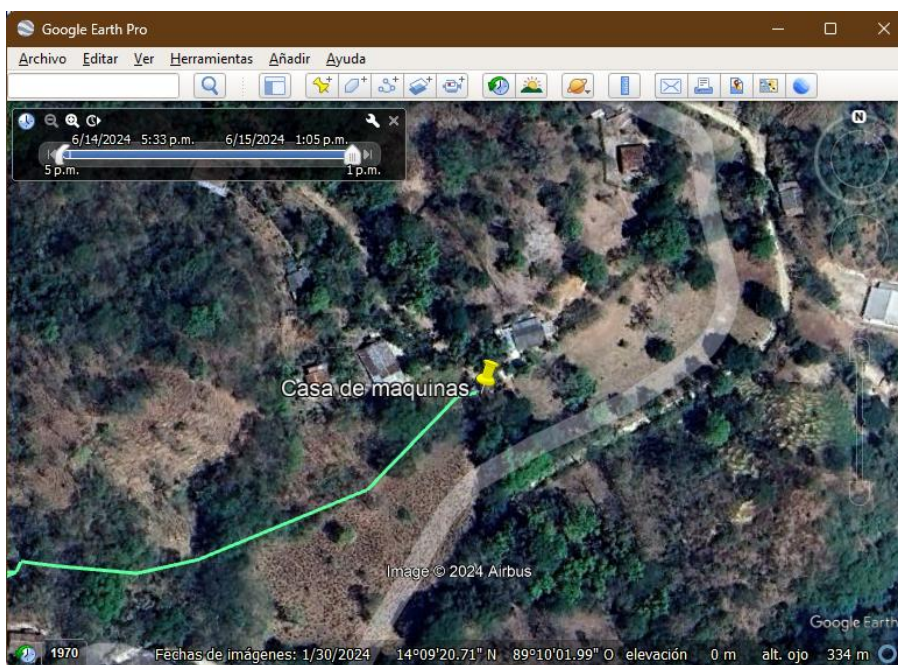


Figura 12. Ubicación del pozo, utilizando la herramienta Google Earth

El pozo tiene una profundidad aproximada de 150 metros. Durante la temporada de verano, de diciembre a mayo, el nivel del agua medido desde la superficie desciende hasta los 10 metros del nivel del suelo, mientras que, en invierno, de junio a noviembre, puede descender entre 2 y 4 metros del nivel del suelo. La bomba sumergible se encuentra sumergida una profundidad de 50 metros del nivel del suelo.



Figura 13. Superficie del pozo (nivel del suelo)

2.1.3. Datos y materiales de las tuberías

Las tuberías están hechas principalmente de hierro galvanizado y PVC, los diámetros de las tuberías varían entre dos a tres pulgadas en diferentes tramos.

Es importante recalcar que el sistema hidráulico tiene dos tanques de almacenamiento, uno ubicado en Aguacayo y el otro en Montañita, la tubería a la salida del pozo es de dos pulgadas y es de acero como se muestra en la Figura 13, del pozo a la bifurcación de tuberías se tiene una longitud de tubería de 240 metros aproximadamente.

De la bifurcación, salen dos tuberías de tres pulgadas de diámetro hechas de acero para el tanque de Montañita y dos pulgadas de diámetro hechas de PVC para el tanque de Aguacayo, la tubería que se dirige a Montañita tiene una longitud aproximada de 1006 metros y la tubería que se dirige a Aguacayo tiene una longitud aproximada de 291 metros.

2.1.4. Características de los tanques de agua

El sistema posee dos tanques de almacenamiento que reciben el agua directamente del pozo. Ambos tanques, Aguacayo y Montañita, tienen una capacidad de 49 metros cúbicos y se encuentran ubicados a una altura aproximada de 80 y 130 metros por encima del nivel del suelo (nivel de la boca del pozo) respectivamente. La bomba seleccionada para el sistema debe impulsar el agua hacia los tanques, de modo que estos puedan abastecer con agua a aproximadamente 150 viviendas. El tanque de Aguacayo se muestra en la Figura 14.



Figura 14. Tanque en la comunidad Aguacayo

2.2. Dimensionamiento hidráulico actual

Anteriormente se han detallado las características de los componentes del circuito hidráulico actual, para poder realizar un análisis de pérdidas eficiente es muy importante obtener los datos de longitud y accesorios en la tubería.

La medición de la tubería se realizó con la ayuda del encargado del sistema de bombeo actual para ubicar los tramos que se encuentran bajo tierra y utilizando la aplicación GPSWaypoints, se trazó un camino agregando puntos donde pasa la tubería. En la Figura 15 se puede observar, utilizando la herramienta Google Earth, el tramo de tubería, el pozo y los tanques.

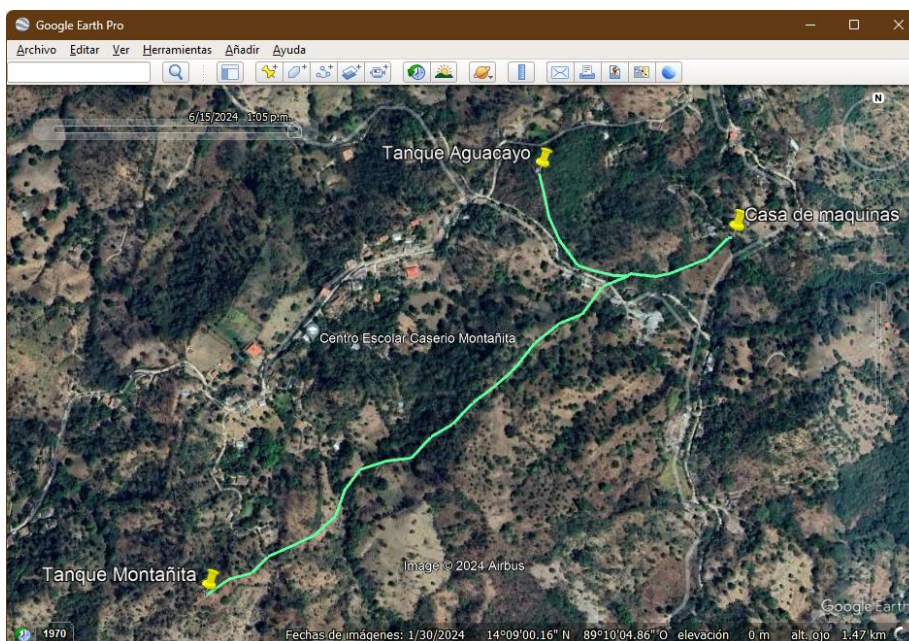


Figura 15. Trazado aproximado de la tubería, del pozo a los tanques

Asimismo, en las Tablas 9, 10 y 11 se podrán observar los datos que se tomaron en cuenta cuando se realizó la medición de la tubería utilizando coordenadas GPS.

2.2.1. Coordenadas y longitud de la tubería al tanque Montañita

En la Tabla 9 se presentan las coordenadas que facilitaron la medición de la longitud aproximada de la tubería que se extiende desde el tanque Montañita

hasta la bifurcación en “T”. Estas coordenadas fueron esenciales para trazar el recorrido del sistema de tuberías, permitiendo una estimación más precisa de la distancia total en este tramo.

Tabla 9. Coordenadas de longitud del tanque Montañita

Punto	Latitud (°)	Longitud (°)	Longitud acumulada (m)
0	14.148974	-89.176703	0
1	14.149242	-89.176314	50
2	14.149339	-89.175929	100
3	14.14961	-89.175652	150
4	14.149787	-89.175237	200
5	14.14995	-89.17488	250
6	14.150264	-89.174524	300
7	14.150687	-89.174375	350
8	14.151021	-89.174123	400
9	14.151166	-89.173666	450
10	14.151214	-89.173238	500
11	14.151565	-89.172905	550
12	14.151775	-89.172534	600
13	14.152125	-89.172195	650
14	14.152392	-89.171829	700
15	14.15266	-89.171507	750
16	14.15277	-89.171408	772
17	14.153135	-89.17111	832
18	14.153472	-89.170671	892
19	14.153622	-89.170284	934
20	14.154101	-89.169917	994
Bifur. En T	14.15428	-89.16946	1006

2.2.2. Coordenadas y longitud de tubería al tanque Aguacayo

En la Tabla 10 se presentan las coordenadas que facilitaron la medición de la longitud aproximada de la tubería que se extiende desde el tanque

Aguacayo hasta la bifurcación en “T”. Estas coordenadas fueron esenciales para trazar el recorrido y estimar la distancia total de la tubería en este tramo.

Tabla 10. Coordenadas de longitud del tanque Aguacayo

Punto	Latitud (°)	Longitud (°)	Longitud acumulada (m)
0	14.156061	-89.171011	0
1	14.155691	-89.170924	50
2	14.155295	-89.170844	100
3	14.15489	-89.170662	150
4	14.154339	-89.170394	200
5	14.154371	-89.170077	250
6	14.154285	-89.16971	285
Bifur. En T	14.15428	-89.16946	291

Ambos tramos de tuberías convergen en una bifurcación donde se conecta la tubería que proviene directamente desde el pozo, permitiendo así la distribución hacia diferentes puntos de consumo. Las coordenadas utilizadas para medir la longitud de esta tubería se detallan en la Tabla 11, proporcionando una referencia clara para el cálculo de la extensión total del sistema.

Tabla 11. Coordenadas desde la bifurcación

Punto	Latitud (°)	Longitud (°)	Longitud acumulada (m)
0	14.15428	-89.16946	0
1	14.154321	-89.169441	24
2	14.15429	-89.169279	36
3	14.154302	-89.169303	48
4	14.15427	-89.168984	72
5	14.15412	-89.16897	120
6	14.15432	-89.16874	180
7	14.15458	-89.16806	240

2.3. Datos de consumo de agua de las comunidades

El consumo de agua en ambas comunidades se muestra en la Tabla 12, estos datos fueron suministrados por el encargado actual de la Junta de Agua ADESCO de ambas comunidades.

Tabla 12. Metros cúbicos consumidos mensualmente por comunidad

Mes	Aguacayo	Montañita	TOTAL
Marzo 2023	534 m ³	465 m ³	999 m ³
Abril 2023	615 m ³	503 m ³	1118 m ³
Mayo 2023	617 m ³	556 m ³	1173 m ³
Junio 2023	400 m ³	332 m ³	732 m ³
Julio 2023	428 m ³	381 m ³	809 m ³
Agosto 2023	434 m ³	359 m ³	793 m ³
Septiembre 2023	403 m ³	315 m ³	718 m ³
Octubre 2023	366 m ³	353 m ³	719 m ³
Noviembre 2023	448 m ³	502 m ³	950 m ³
Diciembre 2023	489 m ³	460 m ³	949 m ³
Enero 2024	540 m ³	519 m ³	1059 m ³
Febrero 2024	518 m ³	508 m ³	1026 m ³
Marzo 2024	638 m ³	684 m ³	1322 m ³

En la Figura 16 se observa el grafico que muestra la tendencia del consumo de agua en ambas comunidades, se puede visualizar que en la temporada de invierno (junio a noviembre) el consumo de agua disminuye y en la temporada de verano (diciembre a mayo) el consumo de agua aumenta.

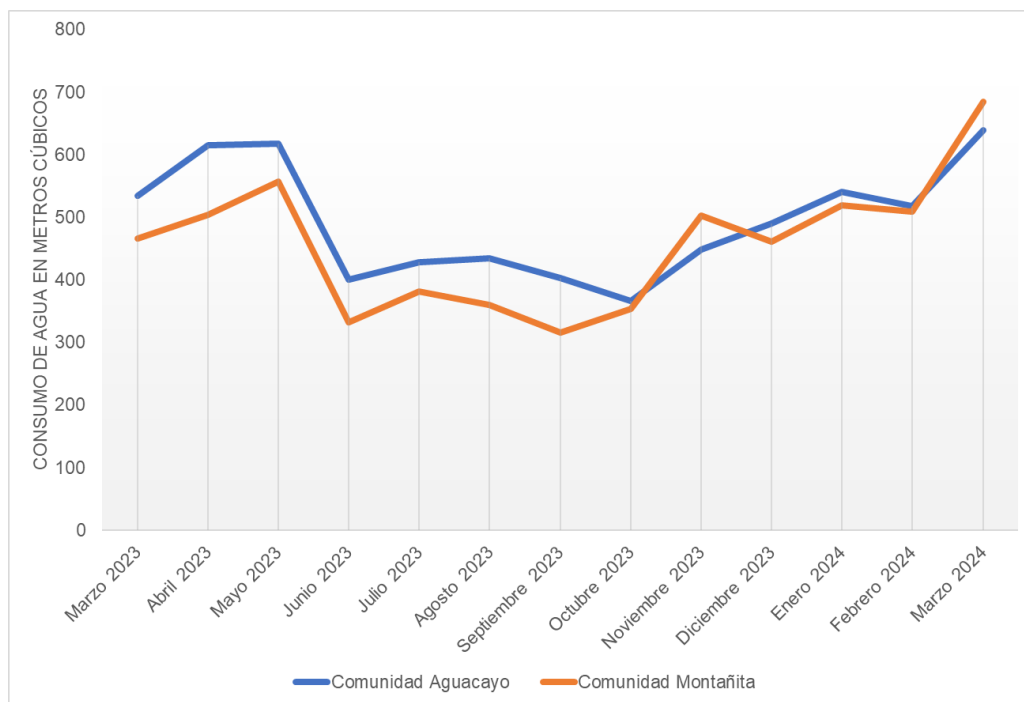


Figura 16. Gráfico de consumo de agua al mes por comunidad

2.4. Análisis de dimensionamiento hidráulico actual

Para realizar el análisis del dimensionamiento hidráulico actual debemos tener muy en cuenta las características principales del caudal de la bomba, las cuales se muestran en la Tabla 13.

Tabla 13. Caudal para el modelo de la bomba a diferentes alturas

Caudal (GPM)	Altura (pies)
11.25	1150
15.00	1125
17.5.0	1100
20.00	1075
22.50	1037.5
35.00	750
37.50	675
45.00	400

2.4.1. Componentes que provocan pérdidas en el circuito hidráulico

Tabla 14. Componentes que provocan pérdidas en el sistema de bombeo

Datos de entrada	Valor	Unidades
Área tubería 2	0.0508	m ²
Área tubería 3	0.0762	m ²
k de codo 90°	0.9	-
k de codo 45°	0.4	-
k de válvula check	5.2	-
k de T flujo línea	0.9	-
k de T flujo derivado	2	-
k de unión roscada	0.08	-
k de velocidad de compuerta	0.02	-
L. tubo Montañita hasta T h galv 3 pulg.	258	m
L. tubo Montañita hasta T h galv 2 pulg.	5	m
L. tubo Montañita hasta T PVC 3 pulg.	754	m
L. tubo Aguacayo hasta T h galv 3 pulg.	6	m
L. tubo Aguacayo hasta T h galv 2 pulg.	5	m
L. tubo Aguacayo hasta T PVC 3 pulg.	285	m
L. tubo común h galv 3 pulg.	240	m
L. tubo común h galv 2 pulg.	57	m
Densidad del agua a 25 °C	997	kg/m ³
Viscosidad cinemática del agua	0.000000893	m ² /s
L/D Montañita h galv 3 pulg.	3385.826772	-
L/D Montañita h galv 2 pulg.	98.42519685	-
L/D Montañita PVC 3 pulg.	9895.013123	-
L/D Aguacayo h galv 3 pulg.	78.74015748	-
L/D Aguacayo h galv 2 pulg.	98.42519685	-
L/D Aguacayo PVC 3 pulg.	3740.15748	-
L/D tubo común h galv 3 pulg.	3149.606299	-
L/D tubo común h galv 2 pulg.	1122.047244	-
Rugosidad relativa hierro galvanizado	0.000046	m
Rugosidad relativa PVC	0.00006	m
Altura tanque Aguacayo	133.55	m
Altura tanque Montañita	221.41	m
Altura al punto común	70.8	m
Profundidad del pozo (del suelo)	49	m

En la Tabla 14 se enlistan todos los componentes que provocan pérdidas en el circuito hidráulico actual, en la misma tabla se muestran sus respectivos datos con unidades del Sistema Internacional, estos datos en conjunto se utilizarán posteriormente para realizar el cálculo de pérdidas de todo el sistema de bombeo actual y comprobar su dimensionamiento.

2.4.2. Cálculo de pérdidas de los componentes

Utilizando un caudal de 9.6 m³/s y las ecuaciones de pérdidas hidráulicas. Se procede a obtener las velocidades de descarga, número de Reynolds y coeficiente de pérdidas en las tuberías de dos y tres pulgadas respectivamente.

