

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA
SISTEMAS AGRÍCOLAS AISLADOS**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

JONATHAN ALEXANDER NARANJO AGUIRRE

jonathan.naranjo@epn.edu.ec

CARLOS DAVID SUÁREZ VILLAVICENCIO

carlos.suarez02@epn.edu.ec

DIRECTOR: DR.-ING. GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ

gabriel.salazar@epn.edu.ec

Quito, agosto 2022

AVAL

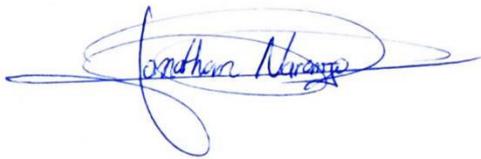
Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Jonathan Alexander Naranjo Aguirre y Carlos David Suárez Villavicencio bajo mi supervisión.

Dr. Ing. Gabriel Benjamín Salazar Yépez
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

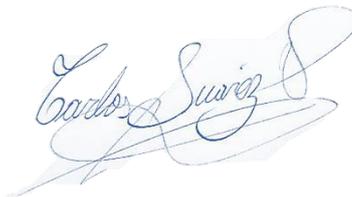
DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, Jonathan Alexander Naranjo Aguirre y Carlos David Suárez Villavicencio, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejamos constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.



JONATHAN ALEXANDER
NARANJO AGUIRRE



CARLOS DAVID SUÁREZ
VILLAVICENCIO

DEDICATORIA

El presente trabajo está dedicado a:

A mis padres: Sandra y Pedro, quienes, con su sacrificio, paciencia, amor y constante apoyo durante mi formación personal y académica, supieron darme la fortaleza para afrontar todas las adversidades.

A mis hermanos: Víctor Hugo y Mauricio, por motivarme día a día, ser mi ejemplo a seguir y alentarme para cumplir este reto y cualquiera que me lo proponga.

A mi tía: Mayra, por su incondicional y sincero apoyo en cada etapa de mi vida al incentivarme a cumplir mis sueños y aconsejarme a ser una mejor persona.

A mi abuelita: Alejandrina, que ahora a pesar de la distancia física, siempre me brindó todo su amor y cariño a lo largo de mi vida.

Por último, pero no menos importante a Sofía, quien en los últimos años de mi carrera me ha brindado su amor, impulso y compañía durante la realización de este trabajo.

Jonathan Alexander Naranjo Aguirre

DEDICATORIA

El presente trabajo está dedicado a:

A mis padres: Santiago y Paulina, que, con su gran esfuerzo, apoyo y amor incondicional me motivaron siempre a seguir adelante y lograr este objetivo, son un pilar fundamental en mi vida personal y profesional; todos los esfuerzos y la culminación de este trabajo fueron pensados siempre en ustedes.

A mis abuelitos: Que desde el cielo siempre me cuidan y protegen.

Carlos David Suárez Villavicencio

AGRADECIMIENTO

Agradezco a cada una de las personas que de una u otra manera me brindaron su apoyo, ya fuese anímico o académico, a lo largo de la realización de este trabajo de titulación; en especial Dr. Ing. Gabriel Salazar por dirigir el mismo y por toda apertura a lo largo de la carrera.

A la Escuela Politécnica Nacional, por brindarme las herramientas necesarias para mi desarrollo personal y profesional, a fin de afrontar cualquier reto que me lo proponga.

A mis amistades, las cuales formé desde el prepolitécnico, que fue con quienes compartí muchos años de arduo esfuerzo, alegrías y aprendizaje hasta lograr esta anhelada meta; en particular a Carlos, mi compañero de tesis.

De manera especial, quiero agradecerme a mí, por no tener días de descanso; quiero agradecerme a mí, por haber culminado este camino, por nunca renunciar y creer en mí en todo momento.

Jonathan Alexander Naranjo Aguirre

AGRADECIMIENTO

A mis amigos del cole, me alegra poder haber compartido tantos años y vivencias con cada uno de ustedes, sé que nos esperan muchas cosas más, teniendo siempre esa hermandad donde el triunfo de uno es el triunfo de demás.

A mis amigos del prepo, estoy muy contento de encontrar personas con las que compartimos gustos tan diferentes pero que de algún modo encajamos super bien, gracias por estar siempre en las buenas y malas.

A mis amigos y amigas que pude conocer a lo largo de la carrera, tantos momentos de alegría, ocio, esfuerzo y dedicación, muchas gracias por esas experiencias y vivencias gratas de recordar.

A mi compañero de tesis, Jonathan, quién diría que a pesar de todo lo logramos y si terminamos haciendo la tesis.

Agradezco al Dr. Salazar y la Msc. Ivonne Pérez por sus consejos, apoyo y guía durante todo este trayecto, una gran admiración para ellos.

A Help Energy por brindarme la oportunidad de aprender y poder trabajar con un grupo de excelentes profesionales y grandes personas, pero más que nada, amigos.

A la vida, al estudio, a la música, al deporte, porque cada etapa ha marcado una faceta y un crecimiento, ahora como profesional pero aún más importante, como persona.

¡Si se pudo... si se pudo!

Carlos David Suárez Villavicencio

INDICE DE CONTENIDO

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTO	V
INDICE DE CONTENIDO	VII
RESUMEN.....	XI
ABSTRACT	XII
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	2
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
1.3 ALCANCE	3
2 MARCO TEÓRICO.....	4
2.1 LA ENERGÍA.....	4
2.1.1 PROPIEDADES BÁSICAS DE LA ENERGÍA.....	4
2.1.1.1 Clasificación de la energía	5
2.2 ENERGÍA SOLAR.....	6
2.2.1 EL SOL	7
2.2.1.1 Potencia y energía del sol.....	7
2.2.2 GEOMETRÍA SOLAR.....	8
2.2.2.1 Latitud (φ)	9
2.2.2.2 Longitud (L).....	9
2.2.2.3 Ángulos solares	9
2.2.2.4 Carta solar	10
2.2.3 RADIACIÓN SOLAR	11
2.2.3.1 Tipos de radiación solar	12
2.2.3.2 Horas solar pico (HSP).....	13
2.2.3.3 Atlas solar	14
2.2.4 GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.....	15
2.2.4.1 Tipos de energía solar	15
2.2.4.2 Efecto fotoeléctrico.....	16

2.2.4.3	Efecto fotovoltaico.....	16
2.2.5	SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO.....	17
2.2.5.1	Célula solar fotovoltaica	18
2.2.5.2	Componentes de un sistema solar fotovoltaico	22
2.2.5.3	Tipos de sistemas solares fotovoltaicos	32
2.3	ENERGÍA SOLAR EN LA AGRICULTURA.....	34
2.3.1	APLICACIONES DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN LA INDUSTRIA AGRÍCOLA.....	36
2.3.1.1	Demanda agrícola.....	38
2.3.2	ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN LA INDUSTRIA AGRÍCOLA ECUATORIANA.....	43
2.4	ANÁLISIS REGULATORIO PARA EL USO Y ALMACENAMIENTO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOABASTECIMIENTO	44
2.4.1	REGULACIÓN NRO. ARCONEL-003/18.....	45
2.4.2	REGULACIÓN NRO. ARCERNNR-005/21.....	46
2.5	MECANISMOS E INCENTIVOS PARA IMPLEMENTAR ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL ECUADOR	47
2.6	ANÁLISIS NORMATIVO	50
2.7	CONCEPTOS FINANCIEROS.....	51
2.7.1	INDICADORES FINANCIEROS DE RENTABILIDAD.....	51
2.7.1.1	Valor actual neto	51
2.7.1.2	Tasa interna de retorno.....	53
2.7.1.3	Tiempo estimado de retorno de la inversión.....	53
2.7.1.4	Costo nivelado de la energía.....	54
3	METODOLOGÍA.....	56
3.1	LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACIÓN.....	58
3.2	DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	58
3.2.1	DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL.....	59
3.2.1.1	Descripción del sistema	59
3.2.1.2	Análisis energético solar	59
3.2.1.3	Demanda energética residencial	64
3.2.1.4	Coeficiente de rendimiento (PR)	67
3.2.1.5	Potencia mínima del generador fotovoltaico.....	70
3.2.1.6	Acumulador de energía.....	72

3.2.1.7	Módulos fotovoltaicos.....	75
3.2.1.8	Regulador de carga.....	81
3.2.1.9	Inversor fotovoltaico	82
3.2.1.10	Conductores eléctricos.....	83
3.2.1.11	Protecciones eléctricas	87
3.2.2	DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO AGRÍCOLA	90
3.2.2.1	Descripción del sistema	91
3.2.2.2	Levantamiento de las máquinas existentes	93
3.2.2.3	Dimensionamiento del sistema de bombeo.....	94
3.2.2.4	Convertidores de potencia (Drivers).....	100
3.2.2.5	Módulos fotovoltaicos.....	103
3.2.2.6	Consideraciones de diseño	104
3.3	MEMORIA DE DISEÑO	106
3.3.1	UBICACIÓN	107
3.3.2	GENERADOR FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL.....	108
3.3.2.1	Recurso solar.....	108
3.3.2.2	Demanda energética residencial	109
3.3.2.3	Coeficiente de rendimiento (PR)	111
3.3.2.4	Potencia mínima del generador fotovoltaico.....	111
3.3.2.5	Acumulador de energía.....	111
3.3.2.6	Módulos fotovoltaicos.....	113
3.3.2.7	Regulador de carga.....	115
3.3.2.8	Inversor fotovoltaico	116
3.3.2.9	Conductores eléctricos.....	116
3.3.2.10	Protecciones eléctricas	117
3.3.3	GENERADOR FOTOVOLTAICO AGRÍCOLA	118
3.3.3.1	Requerimiento de agua.....	119
3.3.3.2	Recurso solar.....	119
3.3.3.3	Requerimientos de bombeo	119
3.3.3.4	Convertidor de potencia	121
3.3.3.5	Potencia mínima del generador fotovoltaico.....	121
3.3.3.6	Acumulador de energía.....	122
3.3.3.7	Módulos fotovoltaicos.....	123
3.3.3.8	Regulador de carga.....	126
3.3.3.9	Conductores eléctricos.....	127

3.3.3.10 Protecciones eléctricas	128
4 ANÁLISIS FINANCIERO.....	130
4.1 DETERMINACIÓN DE LA INVERSIÓN.....	130
4.2 ESTIMACIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO Y EL COSTO DE LA ENERGÍA DEL GENERADOR AGRÍCOLA EXISTENTE	132
4.3 FLUJO DE CAJA Y EVALUACIÓN DE LOS INDICADORES FINANCIEROS	133
4.4 HUELLA DE CARBONO	138
5 CONCLUSIONES.....	140
6 RECOMENDACIONES.....	142
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	143

RESUMEN

En este trabajo se buscó solución a la problemática que no existe ninguna normativa o guía conceptual para el desarrollo y dimensionamiento de proyectos fotovoltaicos con almacenamiento de energía dentro la industria agrícola en el Ecuador, lo que ha generado que las instalaciones existentes no tengan ninguna referencia sobre parámetros técnicos ni económicos.

Como respuesta a este problema, analizando el consumo y uso final de la energía eléctrica en el sector, se determinó que la mayoría de las cargas son residenciales e industriales (bombas dedicadas al riego), ambas alimentadas por sistemas antiguos de generación a base de la quema de combustibles. Con este antecedente, se realizó una metodología para el dimensionamiento de sistemas aislados de generación fotovoltaica capaz de satisfacer las necesidades energéticas de viviendas y sistemas de bombeo; asegurando el suministro de energía eléctrica en base a parámetros técnicos, económicos y ambientales.

Se tomó como caso base una industria agrícola que no se encuentra conectada a la red eléctrica de distribución, ubicada a las orillas del río Mulaute en provincia de Santo Domingo de Los Tsáchilas, dedicada a la plantación y exportación de vainilla gourmet, sobre la cual se realizó el diseño conceptual del sistema fotovoltaico aislado con almacenamiento de energía; este consta de tres subsistemas fotovoltaicos: el primero de 2.43 [kWp] con un sistema de almacenamiento 500 [Ah] destinado a las cargas residenciales, el segundo de 400 [Wp] con un sistema de almacenamiento 15 [Ah] que alimenta a una bomba eléctrica solar centrífuga de 700 [W] y, finalmente, un sistema de 1.2 [kWp] que abastece a una bomba eléctrica solar sumergible de 1.2 [kW].

Al finalizar, se realizó el análisis financiero del proyecto fotovoltaico, en donde, a través de los indicadores financieros se determinó la viabilidad técnica económica; además, se estimó una reducción de 2821 [kg CO₂ - año]. De esta forma, se creó una guía conceptual para dimensionar sistemas fotovoltaicos aislados en el sector agrícola, la cual incentiva al cambio de la matriz energética y el cuidado de la naturaleza.

PALABRAS CLAVE: energía fotovoltaica, almacenamiento de energía, sistemas aislados, bombeo solar, agricultura

ABSTRACT

In this work, a solution to the problem was sought because there is no legislation or conceptual guide for the development and sizing of photovoltaic projects with energy storage within the agricultural industry in Ecuador. This has resulted in existing installations having no reference to technical or economic parameters.

In response to this problem, analyzing the consumption and end-use of electricity in the sector, it was determined that most of the loads are residential and industrial (pumps dedicated to irrigation), both fed by old-generation systems based on burning fuels. With this in mind, a methodology was developed for the sizing of isolated photovoltaic generation systems capable of satisfying the energy needs of houses and pumping systems, ensuring the supply of electrical energy based on technical, economic, and environmental parameters.

The base case was an agricultural industry that is not connected to the electricity distribution network, located on the banks of the Mulaute river in the province of Santo Domingo de Los Tsáchilas, dedicated to the planting and export of gourmet vanilla, on which the conceptual design of the isolated photovoltaic system with energy storage was made; this consists of three photovoltaic subsystems: the first is a 2.43 [kWp] system with a 500 [Ah] storage system for residential loads, the second is a 400 [Wp] system with a 15 [Ah] storage system that supplies a 700 [Wp] centrifugal solar electric pump, and the third is a 1.2 [kWp] system with a 1.2 [kW] submersible solar electric pump.

In the end, the financial analysis of the photovoltaic project was carried out, in which, through the financial indicators, the technical-economic viability was determined; in addition, a reduction of 2821 [kg CO₂ - year] was estimated. In this way, a conceptual guide was created to size isolated photovoltaic systems in the agricultural sector, which encourages the change of the energy matrix and the care of nature.

KEY WORDS: photovoltaics, energy storage, isolated systems, solar pumping, agriculture

1 INTRODUCCIÓN

Las energías renovables, hoy en día, son de gran importancia en cuanto a generación de electricidad se refiere; debido a que, la explotación de recursos fósiles para la producción de energía eléctrica no representa una opción para el desarrollo sostenible de la sociedad; al ser una de las principales fuentes de contaminación ambiental [1].

El constante avance en la investigación y desarrollo de tecnologías a favor del medio ambiente, han permitido que energías renovables, como la energía solar fotovoltaica, sean una alternativa útil para satisfacer la demanda energética y además logre competir dentro del mercado eléctrico.

Al tomar en cuenta, los beneficios asociados a los sistemas fotovoltaicos, destaca su amplia adaptabilidad, misma que se aprovecha en varios sectores productivos como: la ganadería, agricultura, pesca y entre otras actividades de impacto significativo en la economía rural de un país.

El Ecuador, debido a su ubicación geográfica es un país privilegiado, dispone de una alta incidencia de irradiación solar y no tiene una estacionalidad marcada al año. Sin embargo, el aprovechamiento de este recurso ha sido bajo. Este índice vinculado al desarrollo de proyectos fotovoltaicos agrícolas se debe a que en el Ecuador no se ha formulado una normativa, lineamiento ni guía de diseño preestablecida para su desarrollo e instalación; en consecuencia, las propias empresas realizan su dimensionamiento que generalmente no cumple con los parámetros que garanticen la calidad de servicio eléctrico, por lo que tienden a ser costosos e ineficientes [2].

La agricultura ecuatoriana es un eje principal económico dentro de la matriz productiva, ya que es relacionada con: la producción, comercialización y distribución de cultivos incluyendo los productos pecuarios y avícolas; no sólo se centra en provisionar alimentos y materias primas, sino que genera oportunidades de empleo al 25% de la población económicamente activa [3].

Dentro de los principales procesos llevados a cabo en los sistemas agrícolas destacan: el abastecimiento y destilación de agua, canales de riego y fertirriego, eliminación de sedimentos, manejo y transporte de estiércol, eliminación de cenizas y bagazo en la producción de azúcar, además de limpieza de estanques; en su mayoría estos procesos los realizan subsistemas de motobombas. La problemática que conlleva el uso de

motobombas y grupos electrógenos es que se debe considerar los elevados costos asociados a operación y mantenimiento (O&M), además los rubros como el transporte, subsidios de combustibles, sin mencionar los daños irreversibles que causan al medio ambiente debido a la contaminación generada.

La eficiencia, sostenibilidad y la correcta utilización de los recursos disponibles se han convertido en objetivos fundamentales para mejorar la productividad agrícola y la calidad de vida de los pobladores de las zonas rurales.

Como se ha determinado en los párrafos anteriores, en el Ecuador al no existir lineamientos técnicos para la implementación de sistemas fotovoltaicos aislados en la agricultura. Se realizó una guía conceptual que permite dimensionar sistemas fotovoltaicos con almacenamiento de energía; de forma que, se pueda cambiar el uso de combustibles fósiles por energía renovable y económica.

1.1 OBJETIVO GENERAL

- Proponer una guía para el dimensionamiento y diseño de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento de energía eléctrica para sistemas agrícolas aislados.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Investigar el marco teórico relacionado con los sistemas de generación fotovoltaica más almacenamiento de energía eléctrica en sistemas aislados que sean adecuados para la industria agrícola.
- Elaborar una guía para el dimensionamiento y diseño de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento para industrias agrícolas aisladas.
- Realizar la caracterización del sistema energético para un caso de estudio, es decir una granja agrícola tipo, mediante el levantamiento de las necesidades energéticas, considerando el consumo de energía eléctrica y el equipo necesario que satisfaga dichas necesidades.

- Proponer, para el sistema energético bajo estudio, el dimensionamiento y diseño de un sistema fotovoltaico más almacenamiento.
- Realizar el estudio económico-financiero del proyecto fotovoltaico más almacenamiento propuesto previamente.

1.3 ALCANCE

Se realizará una investigación acerca de los fundamentos de la energía solar fotovoltaica, así como sus componentes en relación con: el diseño, instalación y calidad de la energía en sistemas fotovoltaicos con almacenamiento aislados de la red eléctrica.

Se elaborará una guía conceptual para el dimensionamiento y diseño de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento para la industria agrícola.

Se analizará la sustitución de las bombas mecánicas existentes en el caso de estudio por bombas eléctricas de alta eficiencia, teniendo en cuenta parámetros técnicos y los costos asociados de generación de energía eléctrica en función al precio de combustibles según el tipo de tecnología existente.

Se realizará el dimensionamiento y diseño del sistema fotovoltaico con almacenamiento para el caso de estudio, tomando en cuenta la nueva demanda eléctrica asociada al cambio de motobombas por bombas eléctricas, todo esto siguiendo los lineamientos de la guía de diseño de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento para industrias agrícolas aisladas previamente desarrollado.

Se realizará un análisis económico-financiero para el diseño del sistema fotovoltaico con almacenamiento para la agroindustria del caso estudio.

2 MARCO TEÓRICO

2.1 LA ENERGÍA

La energía es la capacidad que posee un cuerpo para producir un trabajo y originar cambios en el mismo como en otros cuerpos o dentro de un sistema; es decir, la destreza para poder realizar cualquier tipo de proceso que implique un cambio de estado [4].

Dentro del Sistema Internacional de Unidades (SI), la unidad para cuantificar la energía es el Joule (J), que se define como el trabajo generado por una fuerza de 1 Newton (N) al desplazarse 1 metro (m), o elevar 1 metro de altura una masa equivalente a 1 kilogramo (kg) [4].

La energía puede presentarse en diversas formas como: cinética, gravitacional, nuclear química, térmica, eléctrica, magnética, lumínica, entre otras; al mostrarse en diferentes estados, da la posibilidad que para aprovecharlas puedan transformarse en energías equivalentes entre sí, tal y como se muestra en la Figura 2.1, todo esto, cumpliendo con el principio de la conservación de la energía: “La energía no se crea ni se destruye, sólo se transforma” Hermann von Helmholtz (1821-1894) [5].

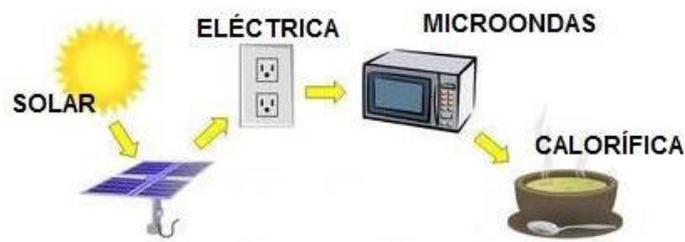


Figura 2.1 Conversión de Energía [6]

2.1.1 PROPIEDADES BÁSICAS DE LA ENERGÍA

La energía tiene cuatro propiedades básicas e intrínsecas, las cuales son:

- **Transformación:** La energía al no generarse solo se transforma. A través de este proceso se muestran las diferentes formas que puede tomar la energía [4].
- **Conservación:** Al final de cualquier proceso de conversión energético, no existirá ni más ni menos energía que al principio del proceso, ésta se mantiene, no se destruye y es constante [4].
- **Transferencia:** La energía fluye de un cuerpo a otro durante un tiempo determinado en forma de ondas electromagnéticas, calor o trabajo [4].
- **Degradación:** Durante la transferencia energética, solo una parte de la energía convertida genera un trabajo útil, mientras que la otra parte se pierde en forma de calor o ruido [4].

2.1.1.1 Clasificación de la energía

La energía puede ser clasificada en base en dos criterios generales, dada su utilización y por su disponibilidad.

2.1.1.1.1 Por su utilización

2.1.1.1.1.1 Energía primaria

Se conoce como energía primaria a todos los recursos disponibles conseguidos directamente de la naturaleza, es decir, antes de ser transformados o procesados para su uso. La energía primaria no se la puede aprovechar directamente, debe ser transformada en algún tipo de energía secundaria; ésta se encuentra contenida tanto en combustibles fósiles como: petróleo, carbón y gas natural; y en otros tipos de energía como: la eólica, solar, geotérmica, química, nuclear, mecánica, entre otras. [4].

2.1.1.1.1.2 Energía secundaria

La energía secundaria, también conocida como energía útil o final, se la consigue a partir de la conversión de energía primaria por medios científicos y técnicos en otro tipo de energías para su consumo. Éste es el caso de los combustibles líquidos y gaseosos, hidrogeno, calor y electricidad. [4].

2.1.1.1.2 Por su disponibilidad

2.1.1.1.2.1 Energía renovable

Las energías renovables hacen referencia a todo tipo de fuente energética proveniente de recursos naturales inagotables o muy abundantes con capacidad de regenerarse, lo que significa que, su producción, consumo y provisión no supondrá un desabastecimiento energético para el futuro.

Dentro de las ventajas asociadas a las energías renovables, además de ser suministros energéticos inagotables y continuos, representan un bajo o nulo impacto medioambiental al no producir gases de efecto invernadero, causantes del cambio climático, por lo que son considerados energías limpias y verdes [7]. Entre las energías renovables más comunes se encuentran la energía solar, geotérmica, biomasa, mareomotriz, eólica, entre otras.

2.1.1.1.2.2 Energía no renovable

Las energías no renovables hacen referencia a las fuentes energéticas existentes en la naturaleza en cantidades finitas, estas no se renuevan en un periodo corto de tiempo dado que, al ser consumidas se agotan y no pueden ser sustituidas con facilidad. En la actualidad la demanda energética mundial es cubierta casi en su totalidad por este tipo de energía [8].

Las energías no renovables son mucho más contaminantes que las energías renovables debido a que su generación es en base a la explotación de combustibles fósiles y compuestos nucleares, causantes de daños ambientales irreversibles al planeta [9].

2.2 ENERGÍA SOLAR

La energía solar es una fuente de energía renovable que aprovecha la radiación electromagnética proveniente del Sol, que, a través de diferentes tecnologías y medios de captación como: colectores solares, heliostatos, celdas solares; transforman la energía solar ya sea en energía eléctrica o energía solar térmica [10].

Mediante la utilización de fuentes renovables como la energía solar se puede tener un flujo de energía sostenible, de fácil acceso y de gran potencial que asegura el confort y permite mantener un estilo de vida sin causar daños irreparables al planeta.

2.2.1 EL SOL

Conocido como el “astro rey”, es el centro de nuestro sistema solar. Es el encargado de brindar toda la luz, calor y energía a los seres vivos de la Tierra. Desde este punto de vista, es el motor de toda la existencia de la vida en nuestro planeta.

Representa el 99% de toda la masa total del Sistema Solar. Se ubica aproximadamente a unos 150 millones de kilómetros de la Tierra; es una esfera llena de gases calientes (principalmente Helio e Hidrogeno). Generado por el colapso gravitacional de nubes moleculares; su origen data hace unos 4.567 millones de años [11].

2.2.1.1 Potencia y energía del sol

La potencia solar que recibe el planeta Tierra (fuera de su atmosfera) es aproximadamente 173×10^{12} kW, equivalente a 15×10^{17} kWh al año. Cerca del 53% de toda esta energía al atravesar la atmosfera terrestre es reflejada y absorbida por el oxígeno, nitrógeno, ozono, vapor de agua, dióxido de carbono, nubes, entre otros. Por lo tanto, toda esta energía al recorrer una gran distancia se reduce, dando una energía media captada por la Tierra de 3×10^{17} kWh/año, equivalente a 4000 veces el consumo global anual [12].

El Sol contribuye al 94% de la energía total de la Tierra, si la humanidad aprovechara un 0.001% de esta energía, abastecería todo el consumo energético mundial como muestra la Figura 2.2 [13].

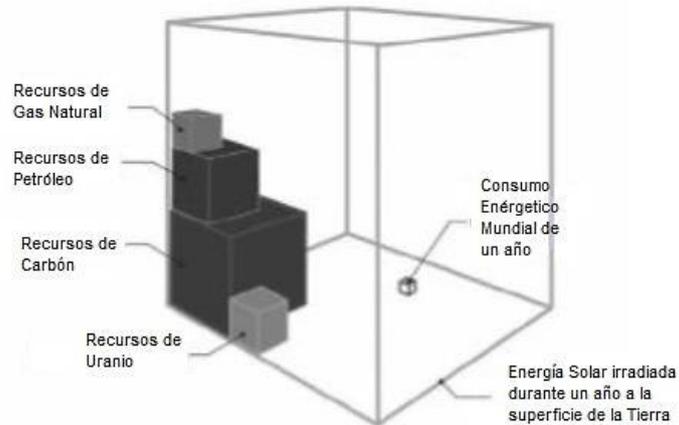


Figura 2.2 Recursos Energéticos en la Tierra [13]

2.2.2 GEOMETRÍA SOLAR

La interacción y los movimientos que se dan entre la Tierra y el Sol determinan una geometría particular, importante para el determinar el comportamiento de la radiación solar sobre la superficie de la tierra. Dicha geometría, trata de un sistema de coordenadas esféricas cuyos componentes son descritos mediante medidas angulares (ángulo azimut y ángulo altitud).

Teniendo en cuenta la vista heliocéntrica, la Tierra se mueve alrededor del Sol; el eje que se forma entre el eje de rotación de la Tierra y el plano de la eclíptica no es perpendicular, de manera que tiene una inclinación constante de 23.45° como muestra la Figura 2.3; causante de la variabilidad climática durante el año. [14].

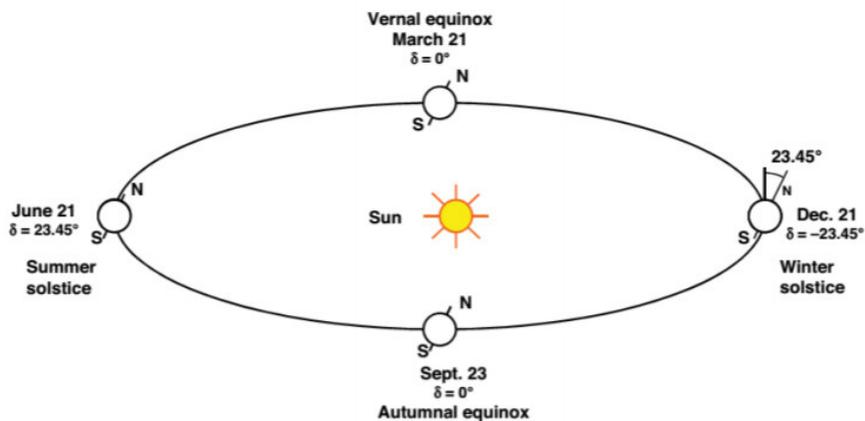


Figura 2.3 Vista Heliocéntrica de la Tierra [14]

2.2.2.1 Latitud (φ)

La latitud es el ángulo formado entre el plano ecuatorial y el centro de la tierra en un lugar (T) dentro de la superficie terrestre. Son valores absolutos que varían desde 0° (Ecuador) hasta 90° (polos). La latitud toma valores positivos en el hemisferio norte y valores negativos en el hemisferio sur [15].

2.2.2.2 Longitud (L)

La longitud de cualquier ubicación está dada por el ángulo formado por el meridiano cero (Greenwich) y el meridiano que atraviesa la ubicación. Las posiciones al oeste de Greenwich son valores positivos y las posiciones al este de Greenwich son valores negativos [15].

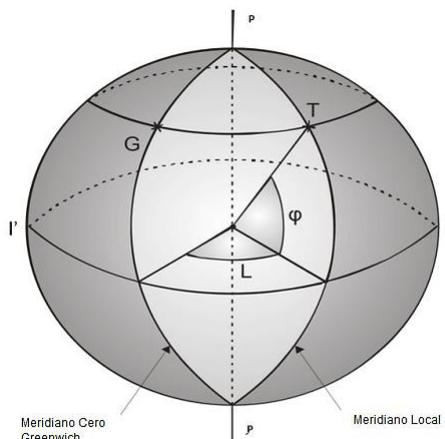


Figura 2.4 Latitud y Longitud para una Ubicación T [15]

2.2.2.3 Ángulos solares

2.2.2.3.1 Ángulo Azimut (α)

Es el ángulo horizontal formado entre el plano vertical que contiene el centro del disco solar y el plano vertical de la dirección de referencia. Se mide desde el sur en el

hemisferio norte, en el sentido de las agujas del reloj desde el norte verdadero. Se mide desde el norte en el hemisferio sur, en sentido antihorario desde el verdadero sur [16].

2.2.2.3.2 *Ángulo Altitud (β)*

También conocido como ángulo inclinación, es la altura angular, medida desde centro del disco solar por encima del plano horizontal, puede tomar valores entre 0 y 90 grados [16].

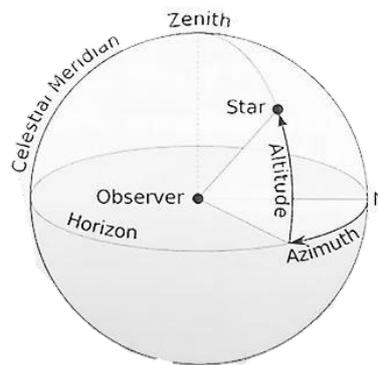


Figura 2.5 Ángulos Solares para una Ubicación T [16]

2.2.2.4 **Carta solar**

Cada latitud de la tierra tiene un grupo de trayectorias solares que las caracteriza; se decodifican en un diagrama llamado Abaco Solar o Carta Solar, misma que ayuda a prever la posición exacta del sol en un momento y lugar determinado del año [17].

Se lo utiliza para el cálculo de protecciones solares, diseño de orientaciones y el trazado de las sombras.

En el diagrama se tiene los ángulos solares (Azimut y Altitud), la trayectoria solar en las diferentes horas a lo largo del año como se puede observar en la Figura 2.6.

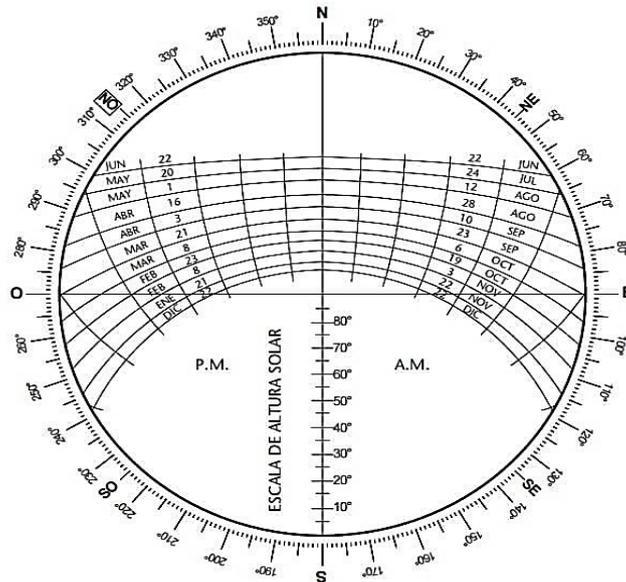


Figura 2.6 Carta Solar en Coordenadas Geográficas [18]

2.2.3 RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar se origina a partir de la reacción de la fusión termonuclear que se produce en el núcleo del Sol, producto de ello crea un conjunto de radiaciones electromagnéticas de diferente longitud de onda y frecuencia emitidas [13].

La radiación solar dependerá de varios factores como: la composición de la atmósfera, la posición de la Tierra respecto al sol, condiciones meteorológicas y la materia en suspensión a través del cual viajan los rayos.

La potencia y la energía de la radiación solar se puede expresar mediante:

- **Irradiancia:** Representa la potencia obtenida de la radiación solar que incide sobre una superficie en un instante de tiempo, se mide en W/m^2 . La irradiancia solar directa en un día claro cuando el Sol está en su Zenith (punto más alto que tiene el Sol en el día) es de aproximadamente $1050 W/m^2$ [13].
- **Irradiación:** Es la radiación solar que incide sobre una superficie durante un intervalo de tiempo; es decir, la energía por unidad de área se mide en Wh /m^2 [13].

Una manera fácil para comprender la diferencia entre estas dos magnitudes es al compararlos con el agua como muestra la Figura 2.7. En este ejemplo el flujo de agua es la irradiancia y el volumen es la radiación [13].

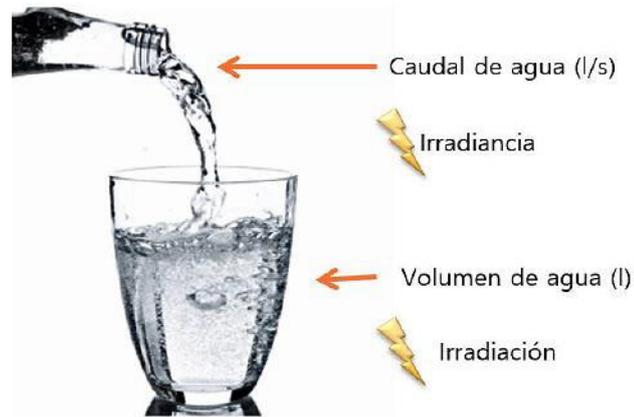


Figura 2.7 Irradiancia y Radiación [13]

2.2.3.1 Tipos de radiación solar

Para obtener las mediciones de la radiación que inciden sobre una superficie cualquiera localizada en la Tierra, es necesario distinguir tres tipos de radiaciones diferentes como muestra la Figura 2.8.



Figura 2.8 Tipos de Radiaciones Solares [13]

2.2.3.1.1 Radiación directa (B)

Representada por la letra B, es la fracción de radiación proveniente del Sol en línea recta sobre la superficie terrestre [19].

2.2.3.1.2 Radiación difusa (D)

Representada por la letra D, mide la radiación proveniente de todo el cielo, incluyendo todos los rayos dispersados por la atmosfera y excluyendo la radiación directa del Sol. Esta es un tipo de radiación anisotrópica cuya magnitud está en relación con el área del cielo de origen, cambiando aleatoriamente con el tiempo [19].

2.2.3.1.3 Radiación albedo (R)

Representada por las letras R o AL, es la fracción de radiación reflejada proviene del suelo. Su aporte es muy pequeño en comparación de las demás radiaciones, en ocasiones es despreciada [19].

La sumatoria de estas componentes constituye a la llamada radiación global, representada en la Ecuación (2.1).

$$G = B + D + R \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right] \quad (2.1)$$

2.2.3.2 Horas solar pico (HSP)

Las horas solar pico (HSP), son las horas efectivas donde de irradiación diaria equivale 1000 Wh/m² o 1 kWh/m², su magnitud varía entre 3 y 7 horas al día; cambia en función a la ubicación geográfica y estacionalidad del lugar como se muestra en la Figura 2.9. En otras palabras, es la cantidad de energía solar captada por metro cuadrado en una superficie durante en un día [20].



Figura 2.9 Horas Solar Pico [21]

2.2.3.3 Atlas solar

Es una representación geográfica a escala donde muestra la cantidad promedio de radiación solar, medidas por lo menos 10 años, para un lugar específico dentro de la superficie terrestre; permite estudiar y proyectar el potencial energético para una época determinada al año. La Figura 2.10 muestra el Atlas Solar del Ecuador representado con diferentes tonalidades de color para distintas intensidades de radiación solar existentes.

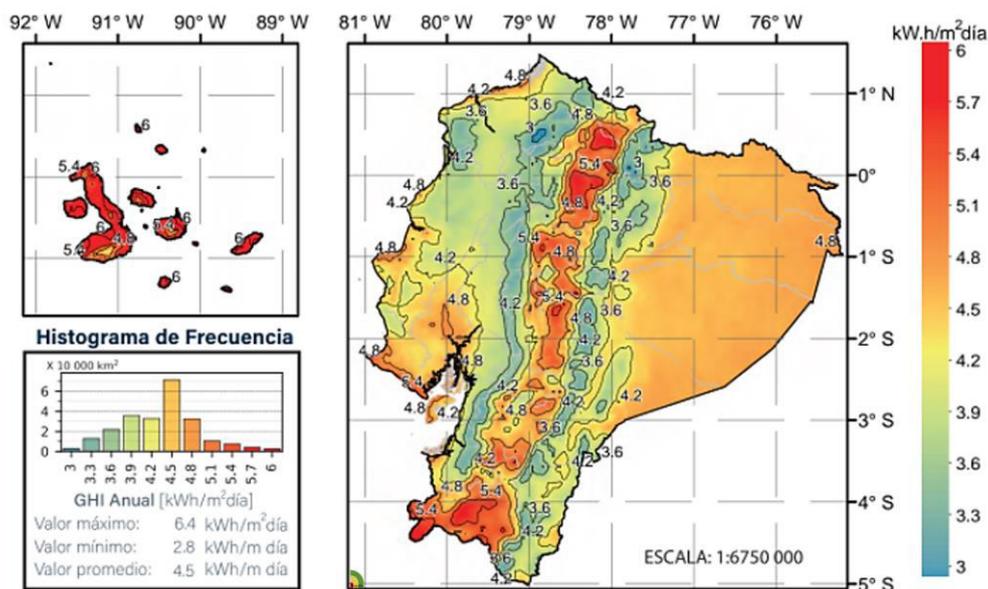


Figura 2.10 Atlas Solar de la Radiación Global Anual del Ecuador [22]

2.2.4 GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

La tecnología fotovoltaica aprovecha la radiación solar para convertirla en electricidad, dicha conversión se realiza a través de paneles o generadores fotovoltaicos formados por varios módulos que pueden estar conectados en serie, paralelo, o una mezcla de ambos. A su vez, cada módulo se encuentra formado por células solares o células fotovoltaicas. [23]

La implementación de los sistemas de generación fotovoltaica se debe en gran parte al desarrollo e investigación de nuevas tecnologías que permiten que los paneles solares mejoren la eficiencia año tras año, convirtiendo a la energía fotovoltaica en la energía renovable de mayor potencial productivo.

