



UNIVERSIDAD
DE PIURA

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico para mejorar
las prestaciones técnico-económicas del suministro
eléctrico para un usuario residencial en el distrito de Piura**

Tesis para optar el Título de
Ingeniero Mecánico - Eléctrico

Renso Jesús Antón Bayona

Asesor:
Dr. Ing. Víctor Manuel Lizana Bobadilla

Piura, noviembre de 2023

Declaración Jurada de Originalidad del Trabajo Final

Yo, Renso Jesús Antón Bayona, egresado del Programa Académico de Ingeniería Mecánico - Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Piura, identificado(a) con DNI N° 71417111.

Declaro bajo juramento que:

1. Soy autor del trabajo final titulado:
"Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico para mejorar las prestaciones técnico-económicas del suministro eléctrico para un usuario residencial en el distrito de Piura"
El mismo que presento bajo la modalidad de Tesis¹ para optar el Título profesional² de Ingeniero Mecánico - Eléctrico.
2. Que el trabajo se realizó en coautoría con los siguientes alumnos de la Universidad de Piura.
 - Haga clic o pulse aquí para escribir texto, identificado con DNI N° Escribir número
 - Haga clic o pulse aquí para escribir texto, identificado con DNI N° Escribir número
 - Haga clic o pulse aquí para escribir texto, identificado con DNI N° Escribir número
 - Haga clic o pulse aquí para escribir texto, identificado con DNI N° Escribir número
3. La asesoría del trabajo estuvo a cargo de:
 - Dr. Ing. Víctor Manuel Lizana Bobadilla, identificado con DNI N° 02833984
 - Haga clic o pulse aquí para escribir texto, identificado con DNI N° Escribir número
 - Haga clic o pulse aquí para escribir texto, identificado con DNI N° Escribir número
4. El texto de mi trabajo final respeta y no vulnera los derechos de terceros o de ser el caso derechos de los coautores, incluidos los derechos de propiedad intelectual, datos personales, entre otros. En tal sentido, el texto de mi trabajo final no ha sido plagiado total ni parcialmente, para la cual he respetado las normas internacionales de citas y referencias de las fuentes consultadas.
5. El texto del trabajo final que presento no ha sido publicado ni presentado antes en cualquier medio electrónico o físico.
6. La investigación, los resultados, datos, conclusiones y demás información presentada que atribuyo a mi autoría son veraces.
7. Declaro que mi trabajo final cumple con todas las normas de la Universidad de Piura.

El incumplimiento de lo declarado da lugar a responsabilidad del declarante, en consecuencia; a través del presente documento asumo frente a terceros, la Universidad de Piura y/o la Administración Pública toda responsabilidad que pueda derivarse por el trabajo final presentado. Lo señalado incluye responsabilidad pecuniaria incluido el pago de multas u otros por los daños y perjuicios que se ocasionen.

Fecha: 02/10/2023.



.....
Firma del autor optante³

¹ Indicar si es tesis, trabajo de investigación, trabajo académico o trabajo de suficiencia profesional.

² Grado de Bachiller, Título profesional, Grado de Maestro o Grado de Doctor.

³ Idéntica al DNI; no se admite digital, salvo certificado.

Dedicatoria

A mis padres, mis hermanos y a mi compañera de aventuras,
por su constante motivación y apoyo incondicional.



Agradecimientos

A los docentes de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Piura, por las enseñanzas impartidas que permitieron concluir mis estudios universitarios. Especialmente agradecer a mi asesor de tesis el Dr. Ing. Víctor Manuel Lizana Bobadilla, por el apoyo, paciencia, los consejos brindados y guía en la resolución de este trabajo de investigación.



Resumen

El presente trabajo de investigación denominado “Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico para mejorar las prestaciones técnico-económicas del suministro eléctrico para un usuario residencial en el distrito de Piura” se desarrolla con la finalidad de ofrecer una alternativa para mejorar la calidad del suministro eléctrico en un usuario residencial ubicado al norte del distrito de Piura en una zona no consolidada, caracterizada por carecer de un plan de crecimiento urbano y con redes eléctricas saturadas. El suministro del usuario está ubicado a 300 metros del predio, ocasionando fluctuaciones en el nivel de tensión (con valores menores a los recomendados) y, también, encarecimiento en los costos de la energía debido a la mayor caída de tensión producida y a las pérdidas eléctricas. Como alternativa de solución se propone el aprovechamiento y uso de la energía solar fotovoltaica.

Luego de identificar el caso de estudio, se analizó la disponibilidad energética del recurso solar en el distrito de Piura, así como la demanda energética del proyecto, considerando un uso eficiente de la energía eléctrica y se plantearon tres alternativas para realizar una comparativa de diferentes tecnologías y consumos.

Se obtuvo un diseño óptimo de un sistema fotovoltaico que supone un abastecimiento del 100% de la demanda energética, evitando así los inconvenientes del suministro y se tendrá una disminución del costo energético, y mediante un análisis técnico-económico se indica que el proyecto resulta viable.