Velocidades:

$$V_2 = \frac{Q}{A_2} = \frac{4Q_2}{\pi D_2^2} = \frac{4(0.002666667)}{\pi(0.0508)^2} = 1.315683494 \text{ m/s}$$

$$V_3 = \frac{Q}{A_3} = \frac{4Q_3}{\pi D_3^2} = \frac{4(0.002666667)}{\pi(0.0762)^2} = 0.58474822 \text{ m/s}$$

Número de Reynolds:

$$Re_2 = \frac{V_2 D_2}{\nu} = \frac{1.315683494(0.0508)}{0.000000893} = 74845.15286$$

$$Re_3 = \frac{V_3 D_3}{\nu} = \frac{0.58474822(0.0762)}{0.000000893} = 49896.76858$$

Coficiente de pérdidas para tuberías de acero:

$$f_{a2} = 0.022524248 \text{ y } f_{a3} = 0.022727934$$

Coficiente de pérdidas para tubería PVC: $f_{PVC3} = 0.023308177$

Pérdidas primarias en tramo común:

$$H_{desc-2} = f_{a2} \times \frac{L}{D_2} \times \frac{V_2^2}{2g} = 0.0225 \times 1122.0472 \times \frac{(1.3156)^2}{2(9.81)} = 2.229796837 \text{ m}$$

$$H_{desc-3} = f_{a3} \times \frac{L}{D_3} \times \frac{V_3^2}{2g} = 0.0227 \times 3149.6062 \times \frac{(0.5847)^2}{2(9.81)} = 1.24754163 \text{ m}$$

Pérdidas secundarias en tramo común:

$$H_{codo-90-2 \text{ pulg}} = 0.9 \times \frac{(1.315683494)^2}{2(9.81)} = 0.079404727 \text{ m}$$

$$H_{codos-3 \text{ pulg}} = 2 \times 0.9 \times \frac{(0.58474822)^2}{2(9.81)} = 0.031369769 \text{ m}$$

$$H_{T-2 \text{ pulg}} = 0.9 \times \frac{(1.315683494)^2}{2(9.81)} = 0.079404727 \text{ m}$$

$$H_{codos-45-2 \text{ pulg}} = 2 \times 0.4 \times \frac{(1.315683494)^2}{2(9.81)} = 0.07058198 \text{ m}$$

$$H_{check-2 \text{ pulg}} = 5.2 \times \frac{(1.315683494)^2}{2(9.81)} = 0.458782869 \text{ m}$$

$$H_{valv-2 \text{ pulg}} = 0.02 \times \frac{(1.315683494)^2}{2(9.81)} = 0.001764549 \text{ m}$$

Pérdidas totales en el tramo común:

$$H_{Tot-TC} = H_{desc-2} + H_{desc-3} + H_{comun} + H_{sec-comun}$$

$$H_{Tot-TC} = 2.229796837 + 1.24754163 + 70.8 + 0.079404727 + 0.031369769 \\ + 0.079404727 + 0.07058198 + 0.458782869 + 0.001764549$$

$$H_{Tot-TC} = 74.99864709 \text{ m}$$

Pérdidas primarias desde unión en T hasta Aguacayo:

$$H_{T-desc-2} = f_{a2} \times \frac{L_A}{D_2} \times \frac{V_2^2}{2g} = 0.022524248 \times 98.42519685 \times \frac{(1.315683494)^2}{2(9.81)}$$

$$H_{T-desc-2} = 0.195596214 \text{ m}$$

$$H_{T-desc-3} = f_{a3} \times \frac{L_A}{D_3} \times \frac{V_3^2}{2g} = 0.022727934 \times 78.74015748 \times \frac{(0.58474822)^2}{2(9.81)}$$

$$H_{T-desc-3} = 0.031188541 \text{ m}$$

$$H_{T-desc-3pvc} = f_{PVC3} \times \frac{L_A}{D_3} \times \frac{V_3^2}{2g} = 0.023308177 \times 3740.15748 \times \frac{(0.58474822)^2}{2(9.81)}$$

$$H_{T-desc-3pvc} = 1.519277181 \text{ m}$$

Pérdidas secundarias desde unión en T hasta Aguacayo:

$$H_{codos-2 \text{ pulg}} = 2 \times 0.9 \times \frac{(1.315683494)^2}{2(9.81)} = 0.158809455 \text{ m}$$

$$H_{check-3 \text{ pulg}} = 5.2 \times \frac{(0.58474822)^2}{2(9.81)} = 0.090623777 \text{ m}$$

$$H_{T-Desv} = 2 \times \frac{(0.58474822)^2}{2(9.81)} = 0.034855299 \text{ m}$$

Pérdidas totales desde tramo común hasta tanque de Aguacayo:

$$H_{Tot-Com-A} = H_{tanque-A} - H_{comun} + H_{Tot-TC} + H_{T-desc-2} + H_{T-desc-3} \\ + H_{T-desc-3pvc} + H_{Sec-A}$$

$$H_{Tot-Com-A} = 133.55 - 70.8 + 74.99864709 + 0.195596214 + 0.031188541 \\ + 1.519277181 + 0.158809455 + 0.090623777 + 0.034855299$$

$$H_{Tot-Com-A} = 139.7789976 \text{ m}$$

Pérdidas primarias desde unión en T hasta Montañita:

$$H_{T-desc-2} = f_{a2} \times \frac{L_A}{D_2} \times \frac{V_2^2}{2g} = 0.022524248 \times 98.42519685 \times \frac{(1.315683494)^2}{2(9.81)}$$

$$H_{T-desc-2} = 0.195596214 \text{ m}$$

$$H_{T-desc-3} = f_{a3} \times \frac{L_A}{D_3} \times \frac{V_3^2}{2g} = 0.022727934 \times 78.74015748 \times \frac{(0.58474822)^2}{2(9.81)}$$

$$H_{T-desc-3} = 0.031188541 \text{ m}$$

$$H_{T-desc-3pvc} = f_{PVC3} \times \frac{L_M}{D_3} \times \frac{V_3^2}{2g} = 0.023308177 \times 9895.013123 \times \frac{(0.58474822)^2}{2(9.81)}$$

$$H_{T-desc-3pvc} = 4.019421034 \text{ m}$$

Pérdidas secundarias desde unión en T hasta Montañita:

$$H_{codos-45-2 \text{ pulg}} = 0.4 \times \frac{(0.58474822)^2}{2(9.81)} = 0.00697106 \text{ m}$$

$$H_{codo-90-3 \text{ pulg}} = 0.9 \times \frac{(1.315683494)^2}{2(9.81)} = 0.079404727 \text{ m}$$

$$H_{check-3 \text{ pulg}} = 5.2 \times \frac{(0.58474822)^2}{2(9.81)} = 0.090623777 \text{ m}$$

$$H_{T-lineal} = 0.9 \times \frac{(0.58474822)^2}{2(9.81)} = 0.015684884 \text{ m}$$

Pérdidas totales desde tramo común hasta tanque de Montañita:

$$H_{Tot-Com-M} = H_{tanque-M} - H_{comun} + H_{Tot-TC} + H_{T-desc-2} + H_{T-desc-3} \\ + H_{T-desc-3pvc} + H_{Sec-M}$$

$$H_{Tot-Com-M} = 221.41 - 70.8 + 74.99864709 + 0.195596214 + 0.031188541 \\ + 4.019421034 + 0.00697106 + 0.079404727 + 0.090623777 \\ + 0.015684884$$

$$H_{Tot-Com-M} = 230.0475373 \text{ m}$$

Se realizó una verificación mediante Excel para asegurar la correcta elección de la bomba en el circuito hidráulico. A través de estas iteraciones, se evaluaron diferentes puntos de operación de la bomba con el fin de ajustar los parámetros del sistema.

Finalmente, se compararon los resultados obtenidos con la gráfica de eficiencia de la bomba, lo que permitió comprobar que la selección efectuada era la adecuada, ya que los valores de operación coincidían con la zona de mayor eficiencia del equipo, garantizando un rendimiento óptimo en el sistema hidráulico, la gráfica de eficiencia de la bomba se muestra en la Figura 17, donde la curva de color verde corresponde a la zona de Montañita y la curva de color naranja corresponde a Aguacayo.

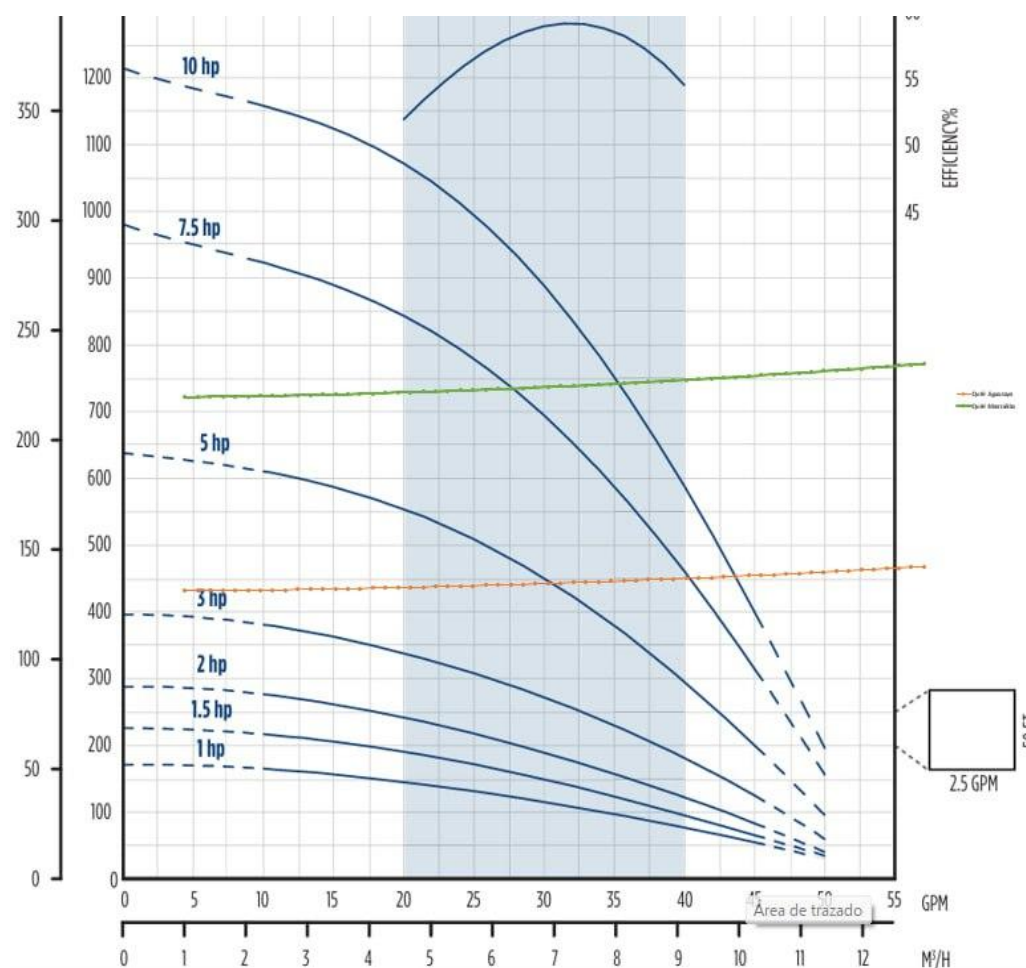


Figura 17. Comprobación de la selección correcta de la bomba

2.5. Sumario del capítulo 2

Los aspectos relevantes del capítulo 2 (Dimensionamiento y selección de componentes del circuito hidráulico) son los siguientes:

- 2.1 Detalles y datos técnicos de componentes actuales: contiene las especificaciones de los diferentes componentes del sistema hidráulico.
- 2.2 Dimensionamiento hidráulico actual: muestra datos de coordenadas y longitud de tubería de los diferentes tramos del sistema hidráulico.
- 2.3 Datos de consumo de agua de las comunidades: contiene una tabla del consumo mensual de agua en las comunidades, desde marzo de 2023 hasta marzo de 2024.
- 2.4 Análisis de dimensionamiento hidráulico actual: en este capítulo se encuentra la validación del sistema hidráulico actual.

Capítulo 3. Propuesta de diseño solar

En este capítulo se realizará un estudio de pérdidas utilizando el método de patrones de sombra, para lo cual se han realizado visitas de campo a la localidad de estudio para realizar dicho estudio.

3.1. Estudio de patrones de sombra

Se consideraron tres ubicaciones de terreno en las que se realizó el estudio de patrones de sombra. Posteriormente, utilizando la carta solar cilíndrica para El Salvador, mostrada en la Figura 18, y la herramienta SunEarthTools, se ingresaron los ángulos de elevación y azimut de todos los obstáculos que generan sombra en los puntos de estudio, para luego superponer dicha carta solar en el gráfico generado por la herramienta mencionada.

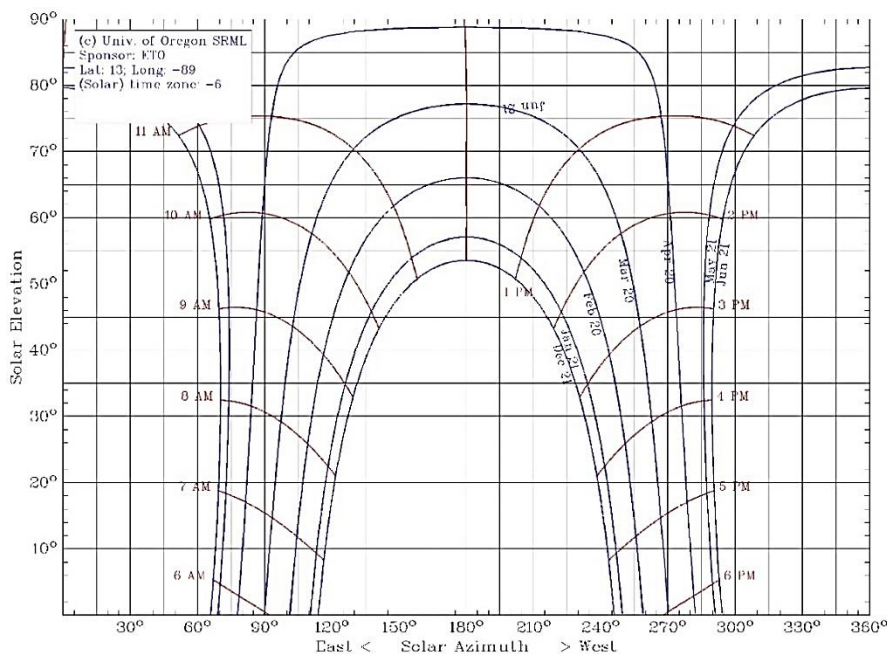


Figura 18. Carta solar cilíndrica para El Salvador

Tal como se estableció en la introducción de este proyecto, se ha realizado el mismo estudio de pérdidas para los tres terrenos, los cuales se denotarán como terreno 1, correspondiente a la casa de máquinas; terreno 2, correspondiente a un terreno plano cercano a la casa de máquinas; y terreno 3, correspondiente a una pequeña colina contigua a la casa de máquinas.

Cada terreno se ha aproximado a tener una forma rectangular de aproximadamente 10 metros por 10 metros, con un área cercana a los 100 metros cuadrados.

Tabla 15. Coeficientes de pérdidas por sombreado para inclinación de 15°

Correlativo	A	B	C	D	E	F
1	0.00	0.00	0.00	0.05	0.14	0.18
2	0.48	0.58	0.69	0.76	0.73	0.70
3	1.51	1.62	1.47	1.48	1.33	1.23
4	1.98	2.11	2.20	2.15	1.88	1.72
5	2.57	2.72	2.79	2.70	2.33	2.11
6	2.95	3.11	3.17	3.05	2.63	2.37
7	3.08	3.25	3.11	3.18	2.73	2.46
8	2.95	3.11	3.17	3.05	2.63	2.37
9	2.57	2.72	2.79	2.70	2.33	2.11
10	1.98	2.11	2.20	2.15	1.88	1.72
11	1.26	1.38	1.47	1.48	1.33	1.23
12	0.48	0.58	0.69	0.76	0.73	0.70

Utilizando la carta solar cilíndrica mostrada en la Figura 18 y los gráficos de pérdidas por sombra proporcionados por la herramienta SunEarthTools, se procederá a calcular los porcentajes de pérdidas que se muestran en cada gráfico para los doce puntos de estudio, que corresponden a las esquinas de los tres lugares donde se realizó el estudio.

Para poder obtener los porcentajes de pérdidas se ha utilizado los datos de la Tabla 15 donde se muestran los coeficientes de pérdidas por sombreado para una inclinación de paneles solares fotovoltaicos a 15 grados con respecto al suelo.

3.1.1. Cuantificación de pérdidas por sombra para el terreno 1

Este lugar corresponde al punto donde está ubicada la casa de máquinas, las coordenadas de los puntos de esquinas de este terreno se muestran en la Tabla 16.

Tabla 16. Coordenadas de puntos de estudio para el terreno 1

Puntos	Latitud (°)	Longitud (°)
Punto 1.1	14.154935	-89.167541
Punto 1.2	14.154946	-89.167632
Punto 1.3	14.155069	-89.167603
Punto 1.4	14.155008	-89.167695

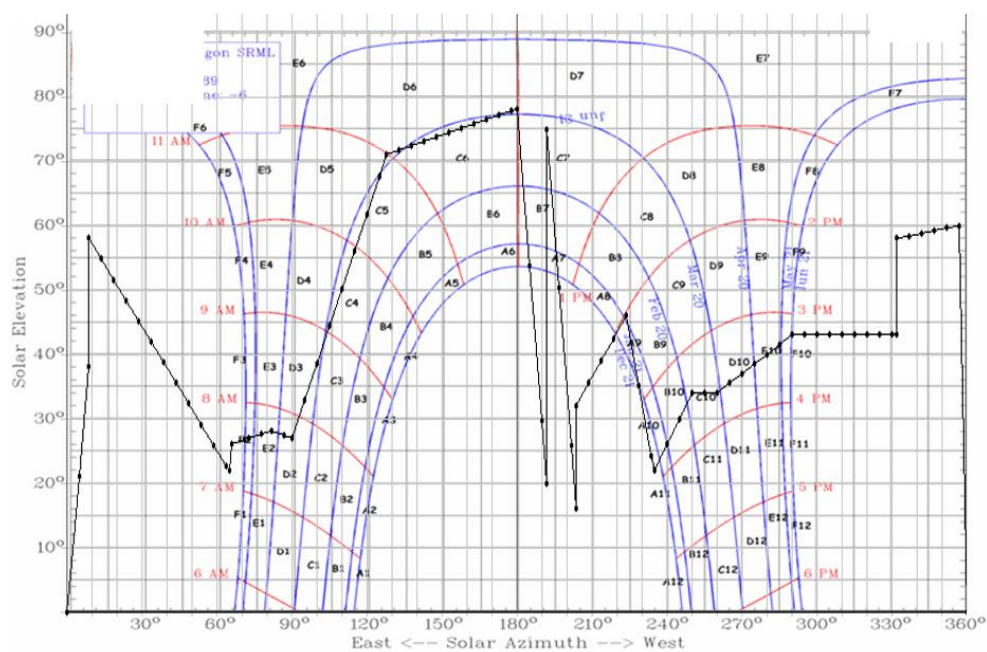
3.1.1.1. Cálculo de pérdidas para el terreno 1, punto 1

En la Tabla 17 se muestra la cantidad de obstáculos identificados para el punto 1 del terreno 1, así como los ángulos de elevación y azimut con respecto al sur.