2.2.4.1 Tipos de energía solar

2.2.4.1.1 *Energía Solar Activa*

Consiste en sistemas de captación solar que utilizan dispositivos externos como: sistemas fotovoltaicos, calentadores solares que pueden recolectar, almacenar o convertir la energía solar en energía utilizable [24].

2.2.4.1.2 *Energía solar pasiva*

A diferencia de su contraparte la energía solar pasiva no requiere de dispositivos externos que recolecten o almacenen energía solar. Principalmente se basa en sistemas de calefacción y refrigeración a baja escala. Otras técnicas solares para destacar son: arquitectura solar pasiva, selección de materiales con alto calor específico, propiedades de dispersión de la luz. En la Figura 2.11 se puede observar diferentes aplicaciones de la energía solar directa e indirecta [24].

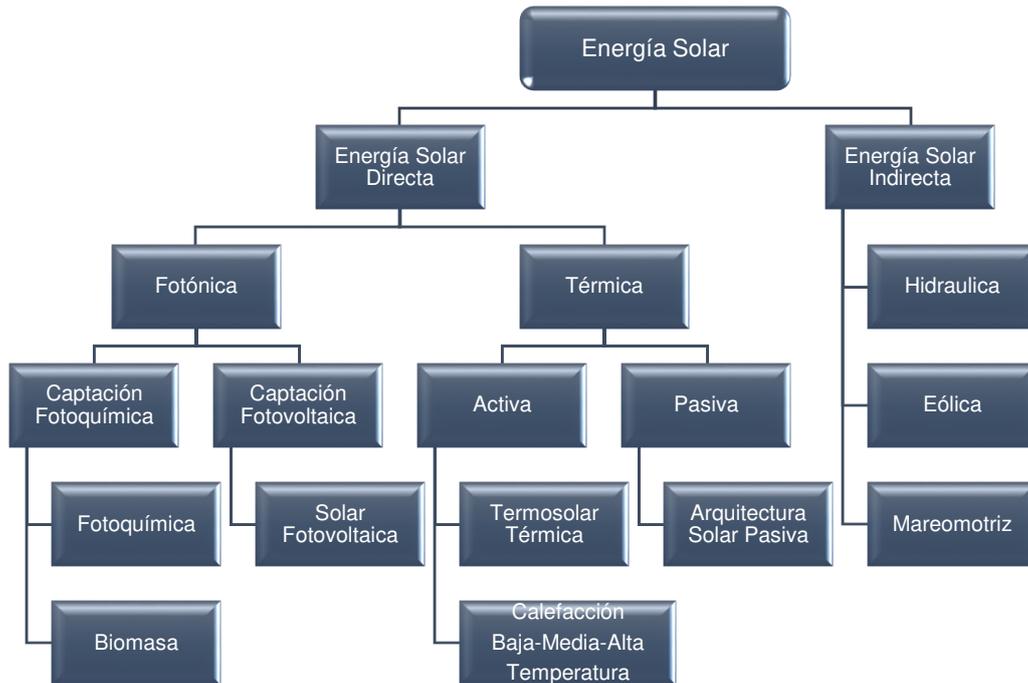


Figura 2.11 Clasificación de la Energía Solar [Elaboración propia]

2.2.4.2 Efecto fotoeléctrico

El efecto fotoeléctrico es una de las formas de interacción entre la radiación y la materia. Coloquialmente se lo puede entender de la siguiente manera. Al iluminar una superficie metálica mediante un haz de luz emiten electrones de la superficie metálica. Dicha emisión de electrones de la superficie de la placa; debido a la incidencia de la luz es denominada efecto fotoeléctrico.

Las implicaciones de este efecto como primicia para la mecánica cuántica han derivado en un avance tecnológico sin precedentes; en la actualidad, este efecto se encuentra prácticamente en todo lugar desde cámaras fotográficas, relojes, paneles fotovoltaicos incluso satélites, es decir, las aplicaciones son infinitas [25].

2.2.4.3 Efecto fotovoltaico

El principio de la conversión de la energía solar en energía eléctrica se fundamenta en el efecto fotovoltaico. Este fenómeno nació de la observación de ciertos materiales que, al ser expuestos a un haz de luz, estos podían producir una corriente eléctrica.

El efecto fotoeléctrico y el efecto fotovoltaico se encuentran íntimamente relacionados. Por una parte, el efecto fotoeléctrico tiene un proceso de conversión parcial de energía solar en energía eléctrica en donde se liberan electrones al incidir la radiación en un material; y por otra parte el efecto fotovoltaico genera una diferencia de potencial entre dos puntos de dicho material.

Tras la investigación y el desarrollo no fue sino hasta el año de 1954 que se produjo la primera célula fotovoltaica con una eficiencia aceptable. En la década de los cincuenta y setenta comenzaron investigaciones intensivas influenciadas por la primera crisis energética internacional; a raíz de ello, se implementaron programas energéticos de energía fotovoltaica como fuente de energía. Como resultado de estos estudios se determinó que el elemento más importante para el proceso de conversión de energía era la célula solar. [26]

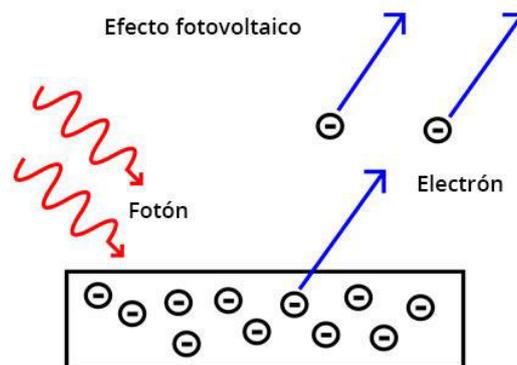


Figura 2.12 Efecto Fotovoltaico [27]

2.2.5 SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Los sistemas fotovoltaicos, son dispositivos semiconductores que convierten la luz solar en electricidad de corriente continua mediante la transferencia de electrones. El proceso de conversión de energía ocurre principalmente en dos etapas; generación de par electrón-agujero a través de la absorción de luz en material semiconductor y posteriormente la separación del electrón al terminal negativo y agujero al terminal positivo por la estructura del dispositivo para suministrar electricidad [28].

Con el fin de cumplir con el propósito de producir una mayor cantidad de energía eléctrica, las células solares pueden disponerse en serie (strings) o en varios módulos

que se enlazan entre sí, para construir una matriz (arrays). Los sistemas fotovoltaicos ofrecen varias ventajas que incluyen un diseño simple, una larga vida útil, alta confiabilidad y no producen más contaminación durante el suministro de energía.

Existen diferentes tipos sistemas fotovoltaicos: interconectados (On Grid), aislados (Off Grid) o una combinación de ambos (Híbridos), independientemente de su tipo, el propósito resulta el mismo.

2.2.5.1 Célula solar fotovoltaica

También llamada celda solar, es un dispositivo electrónico cuya función es convertir los fotones provenientes de la radiación brindada por la luz solar en electricidad, para generar una corriente eléctrica mediante el efecto fotovoltaico.

Existe una gran diversidad de materiales que cumplen los requisitos para la conversión de energía fotovoltaica, constituidos principalmente de materiales semiconductores. El comportamiento de una célula solar fotovoltaica es el mismo que el de un diodo, dispositivo electrónico que permite el paso de la corriente en un solo sentido; donde el material tipo N metalizado está expuesto a la radiación del sol y el material tipo P, está situado en su contracara en la zona de oscuridad. Por lo general, una célula fotovoltaica tiene un grosor que oscila entre 0.5 a 0.35 mm, generando un área aproximadamente de 100 cm² [29].

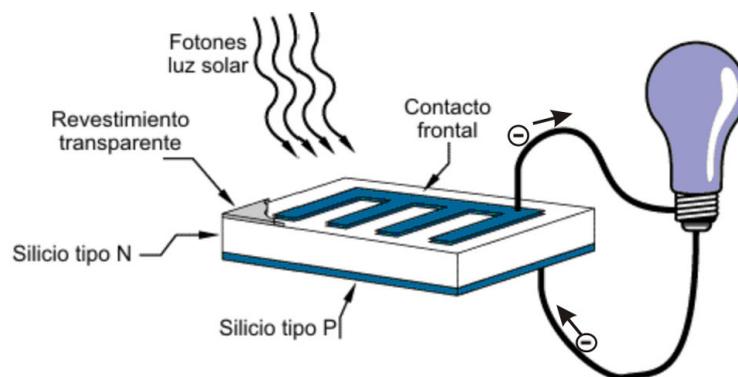


Figura 2.13 Célula Fotovoltaica [30]

Una célula solar fotovoltaica tipo está compuesta principalmente de tres capas, dos capas de materiales semiconductores y una capa inferior, cada una con sus características:

- **Capa Emisora:** esta capa está situada en la parte superior de la celda, se encuentra expuesta a los rayos incidentes provenientes del sol, compuesta de un material semiconductor, generalmente es el silicio [31]; es la encargada de desprender los electrones [32].
- **Capa Base:** ubicada entre las capas superior e inferior, tiene el objetivo de realizar el contacto eléctrico entre capas; está conformada del mismo material semiconductor que la capa emisora [31].
- **Capa Posterior:** también conocida como Back Surface Field, es la capa más profunda, está formada de aluminio, cumpliendo la función sellar la célula fotovoltaica [31].

2.2.5.1.1 Circuito equivalente

Una célula solar puede ser considerada como una fuente de corriente como muestra la Figura 2.14. La corriente (I), medida en sus terminales de salida, es equivalente a la diferencia entre la corriente producida por el efecto fotovoltaico (I_g) con la corriente del diodo (I_d) más la corriente de fuga (I_i).

La resistencia interna de la célula (R_s) está en función al grosor de la unión de los materiales P-N y la resistencia de contacto. La conductancia de fuga (G_i) se la obtiene en función a la corriente de tierra en condiciones normales de operación; en condiciones ideales están son: $G_i=0$ y $R_s=0$. La eficiencia de la conversión energética es mucho más sensible a las variaciones de la resistencia interna R_s que a las variaciones de la conductancia de fuga G_i [33].

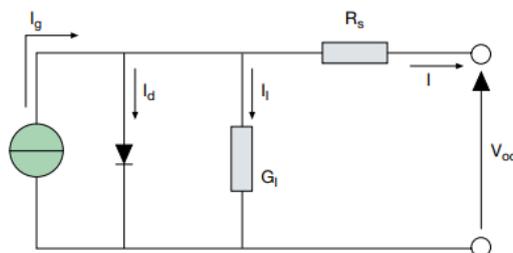


Figura 2.14 Circuito Equivalente de una Célula Solar Fotovoltaica [33]

El voltaje de circuito abierto (V_{oc}), viene dado por la siguiente relación, mostrada en la Ecuación (2.2).

$$V_{oc} = \frac{I_i}{G_i} \quad (2.2)$$

La corriente del diodo (I_d), está representado por la siguiente expresión, mostrada en la Ecuación (2.3).

$$I_d = I_D \left[e^{\frac{Q \cdot V_{oc}}{A \cdot k \cdot T}} - 1 \right] \quad (2.3)$$

En donde:

- I_D es la corriente debida a la saturación del diodo.
- Q es la carga del electrón, equivalente a (1.6×10^{-19} C).
- A es el factor de identidad del diodo.
- k es la constante de Boltzmann, equivalente a (1.38×10^{-23} J/K).
- T es la temperatura en grados Kelvin.

La corriente que es inyectada a la carga viene dada por la Ecuación (2.4).

$$I = I_g - I_d - I_i = I_g - I_D \left[e^{\frac{Q \cdot \frac{I_i}{G_i}}{A \cdot k \cdot T}} - 1 \right] - G_i * V_{oc} \quad (2.4)$$

La magnitud corriente de fuga (I_i) es despreciable en comparación a las demás. La corriente de saturación puede ser obtenida de forma empírica; al aplicar un voltaje de corto circuito abierto (V_{oc}) a una célula sin incidencia de rayos solares, se puede medir la corriente que transita por la misma [33].

2.2.5.1.2 Curva característica voltaje-corriente

La curva característica Voltaje-Corriente, representa las magnitudes que puede tomar el voltaje y la corriente, calculados de manera experimental variando su resistencia, de una celda fotovoltaica a ciertas condiciones de radiación y temperatura, como muestra la Figura 2.15. Para condiciones de cortocircuito, la magnitud de la corriente de

generación es la más alta (I_{sc}); por otro lado, en condiciones de circuito abierto el voltaje es el más alto (V_{oc}) donde la potencia de la célula llega a su punto máximo (P_m) para luego decrementsar rápidamente, cerca del voltaje sin carga [33].

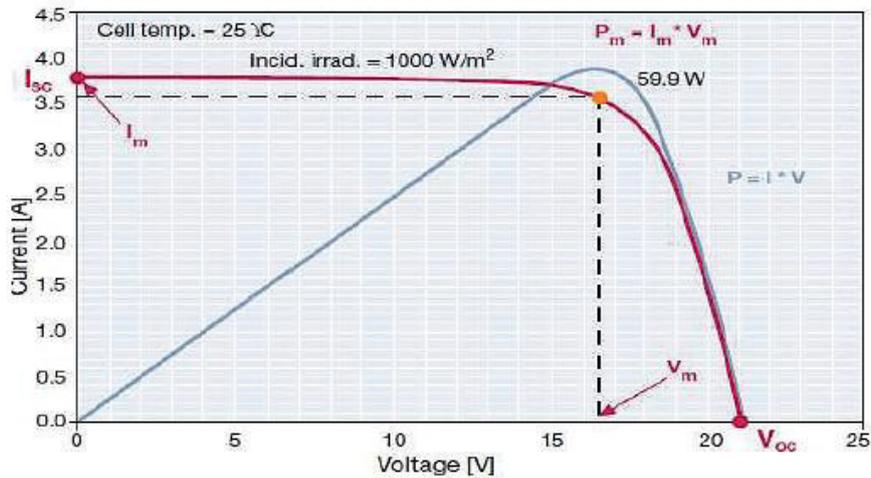


Figura 2.15 Curvas Características V-I de un módulo fotovoltaico [33]

2.2.5.1.3 Características y parámetros eléctricos

Los parámetros característicos de una célula solar fotovoltaica son los siguientes:

- Potencia nominal (P_{nom}), potencia eléctrica de la célula.
- Corriente de cortocircuito (I_{sc} o I_{cc}), es corriente máxima ante un evento de cortocircuito; utilizada para el dimensionamiento de los conductores.
- Voltaje de cortocircuito (V_{oc}), voltaje máximo cuando no existe ninguna carga.
- Potencia máxima ($P_{m\acute{a}x}$), donde el producto V_{mpp} con I_{mpp} es el máximo.
- Corriente el punto máximo de potencia (I_{mpp}), es la corriente que genera a condiciones ideales de irradiación.
- Voltaje el punto máximo de potencia (V_{mpp}), es el voltaje que genera al máximo rendimiento.
- Temperatura de funcionamiento, son los rangos de temperatura en los cuales puede operar una la célula.
- Coeficientes de temperatura para $P_{m\acute{a}x}$, V_{oc} y de I_{sc} , son coeficientes de corrección debido a la variación de temperatura de operación.

- Factor de forma (FF), determina la forma de la curva característica V-I, es la relación entre la potencia máxima y la multiplicación del voltaje de circuito abierto y corriente de cortocircuito.
- Eficiencia, es la relación de la cantidad de energía solar que incide sobre la superficie de la célula que se convierte en energía eléctrica.

Los parámetros presentados a continuación, son especificaciones para diferentes condiciones:

- STC, Standar Test Condition, condiciones ambientales, irradiancia y Air Mass de 25°C, 1000 W/m² y 1.5 respectivamente.
- NOCT, Nominal Operating Cell Temperature, condiciones ambientales, irradiancia, Air Mass y velocidad de viento 20°C, 800 W/m², 1.5 y un 1 m/s respectivamente.

2.2.5.2 Componentes de un sistema solar fotovoltaico

2.2.5.2.1 *Panel solar fotovoltaico*

Es el elemento más importante dentro de un sistema solar fotovoltaico, su función es convertir la radiación solar en energía eléctrica. Están compuestos por un conjunto de celdas fotovoltaicas iguales, encapsuladas e interconectadas eléctricamente entre sí, estas conexiones suelen ser en serie o paralelo con el fin de aumentar el voltaje y la corriente.

En la actualidad, los tipos de paneles fotovoltaicos que podemos encontrar en el mercado dado su material de fabricación son:

- **Silicio Monocristalino (Si-m):** Obtenidos de la fundición del Silicio puro dopado con Boro. Por lo general, son de color azul homogéneo con un aspecto uniforme, donde se distingue las conexiones de las celdas fotovoltaicas entre sí, lo que muestra la alta pureza del material [34]. Tiene un rendimiento energético del 24% en laboratorio y un rendimiento directo que varía entre 15 a 18% [23].
- **Silicio Policristalino (Si-p):** Fabricado de manera similar a los monocristalinos, provenientes de fundición del Silicio dopado con Boro, a excepción que se reducen las fases cristalización; por tal motivo, su fabricación es mucho más económica. Este tipo de paneles se distinguen a simple vista por la mezcla de distintos tonos

azules [34]. Tienen un rendimiento energético del 19 a 20% en laboratorio y un rendimiento directo que varía del 12 a 14% [23].

- **Silicio Amorfo (Si-a):** Estos paneles son elaborados mediante la colocación de una lámina muy delgada de un material semiconductor, como el Silicio amorfo (no cristalizado) sobre un sustrato semejante al vidrio o el plástico. Se identifican por tener un color homogéneo en toda su superficie; donde no es visible la conexión eléctrica de las celdas solares fotovoltaicas [34]. Este tipo tecnología es más asequible en comparación a las mencionadas anteriormente; además, poseen un rendimiento energético en laboratorio del 16% y un rendimiento directo menor al 10% [23].

El tipo de paneles fotovoltaicos más utilizados son de silicio monocristalino (Si-m) debido a su mayor eficiencia y perduración en el tiempo a comparación de otras tecnologías de fabricación de materiales.



Figura 2.16 Tipos de Paneles Solares Fotovoltaicos [13]

Entre las últimas tendencias en avances tecnológicos para módulos fotovoltaicos para mejorar su eficiencia y reducir pérdidas, se puede destacar las siguientes:

- **Módulos Bifaciales:** Sus células son fabricadas en base a una doble unión de materiales semiconductores N-P-P, estos paneles aprovechan simultáneamente la radiación directa, incidente en su parte frontal, en conjunto con la radiación albedo, reflejada en su parte posterior [35]. Esta tecnología al aprovechar al máximo el recurso solar debido a su mayor superficie de captación son capaces de producir una mayor cantidad de energía eléctrica, llegando a generar hasta un 30% más en comparación a un módulo monofacial convencional [36].

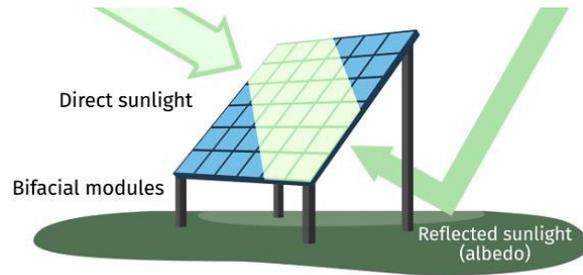


Figura 2.17 Bifacialidad [37]

- **Passivated Emitter and Rear Cell (PERC):** Esta tecnología tiene la finalidad de mejorar la eficiencia energética de los módulos solares al generar más energía eléctrica con la misma cantidad de radiación solar al capturar una mayor cantidad de fotones [31]. Consiste en agregar una capa de un material dieléctrico pasivante o reflectante, esta capa refleja nuevamente los fotones, de tal modo que, entre las capas base y emisora sea posible aprovechar y generar más energía eléctrica al no penetrar los fotones directamente a la capa de aluminio; los paneles solares que incluyen tecnología PERC tienen una eficiencia cercana al 23 % en comparación al 21 % de paneles con tecnología convencional [32].



Figura 2.18 Tecnología PERC [38]

- **Split-Cell:** Son módulos fraccionados o divididos en múltiples partes iguales e interconectadas. A diferencia de un módulo full-cell el cual tiene todas sus células fotovoltaicas conectadas en serie estableciendo un único camino para la corriente, un módulo split-cell está constituido de subarreglos de células en serie conectadas en paralelo mediante diodos bypass, de tal modo que divide el camino de la corriente [39]. De esta forma, disminuye la resistividad interna e incrementa la potencia del módulo, lo que implica menores pérdidas por efecto

Joule y mayor eficiencia, esto garantiza una producción continua ante la presencia de sombras [40]; de existir alguna sombra obstaculizando uno o varios subarreglos de células, lo que ocasiona su cambio de polaridad, los diodos bypass actúan en dichos arreglos dejándolos fuera de servicio; de tal manera, el resto de los arreglos del módulo puede seguir trabajando sin ningún problema corriente [39].

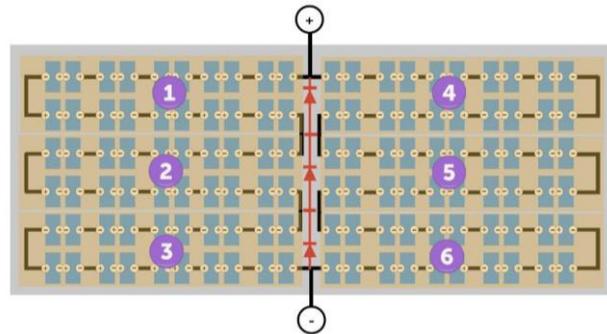


Figura 2.19 Split-Cell [41]

- **Multi-Busbar (MBB):** En la actualidad los fabricantes de módulos solares han incrementado el número de barras colectoras que atraviesan las células solares obteniendo hasta 5BB por célula. Este aumento acorta el recorrido de la corriente generada de tal forma que disminuye la resistividad y el calibre de los conductores, lo que significa menores pérdidas debidas al efecto Joule. Los módulos con celdas MBB son más eficientes, esto mejora e incrementa su potencia de generación; esta tecnología es menos propensa a las microgrietas y roturas de los BB, lo que prolonga su vida útil [40].

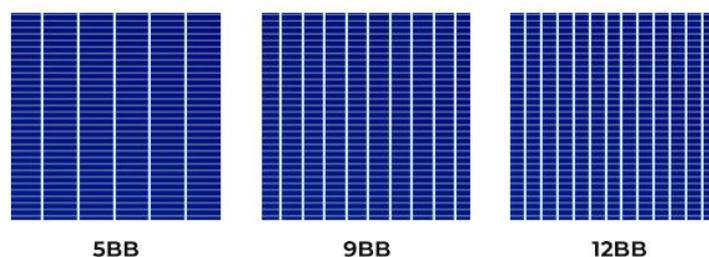


Figura 2.20 Tecnología Multi-Busbar [42]

2.2.5.2.2 Estructuras de soporte

Las estructuras de soporte para paneles solares son elementos metálicos de vital importancia, mejoran el rendimiento energético y la seguridad de la planta fotovoltaica; cumplen las funciones de: fijar a los módulos solares a cualquier tipo de superficie, modificar su inclinación y/o orientación con el propósito de captar mayor cantidad de radiación solar [43]. Dada su fabricación y tecnología existen dos tipos de estructuras de soporte:

- **Estructuras Fijas:** Las estructuras fijas son las más utilizadas por motivos de costes de instalación y mantenimiento, debido a que no pueden modificar su inclinación. Para implementarlas es necesario realizar un estudio de las condiciones meteorológicas para obtener la estacionalidad, ubicación geográfica, tipo de terreno y fuerza del viento incidente en el lugar, a fin de garantizar el grado óptimo de inclinación de los módulos para obtener un mejor rendimiento mecánico de las estructuras [44].

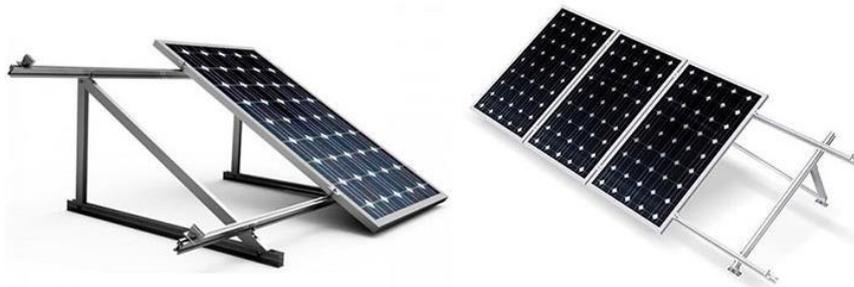


Figura 2.21 Estructuras Solares Fijas [45]

- **Estructuras Móviles:** Son estructuras electromecánicas, también conocidas como seguidores solares, mucho más onerosas a causa de su fabricación, puesta en marcha y mantenimiento; tienen como principal objetivo maximizar la captación de radiación solar incidente en los módulos, ya que es posible variar el ángulo de inclinación de manera manual o autónoma para asemejar el movimiento natural del Sol a lo largo del día [44].

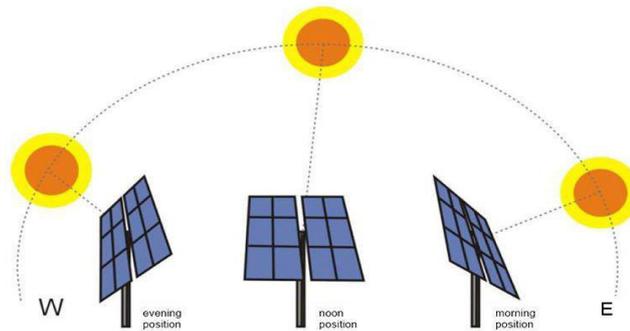


Figura 2.22 Seguidores Solares [46]

2.2.5.2.3 *Batería o acumulador*

La función principal de las baterías o acumuladores es el almacenamiento de la producción de energía eléctrica generada por los paneles fotovoltaicos. Gracias a esto, los sistemas fotovoltaicos son totalmente independientes al disponer de la energía eléctrica durante cualquier instante del día, fundamentalmente cuando no existe radiación solar o los paneles no pueden generar toda la energía suficiente para proveer el consumo eléctrico.

En general, las baterías más utilizadas en el mercado para los sistemas fotovoltaicos son de Plomo-ácido (Pb-a) ó Níquel-Cadmio (Ni-Cd); su estructura suele estar conformada por componentes conectados en serie o paralelo. La capacidad energética viene dada por Amperios hora (Ah) ó Watios hora (Wh), siendo unidades que miden la cantidad de carga eléctrica que se puede ser suministrada a lo largo de una hora; son la suma de las capacidades de todos sus componentes, se calcula con relación al consumo energético y la cantidad de días de autonomía que requiere el sistema [47].

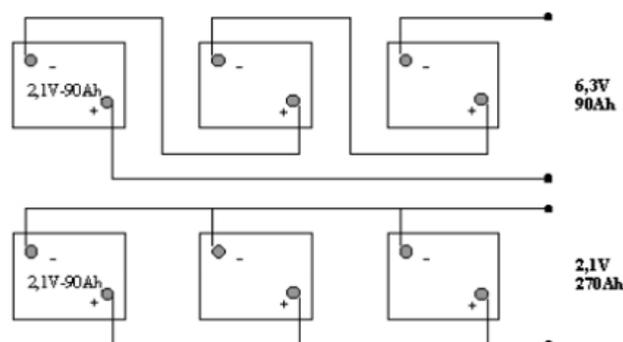


Figura 2.23 Baterías conectadas en Serie o Paralelo [47]

Es fundamental realizar un correcto dimensionamiento, debido a que un exceso en la capacidad de almacenamiento de las baterías con relación a la capacidad de generación de la planta fotovoltaica produciría dificultad para la carga total de las baterías. Por otro lado, una baja capacidad de almacenamiento significaría una reducción en la autonomía del sistema, generando el riesgo de no suplir la demanda eléctrica cuando no exista la suficiente radiación solar [47].

2.2.5.2.4 Regulador de carga

Es un equipo electrónico cuyo objetivo es garantizar el proceso óptimo de carga y evitar situaciones de sobrecarga y sobredescarga durante la vida útil de las baterías en sistemas solares fotovoltaicos. Adicionalmente, algunos reguladores de carga incluyen funciones como: compensación por temperatura, sensores de control, alarmas e indicadores visuales; a fin de maximizar el tiempo de vida de la batería y el sistema.

Los parámetros eléctricos que caracterizan a un regulador de carga son el voltaje nominal y la corriente máxima de operación; este debe ser configurado con relación al tipo de batería utilizada. El regulador de carga se selecciona en base al voltaje del sistema y la corriente de corto circuito del generador fotovoltaico, adicionando un factor de seguridad.

Los reguladores evitan las sobrecargas al interrumpir de manera completa o mediante pulsos toda la corriente proveniente del generador fotovoltaico; otra función primordial de este equipo es evitar la descarga completa de la batería lo que conllevaría una disminución capacidad y vida útil. Pese a su bajo coste y simplicidad en comparación a los demás elementos de un sistema fotovoltaico, el regulador de carga está profundamente vinculado con el tiempo de vida de la batería y toda la eficiencia del sistema [47].

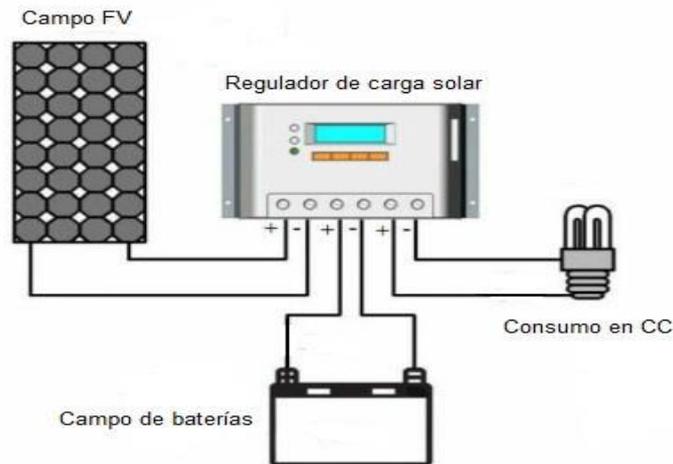


Figura 2.24 Regulador de Carga Solar [48]

Los reguladores de carga se los puede clasificar según su aplicación en:

- **Pulse Width Modulation (PWM):** Estos reguladores trabajan a través de la modulación de ancho de pulsos; disponen de un diodo, el cumple la función de un interruptor, para que módulos trabajen al mismo voltaje de los acumuladores. Por esta razón los módulos no trabajan en su máximo punto de potencia generando pérdidas de potencia en este proceso. Son los más comunes en aplicaciones aisladas con voltajes de 12 V y 24 V; debido a su fabricación disponen de una larga vida, son ideales en proyectos de pequeña y mediana escala [49].
- **Maximum Power Point Tracking (MPPT):** Este tipo de reguladores trabajan con los módulos en su punto máximo de potencia, independientemente de los diferentes niveles de voltajes que trabajen los paneles y las baterías, ya que contienen un conversor de voltaje DC/DC y un diodo de protección. En consecuencia, estos reguladores generan menos pérdidas de potencia siendo mucho más eficientes y aumentando la producción energética, debido a esta razón son mucho más costos que un regulador PWM. Son ideales en cualquier tipo de instalación que se requiera alta fiabilidad a gran escala [49].

2.2.5.2.5 Inversor solar fotovoltaico

Gran parte de todas las cargas eléctricas están diseñadas para trabajar con corriente sinusoidal, dada la facilidad de generación y alta eficiencia que implica su transformación dentro de las redes de distribución; cualidad que no posee la corriente

continua. Los paneles solares fotovoltaicos al generar corriente continua deben implementar un inversor, el cual transforma la corriente continua en corriente alterna y así alimentar la mayoría de las cargas eléctricas [47].

También conocido como conversores DC/AC, es un dispositivo electrónico que además de transformar la corriente continua en corriente sinusoidal, modulan y regulan a su salida una onda alterna de voltaje. En el mercado se puede encontrar inversores con diversos rangos de voltaje y potencia que pueden ser monofásicos o trifásicos, los cuales operan frecuencia industrial [47].

Su funcionamiento es en base a electrónica de potencia, utilizando configuraciones de puentes conmutadores de potencia de ciclo controlado, abriendo y cerrando el flujo de corriente para generar ondas con pulsos variables, a mayor frecuencia de pulsos aumenta la eficiencia del inversor y disminuye la distorsión armónica ya que se obtiene una onda mucho más similar a una sinusoidal. Se puede clasificar los inversores con relación al voltaje de salida en:

- **Onda Cuadrada:** Son los más asequibles debido a su bajo nivel de filtrado y modulación, generan una onda con un THD aproximado del 40%; tienen una eficiencia entre el 50 al 60%. Utilizados generalmente con cargas pequeñas de características resistivas o inductivas [47].
- **Onda Modificada:** Generan una onda resultante de voltaje con un THD aproximado del 20%, son inversores con eficiencias altas, mayores al 90%. Esta tecnología es implementada en sectores rurales con el fin de alimentar las cargas eléctricas como electrodomésticos y algunos equipos electrónicos [47].
- **Onda Sinusoidal:** Este tipo de tecnología son la mejor elección cuando se debe alimentar cualquier tipo de cargas que trabajen con corriente sinusoidal pura, en especial dispositivos de telecomunicaciones o de instrumentación electrónica, debido a su alto y cuidadoso nivel filtrado entregan una onda estable de voltaje sinusoidal con bajo THD [47].

Los inversores pueden trabajar tomando energía eléctrica de los acumuladores o la energía generada directamente del generador fotovoltaico y a su vez, pueden estar conectados a diferentes puntos de carga o suministrar la energía directamente a la red eléctrica.

- **Inversores Solares Fotovoltaicos Autónomos:** Estos equipos trabajan conectados a una batería o sistema de baterías para suplir de energía eléctrica a cargas que se alimentan con corriente alterna. Por lo general, estos inversores

traen incorporados reguladores de carga de tal forma que interrumpen el estado de carga de los acumuladores en caso de ser necesario; sin embargo, es indispensable implementar un regulador de carga propio para los acumuladores con el fin de evitar la sobrecarga, sobredescarga y sensor el estado de estos. Son utilizados normalmente en aplicaciones donde no existe un fácil acceso a la red eléctrica, por ejemplo: sistemas agrícolas de riego y bombeo agua [47].

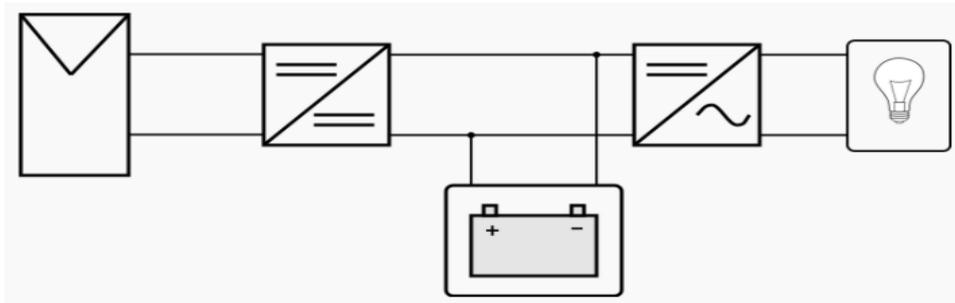


Figura 2.25 Inversor Solar Fotovoltaico Autónomo [50]

- **Inversores Solares Fotovoltaicos conectados a la Red Eléctrica:** Se identifican por estar conectados directamente al generador fotovoltaico para convertir toda la corriente continua generada en corriente alterna, con el propósito de inyectarla en su totalidad a la red. Este tipo de inversores al trabajar en sincronismo con sistema de distribución deben cumplir ciertos parámetros de calidad del producto eléctrico como: baja interferencia electromagnética, alto factor de potencia, bajo contenido armónico, entre otros. Además, algunas normas en el ámbito de confiabilidad y seguridad para equipos, personas y la red. Se acostumbra a proteger estos equipos mediante un aislamiento galvánico el cual tiene el objetivo de separar ambos circuitos sin que exista contacto físico; este aislamiento lo realiza un transformador, colocado entre el inversor solar y la red eléctrica [47].

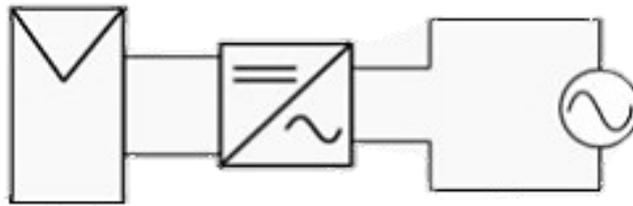


Figura 2.26 Inversor Solar Fotovoltaico Conectado a la Red Eléctrica [50]

2.2.5.2.6 Elementos de protección

Una instalación fotovoltaica es un sistema eléctrico que opera con corriente directa que maneja potencias considerables; por ende, los eventos producidos por sobrevoltajes, cortocircuitos y sobrecargas puede representar un riesgo a los propios equipos y elementos de la instalación, personas y a la red eléctrica [51].

Por estas razones, se debe implementar protecciones o sistemas de protecciones para prevenir, minimizar, aislar y eliminar cualquier siniestro; en un sistema solar principalmente debe existir protecciones eléctricas ante sobrevoltaje, bajo voltaje, sobrecorriente y contactos eléctricos [51].

Cabe recalcar, mientras si implemente más dispositivos de protección el costo total de la instalación fotovoltaica crece, esto se ve justificado con la confiabilidad la seguridad que brindara el sistema.

2.2.5.3 Tipos de sistemas solares fotovoltaicos

2.2.5.3.1 Sistema solar fotovoltaico conectado a la red (On Grid)

La energía generada por el sistema fotovoltaico es para uso propio. Si la producción supera al consumo, el exceso se inyectará a la red. Del mismo modo, si el consumo supera la potencia del sistema fotovoltaico, la potencia se obtiene de la red.

Los elementos que conforman un sistema On Grid son: paneles solares, inversor (On Grid) y el medidor bidireccional como se muestra en la Figura 2.27.

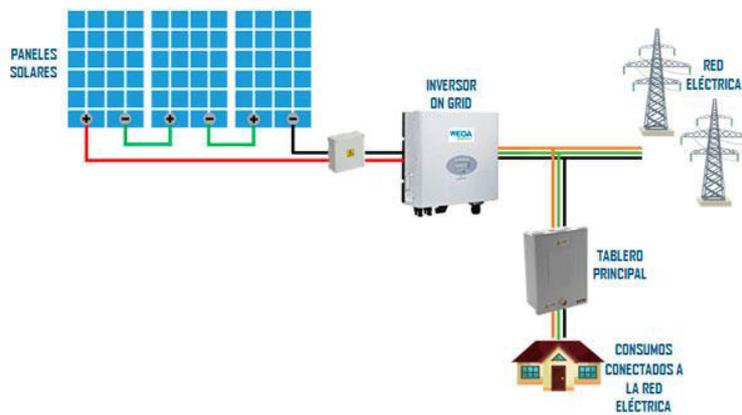


Figura 2.27 Sistema Solar Fotovoltaico On-Grid [52]

2.2.5.3.2 Sistema solar fotovoltaico aislado (Off Grid)

El sistema es completamente independiente de la red de distribución o punto de interconexión; de producción, distribución y almacenamiento. Generalmente, este tipo de sistema se instala cuando el costo de establecer conexiones eléctricas entre lugares para conectarse a la red es demasiado alto o a su vez que no exista la disponibilidad del servicio de energía eléctrica. Este sistema es una opción sostenible para la sustitución generadores de gasolina o diésel.

Los elementos que forman parte de un sistema solar fotovoltaico Off Grid son: paneles solares, inversor (Off Grid), baterías y el regulador de carga que se encuentra incorporado al inversor, como se lo puede ver en la Figura 2.28.