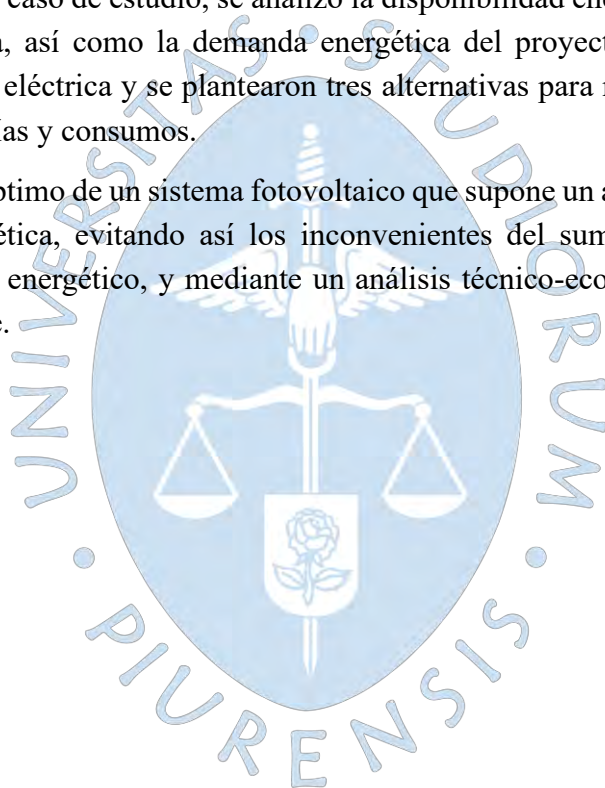


Tabla de contenido

Introducción	12
Capítulo 1	13
Aspectos Generales	13
1.1 Planteamiento del problema	13
1.1.1 Causas.....	13
1.1.2 Consecuencias	13
1.1.3 Pregunta de investigación.....	13
1.2 Objetivos.....	13
1.2.1 Objetivo general	13
1.2.2 Objetivos específicos.....	13
1.3 Hipótesis.....	14
1.4 Justificación.....	14
1.5 Estado de arte	15
Capítulo 2	17
Marco Teórico	17
2.1 Energía renovable.....	17
2.2 Energía solar.....	17
2.2.1 Clasificación.....	17
2.3 Energía solar fotovoltaica.....	18
2.3.1 Radiación solar.....	18
2.3.2 Irradiancia.....	19
2.3.3 Irradiación	19
2.4 Tipos de sistemas fotovoltaicos.....	19
2.4.1 Sistema fotovoltaico autónomo	20
2.4.2 Sistema fotovoltaico de conexión a la red.....	21
2.4.3 Sistema fotovoltaico de bombeo	21
2.5 Componentes característicos de un sistema fotovoltaico	22
2.5.1 Módulo fotovoltaico	22
2.5.2 Acumuladores o baterías	26
2.5.3 Regulador de carga.....	29

2.5.4 Inversor.....	29
2.6 Normativa.....	30
Capítulo 3.....	32
Cálculos y Resultados.....	32
3.1 Descripción del proyecto.....	32
3.2 Disponibilidad energética.....	33
3.2.1 Irradiación global horizontal.....	33
3.2.2 Inclinación óptima de módulos fotovoltaicos.....	34
3.2.3 Irradiación global sobre un plano inclinado.....	34
3.2.4 Horas de sol.....	35
3.3 Demanda energética.....	36
3.4 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico.....	41
3.4.1 Cálculo del generador fotovoltaico.....	42
3.4.2 Cálculo de baterías.....	49
3.4.3 Cálculo del regulador.....	52
3.4.4 Cálculo del inversor.....	54
3.5 Conductores.....	54
3.6 Aparatos de maniobra y protección de un sistema fotovoltaico.....	59
3.6.1 Protección de módulos fotovoltaicos.....	60
3.6.2 Interruptor general del generador fotovoltaico.....	60
3.6.3 Protección del sistema de baterías.....	61
3.6.4 Protección del inversor y los circuitos de utilización.....	62
3.7 Estructura de soporte.....	63
3.8 Superficie de instalación del generador fotovoltaico.....	63
3.9 Viabilidad económica del proyecto.....	63
3.9.1 Presupuesto de implementación.....	63
3.9.2 Estudio de rentabilidad.....	65
3.10 Emisiones de CO₂ evitadas.....	69
Conclusiones.....	71
Referencias.....	72
Anexos.....	75

Anexo A Ficha técnica de módulo fotovoltaico Eco Green Energy 550 W Monocristalino....	76
Anexo B Ficha técnica de batería Tensite Gel 12-300.	78
Anexo C Ficha técnica de regulador de carga SmartSolar MPPT 150 V 85 A Victron Energy.	81
Anexo D Ficha técnica de inversor de carga Phoenix Smart 48 V 3000 VA Victron Energy. .	83
Anexo E Ficha técnica de cable INDECO THW-90.	85
Anexo F. Ficha técnica de fusible DC Solar Energy 25A 22x58.	87
Anexo G Ficha técnica de interruptor termomagnético 63A 600 VDC 2P ZJ Beny.	88
Anexo H Ficha técnica de interruptor termomagnético 16A ICN60N ABB Monofásico.....	91
Anexo I Ficha técnica de interruptor diferencial 16A 10mA 230V.....	94
Anexo J Ficha técnica kit de soporte 8 paneles 144c 15° Inclinada Falcat.....	95