Los ángulos de elevación y azimut de la Tabla 17 se ingresan a la herramienta SunEarthTools, para generar el gráfico de pérdidas y luego sobreponer la Figura 18, este gráfico se muestra en la Figura 19.

Tabla 17. Ángulos de azimut y elevación del punto 1.1

Obs	Azimut (°)	Elevación (°)	Obs	Azimut (°)	Elevación (°)
1	9	38	12	204	16
2	9	58	13	204	32
3	65	22	14	224	46
4	66	26	15	235	22
5	73	27	16	250	34
6	82	28	17	260	34
7	90	27	18	290	43
8	128	71	19	332	43
9	180	78	20	332	58
10	192	20	21	357	60
11	192	75			

**Figura 19.** Carta solar cilíndrica del punto 1.1

Tomando de referencia la Figura 19, se identifican los porcentajes de pérdidas y luego se sustituyen los coeficientes de pérdidas de la Tabla 15.

$$\begin{aligned}
 \%p\u00e9rdidas &= (0.0 + 0.0 + 0.0 + 0.05 + 0.14 + 0.18)(1) + (0.48 + 0.58 + 0.69)(1) \\
 &+ 0.76(0.9) + 0.73(0.8) + 0.70(0.7) + (1.51 + 1.62 + 1.47)(1) \\
 &+ 1.48(0.3) + (1.98 + 2.11)(1) + 2.20(0.8) + (2.57 + 2.72)(1) \\
 &+ 2.79(0.9) + (2.95 + 3.11)(1) + 3.17(0.95) + 3.08(0.3) \\
 &+ 3.25(0.15) + 3.31(0.1) + 2.57(0.5) + 1.98(0.25) + 2.11(0.4) \\
 &+ 2.20(0.5) + 2.15(0.4) + 1.88(0.6) + 1.72(0.8) \\
 &+ (1.26 + 1.38 + 1.47 + 1.48 + 1.33 + 1.23)(1) \\
 &+ (0.48 + 0.58 + 0.69 + 0.76 + 0.73 + 0.70)(1) = \mathbf{52.565\%}
 \end{aligned}$$

El c\u00e1lculo anterior demuestra que el punto 1.1 posee un 52.565% de p\u00e9rdidas por sombreo cercano.

3.1.1.2. C\u00e1lculo de p\u00e9rdidas para el terreno 1, punto 2

En la Tabla 18 se muestra la cantidad de obst\u00e1culos identificados para el punto 2 del terreno 1, as\u00ed como los \u00e1ngulos de elevaci\u00f3n y azimut con respecto al sur.

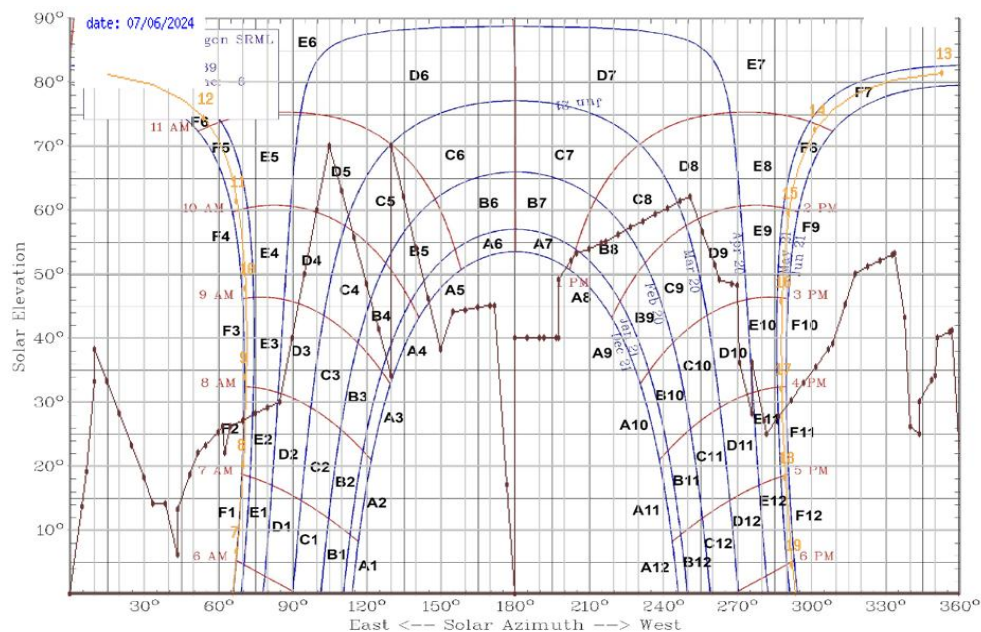


Figura 20. Carta solar cil\u00edndrica del punto 1.2

Los ángulos de elevación y azimut de la Tabla 18 se ingresan a la herramienta SunEarthTools, para generar el grafico de pérdidas y luego sobreponer la Figura 18, este grafico se muestra en la Figura 20.

Tabla 18. Ángulos de azimut y elevación del punto 1.2

Obs	Azimut (°)	Elevación (°)	Obs	Azimut (°)	Elevación (°)
1	180	0	24	357	41
2	180	40	25	351	40
3	172	45	26	350	34
4	155	44	27	344	29.5
5	150	38	28	344	25
6	130	34	29	340	25.5
7	130	70	30	338	43
8	105	70	31	334	53
9	85	30	32	318	50
10	63	22	33	309	38.5
11	65	26	34	282	25
12	62	26	35	276	28
13	55	22.5	36	276	36
14	52	22	37	271	36
15	39	13.5	38	270	48
16	44	13	39	263	49
17	44	6	40	251	62
18	34	14	41	217	55
19	7	18.5	42	205	53
20	360	21	43	198	49
21	360	33	44	198	40
22	10	33	45	192	40
23	10	37.5			

Tomando de referencia la Figura 20, se identifican los porcentajes de pérdidas y luego se sustituyen los coeficientes de pérdidas de la Tabla 15.

$$\begin{aligned}
 \%p\u00e9rdidas &= (0.0 + 0.0 + 0.0 + 0.05 + 0.14 + 0.18)(1) + (0.48 + 0.58 + 0.69)(1) \\
 &+ 0.76(0.95) + 0.73(0.8) + 0.70(0.65) + (1.51 + 1.62 + 1.47)(1) \\
 &+ 1.48(0.6) + 1.98(0.9) + 2.11(0.6) + 2.20(0.75) + 2.15(0.5) \\
 &+ 2.57(0.3) + 2.72(0.4) + 2.79(0.2) + 2.70(0.2) + 3.08(0.05) \\
 &+ 2.95(1) + 3.11(0.6) + 3.17(0.3) + 3.05(0.1) \\
 &+ (2.57 + 2.72 + 2.79)(1) + 2.70(0.5) + (1.98 + 2.11 + 2.20)(1) \\
 &+ 2.15(0.65) + 1.88(0.1) + (1.26 + 1.38 + 1.47)(1) + 1.48(0.95) \\
 &+ 1.33(0.75) + 1.23(0.7) \\
 &+ (0.48 + 0.58 + 0.69 + 0.76 + 0.73 + 0.70)(1) = \mathbf{52.945\%}
 \end{aligned}$$

El c\u00e1lculo anterior demuestra que el punto 1.2 posee un 52.945% de p\u00e9rdidas por sombreo cercano.

3.1.1.3. C\u00e1lculo de p\u00e9rdidas para el terreno 1, punto 3

En la Tabla 19 se muestra la cantidad de obst\u00e1culos identificados para el punto 3 del terreno 1, as\u00ed como los \u00e1ngulos de elevaci\u00f3n y azimut con respecto al sur.

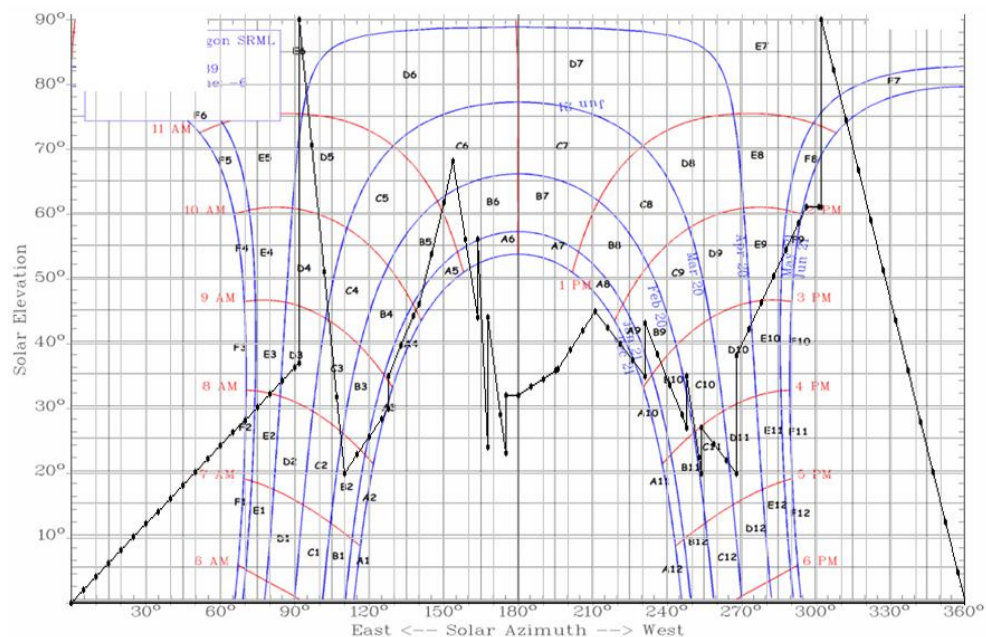


Figura 21. Carta solar cil\u00edndrica del punto 1.3

Los ángulos de elevación y azimut de la Tabla 19 se ingresan a la herramienta SunEarthTools, para generar el grafico de pérdidas y luego sobreponer la Figura 18, este grafico se muestra en la Figura 21.

Tabla 19. Ángulos de azimut y elevación del punto 1.3

Obs	Azimut (°)	Elevación (°)	Obs	Azimut (°)	Elevación (°)
1	92	37	15	196	36
2	92	90	16	211	45
3	110	20	17	231	35
4	128	30	18	231	43
5	128	35	19	248	27
6	140	46	20	248	35
7	154	68	21	254	20
8	164	44	22	254	27
9	164	56	23	258	20
10	168	24	24	258	38
11	168	44	25	296	61
12	175	23	26	302	61
13	175	32	27	302	90
14	180	32			

Tomando de referencia la Figura 21, se identifican los porcentajes de pérdidas y luego se sustituyen los coeficientes de pérdidas de la Tabla 15.

$$\begin{aligned}
 \%p\u00e9rdidas &= (0.0 + 0.0 + 0.0 + 0.05 + 0.14 + 0.18)(1) + (0.48 + 0.69 + 0.76)(1) \\
 &+ 0.58(0.9) + 0.73(0.9) + 0.70(0.8) + 1.51(0.4) + 1.62(0.05) \\
 &+ 1.47(0.5) + 1.48(0.75) + 1.33(0.05) + 1.98(0.5) + 2.20(0.05) \\
 &+ 2.15(0.5) + 2.57(0.95) + 2.72(0.3) + 2.70(0.15) + 2.95(0.2) \\
 &+ 3.11(0.25) + 3.17(0.05) + 3.05(0.05) + 2.63(0.05) + 2.73(0.1) \\
 &+ 2.46(0.15) + 2.37(0.1) + 2.57(0.15) + 2.72(0.15) + 2.33(0.15) \\
 &+ 2.11(0.8) + 1.98(1) + 2.11(0.6) + 2.20(0.05) + 2.15(0.4) \\
 &+ 1.88(0.95) + 1.72(1) + (1.26 + 1.38)(1) + 1.47(0.8) + 1.48(0.8) \\
 &+ (1.33 + 1.23)(1) + (0.48 + 0.58 + 0.69 + 0.76 + 0.73 + 0.70)(1) \\
 &= \mathbf{37.215\%}
 \end{aligned}$$

El cálculo anterior demuestra que el punto 1.3 posee un 37.215% de pérdidas por sombreado cercano.

3.1.1.4. Cálculo de pérdidas para el terreno 1, punto 4

En la Tabla 20 se muestra la cantidad de obstáculos identificados para el punto 4 del terreno 1, así como los ángulos de elevación y azimut con respecto al sur.

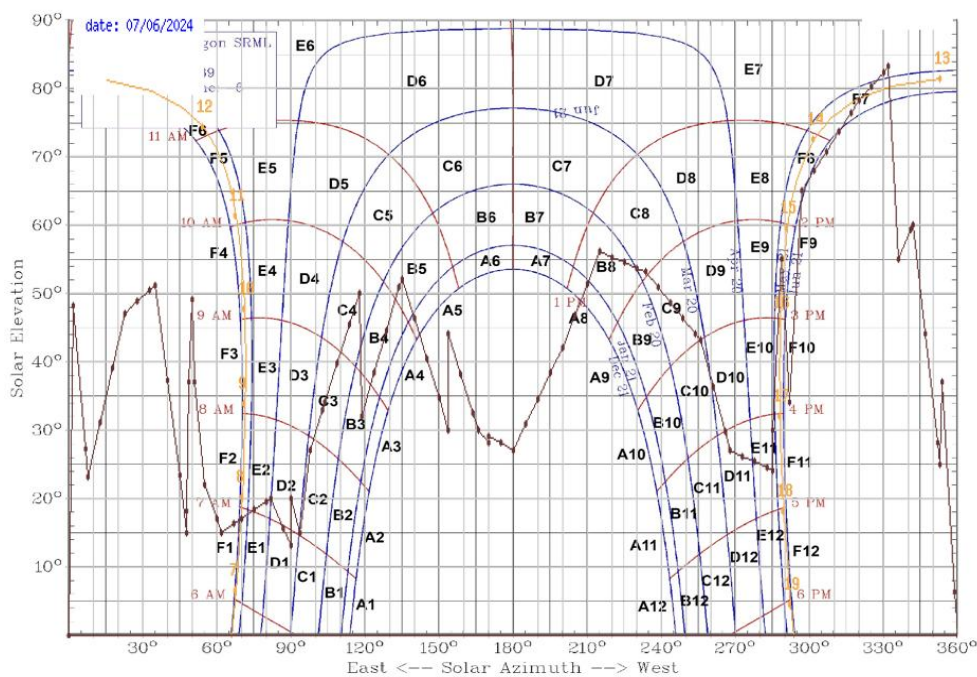


Figura 22. Carta solar cilíndrica del punto 1.4

Los ángulos de elevación y azimut de la Tabla 20 se ingresan a la herramienta SunEarthTools, para generar el gráfico de pérdidas y luego sobreponer la Figura 18, este gráfico se muestra en la Figura 22.

Tomando de referencia la Figura 22, se identifican los porcentajes de pérdidas y luego se sustituyen los coeficientes de pérdidas de la Tabla 15.

Tabla 20. Ángulos de azimut y elevación del punto 1.4

Obs	Azimut (°)	Elevación (°)	Obs	Azimut (°)	Elevación (°)
1	180	27	23	50	49
2	170	27.5	24	35	51
3	170	29	25	23	47
4	166	30	26	2	48
5	154	30	27	8	23
6	154	44	28	353	25
7	135	51.5	29	354	36.5
8	118	50	30	336	55
9	119	32	31	342	60
10	104	33.5	32	332	83
11	98	26.5	33	320	78
12	94	15	34	297	65
13	90	13	35	289	55
14	90	19.5	36	292	34
15	82	20	37	285	30
16	70	17	38	285	24
17	62	15.3	39	268	27
18	55	21.5	40	256	42.5
19	48	18	41	234	53
20	48	15	42	215	56
21	49	37	43	200	42
22	51	37			

$$\begin{aligned}
 \%p\acute{e}rdidas = & (0.0 + 0.0 + 0.0)(1) + 0.05(0.95) + 0.14(0.95) + 0.18(0.9) \\
 & + (0.48 + 0.58)(1) + 0.69(0.85) + 0.76(0.1) + 0.73(0.1) + 1.51(1) \\
 & + 1.62(0.85) + 1.47(0.55) + 1.98(1) + 2.11(0.45) + 2.20(0.25) \\
 & + 2.57(0.1) + 2.72(0.15) + 2.46(0.3) + 2.95(0.65) + 3.11(0.7) \\
 & + 3.17(0.05) + (2.57 + 2.72)(1) + 2.79(0.5) + 2.11(0.4) \\
 & + (1.98 + 2.11)(1) + 2.20(0.95) + 2.15(0.15) + 1.72(0.6) \\
 & + (1.26 + 1.38 + 1.47)(1) + 1.48(0.8) + 1.33(0.5) + 1.23(1) \\
 & + (0.48 + 0.58 + 0.69 + 0.76 + 0.73 + 0.70)(1) = \mathbf{41.1615\%}
 \end{aligned}$$

El cálculo anterior demuestra que el punto 1.4 posee un 41.1615% de pérdidas por sombreado cercano.

3.1.2. Cuantificación de pérdidas por sombra para el terreno 2

Este lugar corresponde a un terreno plano cercano a la casa de máquinas, las coordenadas de los puntos de esquinas de este terreno se muestran en la Tabla 21.

Tabla 21. Coordenadas de puntos de estudio para el terreno 2

Puntos	Latitud (°)	Longitud (°)
Punto 2.1	14.155117	-89.167153
Punto 2.2	14.155153	-89.167075
Punto 2.3	14.155014	-89.167106
Punto 2.4	14.155066	-89.167025

3.1.2.1. Cálculo de pérdidas para el terreno 2, punto 1

En la Tabla 22 se muestra la cantidad de obstáculos identificados para el punto 1 del terreno 2, así como los ángulos de elevación y azimut con respecto al sur.