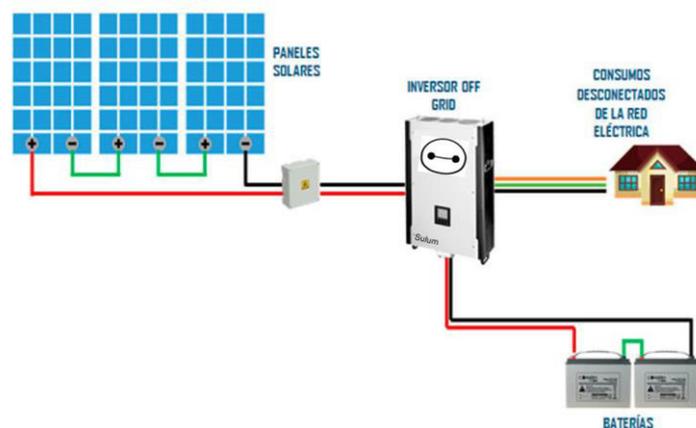


Figura 2.28 Sistema Solar Fotovoltaico Off-Grid [52]

2.2.5.3.3 Sistema solar fotovoltaico híbrido

El sistema fotovoltaico solar híbrido es una combinación entre un sistema On grid y Off grid de manera que se aprovechan ambas tecnologías para tener mayor estabilidad y autonomía de la red.

Si la energía generada por el generador fotovoltaico es suficiente para el consumo doméstico, el inversor utilizará energía fotovoltaica para cargar la batería. Asimismo, si el consumo es superior a la energía fotovoltaica, el inversor obtendrá su energía insuficiente de la red pública. En ausencia de luz solar, el inversor utilizará completamente la energía de la batería de acuerdo con el consumo de energía, o podrá obtener energía de la red pública.

Los elementos que generalmente se utilizan en un sistema fotovoltaico híbrido son: paneles solares, inversor (híbrido), regulador de carga (incorporado al inversor) y baterías, como se lo puede observar en la Figura 2.29.

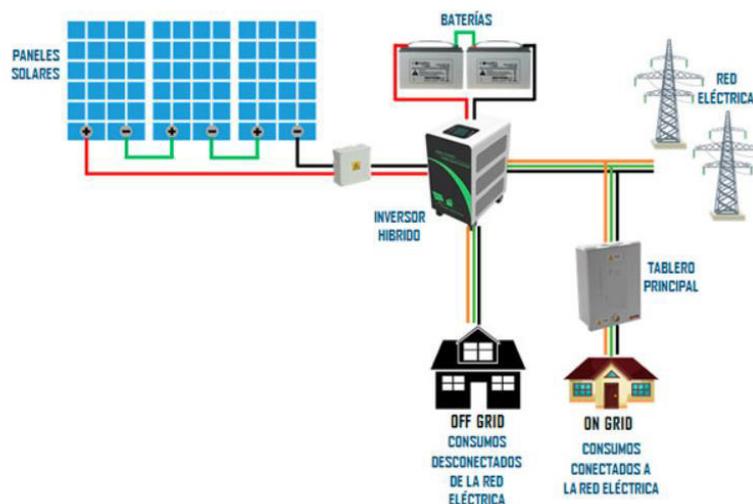


Figura 2.29 Sistema Solar Fotovoltaico Híbrido [52]

2.3 ENERGÍA SOLAR EN LA AGRICULTURA

La energía eléctrica, hoy en día, es uno de los pilares fundamentales dentro del desarrollo y el progreso de las sociedades, debido a que, todas las actividades que se realizan en el día a día dependen directa o indirectamente de su uso. El crecimiento de

la demanda energética en cualquier nación se encuentra íntimamente relacionado con el aumento del Producto Interno Bruto (PBI), la calidad de vida de sus habitantes y el nivel de industrialización; por consiguiente, el consumo eléctrico per cápita es uno de los indicadores más confiables para medir el nivel de desarrollo económico, social y tecnológico en cualquier país [53].

El Ecuador no es la excepción, en base a los datos proporcionados por el PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 – 2022, en la Figura 2.30 muestra la proyección de demanda energética en el Ecuador, donde tiene un tasa de crecimiento lineal a partir del año 2014, al igual que el PBI mostrado en la Figura 2.31; lo que significa que, dentro del país ha existido un incremento en el nivel de vida de sus habitantes [54].

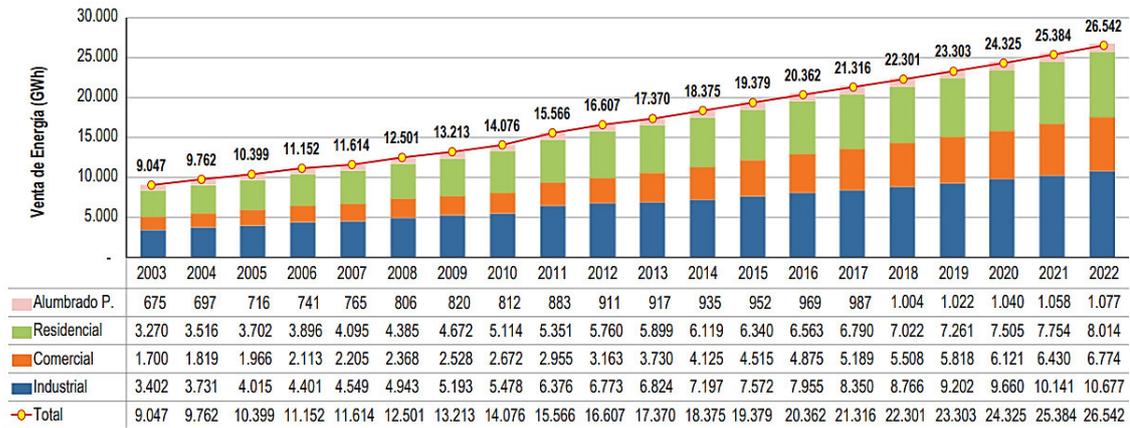


Figura 2.30 Evolución Historia y Proyección de la Facturación Total de Energía por Grupo de Consumo el Ecuador 2003 – 2022 [54]

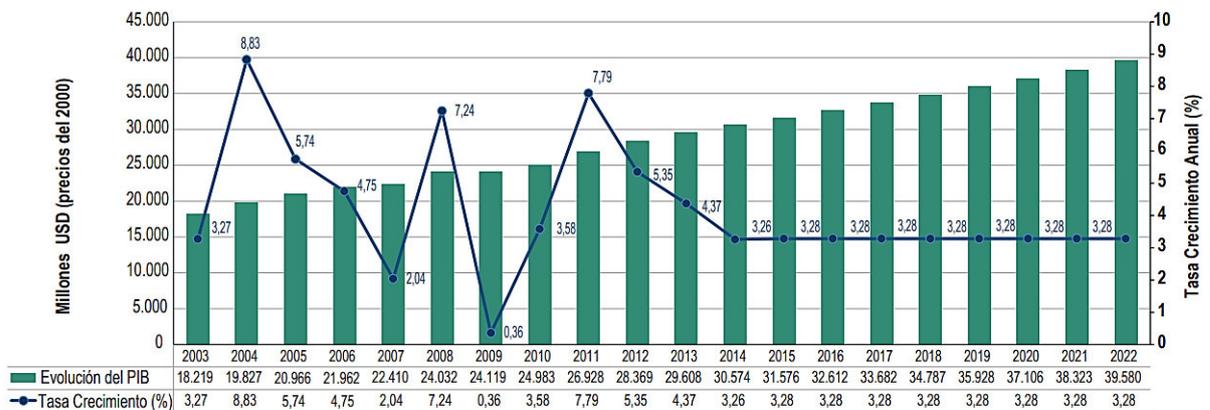


Figura 2.31 Evolución Histórica y Proyección del PIB en el Ecuador 2003 – 2022 [54]

Se aproxima que un 17% de toda la población mundial no tiene un adecuado acceso a la red eléctrica o en ocasiones carece del servicio; como resultado, en algunas regiones rurales donde la energía eléctrica es escasa, los índices de subdesarrollo son altos [55].

El aumento mundial del consumo eléctrico en zonas rurales ha venido impulsado por la explotación de todos recursos no renovables y el uso de combustibles fósiles ha generado algunas problemáticas económicas y ambientales como:

- **Calentamiento Global:** Es un efecto provocado por las excesivas emisiones de gases de efecto invernadero en la atmosfera terrestre, debido al uso de fuentes energéticas contaminantes; es el causante del aumento de la temperatura global.
- **Contaminación Ambiental:** El uso y la producción irresponsable de energías fósiles, además de ser los causantes del calentamiento global, han contaminado las fuentes de agua, aire y los suelos; lo que ha conllevado a un riesgo para la vida en el planeta.
- **Escases de Recursos no Renovables:** Una mayor demanda energética implica explotar una mayor cantidad de recursos naturales, lo que significa la destrucción de los ecosistemas en zonas biodiversas, por ejemplo, el Amazonas; esto ha generado problemas ambientales y crisis financieras en países productores y dependiente de los recursos no renovables.

Por tales motivos, es una prioridad de las naciones garantizar y facilitar el acceso a una energía eléctrica limpia en zonas rurales con el fin de asegurar por un lado un desarrollo energético sostenible, y por otra parte la mejora de la calidad de vida en la población rural y el crecimiento económico de la zona.

Las energías renovables y la eficiencia energética son la mejor opción para la electrificación en las zonas rurales, en especial la energía solar fotovoltaica ya que aporta al desarrollo de las actividades económicas que se relacionan con el incremento de la productividad.

2.3.1 APLICACIONES DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN LA INDUSTRIA AGRÍCOLA

Los sistemas de generación solar fotovoltaica gracias a su desarrollo tecnológico y también, a la disminución de los costos de fabricación, hoy en día, cada vez se

encuentran más presentes en todo el mundo en diversas áreas; sus aplicaciones pueden ir desde calculadoras solares hasta cuantiosos sistemas de generación eléctrica; todas ellas tienen el fin de satisfacer cualquier tipo demanda energética.

Entre las principales actividades que se realizan en la agricultura se tiene: bombeo de agua, sistemas de riego, cercado eléctrico, electrificación rural, sistemas de iluminación vigilancia entre muchas otras más; todos ellos deben enfrentar una serie de desafíos relacionados con el crecimiento de la demanda y el cambio climático, entre los cuales, el desarrollo de nuevas formas de generación y uso de energía puede convertirse en nuevas oportunidades para solventar esta problemática [56].

Dada la ubicación remota de las zonas agrícolas es necesario contar con sistemas fotovoltaicos que se adapten a estas necesidades; los sistemas fotovoltaicos autónomos (Off Grid) son propicios para dotar de suministro eléctrico en lugares apartados de la red eléctrica. En la Figura 2.32 se pueden apreciar varias aplicaciones relacionadas a los diferentes tipos de sistemas de generación solar fotovoltaica.

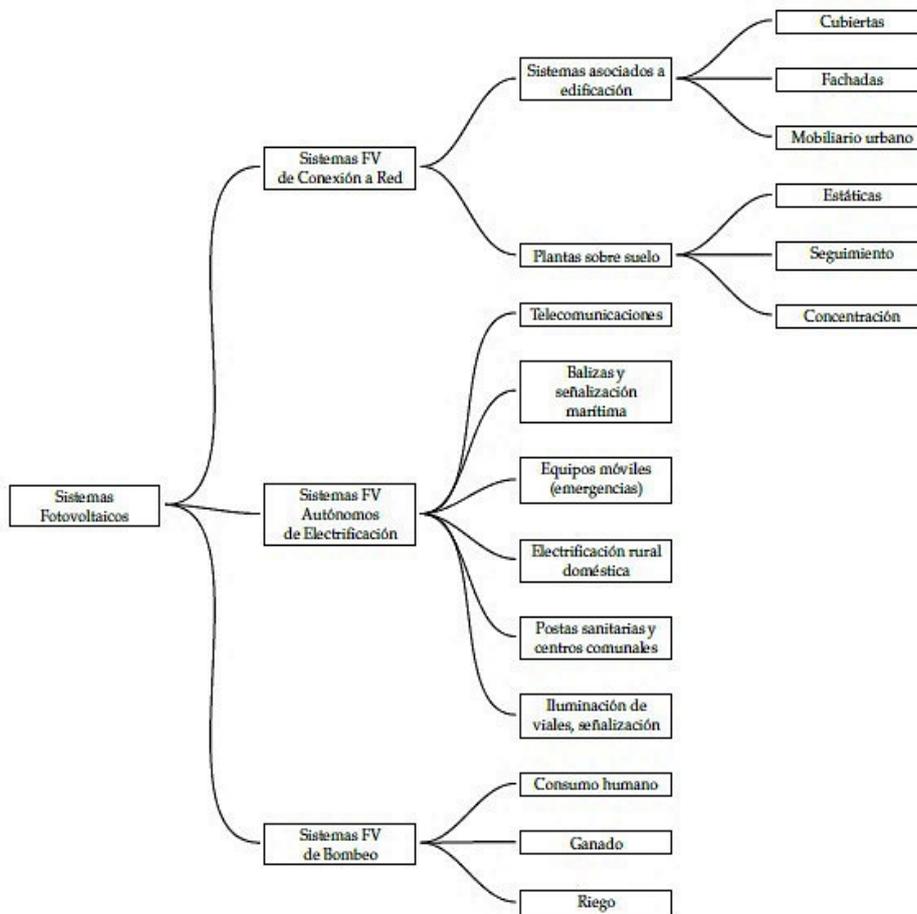


Figura 2.32 Aplicaciones de la Energía Fotovoltaica [19]

2.3.1.1 Demanda agrícola

En la industria agrícola los equipos más frecuentes son los motores, en cualquier tipo de industria consumen aproximadamente entre el 60% y 70% de la energía total, por lo que representan un consumo energético y económico considerable.

En la industria agrícola ecuatoriana el uso de máquinas eléctricas a base de combustibles fósiles ha sido y son la opción más frecuente, debido al desconocimiento del funcionamiento y del bajo coste de las nuevas tecnologías emergentes; las máquinas eléctricas más comunes son:

- Grupos Electrógenos: Estas máquinas transforman energía mecánica a energía eléctrica, gracias a la combustión interna de un fluido producida en un motor mecánico el cual se encuentra acoplado a un generador eléctrico. Los grupos

electrógenos son utilizados como fuente principal de energía eléctrica o como una fuente de apoyo en infinidad de procesos dentro de la industria agrícola.



Figura 2.33 Grupo Electrónico [57]

- **Bombas Mecánicas o Motobombas:** Son máquinas que transforman la energía mecánica, generada por un motor de combustión interna, en energía cinética o hidráulica, por medio de una bomba, de tal manera que permite transportar un líquido por largas distancias. En la agricultura son utilizadas para abastecer de agua a la industria agrícola, también son empleadas para el riego de los cultivos debido que no se cuenta con un buen suministro eléctrico.



Figura 2.34 Motobombas en la Agricultura [58]

Dentro de la agricultura por lo general se suele implementar dos tipos de bombas:

- **Bombas Centrífugas:** Este tipo de bombas incrementan la velocidad de un fluido para que estos puedan trasladarse grandes distancias, a través del accionar de paletas giratorias.

- **Bombas de Desplazamiento Positivo:** Estas bombas son ideales para trasladar fluidos que se encuentran a grandes profundidades, por medio de la hidrostática.

Las bombas centrífugas son apropiadas para generar caudales elevados con bajas alturas, mientras que las bombas de desplazamiento positivo proporcionan altos incrementos de altura y presión su curva de funcionamiento se puede observar en la siguiente Figura 2.35.

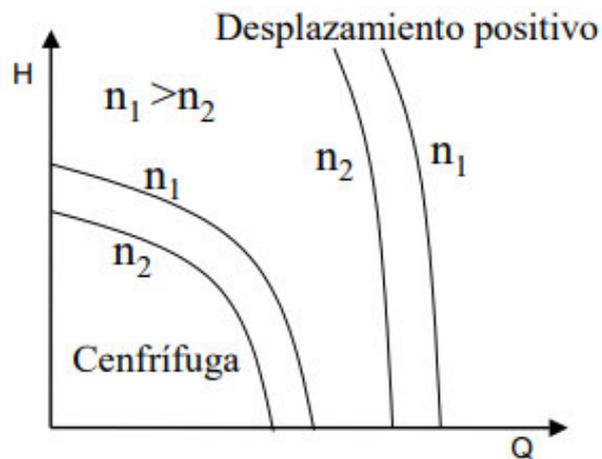


Figura 2.35 Comparativa de las curvas típicas de las bombas Centrífugas y de Desplazamiento Positivo [59]

Según la instalación de las bombas se las puede clasificar en:

- **Flotantes:** Son bombas semi sumergibles para ser suspendidas en el agua, diseñadas para aplicaciones de drenaje a nivel del agua.
- **De Superficie:** Funcionan fuera del agua, utilizadas para vaciado, transporte de aguas limpias o para riego.
- **Sumergibles:** Son bombas que funcionan completamente sumergidas, protegidas herméticamente para bombear un líquido que se encuentra a grandes profundidades.

2.3.1.1.1 Motores eléctricos de alta eficiencia

Estos motores transforman con mayor eficiencia la energía mecánica a energía eléctrica produciendo pocas pérdidas durante el proceso de conversión, obteniendo eficiencias

mayores al 90% lo que se traduce en un menor consumo energético y a su vez en un ahorro económico.

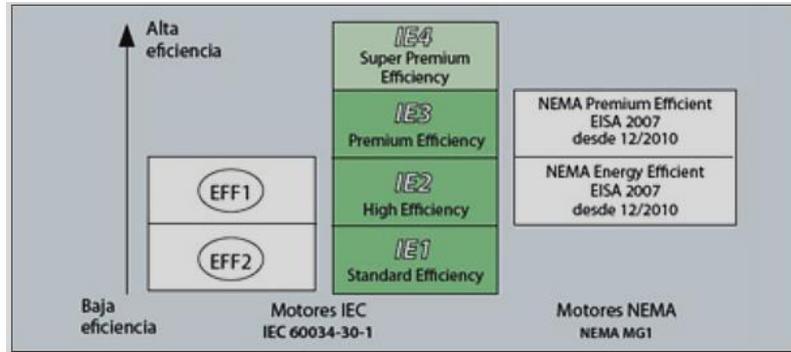


Figura 2.36 Clasificación de Motores Según su Estándar y Eficiencia [60]

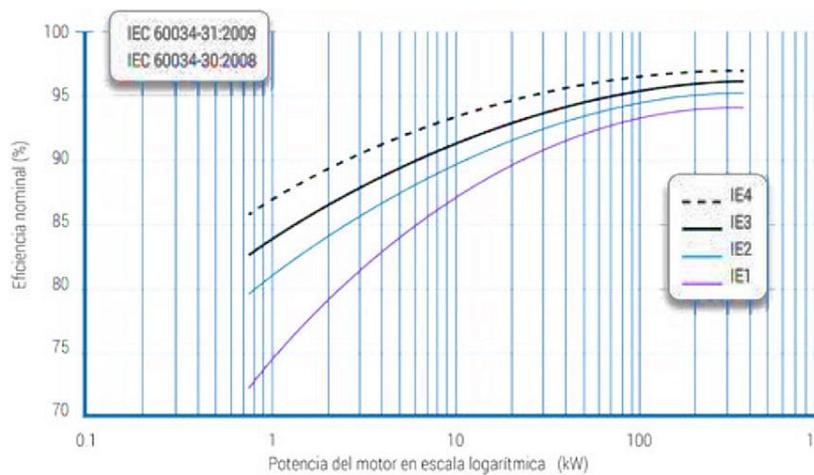


Figura 2.37 Eficiencia en función al Estándar y Potencia [61]

Trabajan de tal manera que su eficiencia es la máxima posible, esta se obtiene cuando su factor de carga es el óptimo. El factor de carga es la relación entre la potencia real entregada sobre la potencia nominal de placa del motor, su valor optimo generalmente se encuentra entre el 70% y 75%, esto dependerá de las curvas proporcionadas por el fabricante.

$$FC = \frac{\text{Potencia Suministrada a la Carga}}{\text{Potencia Nominal de Placa}} \quad (2.5)$$

Es decir, un motor de potencia nominal de 40 HP que se encuentre generado 30 HP a su demanda, su factor de carga es de 0.75, lo que implica que trabajara aproximadamente a su máxima eficiencia, como se observa en la Figura 2.38. De tal manera, para obtener la potencia optima de un motor se debe conocer la potencia demandada por la carga y dividirla para el factor de carga optimo del mismo.

$$Potencia\ Optima\ de\ un\ Motor = \frac{Potencia\ demanda\ por\ la\ Carga}{0.75} [kW] \quad (2.6)$$

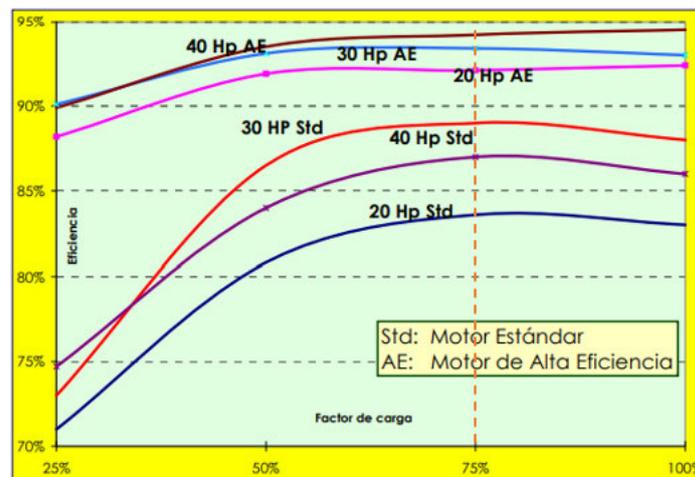


Figura 2.38 Curvas del Factor de Carga en Motores Estándar y de Alta Eficiencia [62]

En la actualidad existen un sin número de normativas técnicas a nivel nacional e internacional para la clasificación, pruebas y etiquetado, relacionado a la eficiencia energética en motores eléctricos; por esta razón, entidades como la IEC en grupo con otras asociaciones técnicas internacionales han trabajado en conjunto para armonizar todas las normativas referentes a eficiencia en motores eléctricos.

La **Tabla 2.1** Normativas IEC en Eficiencia de Motores Eléctricos muestra un resumen de las normativas IEC referentes a eficiencia energética en motores eléctricos [63].

Tabla 2.1 Normativas IEC en Eficiencia de Motores Eléctricos [63]

Descripción	Norma	Título	Motores
Evaluación y desempeño	IEC 60034-1	Calificación y rendimiento	Motores eléctricos en general
Pruebas de eficiencia	IEC 60034-2-1	Métodos estándar para determinar las pérdidas y la eficiencia de los ensayos (excluidas las máquinas para vehículos de tracción)	Motores estándar (AC, DC y sincrónicos)

	IEC 60034-2-2	Métodos específicos para determinar pérdidas separadas de grandes máquinas de ensayo (Suplemento a IEC 60034-2-1)	Motores especiales y de gran potencia
	IEC 60034-2-3	Métodos de ensayo específicos para determinar las pérdidas y eficiencia en la conversión de motores alimentados en AC	Motores con convertidor
Clases de eficiencia	IEC 60034-30	Clases de eficiencia de motores de una sola velocidad, trifásicos, de inducción de jaula de ardilla (código IE)	Motores de inducción desde 0.75 kW a 375 kW; 2,4,6 polos; 50/60 Hz
Guía de aplicación	IEC 60034-31	Selección de motores de bajo consumo, incluidas las aplicaciones de velocidad variable - Guía de aplicación	Motores y variadores de frecuencia

2.3.2 ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN LA INDUSTRIA AGRÍCOLA ECUATORIANA

En el Ecuador hasta el año 2017, la energía fotovoltaica era casi inexistente, debido que aproximadamente el 0.36% de la generación eléctrica era proveniente de módulos fotovoltaicos y aun existía una alta dependencia de energías derivada de recursos fósiles, en donde el 57.54% era producida por estas fuentes [64].

A consecuencia de esto, desde el año 2019 se establecieron una serie de incentivos en pro del uso de energías renovables no convencionales para incrementar el nivel de aprobación de la generación fotovoltaica.

La electrificación es una necesidad para el apalancamiento del desarrollo de los sectores productivos. En el Ecuador, el déficit de las redes eléctricas y subestaciones de distribución aledañas a las zonas de producción agrícola han sido una gran limitante para que este sector no logre una mayor competitividad.

El Ecuador al estar ubicado sobre la línea zona ecuatorial dispone de un excelente recurso solar, por lo que tiene un gran potencial de explotación de energías renovables no convencionales.

La implementación de los sistemas solares fotovoltaicos para el suministro de energía eléctrica permite disminuir los costos de operación, además de incrementar la

competitividad del sector agrícola. En ese sentido, estos sistemas podrían suplir las necesidades eléctricas presentes en la agricultura.

El sector agrícola tiene a bien merecer el uso de energías renovables, su uso, mejoraría la calidad de vida, el desarrollo de proyectos trae consigo ventajas no solo a nivel económico sino social, ambiental y comunitario [56].

2.4 ANÁLISIS REGULATORIO PARA EL USO Y ALMACENAMIENTO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOABASTECIMIENTO

Las leyes del estado ecuatoriano siguen un orden jerárquico, este orden viene dado de la siguiente forma como muestra la Figura 2.39.

La Constitución de la Republica del Ecuador en su artículo 15 fomenta para los sectores públicos y privados, la utilización de tecnologías ambientalmente limpias y energías alternativas no contaminantes de bajo impacto; adicionalmente, el artículo 413 expresa que el estado ecuatoriano debe incentivar a la eficiencia energética, el desarrollo de prácticas limpias y verdes, así como el uso de energías renovables diversificadas de bajo impacto que no pongan en riesgo el equilibrio ecológico y los derechos alimentarios [65].

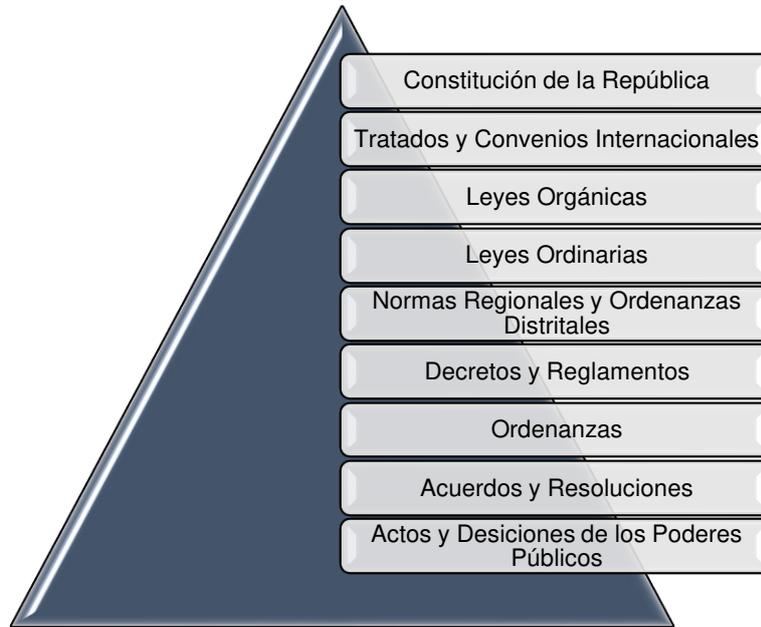


Figura 2.39 Orden Normativo Vigente en el Ecuador [Elaboración propia]

Dentro del ámbito del sector eléctrico todas las leyes, reglamentos, regulaciones y resoluciones son expedidas por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables (MERNNR), o a su vez por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR).

A continuación, se desarrollará un análisis regulatorio referente al autoabastecimiento de energía eléctrica, donde se hará énfasis en los artículos referentes al a sistemas eléctricos aislados.

2.4.1 REGULACIÓN NRO. ARCONEL-003/18

Expedida por la antigua Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) en el año 2018, con el título de: “Microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”; en el año 2019, debido a la Resolución Nro. ARCONEL 057/18 cambió su nombre a: “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”. Esta regulación permite la instalación de microcentrales fotovoltaicas (μ SFV) para autoabastecimiento, para los usuarios regulados por las empresas distribuidoras, hasta 300 kW para

consumidores residenciales; y menos de 1000 kW, para consumidores industriales o comerciales [66].

“Art 12.2 Consumidores con μ SFV que no deseen conectarse a la red

Los consumidores con μ SFV, cuyo funcionamiento sea únicamente para autoconsumo, y que no trabajen en sincronismo con la red de distribución, no estarán sujetos a las condiciones establecidas en la presente Regulación” [66].

Aquí define que cualquier usuario que disponga de un sistema solar para su autoabastecimiento, que no esté conectado al Sistema Nacional Interconectado (SNI), no será regulado y normado por la actual Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR); es decir, un sistema solar fotovoltaico con almacenamiento de energía eléctrica, aislado entraría dentro de esta categoría.

A comienzos del año 2021, la nueva Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR), mediante la Resolución Nro. ARCERNNR-013/2021, expidió la nueva Regulación Nro. ARCERNNR 001/2021, con el título: “Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica”, reemplazando a la antigua Regulación Nro. ARCONEL 003/18 [67].

2.4.2 REGULACIÓN NRO. ARCERNNR-005/21

Expedida la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR) en el año 2020, con el título de: “Participación de Autogeneradores y Cogeneradores en el Sector Eléctrico”. Esta regulación establece las condiciones técnicas, operativas y comerciales sobre la participación de autogeneradores y cogeneradores dentro del sector eléctrico [68] .

El artículo 15 del segundo capítulo hace referencia a los proyectos autogeneración aislados para el sector petrolero y minero; estos no deberán realizar ningún trámite para su habilitación o cumplir alguna normativa, solo es necesario registrarlos y brindar toda la información requerida por la agencia de regulación y control para fines investigativos y estadísticos.

“Art. 15 Autogeneración Petrolera y Minera en Sistemas Aislados

Las personas jurídicas que desarrollen proyectos de autogeneración petrolera y minera que se conecten a sistemas aislados, no requieren tramitar un título habilitante, pero deberán registrar los proyectos ante el Ministerio Rector previo al inicio de su operación; para esto deberán entregar toda la información requerida por ese organismo. Para fines de planificación, estadísticos e informativos deberán reportar toda la información requerida por el Ministerio Rector y la ARCERNNR, en los plazos y formatos que para el efecto se establezcan.

En las islas Galápagos se podrán desarrollar únicamente proyectos de generación, en tal sentido, de existir personas jurídicas interesadas en desarrollar centrales de generación para abastecer su propia demanda, deberán observar lo establecido en la regulación sobre generación distribuida para autoabastecimiento [68].”

En la actualidad, no hay existe una regulación la cual defina los lineamientos que debe cumplir y/o seguir para instalar un sistema fotovoltaico con almacenamiento de energía eléctrica aislado de la red; sin embargo, los usuarios que opten por esta opción deberán informar a la ARCERNNR y al MERNNR la potencia nominal y las características de la μ SFV instalada para fines informativos y estadísticos.

2.5 MECANISMOS E INCENTIVOS PARA IMPLEMENTAR ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL ECUADOR

A causa del aumento de la demanda energética y a favor de implementar tecnologías de bajo impacto ecológico para la generación de energía eléctrica, las naciones alrededor del mundo han implementado mecanismos de promoción para incentivar el uso de energías amigables con el medio ambiente.

Los incentivos ambientales, también conocidos como estímulos ambientales, son beneficios económicos, legales o tributarios que el estado otorga, con el motivo de favorecer y fortalecer cualquier tipo de actividad en beneficio del medio ambiente y prevenir actividades nocivas para el mismo [69].

El Ecuador no es la excepción del caso; a continuación, se enlistan los tipos de mecanismos que han sido implementados:

- **Mecanismos Fiscales:** Impuestos energéticos o a las emisiones de gases de efecto invernadero, o a través de extensiones fiscales y tributarias [70].

- **Instrumentos de Mercado:** Comercio de certificados verdes y de emisión de residuos contaminantes.
- **Incentivos Económicos:** El estado fija el costo preferencial a la energía eléctrica en función del tipo de tecnología o el tamaño de la central de generación [70].
- **Renewable Standard Portafolio (RSP):** El estado debe instalar un porcentaje mínimo de centrales con tecnología renovable, este porcentaje es establecido por el ente regulador [70].
- **Objetivos Nacionales de Energías Renovables:** Este consiste en disponer una ventana de tiempo en la cual se debe instalar cierto número de centrales de generación de fuentes renovables [70].

En la Tabla 2.2 y Tabla 2.3 se identifican los mecanismos propuestos para el Ecuador, mismos que se encuentran enmarcados en las definiciones previamente mencionadas.

Tabla 2.2 Mecanismos de Fomento para el Desarrollo de Energías Renovables en Ecuador [70]

MECANISMOS REGULATORIOS	
MECANISMOS APLICADOS	
Feed In Tariff	15 años con precio y despacho preferente
Cuotas de Energía Renovable	Se definieron cupos por cada tipo de energía renovable
Autogeneración	Posibilidad de Inversión privada para autogeneración con renovables
MECANISMOS VIGENTES	
Net Metering	Posibilidad de autoabastecimiento con centrales fotovoltaicas de hasta 1 MW para usuarios industriales y hasta 300 kW para usuarios residenciales.
Subastas de Energía Renovable	ARCERNN está desarrollando los esquemas para subastas de energías renovables en el 2020
Cuotas de Energía Renovable	ARCERNN está revisando y desarrollando los esquemas para el porcentaje de cuotas para energías renovables en el 2020
Sistemas de Generación Distribuida	Aprobado en el año 2021, se permite la instalación de centrales de generación distribuida para el abastecimiento de la demanda regulada y no regulada. En la Regulación Nro. ARCERNN -002/2021 se permite instalar sistemas de almacenamiento en central de generación distribuida.

Tabla 2.3 Otros Mecanismos de Fomento para el Desarrollo de Energías Renovables en Ecuador [Elaboración Propia]

OTROS MECANISMOS	
Tributarios	
Liberación de Aranceles	La importación de tecnología fotovoltaica está libre de aranceles, a fin de amenorar los costos y promover su uso.
Paneles Fotovoltaicos 0% IVA	El usuario final no se encuentra afectado debido que los paneles fotovoltaicos gravan el 0% de IVA.
Deducción extra del 100% en la depreciación y amortización para equipos relacionados con energías renovables	Se deduce el 100% de manera adicional para la determinación de la base asignada para el cálculo del impuesto a la renta, cabe mencionar que este beneficio es solo durante la vida útil de los equipos y para personas jurídicas.

El Gobierno Nacional consciente de las necesidades en cuanto a cantidad de producción se refiere, ha otorgado una tarifa eléctrica preferencial al sector agropecuario a fin de que sus costos se puedan mantenerse bajos, la Figura 2.40 muestra el pliego tarifario para el sector agropecuario [71].

Nivel de Voltaje	Tarifa	Rango de Consumo / Periodo Horario	Pliego Único (18 distribuidoras)			
			Demanda USD/kW	Energía USD/kWh	Comercialización USD/Abonado	
Bajo	Sin Demanda	0-300		0,072	1,414	
		>300		0,083		
	Con Demanda		4,790	0,070		
		Con demanda Horaria	08:00-22:00	4,790		0,070
			22:00-08:00			0,056
Medio	Con Demanda		4,790	0,061		
	Con demanda Horaria	08:00-22:00	4,576	0,061		
		22:00-08:00		0,049		
Alto	Con demanda Horaria		4,400			
		08:00-22:00		0,055		
		22:00-08:00		0,049		

Figura 2.40 Cargo Tarifario para el Sector Agropecuario [71]

2.6 ANÁLISIS NORMATIVO

Dentro del Ecuador, aquellos sistemas de generación distribuida aislada, que no cuenten con una conexión a la red de distribución no se encuentran sujetos al cumplimiento de las condiciones propuestas en las regulaciones ARCERNNR 001/21 y ARCERNNR 002/21 relacionadas a la autogeneración y generación distribuida respectivamente; sin embargo, aquellos sistemas aislados deberán informar a la ARCERNNR acerca de la potencia nominal instalada y la tecnología de generación para fines de recolección de datos y registro estadístico.

Con esto en mente, existe una amplia gama de organismos reconocidos internacionalmente que se dedican a establecer y generar normativas relacionadas a la implementación de sistemas de generación solar fotovoltaicos; estas normativas no son impositivas, sin embargo, garantizan el producto y correcto funcionamiento para el consumidor.

Entre los estándares principales se tiene:

El Estándar IEC 60891 se establece los procedimientos para seguir las correcciones tanto para temperatura como para irradiancia en las curvas I-V (Corriente-Voltaje). Además de determinar los factores relevantes para dichas correcciones.

El Estándar IEC 60904 hace referencia a la medida de la característica I-V (Corriente-Voltaje) aplicable a dispositivos solares fotovoltaicos para medir la irradiancia solar para la cuantificación del rendimiento de dichos dispositivos.

El Estándar IEC 61836 provee los términos, definiciones y simbología de fuentes nacionales e internaciones solares fotovoltaicas en orden de armonizar las diferencias ente las normas IEC existentes.

El Estándar IEC 61215 establece los requisitos para la cualificación de diseño y la homologación de módulos fotovoltaicos para uso terrestre adecuada para la operación de larga duración en ambientes exteriores.

El Estándar IEC 61724 recomienda los procedimientos para la monitorización de los sistemas fotovoltaicos, además de los lineamientos para la medición, análisis e intercambio de datos.

El Estándar IEC 61427 provee los requisitos para acumuladores de energía utilizados en sistemas fotovoltaicos además de los métodos de prueba específicos utilizados para

verificar el desempeño del acumulador, es decir, celdas y baterías utilizadas en aplicaciones fotovoltaicas aisladas.

El estándar IEC 61730 describe los requisitos para la construcción de los módulos fotovoltaicos a fin de proporcionar un funcionamiento mecánico y eléctrico seguro durante el tiempo de vida de estos dispositivos.

El Estándar IEC 62109 define los requisitos mínimos para el diseño y fabricación de equipos de conversión de energía para protección contra descargas eléctricas, energía, incendios, peligros mecánicos y otros.

El Estándar IEC 62253 establece los requisitos para las medidas de diseño, calificación y funcionamiento de sistemas de bombeo fotovoltaico con el fin de verificar dichos diseños con las condiciones ambientales específicas.

El Estándar IEC 62124 verifica el diseño del sistema y el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos autónomos. La prueba de rendimiento consiste en una verificación de la funcionalidad, la autonomía y la capacidad de recuperación después de períodos de bajo estado de carga de la batería y, por lo tanto, brinda una seguridad razonable de que el sistema no fallará prematuramente. Las condiciones de prueba están destinadas a representar la mayoría de las zonas climáticas para las que están diseñados estos sistemas.

2.7 CONCEPTOS FINANCIEROS

2.7.1 INDICADORES FINANCIEROS DE RENTABILIDAD

2.7.1.1 Valor actual neto

El Valor Actual Neto (VAN) es un indicador financiero que representa el valor del dinero en el tiempo. Se lo usa para comparar alternativas de inversión similares y evaluar la rentabilidad o ganancia neta generada por un proyecto. Se lo define como la resta entre la inversión inicial (I_0) y el valor presente de las salidas de efectivo durante un periodo de tiempo [72]. Esto se describe en la Ecuación (2.7).

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{R_t}{(1+r)^t} \quad (2.7)$$

Donde:

- I_0 : Inversión inicial en dólares
- R_t : Flujo de caja, considerando ingresos y egresos
- r : Tasa de interés
- N : Número de años del proyecto

El VAN se basa en una tasa de descuento que puede derivarse del costo del capital necesario para realizar la inversión. Un inconveniente de este análisis es que hace suposiciones sobre eventos futuros que pueden no ser confiables [72].

Para calcular el VAN, se debe estimar los flujos de efectivo futuros para cada período y determinar la tasa de descuento correcta. A continuación, en la Tabla 2.4 se presentan los criterios de aceptación de proyectos según el cálculo del VAN [72].

Tabla 2.4 Criterios de decisión Valor Actual Neto [Elaboración Propia]

Valor	Significado	Decisión
$VAN > 0$	El proyecto produce ganancias que exceden la rentabilidad prevista.	Se acepta la inversión
$VAN < 0$	El proyecto no produce las ganancias previstas, en su defecto se generan pérdidas.	Se niega la inversión
$VAN = 0$	El proyecto no produce pérdidas ni ganancias	La inversión no agrega ganancias monetarias por lo que la decisión debe basarse en otros criterios como los beneficios sociales, ambientales, etc.