Lista de tablas

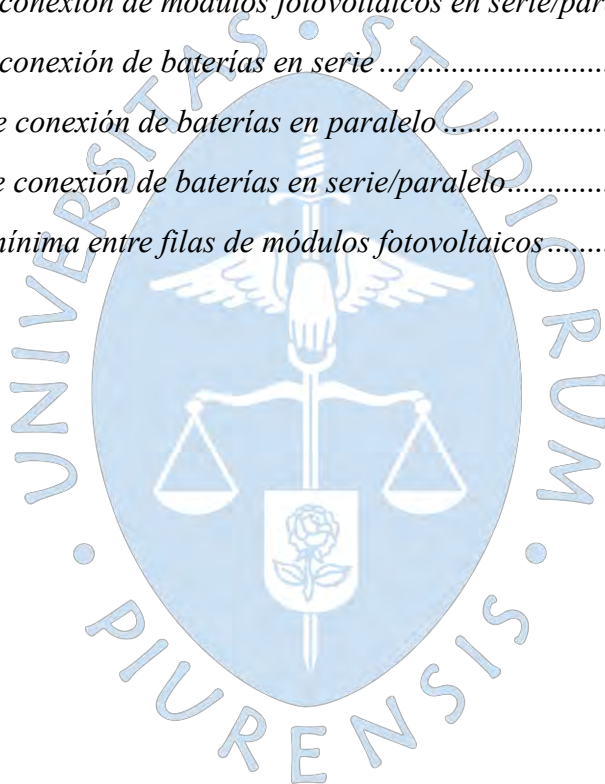
Tabla 1 Centrales solares del mercado eléctrico.....	15
Tabla 2 Potencia instalada por centrales	15
Tabla 3 Características de módulos fotovoltaicos según la tecnología de fabricación	23
Tabla 4 Características de la generación distribuida en el Perú.....	30
Tabla 5 Ubicación y temperatura ambiente del distrito de Piura	32
Tabla 6 Datos de irradiación global horizontal promedio por día en Piura	33
Tabla 7 Criterios de inclinación óptima	34
Tabla 8 Irradiación sobre superficie inclinada ($\beta_{\text{ópt}}$)	35
Tabla 9 Horas de sol promedio en Piura.....	36
Tabla 10 Máxima demanda de vivienda unifamiliar considerando normativa CNE	37
Tabla 11 Máxima demanda de vivienda unifamiliar considerando cargas	37
Tabla 12 Consumo de propuesta 1.....	39
Tabla 13 Consumo de propuesta 2.....	40
Tabla 14 Consumo de propuesta 3.....	41
Tabla 15 Tensión nominal del proyecto	41
Tabla 16 Potencia de generador fotovoltaico por propuesta	42
Tabla 17 Selección de módulo fotovoltaico	47
Tabla 18 Parámetros de generador fotovoltaico	48
Tabla 19 Distancia mínima de módulos fotovoltaicos.....	49
Tabla 20 Selección de batería.....	52
Tabla 21 Principales características de reguladores de carga	53
Tabla 22 Principales características de inversores	54
Tabla 23 Parámetros de cada tramo de propuesta 1 y 2	57
Tabla 24 Dimensionamiento de conductores por tramo de propuesta 1 y 2	58
Tabla 25 Parámetros de cada tramo de propuesta 3	59
Tabla 26 Dimensionamiento de conductores por tramo de propuesta 3	59
Tabla 27 Selección de protección de módulos fotovoltaicos	60
Tabla 28 Selección de interruptor general del generador fotovoltaico	61

Tabla 29 Selección de protección para sistema de baterías.....	62
Tabla 30 Selección de protección de inversor y los circuitos de utilización	62
Tabla 31 Presupuesto de implementación de propuesta 1.....	64
Tabla 32 Presupuesto de implementación de propuesta 2.....	64
Tabla 33 Presupuesto de implementación de propuesta 3.....	65
Tabla 34 Flujo económico del proyecto para un periodo de 25 años	68
Tabla 35 VAN y TIR de propuestas	69
Tabla 36 Emisiones de CO2 evitadas	70