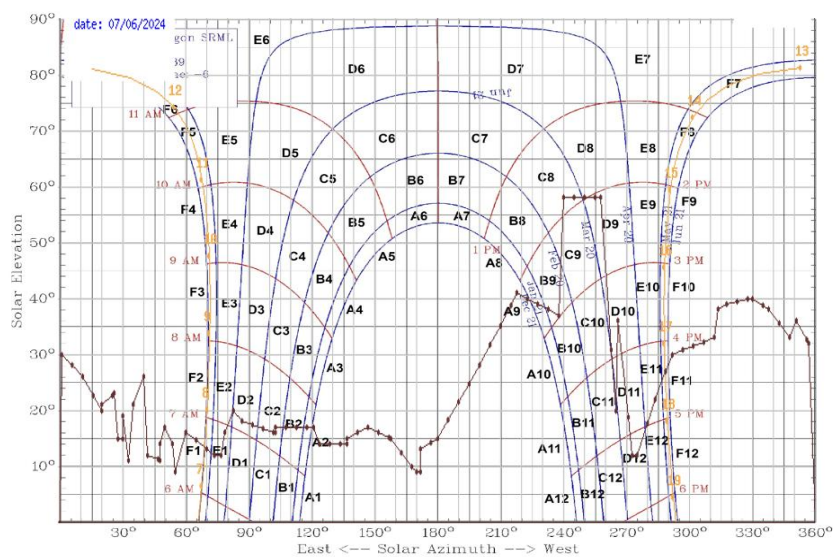


Figura 23. Carta solar cilíndrica del punto 2.1

Tabla 22. Ángulos de azimut y elevación del punto 2.1

Obs	Azimut (°)	Elevación (°)	Obs	Azimut (°)	Elevación (°)
1	180	14.5	28	28	15.1
2	172	13	29	30	15.1
3	172	8.5	30	30	18.5
4	170	9	31	26	23
5	158	15.2	32	20	20
6	147	16.5	33	20	21
7	137	13.5	34	11	26
8	137	15	35	1	30
9	124	13.5	36	357	32
10	121	17	37	351	35.5
11	103	16	38	348	33
12	103	17	39	338	38.2
13	87	18	40	330	40
14	83	20	41	318	38.5
15	79	16	42	314	38
16	77	12.3	43	312	33
17	74	12.2	44	292	30
18	60	16	45	284	22
19	54	14	46	275	12
20	55	9	47	273	12
21	48	11	48	265	19.5
22	48	14	49	266	35.5
23	42	12	50	258	58
24	50	16.8	51	240	58
25	40	26	52	238	37
26	35	21	53	218	41
27	33	10.9	54	200	28

Los ángulos de elevación y azimut de la Tabla 22 se ingresan a la herramienta SunEarthTools, para generar el grafico de pérdidas y luego sobreponer la Figura 18, este grafico se muestra en la Figura 23.

Tomando de referencia la Figura 23, se identifican los porcentajes de pérdidas y luego se sustituyen los coeficientes de pérdidas de la Tabla 15.

$$\begin{aligned}
 \%p\u00e9rdidas &= (0.0 + 0.0 + 0.0 + 0.05)(1) + 0.14(0.7) + 0.18(0.55) + 0.48(0.55) \\
 &+ 0.58(0.45) + 0.69(0.15) + 0.76(0.1) + 0.73(0.05) + 2.57(0.4) \\
 &+ 2.72(0.15) + 2.79(0.8) + 2.70(0.3) + (1.98 + 2.11 + 2.20)(1) \\
 &+ 2.15(0.1) + (1.26 + 1.38 + 1.47)(1) + 1.48(0.4) + 1.33(0.2) \\
 &+ 1.23(0.55) + (0.48 + 0.58 + 0.69)(1) + 0.76(0.8) \\
 &+ (0.73 + 0.70)(1) = \mathbf{21.4035\%}
 \end{aligned}$$

El c\u00e1lculo anterior demuestra que el punto 2.1 posee un 21.4035% de p\u00e9rdidas por sombreado cercano.

3.1.2.2. C\u00e1lculo de p\u00e9rdidas para el terreno 2, punto 2

En la Tabla 23 se muestra la cantidad de obst\u00e1culos identificados para el punto 2 del terreno 2, as\u00ed como los \u00e1ngulos de elevaci\u00f3n y azimut con respecto al sur.

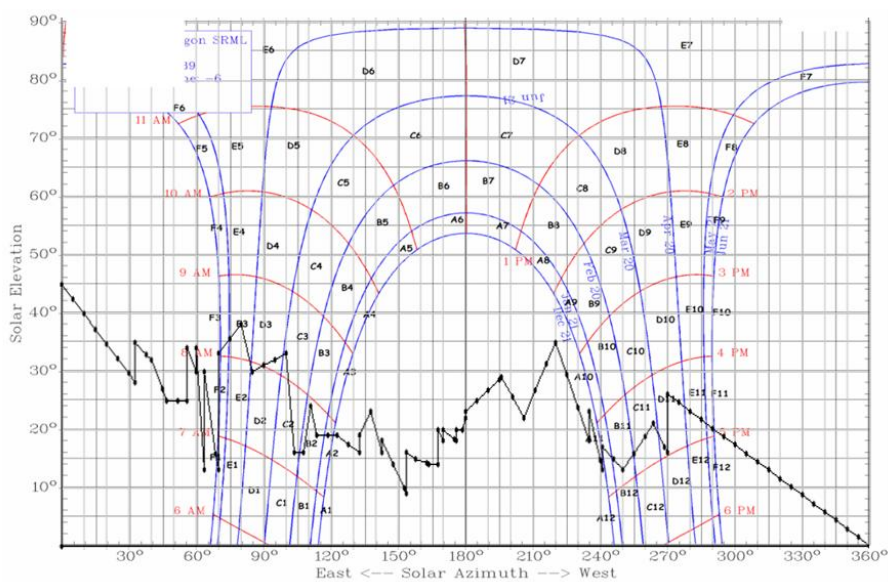


Figura 24. Carta solar cil\u00edndrica del punto 2.2

Tabla 23. Ángulos de azimut y elevación del punto 2.2

Obs	Azimut (°)	Elevación (°)	Obs	Azimut (°)	Elevación (°)
1	0	45	26	143	18
2	33	28	27	154	9
3	33	35	28	154	16
4	40	32	29	158	15
5	47	25	30	164	14
6	56	25	31	168	14
7	56	34	32	168	20
8	60	30	33	170	18
9	60	34	34	170	20
10	64	13	35	176	18
11	64	30	36	176	20
12	70	13	37	179	20
13	70	33	38	180	22
14	80	38	39	180	23
15	85	30	40	196	29
16	100	33	41	206	22
17	104	16	42	220	35
18	108	16	43	235	18
19	111	24	44	235	23
20	114	19	45	241	13
21	123	19	46	241	17
22	133	16	47	250	13
23	133	19	48	264	21
24	138	23	49	270	16
25	143	16	50	270	26

Los ángulos de elevación y azimut de la Tabla 23 se ingresan a la herramienta SunEarthTools, para generar el gráfico de pérdidas y luego sobreponer la Figura 18, este gráfico se muestra en la Figura 24.

Tomando de referencia la Figura 24, se identifican los porcentajes de pérdidas y luego se sustituyen los coeficientes de pérdidas de la Tabla 15.

$$\begin{aligned}
 \%p\u00e9rdidas &= (0.0 + 0.0 + 0.0 + 0.05 + 0.14)(1) + 0.18(0.85) + 0.48(0.8) \\
 &+ 0.58(0.65) + 0.69(0.6) + 0.76(0.95) + (0.73 + 0.70)(1) \\
 &+ 1.47(0.05) + 1.48(0.1) + 1.33(0.2) + 1.23(0.1) + 1.26(0.5) \\
 &+ 1.38(0.2) + 1.47(0.25) + 1.48(0.4) + 1.33(0.3) + 1.23(0.05) \\
 &+ (0.48 + 0.58 + 0.69 + 0.76 + 0.73 + 0.70)(1) = \mathbf{10.5465\%}
 \end{aligned}$$

El c\u00e1lculo anterior demuestra que el punto 2.2 posee un 10.5465% de p\u00e9rdidas por sombreo cercano.

3.1.2.3. C\u00e1lculo de p\u00e9rdidas para el terreno 2, punto 3

En la Tabla 24 se muestra la cantidad de obst\u00e1culos identificados para el punto 3 del terreno 2, as\u00ed como los \u00e1ngulos de elevaci\u00f3n y azimut con respecto al sur.

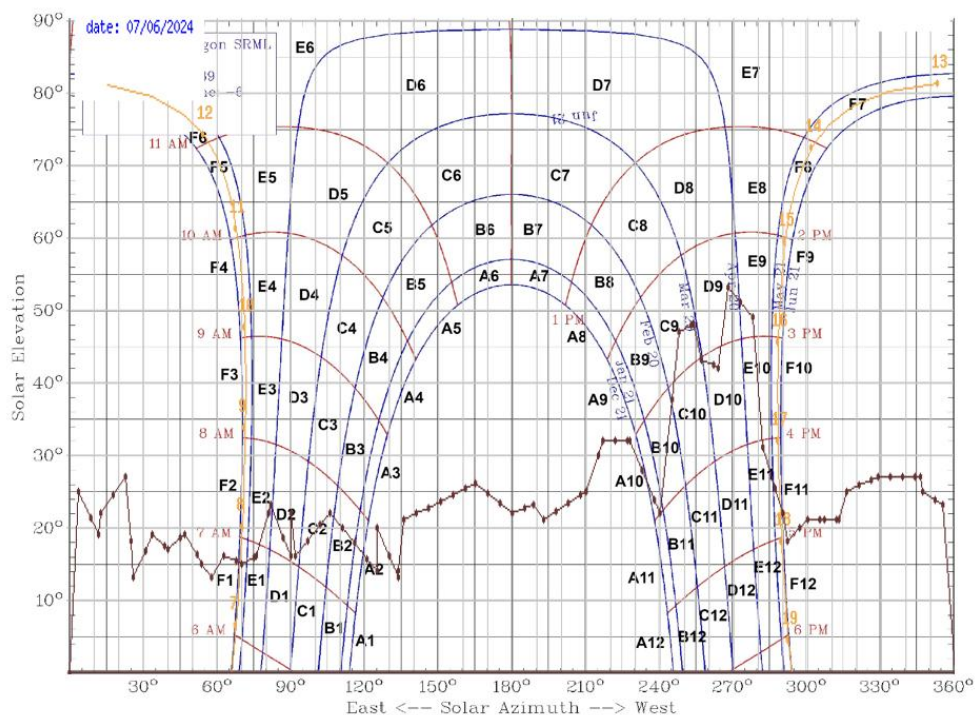


Figura 25. Carta solar cil\u00edndrica del punto 2.3

Tabla 24. Ángulos de azimut y elevación del punto 2.3

Obs	Azimut (°)	Elevación (°)	Obs	Azimut (°)	Elevación (°)
1	180	22	26	4	24.8
2	165	26	27	355	23.3
3	136	20.5	28	347	24.5
4	134	13.2	29	346	26.6
5	134	13.5	30	329	27
6	125	13.7	31	316	25
7	125	20	32	313	21
8	106	21.5	33	307	20.5
9	92	15.5	34	300	21
10	90	16	35	292	18
11	90	22	36	290	22.3
12	82	23	37	282	31
13	76	15.7	38	278	48.5
14	70	14.5	39	268	53
15	63	16	40	264	42
16	58	13.4	41	257	42.7
17	54	14.5	42	254	47.5
18	47	19	43	248	46.5
19	40	17	44	240	21.5
20	26	12.5	45	228	31.5
21	25	17.6	46	217	31.5
22	34	19.3	47	210	24.5
23	23	26.7	48	193	20.5
24	13	21.7	49	189	23
25	12	19			

Los ángulos de elevación y azimut de la Tabla 24 se ingresan a la herramienta SunEarthTools, para generar el gráfico de pérdidas y luego sobreponer la Figura 18, este gráfico se muestra en la Figura 25.

Tomando de referencia la Figura 25, se identifican los porcentajes de pérdidas y luego se sustituyen los coeficientes de pérdidas de la Tabla 15.

$$\begin{aligned}
 \%p\u00e9rdidas &= (0.0 + 0.0 + 0.0 + 0.05)(1) + 0.14(0.85) + 0.18(0.75) + 0.48(0.55) \\
 &+ 0.58(0.65) + 0.69(0.3) + 0.76(0.2) + 0.73(0.1) + 2.79(0.2) \\
 &+ 2.70(0.1) + 2.33(0.1) + 1.98(0.05) + 2.11(0.4) + 2.20(0.9) \\
 &+ 2.15(0.9) + 1.88(0.4) + (1.26 + 1.38 + 1.47 + 1.48)(1) \\
 &+ 1.33(0.85) + 1.23(0.4) \\
 &+ (0.48 + 0.58 + 0.69 + 0.76 + 0.73 + 0.70)(1) = \mathbf{19.2005\%}
 \end{aligned}$$

El c\u00e1lculo anterior demuestra que el punto 2.3 posee un 19.2005% de p\u00e9rdidas por sombreado cercano.

3.1.2.4. C\u00e1lculo de p\u00e9rdidas para el terreno 2, punto 4

En la Tabla 25 se muestra la cantidad de obst\u00e1culos identificados para el punto 4 del terreno 2, as\u00ed como los \u00e1ngulos de elevaci\u00f3n y azimut con respecto al sur.

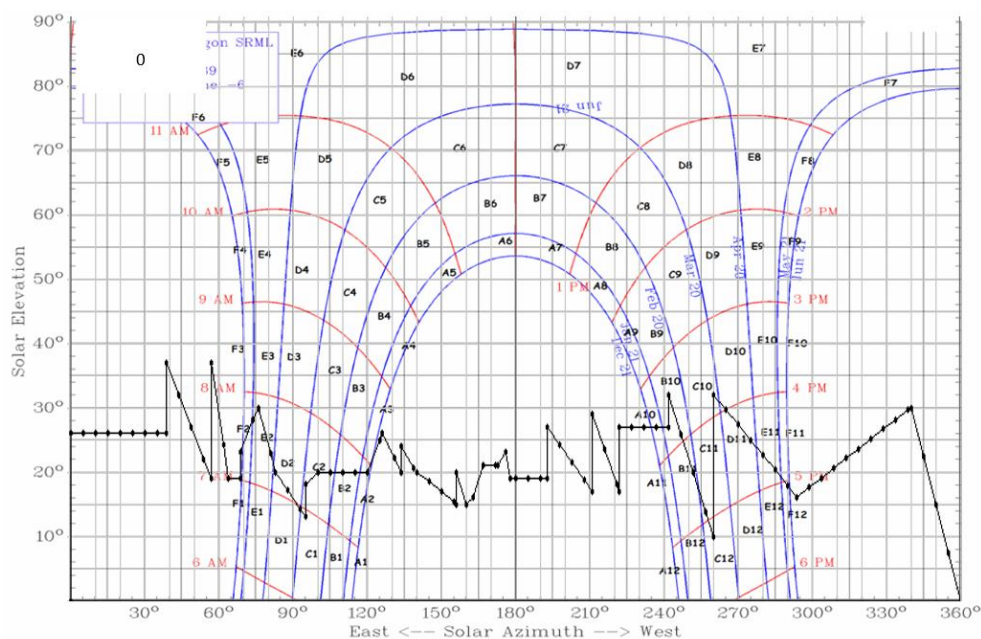


Figura 26. Carta solar cil\u00edndrica del punto 2.4

Tabla 25. Ángulos de azimut y elevación del punto 2.4

Obs	Azimut (°)	Elevación (°)	Obs	Azimut (°)	Elevación (°)
1	0	26	21	160	15
2	39	26	22	163	16
3	39	37	23	167	21
4	57	19	24	173	21
5	57	37	25	176	23
6	64	19	26	178	19
7	69	19	27	180	19
8	69	23	28	193	19
9	76	20	29	193	27
10	83	20	30	211	17
11	95	13	31	211	29
12	95	18	32	222	17
13	100	20	33	222	27
14	120	20	34	242	27
15	126	26	35	242	32
16	134	20	36	260	10
17	134	24	37	260	32
18	140	20	38	294	16
19	156	15	39	340	30
20	156	20			

Los ángulos de elevación y azimut de la Tabla 25 se ingresan a la herramienta SunEarthTools, para generar el gráfico de pérdidas y luego sobreponer la Figura 18, este gráfico se muestra en la Figura 26.

Tomando de referencia la Figura 26, se identifican los porcentajes de pérdidas y luego se sustituyen los coeficientes de pérdidas de la Tabla 15.

$$\begin{aligned}
 \%p\u00e9rdidas = & (0.0 + 0.0 + 0.14 + 0.18)(1) + 0.05(0.95) + 0.48(0.9) + 0.58(0.6) \\
 & + 0.69(0.35) + 0.76(0.1) + 0.73(0.55) + 0.70(0.55) + 1.98(0.3) \\
 & + 2.11(0.25) + 2.20(0.05) + 2.15(0.05) + 1.26(1) + 1.38(0.85) \\
 & + 1.47(0.35) + 1.48(0.7) + 1.33(0.2) + 1.23(0.05) + 0.69(0.9) \\
 & + (0.76 + 0.73 + 0.70 + 0.48 + 0.58)(1) = \mathbf{11.7725\%}
 \end{aligned}$$

El cálculo anterior demuestra que el punto 2.4 posee un 11.7725% de pérdidas por sombreo cercano.

3.1.3. Cuantificación de pérdidas por sombra para el terreno 3

Este lugar corresponde a una pequeña colina contigua a la casa de máquinas, las coordenadas de los puntos de esquina de este terreno se muestran en la Tabla 26.