2.7.1.2 Tasa interna de retorno

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es un indicador financiero que permite estimar la rentabilidad de las inversiones. La TIR se define como la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero. Este indicador resulta ideal para analizar proyectos de presupuesto de capital, y sirve para comprender y comparar las tasas potenciales de rendimiento anual a lo largo del tiempo [72].

El criterio de decisión según este indicador dependerá de la rentabilidad que se desea obtener del proyecto. Para el cálculo se establece una tasa mínima de corte, si el valor de la TIR iguala o supera a esta tasa entonces se acepta el proyecto, caso contrario, se rechaza. En general, al comparar opciones de inversión con otras características similares, la inversión con la TIR más alta se consideraría la mejor ya que representa una mayor rentabilidad [72].

Sobre la base de ese criterio se establece la fórmula para el cálculo de este indicador en la Ecuación (2.8).

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Rt}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (2.8)$$

2.7.1.3 Tiempo estimado de retorno de la inversión

El Tiempo Estimado de Retorno de la Inversión (TERI) se refiere a la cantidad de tiempo que lleva recuperar el costo de una inversión. Es decir, es el tiempo en que una inversión alcanza un punto de equilibrio [72].

La conveniencia de una inversión está relacionada con su periodo de recuperación. Una amortización más corta significa inversiones más atractivas, mientras que los periodos de amortización más largos son menos deseables [72].

Aunque calcular el período de recuperación es útil en la presupuestación financiera y de capital, esta métrica tiene aplicaciones en otras industrias. Los propietarios de viviendas y las empresas pueden utilizarlo para calcular el rendimiento de las tecnologías de eficiencia energética, como los paneles solares y el aislamiento, incluido el mantenimiento y las actualizaciones [72].

2.7.1.4 Costo nivelado de la energía

El Costo Nivelado de la Energía, Levelized Cost Of Energy (LCOE) en inglés, es un indicador técnico-económico que permite comparar centrales eléctricas de distintas capacidades y tecnologías. Consiste en determinar el valor de costo de la energía (\$/MWh) que permite cubrir la totalidad de los costos que conllevan la generación de dicha energía [73].

La importancia del cálculo del LCOE para este estudio radica en el análisis de factibilidad de la incorporación de centrales renovables de generación eléctrica en la industria agrícola.

El LCOE relaciona el costo presente neto de la construcción y operación con el valor de energía producida total de la central. En la Ecuación (2.9) se muestra la expresión matemática general del LCOE [73].

$$LCOE = \frac{\sum_{i=0}^t \frac{CI_i + AO\&M_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=0}^t \frac{E_i}{(1+r)^i}} \left[\frac{\$}{kWh} \right] \quad (2.9)$$

Donde:

- CI: Son los costos de inversión para la puesta en marcha del proyecto
- AO&M: Son los costos de administración, operación y mantenimiento
- E: La energía generada
- r: Tasa de descuento
- t: Tiempo de vida útil de las centrales de generación

2.7.1.4.1 Parámetros Generales para la Determinación del LCOE

Para determinar el LCOE de las centrales de generación que usan recursos renovables se tomarán en cuenta lo siguientes aspectos [73]:

- **Tasa de Descuento:** Para considerar el descuento del dinero en el tiempo se utilizará una tasa de descuento del 8.5%.
- **Energía Generada:** Se considera una reducción anual de la energía generada de un 0.5%. Esto corresponde a un proceso normal mediante el cual los elementos de la central de generación van reduciendo su producción debido al uso y desgaste de los equipos.
- **Vida Útil:** La vida útil es el período que se espera utilizar la central de generación, y, por lo tanto, el tiempo que se puede aprovechar los recursos y beneficios de un proyecto. La vida útil especificada para cada una de las tecnologías de generación se detalla en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5 Vida útil según el tipo de Tecnología [74]

Tecnología	Tiempo de Vida Útil (años)
Fotovoltaica	25
Eólica	25
Biomasa	20
Hidráulica	30

3 METODOLOGÍA

La selección del modelo se basa en variables como eficiencia ambiental y económica, además de considerar la calidad tanto del servicio eléctrico como la calidad de vida y el bienestar de las personas y beneficios que traen consigo la utilización de estos sistemas de generación. Es por ello por lo que, se implementa un sistema de generación fotovoltaico aislado, debido a su autonomía y practicidad para este tipo de zonas; para ello se utilizaron lineamientos basados en normas internacionales.

La metodología de este estudio es de tipo descriptivo y cuantitativo, ya que, por una parte, se describen los conceptos teóricos, características de los fenómenos relacionados a los sistemas de generación fotovoltaica; y, por otra parte, las características de estos objetos de estudio son cuantificables, es decir se puede realizar mediciones sistémicas, análisis estadísticos en base a datos reales que permiten la implementación de un sistema fotovoltaico aislado para la industria agrícola.

Este proyecto está constituido por una serie de etapas que se relacionan entre sí, es decir, son mutuamente dependientes para alcanzar los objetivos propuestos; a continuación, se presentan cada una de las fases del proyecto como se muestra en la Figura 3.1 en la cual se describen las actividades que dan consecución al diseño de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento, que, posteriormente serán desarrolladas en los siguientes apartados.

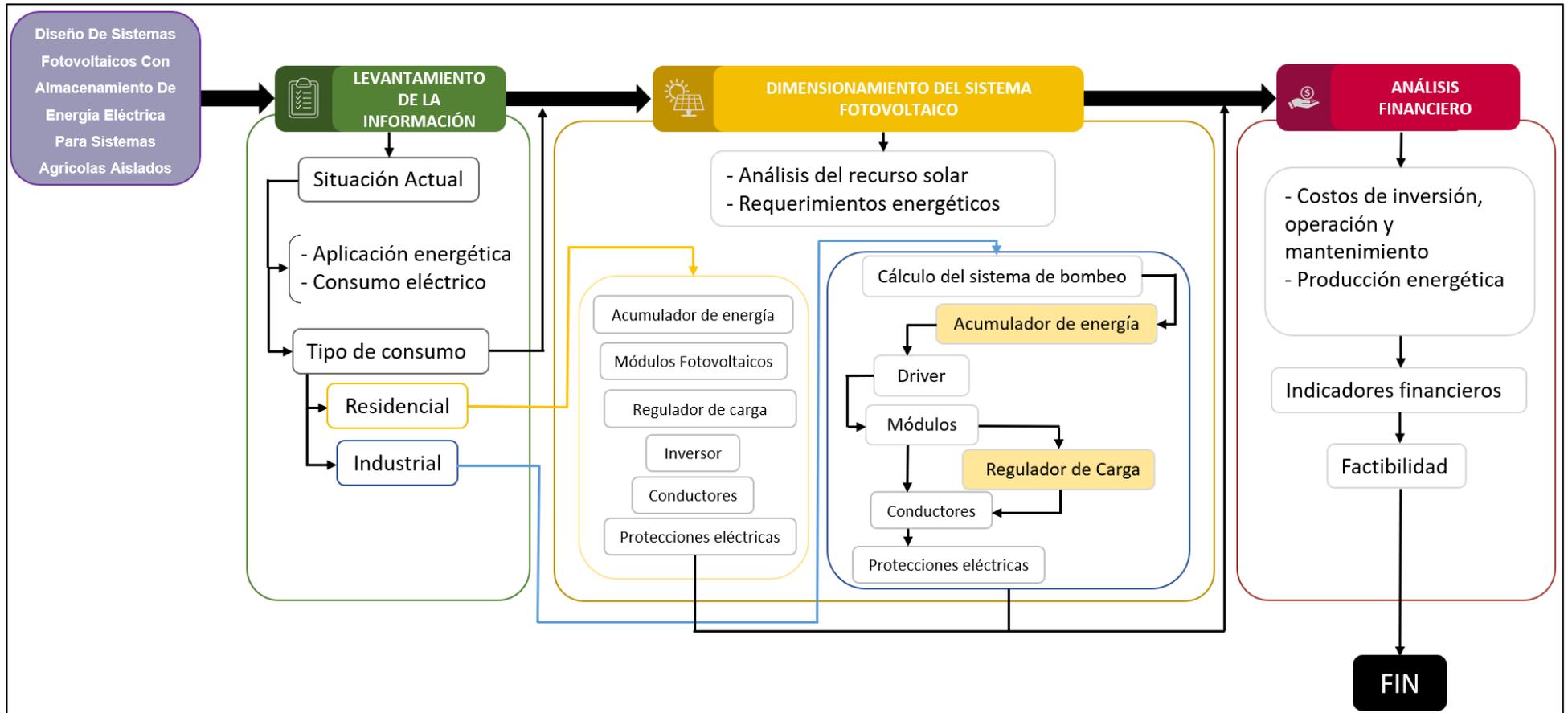


Figura 3.1 Flujograma para el Desarrollo del Proyecto Fotovoltaico [Elaboración Propia]

3.1 LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

Dentro de este apartado se debe tener en claro de que cada sistema de generación debe desarrollarse de manera autónoma ya que, dependiendo de la zona en la que se encuentre, se tienen factores meteorológicos que difieren unos de otros como: irradiación, altitud, humedad, sombras; además, los patrones de consumo también dependen del tamaño y tipo de industria.

El proceso parte por el levantamiento de la información; se utilizan varios métodos de recolección de datos basados en técnicas tradicionales que tienen que ver con entrevistas y encuestas; también, se puede optar por el cotejamiento de mediciones en sitio que ayudarían a conocer los usos finales de la energía de modo que se tenga la información que permita saber las necesidades energéticas que el sistema requiere.

3.2 DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Para el dimensionamiento del sistema de generación fotovoltaica es necesario realizar un análisis que considere las características del sector agrícola en donde se diferencia claramente las cargas residenciales de las industriales, enfocadas mayormente en el riego y abastecimiento de agua.

Se requiere realizar un análisis independiente según el tipo de consumo ya que, por una parte, la localización de los equipos o maquinaria agrícola se encuentra dispersa unos de otros, recorriendo grandes distancias. Es por ello por lo que, se debe considerar a cada máquina o bomba como un subsistema aislado; por otra parte, la configuración y equipos necesarios para cada sistema fotovoltaico también difieren uno del otro en ciertos aspectos.

3.2.1 DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL

3.2.1.1 Descripción del sistema

Estos sistemas fotovoltaicos son implementados en locaciones en donde el acceso a la red de energía eléctrica es inexistente, ineficiente o de mala calidad, como es el caso de las industrias agrícolas. También son llamados, sistemas de autoconsumo o de autoabastecimiento; por lo general están conformados por un campo generador (paneles solares), regulador de carga, sistema de acumulación (baterías) e inversor Off Grid y protecciones eléctricas tanto en DC como AC, como muestra en la siguiente Figura 3.2.

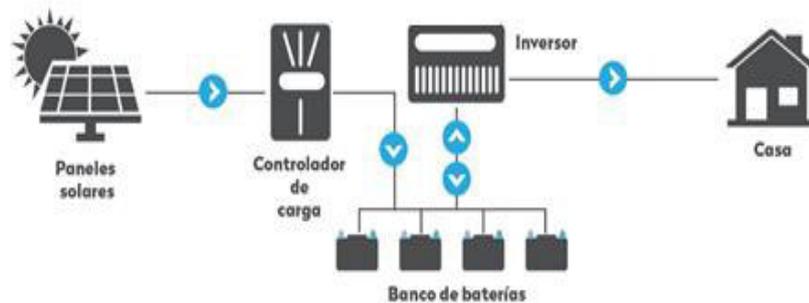


Figura 3.2 Configuración de un sistema fotovoltaico aislado para autoabastecimiento [Elaboración Propia]

3.2.1.2 Análisis energético solar

Para conocer toda la potencia y energía que producirá el generador fotovoltaico es necesario conocer el recurso energético solar disponible. La posición del Sol varía a lo largo del año y del día, para facilitar y simplificar los cálculos y estimaciones se considerará que el generador fotovoltaico es una superficie fija.

Como se expuso en el capítulo anterior, la energía incidente se encuentra en función de la dirección e inclinación; se debe determinar el azimut e inclinación óptima para los módulos fotovoltaico.

3.2.1.2.1 Azimut óptimo (α_{opt})

El azimut óptimo (α_{opt}) depende del hemisferio terrestre en relación con la línea ecuatorial en donde se implementará la instalación fotovoltaica. Su valor óptimo para una superficie fija se da cuando es igual a cero ($\alpha=0$); por tal motivo, si la locación se encuentra en el hemisferio norte se deben orientar los módulos hacia el sur geográfico, asimismo, si la locación se encuentra en el hemisferio sur se debe orientar hacia el norte geográfico [75]. El Ecuador al situarse dentro del hemisferio sur, zona dentro de la línea ecuatorial, deben fijarse hacia el norte geográfico.

3.2.1.2.2 Inclinación óptima (β_{opt})

El ángulo óptimo de inclinación (β_{opt}) se produce cuando se capta la máxima cantidad de radiación directa incidente; un módulo recibe una mayor cantidad de energía en el momento que se encuentra perpendicular a la dirección a los rayos solares.

El ángulo de inclinación sugerido para cualquier tipo de instalación es igual a la latitud del lugar; una mejor aproximación para una superficie fija se la obtiene con Ecuación (3.1), proveniente de análisis estadísticos de radiación solar anuales con relación a superficies con diferentes ángulos de inclinación en locaciones con distintas latitudes [75].

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 * |\Phi| \text{ [grados}^\circ\text{]} \quad (3.1)$$

En donde:

- β_{opt} : Ángulo óptimo de inclinación en grados.
- Φ : Módulo de Latitud de la ubicación en grados.

Para aplicaciones en zonas lluviosas o con alto índice de contaminación atmosférica se recomienda incrementar el ángulo de inclinación, para evitar la acumulación de impurezas y agua en los módulos, de tal manera de que se pueda aprovechar el recurso solar.

La Figura 3.3 es una representación gráfica de los diferentes ángulos a los cuales debe estar posicionado un módulo fotovoltaico.

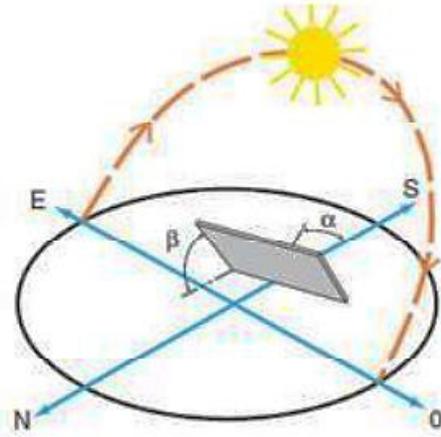


Figura 3.3 Ángulos Óptimos para un Módulo Fotovoltaico [75]

3.2.1.2.3 Recurso Solar Disponible

Una vez establecidos el azimut y la inclinación óptima para los módulos solares, es indispensable conocer el recurso solar incidente para esos ángulos para realizar el dimensionamiento, este encuentra en función a la ubicación de la instalación del proyecto.

Esta información debe ser representada en HSP (Horas Solar Pico), unidad de irradiación solar equivalente a 1000 W/m² por hora al día; debido a que, los módulos son probados a condiciones ideales, STC (Standard Test Conditions), donde la irradiancia y temperatura son 1000 W/m² y 25 °C respectivamente, es decir condiciones donde los módulos alcanzan su máxima eficiencia de generación [76].

Para obtener datos sobre las HSP se recurre a las mediciones efectuadas por estaciones agroclimáticas, especializadas en la medición de variables climáticas y meteorológicas, o por cálculos realizados en base a imágenes satelitales y modelados matemáticos [18]. Toda esta información es recogida y almacenada en bases de datos que suelen estar disponibles en páginas web como: PVGIS, NASA, METEONORM, SOLARGIS, WEATHER SPARK entre otras.

Esta información debe ser recogida y registrada en la Tabla 3.1 con el fin de conocer el recurso solar disponible para facilitar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

Tabla 3.1 Recurso Solar Disponible para Condiciones Óptimas en HSP [kWh/m²/día]
[Elaboración propia]

Mes	HSP (α_{opt} ; β_{opt}) [kWh/m ² /día]
Enero	
Febrero	
Marzo	
Abril	
Mayo	
Junio	
Julio	
Agosto	
Septiembre	
Octubre	
Noviembre	
Diciembre	
Promedio	$\Sigma \text{HSP}(i)/12$
Valor de Diseño	HSPmin (α_{opt} ; β_{opt})

Por lo general estas mediciones son calculadas para una superficie horizontal (Global Horizontal Irradiance – GHI), es decir cuando $\beta=0$, por lo que se debe multiplicar un factor de corrección para superficies inclinadas para el ángulo óptimo de inclinación.

Este factor k representa relación de la energía incidente sobre una superficie orientada hacia la línea Ecuatorial y una superficie horizontal; existen tablas donde se puede encontrar el factor k, el cual se encuentra en función a la latitud del lugar (φ) y el ángulo de inclinación (β) [77].

El Ecuador está ubicado entre las latitudes +2° y -5°, esta información y cálculos se debe presentar en la siguiente Tabla 3.2. Si se desconoce los factores de corrección, se puede utilizar los datos para radiación global horizontal.

Tabla 3.2 Recurso Solar Disponible Corregido en HSP [kWh/m²/día]
[Elaboración propia]

Mes	HSP (α_{opt} ; $\beta=0$) [kWh/m ² /día]	Factor de Inclinación k (φ ; β_{opt})	HSP _{CORREGIDO} (α_{opt} ; β_{opt}) [kWh/m ² /día]

Enero			
Febrero			
Marzo			
Abril			
Mayo			
Junio			
Julio			
Agosto			
Septiembre			
Octubre			
Noviembre			
Diciembre			
Promedio	$\Sigma \text{HSP}(i)/12$	N/A	$\Sigma \text{HSP}_{\text{CORREGIDO}}(i)/12$
Valor de Diseño			HSPmin (α_{opt} ; β_{opt})

Se recomienda orientar el generador con los ángulos óptimos, de tal manera que la energía captada sea la máxima; sin embargo, en algunos casos dependiendo de las condiciones arquitectónicas, estructurales o geométricas existentes para la instalación física del generador fotovoltaico dificulta cumplir con las condiciones óptimas, para estos casos se debe trabajar con los ángulos propios de la instalación. Para calcular la irradiación incidente para ángulos fijos, diferentes de los óptimos, se utilizará la Ecuación (3.2) [78].

$$HSP(\alpha_{fijo}; \beta_{fijo}) = HSP(\alpha_{opt}; \beta_{opt}) * FI \left[\frac{kWh/m^2}{\text{día}} \right] \quad (3.2)$$

En donde, FI es el factor de irradiación para una orientación e inclinación fija, este se lo calcula de la siguiente manera [78]:

$$FI = 1 - \left[1.2 \times 10^{-4} (\beta_{fijo} - \beta_{opt})^2 \right] \text{ para } \beta \leq 15^\circ \quad (3.3)$$

$$FI = 1 - \left[1.2 \times 10^{-4} (\beta_{fijo} - \beta_{opt})^2 + 3.5 \times 10^{-5} \alpha_{fijo}^2 \right] \text{ para } 15^\circ < \beta < 90^\circ \quad (3.4)$$

Tabla 3.6 Recurso Solar Disponible para Superficies Fijas en HSP [kWh/m²/día]

[Elaboración propia]

α_{fijo} :		
β_{fijo} :		
FI:		
Mes	GHI [kWh/m ² /día]	HSP_{CORREGIDO} (α_{fijo}; β_{fijo}) [kWh/m ² /día]
Enero		
Febrero		
Marzo		
Abril		
Mayo		
Junio		
Julio		
Agosto		
Septiembre		
Octubre		
Noviembre		
Diciembre		
Promedio	$\Sigma \text{HSP}(i)/12$	$\Sigma \text{HSP}_{\text{CORREGIDO}}(i)/12$
Valor de Diseño		HSP _{min} (α_{fijo} ; β_{fijo})

3.2.1.3 Demanda energética residencial

Para realizar dimensionamiento de cualquier instalación fotovoltaica es necesario conocer el consumo energético de todas las cargas que estarán conectadas al sistema. La estimación energética es un proceso largo cuando no se tiene ningún dato al respecto, en general esto sucede en sistemas aislados a la red eléctrica que trabajan con energía proveniente de recursos fósiles.

En este análisis se debe realizar cuando los consumos energéticos del usuario son los más representativos, es decir, existe un mayor número de equipos encendidos durante más tiempo a lo largo del día. Esto suele suceder en los días más fríos de invierno debido al uso de sistemas de calefacción, en los días más calurosos de verano por el uso de aires acondicionados o cuando la producción industrial requiera trabajar a su máxima capacidad.

Para obtener la demanda energética residencial se debe examinar las especificaciones eléctricas de potencia de cada equipo existente, el patrón de consumo y tiempo de uso diario; asimismo, se debe considerar algunos factores de distribución como: el factor de simultaneidad y el factor de crecimiento de la demanda, los cuales se obtienen a través de estimaciones o investigaciones técnicas previas.

También se debe considerar toda energía consumida por los dispositivos cuando se encuentran en modo de espera o "Stand-by", su función es determinar el consumo energético aproximado diario de los equipos eléctricos cuando se encuentran en modo de espera, estos datos suelen ser proporcionados por el fabricante, en caso de no disponer de la información correspondiente este valor puede variar entre el 7% y 12% del consumo total [79].

Se conoce que la demanda energética no es estática, fluctúa mensualmente, sin embargo, para mayor facilidad se considerará constante para todos los meses del año; esta demanda debe tener en cuenta el consumo de energético actual más una posible demanda futura y un porcentaje de reserva.

Toda esta información debe ser recogida y registrada en una tabla, con el fin de conocer el requerimiento energético residencial y facilitar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico:

- Tabla de Demanda Energética: Su función es determinar el máximo consumo energético diario y mensual, su formato se encuentra en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3 Formato de Tabla de Demanda Eléctrica [Elaboración propia]

Tipo de Carga	Tipo de Consumo	Descripción del Equipo	Potencia Nominal [W]	Cantidad de Equipos	Potencia Total [W]	Horas de Uso Diario [horas/día]	Días de Uso a la Semana [días/semana]	Factor Semanal	Consumo Diario [W/día]	Porcentaje de Consumo [%]
α	β	γ	δ	ϵ	$\zeta = \delta * \epsilon$	η	θ	$i = \theta / 7$	$\kappa = \zeta * \eta * i$	λ
DC										$\lambda_1 = (\kappa_1 / \sum \kappa_i) * 100$
AC										

									$\lambda_n = (\kappa_n / \sum \kappa_i) * 100$
Total		$\sum \varepsilon_i$	$\sum \zeta_i$	N/A	N/A	N/A	$\sum \kappa_i$	$\sum \lambda_i$	
Consumo DC [kWh/día]							$AC = \sum \kappa_i$ (DC)/1000		
Consumo AC [kWh/día]							$DC = \sum \kappa_i$ (AC)/1000		
Consumo Stand-By [kWh/día]							$StBy = (AC + DC) * 0.12$		
Factor de Simultaneidad [%]							FS		
Factor de Proyección [%]							FPr		
Consumo Diario Simultaneo Residencial [kWh/día]							$CDr = [(AC + DC + StBy) * FS * (1 + FPr)]$		
Consumo Mensual Simultaneo Residencial [kWh/mes]							$CMr = (CD * 30)$		

En donde:

- Tipo de Consumo: Descripción de los equipos eléctricos.
- Descripción del Equipo: Nombre del equipo eléctrico.
- Potencia Nominal: Potencia unitaria del equipo eléctrico en [W].
- Cantidad de Equipos: Numero de equipos eléctricos bajo el mismo tipo de consumo y descripción.
- Potencia Total: Potencia equivalente del mismo número de equipos eléctricos bajo el mismo tipo de consumo y descripción en [W].
- Horas de Uso Diario: Número de horas en el día que se utiliza el equipo eléctrico en [horas/día].
- Días de Uso a la Semana: Número de días a la semana que se utiliza el equipo eléctrico en [días/semana].
- Factor Semanal: Es la relación entre los días de uso a la semana con los días totales de la semana.
- Consumo Diario: Es la energía total consumida por el equipo eléctrico en [kWh].
- Porcentaje de Consumo: Porcentaje de consumo del equipo eléctrico en relación con el consumo energético total.
- Consumo DC: Es la sumatoria de la energía consumida por los equipos eléctricos de DC en [kWh].

- Consumo AC: Es la sumatoria de la energía consumida por los equipos eléctricos de AC en [kWh].
- Consumo Stand-By: Es el consumo energético aproximado diario de los equipos eléctricos cuando se encuentran en modo de espera, se asume un 12% del consumo total.
- Factor de Simultaneidad (FS): Porcentaje de equipos eléctricos se encuentren operando al mismo tiempo.
- Factor Proyección (FPr): Porcentaje de aumento de la demanda energética a lo largo de la vida de la instalación fotovoltaica.
- Consumo Diario Simultaneo Residencial: Máximo consumo energético diario en [kWh/día].
- Consumo Mensual Simultaneo Residencial: Máximo consumo energético mensual en [kWh/mes].

3.2.1.4 Coeficiente de rendimiento (PR)

El coeficiente de rendimiento, también conocido como Performace Ratio (PR), es un factor de calidad para una instalación fotovoltaica, independiente de su ubicación; muestra la relación entre el rendimiento real y el rendimiento ideal, indicando el porcentaje energético real disponible para abastecer toda la demanda energética luego de haber incluido las pérdidas eléctricas.

$$PR = \frac{\text{Energía Real Suministrada en kWh}}{\text{Energía Ideal Estimada en kWh}} \times 100 \text{ [\%]} \quad (3.5)$$

Mientras este coeficiente sea más cercano al 100%, la instalación trabajara de una manera más eficiente; sin embargo, es imposible obtener dicho valor debido a que durante los procesos de conversión energética existen pérdidas, las cuales no se pueden evitar. Las instalaciones fotovoltaicas de mayor eficiencia en algunos casos suelen alcanzar un performance ratio cercano al 80% [80].

Para realizar el dimensionamiento se debe tomar en cuenta los componentes a implementar, debido a que estos afectan el rendimiento de la instalación por las pérdidas

eléctricas que generan. Si la instalación es dimensionada sin tener en cuenta estas pérdidas, la energía entregada no abastecerá el consumo energético.

Existen dos métodos para estimar el performance ratio. El primero es el más sencillo, consiste en asignar un valor constante, que puede oscilar entre 0.6 y 0.7. El segundo método es un método aproximado, este se basa en los rendimientos eléctricos de los componentes que conforman la instalación fotovoltaica; en la práctica para brindar una mayor facilidad se opta por primer método, debido a que no se tiene toda la información y estudios detallados sobre las eficiencias de los componentes [77].

El cálculo para el segundo método se lo estima con la Ecuación (3.6) [81].

$$PR = (1 - kb - ki - kr - kv) \times (1 - \frac{ka}{Pd} \times N) \quad (3.6)$$

En donde:

- kb: Coeficiente de pérdidas en el proceso de acumulación, representa la porción energética que las baterías no devuelven en comparación con la absorbida, sus valores típicos se muestran en la Tabla 3.4 [81].

Tabla 3.4 Valores Típicos de kb [81]

Valores típicos del coeficiente de pérdidas en el proceso de acumulación (kb)	
0.05	Baterías nuevas, sin descargas intensas
0.1	Baterías viejas, descargas intensas

- ki: Coeficiente de rendimiento del inversor, sus valores típicos se muestran en la Tabla 3.5 [81].

Tabla 3.5 Valores Típicos de ki [81]

Valores típicos del coeficiente de rendimiento del inversor (ki)	
0	Instalación sin inversor
0.05	Inversor con rendimiento del 95 %
0.1	Inversor con rendimiento del 90 %
0.15	Inversor con rendimiento del 85 %
0.2	Inversor con rendimiento <85%

- k_r : Coeficiente de pérdidas del regulador de carga, sus valores típicos se muestran en la Tabla 3.6 [81].

Tabla 3.6 Valores Típicos de k_r [81]

Valores típicos del coeficiente de pérdidas en el regulador de carga (k_r)	
0.1	Regulador de carga eficiente
0.15	Regulador de carga antiguo o poco eficiente

- k_v : Coeficiente de pérdidas no consideradas, este agrupa pérdidas como la eficiencia de la red eléctrica, efecto Joule y otros fenómenos eléctricos, sus valores típicos se muestran en la Tabla 3.7 [81].

Tabla 3.7 Valores Típicos de k_v [81]

Valores típicos del coeficiente de pérdidas no consideradas (k_v)	
0.1	Si no se ha tomado en cuenta las pérdidas en cableado y equipos
0.05	Si se ha realizado un estudio minucioso de pérdidas

- k_a : Coeficiente de autodescarga de la batería, sus valores típicos se muestran en la Tabla 3.8 [81].

Tabla 3.8 Valores Típicos de k_a [81]

Valores típicos del coeficiente de autodescarga de la batería (k_a)	
0.002	Baterías de baja autodescarga, sin mantenimiento, Ni-Cd
0.005	Baterías estacionarias de energía solar, Pb-acido
0.012	Baterías de alta autodescarga, automóviles

- P_d : Profundidad de descarga máxima de la batería, se recomienda no exceder del 80%, debido que la eficacia de la batería decrece a lo largo de su vida útil, de tal manera que se asegura la sostenibilidad del sistema, sus valores típicos se muestran en la Tabla 3.9 [81].

Tabla 3.9 Valores Típicos de Pd [81]

Valores típicos de la profundidad de descarga máxima de la batería	
0.9	Batería descarga hasta el 90%
0.8	Batería descarga hasta el 80%
0.7	Batería descarga hasta el 70%
0.6	Batería descarga hasta el 60%
0.5	Batería descarga hasta el 50%
0.4	Batería descarga hasta el 40%
0.3	Batería descarga hasta el 30%

- N: Número de días de autonomía para la instalación fotovoltaica; son los días en los cuales nuestra instalación fotovoltaica trabaja con una baja o nula irradiancia, en los cuales el sistema fotovoltaico no será capaz de cubrir la demanda energética y requiere la asistencia de las baterías, se recomienda como valor referencial de 3 a 5 días, sus valores típicos se muestran en la Tabla 3.10 [81].

Tabla 3.10 Valores Típicos de N [81]

Valores típicos de días de autonomía (N)	
3	Viviendas de fines de semana
5	Vivienda habitual
7	Zonas con baja irradiación
15	Instalaciones especiales con servicio prioritario
20	Instalaciones especiales de alta confiabilidad

3.2.1.5 Potencia mínima del generador fotovoltaico

Luego de estimar el PR, relacionado con la eficiencia y calidad de la instalación fotovoltaica, se procede a calcular la potencia mínima requerida por la planta en función al PR y las HSP_{min} con la Ecuación (3.21) o Ecuación (3.22), dependiendo de cuál sea el caso.

Tras la determinación de la demanda energética tanto residencial como agrícola, es necesario dimensionar la potencia del generador fotovoltaico, los paneles solares son los encargados aprovechar la energía solar para convertirla en energía eléctrica; en este sentido, en esta sección se determinan el número de paneles para el generador fotovoltaico.

Los datos mínimos necesarios para la selección de la cantidad de paneles solares son: la demanda de energía, horas solar pico, el voltaje nominal del panel y la potencia del generador fotovoltaico.

Para el cálculo de la potencia mínima del generador se utiliza la Ecuación (3.7) o la Ecuación (3.8), dependiendo de cuál sea el caso, que relaciona la demanda de energía con las horas solar pico, dando como resultado la potencia requerida por el generador fotovoltaico [82].

$$P_{FV,min} = \frac{CD_r * G_{CEM}}{HSP_{min}(\alpha_{opt}; \beta_{opt}) * PR} [kW] \quad (3.7)$$

$$P_{FV,min} = \frac{CD_r * G_{CEM}}{HSP_{min}(\alpha_{fijo}; \beta_{fijo}) * PR} [kW] \quad (3.8)$$

En donde:

- CD_r es la demanda energética residencial total diaria en [kWh/día].
- G_{CEM} es la constante irradiancia en condiciones estándares de medida, equivalente a 1 [kW/m²], siendo la misma irradiancia a las STC, a las cuales son testeados los módulos fotovoltaicos.
- $HSP_{min}(\alpha_{opt}; \beta_{opt})$ son las horas solar pico mínimas para condiciones óptimas en [kWh/m²-día].
- $HSP_{min}(\alpha_{fijo}; \beta_{fijo})$ son las horas solar pico mínimas en condiciones fijas en [kWh/m²-día].
- PR es el performance ratio estimado para la instalación fotovoltaica.

En función a la potencia mínima del generador fotovoltaico se escogerá el voltaje del sistema DC, siendo el siguiente el criterio de selección mostrada en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11 Voltaje Recomendado según la Potencia mínima del Generador Fotovoltaico [Elaboración Propia]

Potencia [W]	Voltaje Nominal del Sistema [V]
0 – 800	12
801 – 1600	24
>1601	48

3.2.1.6 Acumulador de energía

En cualquier instalación aislada de la red es indispensable contar con un sistema de acumulación de energía el cual supla toda la demanda energética en los instantes en que el generador fotovoltaico no se encuentre en funcionamiento; durante la noche o en periodos en los cuales la irradiación solar no es la suficiente.

Un sistema de acumulación debe ser dimensionado de tal manera que pueda ser capaz de almacenar energía durante los periodos en los cuales la potencia demandada supere a la potencia generada de esta manera se garantiza que el sistema funcione de manera confiable, y también ayude a prolongar la vida útil de las baterías debido a que estará menos estresada durante los periodos nublados [81].

Las principales características de una batería fotovoltaica son:

- Capacidad [Ah]: Cantidad de energía eléctrica representada en amperios-hora que puede almacenar en la carga de la batería para luego ser suministrada [81].
- Capacidad Nominal [Ah]: Capacidad energética representada en amperios-hora dada por el fabricante en relación con la velocidad de descarga recomendada por el fabricante [81].
- Voltaje [V]: Voltaje nominal de la batería, dado por el fabricante [82].
- Eficiencia [%]: Relación entre la energía de carga y energía almacenada [82].
- Profundidad de Descarga (DoD) [%]: Es el porcentaje de descarga de la capacidad a plena carga que se extrae de la batería. Se recomienda para instalaciones fotovoltaicas una profundidad de descarga del 80% de tal manera que no sufra daños el rendimiento de la instalación [81].
- Autodescarga: Es la capacidad energética que una batería pierde al día, aunque no se encuentre en uso [81].
- Vida en Ciclos: Vida útil representada en ciclos, es decir cuantas veces una batería puede ser descargada completamente [81].
- Vida en Flotación: Vida útil en donde la batería solo entrega la corriente necesaria para su autoconsumo, lo que significa que no se encuentra en uso [81].

En general, los voltajes de las baterías son de 12, 24 y 48 voltios, este voltaje está determinado por las necesidades del sistema, en caso de exista lejanía entre las baterías y el campo fotovoltaico; habría la necesidad de requerir un voltaje mayor para compensar la pérdida de potencia en los conductores. En sistemas extremadamente

grandes se pueden utilizar voltajes de 120 y 240 voltios DC, pero no suelen ser muy típicos ya que, la utilización de dichos voltajes requiere sistemas más complejos y el sistema resulta ser costoso. Para evitar este tipo de inconvenientes se opta por grupos o bancos de baterías de 48V. [83]

Como regla general, el voltaje del sistema aumenta a medida del uso diario de energía; en cargas pequeñas se recomienda 12 voltios, para cargas intermedias 24 voltios y para cargas grandes 48 voltios como se muestra en la Figura 3.4.

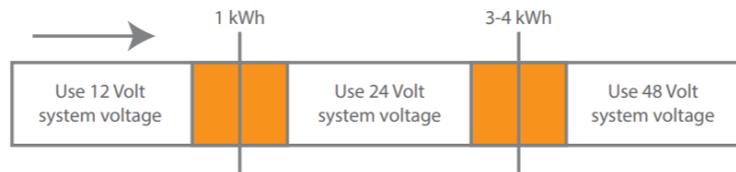


Figura 3.4 Voltaje del Sistema de Baterías en función de la Potencia DC Instalada [82]

Para el cálculo de las baterías del sistema de acumulación primero se debe calcular la capacidad total del banco de baterías para cubrir la demanda, este se lo obtiene con la Ecuación (3.9) [83].

$$C_{BAT} = N * \frac{CD_r}{P_d * V_{sist}} * (1 + kb) [Ah] \quad (3.9)$$

En donde:

- C_{BAT} : Capacidad nominal del banco de baterías en [Ah].
- N : Número de días de autonomía del sistema fotovoltaico.
- CD_r : Demanda energética residencial total diaria en [kWh]
- P_d : Profundidad de descarga máxima admisible.
- V_{sist} : Voltaje del sistema en [V].
- kb : Coeficiente de pérdidas en el proceso de acumulación.

En función de las características del tipo de batería seleccionada para el sistema se deberá calcular tanto el número de baterías en serie y paralelo que tendrá el arreglo del sistema de acumulación, a través de la Ecuación (3.10) y Ecuación (3.11).

$$N^{\circ} \text{ Bat. Serie} = \frac{\text{Voltaje del Sistema}}{\text{Voltaje de la Batería Seleccionada}} [u] \quad (3.10)$$

$$N^{\circ} \text{ Bat. Paralelo} = \frac{\text{Capacidad Nominal del Banco de Baterías}}{\text{Capacidad Nominal de la Batería Seleccionada}} [u] \quad (3.11)$$

En el mercado fotovoltaico existen diferentes tipos de baterías, pero en general se las puede clasificar en dos grandes grupos: las de plomo – ácido, las más utilizadas para aplicaciones fotovoltaicas debido a su capacidad de carga y bajo costo; en el otro grupo se encuentran las de ion – litio, estas son mucho más eficientes por tal razón tienen un elevado costo y no son implementadas con frecuencia [84].

Tipo de batería	Tensión por vaso (V)	Tiempo de recarga	Autodescarga por mes	N.º de ciclos	Capacidad (por tamaño)	Precio
Plomo-ácido	2	8-16 horas	< 5 %	Medio	30-50 Wh/kg	Bajo
Ni-Cd (níquel-cadmio)	1,2	1 hora	20 %	Elevado	50-80 Wh/kg	Medio
Ni-Mh (níquel-metal hydride)	1,2	2-4 horas	20 %	Medio	60-120 Wh/kg	Medio
Li ion (ión litio)	3,6	2-4 horas	6 %	Medio - bajo	110-160 Wh/kg	Alto

Figura 3.5 Características de los Diferentes Tipos de Baterías [84]

Para las baterías de iones de litio se suelen suministrar en función de su capacidad de Wh, mientras que las baterías de plomo – ácido se suministran en función de su capacidad en Amperios Hora (Ah). En cualquier caso, también es posible convertir vatios-hora (Wh) en Amperios-hora (Ah), para ello se debe dividir por el voltaje del sistema de la batería [85].

$$\text{Cap. Amperios – hora} = \frac{\text{Cap. Vatios – hora}}{\text{Voltaje del Sistema}} [Ah] \quad (3.12)$$

En caso de que se utilice baterías de plomo-ácido no deben descargar más del 60% con un 20% de nivel de descarga promedio; los Ah de la batería para instalaciones solares fuera de la red suele ser de al menos el doble del requisito de Ah calculados para un día.

El banco de baterías suele dimensionarse para proporcionar varios días de autonomía, normalmente se selecciona de tres a cinco días, dependiendo de cuan críticas sean las cargas; la larga duración de la batería es importante en sitios remotos ya que el cambio de una batería representa los costos más significativos en los que se incluye el costo de la batería, así como su transporte, sin mencionar los cargos relacionados a la falta de suministro de energía eléctrica.

3.2.1.7 Módulos fotovoltaicos

Para la selección de un módulo solar es necesario que cuente con la aprobación y calificación según los estándares IEC 61215 relacionado a la calificación de diseño y aprobación, así como el estándar IEC 61730 relacionado a la calificación de seguridad del módulo fotovoltaico, en el cual deben estar certificados como Clase de aplicación A. [85].