Lista de figuras

Figura 1 <i>Radiación solar sobre una superficie</i>	19
Figura 2 <i>Esquema de sistema fotovoltaico con acumulación. a) Con regulador. b) Con inversor para cargas en AC. c) Cargas mixtas AC/DC. d) Híbrido.</i>	20
Figura 3 <i>Esquema de sistema fotovoltaico de conexión a la red</i>	21
Figura 4 <i>Componentes de un sistema fotovoltaico de bombeo de agua</i>	21
Figura 5 <i>Partes de un módulo fotovoltaico y célula solar</i>	22
Figura 6 <i>Esquema de conexión de módulos fotovoltaicos en serie</i>	24
Figura 7 <i>Esquema de conexión de módulos fotovoltaicos en paralelo</i>	25
Figura 8 <i>Esquema de conexión de módulos fotovoltaicos en serie/paralelo</i>	25
Figura 9 <i>Esquema de conexión de baterías en serie</i>	27
Figura 10 <i>Esquema de conexión de baterías en paralelo</i>	28
Figura 11 <i>Esquema de conexión de baterías en serie/paralelo</i>	29
Figura 12 <i>Distancia mínima entre filas de módulos fotovoltaicos</i>	48



Introducción

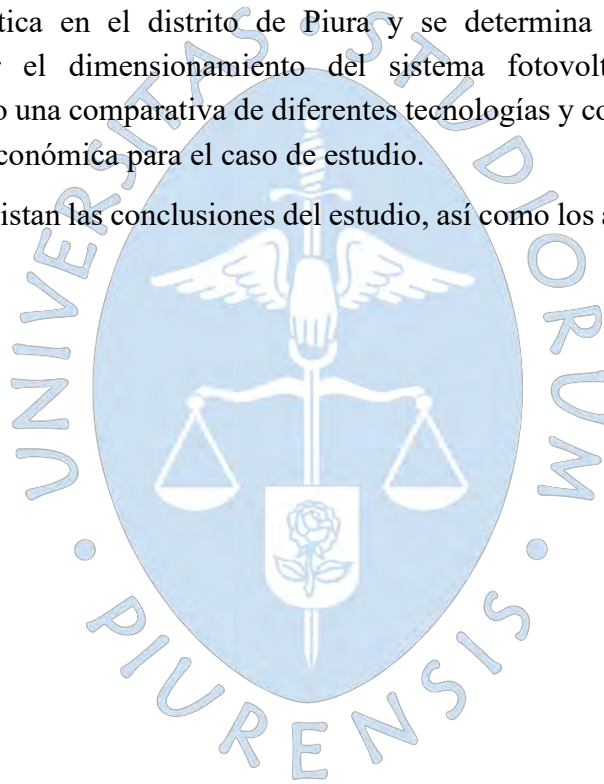
El presente trabajo de investigación se encuentra estructurado en tres (3) capítulos:

El primer capítulo desarrolla los aspectos generales, en los que se identifican las causas y consecuencias del problema, así como la formulación de la pregunta de investigación, estableciendo los objetivos y la hipótesis a contrastar, justificando el porqué de la investigación, así como los antecedentes en el uso de la energía solar fotovoltaica.

En el segundo capítulo se establece el marco teórico, donde se muestra los fundamentos relacionados con el tema de investigación, referente a la energía renovable, energía solar, energía solar fotovoltaica, tipos de sistemas fotovoltaicos y sus componentes característicos, y sobre la normativa nacional para la implementación de sistemas fotovoltaicos.

En el tercer capítulo se presentan los cálculos y resultados, describiendo el proyecto, la disponibilidad energética en el distrito de Piura y se determina la demanda energética, permitiendo formular el dimensionamiento del sistema fotovoltaico. Se presenta tres alternativas, realizando una comparativa de diferentes tecnologías y consumos, y estableciendo la viabilidad técnica-económica para el caso de estudio.

Finalmente se listan las conclusiones del estudio, así como los anexos correspondientes.



Capítulo 1

Aspectos Generales

1.1 Planteamiento del problema

El presente caso de estudio se centra un usuario residencial en baja tensión, ubicado en el norte del distrito de Piura, el cual cuenta con un suministro ubicado a 300 metros de distancia de la vivienda. Esto ocasiona fluctuaciones en el nivel de tensión, con valores menores a los recomendados, a su vez, encarecimiento en los costos de la energía eléctrica debido a la mayor caída de tensión producida y a las pérdidas eléctricas.

1.1.1 Causas

Para el caso de estudio se identifican las siguientes causas:

- El predio se ubica en una zona no consolidada en el norte del distrito de Piura.
- La zona carece de un plan de crecimiento urbano.
- Se dispone de redes eléctricas saturadas.
- El suministro se encuentra ubicado a 300 metros de distancia del predio.

1.1.2 Consecuencias

Se pueden destacar:

- La disminución en la calidad de la energía, por la variación en el voltaje, así como presencia de armónicos en la red eléctrica.
- Afectación en la continuidad y confiabilidad del servicio.
- Fluctuaciones en el nivel de tensión, con valores menores a los recomendados.
- Alto costo de la energía debido a la mayor de caída de tensión producida y las pérdidas eléctricas.

Debido a estos motivos se propone el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica para mejorar la calidad del suministro eléctrico en el usuario residencial y también, el análisis de su viabilidad técnico-económico.

1.1.3 Pregunta de investigación

¿Se puede diseñar un sistema de suministro eléctrico, aprovechando el recurso solar, para un usuario residencial en el distrito de Piura?

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

- Diseñar un sistema de suministro eléctrico, aprovechando el recurso solar, para un usuario residencial en el distrito de Piura.