Tabla 26. Coordenadas de puntos de estudio para el terreno 3

Puntos	Latitud (°)	Longitud (°)
Punto 3.1	14.154399	-89.167962
Punto 3.2	14.154454	-89.168075
Punto 3.3	14.154364	-89.168086
Punto 3.4	14.154388	-89.168138

3.1.3.1. Cálculo de pérdidas para el terreno 3, punto 1

En la Tabla 27 se muestra la cantidad de obstáculos identificados para el punto 1 del terreno 3, así como los ángulos de elevación y azimut con respecto al sur.

Los ángulos de elevación y azimut de la Tabla 27 se ingresan a la herramienta SunEarthTools, para generar el gráfico de pérdidas y luego sobreponer la Figura 18, este gráfico se muestra en la Figura 27.

Tomando de referencia la Figura 27, se identifican los porcentajes de pérdidas y luego se sustituyen los coeficientes de pérdidas de la Tabla 15.

Tabla 27. Ángulos de azimut y elevación del punto 3.1

Obs	Azimut (°)	Elevación (°)	Obs	Azimut (°)	Elevación (°)
1	180	14	21	327	11.5
2	147	14	22	308	18.3
3	136	10	23	300	19
4	134	7	24	300	24
5	98	7	25	292	32
6	87	5	26	286	21
7	79	6.7	27	286	16
8	67	10	28	280	15
9	61	6	29	276	17
10	55	4.5	30	260	17
11	22	7.6	31	258	16
12	11	9	32	249	16
13	4	16.5	33	250	20
14	1	20.9	34	239	15
15	350	21	35	234	20
16	347	22	36	230	24
17	347	27	37	222	11.9
18	336	32	38	222	3
19	330	27.5	39	200	7
20	330	23	40	194	7.8

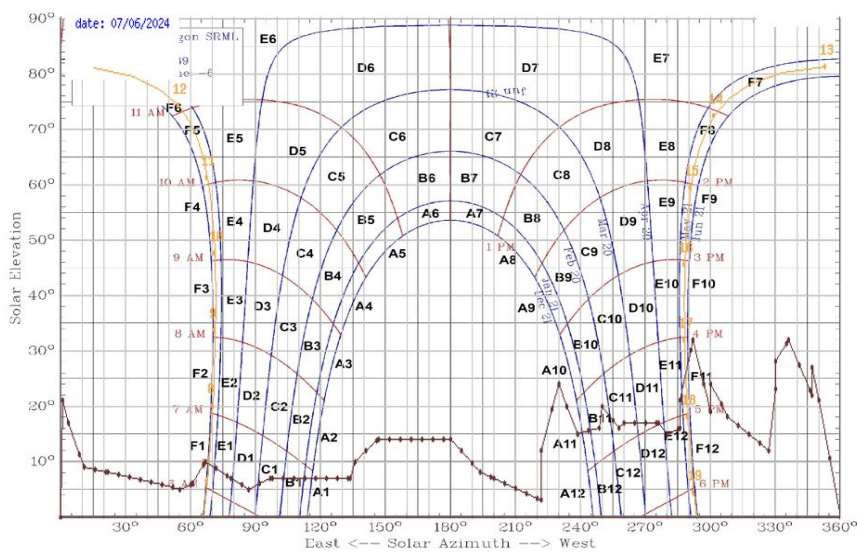


Figura 27. Carta solar cilíndrica del punto 3.1

$$\begin{aligned}
 \%p\u00e9rdidas &= 0.0(0.9) + 0.0(0.75) + 0.0(0.6) + 0.05(0.3) + 0.14(0.3) \\
 &+ 0.18(0.35) + 1.26(0.6) + 1.38(0.7) + 1.47(0.2) + 1.48(0.1) \\
 &+ 1.33(0.1) + 1.23(0.6) + (0.48 + 0.58 + 0.69)(1) + 0.76(0.95) \\
 &+ 0.73(0.9) + 0.70(1) = \mathbf{6.984\%}
 \end{aligned}$$

El c\u00e1lculo anterior demuestra que el punto 3.1 posee un 6.984% de p\u00e9rdidas por sombreado cercano.

3.1.3.2. C\u00e1lculo de p\u00e9rdidas para el terreno 3, punto 2

En la Tabla 28 se muestra la cantidad de obst\u00e1culos identificados para el punto 2 del terreno 3, as\u00ed como los \u00e1ngulos de elevaci\u00f3n y azimut con respecto al sur.

Tabla 28. \u00c1ngulos de azimut y elevaci\u00f3n del punto 3.2

Obs	Azimut (\u00b0)	Elevaci\u00f3n (\u00b0)	Obs	Azimut (\u00b0)	Elevaci\u00f3n (\u00b0)
1	0	36	18	154	10
2	0	49	19	164	7
3	39	26	20	164	18
4	39	45	21	170	18
5	54	0	22	180	19
6	54	14	23	181	0
7	68	0	24	196	10
8	68	6	25	218	18
9	80	5	26	218	20
10	93	6	27	245	22
11	97	12	28	245	43
12	105	6	29	275	25
13	105	10	30	275	43
14	118	7	31	287	25
15	133	8	32	313	25
16	133	12	33	313	37
17	154	7			

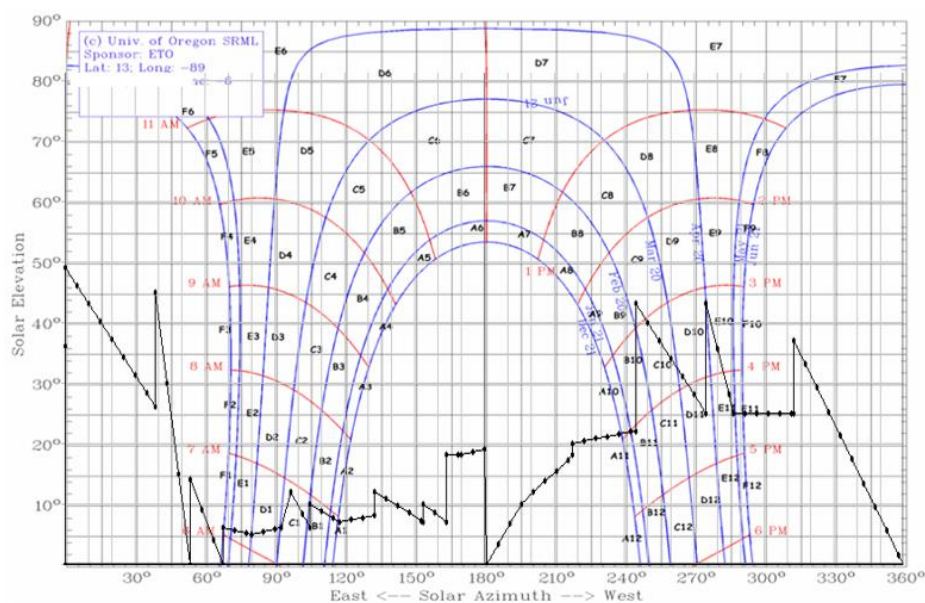


Figura 28. Carta solar cilíndrica del punto 3.2

Los ángulos de elevación y azimut de la Tabla 28 se ingresan a la herramienta SunEarthTools, para generar el grafico de pérdidas y luego sobreponer la Figura 18, este grafico se muestra en la Figura 28.

Tomando de referencia la Figura 28, se identifican los porcentajes de pérdidas y luego se sustituyen los coeficientes de pérdidas de la Tabla 15.

$$\begin{aligned}
 \%p\u00e9rdidas &= 0.0(0.95) + 0.0(0.95) + 0.0(0.85) + 0.05(0.25) + 0.14(0.15) \\
 &+ 0.18(0.1) + 1.98(0.05) + 2.11(0.5) + 2.20(0.85) + 2.15(0.15) \\
 &+ 1.88(0.4) + (1.26 + 1.38 + 1.47)(1) + 1.48(0.9) + 1.33(0.95) \\
 &+ 1.23(0.6) + (0.48 + 0.58 + 0.69 + 0.76 + 0.73 + 0.70)(1) \\
 &= \mathbf{15.5335\%}
 \end{aligned}$$

El cálculo anterior demuestra que el punto 3.2 posee un 15.5335% de pérdidas por sombreado cercano.

3.1.3.3. Cálculo de pérdidas para el terreno 3, punto 3

En la Tabla 29 se muestra la cantidad de obstáculos identificados para el punto 3 del terreno 3, así como los ángulos de elevación y azimut con respecto al sur.

Tabla 29. Ángulos de azimut y elevación del punto 3.3

Obs	Azimut (°)	Elevación (°)	Obs	Azimut (°)	Elevación (°)
1	180	24	20	327	26
2	169	13	21	326	24
3	170	6.5	22	322	38
4	144	11.5	23	308	48
5	120	11	24	300	46
6	115	6	25	296	18
7	99	4.6	26	296	19
8	78	3	27	282	16
9	78	5	28	276	18.7
10	69	7.6	29	256	20
11	56	4	30	256	18
12	19	7	31	243	14
13	11	16	32	230	7
14	8	16	33	222	2.5
15	8	21	34	204	4
16	1	27.5	35	220	21.2
17	355	24	36	200	24
18	353	20.7	37	195	23
19	330	29	38	182	11.3

Los ángulos de elevación y azimut de la Tabla 29 se ingresan a la herramienta SunEarthTools, para generar el gráfico de pérdidas y luego sobreponer la Figura 18, este gráfico se muestra en la Figura 29.

Tomando de referencia la Figura 29, se identifican los porcentajes de pérdidas y luego se sustituyen los coeficientes de pérdidas de la Tabla 15.

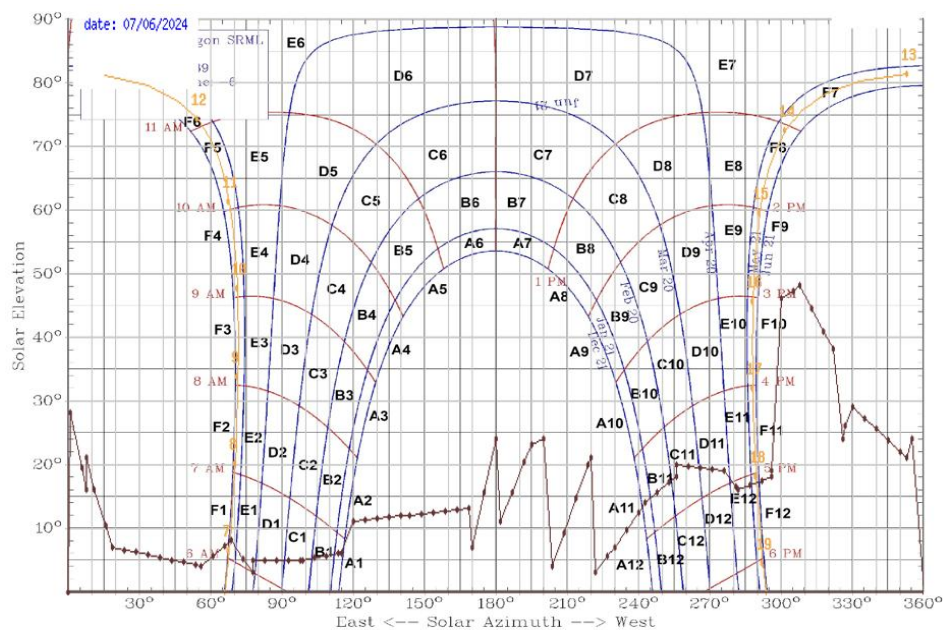


Figura 29. Carta solar cilíndrica del punto 3.3

$$\begin{aligned}
 \%p\u00e9rdidas &= 0.0(0.8) + 0.0(0.65) + 0.0(0.45) + 0.05(0.2) + 0.14(0.15) \\
 &+ 0.18(0.25) + 1.26(0.5) + 1.38(0.6) + 1.47(0.6) + 1.48(0.35) \\
 &+ 1.33(0.05) + (0.48 + 0.58 + 0.69 + 0.76)(1) + 0.73(0.95) \\
 &+ 0.70(0.95) = \mathbf{6.869\%}
 \end{aligned}$$

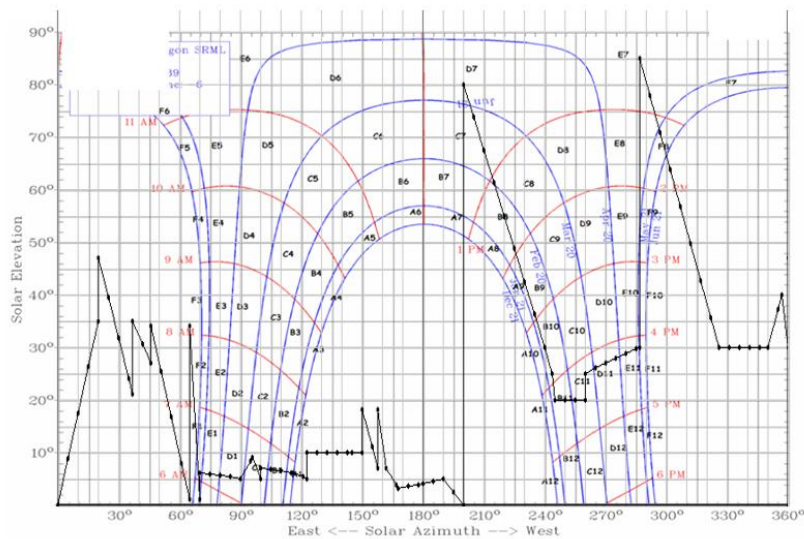
El c\u00e1lculo anterior demuestra que el punto 3.3 posee un 6.869% de p\u00e9rdidas por sombreado cercano.

3.1.3.4. C\u00e1lculo de p\u00e9rdidas para el terreno 3, punto 4

En la Tabla 30 se muestra la cantidad de obst\u00e1culos identificados para el punto 4 del terreno 3, as\u00ed como los \u00e1ngulos de elevaci\u00f3n y azimut con respecto al sur.

Tabla 30. Ángulos de azimut y elevación del punto 3.4

Obs	Azimut (°)	Elevación (°)	Obs	Azimut (°)	Elevación (°)
1	20	35	21	158	7
2	20	47	22	158	18
3	37	21	23	162	7
4	37	35	24	168	3
5	46	27	25	180	4
6	46	34	26	190	5
7	65	1	27	200	0
8	65	34	28	200	80
9	70	1	29	244	25
10	70	6	30	245	20
11	90	5	31	260	20
12	96	9	32	260	25
13	100	5	33	287	30
14	100	7	34	287	85
15	116	6	35	326	30
16	123	5	36	350	30
17	123	10	37	357	40
18	145	10	38	360	30
19	150	10	39	360	47
20	150	18			

**Figura 30.** Carta solar cilíndrica del punto 3.4

Los ángulos de elevación y azimut de la Tabla 30 se ingresan a la herramienta SunEarthTools, para generar el gráfico de pérdidas y luego sobreponer la Figura 18, este gráfico se muestra en la Figura 30.

Tomando de referencia la Figura 30, se identifican los porcentajes de pérdidas y luego se sustituyen los coeficientes de pérdidas de la Tabla 15.

$$\begin{aligned}
 \%p\acute{e}rdidas &= 0.0(0.8) + 0.0(0.7) + 0.0(0.5) + 0.05(0.2) + 0.14(0.3) + 0.18(0.7) \\
 &+ 3.08(0.2) + 3.25(0.4) + 3.31(0.4) + 3.18(0.1) + 2.73(0.2) \\
 &+ 2.95(1) + 3.11(0.8) + 2.63(0.4) + 2.37(0.85) + 2.57(1) \\
 &+ 2.72(0.25) + 2.33(0.05) + 2.11(1) + 1.98(1) + 2.11(0.2) \\
 &+ 1.88(0.05) + 1.72(1) + 1.26(1) + 1.38(0.8) + 1.47(0.8) \\
 &+ 1.48(0.9) + 1.33(0.9) + 1.23(1) \\
 &+ (0.48 + 0.58 + 0.69 + 0.76 + 0.73 + 0.70)(1) = \mathbf{33.718\%}
 \end{aligned}$$

El cálculo anterior demuestra que el punto 3.4 posee un 33.718% de pérdidas por sombreado cercano.

3.1.4. Resultados del estudio de patrones de sombra

En la Tabla 31 se muestra el resultado del estudio de patrones de sombra, estos datos indican los porcentajes de pérdidas por sombra promedio en los tres terrenos que se tomaron en cuenta para realizar el estudio.

Tabla 31. Cuadro resumen de pérdidas en los tres terrenos de estudio

Terreno 1	Pérdidas	Terreno 2	Pérdidas	Terreno 3	Pérdidas
Punto 1.1	52.5650%	Punto 2.1	21.4035%	Punto 3.1	6.9840%
Punto 1.2	52.9450%	Punto 2.2	10.5465%	Punto 3.2	15.5335%
Punto 1.3	37.2150%	Punto 2.3	19.2005%	Punto 3.3	6.8690%
Punto 1.4	41.1615%	Punto 2.4	11.7725%	Punto 3.4	33.7180%
TOTAL 1	45.9716%	TOTAL 2	15.7308%	TOTAL 3	15.7761%

Los resultados presentados en la Tabla 31 indican que el terreno con mayores pérdidas es el Terreno 1, donde se ubica la casa de máquinas. Al evaluar las alternativas de los Terrenos 2 y 3, se concluye que el Terreno 2, situado muy cerca de la casa de máquinas, es el que presenta menores pérdidas.

Por lo tanto, el diseño de un sistema solar fotovoltaico para bombeo de agua se realizará en el Terreno 2. La Figura 31 proporciona una imagen del lugar.