En la selección de los módulos se debe tener en cuenta no solo parámetros de potencia, sino también parámetros voltaje y corriente; se recomienda que el V_{mpp} sea máximo el 1.5 del voltaje nominal del sistema y I_{mmp} menor que la corriente de entrada del regulador de carga, todo esto mejorara la eficiencia energética del sistema debido a que el regulador de carga trabaja en su punto de seguimiento máximo de potencia sin generar pérdidas.

3.2.1.7.1 Efecto de la temperatura en un módulo fotovoltaico

La temperatura es uno de los parámetros que más afecta al rendimiento de un módulo fotovoltaico, de manera contradictoria en locaciones con mayor irradiancia en las épocas de verano los módulos trabajan con una menor eficiencia debido a las altas temperaturas, esto se puede evidenciar en las curvas características del módulo en función a la temperatura de operación brindadas por los fabricantes como muestra la Figura 3.6.

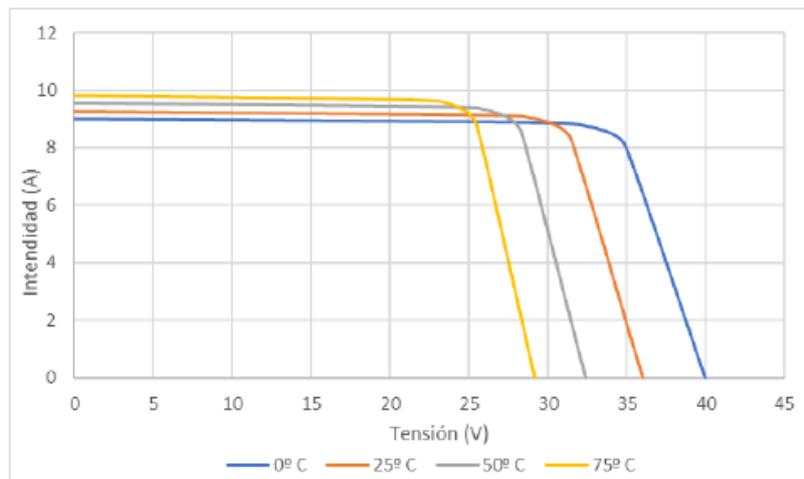


Figura 3.6 Curvas Características V-I en función de la Temperatura [12]

El incremento de la temperatura en un módulo está asociado con factores eléctricos como las pérdidas relacionadas con el Efecto Joule, ecológicos como la temperatura ambiental y del suelo, radiación y la velocidad del viento; así mismo, factores estructurales como las dimensiones, geometría, materiales y disposición de estos. Dependiendo de la tecnología y del fabricante las pérdidas por temperatura pueden ser aproximadamente del 10% [86].

El primer paso para obtener los parámetros de operación de un módulo fotovoltaico debido al efecto de la temperatura es calcular la temperatura de operación del módulo, esta se la obtiene mediante una aproximación estándar, siendo la Ecuación (3.13) [86].

$$T^{\circ}_{oper} = T_{ambiente} [^{\circ}C] + \frac{G_{STC} \left[\frac{kW}{m^2} \right]}{G_{NOTC} \left[\frac{kW}{m^2} \right]} * (T_{NOTC} [^{\circ}C] - 20^{\circ}C) \quad (3.13)$$

En donde:

- G_{STC} es la irradiancia máxima es decir 1000 [kW/m²], se toma el valor 1.
- G_{NOTC} es la irradiancia incidente a 800 [kW/m²], se toma un valor de 0.8.
- T_{NOTC} es la temperatura de operación del módulo en [°C], viene especificada por el fabricante en las hojas de datos.

Una vez obtenida la temperatura de operación de los módulos se procede a corregir los parámetros eléctricos con los coeficientes de corrección de temperatura brindados por el fabricante en sus hojas de datos.

**Coefficiente de temperatura según
Isc, Voc y Pmax**

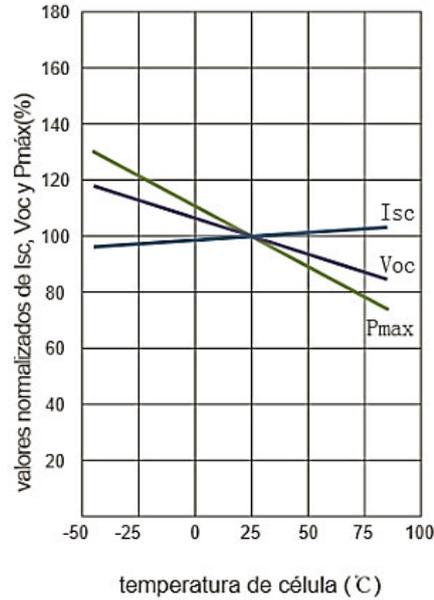


Figura 3.7 Coeficientes de Temperatura de un Módulo Fotovoltaico [87]

Con los datos de temperatura para el proyecto se realiza la corrección de parámetros eléctricos del módulo como el voltaje de circuito abierto, corriente de cortocircuito, voltaje y potencia en el máximo punto de potencia (MPP) con las siguientes ecuaciones [12]:

$$Voc_{(T^{\circ}min)} = Voc_{(T^{\circ}STC)} + \beta * (T^{\circ}min - 25^{\circ}C) [V] \quad (3.14)$$

$$Isc_{(T^{\circ}oper)} = Isc_{(T^{\circ}STC)} + \alpha * (T^{\circ}oper - 25^{\circ}C) [A] \quad (3.15)$$

$$Vmpp_{(T^{\circ}oper)} = Vmpp_{(T^{\circ}STC)} + \beta * (T^{\circ}oper - 25^{\circ}C) [V] \quad (3.16)$$

$$Pmpp_{(T^{\circ}oper)} = Pmpp_{(T^{\circ}STC)} + \gamma * (T^{\circ}oper - 25^{\circ}C) [W] \quad (3.17)$$

$$Impp_{(T^{\circ}oper)} = \frac{Pmpp_{(T^{\circ}oper)}}{Vmpp_{(T^{\circ}oper)}} [A] \quad (3.18)$$

3.2.1.7.2 Configuración del generador fotovoltaico

Al momento de instalar un sistema fotovoltaico siempre existen dudas de acuerdo a la configuración en cuanto a las conexiones entre los módulos se refiere, para ello se necesita realizar un análisis de la cantidad de paneles necesarios para suplir potencia requerida por el sistema, teniendo esto en mente, el análisis parte del cálculo del número de paneles, como se puede ver en la siguiente ecuación, el número mínimo de unidades es igual a la potencia mínima de la planta dividido para la potencia de cada módulo.

$$N^{\circ}_{min} \geq \frac{P_{FV,min}}{P_{mpp(T^{oper})}} [u] \quad (3.19)$$

Los datos calculados servirán para poder escoger el panel adecuado, las características importantes son: modelo, marca, Pmax, Vmax, Imax, Voc e Isc.

Con los datos de placa del panel solar se calcula la cantidad de paneles necesaria, mediante la Ecuación (3.19), que relaciona la potencia de la planta con la potencia del panel elegido; luego, mediante la Ecuación (3.20) y Ecuación (3.21) se realiza la configuración de strings y arrayas que dispondrá el generador.

$$N_{Paneles-serie} \geq \frac{V_{nom\ sistema}}{V_{mpp(T^{oper})}} [u] \quad (3.20)$$

$$N_{Paneles-paralelo} \geq \frac{P_{FV,min}}{P_{nom\ modulo} * N_{Paneles-serie}} [u] \quad (3.21)$$

Al obtener la configuración del generador fotovoltaico, es decir, cuantos ramales en serie y en paralelo se calcula la potencia total del generador mediante la Ecuación (3.22).

$$P_{FV} = N_{Paneles-serie} * N_{Paneles-paralelo} * \frac{P_{nom\ modulo}}{1000} [kW] \quad (3.22)$$

3.2.1.7.3 Efecto de las sombras en un módulo fotovoltaico

Dependiendo de la locación existe la posibilidad de que se encuentren objetos que interfieran con la radiación incidente sobre los paneles, esto afecta significativamente al rendimiento no solo a una celda sino a toda la planta solar, ya que, los paneles solares están conectados en diferentes combinaciones según las necesidades de la planta; para las conexiones en serie, la corriente del grupo de celdas corresponderá a la corriente de

la célula de menor intensidad. Asimismo, para las conexiones en paralelo, el voltaje del grupo de celdas corresponderá al grupo de menor voltaje.

Dicho efecto se puede observar en la Figura 3.8, donde se analiza un módulo ejemplo en condiciones de: pleno sol, una celda con el 50% de sombreado, 1 y 2 celdas totalmente sombreadas. También el gráfico muestra el nivel de voltaje típico para el módulo de carga de una batería de 12 voltios. Se puede notar que la energía entregada a la batería se reduce en aproximadamente un 60%, es decir la reducción de la corriente de carga es significativa [88].

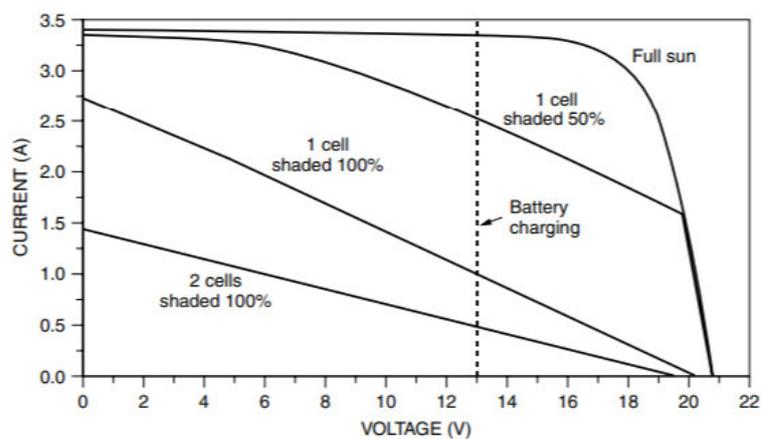


Figura 3.8 Efectos de las Sombras en las Curvas I – V de un Módulo Fotovoltaico [88]

Hay que tener en cuenta que los mismos paneles solares generan sombras entre sí, por lo que es necesario calcular la distancia mínima entre filas al momento de hacer la distribución de los módulos, a fin de evitar el efecto del “shading”.

Para ello se toma en cuenta el ángulo de inclinación del panel solar (β) para calcular la proyección del panel sobre la superficie (d_1) y la altura (h) de este, tal y como muestra la Figura 3.9 ; los cálculos se los realiza según en la Ecuación (3.23) y Ecuación (3.24).

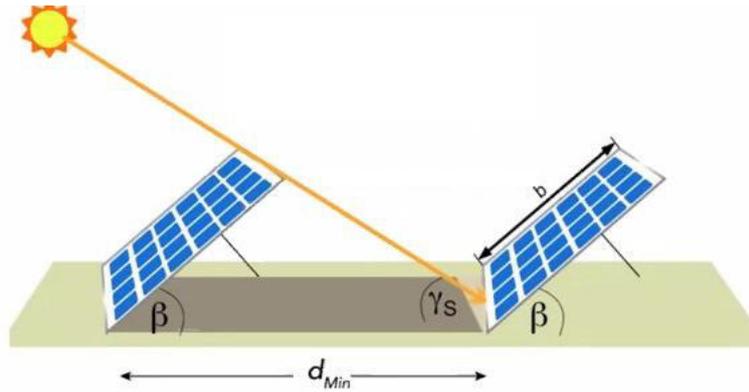


Figura 3.9 Geometría para la Distancia Mínima entre Módulos Fotovoltaicos [88]

$$d1 = \cos(\beta) * w \text{ [m]} \quad (3.23)$$

$$h = \text{sen}(\beta) * w \text{ [m]} \quad (3.24)$$

En donde:

- W es longitud del panel
- d1 es proyección del panel sobre la superficie
- h es altura de panel

El cálculo del ángulo de la altura solar límite para determinar la distancia entre filas se obtiene según la Ecuación (3.25).

$$\gamma = 61^\circ - |\Phi| \text{ [grad]} \quad (3.25)$$

En donde:

- Φ es latitud de la ubicación.

La distancia que va desde el final de la proyección del panel hasta el punto del nuevo módulo de calcula mediante la Ecuación (3.26).

$$d2 = \frac{h}{\tan(\gamma)} * 1.25 \text{ [m]} \quad (3.26)$$

Finalmente, la distancia total será igual a la suma de la distancia de la proyección del panel sobre la horizontal más la distancia entre el final de la proyección y el nuevo módulo fotovoltaico.

$$d = d1 + d2 \text{ [m]} \quad (3.27)$$

3.2.1.8 Regulador de carga

Como se expuso anteriormente, este equipo realiza la regulación de la energía proveniente de los módulos solares con el propósito de realizar la carga óptima de las baterías. El regulador debe ser seleccionado en función de las características del proyecto, ya sea un PWM o un MPPT respectivamente. Este debe estar dimensionado correctamente, un mal dimensionamiento puede generar pérdidas de hasta un 50% de la energía entregada por el generador fotovoltaico.

Para el dimensionamiento se debe calcular la corriente máxima generada por el campo fotovoltaico; existen dos métodos, el primero se lo calcula con la corriente de cortocircuito del módulo corregida por temperatura y el número de strings en paralelo como se muestra en la Ecuación (3.28), para el segundo método se debe conocer el voltaje seleccionado para el sistema y la potencia pico del generador fotovoltaico como muestra la Ecuación (3.29), este método no suele ser muy fiable debido a la magnitud de corriente que puede presentarse, por esta razón se opta por el primer método [89].

$$I_{FV,max} = I_{SC(T^{oper})} * N_{Strings-paralelo} * 1.12 \text{ [A]} \quad (3.28)$$

$$I_{FV,max} = \frac{P_{FV}}{\text{Voltaje del Sistema}} * 1.12 \text{ [A]} \quad (3.29)$$

Para su selección se debe tomar en cuenta que no sobrepase el voltaje máximo de circuito abierto del regulador, para eso se debe conocer el voltaje de circuito abierto del generador; de no cumplir con este criterio se deberá seleccionar otro regulador con mayor capacidad [89].

$$V_{String} = N_{Paneles-serie} * V_{OC(T^{min})} \text{ [V]} \quad (3.30)$$

$$V_{string} \leq V_{OCmax,REG} [V] \quad (3.31)$$

La corriente de entrada del regulador debe ser igual o mayor a la corriente máxima del generador fotovoltaico. El voltaje del regulador deberá ser el mismo que el voltaje seleccionado para sistema fotovoltaico [89].

$$I_{REG} \geq I_{FV,max} [A] \quad (3.32)$$

$$V_{REG} = \text{Voltaje del Sistema} [V] \quad (3.33)$$

De igual manera la potencia del generador fotovoltaico debe ser menor o igual a la potencia fotovoltaica de entrada del regulador.

$$P_{FV} \leq Pin_{REG} [W] \quad (3.34)$$

3.2.1.9 Inversor fotovoltaico

Para la selección del inversor fotovoltaico Off Grid hay que cerciorarse que se cumplan con los estándares de seguridad proporcionados ya sea por el estándar IEC 62109: Seguridad de los convertidores de potencia para su uso en sistemas de energía fotovoltaica o el estándar Estándar UL 1741 Estándar para inversores, convertidores, controladores y sistema de interconexión.

En cuanto a la selección final del inversor para la instalación se tienen que considerar parámetros como:

- Voltaje del sistema
- Potencia nominal de los equipos
- Número de inversores necesarios
- Potencia instantánea
- Voltaje de corte por sobrecarga

Generalmente en sistemas reducidos basta un solo inversor, aunque para sistemas más grandes se pueden tener un banco de inversores, cabe mencionar que, en caso de que se utilicen bancos de inversores las características de las unidades deben ser similares.

Entre las razones que pueden justificar el uso de más de un inversor son:

- La matriz de paneles se distribuye en varias superficies que tengan distinta locación, orientación y ángulo de inclinación.
- Si se tiene varios inversores, en caso de que ocurra una falla un inversor puede actuar en condiciones de contingencia de modo que una parte del sistema continúe funcionando.

La posible desventaja de varios inversores es el costo inicial ya que el valor de varios inversores con menor potencia suele ser mayor que un solo inversor de potencia más alta.

Para la selección del inversor se deben seguir las siguientes recomendaciones que asegurarán la correcta operación de este.

$$V_{in_{INV}} = \text{Voltaje del Sistema [V]} \quad (3.35)$$

$$P_{INV} \geq \text{Número}_{\text{módulos}} * P_{nom} [W] \quad (3.36)$$

$$P_{INV} \geq P_{pico_{CARGA}} [W] \quad (3.37)$$

En donde:

- $V_{in_{INV}}$: Voltaje de entrada del inversor
- P_{INV} : Potencia nominal del inversor
- $P_{nom} [W]$: Potencia nominal de cada módulo del inversor
- $P_{pico_{CARGA}}$: Es la potencia pico de arranque, de existir algún motor que estaría conectado a la salida del inversor

Para el caso en el cual se utilice un motor se debe asegurar que la potencia instantánea del inversor sea mayor o igual que la potencia pico durante el arranque de este, de esta forma se asegura que, el inversor es capaz de soportar las corrientes de arranque.

3.2.1.10 Conductores eléctricos

Todo sistema eléctrico o electrónico requiere el uso de conductores eléctricos para el transporte de la energía eléctrica entre dos o más componentes existentes en una misma instalación. El correcto dimensionamiento de los conductores eléctricos es un

aspecto primordial en términos de seguridad, confiabilidad y las pérdidas eléctricas debidas al efecto Joule que puedan generarse.

Los parámetros que se debe tomar en cuenta para la selección y dimensionamiento óptimo de un conductor eléctrico son [90]:

- **Carga Eléctrica:** Este parámetro es fundamental para determinar la corriente eléctrica que fluirá a través del circuito, puede ser definida en kW, kVA, HP o en A, dependiendo del caso.
- **Distancia:** La resistencia eléctrica de un conductor eléctrico se encuentra en función a tres factores: el área o sección transversal, la longitud y la resistividad del material. La longitud la variable que influye en la caída de voltaje, puesto que la longitud es directamente proporcional a la resistividad del conductor.
- **Temperatura ambiental:** La temperatura ambiental en donde se encuentre la instalación puede afectar al rendimiento del conductor y generar pérdidas. En locaciones con altas temperaturas los conductores tienen a elevar su resistividad y consumir más energía, suscitando mayores caídas de voltaje.
- **Aislamiento:** La transferencia del energética del calor se encuentra en relación con el tipo de material aislante que se encuentre entre dos cuerpos a diferentes temperaturas; el aislamiento de un conductor influye en la capacidad de transportar una mayor o menor cantidad de corriente eléctrica.
- **Caída de Voltaje:** Dentro de cualquier sistema eléctrico variables como la longitud, potencia instalada, nivel de voltaje, tipo de sistema eléctrico (monofásico o trifásico) influyen en la caída de voltaje en los conductores eléctricos. Las caídas de voltaje normadas para sistemas fotovoltaicos aislados son las mostradas en la siguiente Tabla 3.12 e ilustradas en la Figura 3.10 [91].

Tabla 3.12 Máximas Caídas de Voltajes en Sistemas Fotovoltaicos Aislados [91]

Tramo	Máxima caída de voltaje admisible ($\Delta V_{\text{máx,adm}}$) [%]	Máxima caída de voltaje recomendada ($\Delta V_{\text{máx,rec}}$) [%]
Generador FV - Regulador de Carga	3	1.5
Regulador de Carga – Baterías	1	0.5
Baterías – Inversor Eléctrico	1	0.5
Regulador de Carga – Cargas DC	3	1.5
Inversor Eléctrico – Cargas AC	3	1.5

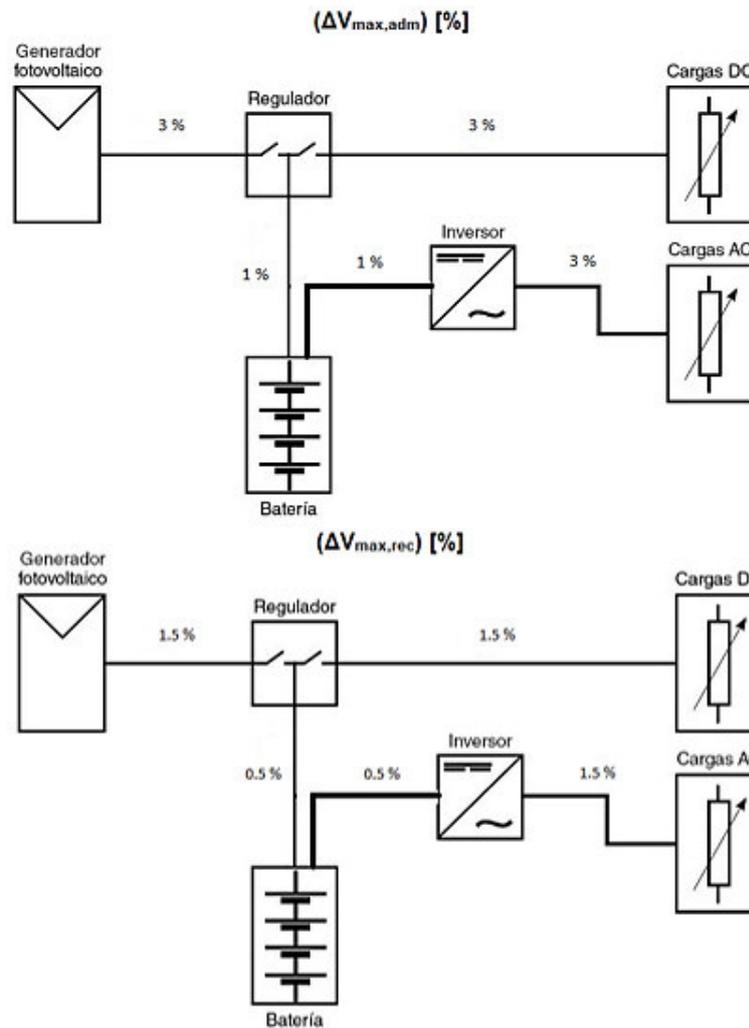


Figura 3.10 Caídas de Voltaje en Sistemas Fotovoltaicos Aislados [Elaboración Propia]

Al tener en cuenta todos estos criterios para la selección de los conductores eléctricos se procede a realizar el dimensionamiento, se debe conocer la sección óptima del conductor; esta se la obtiene con las siguientes ecuaciones dependiendo del caso [92].

Sistemas monofásicos:

$$S_{min} = \frac{2 * \rho * I_{m\acute{a}x} * L}{\Delta V} = \frac{2 * I_{m\acute{a}x} * L}{\sigma * \Delta V} [mm^2] \quad (3.38)$$

$$S_{min} = \frac{2 * \rho * P_{m\acute{a}x} * L}{V * \Delta V} = \frac{2 * P_{m\acute{a}x} * L}{\sigma * V * \Delta V} [mm^2] \quad (3.39)$$

Sistemas Trifásicos:

$$S_{min} = \frac{\rho * I_{m\acute{a}x} * L}{\Delta V} = \frac{I_{m\acute{a}x} * L}{\sigma * \Delta V} [mm^2] \quad (3.40)$$

$$S_{min} = \frac{\rho * P_{m\acute{a}x} * L}{V * \Delta V} = \frac{P_{m\acute{a}x} * L}{\sigma * V * \Delta V} [mm^2] \quad (3.41)$$

En donde:

- S_{min} es la sección mínima del conductor en [mm²].
- ρ es la resistividad del material del conductor en [$\Omega \cdot mm^2 / m$], siendo 0.0178 para el cobre y 0.0285 para el aluminio.
- σ es la conductividad del material del conductor en [$mm^2 / \Omega \cdot m$], siendo 56 para el cobre y 35 para el aluminio.
- L es la longitud del tramo en [m].
- $I_{m\acute{a}x}$ la corriente máxima que circulara en el tramo en [A].
- $P_{m\acute{a}x}$ es la potencia máxima del tramo en [W].
- V es el voltaje del tramo en [V]
- ΔV es la máxima caída de voltaje admisible para ese tramo.

Al conocer la sección mínima de los conductores que deberán tener cada tramo se busca un conductor que cumpla con tal característica en las tablas de conductores normados.

$$S_{COND} \geq S_{min} [mm^2] \quad (3.42)$$

Del mismo modo, se debe cumplir que, la corriente que pasa por el conductor no debe superar la ampacidad de este. Luego de elegir a los conductores, se recomienda realizar una tabla resumen de los conductores de la instalación fotovoltaica como se muestra a continuación:

Tabla 3.13 Resumen de los Conductores en una Instalación FV [Elaboración Propia]

Tramo	Longitud [m]	Sección mínima del Conductor [mm ²]	Sección del Conductor [mm ²]	Calibre Conductor Seleccionado	Caída de voltaje (ΔV) [%]
Generador FV - Regulador de Carga					

Regulador de Carga – Baterías					
Baterías – Inversor Eléctrico					
Regulador de Carga – Cargas DC					
Inversor Eléctrico – Cargas AC					

Como buena práctica eléctrica se recomienda etiquetar y utilizar diferentes colores para los conductores de la instalación y así diferenciarlos:

- Cables en DC: Rojo (fase) y negro (neutro).
- Fases (AC): Negro, rojo y azul oscuro.
- Neutro: Blanco o gris.
- Tierra: Verde o verde con amarillo.

El diámetro de la tubería o canalización debe ser el suficiente para alojar en su interior los cables necesarios del circuito. La sumatoria de las áreas transversales de los conductores, incluido su aislamiento, no deben sobrepasar al 40% del área total de la sección transversal interior de la tubería, todo esto según al Capítulo 9 del Código Eléctrico Nacional (NEC) [93].

3.2.1.11 Protecciones eléctricas

Tomando en cuenta que cualquier elemento del sistema fotovoltaico es propenso a cualquier perturbación eléctrica que afecte a su desempeño, provocando cambios en las magnitudes de voltaje, corriente o frecuencia, resulta conveniente hacer un análisis de los equipos de protecciones y equipos de maniobra, a fin de, resguardar y asegurar la integridad de las personas, así como del sistema.

Para el análisis se debe tener en cuenta que existen ciertas particularidades de los sistemas fotovoltaicos, diferentes a otras instalaciones eléctricas; la producción fotovoltaica es continua mientras exista sol, de igual manera la corriente de cortocircuito es limitada por los paneles.

Se recomienda revisar que protecciones vienen integradas en los elementos que forman parte del sistema ya que, en la actualidad, fabricantes incorporan sistemas de protección

confiables que aseguran el funcionamiento de los equipos frente a cualquier perturbación.

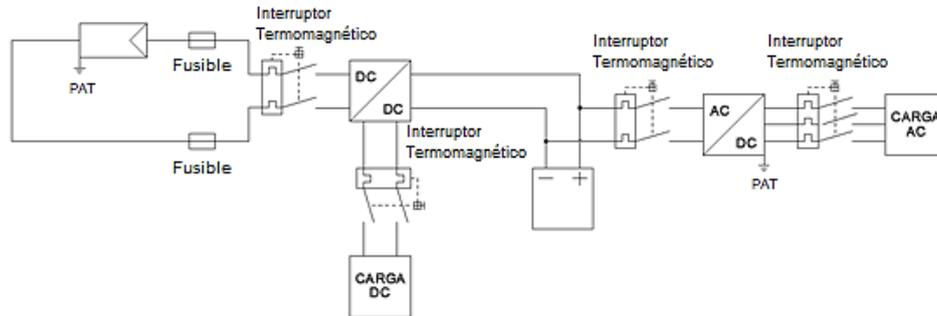


Figura 3.11 Esquema de Protecciones Eléctricas en un Sistema Fotovoltaico Asilado [Elaboración Propia]

Pese a las protecciones propias de los elementos es necesario proteger a los circuitos, para ello se ha hecho una segmentación de las protecciones, dependiendo si son en corriente continua o en corriente alterna; en ambos casos, se debe cumplir que, la corriente de operación de la protección sea menor a la ampacidad del conductor; de tal forma que, se aseguren las características constructivas de los conductores de la instalación eléctrica.

A continuación, se detalla la metodología para dimensionar las protecciones mínimas requeridas

3.2.1.11.1 Fusibles

Dispositivos que protegen contra sobrecargas y cortocircuitos, su funcionamiento se basa en un filamento que se funde en caso de que por el circule una corriente mayor a la corriente nominal, generalmente son de tipo NH o mejor conocidos como cuchilla. Para la elección de estos se debe tener en cuenta:

$$I_{prot} \geq I_{SC(T^{oper})} * N_{Strings-paralelo} * 1.12 [A] \quad (3.43)$$

- $I_{SC(T^{oper})}$: Corriente de cortocircuito que pasa por el cable/línea corregida a temperatura ambiente.

- I_{prot} : Intensidad de corriente a la cual el filamento del fusible se funde.

Cabe mencionar que se necesita un fusible por cada polo de la rama del arreglo de paneles, para el caso del fusible ubicado en las baterías se debe escoger la corriente proporcionada por el regulador.

3.2.1.11.2 Diodos

Son encargados de impedir el paso de corriente en un determinado sentido, para los sistemas fotovoltaicos se tiene diodos de bloqueo que impiden el paso de las corrientes que pueden generar las ramas de la matriz de paneles o bien de los cargadores de las baterías; y diodos bypass que son los encargados de que no exista caídas de voltaje o polarización inversa entre las celdas en caso de que exista sombra sobre ellos, normalmente vienen instalados en la caja de conexión de los paneles o en su defecto conectores como los MC4 que integran esta función.

3.2.1.11.3 Interruptor Magnetotérmico

Es un dispositivo capaz de proteger a la instalación frente a sobrecargas y cortocircuitos eléctricos; para la selección de estos se debe tener en cuenta:

$$I_{prot} \geq 1.12 * I_n [A] \quad (3.44)$$

- I_n : Corriente nominal del circuito, se refiere a la corriente a la cual opera el cableado sin calentamiento. Por encima de este valor, el circuito está trabajando en sobrecarga o fallo de cortocircuito.
- I_{prot} : Corriente de disparo, se refiere al valor de corriente en el cual el interruptor se acciona.

3.2.1.11.4 Puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra es de vital importancia siendo estrictamente necesaria para el sistema eléctrico de cualquier instalación ya que, protege a los equipos proporcionando un camino de derivación ante descargas atmosféricas y posibles sobrecorrientes que se pudiesen generar en el sistema.

Como se sabe los equipos que conforman los sistemas fotovoltaicos tienen partes metálicas, mismas que cuentan con un aislamiento de las zonas energizadas de la instalación; para los sistemas fotovoltaicos en específico los equipos que se aterrizan son los: módulos solares e inversores.

Para el caso de los módulos solares la puesta a tierra consiste en la conexión a tierra de los marcos metálicos a través del uso de bornes que ayudan a la conexión eléctrico de estos elementos; en caso de los inversores, estos equipos cuentan con un nivel de aislamiento donde se indica el lugar de conexión en las aberturas de la carcasa del inversor.

Uno de los métodos utilizados para el cálculo de la puesta a tierra es el método de los electrodos; se introduce verticalmente una varilla de cobre o de acero recubierto de este material, el cual está conectado a los módulos solares e inversores, estas uniones deben ser resistentes a la corrosión del suelo y mecánicamente robustas para que soporten los esfuerzos en caso de una disrupción. Para finalizar, se toman medidas de la resistencia de la puesta a tierra, mismas que se compararan con estándares para asegurar el correcto funcionamiento de este.

El valor de la resistencia de puesta a tierra se determinará en función de la longitud de la varilla/conductor y la resistividad del suelo, que dependerá del tipo de suelo de la ubicación de la instalación, tal y como se muestra en la Ecuación (3.45). Generalmente para este tipo de sistemas se recomienda que el valor de resistencia no supere los 25 Ω .

$$R = \frac{\rho \left[\frac{\Omega}{m} \right]}{L [m]} [\Omega] \quad (3.45)$$

3.2.2 DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO AGRÍCOLA

Como bien se sabe, el bombeo de agua para sistemas de riego en la agricultura es la parte fundamental en este sector, posee características en las cuales las máquinas se encuentran distantes unas con otras, por lo que un sistema centralizado puede no ser la mejor opción; debido a esto se opta por la implementación de sistemas independientes de generación solar fotovoltaica para cada bomba o motor.

Los beneficios de estos sistemas de riego incluyen el potencial de distribución, suministro de energía independiente en áreas remotas, además, estos módulos pueden ser relativamente sencillos de transportar.

Para diseñar e implementar un sistema de bombeo basado en energía solar fotovoltaica se debe tener en cuenta ciertos conceptos como:

- Requerimiento y uso diario del agua.
- Recurso solar disponible.
- Características del pozo o fuente del recurso hídrico.
- Sistemas de almacenamiento

Al diseñar el sistema de bombeo se requiere que este sea eficiente, de esta manera se puede reducir la cantidad de trabajo que realiza la bomba, minimizando la cantidad de energía para operarla, lo que se resulta en una disminución de tamaño y costo de los componentes. Teniendo esto en cuenta, al momento de dimensionar una bomba se requieren los siguientes parámetros a considerar:

- El caudal requerido
- El tipo de bomba
- La capacidad de carga total
- Limitaciones de dimensión y peso
- Valores de potencia y eficiencia de la bomba

3.2.2.1 Descripción del sistema

Los sistemas de bombeo solar fotovoltaico generalmente están compuestos por módulos solares, sistema de acumulación de energía, motor/bomba, fuente de agua para su extracción, tuberías y un depósito de agua. Se necesita de un sistema de acoplamiento de potencia entre los módulos y el motor/bomba, pudiendo ser DC/DC o DC/AC para optimizar y accionar las mismas según sea necesario.

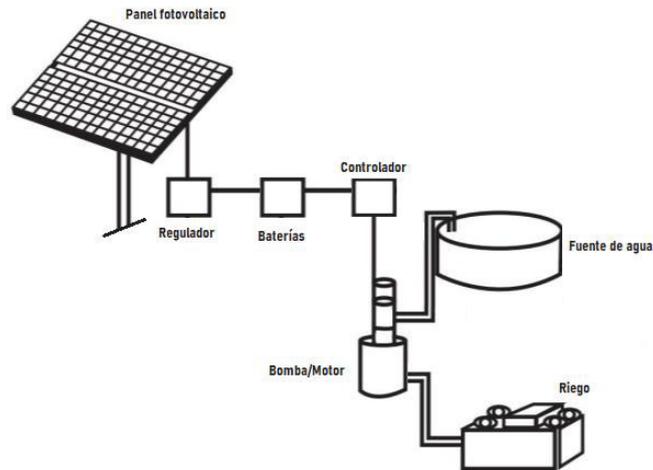


Figura 3.12 Esquema General de un Sistema de Bombeo Solar Fotovoltaico [Elaboración Propia]

Existen dos tipos de configuraciones de sistemas eléctricos para bombeo solar, tanto para bombas DC y bombas AC.

Sistemas Eléctricos DC:

- Módulos Fotovoltaicos
- Sistema motor/bomba DC
- Controlador Bombeo (Driver DC)
- Protecciones Eléctricas
- Sistema de acumulación de energía (opcional si requiere autonomía)
- Regulador de Carga (opcional si dispone de sistema de acumulación de energía)

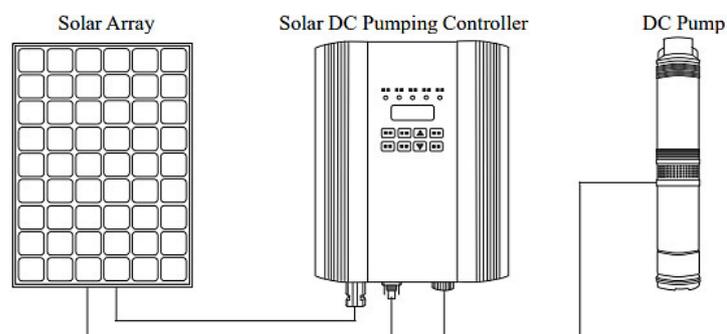


Figura 3.13 Configuración de un Sistema Bombeo Solar Fotovoltaico DC [94]

Sistemas Eléctricos AC:

- Módulos Fotovoltaicos
- Sistema motor/bomba AC
- Variador de Frecuencia Solar (Driver AC)
- Protecciones Eléctricas
- Sistema de acumulación de energía (opcional si requiere autonomía)
- Regulador de Carga (opcional si dispone de sistema de acumulación de energía)

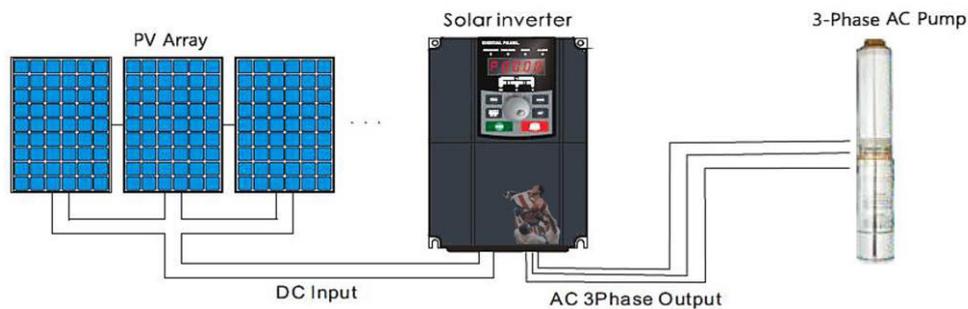


Figura 3.14 Configuración de un Sistema Bombeo Solar Fotovoltaico AC [95]

Por lo general se utilizan sistemas con bombas AC debido a que en el mercado son más fáciles de encontrar al igual que sus drivers; por lo tanto, son una opción más económica y viable en sistemas agrícolas.

3.2.2.2 Levantamiento de las máquinas existentes

El consumo de una industria agrícola tiene que ver en gran parte con el equipamiento y maquinaria presente en la explotación de una determinada zona, en este caso, el consumo se centra en la distribución y suministro de agua, específicamente el riego.

Para conocer la demanda energética requerida para cumplir con todas las necesidades de la industria, se debe realizar un levantamiento y análisis de las máquinas existentes. Con base en esta información se plantea la sustitución de máquinas de combustión interna por eléctricas de alta eficiencia, las cuales se alimentarán del nuevo sistema fotovoltaico implementado.

Los datos necesarios para el levantamiento de las bombas son los siguientes:

- Tecnología de la bomba
- Aplicación de la bomba
- Datos de placa de la bomba
 - Tipo de bomba.
 - Eficiencia
 - Potencia eléctrica de la bomba (kW)
 - Voltaje (V)
- Altura efectiva para la aplicación de la bomba

Luego de tener todos los datos requeridos en el levantamiento de información de las máquinas existentes, se debe realizar un análisis del perfil de consumo para conocer la energía utilizada en todos los procesos agrícolas de las máquinas originales y servirá también para poder hacer una comparación tras la sustitución de los nuevos equipos.

3.2.2.3 Dimensionamiento del sistema de bombeo

3.2.2.3.1 Requerimiento de agua y caudal

El primer paso en el diseño del sistema tiene que ver con el requerimiento diario de agua, para calcular la necesidad hídrica se utiliza la Ecuación (3.46).

$$V = FS * \sum_{i=1}^n \text{Cantidad de agua requerida}(i) \left[\frac{m^3}{\text{día}} \right] \quad (3.46)$$

Los valores comunes de metros cúbicos requeridos por día en función del área disponible en pueden encontrar en la siguiente tabla:

Tabla 3.14 Valores Comunes de Metros Cúbicos Requeridos por Día [Elaboración Propia]

Cultivo	m ³ /hectárea/día
Arroz	100
Granjas rurales	60
Frutales	55
Algodón	55
Hortalizas	50
Vainilla	50
Cereales	45
Patatas	45

Una vez calculados la cifra total se multiplica un factor de seguridad (FS) siendo este un valor proporcional del 10% del total a fin de compensar las pérdidas por evaporación o incidencia del clima; normalmente en estacionalidad cálida el uso de agua es mayor.

Para el caso de la demanda doméstica es variable ya que depende del uso, clima y otros factores, la ONU establece que una persona necesita alrededor de 0.142 m³/persona/día.