1.2.2 Objetivos específicos

- Estimar la disponibilidad energética del recurso solar en el distrito de Piura para la generación de energía eléctrica.

- Determinar el requerimiento de la demanda energética del proyecto considerando un análisis de cargas.
- Proponer un plan de gestión y uso eficiente de la energía eléctrica.
- Dimensionar y seleccionar los componentes necesarios del sistema fotovoltaico para abastecer de energía eléctrica al proyecto.
- Determinar viabilidad técnica-económica del proyecto para un usuario residencial en el distrito de Piura.
- Estimar las emisiones de CO_2 evitadas al medio ambiente debido a la generación de energía eléctrica mediante fuentes no convencionales.

1.3 Hipótesis

- Es posible dimensionar un sistema de suministro eléctrico, aprovechando el recurso solar, para un usuario residencial en el distrito de Piura.

1.4 Justificación

- Justificación social

A través de la energía solar fotovoltaica, se brindará una alternativa para mejorar la calidad de vida del usuario residencial en el norte del distrito de Piura en una zona no consolidada, que carece de un plan de crecimiento urbano, y es un estudio que se puede aplicar en diferentes poblaciones, permitiendo mejorar la condición de vida en habitantes que presenten inconvenientes similares del suministro eléctrico, al encontrarse en condiciones de desarrollo poblacional.

- Justificación medioambiental

La generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables, en este caso la energía solar fotovoltaica, deja de lado la generación convencional produciendo un beneficio medioambiental, el cual puede ser cuantificado mediante la disminución de las emisiones de CO_2 al medioambiente debido a la reducción del uso de las fuentes convencionales en la producción de la energía eléctrica.

- Justificación económica

La implementación de un sistema fotovoltaico ayuda en la disminución de costos por concepto del pago mensual de energía eléctrica, lo que significa un ahorro económico en la población en crecimiento, justificando así la inversión inicial requerida, la cual será recuperada debido a la rentabilidad del proyecto.

- Justificación energética

El diseñar un sistema de generación fotovoltaica para un usuario residencial en el distrito de Piura le brindará el control de generación eléctrica, mejorando la calidad de la energía, asegurando la continuidad y confiabilidad del suministro, se reducirán las fluctuaciones en los niveles de tensión, así como la disminución de la caída de tensión y pérdidas eléctricas, estableciendo un suministro eficiente energéticamente.

1.5 Estado de arte

En el Perú, acorde al Balance Nacional de Energía (2020) elaborado por el Ministerio de Energía y Minas, en el año 2012 se inició el aprovechamiento de la radiación solar para generar electricidad a nivel de mercado eléctrico, y esto se realizó con la entrada en operación de las centrales solares: C.S. Tacna Solar y C.S. Moquegua FV, de 20 MW y 16 MW de potencia instalada, respectivamente.

En el año 2018 ingresaron las centrales C.S. Intipampa y C.S. Rubi con 40 MW y 145 MW de capacidad instalada, respectivamente, y para el año 2020, las centrales solares aumentaron y produjeron 778128 MWh en el mercado eléctrico.

En la Tabla 1 se detalla las centrales solares que actualmente tienen participación en la producción de energía del mercado eléctrico.

Tabla 1

Centrales solares del mercado eléctrico

Central	Ubicación	Producción		Potencia instalada		Tecnología
		Cantidad (MWh)	Part.	Potencia (MW)	Part.	
RUBI	Moquegua	435 715	56%	144	50%	Cristalino-Seguidor
INTIPAMPA	Moquegua	104 792	13%	45	15%	Cristalino-Seguidor
MAJES SOLAR 20T	Arequipa	42 981	6%	22	8%	Thin-film-Fijo
REPARTICION	Arequipa	41 780	5%	22	8%	Thin-film-Fijo
MOQUEGUA FV	Moquegua	47 682	6%	16	6%	Cristalino-Seguidor
PANAMERICANA SOLAR	Moquegua	55 648	7%	20	7%	Cristalino-Seguidor
TACNA SOLAR	Tacna	49 531	6%	20	7%	Cristalino-Seguidor
TOTAL		778 128	100,00%	289	100,00%	

Nota. Adaptado de Ministerio de Energía y Minas (2020).

Sin embargo, la participación de las centrales solares es la menor del parque de generación eléctrica. La potencia instalada del parque de generación eléctrica es de 15187 MW, donde el 90.8% se destina al mercado eléctrico y el 9.2% para uso propio. De la capacidad total, las centrales térmicas tienen mayor participación con un 59.7 % y las centrales solares una participación de 1.9%.

En la Tabla 2 se muestra la potencia instalada de las diferentes centrales del parque de generación de energía eléctrica y su aporte en el mercado eléctrico.