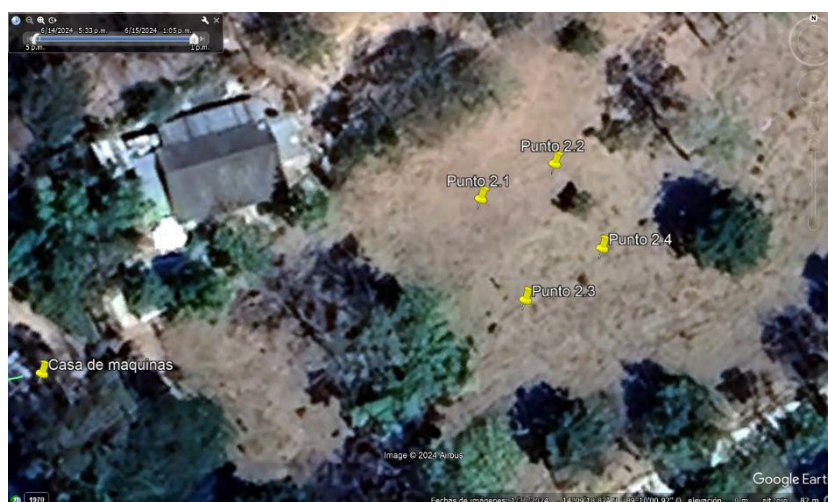


Figura 31. Vista de Google Earth del terreno 2 y casa de máquinas

3.2. Propuesta de diseño de energía solar fotovoltaica

Tras calcular el porcentaje de pérdidas en los tres puntos donde se llevó a cabo el estudio de patrones de sombras, se concluye que el Terreno 2 es el que presenta menores pérdidas debido a sombras cercanas. Este aspecto es fundamental a considerar al seleccionar un lugar para realizar el estudio.

Cabe recalcar que se tomarán como base paneles solares de tecnología monocristalina, dado que son los que poseen una mayor eficiencia.

3.2.1. Selección y cálculo de paneles e inversor fotovoltaico

En este apartado se aborda la selección y cálculo de paneles fotovoltaicos e inversores, adaptándolos a las necesidades energéticas específicas del sistema de bombeo instalado.

3.2.1.1. Energía fotovoltaica a producir

En El Salvador, la producción de energía eléctrica a partir de recursos renovables se ve regulado por la norma UPR-SIGET en el Artículo 8 [29]. Para garantizar que la unidad de generación que una entidad proyecta instalar; tiene por finalidad producir energía eléctrica para su propio consumo, ésta deberá cumplir las condiciones siguientes:

- a. La capacidad nominal máxima de la unidad a instalar deberá ser menor o igual que la demanda máxima de potencia del suministro al que la unidad suplirá la energía.
- b. La producción mensual estimada de energía de la unidad a instalar deberá ser menor que el consumo promedio mensual del suministro al que la unidad suplirá la energía.

A las unidades de generación que posean algún dispositivo de almacenamiento de energía, no les será aplicable el requisito detallado en la letra “a.”, y la producción mensual estimada de energía detallada en la letra “b.” deberá ser menor o igual que el 90% del consumo promedio mensual del suministro al que suplirá la energía.

En este trabajo, se aplicarían las condiciones “a” y “b”, dado que se diseñará un sistema conectado a red. Tomando de referencia la condición “a”, e identificando que la capacidad nominal instalada del sistema de bombeo es de

12 kW, ese será el límite superior de diseño del sistema solar fotovoltaico, para evitar el incumplimiento de la condición “b”, se suplirá aproximadamente el 90% de la demanda del sistema de bombeo.

Se tienen datos del consumo promedio mensual durante año el cual es de 1531.175 kWh/mes. Para calcular la potencia fotovoltaica a instalar utilizaremos la definición de índice de promedio final Y_f , el cual relaciona la energía en AC medida a la salida del inversor y entregada a la red, con la potencia en kWp resultante de la suma de las potencias pico de todos los módulos fotovoltaicos utilizados, en este caso se utilizará un valor de Y_f de 1500 kWh/kWp. Por lo tanto, la energía producida durante un año con un sistema solar es:

$$P_{fv} = \frac{0.9 \times (1531.175 \text{ kWh/mes} \times 12 \text{ mes})}{1500 \text{ kWh/kWp}} = 11.02 \cong \mathbf{11 \text{ kWp en DC}}$$

El valor calculado será la potencia en DC a instalar para suplir el 90% de la demanda energética del sistema de bombeo instalado, con ese dato se puede continuar el dimensionamiento de los demás componentes del sistema solar fotovoltaico.

3.2.1.2. Elección de inversor y paneles solares

Como se mencionó anteriormente, los paneles solares que se considerarán serán de tecnología monocristalina. El panel fotovoltaico a utilizar será el *TRINA SOLAR TSM-DE18M (II)* [31], el cual se comercializa en El Salvador por medio de Equipos Electrónicos Valdés S.A. de C.V.

El inversor a utilizar será el *GROWATT MIN 10000TL-X* [32], el cual se comercializa en El Salvador por medio de Omnisport S.A. de C.V.

El inversor requiere una potencia en corriente continua (DC) de entre 10 y 15 kWp. Dado que se instalarán paneles solares fotovoltaicos monocristalinos, se necesitarán de 5 a 8 metros cuadrados por kWp, según lo indicado en la Tabla 32. Tomando el valor máximo de 8 kWp por metro cuadrado, se prevé instalar un total de 11 kWp. Por lo tanto, el área total a cubrir por los paneles será de:

$$\text{Area} = \frac{\text{Superficie}}{\text{kWp}} \times \text{kWp a instalar} = \frac{8 \text{ m}^2}{\text{kwp}} \times 11 \text{ kWp} = \mathbf{88 \text{ m}^2}$$

El área necesaria para instalar la potencia demandada es de 88 metros cuadrados. Dado que el área total disponible para el estudio es de 100 metros cuadrados, se cuenta con suficiente espacio para calcular el número total de módulos solares fotovoltaicos a instalar.

Tabla 32. Área necesaria para potencia kWp (Larasati, N. 2020)

Material	Eficiencia del modulo	Superficie necesaria para 1 kWp
Silicio monocristalino	13-19%	5-8 m ²
Silicio policristalino	11-15%	7-9 m ²
Micromorfo	8-10%	10-12 m ²
Película delgada de cobre-indio/galio-azufre	10-12%	8-10 m ²

3.2.1.3. Cálculo el número total de módulos fotovoltaicos a instalar

Las fichas técnicas del panel *TRINA SOLAR TSM-DE18M (II)* y el inversor *GROWATT MIN 10000TL-X* se muestran en el Anexo 1 y 2 respectivamente.

Utilizando los datos de las fichas técnicas, se realizará el cálculo matemático para obtener el número total de paneles solares a instalar.

Paso 1. Calculo y análisis de temperatura

Los datos de temperatura máxima y mínima del sitio fueron obtenidos en la base de datos meteorológicos de la NASA mediante el programa PVSYST [30].

Los datos técnicos a utilizar son:

$$T_{max} = 34.68 \text{ } ^\circ\text{C} \text{ y } T_{min} = 15.01 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$NOCT = 41 \pm 3 \text{ } ^\circ\text{C} = 44 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$V_{oc} = 51.5 \text{ V y } V_{mpp} = 42.6 \text{ V}$$

$$I_{sc} = 12.21 \text{ A}$$

$$\beta_{oc} = -0.26 \text{ } \%/^\circ\text{C} , \gamma_{mp} = -0.36 \text{ } \%/^\circ\text{C} \text{ y } \alpha_{sc} = 0.04 \text{ } \%/^\circ\text{C}$$

Cálculo de la temperatura de la celda máxima:

$$T_c = T_{max} + G \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \rightarrow T_{c \text{ max}} = 34.68 + 1000 \left(\frac{44 - 20}{800} \right)$$

$$T_{c \text{ max}} = 64.68^\circ\text{C}$$

Calculando la temperatura de la celda mínima:

$$T_c = T_{min} + G \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \rightarrow T_{c \text{ min}} = 15.01 + 0 \left(\frac{44 - 20}{800} \right)$$

$$T_{c \text{ min}} = 15.01 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Paso 2. Calculo y variación de parámetros eléctricos

Análisis de voltaje para temperatura máxima:

$$V_{oc \text{ max}(T_{min})} = V_{oc \text{ MFV}} + \beta_{oc} \times V_{oc \text{ MFV}} \times (T_{min} - 25)$$

$$V_{oc \text{ max}(T_{min} 15.01 \text{ } ^\circ\text{C})} = 51.5 + \left(\frac{-0.26}{100} \right) \times 51.5 \times (15.01 - 25)$$

$$V_{oc \text{ max}(T_{min} 12 \text{ } ^\circ\text{C})} = 52.84 \text{ V}$$

Análisis de voltaje para temperatura mínima:

$$V_{OC_{\min}(T_{max})} = V_{OC_{MFV}} + \beta_{oc} \times V_{OC_{MFV}} \times (T_{max} - 25)$$

$$V_{OC_{\min}(T_{max} 64.68^{\circ}C)} = 51.5 + \left(\frac{-0.26}{100}\right) \times 51.5 \times (64.68 - 25)$$

$$V_{OC_{\min}(T_{max} 64.68^{\circ}C)} = 46.19 V$$

Voltaje de máxima potencia máxima a T_{celda}

Análisis de máxima potencia para temperatura mínima

$$V_{mp_{\max}(T_{min})} = V_{mp_{MFV}} + \gamma_{mp} \times V_{mp_{MFV}} \times (T_{min} - 25)$$

$$V_{mp_{\max}(T_{min} 15.01^{\circ}C)} = 42.6 + \left(\frac{-0.36}{100}\right) \times 42.6 \times (15.01 - 25)$$

$$V_{mp_{\max}(T_{min} 12^{\circ}C)} = 44.13 V$$

Análisis de máxima potencia para temperatura máxima

$$V_{mp_{\min}(T_{max})} = V_{mp_{MFV}} + \gamma_{mp} \times V_{mp_{MFV}} \times (T_{max} - 25)$$

$$V_{mp_{\min}(T_{max} 64.68^{\circ}C)} = 42.6 + \left(\frac{-0.36}{100}\right) \times 42.6 \times (64.68 - 25)$$

$$V_{mp_{\min}(T_{max} 70^{\circ}C)} = 36.51 V$$

Análisis de la corriente para temperatura mínima:

$$I_{SC_{\min}(T_{min})} = I_{SC_{MFV}} + \alpha_{sc} \times I_{SC_{MFV}} \times (T_{min} - 25)$$

$$I_{SC_{\min}(T_{min} 15.01^{\circ}C)} = 12.21 + \left(\frac{0.04}{100}\right) \times 12.21 \times (15.01 - 25)$$

$$I_{SC_{\min}(T_{min} 64.68^{\circ}C)} = 12.16 A$$

Análisis de la corriente para temperatura máxima:

$$I_{SC_{\max}(T_{\max})} = I_{SC_{MFV}} + \alpha_{sc} \times I_{SC_{MFV}} \times (T_{\max} - 25)$$

$$I_{SC_{\max}(T_{\max} 64.68^{\circ}C)} = 12.21 + \left(\frac{0.04}{100}\right) \times 12.21 \times (64.68 - 25)$$

$$I_{SC_{\max}(T_{\max} 64.8^{\circ}C)} = 12.40 A$$

Paso 3. Cálculo del número de módulos fotovoltaicos por string

Parámetros técnicos del inversor:

$$V_{max_{DC}} = 600 V, V_{star_{DC}} = 100 V, V_{mppt_{min}} = 60 V, V_{mppt_{max}} = 550 V$$

Cálculo del límite 1 por voltaje máximo en DC del inversor:

$$\# \text{ Max } MFV_1 = \frac{V_{max_{DC}} \text{ inversor}}{V_{oc_{max}} \text{ MFV}} = \frac{600}{52.84} = 11.35$$

$$\# \text{ Max } MFV_1 \cong 11 \text{ Módulos solares fotovoltaicos}$$

$$\# \text{ Min } MFV_1 = \frac{V_{star_{DC}} \text{ inversor}}{V_{oc_{min}} \text{ MFV}} = \frac{100}{46.19} = 2.16$$

$$\# \text{ Min } MFV_1 \cong 3 \text{ Módulos solares fotovoltaicos}$$

Límite 1: entre 3 y 11 módulos solares fotovoltaicos.

Cálculo del límite 2 por voltaje MPPT máximo del inversor:

$$\# \text{ Max } MFV_2 = \frac{V_{mppt_{max}} \text{ inversor}}{V_{mppt_{max}} \text{ MFV}} = \frac{550}{44.13} = 12.46$$

$$\# \text{ Max } MFV_2 \cong 12 \text{ Módulos solares fotovoltaicos}$$

$$\# \text{ Min } MFV_2 = \frac{V_{mppt_{min}} \text{ inversor}}{V_{mppt_{min}} \text{ MFV}} = \frac{60}{36.51} = 1.64$$

$$\# \text{ Min } MFV_2 \cong 2 \text{ Módulos solares fotovoltaicos}$$

Límite 2: entre 2 y 12 módulos solares fotovoltaicos.

En el paso tres se identificaron los límites mínimos y máximos de módulos solares fotovoltaicos a instalar, analizando ambos límites, la cantidad de módulos que cumplen ambas condiciones son entre 3 y 11 módulos solares fotovoltaicos.

Paso 4. Cálculo de número de módulos fotovoltaicos por string

Se realizará el cálculo para 11 módulos solares fotovoltaicos. Cálculo del

$$\begin{aligned} & \text{número de string por inversor:} \\ \# \frac{\text{String}}{\text{inversor}} &= \frac{\text{Pot DC a instalar}}{\# \text{MFV} \times \text{Pot max/MFV}} = \frac{11000}{11 \times 500} = 2 \cong 2 \text{ string por inversor} \end{aligned}$$

Paso 5. Verificación de parámetros eléctricos de la ficha técnica del inversor

Análisis de potencia:

$$\begin{aligned} \text{Pot} &= (\# \text{MFV} / \text{String})(\# \text{String})(\text{Pot max MFV}) = (11)(2)(500) = 11000 \text{ W} \\ &= 11.0 \text{ kW} \rightarrow 11.0 \text{ kW} < 15.0 \text{ kW} \end{aligned}$$

Análisis de voltaje máximo de entrada al inversor:

$$\begin{aligned} V_{\text{max entrada inversor}} &= (V_{\text{oc max MFV}})(\# \text{MFV}) = (52.84)(11) = 581.21 \text{ V} \rightarrow \\ &581.21 \text{ V} < 600 \text{ V} \end{aligned}$$

Análisis de corriente de entrada al inversor:

$$\begin{aligned} I_{\text{entrada inversor}} &= (I_{\text{sc max MFV}})(\# \text{string}) = (12.40)(2) = 24.8 \text{ A} \rightarrow \\ &24.8 \text{ A} < 27 \text{ A} \end{aligned}$$

Análisis de ventana MPPT máxima:

$$\begin{aligned} V_{\text{mppt max}} &= (V_{\text{mppt max MFV}})(\# \text{MFV}) = (44.13)(11) = 397.14 \text{ V} \rightarrow \\ &485.45 \text{ V} < 560 \text{ V} \end{aligned}$$

Análisis de ventana MPPT mínima:

$$\begin{aligned} V_{\text{mppt min}} &= (V_{\text{mppt min MFV}})(\# \text{MFV}) = (36.51)(11) = 328.59 \text{ V} \rightarrow \\ &401.66 \text{ V} > 90 \text{ V} \end{aligned}$$

El paso cinco demostró que los cálculos realizados para la cantidad de módulos solares fotovoltaicos están dentro de los rangos de operación del inversor. En la Tabla 33 se muestra un resumen de la cantidad de paneles solares e inversores a instalar, además de datos de potencia, voltaje y corriente.

Tabla 33. Resultados de dimensionamiento solar

Descripción	Detalle
Panel solar TRINA SOLAR TSM-DE18M (II)	22 paneles
Inversor GROWATT MIN 10000TL-X	1 inversor
Potencia fotovoltaica	11,000 Wp
Voltaje máximo	581.21 V
Corriente máxima por MPPT	12.40 A
Corriente máxima	24.81 A
Voltaje MPPT máximo	485.45 V
Voltaje MPPT mínimo	401.66 V

3.2.2. Distribución de módulos solares fotovoltaicos

Para evitar pérdidas por sombreado entre paneles solares se tiene que realizar una correcta distribución de ellos en el terreno donde se instalaran, para ello utilizaremos el Anexo 2 para poder realizar el cálculo.

Los cálculos para sombreado ente paneles se deben de realizar para las fechas críticas del año, en este caso el solsticio de invierno, en donde el panel proyectará la mayor sombra ($\delta = -23.45^\circ$). La altura H del panel para una inclinación (β) óptimo de 13.5° es:

$$\sin(\beta) = \frac{h}{2176}$$

Siendo 2176 el largo del panel solar en milímetros, entonces:

$$h = 2176 \sin(13.5) = 507.98 \text{ mm}$$

El diagrama de distancia entre paneles se observa en la Figura 32 y viene dada por a siguiente expresión, siendo ϕ la latitud local de la instalación:

$$d = \frac{h}{\tan(67 - \phi)} = \frac{507.98}{\tan(67 - 14.155117)} = 384.95 \text{ mm}$$

Por lo tanto, 384.95 milímetros o 38.5 centímetros será la distancia mínima que se debe guardar entre paneles para evitar las sombras que el panel de enfrente produzca.

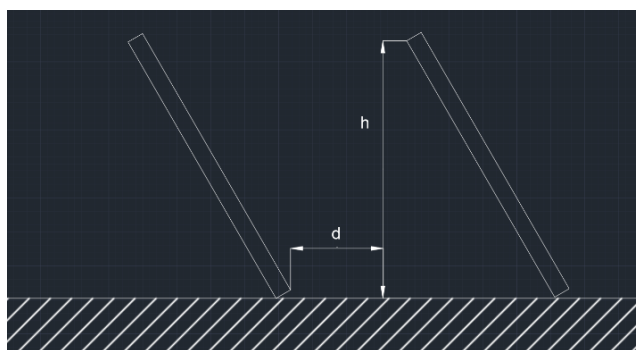


Figura 32. Distancia entre módulos solares.

Las Figuras 33 y 34 presentan una simulación de la distribución de los paneles solares fotovoltaicos, realizada con el software PVSyst. También se indican los elementos que causan pérdidas por sombra en el terreno, principalmente árboles.