3.2.2.3.2 Análisis energético solar

Para el cálculo del recurso solar se utilizan los mismos conceptos detallados en la sección 3.2.1.2. Estos datos serán necesarios para realizar un análisis en que se compare los requerimientos de agua con los datos de irradiación según los meses del año, de esta manera se toma en cuenta el peor escenario que pudiera presentarse.

3.2.2.3.3 Requerimientos de bombeo

El caudal es el volumen de agua que se bombea en un tiempo determinado, en este caso se utiliza el requerimiento de agua expresado en metros cúbicos [m³/dia] sobre la cantidad de irradiación al día [HSP] en la zona bajo estudio, tal como indica la Ecuación (3.47).

$$Q = \frac{V}{\frac{HSP \text{ min}}{3600}} \left[\frac{m^3}{seg} \right] \quad (3.47)$$

La carga total neta es la presión que la bomba debe ejercer para mover el agua a una cierta altura o distancia, se suele expresar en metros; es importante para determinar qué tan fuerte debe trabajar la bomba para desplazar el flujo de agua desde el punto de carga hasta el punto de descarga. La Figura 3.15 muestra el esquema de la altura equivalente de bombeo o carga neta.

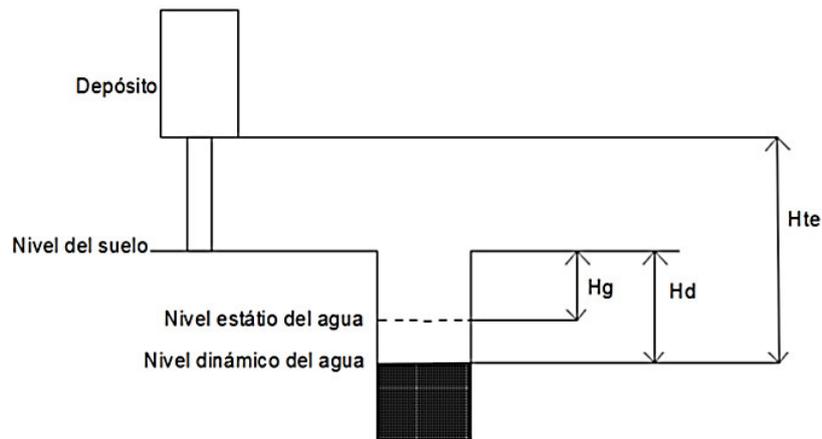


Figura 3.15 Esquema Carga Total Neta [96]

$$H_{TE} = H_G [m] + H_D [m] \quad (3.48)$$

En donde:

- H_{TE} : Carga Total Neta
- H_G : Altura estática
- H_D : Altura dinámica

La **altura estática** se mide desde el nivel del agua en el pozo hasta la superficie del agua, mas no, hasta la ubicación de la profundidad de la bomba. En el caso de que se utilicen bombas sumergibles estas bombas suelen ubicarse tan profundo como se garantice el suministro de agua.

Se debe mencionar que al aumentar la inmersión de la bomba no logrará que trabaje más ni bombee menos agua, sin embargo, el ubicarla demasiado cerca del fondo puede acarrear un fraguado más profundo, es decir, aumentaría la longitud y peso de la tubería. Además, se corre el riesgo de que sedimentos ingresen a la bomba y puedan dañar el mecanismo de la bomba.

La **altura dinámica** es la altura que representa la fricción que sus componentes pueden ocasionar, esto depende del tipo de tubería, longitud de la tubería (Se incluyen tramos horizontales), uniones, diámetro de la tubería. Para ello se realiza un equivalente de altura que la bomba tendría que vencer para mover el agua hasta este nivel.

El cálculo se utiliza mediante la fórmula de Hazen-Williams, que considera suposiciones de temperatura de agua y flujo de agua turbulento.

$$H_D = 10.665 * \frac{Q^{1.852}}{C^{1.852}} * d^{-4.869} * L [m] \quad (3.49)$$

En donde:

- C: Coeficiente de rugosidad o coeficiente de Hazen – Williams
- Q: Caudal expresado en $[\frac{m^3}{s}]$
- d: Diámetro interior de la tubería en [m]
- L: Longitud total de la tubería para el sistema, en [m]

En la Tabla 3.15 Coeficientes de Rugosidad según el Tipo de Material [Elaboración Propia] se muestra los coeficientes de rugosidad en función del tipo de material [96].

Tabla 3.15 Coeficientes de Rugosidad según el Tipo de Material [Elaboración Propia] [97]

Material	Coeficiente
Asbesto-cemento	135
Cobre y Latón	130
Ladrillo de saneamiento	100
Hierro fundido, nuevo	130
Hierro fundido, 10 años de antigüedad	107 - 113
Hierro fundido, 20 años de antigüedad	89 - 100
Hierro fundido, 30 años de antigüedad	75 - 90
Concreto, acabado liso	130
Concreto, acabado común	120
Acero Galvanizado	125
Acero Remachado nuevo	110
Acero Remachado usado	85
PVC	140
Aluminio	130

Muchas veces en instalaciones antiguas no se cuenta con las dimensiones de la longitud de la tubería, en este caso se puede optar por utilizar un método aproximado en el cual, la altura dinámica toma valores referenciales de entre el 2 al 5% de la carga total neta.

3.2.2.3.4 Dimensionamiento de la energía hidráulica

La energía hidráulica corresponde a la energía que se debe aportar al sistema para poder impulsar un volumen de agua a una altura determinada como se muestra en la Ecuación (3.50).

$$E_H = \frac{\rho \left[\frac{kg}{m^3}\right] * g\left[\frac{m}{s^2}\right] * H_{TN}[m] * V\left[\frac{m^3}{día}\right]}{3600 * 1000} [kWh - día] \quad (3.50)$$

En donde:

- ρ es la densidad del agua equivalente a 1000 [kg/m³].
- g es la gravedad equivalente a 9.81 [m/s²].
- H_{tn} es la carga neta en [m].
- V es el requerimiento de agua al día para la aplicación [m³/día].

Como se sabe en la conversión de energía eléctrica en mecánica conlleva ciertas pérdidas, para ello, se debe incluir la eficiencia de la máquina que considera las pérdidas inmersas en el proceso de conversión. En la Tabla 3.16 se muestran los valores de eficiencia de ciertas bombas, si no se dispone de estos datos se puede asumir una eficiencia del 0.35.

Tabla 3.16. Eficiencia de Bombas [Elaboración Propia]

Tipo de Bomba	Valor [%]
Superficial con motor de corriente continua y bomba centrífuga	25 – 30
Superficial con motor DC y bomba centrífuga multiestado	28 – 40
Motor AC o CC sumergible con bomba centrífuga	32 – 42

Los valores de eficiencia permitirán estimar la energía hidráulica que la bomba necesita para operar, tal y como se muestra en la Ecuación (3.51).

$$E_{H \max} = \frac{E_H}{n_{bom}} [kWh - día] \quad (3.51)$$

3.2.2.3.5 *Generador Fotovoltaico*

Para estimar la potencia eléctrica mínima recomendada para abastecer la demanda energética de la bomba se utilizará la siguiente expresión.

$$P_{FV\ bomb} = \frac{1.2 * E_{H\ max}}{HSP\ min * K_T} [kW] \quad (3.52)$$

En donde:

- $P_{FV\ bomb}$ es la potencia del generador fotovoltaico para accionar la bomba en [kW].
- $E_{H\ max}$ es la energía hidráulica máxima para la operación de la bomba en [kWh-día].
- HSP_{min} , son las horas solar pico mínima en [horas-día].
- K_T es el factor de pérdidas en la instalación, siendo 0.7 si no se requiere de baterías y de 0.6 si se necesita baterías.

3.2.2.3.6 *Cálculo del caudal pico*

Teniendo en cuenta el rendimiento del subsistema motor-bomba se procede a calcular caudal pico que la máquina debe ser capaz de soportar, normalmente el rendimiento pico suele tomar un valor de rendimiento de entre el 40 y 60%. Tal y como se presenta en la Ecuación (3.53).

$$Q_p = \frac{P_{FV\ bomb} * n_{pbomb} * 3.6}{g * H_{TN}} \left[\frac{m^3}{hora} \right] \quad (3.53)$$

En donde:

- $P_{FV\ bomb}$ es la potencia del generador fotovoltaico para accionar la bomba en [W].
- n_{bomb} es la eficiencia de la bomba.
- g es la gravedad equivalente a 9.81 [m/s²].
- H_{TN} es la carga neta en [m].

En base a los datos obtenidos de altura efectiva (H_{TN}), caudal pico (Q_p) y la potencia mínima recomendada para el generador fotovoltaico ($P_{FV\ bomb}$), se selecciona un modelo en específico en base a las fichas técnicas que proporcionan los fabricantes, en las

cuales se pueden verificar su punto de operación a través de la gráfica que relaciona los parámetros antes mencionados como se muestra en la Figura 3.16.

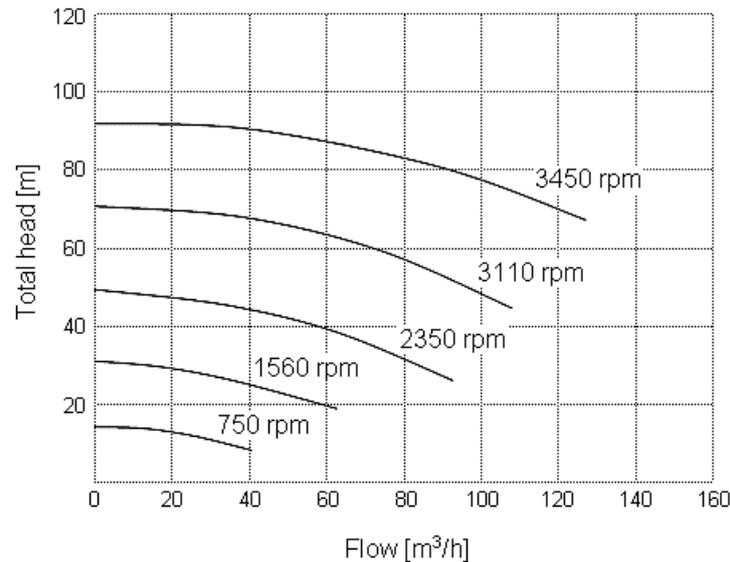


Figura 3.16 Grafica de una Bomba Caudal vs Altura [98].

Dependiendo del valor de potencia se recomiendan utilizar diferentes tipos de máquinas en base a las características constructivas y económicas, mismas que se detallan en la Tabla 3.17 [98].

Tabla 3.17 Selección de la Tecnología de una Bomba en base a la Potencia [Elaboración Propia]

CONFIGURACIÓN	Bombas Manuales Motorizadas	Bombas Solares (DC)	Bombas Convencionales (AC)
Energía [W]	< 250	250 a 4000	> 4000

3.2.2.4 Convertidores de potencia (Drivers)

También llamados convertidores de potencia estáticos o unidades de control (drivers), es un equipamiento de acondicionamiento de potencia, tiene la funcionalidad de optimizar el voltaje y la corriente que entrega el generador fotovoltaico para operar el motor/bomba, a fin de que este pueda trabajar en su punto máximo de potencia, al mejorar el uso del recurso solar para las máquinas eléctricas (motor/bomba).

La implementación de estos drivers genera pérdidas energéticas entre el 4% y el 7% lo que implica un coste adicional; el incremento del gasto y la reducción energética se ve equilibrada por el aumento de la eficiencia y la confiabilidad del sistema.

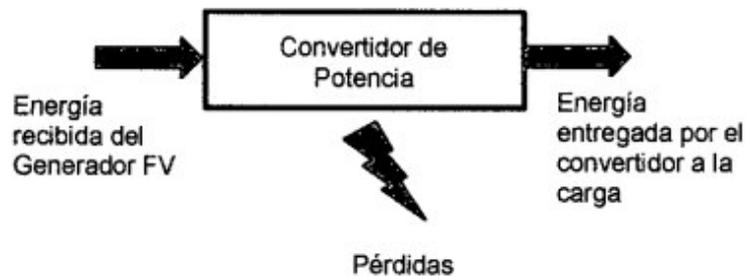


Figura 3.17 Estructura de los Convertidores de Potencia [97]

Existen dos tipos de drives:

- Controladores de Bombeo (DC/DC), motor/bomba DC
- Variador de Frecuencia Solar (DC/AC), motor bomba AC

3.2.2.4.1 Controlador de bombeo (DC/DC)

Utilizado en bombas de corriente continua, regulan la velocidad de la máquina mediante el control del voltaje; mientras mayor es el voltaje, mayor es la velocidad de rotación de la máquina. El controlador mantiene a la bomba en su punto óptimo de trabajo; por lo regular su tecnología es de seguimiento máximo del punto de potencia (MPPT), esto asegura que la energía suministrada sea la óptima para operar el sistema de bombeo a lo largo del día [58].

Los controladores utilizados en la agricultura suelen ser reductores (Buck), en donde el voltaje a la salida es mucho menor que el voltaje a la entrada, elevadores (Boost) en el cual el voltaje a la salida es superior que el voltaje a la entrada, o reductor-elevador (Buck-Boost) dependiendo de la aplicación [97].



Figura 3.18 Controladores de Bombeo (DC) [98]

Se debe tener las siguientes consideraciones para su dimensionamiento:

- La potencia de la bomba debe estar dentro de los límites de potencia del controlador, puede ser en vatios [W] o en caballos de potencia [HP]:

$$P_{min\ CONTROLADOR\ DC} \leq P_{MOTOR/BOMBA\ (DC)} \leq P_{max\ CONTROLADOR\ DC} \quad (3.54)$$

- El voltaje del circuito abierto de los strings del generador fotovoltaico debe encontrarse dentro del rango de voltaje de entrada de operación del controlador:

$$V_{OC\ string\ FV} = N_{Paneles-serie} * V_{OC(T^{o}min)} [V] \quad (3.55)$$

$$V_{min,CONTROLADOR} \leq V_{OC\ string\ FV} \leq V_{max,CONTROLADOR} [V] \quad (3.56)$$

3.2.2.4.2 Variador de frecuencia solar (DC/AC)

También llamado VFD (Variable Frequency Driver), utilizado en bombas de corriente alterna, adaptan la corriente directa producida por los módulos a corriente alterna para accionar el motor/bomba. Estos drivers además de adecuar la corriente controlan la velocidad de giro de la bomba, a través de la frecuencia; por esta razón, modulan la frecuencia en función del voltaje producido por los módulos.

Un variador de frecuencia solar arranca la bomba a una mínima frecuencia, es decir cuando hay poca irradiación solar, e ira incrementando su valor de frecuencia y por lo tanto su velocidad a medida que aumenta el voltaje entregado por los módulos, esto sucede cuando la irradiación solar es máxima, hasta alcanzar su valor nominal (50Hz o 60Hz); de tal manera que optimiza el recurso solar e hídrico para funcionamiento de la bomba a lo largo del día reduciendo su umbral de arranque [58].

Estos variadores pueden ser monofásicos o trifásicos, todo depende de la bomba a la cual se requiera controlar [98].



Figura 3.19 Variador de Frecuencia Solar (AC) [98]

Para la selección de un VFD se debe tener en cuenta las consideraciones son similares:

- La potencia de la bomba debe estar dentro de los límites de potencia del VFD, puede ser en watos [W] o en caballos de potencia [HP]:

$$P_{min \text{ CONTROLADOR DC}} \leq P_{MOTOR/BOMBA (AC)} \leq P_{max \text{ CONTROLADOR DC}} \quad (3.57)$$

- El tipo de potencia del VFD debe ser el mismo que el tipo de potencia del motor/bomba; es decir, si el motor/bomba trabaja con potencia trifásica, el VFD igual debe ser trifásico.
- El voltaje del circuito abierto de los strings del generador fotovoltaico debe encontrarse dentro del rango de voltaje de entrada de operación del VFD:

$$V_{OC \text{ string FV}} = N_{\text{Paneles-serie}} * V_{OC(T^{\circ}min)} [V] \quad (3.58)$$

$$V_{min,VFD} \leq V_{OC \text{ string FV}} \leq V_{max,VFD} [V] \quad (3.59)$$

3.2.2.5 Módulos fotovoltaicos

Para el dimensionamiento de los módulos fotovoltaicos se debe tomar en cuenta la metodología desarrollada en el apartado 3.2.1.5 para la selección del voltaje del sistema; para la configuración de los módulos fotovoltaicos se hace referencia al apartado 3.2.1.7. que considera los efectos de temperatura, sombra y la disposición de estos.

3.2.2.6 Consideraciones de diseño

Como se muestra en la Figura 3.12, se presenta el esquema necesario para el dimensionamiento del generador agrícola, se evidencia también, que varios de los elementos que lo conforman coinciden con la metodología para el dimensionamiento del generador fotovoltaico residencial; en este apartado se mencionan ciertas consideraciones que se deben tener para aplicar los mismos conceptos, enfocados en la carga industrial del sector agrícola.

3.2.2.6.1 Sistemas de acumulación de energía

Las baterías en sistemas fotovoltaicos como fue mencionado antes son utilizadas para el almacenamiento energético en periodos donde no existe irradiación solar o en horas nocturnas; en aplicaciones de bombeo solar no es la excepción, además trabajan como un sistema de acondicionamiento de potencia entre el generador y el motor/bomba ante las variaciones de voltaje.

Al incluir baterías es necesario implementar reguladores de carga, para cuidar el estado de estas, lo que implica un incremento de los costes del bombeo solar; es decir se requiere parámetros como: los días de autonomía, el voltaje del sistema y la profundidad de descarga.

Una solución mucho más simple y asequible para bombeo solar es acumular agua en vez de energía eléctrica, instalando una cisterna o ampliando la cisterna existente por una de mayor capacidad. Al llevar a cabo esto, se minimiza el impacto causado por la estacionalidad del recurso hídrico; reservar agua es más económico que utilizar baterías, ya que estas tienen una media de vida de hasta 10 años, dependiendo del fabricante; mientras que una cisterna bien dimensionada y con buen mantenimiento pueden durar durante décadas [99].

Se recomienda utilizar baterías cuando el rendimiento del recurso hídrico durante las horas de sol no satisface los requerimientos de bombeo, o cuando se requiere bombear agua durante la noche; de igual manera se sugiere almacenar agua al menos para tres días.

En caso de que se justifique la implementación de sistemas de acumulación de energía (baterías) y reguladores de carga, su dimensionamiento se basa en la metodología

aplicada en los apartados 3.2.1.6 y 3.2.1.8 respectivamente, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- El modelo del convertidor de potencia debe contar con el modo de operación con baterías, este modo desactiva el control de seguimiento del punto máximo de potencia (MPPT), al cual se conectan los módulos fotovoltaicos; por lo que, el voltaje de entrada de accionamiento y operación del convertidor es suministrado por el sistema de almacenamiento, usualmente es de 24 o 48 V_{DC}, siendo este el voltaje para el dimensionamiento del sistema.

Para el cálculo del sistema de baterías se utiliza las siguientes expresiones

$$N^{\circ} \text{ Bat Serie} = \frac{\text{Voltaje de entrada del modo de operación con baterías}}{\text{Voltaje de la Batería Seleccionada}} [u] \quad (3.60)$$

$$N^{\circ} \text{ Bat Paralelo} = \frac{\text{Capacidad Nominal del Banco de Baterías}}{\text{Capacidad Nominal de la Batería Seleccionada}} [u] \quad (3.61)$$

3.2.2.6.2 Sistema de protecciones y conductores eléctricos

Los sistemas de protecciones eléctricas dentro del bombeo fotovoltaicos cumplen las mismas características que en un sistema fotovoltaico Off Grid, es decir protegen a la máquina ante perturbaciones eléctricas como: sobrecorrientes, sobrecargas y sobrevoltajes.

Para bombeo solar se requiere al menos protecciones contra sobrecargas a la entrada y a la salida del controlador y en el sistema de baterías de ser necesario; la metodología aplicada para el dimensionamiento de los equipos de protección sigue los mismos pasos en el apartado 3.3.9.

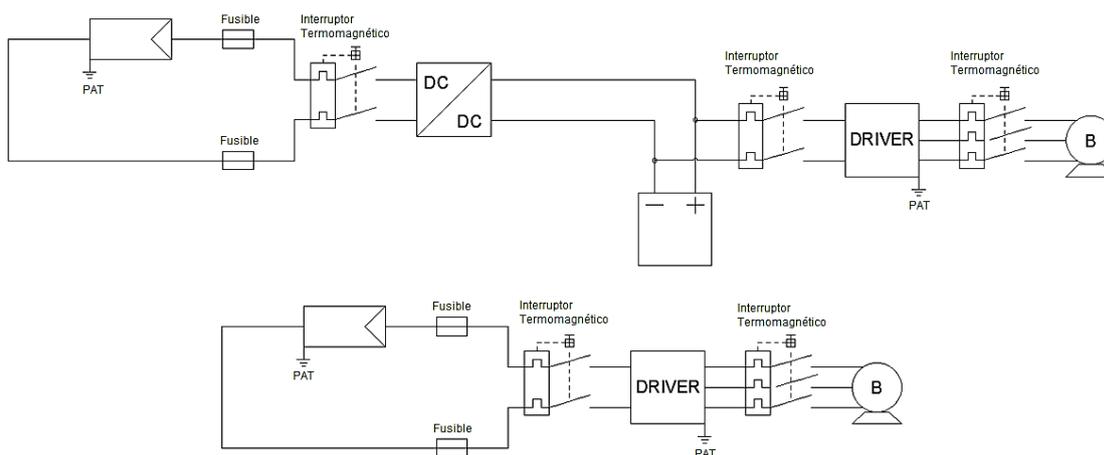


Figura 3.20 Esquema de Protecciones Eléctricas en un Sistema de Bombeo Solar [Elaboración Propia]

Del mismo modo, el cálculo necesario para dimensionar los conductores eléctricos que conexionan los elementos del sistema se basa en la metodología planteada en el literal 3.2.1.11. de este documento; considerando siguientes caídas de voltaje de la siguiente tabla.

Tabla 3.18 Máximas Caídas de Voltajes en Sistemas de Bombeo Solar [Elaboración Propia]

Tramo	Máxima caída de voltaje admisible ($\Delta V_{\text{máx,adm}}$) [%]	Máxima caída de voltaje recomendado ($\Delta V_{\text{máx,rec}}$) [%]
Generador FV - Regulador de Carga	3	1.5
Generador FV - Driver	3	1.5
Regulador de Carga – Baterías	1	0.5
Baterías – Driver	1	0.5
Driver – Motor	3	1.5

3.3 MEMORIA DE DISEÑO

El desarrollo y aplicación de la metodología propuesta para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento de energía eléctrica para sistemas agrícolas aislados, toma como referencia a una industria dedicada a la producción y exportación de Vainilla ubicada en la provincia de Santo Domingo de los Colorados.

Corresponde a una industria dedicada a la producción y exportación de Vainilla gourmet a nivel nacional e internacional; dispone de una extensión total de aproximadamente 0.2535 hectáreas destinadas al cultivo y vivienda de los productores. Aprovecha el cauce del río Mulaute para la obtención de agua, destinada al riego y uso general.

En la actualidad carece del servicio de energía eléctrica, razón por la cual disponen de sustitutos energéticos como máquinas de combustión interna destinadas al bombeo de agua y la generación de energía eléctrica. Cabe mencionar que, el abastecimiento de este tipo energías implican un alto costo de inversión, largos viajes hacia los centros urbanos y contaminación del medio ambiente.

3.3.1 UBICACIÓN

La industria agrícola está localizada en la zona Occidental del Ecuador, en la provincia de Santo Domingo de los Colorados, en las coordenadas:

- Latitud: -0.12543772188134514
- Longitud: -79.21210989293364
- Altitud: 385 metros sobre el nivel del mar (msnm)
- Huso horario: -5.0

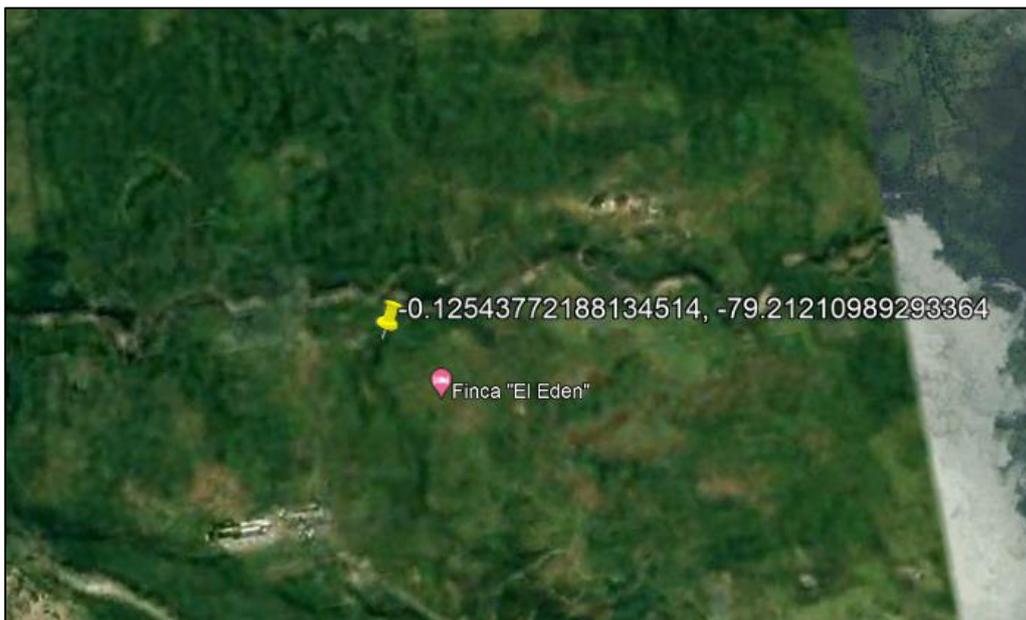


Figura 3.21 Ubicación del Proyecto [Elaboración Propia]

3.3.2 GENERADOR FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL

El sistema consta de un grupo electrógeno trifásico de [9.6 kW] y una potencia aparente de 12 [kVA], 3000 rpm que alimenta a la vivienda ubicada en las orillas de las plantaciones de vainilla.

3.3.2.1 Recurso solar

Al analizar las bases de datos geográficos provista por METEONORM, se obtuvo los valores de GHI (Global Horizontal Irradiance) y la temperatura, como se muestra en la Tabla 3.19.

Tabla 3.19 Datos Climatológicos provistos por METEONORM [Elaboración Propia]

Mes	GHI [kWh/m ² /día]	Temperatura [°C]
Enero	4.38	23.9
Febrero	4.99	23.9
Marzo	5.13	24.2
Abril	5.00	23.8
Mayo	4.65	23.4
Junio	4.32	21.8
Julio	4.09	21.8
Agosto	4.30	21.7
Septiembre	4.57	21.3
Octubre	4.16	21.9
Noviembre	3.80	22.0
Diciembre	4.27	23.2
Promedio	4.47	22.7

En donde la temperatura promedio de la ubicación es: 22.7 [°C].

El Ecuador, al estar ubicado en la zona ecuatorial presenta una variación del recurso solar mínima a lo largo del día, por lo que se opta por la utilización de estructuras fijas para los módulos fotovoltaicos, en lugar de seguidores solares; además, dentro de la industria agrícola se dispone del área suficiente para instalar este tipo de estructuras.

Analizando la topología de la zona, se obtienen los siguientes ángulos solares óptimos:

- α_{opt} : 3.79°

- β_{opt} : 0° (Norte)

Debido que los datos de irradiación no consideran las características de inclinación óptima de los módulos solares dadas por las estructuras metálicas, es necesario realizar una corrección en función de los ángulos solares fijos (ángulos óptimos) tal y como se presenta en la Tabla 3.20.

Tabla 3.20 Datos Irradiación Corregidos para el Proyecto [Elaboración Propia]

α_{fijo}:	0.00 °	
β_{fijo}:	3.79 °	
FI:	0.999999999	
Mes	GHI [kWh/m2/día]	HSP_{CORREGIDO} (α_{fijo}; β_{fijo}) [kWh/m2/día]
Enero	4.38	4.38
Febrero	4.99	4.99
Marzo	5.13	5.13
Abril	5.00	5.00
Mayo	4.65	4.65
Junio	4.32	4.32
Julio	4.09	4.09
Agosto	4.30	4.30
Septiembre	4.57	4.57
Octubre	4.16	4.16
Noviembre	3.80	3.80
Diciembre	4.27	4.27
Promedio	4.47	4.47
Valor de Diseño		3.80

De la Tabla 3.20. se obtiene el valor de diseño de: 3.8 [horas-día], correspondiente al valor mensual mínimo, siendo este el caso más desfavorable que puede presentarse.

3.3.2.2 Demanda energética residencial

Al analizar la potencia y los patrones de consumo de cada dispositivo y equipo electrónico existente, se estimó la demanda residencial, obteniéndose un consumo diario simultaneo residencial de 6.04 [kWh-día] tal y como se muestra en la Tabla 3.21.

Tabla 3.21 Demanda Energética Residencial [Elaboración Propia]

Tipo de Carga	Tipo de Consumo	Descripción del Equipo	Potencia Nominal [W]	Cantidad de Equipos	Potencia Total [W]	Horas de Uso Diario [horas/día]	Días de Uso a la Semana [días/semana]	Factor Semanal	Consumo Diario [W/día]	Porcentaje de Consumo [%]
α	β	γ	δ	ϵ	$\zeta = \delta * \epsilon$	η	θ	$\iota = \theta / 7$	$\kappa = \zeta * \eta * \iota$	λ
DC	Calentamiento de agua	Reóstato	500.0	1	500.0	0.5	4	0.6	142.86	2.8
	Cocción de Alimentos	Cocina Eléctrica	1200.0	1	1200.0	1.2	5	0.7	1028.57	20.0
Horno Eléctrico		1000.0	1	1000.0	0.8	1	0.1	107.14	2.1	
Microondas		800.0	1	800.0	0.5	7	1.0	400.00	7.8	
Licuada		400.0	1	400.0	0.3	4	0.6	68.57	1.3	
AC	Refrigeración de Alimentos	Refrigeradora	500.0	1	500.0	1.5	7	1.0	750.00	14.6
	Aseo	Ducha Eléctrica	1500.0	1	1500.0	0.3	3	0.4	192.86	3.8
	Lavandería	Lavadora	1000.0	1	1000.0	2.0	2	0.3	571.43	11.1
	Electrónica	Cargador Celular	10.0	2	20.0	2.0	7	1.0	40.00	0.8
		Cargador de Computadora	60.0	2	120.0	4.0	5	0.7	342.86	6.7
		Modem Internet	7.0	1	7.0	24.0	7	1.0	168.00	3.3
	Entretenimiento	Televisor	200.0	1	200.0	2.0	7	1.0	400.00	7.8
	Ventilación	Ventilador	50.0	2	100.0	3.0	4	0.6	171.43	3.3
	Iluminación	LED	5.0	10	50.0	6.0	7	1.0	300.00	5.8
		Fluorescente	15.0	5	75.0	6.0	7	1.0	450.00	8.8
Total				31	7472	N/A	N/A	N/A	5133.71	100.00
Consumo DC [kWh/día]										0.14
Consumo AC [kWh/día]										4.99
Consumo Diario Stand-By [kWh/día]										0.62
Factor de Simultaneidad [%]										100%
Factor de Proyección [%]										5%
Consumo Diario Simultaneo Residencial [kWh/día]										6.04
Consumo Mensual Simultaneo Residencial [kWh/mes]										181.12

3.3.2.3 Coeficiente de rendimiento (PR)

Para estimar el factor de calidad o coeficiente de rendimiento en base a los elementos del sistema fotovoltaico se opta por el método aproximado en los que se consideraron los coeficientes presentados en la Tabla 3.22, obteniéndose un valor de 0.7359.

Tabla 3.22 Coeficientes Seleccionados del Método Aproximado [Elaboración Propia]

Coeficiente de Pérdidas en el Proceso de Acumulación (kb)	0.05
Coeficiente de Rendimiento del Inversor (ki)	0.05
Coeficiente de Pérdidas en el Regulador de Carga (kr)	0.1
Coeficiente de Pérdidas no Consideradas (kv)	0.05
Coeficiente de Autodescarga de la Batería (ka)	0.005
Profundidad de Descarga (Pd)	0.8
Número de Días de Autonomía (N)	3

3.3.2.4 Potencia mínima del generador fotovoltaico

Para el cálculo de la potencia mínima del generador se consideran los datos previamente obtenidos, dando como resultado una potencia de 2.16 [kW] de modo que, el voltaje del sistema toma un valor de 48 V_{DC}.

3.3.2.5 Acumulador de energía

Para el cálculo del sistema de acumulación se tomó en cuenta los datos de consumo diario residencial y el voltaje del sistema. Además, de los valores propicios para las necesidades del sistema, mismas que se detallan en la Tabla 3.23.

Tabla 3.23 Características del Sistema de Acumulación [Elaboración Propia]

Número de Días de Autonomía (N):	3
Profundidad de Descarga (Pd):	0.8
Coeficiente de Pérdidas en el Proceso de Acumulación (kb):	0.05

Con los parámetros antes mencionados, se obtuvo una capacidad mínima del banco de baterías de: 448.08 [Ah]

Partiendo de la capacidad mínima requerida por el sistema de acumulación de energía, conociendo que en el mercado las baterías más comunes son: 100 Ah, 150Ah y 250V.

Se seleccionó la batería TENSITE (AGM FT 12-250) con las siguientes características:

- Tecnología: AGM
- Voltaje de la Batería: 12 [V]
- Capacidad de la Batería 250 [Ah]

Teniendo en cuenta la batería seleccionada, la configuración del sistema de acumulación es de:

- Numero de Baterías en Serie: 4
- Numero de Cadenas en Paralelo: 2

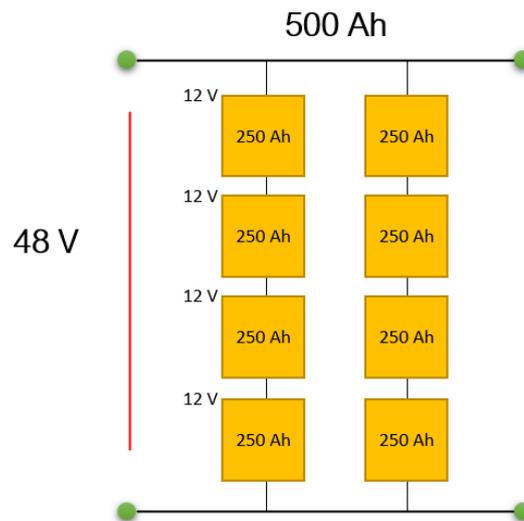


Figura 3.22 Sistema de Acumulación [Elaboración Propia]

Dando como resultado sistema de acumulación equivalente a 500 [Ah], como se muestra en la Figura 3.22.

3.3.2.6 Módulos fotovoltaicos

Partiendo de la potencia mínima que requiere el sistema se procedió a seleccionar el modelo del módulo fotovoltaico, para ello se debe asegurar que cumpla con los estándares requeridos; el modelo seleccionado es el CS6K-270 M correspondiente al fabricante Canadian Solar, a continuación, en la Tabla 3.24 se detallan las características eléctricas y mecánicas del equipo.

Tabla 3.24 Características del Módulo CS6K-270 M [Elaboracion Propia]

Marca	Canadian Solar	
Modelo	CS6K 270M	
Tecnología	Monocristalino	
Dimensiones	1650x992x40 mm	
Peso	18.2 kg	
NOTC	45±2 °C	
Máxima tensión del sistema	1000 VDC	
Eficiencia del Modulo	16.5%	
Condiciones de Operación	STC	NOTC
Potencia máxima (P_{máx})	270 W	195 W
Tensión de P_{máx} (V_{mp})	31.1 V	28.4 V
Intensidad de P_{máx} (I_{mp})	8.67 A	6.87 A
Voltaje de Circuito Abierto (V_{oc})	38.2 V	35 V
Corriente de Cortocircuito (I_{sc})	9.19	7.44 A
Coefficiente de Temperatura P_{max}	-0.41 %/°C	
Coefficiente de Temperatura V_{oc}	-0.31 %/°C	
Coefficiente de Temperatura I_{sc}	0.053 %/°C	

Sobre la base de la información mostrada se procedió a la corrección de la temperatura de operación y parámetros eléctricos del módulo, tal y como se detallan en la Tabla 3.25.

Tabla 3.25 Corrección de los Parámetros Eléctricos [Elaboración Propia]

Temperatura de operación	58.95 °C
Corrección de los parámetros eléctricos del módulo	
V_{oc} (0°C)	45.95 V
I_{sc} (58.95°C)	10.99 A
V_{mpp} (58.95°C)	20.58 V
P_{mpp} (58.95°C)	256.08 W
I_{mpp} (58.95°C)	12.45 A

Posteriormente, se dimensionó la configuración del generador fotovoltaico como se detalla a continuación:

- Número de módulos fotovoltaicos en serie: 3 (Strings)
- Número de módulo fotovoltaicos en paralelo: 3 (Arrays)

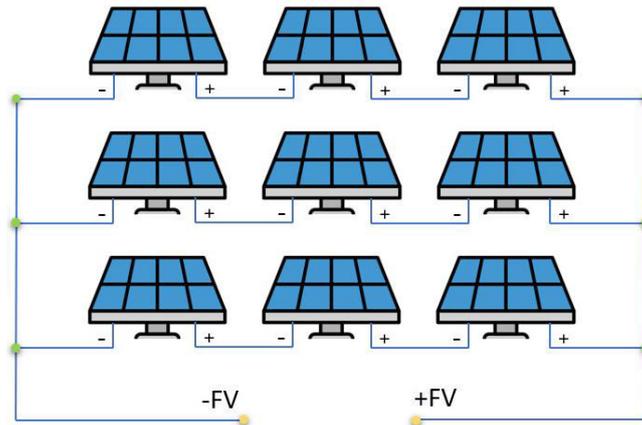


Figura 3.23 Generador Fotovoltaico [Elaboración Propia]

Se necesitó de nueve módulos fotovoltaicos CANADIAN SOLAR (CS6K-270 M), obteniendo una potencia equivalente del generador fotovoltaico de 2.43 [kWp].

En función al área disponible para la ubicación del generador fotovoltaico, se realizó el análisis de sombras; en donde, se eligió una orientación retrato horizontal o también llamada "paisaje" mostrado en la Figura 3.24, para después calcular la distancia mínima entre arrays, siendo 0.05 m, con un ángulo de inclinación de 3.79° y un azimut de 0° orientado al norte, como indica la Figura 3.25, con lo que se aseguró que no se generen sombras entre sí, dando un área efectiva de 15.20 m^2 .

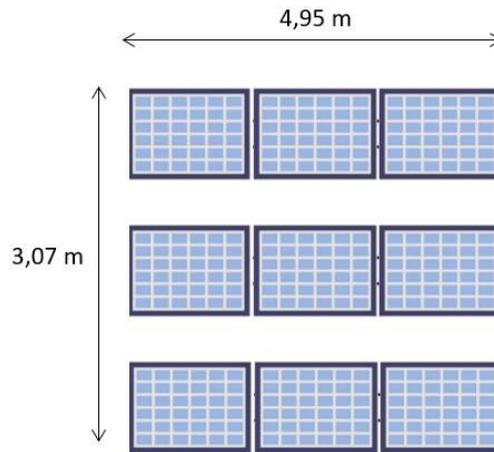


Figura 3.24 Configuración Horizontal del Generador Fotovoltaico [Elaboración Propia]

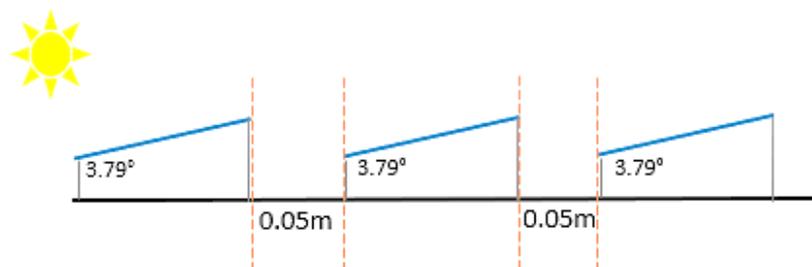


Figura 3.25 Vista Lateral del Generador Fotovoltaico [Elaboración Propia]

3.3.2.7 Regulador de carga

Al conocer los parámetros eléctricos corregidos del módulo fotovoltaico, se procedió a calcular la corriente máxima, el voltaje en circuito abierto y la potencia equivalente entregado por el generador fotovoltaico, siendo los siguientes:

- I_{FVmax} : 36.92 [A]
- V_{string} : 137.85 [V]
- P_{FV} : 2.43 [kW]

Verificando los datos antes mencionados, se optó por el regulador de carga VICTRON (MPPT 250/100) cuyas características se detallan en la Tabla 3.26.