Tabla 2

Potencia instalada por centrales

Recurso	Mercado Eléctrico		Uso propio		Total	
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.
Centrales Hidroeléctricas	5 285,7	38,3%	130,9	9,4%	5 416,6	35,7%
Centrales Eólicas	409,0	3,0%	0,0	0,0%	409,0	2,7%
Centrales Solares	289,0	2,1%	0,0	0,0%	289,0	1,9%
Centrales Térmicas	7 806,6	56,6%	1 265,7	90,6%	9 072,4	59,7%
TOTAL	13 790,3	100,0%	1 396,6	100,0%	15 187,0	100,0%
	90,8%		9,2%			

Nota. Adaptado de Ministerio de Energía y Minas (2020).

Al ser un recurso aún poco aprovechado en la generación de energía eléctrica, se ve en la necesidad de seguir realizando investigaciones e incentivando el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica. En la ciudad de Piura, se han realizado diferentes proyectos y trabajos de investigaciones con uso de la energía fotovoltaica. Se describen los siguientes:

- Implementan primer grifo que funciona con paneles solares, Piura (Walac Noticias, 2018)

Se implementó en Piura el primer grifo de venta de combustible que se abastece de energía con paneles solares. Este grifo se ubica a la altura del kilómetro 8.8 de la carretera Interoceánica, en la vía a Chulucanas y estuvo a cargo de la empresa Futuro Energy EIRL. Se abastece sin ningún inconveniente durante las primeras 12 horas del día.

- Dimensionamiento de un sistema energético autosuficiente para un usuario residencial urbano (García, 2018).

Este trabajo consiste en el análisis de la factibilidad de implementación de tecnologías que basan su funcionamiento en el aprovechamiento de energías renovables a un usuario residencial en la ciudad de Piura, abasteciendo su consumo eléctrico mediante módulos fotovoltaicos y con un sistema para el calentamiento de agua a través de colectores de placa plana. Indica que para la implementación de estos sistemas se tiene una rentabilidad menor a la esperada y puede ser viable considerando un precio de generación de energía eléctrica mayor al real.

- Diseño de sistema de alimentación eléctrico fotovoltaico para el radar de lluvias de UDEP (Chunga, 2020).

En este trabajo se diseña un sistema fotovoltaico para suministrar de energía eléctrica al radar de lluvias de la Universidad de Piura, ya que debido al Fenómeno El Niño, la región de Piura se vio afectada en el año 2017 y por la importancia de la medición de las lluvias, debe ser continuo. Se analiza los equipos del radar para determinar su consumo eléctrico, y con la disponibilidad energética del recurso solar se calcula los componentes para dos propuestas, uno conectado a la red y la otra autónoma con respaldo de la red, indicando la viabilidad de los sistemas recomendando la implementación del sistema autónomo con respaldo de la red.

- Propuesta de iluminación tipo LED y diseño de sistema fotovoltaico para el edificio IME de la UDEP (Muñoz, 2021).

Este trabajo consiste en diseñar un sistema fotovoltaico autónomo para suministrar energía eléctrica al edificio IME de la Universidad de Piura. Se realizó el diseño analizando la demanda energética del edificio y dividiéndola en subconjuntos, así con la disponibilidad energética del recurso solar, se calcula y selecciona los componentes a emplear y se presenta un análisis económico del sistema, indicando una viabilidad técnica, pero no económica debido al alto costo de implementación. A su vez propone una alternativa para mejorar la iluminación, empleando una iluminación LED.

Capítulo 2

Marco Teórico

2.1 Energía renovable

Se denomina energía renovable a la energía que se puede obtener de fuentes naturales, y que por sus características se considera inagotable debido a la cantidad de energía que contienen o a su capacidad de regeneración. (Santamaría y Castejón, 2012).

Las fuentes de energías renovables pueden clasificarse en: energía solar, energía eólica, energía hidráulica, energía geotérmica, energía biomasa y energía marítima. Aunque cada una de ellas tiene diferentes tecnologías de generación, tienen el mismo objetivo: aprovechar los recursos naturales para la obtención de un nuevo tipo de energía, regularmente del tipo eléctrico (Schmerler et al., 2019).

2.2 Energía solar

Se obtiene a partir del aprovechamiento y la captación de la radiación electromagnética, luz, calor y rayos ultravioleta, proveniente del sol (Repsol, 2023).

La energía solar se ha convertido en uno de los principales tipos de energía renovable, debido que los avances tecnológicos han permitido que la transformación de la energía solar sea de las más eficientes y económicas de las renovables, aprovechando así esta fuente inagotable de energía (Vásquez et al., 2017).

2.2.1 Clasificación

En función al proceso utilizado y de energía final obtenida, se puede clasificar en: energía solar fotovoltaica, energía solar térmica, energía solar pasiva y energía solar híbrida (Repsol, 2023).

- Energía solar térmica

La energía solar térmica es aquella que aprovecha la energía proveniente del sol, convirtiéndolo en calor mediante el empleo de un captador o colector. Estos captadores recogen, almacenan y/o transfieren esta energía para calentar un fluido, mayormente agua, el cual puede tener aplicaciones higiénicas de uso residencial o industrial.

- Energía solar pasiva

La energía solar pasiva aprovecha directamente la energía del sol, por medio de materiales o soluciones constructivas, sin requerir de dispositivos para la captación de la energía solar. Es considerado parte fundamental en el ecodiseño y la arquitectura bioclimática, en donde se emplea principalmente en el calentamiento e iluminación de los espacios habitables.