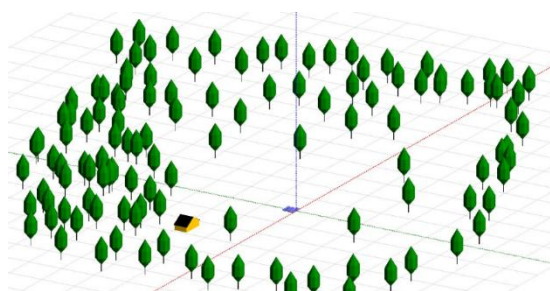


Figura 33. Elementos que generan pérdidas por sombra

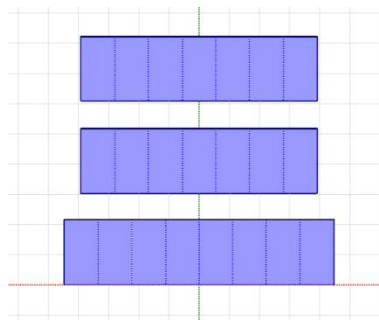


Figura 34. Vista de planta de los paneles en PVSyst

En la Figura 35 y 36 se observa una vista de planta de los paneles en la ubicación del Terreno 2, también se muestra un detalle simulado de la estructura de soporte para el conjunto de paneles solares fotovoltaicos.



Figura 35. Vista de planta de los paneles en el terreno 2

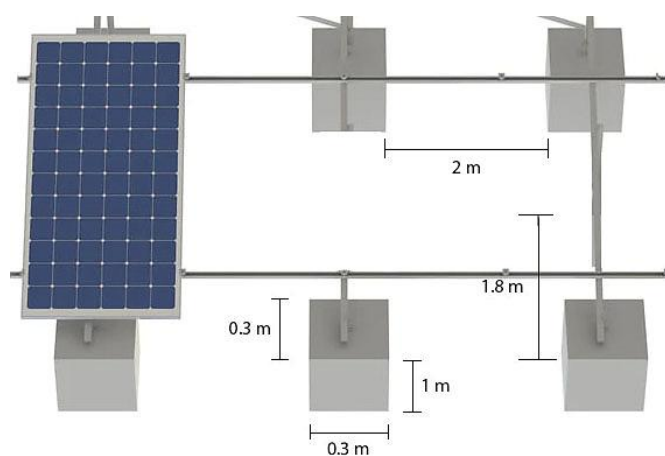


Figura 36. Detalles de estructura de soporte para conjunto de los paneles

3.3. Sumario del capítulo 3

Los aspectos relevantes del capítulo 3 (Propuesta de diseño solar) son los siguientes:

- 3.1 Estudio de patrones de sombra: contiene los cálculos realizados para determinar las pérdidas por sombreo cercano en los 3 puntos a evaluar.
- 3.1.4 Resultados del estudio de patrones de sombra: muestra el resultado del estudio de patrones de sombra y la selección del terreno con menores pérdidas.
- 3.1 Propuesta de diseño de energía solar fotovoltaica: contiene la normativa que rige el dimensionamiento del sistema fotovoltaico y la selección de paneles e inversor y cálculo de módulos a instalar.

Capítulo 4. Análisis de costos

4.1. Introducción al análisis de costos

Este análisis de costos tiene como objetivo evaluar la viabilidad económica de implementar esta tecnología renovable, considerando los diferentes componentes del sistema, tales como paneles solares, inversor, estructuras de soporte y sistemas de almacenamiento y/o conversión de energía. A través de un enfoque detallado, se buscará identificar no solo los costos iniciales de inversión, sino también los ahorros a largo plazo.

4.1.1. Distribuidores locales y nacionales de paneles solares fotovoltaicos

En El Salvador y Centroamérica, el acceso a paneles solares fotovoltaicos se ha visto facilitado por la presencia de varios distribuidores locales y nacionales. Entre ellos, Enel Green Power se destaca por ofrecer soluciones integrales en energía renovable, incluyendo la instalación de sistemas solares. Energía Solar El Salvador y SolarLatam son otras opciones que proporcionan tanto equipos como servicios de instalación, adaptándose a las necesidades de residencias y empresas.

En el ámbito regional, Energía Solar Centroamericana, con sede en Guatemala, se especializa en sistemas solares para diversas aplicaciones. Por su parte, InterSolar en Panamá ofrece productos y servicios relacionados con la energía solar, contribuyendo al crecimiento del sector en la región.

4.2. Costos de componentes de la instalación

En la Tabla 34 se muestra un desglose del presupuesto de los costos de los componentes para la instalación del sistema solar fotovoltaico.

Tabla 34. Presupuesto de los componentes de la instalación

No.	Elemento	Cantidad/metros	C/U (USD)	Subtotal (USD)
1. Paneles fotovoltaicos				
1.1	Panel TRINA SOLAR MODELO TSM-DE18M (II)	22 unid.	337.87	7,433.14
1.2	Cableado VULCAN 3X12	150 m	2.80	420.00
1.3	Porta fusible en línea con fusible Renogy conector macho y hembra de 15 A (paquete de 2)	1 unid.	75.32	75.32
1.4	Riel de aluminio de 4.2 metros para montaje de panel solar	13 unid.	35.00	455.00
1.5	Unión de riel	6 unid.	5.33	31.98
1.6	Grapa final	16 unid.	5.33	85.28
1.7	Grapa media	36 unid.	5.33	191.88
1.8	Tecno ducto corrugado 1 pulg	100 m	0.70	70.00
2. Inversor				
2.1	Inversor Growatt MIN 10000TL-X	1 unid.	2,099.00	2,099.00
2.2	Cableado THHN #6	10 m	2.45	24.50
2.3	CB 60A/2P	1 unid.	18.75	18.75
3. Obras civiles				
3.1	Elaboración y materiales para diques de concreto para instalar perfilera de paneles solares		600.00	600.00
3.2	Elaboración y materiales para perímetro de protección de paneles solares de 40 metros		35.00	1,400.00
4. Mano de obra				
4.1	Servicios técnicos para la instalación de paneles		3,500.00	3,500.00
TOTAL DE LA INVERSION				16,404.85

El presupuesto total asciende a USD 16,404.85, abarcando los elementos esenciales para la realización del proyecto. Este monto refleja una evaluación de costos en cada rubro, considerando tanto los materiales como los servicios involucrados. Se espera que esta cifra ofrezca una visión clara de la inversión necesaria para llevar a cabo el proyecto, dado que algunos datos han sido tomados de manera aproximada debido a la naturaleza variable de ciertos insumos, como por ejemplo la mano de obra, los cuales podrán ajustarse en función de condiciones o cambios futuros.

Con respecto al perímetro de protección, solo se tomó en cuenta el área de instalación de paneles solares, dado que la zona en que se pretende instalar el inversor llamada casa de máquinas, ya cuenta con obra civil capaz de proteger la instalación del inversor.

4.3. Ahorro energético de la instalación

Los datos de consumo mensual del sistema de bombeo son aproximadamente 1531.175 kWh/mes en un año. Asimismo, se utilizará un índice de producción anual de 1500 kWh/kWp, a partir de estos datos se realizará un análisis de ahorro energético anual. El consumo anual de la planta es de:

$$\text{Consumo anual} = \text{Consumo mensual actual} \times 12 \text{ meses}$$

$$\text{Consumo anual} = 1,531.175 \text{ kWh} \times 12 \text{ meses} = 18,374.16 \text{ kWh/año}$$

Cálculo del ahorro de energía:

$$E_{AC} = Y_f P_{FV} = \left(1500 \frac{\text{kWh/año}}{\text{kWp}} \right) (22 \times 0.495 \text{ kWp}) = 16,335 \text{ kWh/año}$$

Cálculo del porcentaje de ahorro de energía:

$$\frac{16,335 \text{ kWh/año}}{18,374.16 \text{ kWh/año}} = 0.8890 = 88.90\%$$

Esto indica que el consumo energético de la red eléctrica se verá disminuido en un 88.9%, lo cual conlleva a una disminución en el pago por energía eléctrica consumida de la red.

4.4. Retorno de inversión

Durante el año 2023 el sistema de bombeo actual tuvo un promedio mensual de cobro en la factura de electricidad de USD 336.09, en el punto anterior se calculó el porcentaje de ahorro energético de la red eléctrica de un 88.9% promedio mensual, también los datos de consumo mensual son de aproximadamente 1531.175 kWh/mes en un año.

La SIGET muestra en el pliego tarifario de precios máximos para el suministro eléctrico vigentes a partir del 25 de julio hasta el 14 de octubre de 2024. En la Tabla 35 se muestran los cargos extraídos de dicho pliego para clientes de mediana demanda a baja tensión con medidor horario.

Tabla 35. Pliego tarifario CAEES para consumidor final media demanda

Detalle	Cargo (USD)
Cargo de comercialización - Cargo fijo (US\$/Usuario-mes)	0.863006
Cargo de energía - Energía en resto (US\$/kWh)	0.164001
Cargo de distribución - Potencia (US\$/kW-mes)	8.044023

Calculando el consumo de kWh promedio para un mes considerando un ahorro energético de 88.9%:

$$\text{Consumo de kWh con ahorro energetico} = 1,532.175 \text{ kWh} \times 88.9\%$$

$$\text{Consumo de kWh con ahorro energetico} = 170.071425 \text{ kWh}$$

Con el dato de consumo de kWh con ahorro energético mediante el uso de paneles solares fotovoltaicos podemos calcular utilizando el pliego tarifario de la Tabla 35 para calcular el costo de la factura mensual con ahorro energético el cual se detalla en la Tabla 36.

Tabla 36. Desglose de costo de factura mensual con ahorro energético

Detalle	Monto (USD)
Cargo de comercialización	0.86
Cargo de energía	27.89
Cargo de distribución	8.04
Total de facturación mensual	36.80

En la Tabla 36 se observa que la factura se reduce hasta los USD 36.80 mensuales, comparado con los USD 336.09 de facturación sin ahorro energético, se observa un ahorro de USD 299.29 mensuales con el uso de paneles solares fotovoltaicos.

Al año se tendrá un ahorro promedio de USD 3,591.50, con este dato podemos deducir el tiempo de retorno de la inversión utilizando el costo de inversión el cual es de USD 16,404.85, el cual se realiza a continuación.

$$\text{Tiempo de retorno de la inversion} = \frac{\text{USD } 16,404.85}{\text{USD } 3,591.50} = 4.56 \cong 4.6 \text{ años}$$

Esto nos indica que el proyecto tendrá un tiempo de retorno de la inversión de aproximadamente cuatro años y seis meses utilizando energía con el uso de un sistema solar fotovoltaico para el bombeo de agua.

4.5. Costos de mantenimiento de los paneles solares fotovoltaicos

Dependiendo del nivel de mantenimiento, así cambiará el costo del mantenimiento, en la Tabla 37 se observa la inversión a realizar y pasos a seguir para un mantenimiento completo del sistema solar fotovoltaico.

Tabla 37. Inversión para un mantenimiento completo de PSF

Actividad	Inversión a realizar
Limpieza de paneles solares	USD 296.45 por 100 m ²
Sustitución de elementos defectuosos	USD 74.11
Revisión de instalación general	El precio medio es de USD 316.22
Revisión del sistema de generación	El precio medio es de USD 316.22
TOTAL	USD 1003.00

4.6. Sumario del capítulo 4

Los aspectos relevantes del capítulo 4 son los siguientes:

- 4.2 Costos de componentes de la instalación: muestra un desglose del presupuesto de los costos de los componentes para la instalación del sistema solar fotovoltaico.
- 4.3 Ahorro energético de la instalación: datos de consumo mensual del sistema de bombeo y el análisis de ahorro energético anual.
- 4.4 Retorno de la inversión: indica el tiempo de retorno de la inversión del proyecto.

Conclusiones

Considerando el estudio técnico y económico del dimensionamiento solar, se llega a la conclusión que la puesta en marcha del proyecto resultará factible para las comunidades, considerando que la vida útil promedio de un sistema solar fotovoltaico ronda los 25 años.

El análisis económico reveló que la implementación del proyecto requiere una inversión aproximada de USD 16,404.85, incluyendo los costos de materiales e instalación, los ahorros anuales generados en las facturas de electricidad podrán alcanzar un promedio de USD 3,591.50 implementando el sistema solar fotovoltaico. Esto implica que el tiempo estimado de retorno de la inversión es de aproximadamente cuatro años y seis meses, lo que significa que, a partir de ese momento, la instalación comenzará a generar beneficios netos y reducirá en aproximadamente un 20.7% las facturas de consumo de agua por vivienda.

El estudio de patrones de sombra proporcionó datos locales que facilitaron la selección óptima del terreno para la instalación de los paneles solares fotovoltaicos. El terreno 2 fue el más adecuado, ya que se identificó que generaría menores pérdidas por sombreo cercano, lo que impacta directamente en la eficiencia de generación eléctrica.

El análisis de pérdidas hidráulicas en el sistema permitió evaluar si la bomba instalada fue seleccionada adecuadamente para el sistema de bombeo. En este caso, confirmamos que la selección fue correcta, dando como resultado que la bomba opera en su rango de óptima eficiencia.

Recomendaciones

Para garantizar el rendimiento óptimo de los paneles solares, se recomienda llevar a cabo un programa de mantenimiento regular, mínimo dos veces al año. Este debe incluir limpieza, inspecciones, revisión de conexiones eléctricas, mediciones de temperatura, etc. Un adecuado mantenimiento permitirá maximizar la eficiencia de los paneles y que cumplan su tiempo de vida útil.

Se recomienda instalar dispositivos de medición en la tubería de bombeo, tales como medidores de flujo y manómetros de presión, con el objetivo de tener un mayor control del agua que se está bombeando y poder registrar el caudal suministrado a los tanques, además, poder identificar cualquier anomalía que se pueda presentar en el sistema de bombeo, tales como obstrucciones o roturas de tubería.

Con respecto a la bomba instalada, se tomó a bien realizar el estudio hidráulico a un modelo alternativo que pudiera funcionar en el sistema si en futuro la bomba instalada llega a fallar, el modelo escogido fue 35FH10S4-PECV, siempre de la marca Franklin Electric, de la cual tomamos su curva característica y la interceptamos con la curva del sistema hidráulico instalado, dando un resultado favorable, como se muestra en el Anexo 5.

Una opción alternativa al diseño solar completo es contratar una empresa especializada en El Salvador que ofrezca servicios integrales en la instalación de paneles solares fotovoltaicos. Estas empresas suelen ofrecer un paquete completo que incluye la adquisición de todos los materiales necesarios, así como la instalación del sistema.

Bibliografía

- [1] Energía solar fotovoltaica. (2007). FC Editorial.
- [2] Oviedo Salazar, J. L., M.H, M. H., Guillen, & Serrato. (2015, abril). Historia y Uso de Energías Renovables. Daena: International Journal Of Good Conscience. Recuperado 10 de abril de 2024, de [http://www.spentamexico.org/v10-n1/A1.10\(1\)1-18.pdf](http://www.spentamexico.org/v10-n1/A1.10(1)1-18.pdf)
- [3] ¿Qué es un sistema fotovoltaico y cómo funciona? | Enel X. (s. f.). Enel X. <https://corporate.enelx.com/es/question-and-answers/how-does-a-photovoltaic-system-work>
- [4] Eker, B. (2005). Solar powered water pumping systems. Trakia Journal of Sciences, 3(7), 7-11.
- [5] Drinking water | JMP. (s. f.). <https://washdata.org/monitoring/drinking-water>
- [6] JMP. (s. f.). <https://washdata.org/data/household#!/dashboard/5786>
- [7] De Alegría Sala Alba, R., De Catalunya Departament D'Enginyeria de Projectes I de la Construcció, U. P., Fronteres, A. C. D. S., & La Agricultura, A. C. U. P. E. A. Y. (2023, 15 septiembre). Diseño de un sistema de bombeo solar fotovoltaico en el área rural de Comasagua, El Salvador. <https://upcommons.upc.edu/handle/2117/398773>
- [8] Mena, C. (2022, 13 junio). ACRASAME-ZP se convierte en el sistema de agua con energía solar más grande del país. Suchitoto, Gaceta Noticias -El Salvador. <https://gacetasuchitoto.com/2022/06/13/acrasame-zp-se-convierte-en-el-sistema-de-agua-con-energia-solar-mas-grande-del-pais/>

- [9] Portal de Transparencia - El Salvador. (s. f.).
<https://www.transparencia.gob.sv/institutions/alcchirilagua/contracts/140505>
- [10] Paneles Solares El Salvador - EPC Regional (20 de enero de 2021)
Seguimos llevando agua y energía gratis de la mano de las municipalidades en El Salvador, esta vez fue el turno de Chirilagua, Facebook <https://fb.watch/qzqU945LEh/>
- [11] Fernández, D. F., Muntañez, A. M., & Sarmanto, N. S. (s. f.).
Diagnóstico de la prestación de los servicios de agua potable y alcantarillado en El Salvador. En <https://www.cepal.org>. Recuperado 1 de marzo de 2024, de https://www.cepal.org/sites/default/files/news/files/diagnostico_de_la_prestacion_de_los_servicios_de_agua_potable_y_alcantarillado_en_el_salvador.pdf
- [12] Hernández, K. (2021, October 6). Glosario fotovoltaico: Tipos de sistemas y componentes. Dynamic Energy News.
<https://dynamicenergy.com.ar/noticias/glosario-fotovoltaico-tipos-de-sistemas-y-componentes/>
- [13] Claudia. (2021, June 22). Las principales ventajas y desventajas de la energía solar. TotalEnergies.
<https://www.totalenergies.es/es/pymes/blog/ventajas-desventajas-energia-solar>
- [14] Solar Radiation Basics. (s. f.). Energy.gov.
<https://www.energy.gov/eere/solar/solar-radiation-basics>
- [15] Solar spectrum: solar radiation and irradiance. (n.d.). Ossila.
<https://www.ossila.com/pages/the-solar-spectrum>