Tabla 3.26 Características Eléctricas del Regulador de Carga VICTRON (MPPT 250/100) [Elaboración Propia]

Voltajes de Operación	12, 24, 48 V
Corriente de Entrada	100 A
Voltaje máximo de cortocircuito	240 V
Potencia FV máxima (48V)	5800 W

3.3.2.8 Inversor fotovoltaico

Tomando en consideración la potencia de cada módulo se determinó que la potencia mínima del inversor sea de 2.43 [kW]. En base al voltaje del sistema y el cumplimiento del estándar IEC 62109 se seleccionó el inversor VICTRON ENERGY (48/3000) que proporciona una onda de voltaje sinusoidal pura, de forma que se asegura la calidad del servicio eléctrico. Las características del equipo se detallan en la Tabla 3.27.

Tabla 3.27 Características del Inversor VICTRON ENERGY (48/3000) [Elaboración Propia]

Conexión	Trifásica
Voltajes de Entrada	9.5-17V 19-33V 38-66V
Máxima Potencia a la entrada	6000 W
Potencia a la salida (25°C)	3000 VA
Potencia a la salida (25°C)	2400 W
Eficiencia 12/24/48V (%)	93/94/95

3.3.2.9 Conductores eléctricos

Considerando la sección mínima y ampacidad del conductor para cada tramo; con el objetivo de asegurar la correcta operación y cumplimiento de los límites térmicos y máximas variaciones de voltaje, se seleccionó conductores de cobre, tanto en corriente directa y alterna. En la Tabla 3.28, se muestra un resumen de los conductores seleccionados con su respectiva caída de voltaje para cada tramo.

Tabla 3.28 Resumen de los Conductores en la Instalación FV [Elaboración Propia]

Tramo	Longitud [m]	Corriente nominal [A]	Sección mínima del Conductor [mm ²]	Sección del Conductor [mm ²]	Ampacidad del Conductor [A]	Calibre Conductor Seleccionado	Caída de Voltaje (ΔV)
-------	--------------	-----------------------	---	--	-----------------------------	--------------------------------	---------------------------------

Generador FV - Regulador de Carga	1	41.21	0.355	8.37	50	8 AWG SOLAR	0.13%
Regulador de Carga – Baterías	0.5	41.21	1.528	8.37	50	8 AWG	0.18%
Baterías – Inversor Eléctrico	1	41.21	3.056	8.37	50	8 AWG	0.37%
Regulador de Carga – Cargas DC	10	10.42	2.575	5.26	35	10 AWG	1.47%
Inversor Eléctrico – Cargas AC	10	35.75	0.964	8.37	50	8 AWG	0.35%

3.3.2.10 Protecciones eléctricas

Para garantizar la correcta operación del sistema frente a alguna perturbación que se pueda presentar, se dimensionaron y seleccionaron los dispositivos de protección mínimos que se requieren en la instalación. En la Tabla 3.29, se detallan las corrientes de operación, corriente estandarizada de protección y ampacidad del conductor en cada tramo.

Tabla 3.29 Resumen de Protecciones Eléctricas [Elaboración Propia]

Fusibles			
Tramo	Corriente de operación (In) [A]	Corriente Estándar (Iprot) [A]	Ampacidad del Conductor [A]
Generador FV - Regulador de Carga	41.21	45	50
Interruptor Termomagnético			
Tramo	Corriente Calculada (In) [A]	Corriente Estándar (Iprot) [A]	Ampacidad del Conductor [A]
Generador FV - Regulador de Carga	41.21	45	50
Regulador de Carga – Baterías	41.21	45	50
Baterías – Inversor Eléctrico	41.21	45	50
Regulador de Carga – Cargas DC	11.67	15	35
Inversor Eléctrico – Cargas AC	35.75	40	50

Las carcasas de los equipos que conforman el sistema fotovoltaico están interconectadas al sistema de puesta a tierra a través de un conductor desnudo 6 AWG

de cobre y este a su vez a un electrodo recubierto de cobre de 2 metros de largo que estará enterrado en tierra.

3.3.3 GENERADOR FOTOVOLTAICO AGRÍCOLA

Para el dimensionamiento del generador fotovoltaico agrícola se consideran las características actuales del sistema de bombeo de la industria; sobre la base de esta información, se dimensionan máquinas eléctricas que sustituyen las máquinas de combustión interna en uso.

El sistema consta de 2 bombas mecánicas, una de ellas es una bomba sumergible de 1.5 [HP] la cual recoge el agua del río Mulaute y la eleva 18 [m] hacia dos tanques de reserva de 25 [m³] cada uno, a través de una tubería PVC de 4 pulgadas de 95 [m] de largo. La segunda máquina se trata de una bomba centrífuga de 2 [hp] que se encarga del riego de la plantación, toma el agua de los tanques de reserva, la eleva 7 [m] para distribuirla hacia el sistema de tuberías del tipo PVC de 3 pulgadas de diámetro, con una longitud aproximada de 260 [m] de largo. En la Figura 3.26 se muestra un esquemático del sistema agrícola.

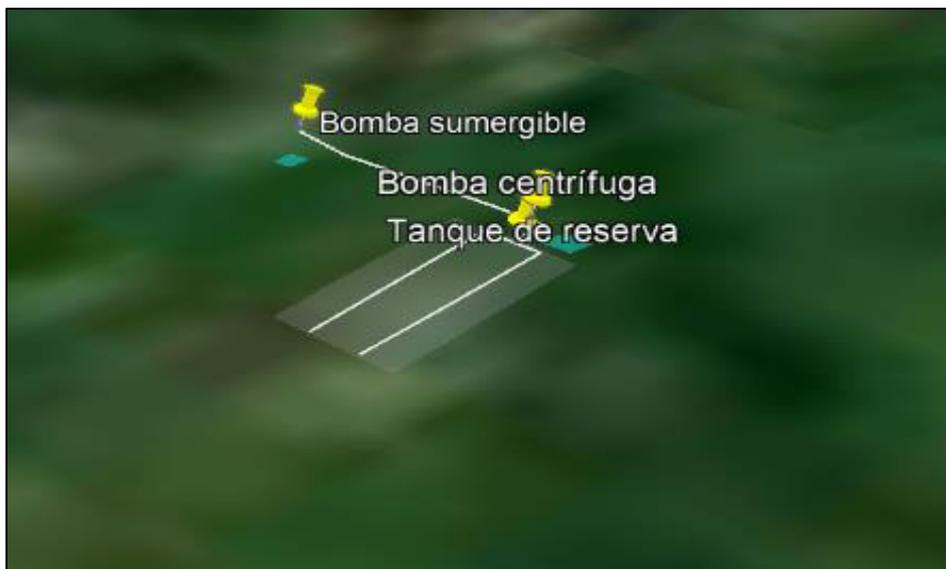


Figura 3.26 Esquema de Riego Agrícola [Elaboración Propia]

3.3.3.1 Requerimiento de agua

Al tratarse de una plantación de vainilla se estima que el requerimiento del cultivo es de aproximadamente 50 [m³/ha/día], teniendo en cuenta que el área efectiva es 0.31 [ha] se obtuvo que el volumen de agua necesario es de 17.05 [m³/día] para la bomba centrífuga. Para el caso de la bomba sumergible se considera el mismo caudal de 17.05 [m³/día] necesarios para llenar los tanques de reserva hasta el límite de 20 [m³] cada uno, de esta manera ante cualquier eventualidad se tiene una reserva de agua de hasta 2 días de uso normal.

3.3.3.2 Recurso solar

Tomando en cuenta que la ubicación de la bomba centrífuga y sumergible es cercana a la zona del generador fotovoltaico residencial, se consideran los datos que se muestra en la Tabla 3.20 para el cálculo de la Hora Solar Pico (HSP) de los cuales se selecciona el valor de diseño de 3.8 [horas-día].

3.3.3.3 Requerimientos de bombeo

Los cálculos necesarios para los requerimientos de bombeo de las máquinas se realizaron mediante el método calculado, los datos de estos se detallan en la Tabla 3.30.

Tabla 3.30 Requerimiento de Bombeo para el Generador Fotovoltaico Agrícola
[Elaboración Propia]

Tipo de Bomba	Bomba Centrífuga	Bomba Sumergible
Requerimiento de Agua [m ³ /día]	17.05	17.05
Caudal del Volumen de Agua		
Caudal del Volumen de Agua [m ³ /s]	0.001246	0.001246
Altura Efectiva		
Altura Estática [m]	7.00	18
Altura Dinámica [m]	0.341	0.030
Diámetro Interior de la Tubería [m]	0.076	0.102
Longitud Total de la Tubería [m]	260	95
Tipo de Material	PVC	PVC
Coefficiente de Hazel – Williams [u]	140	140
Altura Efectiva [m]	7.034	18.030

Energía Hidráulica		
Energía Hidráulica [kWh – día]	0.341	0.838
Energía Hidráulica Máxima [kWh – día]	0.853	2.094
Caudal pico de Bombeo [m ³ /h]	7.69	8.97

En base a los datos de altura efectiva y caudal pico de bombeo, se verifico los puntos de operación para ambas bombas, tal y como se muestra en la Figura 3.27 y Figura 3.28 respectivamente; en base a ello se seleccionó el motor LORENTZ (ECDRIVE 600 CS– F) con potencia de 0.7 [kW] para la bomba centrífuga y el motor LORENTZ (ECDRIVE 1200 – C) con potencia de 1.2 [kW] para la bomba sumergible; ambas máquinas cumplen con el estándar IEC 62253, mismo que garantiza la correcta operación de sistemas de bombeo solar.

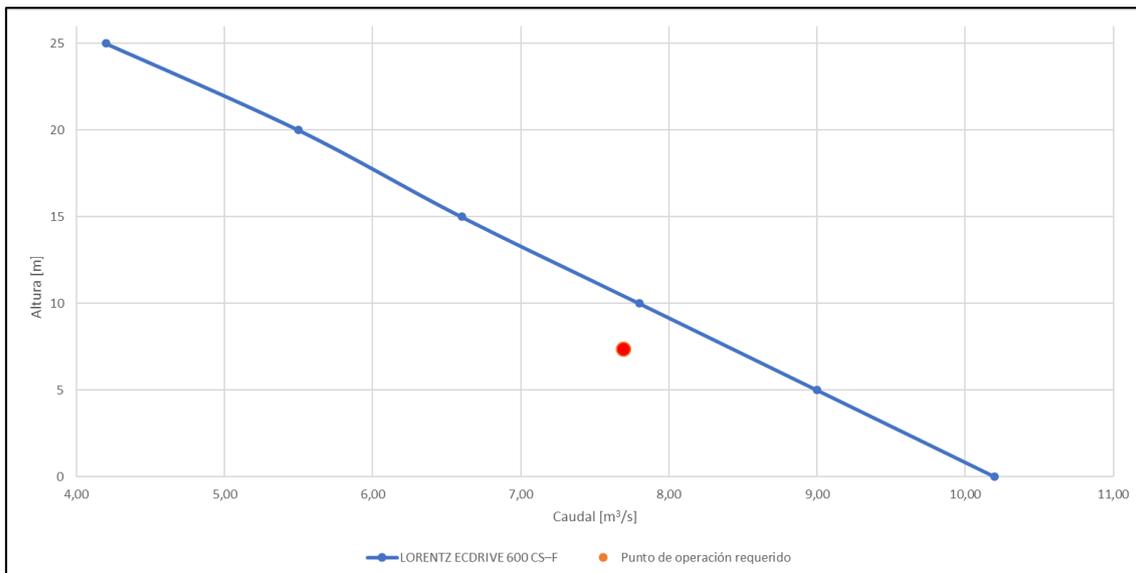


Figura 3.27 Curva H - Q Bomba Centrífuga LORENTZ ECDRIVE 600 CS-F
[Elaboracion Propia]

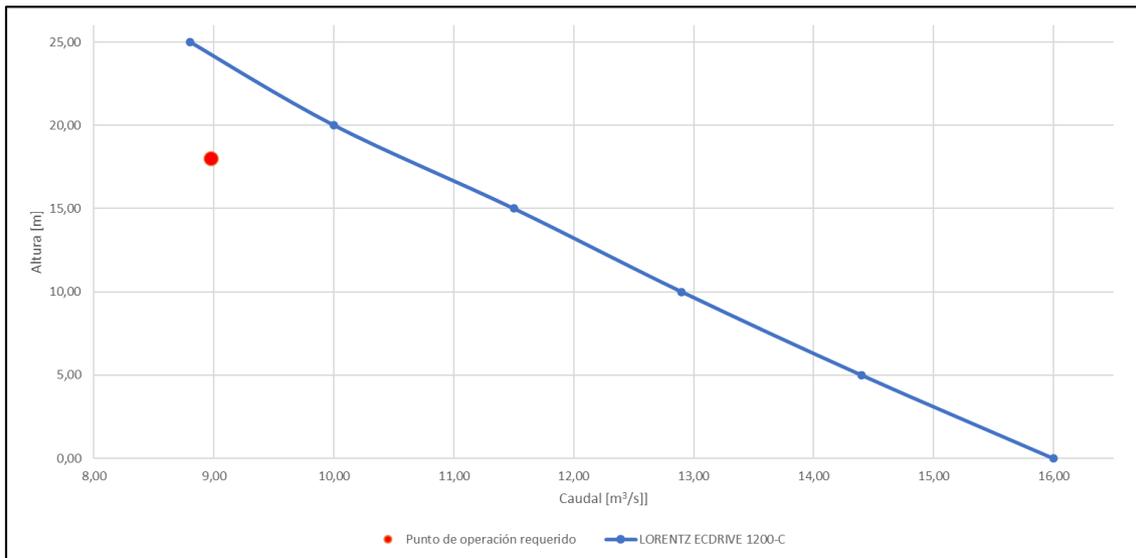


Figura 3.28 Curva H - Q Bomba Sumergible LORENTZ ECDRIVE 1200-C
[Elaboración Propia]

3.3.3.4 Convertidor de potencia

Dadas las características de riego y de la propia industria, se estableció que la bomba sumergible no requiere un sistema de baterías ya que el tanque de reserva cuenta con la capacidad suficientemente para almacenar agua; por otra parte, la bomba centrífuga si necesita implementar un sistema de almacenamiento de energía debido a que, el riego se lo realiza en periodos en donde no existe irradiación solar.

En base a lo antes mencionado, se seleccionó los siguientes convertidores de potencia; para la bomba centrífuga se optó por el controlador de bombeo LORENTZ (PS600), el cual dispone del modo de operación con baterías con un voltaje de entrada de 48 V_{DC}. Para la bomba sumergible se seleccionó el controlador de bombeo LORENTZ (PS1200), con un voltaje de entrada entre 102-200 V_{DC}, suministrado por el generador fotovoltaico.

3.3.3.5 Potencia mínima del generador fotovoltaico

Para el cálculo de la potencia mínima del generador se consideran los datos previamente obtenidos, dando como resultado una potencia de 0.385 [kW] para la bomba centrífuga y de 1.102 [kW] para la bomba sumergible; de modo que, el voltaje

del sistema toma un valor de 48 V_{DC} (baterías) y 102 V_{DC} (controlador de bombeo) respectivamente.

3.3.3.6 Acumulador de energía

Para el cálculo del sistema de acumulación requerido por la bomba centrífuga se tomó en cuenta, los periodos de riego y parámetros del sistema, según las siguientes características.

Tabla 3.31 Características del Sistema de Acumulación de la bomba centrífuga
[Elaboración Propia]

Número de horas de Autonomía (h):	12
Profundidad de Descarga (Pd):	0.8
Coefficiente de Pérdidas en el Proceso de Acumulación (kb):	0.05

Con los parámetros antes mencionados, se obtuvo una capacidad mínima del banco de baterías de: 11.66 [Ah]

Se seleccionó la batería VICTRON ENERGY (AGM-BAT412015080) con las siguientes características:

- Tecnología: AGM
- Voltaje de la Batería: 12 [V]
- Capacidad de la Batería 15 [Ah]

La configuración del sistema de acumulación es de:

- Numero de Baterías en Serie: 4
- Numero de Cadenas en Paralelo: 1

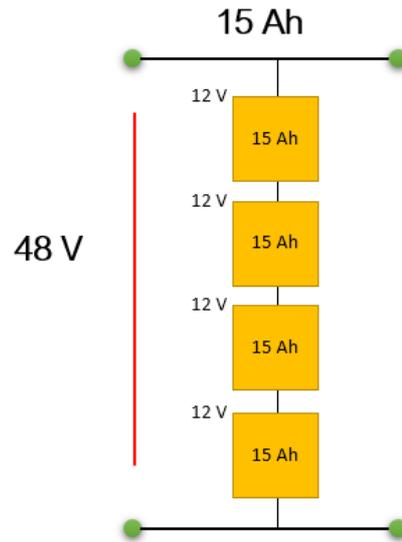


Figura 3.29 Sistema de Acumulación [Elaboración Propia]

Dando como resultado sistema de acumulación equivalente a 15 [Ah], como se muestra en la Figura 3.29.

3.3.3.7 Módulos fotovoltaicos

Con el dato de las potencias mínimas que requiere cada una de las bombas, se procedió a seleccionar el modelo del módulo fotovoltaico, para ello se debe asegurar que cumpla con los estándares requeridos; el módulo seleccionado fue CANADIAN SOLAR (CS6K-270 M); a continuación, en la Tabla 3.32 se detallan las características eléctricas y mecánicas de este.

Tabla 3.32 Características del Módulo CS6K-270 M [Elaboracion Propia]

Marca	Canadian Solar
Modelo	CS1Y- 400
Tecnología	Monocristalino
Dimensiones	2021x996x35 mm
Peso	34 kg
NOTC	43±3 °C
Máxima tensión del sistema	1000 VDC
Eficiencia del Modulo	19.9%

Condiciones de Operación	STC	NOTC
Potencia máxima (P _{máx})	400 W	297 W
Tensión de P _{máx} (V _{mp})	43.95 V	40.3 V
Intensidad de P _{máx} (I _{mp})	9.20 A	7.37 A
Voltaje de Circuito Abierto (V _{oc})	52.30 V	49.0 V
Corriente de Cortocircuito (I _{sc})	9.90	7.99 A
Coefficiente de Temperatura P _{max}	-0.360 %/°C	
Coefficiente de Temperatura V _{oc}	-0.280 %/°C	
Coefficiente de Temperatura I _{sc}	0.050 %/°C	

Sobre la base de la información mostrada se procedió a la corrección de la temperatura de operación y parámetros eléctricos del módulo, tal y como se detallan en la Tabla 3.33.

Tabla 3.33 Corrección de los Parámetros Eléctricos [Elaboración Propia]

Temperatura de operación	56.45 °C
Corrección de los parámetros eléctricos del módulo	
V _{oc} (0°C)	59.30 V
I _{sc} (58.95°C)	11.47 A
V _{mpp} (58.95°C)	35.14 V
P _{mpp} (58.95°C)	388.68 W
I _{mpp} (58.95°C)	11.06 A

3.3.3.7.1 Módulos fotovoltaicos – bomba centrífuga

Para la selección del arreglo de paneles fotovoltaico del sistema de la bomba centrífuga, se dimensionó la configuración del generador fotovoltaico como se detalla a continuación:

- Número de módulos fotovoltaicos en serie: 1 (Strings)
- Número de módulo fotovoltaicos en paralelo: 1 (Arrays)

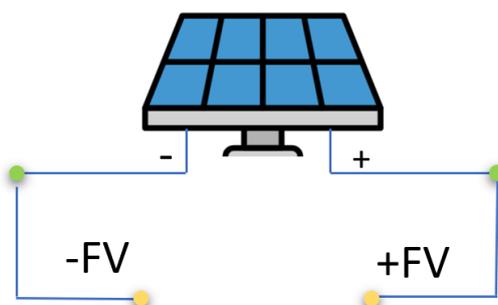


Figura 3.30 Generador Fotovoltaico [Elaboración Propia]

Se necesito de 1 módulo fotovoltaico CANADIAN SOLAR (CS1Y- 400), obteniendo una potencia equivalente del generador fotovoltaico de 0.40 [kWp].

En función al área disponible para la ubicación del generador fotovoltaico, se optó por una disposición en retrato horizontal; posee un ángulo de inclinación de 3.79° y un azimut de 0° orientado al norte, como indica la Figura 3.31, dando un área efectiva de 4.91 m^2 .

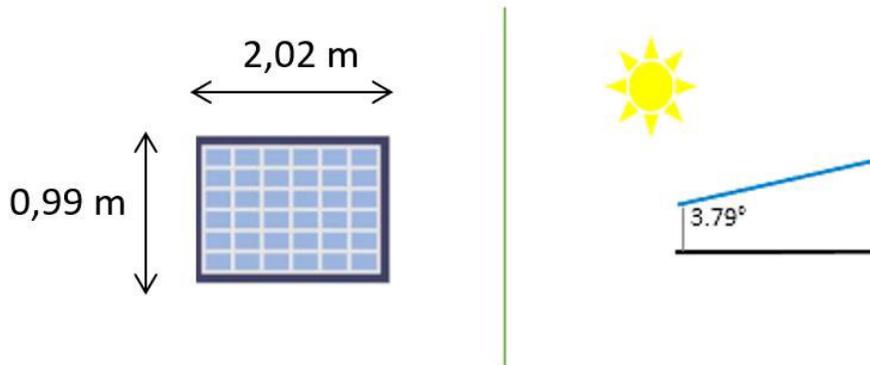


Figura 3.31 Configuración del Generador Fotovoltaico [Elaboración Propia]

3.3.3.7.2 Módulos fotovoltaicos – bomba sumergible

En cuando al arreglo de módulos fotovoltaicos para la bomba sumergible, se dimensionó la configuración del generador fotovoltaico como se detalla a continuación:

- Número de módulos fotovoltaicos en serie: 3 (Strings)
- Número de módulo fotovoltaicos en paralelo: 1 (Arrays)

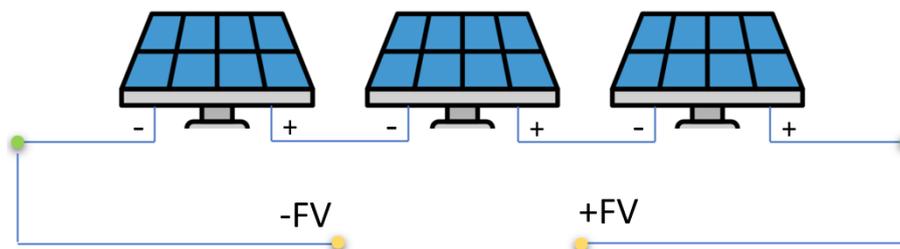


Figura 3.32 Generador Fotovoltaico [Elaboración Propia]

Para la selección de la configuración de módulos se consideró que el voltaje del sistema debe ser mayor a $102 \text{ V}_{\text{DC}}$, siendo este el voltaje de entrada del MPPT del convertidor

de potencia. Para ello se necesitó de 3 módulos fotovoltaicos CANADIAN SOLAR (CS1Y- 400), generando un voltaje de 105.42 V_{DC} y una potencia equivalente del generador fotovoltaico de 1.20 [kWp].

En función al área disponible para la ubicación del generador fotovoltaico, se optó por una disposición en retrato vertical contiguo, de forma que se evite generar sombras entre sí; posee un ángulo de inclinación de 3.79° y un azimut de 0° orientado al norte, como indica la Figura 3.33, dando un área efectiva de 6 m².

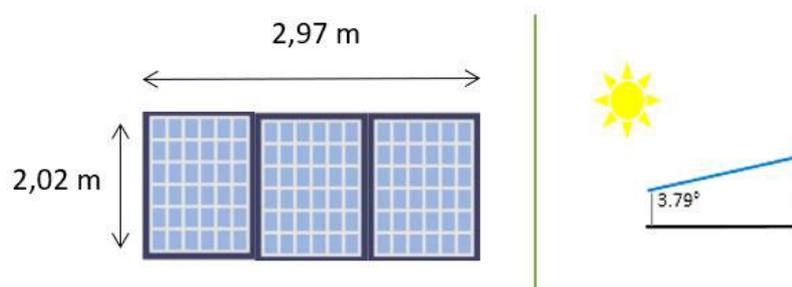


Figura 3.33 Configuración del Generador Fotovoltaico [Elaboración Propia]

3.3.3.8 Regulador de carga

Para el caso de la bomba centrífuga se requiere un regulador de carga ya que el driver no cumple la función de evitar sobrecargas y censar el estado de las baterías. Al conocer los parámetros eléctricos corregidos del módulo fotovoltaico, se procedió a calcular la corriente máxima, el voltaje en circuito abierto y la potencia equivalente entregado por el generador fotovoltaico, siendo los siguientes:

- I_{FVmax}: 12.85 [A]
- V_{string}: 59.30 [V]
- P_{FV}: 0.40 [kW]

Verificando los datos antes mencionados, se optó por el regulador de carga VICTRON ENERGY (MPPT 150/35) cuyas características se detallan en la **Tabla 3.34**.

Tabla 3.34 Características Eléctricas del Regulador de Carga VICTRON (MPPT 150/35) [Elaboración Propia]

Voltajes de Operación	12, 24, 48 V
Corriente de Entrada	35 A
Voltaje máximo de cortocircuito	150 V
Potencia FV máxima (48V)	2000 W

3.3.3.9 Conductores eléctricos

Considerando la sección mínima y ampacidad del conductor para cada tramo; con el objetivo de asegurar la correcta operación y cumplimiento de los límites térmicos y máximas variaciones de voltaje, se seleccionó conductores de cobre, tanto en corriente directa y alterna. En la Tabla 3.35 y Tabla 3.36, se muestra un resumen de los conductores seleccionados con su respectiva caída de voltaje para cada tramo y tipo de bomba.

Tabla 3.35 Resumen de los Conductores para el Sistema FV de Bomba Centrífuga [Elaboración Propia]

Tramo	Longitud [m]	Corriente nominal [A]	Sección mínima del Conductor [mm²]	Sección del Conductor [mm²]	Ampacidad del Conductor [A]	Calibre Conductor Seleccionado	Caída de Voltaje (ΔV)
Generador FV - Regulador de Carga	1.50	11.47	0.34	2.08	20	14 AWG SOLAR	0.50%
Regulador de Carga – Baterías	2.00	11.47	1.70	2.08	20	14 AWG	0.82%
Baterías – Driver	1.50	11.47	1.28	2.08	20	14 AWG	0.61%
Driver – Motor	12.00	13	2.57	5.26	35	10 AWG	1.47%

Tabla 3.36 Resumen de los Conductores para Sistema FV de la Bomba Sumergible [Elaboración Propia]

Tramo	Longitud [m]	Sección mínima del Conductor [mm ²]	Sección del Conductor [mm ²]	Calibre Conductor Seleccionado	Caída de Voltaje (ΔV)
Generador FV - Driver	1.50	0.07	3.31	12 AWG SOLAR	0.06%
Driver - Motor	15.00	1.76	3.31	12 AWG	1.60%

3.3.3.10 Protecciones eléctricas

Para garantizar la correcta operación del sistema frente a alguna perturbación que se pueda presentar, se dimensionaron y seleccionaron los dispositivos de protección mínimos que se requieren en la instalación. En la Tabla 3.37 y Tabla 3.38, se detallan las corrientes de operación, corriente estandarizada de protección y ampacidad del conductor en cada tramo y tipo de bomba.

Tabla 3.37 Resumen de Protecciones Eléctricas Bomba Centrífuga [Elaboración Propia]

Fusibles			
Tramo	Corriente de operación (In) [A]	Corriente Estándar (Iprot) [A]	Ampacidad del Conductor [A]
Generador FV - Regulador de Carga	11.47	15	20
Interruptor Termomagnético			
Tramo	Corriente Calculada (In) [A]	Corriente Estándar (Iprot) [A]	Ampacidad del Conductor [A]
Generador FV - Regulador de Carga	11.47	15	20
Regulador de Carga – Baterías	11.47	15	20
Baterías – Driver	11.47	15	20
Driver – Bomba	13	15	25

Tabla 3.38 Resumen de Protecciones Eléctricas Bomba Sumergible [Elaboración Propia]

Fusibles			
Tramo	Corriente de operación (In) [A]	Corriente Estándar (Iprot) [A]	Ampacidad del Conductor [A]
Generador FV - Driver	11.47	15	25
Interruptor Termomagnético			

Tramo	Corriente Calculada (In) [A]	Corriente Estándar (Iprot) [A]	Ampacidad del Conductor [A]
Generador FV - Driver	11.47	15	25
Driver - Bomba	9.50	15	25

Para ambas bombas las carcasas de los equipos que conforman el sistema fotovoltaico están interconectadas al sistema de puesta a tierra a través de un conductor desnudo 6 AWG de cobre y este a su vez a un electrodo recubierto de cobre de 2 metros de largo que estará enterrado en tierra.

4 ANÁLISIS FINANCIERO

Al finalizar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico agrícola, se debe determinar la factibilidad de su ejecución; para ello se realiza un análisis financiero que permite identificar aspectos económicos que conlleva la aplicación del proyecto, además de la comparación con otros proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables y no renovables.

Para evaluar la factibilidad económica del proyecto de generación fotovoltaica se utilizaron indicadores financieros: Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Tiempo Estimado de Retorno de la Inversión (TERI) y el Costo Nivelado de la Energía (LCOE).

El estudio considera la sustitución de grupos electrógenos y bombas de combustión interna existentes en la industria; por un sistema de generación fotovoltaica y bombas eléctricas alimentadas por energía fotovoltaica; contribuyendo al cambio de la matriz energética, la disminución de gases de efecto invernadero y al cambio climático.

4.1 DETERMINACIÓN DE LA INVERSIÓN

Una vez determinados los elementos que conforman el nuevo sistema de generación fotovoltaica se calcula el monto de la inversión que implica la puesta en marcha del proyecto. Para estimar el costo de cada equipo se ha obtenido los datos de la web de varios distribuidores, para luego hacer un promedio entre ellos. En lo que respecta a accesorios (protecciones, cableado y estructuras de soporte) y montaje del sistema, se estima como un porcentaje (20%) de la inversión. En la Tabla 4.1 se detallan los costos unitarios y totales, así como el costo referencial del sistema.

Tabla 4.1 Presupuesto Estimado del Generador Fotovoltaico [Elaboración Propia]

PRESUPUESTO ESTIMADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO					
Ítem	Descripción	Unidad	Precio Unitario [\$]	Cantidad	Subtotal [\$]
Generador Fotovoltaico Residencial					
1	Batería Fotovoltaica 12V 250Ah (Tensite AGM FT 12-250)	u	352.00	8	2816.00

2	Modulo Fotovoltaico 270W (Canadian Solar CS6K-270 M)	u	139.29	9	1253.61
3	Regulador de Carga 100A (Victron Energy MPPT 250/100)	u	1073.55	1	1073.55
4	Inversor Off Grid 3000W (Victron Energy 48/3000)	u	1139.36	1	1139.36
5	Accesorios (Protecciones, Cableado, Estructuras)	global	1256.50	1	1256.50
6	Montaje	global	628.25	1	628.25
Generador Fotovoltaico Agrícola (Bomba Centrífuga)					
7	Bomba Centrífuga (LORENTZ ECDRIVE 600 CS-F)	u	1951.12	1	1951.12
8	Controlador Solar (LORENTZ PS600)	u	798.88	1	798.88
9	Batería Fotovoltaica 12V 250Ah (Tensite AGM FT 12-250)	u	352.00	4	1408.00
10	Modulo Fotovoltaico 270W (Canadian Solar CS1Y-400)	u	318.89	1	318.89
11	Regulador de Carga 100A (Victron Energy MPPT 150/35)	u	317.55	1	317.55
12	Accesorios (Protecciones, Cableado, Estructuras)	global	958.89	1	958.89
13	Montaje y Acondicionamiento	global	479.44	1	479.44
Generador Fotovoltaico Agrícola (Bomba Sumergible)					
14	Bomba Centrífuga (LORENTZ ECDRIVE CS 1200)	u	1640.77	1	1640.77
15	Controlador Solar (LORENTZ PS1200)	u	798.88	1	798.88
16	Modulo Fotovoltaico 270W (Canadian Solar CS1Y-400)	u	318.89	3	956.67
17	Accesorios (Protecciones, Cableado, Estructuras)	global	679.26	1	679.26
18	Montaje y Acondicionamiento	global	339.63	1	339.63
TOTAL [\$]					18815.26

Analizando los distintos elementos del sistema, se puede observar que el generador fotovoltaico residencial supone el 43% de la inversión total, en donde el equipo más caro de este sistema es el sistema de almacenamiento de energía. En cuanto al sistema de bombeo, con y sin baterías, el elemento más costoso es el motor (bomba) siendo casi la tercera parte de la inversión del generador fotovoltaico agrícola. En la Figura 3.33 se aprecia los costes de cada sistema y el equipo más costoso por subsistema.

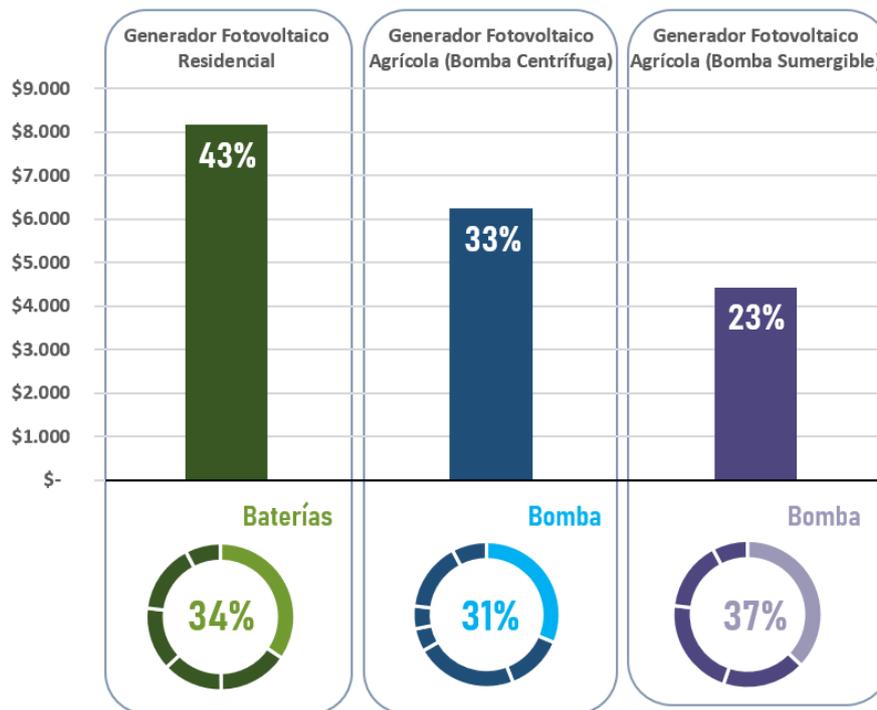


Figura 4.1 Desglose de Costos de la Inversión del Generador Fotovoltaicos
[Elaboración Propia]

El análisis del presupuesto y de costes para el generador fotovoltaico residencial y agrícola fue realizado de manera general, a fin de conocer un precio estimado de lo que conllevaría su implementación; un análisis de costes a detalle es mucho más complejo, debido a que existen muchos más factores que se deben tomar en cuenta como son: importación, mano de obra, precios unitarios, estudios de ingeniería y gastos administrativos que implicaría más tiempo y complejidad.

4.2 ESTIMACIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO Y EL COSTO DE LA ENERGÍA DEL GENERADOR AGRÍCOLA EXISTENTE

Para obtener la estimación del consumo de combustible actual, se interpolaron los valores del consumo de combustible en relación con el factor de carga de máquinas de similar potencia y aplicación, brindado por los fabricantes; de esta forma, al conocer las horas de operación al día de cada máquina se obtuvo el valor diario y anual de consumo de combustible de cada una de ellas.

En base a los precios de combustible del presente año (1.90 [\$/gal] de diésel premium y de 2.55 [\$/gal] gasolina extra), se estimó el costo de operación del grupo electrógeno y de las bombas; cabe mencionar que, el costo de los combustibles en el Ecuador es subsidiado por el estado y fluctúa mes a mes. En la Tabla 4.2, se detallan los consumos diarios y anuales de combustible, y el costo anual del uso de la energía del sistema actual, siendo este de 0.75 [\$/kWh-año].

Tabla 4.2 Levantamiento de Costos y Uso de la Energía del Generador Agrícola Existente [Elaboración Propia]

	Grupo Electrógeno (Diesel)	Bomba Centrifuga (Gasolina)	Bomba Sumergible (Gasolina)	TOTAL
Consumo de combustible [lts/hora]	2.62	0.70	0.42	-
Horas encendidas [h/día]	12	4	4	-
Consumo diario de combustible [litros/día]	31.44	2.80	1.68	-
Precio del galón de combustible [\$]	1.90	2.55	2.55	-
Costo diario [\$/día]	15.78	1.89	1.13	18.80
Costo anual [\$/año]	5760.54	688.53	413.12	6862.19
Consumo energético diario [kWh-día]	6.04	10.85	8.14	25.03
Consumo energético anual [kWh-año]	2203.60	3960.58	2970.44	9134.61
Costo de la energía [\$/kWh-año]	2.61	0.17	0.14	0.75

4.3 FLUJO DE CAJA Y EVALUACIÓN DE LOS INDICADORES FINANCIEROS

Para el análisis del flujo de caja del se tomaron las siguientes consideraciones:

- La inversión total para el sistema fotovoltaico es de 18815.16 [\$/]
- El flujo de caja se lo realizó para un horizonte igual al periodo de vida útil del sistema fotovoltaico de 25 años, tiempo en cual se asegura el funcionamiento de los equipos; este tiempo hace referencia a la vida media útil los módulos solares.
- Se asumió una tasa de interés promedio del 8.50% tomada en relación de las tasas referenciales presentadas por el Banco Central de Ecuador (BCE) y tasas otorgadas por entidades financieras destinados a proyectos energéticos amigables con el medio ambiente (créditos verdes).

- Como mecanismo de incentivo tributario, se tiene una depreciación extra del 100% durante los primeros 10 años en la depreciación y amortización para equipos fotovoltaicos, cabe mencionar que este beneficio es únicamente para personas jurídicas.
- Para cada año se consideró el Índice de Precios al Consumidor (IPC) del 0.72%, mismo que indexa el crecimiento de los costos y servicios del proyecto a lo largo de su vida útil.
- Los costos asociados a la operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico se estiman en un 3.5% de los ingresos anuales, mismos que se verán afectados por una tasa anual creciente del 0.25%; para el sistema actual se seleccionó un 5% de los costos operativos anuales destinados al mantenimiento del grupo electrógeno y las bombas de combustión interna existentes.
- Se consideró el recambio del sistema de almacenamiento de energía tras la culminación de la vida útil, para el caso de las baterías empleadas tipo AGM, este periodo ronda los 6 años; por tal motivo se debe realizar una inversión de 4224.00 [\$] culminado este periodo.
- Se consideró el recambio del inversor y los drivers de las bombas, tras la culminación de su vida útil, este periodo ronda los 10 años; por tal motivo se debe realizar una inversión de 2737.12 [\$] culminado este periodo.
- La energía generada por el sistema fotovoltaico residencial y agrícola es de 3811.93 [kWh-año].