- Energía solar híbrida

Este tipo de energía se obtiene al combinar los diferentes tipos de energía solar con otras energías, se considera principalmente las renovables, logrando así una mayor

contribución energética. Se puede dar, por ejemplo, la combinación de la energía solar y la energía eólica, en donde se aprovecharía al máximo los recursos del sol y del viento.

2.3 Energía solar fotovoltaica

Se obtiene a partir de la transformación de la energía solar a energía eléctrica por medio de un sistema fotovoltaico, sin realizar ninguna conversión intermedia. Esta transformación se realiza por medio de las células fotovoltaicas, que son elementos que aprovechan el efecto fotoeléctrico, es decir, la capacidad de algunos materiales semiconductores (como el silicio) de generar electricidad cuando incide sobre ella la radiación solar. Una célula fotovoltaica típica está compuesta por una lámina de silicio de gran pureza tratada químicamente con boro y fósforo, y con electrodos metálicos por ambas caras. Genera bajos niveles de potencia, por lo que se agrupan formando paneles o módulos, de manera que, al conectarse en serie o paralelo, cumplan con la demanda requerida en diferentes aplicaciones (Santamaría y Castejón, 2012).

2.3.1 Radiación solar

Es la energía emitida por el sol, mediante reacciones nucleares de fusión producidas en su núcleo. Se propaga por el espacio en todas las direcciones mediante ondas electromagnéticas. Esta energía determina la dinámica de los procesos atmosféricos y climatológicos (Iberdrola, 2023).

La radiación solar llega a la tierra de las siguientes formas:

- Radiación directa

Es la radiación que incide directamente sobre la tierra sin haberse desviado ni cambiado de dirección.

- Radiación difusa

Es la radiación que incide sobre la tierra después de haberse desviado en su trayectoria con elementos de la atmósfera.

- Radiación reflejada o de albedo

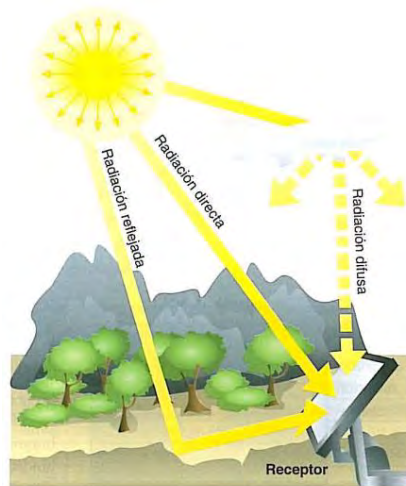
Es la radiación solar que se refleja por la propia superficie terrestre.

La suma de todas las radiaciones descritas se le denomina radiación global, que es la radiación solar total que puede recibir una superficie determinada (ver Figura 1).

La radiación solar se puede cuantificar mediante dos magnitudes correspondientes a la potencia y energía de la radiación por unidad de superficie, denominadas irradiancia e irradiación.

Figura 1

Radiación solar sobre una superficie



Nota. Adaptado de Adaptado de Santamaría y Castejón (2012).

2.3.2 Irradiancia

Se define como la potencia o radiación incidente por unidad de superficie en un instante. Indica la intensidad de la radiación solar y se mide en vatios por metro cuadrado (W/m^2) (Santamaría y Castejón, 2012).

2.3.3 Irradiación

Se define como la suma de las irradiancias en un periodo de tiempo. Indica la cantidad de energía solar recibida durante un periodo de tiempo sobre una superficie determinada y se mide en joules por metro cuadrado (J/m^2) por hora, día, semana, mes, año, etc, según sea el caso (Santamaría y Castejón, 2012).

En la práctica, debido a la relación con la generación de energía eléctrica, se emplea como unidad el Wh/m^2 y sus múltiplos kWh/m^2 y MWh/m^2 .

2.4 Tipos de sistemas fotovoltaicos

Un sistema fotovoltaico es un conjunto de equipos eléctricos y electrónicos característicos que permiten la producción de energía eléctrica a partir de la radiación solar. Su principal componente es el módulo fotovoltaico o panel solar, el cual, según el arreglo definido, serie o paralelo, conforma el generador fotovoltaico.

Los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar en tres grupos: Sistemas fotovoltaicos autónomos (off-grid), sistemas fotovoltaicos de conexión a la red (grid connected) y sistemas fotovoltaicos de bombeo (Perpiñán, 2013).