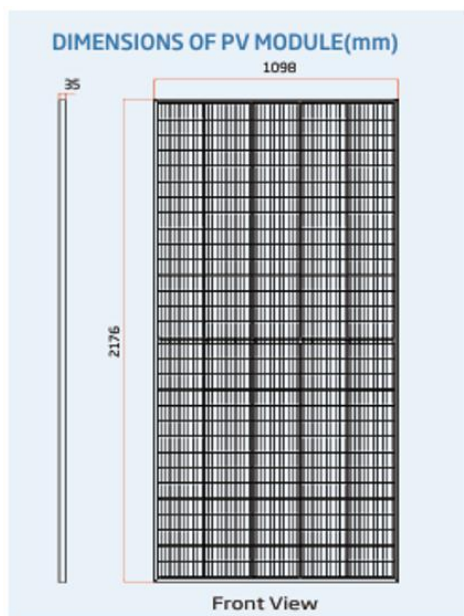
- [16] Radiación solar. (n.d.).
<https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/Radiacion/glosario.php>
- [17] 2. La radiación solar. (n.d.).
https://seslab.org/fotovoltaico/2_la_radiacin_solar.html
- [18] Curso de Energía Solar Fotovoltaica. (n.d.).
http://web.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/03_celula/01_basico/3_celula_05.htm
- [19] Qué es un motor eléctrico y cómo funciona - Soporte - TRANSELEC - Materiales, Eléctricos, Electricidad, Tableros, Rosario. (n.d.).
<https://www.transelec.com.ar/soporte/18450/que-es-un-motor-electrico-y-como-funciona/>
- [20] Mataix, C. (1975). Turbomáquinas hidráulicas: turbinas hidráulicas, bombas, ventiladores.
- [21] Tipos de Bombas Hidráulicas. (n.d.).
https://portalelectromecanico.com/CURSOS/MaquinasMecanicas/tipos_de_bombas_hidraulicas.html
- [22] Diagnóstico del sub-sector de agua potable rural de El Salvador – Catastro de Sistemas Rurales de Agua (2016) – Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo. (n.d.).
<https://aecid.sv/diagnostico-del-sub-sector-de-agua-potable-rural-de-el-salvador-catastro-de-sistemas-rurales-de-agua-2016/>
- [23] Paneles solares El Salvador, proyecto de bombeo solar en Morazán. (2021, 27 julio). Facebook.
<https://www.facebook.com/100063917270352/posts/190183666415320/>
- [24] Paneles Solares El Salvador, proyecto de bombeo solar en San Luis La Herradura. (2023, 12 febrero). Facebook.

https://www.facebook.com/permalink.php?story_fbid=pfbid0UJgabdf8xSiZRT23idqgYAtZQsQLA3hd6qi2972R6fJJgxtN6F49qKkfzzVfccX2I

- [25] Paneles Solares El Salvador, proyecto de bombeo solar en San Pedro Masahuat. (s. f.). Facebook.
<https://www.facebook.com/reel/432407912568719>
- [26] Paneles Solares El Salvador, proyecto de bombeo solar en Santa Ana. (2021, 28 febrero). Facebook.
<https://www.facebook.com/100063917270352/videos/173956440985569/>
- [27] Paneles Solares El Salvador, proyecto de bombeo solar en Santa Rosa de Guachipilín, Santa Ana. (2022, 23 octubre). Facebook.
https://www.facebook.com/permalink.php?story_fbid=pfbid02xXXJbzj5vpHtsKyWjXXhS7dwB68oTMBRnKV6hzffYTfdXiSybbGV9QFK1r15x5KHI
- [28] Paneles Solares El Salvador, proyecto de bombeo solar en Sonsonate. (s. f.). Facebook.
<https://www.facebook.com/reel/725527452110735>
- [29] NORMA PARA USUARIOS FINALES PRODUCTORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON RECURSOS RENOVABLES. (2017). En <https://ebr.com.sv/> (D. O. No. 189, tomo 417.). GERENCIA DE ELECTRICIDAD. https://ebr.com.sv/wp-content/uploads/2018/09/Norma-UPR_ANEXO-I-DE-ACUERDO-367-E-2017.pdf
- [30] PVsyst – Photovoltaic software. (n.d.). <https://www.pvsyst.com/>
- [31] Panel Solar TRINA SOLAR Vertex 495W – Monocrystalino – Equipos electrónicos Valdés. (s. f.). Panel Solar TRINA SOLAR Vertex 495W – Monocrystalino – Equipos Electrónicos Valdés.
<https://valdes.com.sv/shop/energia-solar/paneles-solares/panel-solar-trina-solar-vertex-495w-monocrystalino/>

- [32] Inversor GROWATT MIN 10000TL-X (AF). (s. f.). Omnisport.
<https://omnisport.com/productos/inversor-growatt-min-10000tl-x-af>
- [33] ¿Qué mantenimiento requiere un panel solar? (s. f.). AutoSolar.
<https://autosolar.es/aspectos-tecnicos/que-mantenimiento-requiere-un-panel-solar>
- [34] Solarama. (2021, 3 noviembre). Guía para el mantenimiento de inversores solares. Solarama Paneles solares México.
<https://solarama.mx/blog/mantenimiento-de-inversores/>
- [35] ISOTEST, S.L. (2024, 11 junio). Analizadores de redes eléctricas monofásicos y trifásicos - Isotest. Isotest.
<https://isotest.net/productos/analizadores-de-redes-electricas/>
- [36] Mantenimiento de placas solares: consejos y recomendaciones | Repsol. (2024, 21 agosto). REPSOL. <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/tecnologia-innovacion/mantenimiento-de-placas-solares/index.cshtml>
- [37] Multímetro termográfico Fluke 279 FC TRMS – Techmaster de Mexico. (2024, 21 marzo). Techmaster de Mexico.
<https://techmasterdemexico.com/producto/multimetro-termografico-fluke-279-fc-trms/>
- [38] Solarama. (2022, 14 febrero). Guía completa para dar mantenimiento a paneles solares. Solarama Paneles solares México.
<https://solarama.mx/blog/mantenimiento-a-paneles-solares/>
- [39] *ÍNDICES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN EL AMSS*. (2015). [UES].
<https://repositorio.ues.edu.sv/server/api/core/bitstreams/df9f0367-8186-4229-9eef-40aeb5ff4108/content>

Anexos



MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	150 cells
Module Dimensions	2176 × 1098 × 35 mm (85.67 × 43.23 × 1.38 inches)
Weight	26.3 kg (58.0 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: N 280mm/P 280mm(11.02/11.02inches) Landscape: N 1400 mm /P 1400 mm (55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EV02 / TS4*

Anexo 1. Hoja técnica panel solar fotovoltaico TRINA SOLAR TSM-DE18M(II).

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	480	485	490	495	500	505
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	42.0	42.2	42.4	42.6	42.8	43.0
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	11.42	11.49	11.56	11.63	11.69	11.75
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	50.8	51.1	51.3	51.5	51.7	51.9
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	11.99	12.07	12.14	12.21	12.28	12.35
Module Efficiency η_m (%)	20.1	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.

*Measuring tolerance: ±3%.

TEMPERATURE RATINGS

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	41°C (±3°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.36%/°C
Temperature Coefficient of V_{oc}	-0.26%/°C
Temperature Coefficient of I_{sc}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	20A

Anexo 2. Dimensiones panel solar fotovoltaico TRINA SOLAR TSM-DE18M(II).

Modelo	7000TL-X(E)	8000TL-X(E)	9000TL-X	10000TL-X
Especificaciones				
Datos de entrada (DC)				
Potencia fotovoltaica máxima recomendada (para el módulo SCT)	11.2k	11.2k	13.5k	15k
Máx. Voltaje DC	600V			
Voltaje de arranque	100V			
Voltaje nominal	360V			
Rango de voltaje del MPP	60-550			
Número de rastreadores MPP	2		3	
Número de cadenas fotovoltaicas por rastreadores MPP	1/2		1/1/2	
Corriente de entrada máxima por rastreadores MPP	13.5/27A		13.5/13.5/27A	
Corriente de cortocircuito máxima por rastreadores MPP	16.9/33.8A		16.9/16.9/33.8A	
Categoría de sobretensión CC	Categoría II			
Datos de salida (AC)				
Potencia nominal de CA	7000W	8000W	9000W	10000W
Máx. Potencia aparente de CA	7000VA	8000VA	9000VA	10000VA
Tensión nominal de CA/rango*	220/160~300V			
Frecuencia/rango de la red de CA*	50-60Hz/44-55Hz;54-65Hz			
Corriente de salida máxima	33.5A	38.3A	43A	45.5A
Protección contra sobrecarga de la salida máxima	50A	50A	63A	63A
Corriente de entrada máxima (Valor máximo/tiempo de duración)	<10A/5ms			
Corriente de fallo de salida máxima (Valor máximo/tiempo de duración)	< 108A/10us			
Corriente máxima de retroalimentación del inversor al arreglo fotovoltaico	0A			
Factor de potencia (@potencia nominal)	>0.99			

Anexo 3. Hoja técnica inversor Growatt MIN 10000TL-X.

Cálculo de caída de te... $f(x)$ ⓘ 📄

Tipo de corriente: Continua

Tensión: 401.66 V

Carga: 12.4 A

Factor de potencia: 1

Calibre: 12 awg

Conductores de fase en paralelo: 2

Longitud de la línea: 75 m

Conductor: Cobre

Tipo de cable: Unipolar

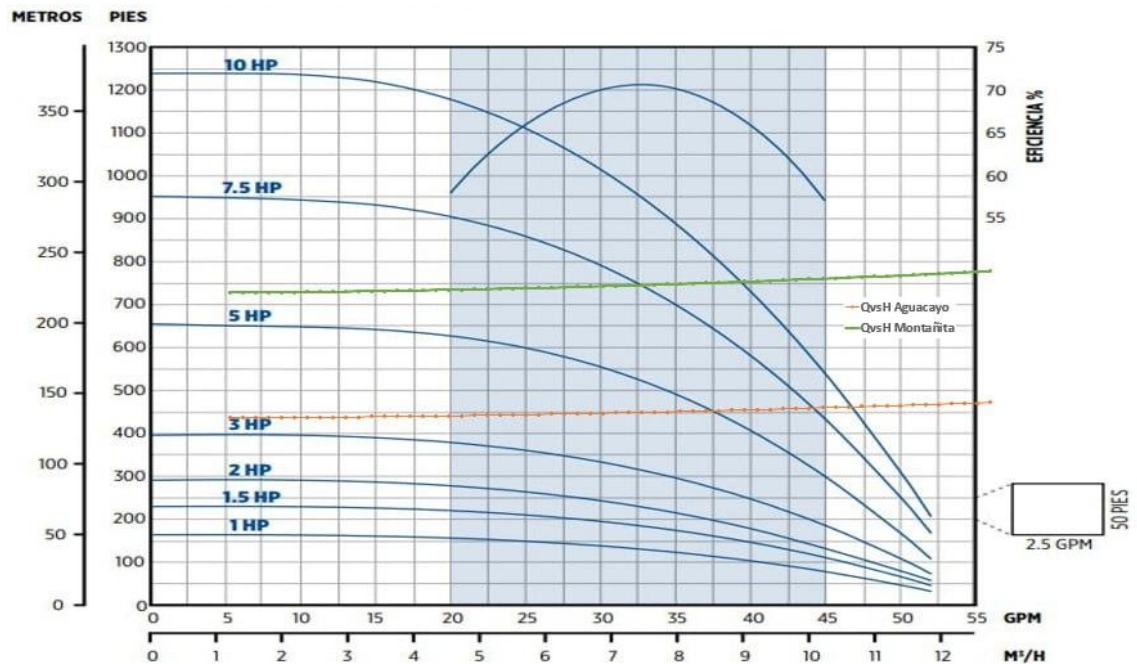
Temperatura de funcionamiento: 70 °C

Calcular

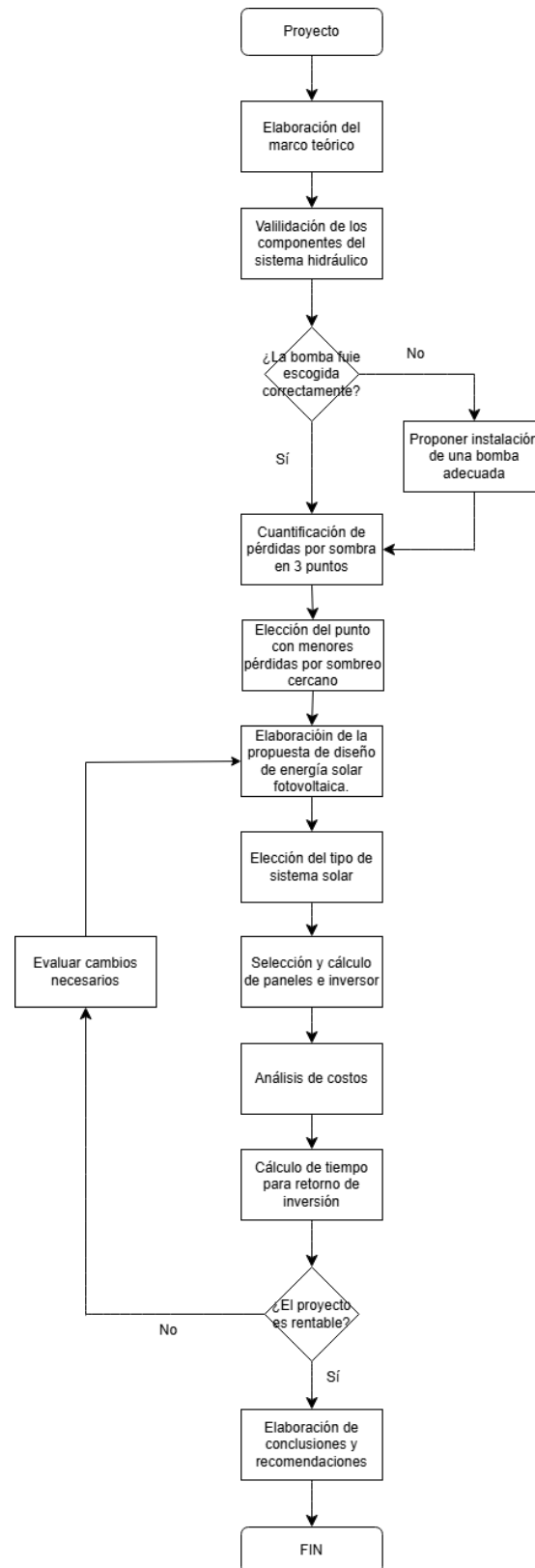
Caída de tensión: 5.78 V
1.44%

Tensión con carga: 395.88 V

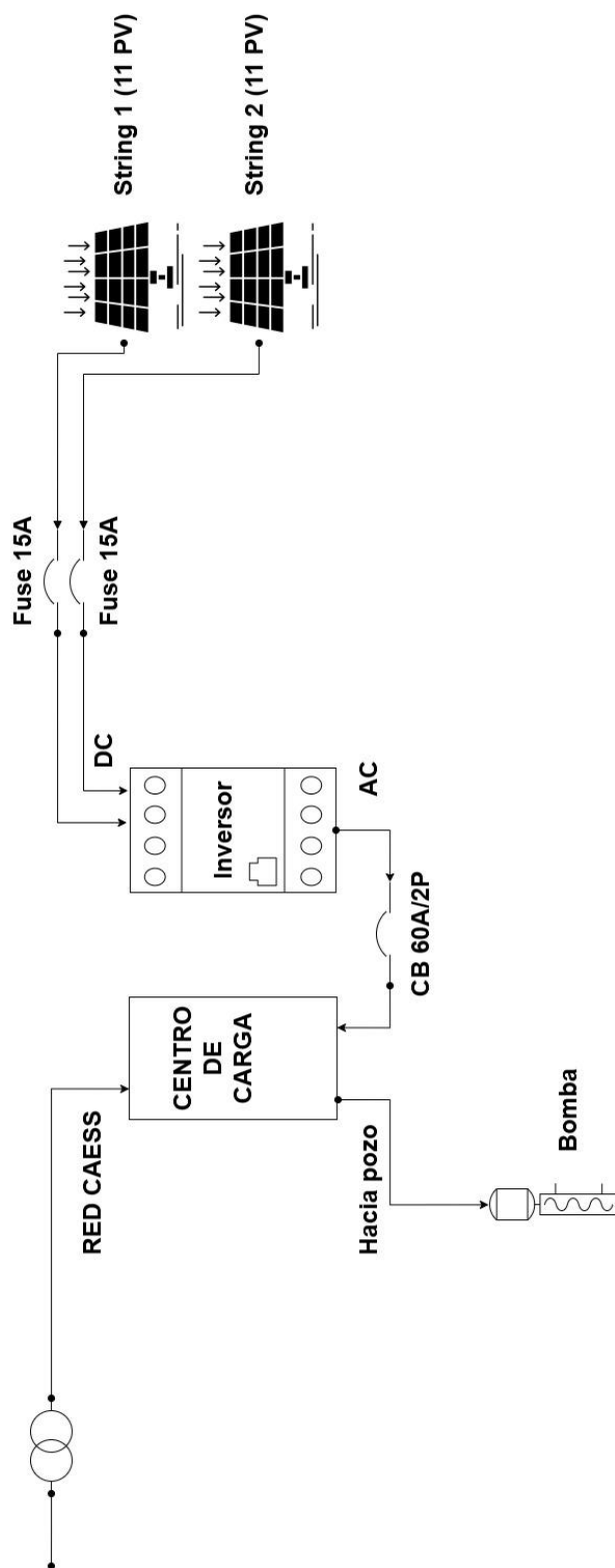
Anexo 4. Criterios para selección de cableado.



Anexo 5. Curva de eficiencia de bomba alternativa.



Anexo 6. Diagrama de flujo del proyecto de aplicación.



Anexo 7. Diagrama funcional del sistema de bombeo solar.