El resumen de las consideraciones antes mencionadas yace en la Tabla 4.3. mismas que se utilizaron para el análisis financiero descrito en la Tabla 4.4.

Tabla 4.3 Datos para el Análisis Financiero del Generador Fotovoltaico [Elaboración Propia]

Inversión [\$]	18815.26
Tasa de interés [%]	8.50%
Vida útil [años]	25
Depreciación [años]	10
Costo Operación y Mantenimiento anual del sistema actual [\$]	343.11
Consumo anual energía sistema actual [kWh-año]	9134.61
Costo anual energía [\$/kWh-año]	0.75
IPC Energético [%]	0.72
Operación y Mantenimiento FV [\$]	240.18
Tasa de Crecimiento de O&M [%]	0.25

Tiempo de Vida de las Baterías [años]	6
Costo de las Baterías [\$]	4224.00
Tiempo de Vida del Inversor y Drivers [años]	10
Costo del Inversor y Drivers [\$]	2737.12
Energía Generada FV [kWh-año]	3811.93

Tabla 4.4 Análisis Financiero del Generador Fotovoltaico [Elaboración Propia]

Año	Inversión FV [\$]	Inversión de Equipos [\$]	O&M FV [\$]	Costo Anual Energía Sistema Actual [\$]	Ahorro Energético debido al Sistema FV [\$]	O&M Sistema Actual [\$]	Depreciación [\$]	Ahorro Neto[\$]	Valor Neto[\$]	Valor Presente [\$]	Valor Presente Acumulado [\$]	Inversión en el Tiempo [\$]	Energía en el Tiempo [kWh-año]
0	-18815.26								-18815.26	-18815.26	-18815.26	18815.26	3811.93
1			-240.18	0.75	6862.19	343.11	3763.05	10968.36	10728.18	9887.72	-8927.54	221.36	3513.30
2			-240.78	0.76	6911.60	343.97	3763.05	11018.62	10777.84	9155.30	227.75	204.53	3238.07
3			-241.38	0.76	6961.36	344.83	3763.05	11069.24	10827.87	8477.22	8704.98	188.98	2984.39
4			-241.98	0.77	7011.49	345.69	3763.05	11120.23	10878.25	7849.46	16554.44	174.61	2750.59
5			-242.59	0.77	7061.97	346.55	3763.05	11171.58	10928.99	7268.27	23822.71	161.33	2535.11
6			-243.19	0.78	7112.81	347.42	3763.05	11223.29	10980.09	6730.19	30552.91	149.06	2336.50
7		-4224.00	-243.80	0.78	7164.03	348.29	3763.05	11275.37	6807.57	3845.77	34398.68	2523.98	2153.46
8			-244.41	0.79	7215.61	349.16	3763.05	11327.82	11083.41	5770.79	40169.47	127.26	1984.76
9			-245.02	0.80	7267.56	350.03	3763.05	11380.65	11135.62	5343.76	45513.23	117.58	1829.27
10			-245.64	0.80	7319.89	350.91	3763.05	11433.85	11188.21	4948.38	50461.62	108.64	1685.96
11		-2737.12	-246.25	0.81	7372.59	351.78		7724.37	4741.01	1932.61	52394.22	1216.13	1553.88
12			-246.86	0.81	7425.67	352.66		7778.34	7531.47	2829.59	55223.81	92.75	1432.15
13			-247.48	0.82	7479.14	353.55		7832.68	7585.20	2626.52	57850.33	85.70	1319.95
14		-4224.00	-248.10	0.82	7532.99	354.43		7887.42	3415.32	1089.97	58940.30	1427.23	1216.55
15			-248.72	0.83	7587.22	355.32		7942.54	7693.82	2263.06	61203.36	73.16	1121.24
16			-249.34	0.84	7641.85	356.20		7998.06	7748.71	2100.65	63304.01	67.60	1033.40
17			-249.97	0.84	7696.87	357.09		8053.97	7804.00	1949.90	65253.91	62.46	952.44
18			-250.59	0.85	7752.29	357.99		8110.28	7859.69	1809.96	67063.87	57.71	877.83
19			-251.22	0.85	7808.11	358.88		8166.99	7915.77	1680.07	68743.94	53.32	809.06
20			-251.85	0.86	7864.33	359.78		8224.11	7972.26	1559.50	70303.45	49.27	745.68
21		-4224.00	-252.48	0.87	7920.95	360.68		8281.63	3805.15	686.04	70989.49	807.07	687.26
22		-2737.12	-253.11	0.87	7977.98	361.58		8339.56	5349.33	888.88	71878.37	496.88	633.42
23			-253.74	0.88	8035.42	362.48		8397.91	8144.17	1247.28	73125.65	38.86	583.80
24			-254.37	0.89	8093.28	363.39		8456.67	8202.29	1157.77	74283.41	35.91	538.06
25			-255.01	0.89	8151.55	364.30		8515.85	8260.84	1074.68	75358.10	33.18	495.91

La Figura 4.2 muestra el diagrama de flujo de caja del proyecto, en ella se puede notar que existe un tiempo esperado de retorno de la inversión en los 2 primeros años, tiempo a partir del cual se espera obtienen beneficios económicos. Asimismo, los resultados de los indicadores financieros se encuentran en la Tabla 4.5.

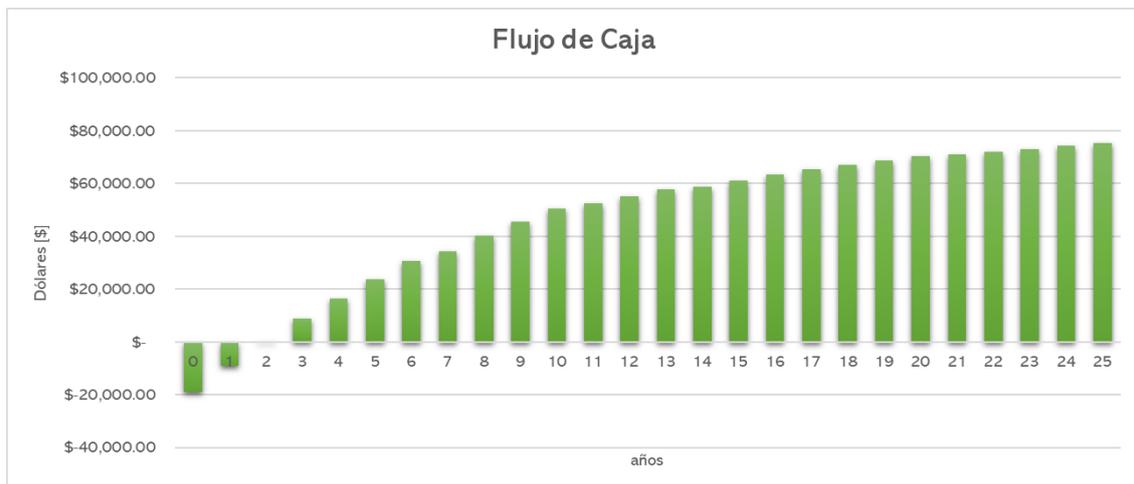


Figura 4.2 Flujo de Caja para el Generador Fotovoltaico [Elaboración Propia]

Tabla 4.5 Indicadores Financieros [Elaboración Propia]

TIR [%]	57%
VAN [\$]	75358.10
TERI [años]	2.00
LCOE [\$/kWh-año]	0.64

De la tabla anterior se observa un TIR del 57%, mucho mayor a la tasa de interés del 8.5%, y un VAN mayor a la inversión inicial, lo que significa una alta rentabilidad para la implementación del proyecto; además, el costo de generación del sistema fotovoltaico es menor al costo de generación del sistema existente, obteniendo una reducción del 14.6%, como se puede observar en la Figura 4.3.

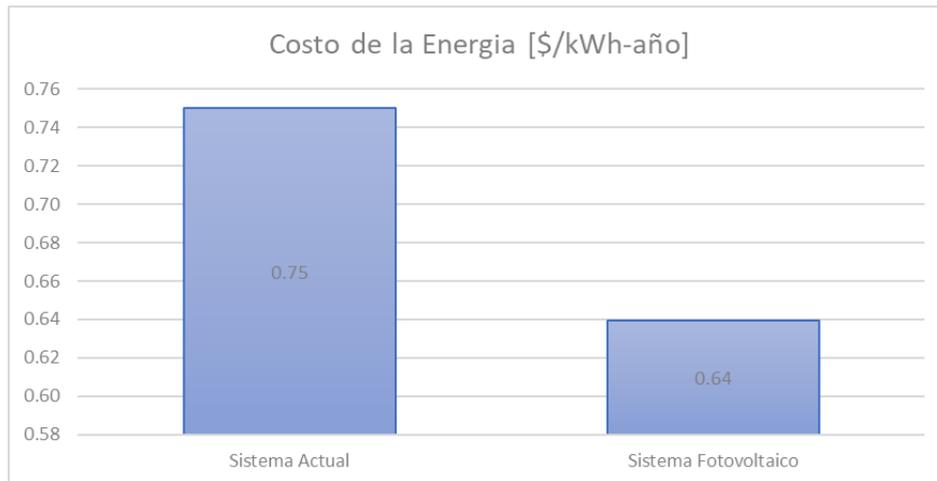


Figura 4.3 Comparativa de los Costos de Generación [Elaboración Propia]

4.4 HUELLA DE CARBONO

Uno de los objetivos de implementar proyectos de generación fotovoltaica es reducción de manera considerable del consumo energético y de las emisiones de gases de efecto invernadero, los cuales afectan a la sostenibilidad del medio ambiente; en este análisis calcula las emisiones de dióxido de carbono CO₂ generadas por cada kilovatio-hora al año generado por la central energética. El CENACE, en su informe anual del año 2021, determinó un factor de emisión de consumo eléctrico de 0.3478 [kg CO₂/KWh] [100].

Tomando en cuenta lo mencionado, se procedió a estimar la huella de carbono generada por la tecnología existente y la tecnología fotovoltaica, para estimar la reducción que produce realizar este cambio; dando una reducción del 58% de la huella de carbono mostrado en la Figura 4.4, todo este análisis se lo pueda observar en la Tabla 4.6 .

Tabla 4.6 Cálculo de la Huella de Carbono [Elaboración Propia]

Consumo Anual Energía [kWh-año]	9134.61
Huella de Carbono del Sistema Antiguo [kg CO₂-año]	3177.15
Energía Generada por el Sistema FV [kWh-año]	3811.93
Huella de Carbono del Sistema FV [kg CO₂-año]	1325.85
Reducción de la Huella de Carbono [kg CO₂-año]	1851.31
Reducción de la Huella de Carbono [%]	58

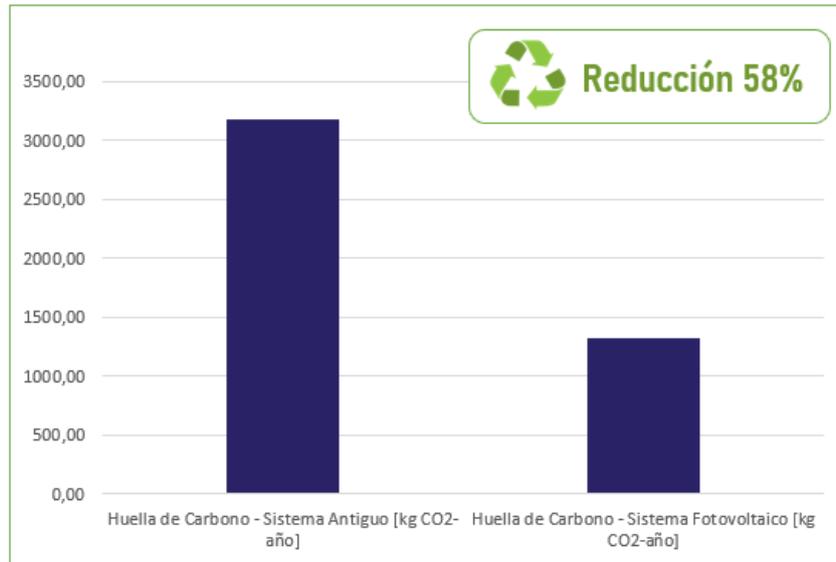


Figura 4.4 Reducción de la Huella de Carbono [Elaboración Propia]

5 CONCLUSIONES

- El recurso solar en el Ecuador no tiene una variación considerable a lo largo del año; además dispone de una alta irradiación solar anual con valores que oscilan entre los 2.9 a 6.3 kWh/m²/día; factores que facilitan la realización e implementación de proyectos fotovoltaicos.
- La energía solar fotovoltaica en el sector agrícola es una alternativa viable para la electrificación de sistemas aislados de la red, debido a los bajos costos de operación y mantenimiento en relación con sistemas de generación convencional, basados en la quema de combustibles fósiles, ya que no dependen de los rubros de estos, los cuales son propensos a fluctuaciones e incrementos año tras año.
- La inclinación y disposición de los módulos solares para la optimización de recurso solar no solo depende de la geometría solar, sino también de las condiciones y características propias de la instalación; por lo que, el generador fotovoltaico no siempre puede cumplir con los ángulos óptimos de inclinación y azimut.
- En el caso del sector agrícola usualmente se cuenta con amplias áreas descubiertas lo cual evita la posibilidad del apareamiento de sombras por objetos externos y que además facilita la instalación de los módulos aprovechando al máximo el recurso solar.
- Los sistemas fotovoltaicos aislados al sustituir a los grupos electrógenos y bombas mecánicas traen consigo beneficios ambientales, ya que eliminan la contaminación sonora producida por las máquinas de combustión interna, disminuyen emisiones de gases de efecto invernadero; asimismo, mejoran el confort de las personas puesto que les da la capacidad de ser autónomos energéticamente.
- Los sistemas de bombeo solar son versátiles, puesto que pueden operar ya sea con motores alimentados por corriente directa o motores de corriente alterna, a

través del uso del convertidor de potencia adecuado, que sirve como nexo entre el generador fotovoltaico y la bomba.

- El uso de baterías en sistemas fotovoltaicos aislados residenciales es imprescindible, puesto que brinda la posibilidad de utilizar la energía eléctrica cuando la luz solar es inexistente; en cuanto a, en sistemas fotovoltaicos destinados al bombeo de agua se refiere, la utilización de acumuladores de energía depende del perfil del uso del agua y los periodos del día en los que operan las bombas eléctricas.
- El dimensionamiento del sistema fotovoltaico aislado diseñado representa una elevada inversión inicial; sin embargo, se ha demostrado que, desde el punto de vista económico-financiero y gracias a los beneficios tributarios, asociados al uso de energía solar, mismos que ayudan a superar las barreras económicas y apalancar este tipo de proyectos; han generado apropiados indicadores financieros, los que han determinado factibilidad del proyecto. Siendo uno de ellos, el costo nivelado de la energía (LCOE) de 0.64 [\$/kWh-año], valor menor que el costo de la energía asociado al sistema de generación antiguo de 0.75 [\$/kWh-año], otorgando réditos económicos a lo largo de la vida útil del proyecto.

6 RECOMENDACIONES

- Se recomienda comprobar que los convertidores de potencia (Drivers) cuenten con el modo de operación con baterías, al igual que, el nivel de voltaje entregado por el sistema de almacenamiento al convertidor de potencia sea el indicado por el fabricante.
- Se recomienda comparar datos de irradiación de varias bases meteorológicas, a fin de tener una mejor perspectiva de los datos y poder seleccionar el valor idóneo para el dimensionamiento.
- En el mercado existen un amplio catálogo de equipos para el bombeo de agua, sin embargo, se recomienda utilizar equipos del mismo fabricante, ya que se asegura la compatibilidad, eficiencia y el soporte de los equipos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] D. E. Scott Foster, "Naciones Unidas," 2014. [Online]. Available: <https://www.un.org/es/chronicle/article/el-papel-de-los-combustibles-fosiles-en-un-sistema-energetico-sostenible>. [Accessed 6 febrero 2022].
- [2] D. A. R. Madera, "Aplicaciones de las Energías," *RenovaT*, vol. I, no. 8, p. 37, 2018.
- [3] G. V. B. G. RICARDO DAVID BUITRÓN PROAÑO, "BIBDIGITAL," Febrero 2010. [Online]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2252/1/CD-2992.pdf>. [Accessed 7 Abril 2021].
- [4] Just Energy, "JustEnergy," 2021. [Online]. Available: <https://justenergy.com/blog/what-is-energy-understanding/>. [Accessed 10 febrero 2022].
- [5] GASCO EDUCA, "GASCO EDUCA," [Online]. Available: <http://www.gascoeduca.cl/Contenido/Contenido.aspx?Cod=11>. [Accessed 14 Junio 2021].
- [6] M. Morgade and J. Luna, "Universidad de Navarra," 28 Noviembre 2008. [Online]. [Accessed 14 Junio 2021].
- [7] Areaciencias, "Areaciencias," [Online]. Available: <https://www.areaciencias.com/fisica/principio-de-conservacion-de-la-energia/>. [Accessed 14 Junio 2021].
- [8] Acciona, "acciona," 2020. [Online]. Available: <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/>. [Accessed 14 Junio 2021].
- [9] Instituto Tecnológico de Canarias, *Energías renovables y eficiencia energética, Islas Canarias: Instituto Tecnológico de Canarias S.A.*, 2008.
- [10] Grupo Novelec, "gruponovelec," [Online]. Available: <https://blog.gruponovelec.com/energias-renovables/fuentes-de-energia-no-renovables-tipos-y-caracteristicas/>. [Accessed 14 Junio 2021].

- [11] J. L. E. A. Manuel Raúl Peláez Samaniego, Energías Renovables en el Ecuador, Cuenca, 2015.
- [12] GeoEiclopedia, "GeoEiclopedia," [Online]. Available: <https://www.geoenciclopedia.com/el-sol/>. [Accessed 15 Junio 2021].
- [13] S. S. Nandwani, ENERGIA SOLAR-CONCEPTOS BASICOS Y SU UTILIZACION, Heredia: Universidad Nacional, 2005.
- [14] B. Pérez and Solar Energy Academy, TODO LO QUE NECESITAS SABER SOBRE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA PARA DUMMIES, Junio: Academia de Energía Solar, 2020, p. 153.
- [15] A. Tejada Martínez and G. Gómez Azpeitia, Prontuario Solar de México, Colima, Colima: Universidad de Colima y Univerdad Veracruzana, 2015.
- [16] P. Axaopoulo, "Principios de la Geometría Solar," Atenas.
- [17] J. Page, "The Role of Solar-Radiation Climatology in the Design of Photovoltaic Systems," Practical Handbook of Photovoltaics, p. 573–643, 2012.
- [18] J. L. H. Calvet, "Contribuciones al estudio del asoleo geométrico," 2003.
- [19] Arquitecto, "Arquitecto," 2019. [Online]. Available: <https://scsarquitecto.cl/carta-solar/>. [Accessed 26 8 2021].
- [20] O. P. Lamigueiro, Energía Solar Fotovoltaica, Madrid: Creative Commons, 2020.
- [21] O. Style, Energía Solar Autónoma: Planificación, dimensionado e instalación de un sistema fotovoltaico autónomo, Ciudad de México: Itaca Appropriate Technology, 2012.
- [22] ResearchGate, " ResearchGate," 12 Diciembre 2012. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Figura-4-Horas-pico-solar-diaria-irradiancia-W-m-2_fig3_258440344. [Accessed 17 Junio 2021].
- [23] Scinergy Meteorología, "MAPA SOLAR del Ecuador 2019," Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2019.
- [24] Confederación de Consumidores y Usuarios, "Energía Solar Fotovoltaica Proyecto RES & RUE Dissemination," Confederación de Consumidores y

- Usuarios, [Online]. Available: <https://cecu.es/campanas/medio%20ambiente/res&rue/htm/dossier/2%20fotovoltaica.htm#3.2%20Módulos%20fotovoltaicos>. [Accessed 4 Agosto 2021].
- [25] R. Shojaei, "Eco-Architecture II," [Online]. Available: <https://www.witpress.com/Secure/elibrary/papers/ARC08/ARC08027FU1.pdf>. [Accessed 30 8 2021].
- [26] M. A. Rodríguez-Meza and J. L. Cervantes-Cota, "El efecto fotoeléctrico," *Revista Científica Multidisciplinaria de Prospectiva*, vol. XIII, no. 3, pp. 303-313, 2006.
- [27] M. G. F. y. S. J. Alonso, *Energía Solar Fotovoltaica*, 2013.
- [28] DEXEN ENERGY, "DEXEN ENERGY," EFECTO-FOTOVOLTAICO-PANELES-SOLARES, [Online]. Available: <https://www.dexen.mx/paneles-solares-modulos-solares/attachment/efecto-fotovoltaico-paneles-solares/>. [Accessed 17 08 2021].
- [29] M. A. Abella, "Sistemas Fotovoltaicos," CIEMAT, Madrid.
- [30] McGraw Hill, "Componentes de una instalación solar fotovoltaica," *Componentes de una instalación solar fotovoltaica*, p. 24.
- [31] agrega.juntadeandalucia, "Aplicaciones de la física cuántica," agrega.juntadeandalucia, [Online]. Available: http://agrega.juntadeandalucia.es/repositorio/23062017/91/es-an_2017062312_9121137/5_aplicaciones_de_la_fisica_cuntica.html. [Accessed 4 Agosto 2021].
- [32] RENEWABLE ENERGY MAGAZINE, "https://www.energias-renovables.com," RENEWABLE ENERGY MAGAZINE, [Online]. Available: <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/por-que-la-tecnologia-perc-se-20180306>. [Accessed 6 Agosto 2021].
- [33] AutoSolar, "Células solares PERC, ¿la opción más eficiente?," AutoSolar, [Online]. Available: <https://autosolar.pe/blog/actualidad-de-energia-solar/celulas-solares-perc-la-opcion-mas-eficiente>. [Accessed 6 Agosto 2021].
- [34] ABB, "Technical Application Papers No.10 Photovoltaic plants," [Online]. Available: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1SDC007109G020>

2&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch. [Accessed 23 Septiembre 2021].

- [35] ENERGÍA SOLAR, "Tipos de paneles fotovoltaicos," ENERGÍA SOLAR, [Online]. Available: <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/panel-fotovoltaico/tipos-de-paneles-fotovoltaicos>. [Accessed 4 Agosto 2021].
- [36] J. Romero C, "Análisis del funcionamiento de paneles fotovoltaicos y su utilización en las regiones de la costa y sierra del Ecuador. Caso de estudio: Biblioteca Pompeu Fabra de Mataró," Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona, 2015.
- [37] F. V. Clandestino Muñoz, "GENERACIÓN ENERGÉTICA DE SISTEMAS AGROVOLTAICOS BIFACIALES EN EL VALLE DE LLUTA," UNIVERSIDAD DE CHILE, Santiago de Chile, 2020.
- [38] BE ONE | RADIO, "BE ONE | RADIO," SIGUE AL SOL: CÓMO EVOLUCIONAN LOS PANELES SOLARES, 12 julio 2020. [Online]. Available: <https://www.be1radio.com/sigue-al-sol-como-evolucionan-los-paneles-solares/>. [Accessed 17 agosto 2021].
- [39] energysage, "energysage," PERC solar cells; an onverview, [Online]. Available: <https://news.energysage.com/perc-solar-cells-overview/>. [Accessed 17 agosto 2021].
- [40] A. Soria, "Módulos fotovoltaicos de célula partida," censolar, Sevilla, 2020.
- [41] D. Aguilar, "TECHNO SUN," Por qué las células partidas y la tecnología MBB son la tendencia inevitable en paneles solares de alta eficiencia, [Online]. Available: <https://www.technosun.com/es/blog/conocimiento/celulas-partidas-y-multibusbar-paneles-solares-alta-eficiencia/>. [Accessed 17 agosto 2021].
- [42] energysage, "energysage," Half-cut cells; an onverview, [Online]. Available: <https://news.energysage.com/half-cut-solar-cells-overview/>. [Accessed 17 agosto 2021].
- [43] novergy, "MULTI-BUSBAR SOLAR CELLS: HIGH PERFORMANCE WITH LOW SILVER CONSUMPTION," novergy, 8 julio 2020. [Online]. Available:

<https://www.novergysolar.com/multi-busbar-solar-cells-high-performance-with-low-silver-consumption/>. [Accessed 26 agosto 2021].

- [44] AutoSolar, "Estructura Paneles Solares," AutoSolar, [Online]. Available: <https://autosolar.es/estructura-paneles-solares>. [Accessed 23 agosto 2021].
- [45] T. Llonch, "Tipos de Estructuras para Paneles Fotovoltaicos por Toni Llonch," Atecyr, [Online]. Available: <https://www.atecyr.org/blog/2020/09/01/tipos-de-estructuras-para-paneles-fotovoltaicos-por-toni-llonch/>. [Accessed 23 agosto 2021].
- [46] plataformasolar , "Estructuras de montaje para tus paneles solares," plataformasolar , [Online]. Available: <https://plataformasolar.cl/estructuras-de-montaje-para-tus-paneles-solares/>. [Accessed 23 agosto 2021].
- [47] LBA INDUSTRIAL, "Seguidor solar. ¿Qué es?¿Para que sirve? Tipos de seguidores solares.," LBA INDUSTRIAL, [Online]. Available: <http://www.lbaindustrial.com.mx/seguidor-solar/>. [Accessed 23 agosto 2021].
- [48] M. A. Abella, "Sistemas Fotovoltaicos," Madrid, 2005.
- [49] monosolar, "¿Qué es y qué hace un regulador de carga solar?," monosolar, [Online]. Available: <https://www.monsolar.com/blog/que-es-y-que-hace-un-regulador-de-carga-solar/>. [Accessed 4 Agosto 2021].
- [50] monosolar, "¿Cómo funcionan los reguladores de carga solares PWM y MPPT?," MONOSOLAR, 14 Julio 2016. [Online]. Available: <https://www.monsolar.com/blog/como-funcionan-los-reguladores-de-carga-solares-pwm-y-mppt/>. [Accessed 28 Diciembre 2021].
- [51] Tecnológico de Costa Rica, "Especialización en Sistemas Fotovoltaicos," Tecnológico de Costa Rica, [Online]. Available: <http://seslab.org/fotovoltaico/>. [Accessed 4 Agosto 2021].
- [52] SESlab, "Protecciones Eléctricas en Sistemas fotovoltaicos," SESlab, [Online]. Available: http://seslab.org/fotovoltaico/2_protecciones_elctricas_en_sistemas_fotovoltaicos.html. [Accessed 30 agosto 2021].

- [53] Wega Lightning, "Wega Lightning," [Online]. Available: <https://www.wega-lighting.com/energy/inversores/>. [Accessed 30 8 2021].
- [54] DESCUBRE LA ENERGIA, "¿Existe relación entre el consumo de energía y el bienestar económico de un país?," DESCUBRE LA ENERGIA, [Online]. Available: <https://descubrelaenergia.fundaciondescubre.es/2013/09/11/existe-relacion-entre-el-consumo-de-energia-y-el-bienestar-economico-de-un-pais/>. [Accessed 31 Agosto 2021].
- [55] CONELEC Consejo Nacional De Electricidad, "PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 - 2022," CONELEC Consejo Nacional De Electricidad, Quito, 2013.
- [56] J. Manuel López and A. Gayoso, "¿Por qué el sector eléctrico es clave para el desarrollo del país?," Stratkraft, 16 Agosto 2016. [Online]. Available: <https://www.statkraft.com.pe/comunicaciones/blog/por-que-el-sector-electrico-es-clave-para-el-desarrollo-del-pais/>. [Accessed 31 Agosto 2021].
- [57] D. G. y G. B. B. van Campen, Energía solar fotovoltaica para la agricultura y desarrollo rural sostenibles, Roma: FAO, 2000.
- [58] DE MAQUINAS Y HERRAMIENTAS, "Generadores o Grupos electrógenos," [Online]. Available: <https://www.demaquinasyherramientas.com/maquinas/generadores-o-grupos-electrogenos>. [Accessed 11 Noviembre 2021].
- [59] BBA Pumps, "BBA Pumps irrigation pumps, an unseen hero of daily life," [Online]. Available: <https://www.bbapumps.com/cz/news/bba-pumps-irrigation-pumps-an-unseen-hero-of-daily-life/>. [Accessed 11 Noviembre 2021].
- [60] M. Alonso Abella and F. Chenlo Romero, "Sistemas de Bombeo Fotovoltaico," Universidad de La Rioja, Logroño, 2012.
- [61] S. H. Rojas, "Motores de alta eficiencia energética en la industria," Julio 2017. [Online]. Available: <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=3046&ni=motores-de-alta-eficiencia-energetica-en-la-industria>. [Accessed 11 Noviembre 2021].

- [62] Banco de Desarrollo de America Latina, "Guía para la Evaluación de Elegibilidad de Financiación de Proyectos de Eficiencia Energética," Banco de Desarrollo de America Latina, 2020.
- [63] FIDE, "AHORRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE MOTORES ELÉCTRICOS DE INDUCCIÓN DE MOTORES ELÉCTRICOS DE INDUCCIÓN DE," FIDE, 2010.
- [64] J. Ramirez Echavarria and C. Londoño Parra, "Normas de Eficiencia Energética de Motores de Inducción, ¿Está Preparada Latinoamérica?," TecnoLógicas, Medellín, 2013.
- [65] El Universo, "La energía solar se abre terreno en Ecuador," El Universo, Guayaquil, 2017.
- [66] Asamblea Nacional Constituyente de Ecuador de 2007-2008, Constitución de Ecuador de 2008, Ciudad Alfaro, Manabi, 2008.
- [67] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica, Quito: Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2018.
- [68] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-001/2021, Quito, Pichincha: ARCERNNR, 2021.
- [69] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, REGULACIÓN No. ARCERNNR – 00x/20, Quito, Pichincha: ARCERNNR, 2020.
- [70] Y. Muñoz , Á. Rubio González and C. I. Mentado Delgado, "Los incentivos económico-financieros por el empleo de las fuentes renovables de energía. Marco jurídico en Cuba y Ecuador," Universidad y Sociedad, 2018.
- [71] A. Eras and A. Barragán, "Mecanismos de Promoción y Financiación de las Energías Renovables en El Ecuador," Revista Técnica "energía", no. 9, 2013.
- [72] E. A. B. A. A. Eras, "Mecanismos de Promoción y Financiación de las Energías Renovables en," [Online]. Available:

<http://revistaenergia.cenace.gob.ec/index.php/cenace/article/view/142>.
[Accessed 19 9 2021].

- [73] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, "Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables," 3 Octubre 2019. [Online]. Available: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/tarifas-electricas-para-el-sector-agropecuario-se-aplicaran-de-forma-diferenciada-en-beneficio-del-pequeno-productor/>. [Accessed 19 9 2021].
- [74] C. Bargsted, "Indicadores de Evaluación de Proyectos," 2015. [Online]. Available: <https://users.dcc.uchile.cl/~anpereir/evaluacion/08IndicadoresFinancierosDetalle.doParte1.pdf>. [Accessed 18 6 2021].
- [75] U. E. I. Administration, "Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2020," [Online]. Available: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf. [Accessed 16 9 2021].
- [76] Agencia de Regulacion y Control de Energia y Recursos Naturales No Renovables, "Regulacion Nro ARCERNNR 001/21," Quito, Ecuador, 2021.
- [77] F. Adler, M. Berardi, M. Garcia , F. Monticelli and M. Morquecho, "Energía Solar Fotovoltaica: Instalaciones Industriales," Technological Institute of Ciudad Madero, Madero, 2013.
- [78] Energema S.A, "HORA SOLAR PICO (HSP)," Energema S.A, Palma, 2014.
- [79] J. A. L. d. Guevara, "DISEÑO Y CALCULO DE UNA INSTALACION FOTOVOLTAICA AISLADA," Julio 2018. [Online]. Available: https://oa.upm.es/52204/1/PFC_JORGE_ALVARADO_LADRON_DE_GUEVARA.pdf. [Accessed 23 Noviembre 2021].
- [80] IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), "Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red," IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), Madrid, 2009.
- [81] IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), "Consumos del Sector Residencial en España," IDAE, Madrid, 2011.

- [82] SMA, "Coeficiente de rendimiento (Factor de calidad de la instalación fotovoltaica)," SMA Solar Technology AG, Niestetal, 2020.
- [83] A. Zamora Garrido and G. Garcerá Sanfelú, "DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA DE 10KWP CON SOPORTE DE BATERÍAS," Universitat Politècnica de València, Valencia, 2017.
- [84] Universidad de Jaen, "LAS BATERIAS," Universidad de Jaen, 6 Agosto 2020. [Online]. Available: http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/04_componen/02_acumulador/01_basico/4_acum_01.htm#:~:text=%20Profundidad%20de%20descarga%3A%20Se%20denomina,profundidad%20de%20descarga%20del%2020%25.. [Accessed 14 Diciembre 2021].
- [85] Sustainable Energy Industry Association of the Pacific Islands , "OFF GRID PV POWER SYSTEMS," Suva, 2019.
- [86] R. Ejarque Llopis, J. Marco Pastor, A. F. Jimenez Luque and C. Escorhiluela Sales, "DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UNA EXPLOTACIÓN AVÍCOLA," UNIVERSITAT JAUME, Castellón de la Plana, 2013.
- [87] Sustainable Energy Industry Association of the Pacific Islands, "OFF GRID PV POWER SYSTEMS," Suva, 2019.
- [88] M. Battioni, G. Risso, M. Cutrera and J. Schmidt, "EVALUACION DE DISTINTOS METODOS PARA ESTIMAR LA TEMPERATURA DE OPERACION DE MODULOS FOTOVOLTAICOS Y ESTIMACION DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA POR EFECTO DE LA TEMPERATURA," ASADES, Santa Fe, 2016.
- [89] Cambio Energético , "¿COMO INFLUYE LA TEMPERATURA EN EL RENDIMIENTO DE UNA PLACA SOLAR?," Cambio Energético , 24 Agost 2017. [Online]. Available: <https://www.cambioenergetico.com/blog/influye-la-temperatura-rendimiento-placa-solar/>. [Accessed 22 Diciembre 22].
- [90] G. M. Masters, "Renewable and Efficient Electric Power Systems," 2004. [Online]. Available: http://www.ahadimi.com/files/Courses/Renewable%20Energy/REN_Book.pdf. [Accessed 17 Enero 2022].

- [91] monsolar, "Calcular regulador solar MPPT necesario," monsolar, 2017 Julio 2017. [Online]. Available: <https://www.monsolar.com/blog/calcular-regulador-solar-mppt-necesario/>. [Accessed 8 Enero 2022].
- [92] FARADAYOS Tecnologia Electrica , "6 parámetros al tomar en cuenta en la selección de los cables eléctricos," FARADAYOS Tecnologia Electrica , 1 Enero 2014. [Online]. Available: <https://www.faradayos.info/2014/01/parametros-seleccionar-conductor-electrico-variables.html>. [Accessed 13 Enero 2022].
- [93] A. S. Diez, "DISEÑO INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 10 MWP EN CUERVA (TOLEDO)," Escuela de Ingenieria de Bilbao, Bilbao, 2019.
- [94] E. M. Jihad Ahmed, "Calculo y diseño de una instalacion fotovoltaica, situada en el poligono Riu Clar de Tarragona," Universitat Rovira i Virgili, Tarragona, 2014.
- [95] Ministro de Desarrollo Urbano y Vivienda, "Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC): Instalaciones Electricas," Ministro de Desarrollo Urbano y Vivienda, Quito, 2018.
- [96] Shenzhen Solatech Renewable Energy Co., Ltd., "Solar DC Pumping Controller PD600 Operation Manual," Ininite Solar Energy, Shenzhen, 2014.
- [97] inverter, "2.2 kW Solar Pump Inverter, DC/AC Input to 3ph AC Output," inverter, 26 Septiembre 2021. [Online]. Available: <https://www.inverter.com/2-2kw-solar-pump-inverter>. [Accessed 24 Febrero 2022].
- [98] The Engineering ToolBox, "Fluid Flow Friction Loss - Hazen-Williams Coefficients," [Online]. Available: https://www.engineeringtoolbox.com/hazen-williams-coefficients-d_798.html. [Accessed 24 2 2022].
- [99] N. R. Benites Saravia, ""CONTROL PREDICTIVO BASADO EN MODELO (MBPC) APLICADO A UN SISTEMA DE BOMBEO SOLAR FOTOVOLTAICO," Universidad Nacional del Callao, Callao, 2019.
- [100] Red Internacional de Acción contra el Hambre, "PAUTAS PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN LA INSTALACIÓN DE BOMBAS SOLARES," Red Internacional de Acción contra el Hambre, Paris, 2019.
- [101] C. J. Cotrina Saavedra, "DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA DE BOMBEO DE AGUA PARA EL CASERÍO CHOCHOR EN MÓRROPE UTILIZANDO

ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA," Universidad Nacional " Pedro Ruiz Gallo",
Lima, 2018.

- [102] Operador Nacional de Electricidad (CENACE), "Informacion General del Mercado Electrico Ecuatoriano 2018," 2018, Quito, 2018.
- [103] Resourcefulness, "Resourcefulness," [Online]. Available:
<https://stem.guide/topic/fuentes-de-energia-primaria-y-secundaria/?lang=es>.
[Accessed 14 Junio 2021].
- [104] GEOLOGIAWEB, "GEOLOGIAWEB," [Online]. Available:
<https://geologiaweb.com/recursos-naturales/fuentes-energia-renovables-no-renovables/>. [Accessed 14 Junio 2020].
- [105] A. Calheiros Alvarenga, V. H. Ferreira and M. Zamboti Fortes, "ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: UMA APLICAÇÃO NA IRRIGAÇÃO DA AGRICULTURA FAMILIAR," Sinergia, São Paulo, 2014.
- [106] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, "ESTADÍSTICA ANUAL Y MULTIANUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO," Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, Quito, 2020.
- [107] Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, "Tarifas eléctricas para el sector agropecuario se aplicarán de forma diferenciada, en beneficio del pequeño productor," [Online]. Available:
<https://www.recursosyenergia.gob.ec/tarifas-electricas-para-el-sector-agropecuario-se-aplicaran-de-forma-diferenciada-en-beneficio-del-pequeno-productor/> . [Accessed 9 16 2021].
- [108] A. K. Cristián Bargsted, "Indicadores de evaluación de proyectos," [Online]. Available:
<https://users.dcc.uchile.cl/~anpereir/evaluacion/08IndicadoresFinancierosDetalladoParte1.pdf>. [Accessed 16 9 2021].
- [109] J. Aguilar, "Ensayos en Módulos Fotovoltaicos bajo," 2014. [Online]. Available:
<http://ri.ues.edu.sv/id/eprint/6536/1/Ensayos%20en%20módulos%20fotovoltaicos%20bajo%20normas%20IEC%20y%20ASTM.pdf>. [Accessed 19 Septiembre 2021].

- [110] S. S. W. V. B. Shinde, "Solar photovoltaic water pumping system for irrigation:," Academic Journals, vol. I, no. 1, p. 7, 2015.
- [111] Infocus, "SOLAR WATER PUMPING SYSTEM," INFOCUS, vol. I, no. 1, p. 4, 2021.
- [112] P. Lillo Panigua, "MANUAL PARA EL DIMENSIONAMIENTO Y EVALUACIÓN DE UN ARREGLO FOTOVOLTAICO MONOFÁSICO A NIVEL RESIDENCIAL EN CHILE," UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA, Valparaíso, 2016.
- [113] A. A. Calero, "Instalación de riego con bombeo solar fotovoltaico en Benlloch," Universitat Jaume I, Castellón de la Plana, 2017.
- [114] G. V. B. G. Ricardo David Buitrón Proaño, "BIBDIGITAL," 2 2010. [Online]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2252/1/CD-2992.pdf>. [Accessed 7 4 2021].
- [115] R. J. M. G. M. B. G. Deimer Antonio Romero Madera, "Aplicaciones de las Energías Renovables en el Agro," RenovaT, vol. 1, no. 8, p. 37, 2018.
- [116] D. G. y. G. B. B. van Campen, Energía solar fotovoltaica para la agricultura y, Roma: FAO.

ORDEN DE EMPASTADO