2.4.1 Sistema fotovoltaico autónomo

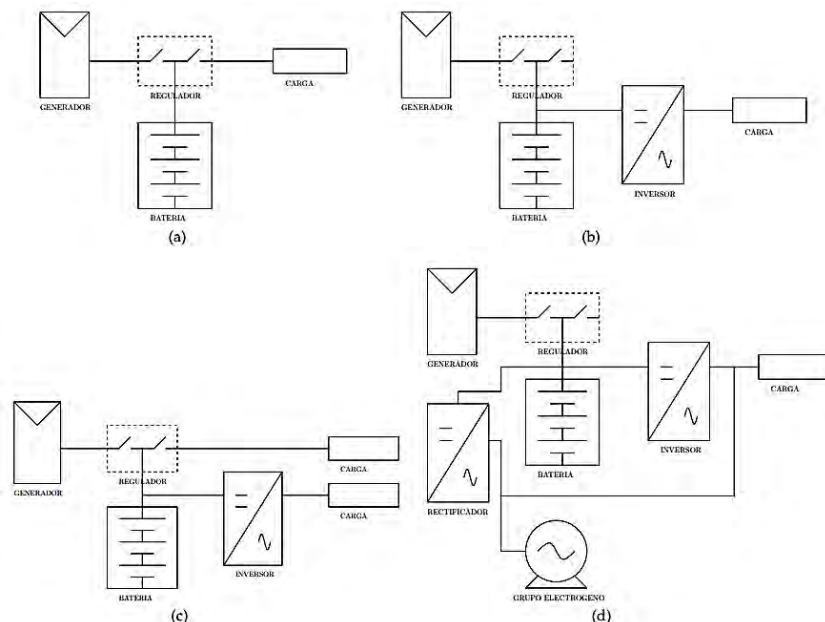
Los sistemas fotovoltaicos autónomos se emplean para abastecer de energía eléctrica a instalaciones no conectadas a la red de distribución eléctrica, y hacen uso de un sistema de acumulación energético con lo que les permite satisfacer el consumo de las cargas eléctricas en periodos donde la generación de energía eléctrica es inferior al consumo.

Se puede destacar cuatro configuraciones más comunes en este tipo de sistemas. Los sistemas fotovoltaicos compuestos del generador, el regulador y el sistema de acumulación, en los que se puede atender únicamente cargas en corriente continua (Figura 2. a). Si se desea satisfacer el consumo de cargas en corriente alterna se debe agregar al sistema un inversor (Figura 2.b) conectado directamente a la batería. De requerir consumir cargas mixtas, es decir cargas en corriente continua y alterna, se debe conectar las cargas continuas directamente del regulador, y las cargas en alterna conectadas al inversor (Figura 2.c).

Existe un caso especial, los sistemas híbridos (Figura 2.d). Este caso se desarrolla teniendo en cuenta que existe una probabilidad de fallo del suministro, por lo que buscando garantizar la continuidad de la generación eléctrica y se añade un grupo electrógeno que suministre la energía eléctrica faltante. Esto también favorece a reducir el tamaño de los sistemas en donde la energía requerida para alimentar las cargas exige un gran dimensionamiento en el generador fotovoltaico y el sistema de acumulación.

Figura 2

Esquema de sistema fotovoltaico con acumulación. a) Con regulador. b) Con inversor para cargas en AC. c) Cargas mixtas AC/DC. d) Híbrido.



Nota. Adaptado de Perpiñán (2013).

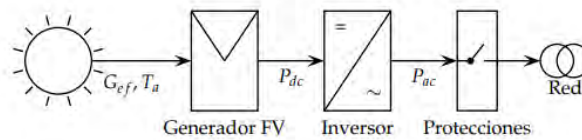
2.4.2 Sistema fotovoltaico de conexión a la red

La finalidad de este sistema es generar energía eléctrica en condiciones adecuadas para ser inyectada a la red convencional de distribución. La energía producida será consumida por el usuario de forma parcial o total, y la energía excedente puede ser inyectada en la red para ser distribuida en puntos cercanos de consumo y de existir mecanismos de retribución económica, el usuario puede facturar la energía generada (kWh producidos) la cual será comprada por la compañía distribuidora.

El sistema fotovoltaico de conexión a la red se compone del generador fotovoltaico, el inversor DC/AC y las protecciones eléctricas (ver Figura 3).

Figura 3

Esquema de sistema fotovoltaico de conexión a la red



Nota. Adaptado de Perpiñán (2013).

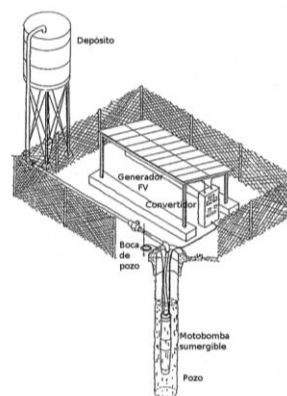
2.4.3 Sistema fotovoltaico de bombeo

Un sistema fotovoltaico de bombeo utiliza un generador fotovoltaico para alimentar una bomba con el fin de extraer el agua de un pozo, lo que permite almacenarla en un depósito y/o transportarla a otro lugar.

El sistema fotovoltaico de bombeo se compone del generador fotovoltaico, la bomba, el equipo de acoplamiento entre el generador y la bomba, el circuito hidráulico y el depósito de agua (ver Figura 4).

Figura 4

Componentes de un sistema fotovoltaico de bombeo de agua



Nota. Adaptado de Perpiñán (2013)

2.5 Componentes característicos de un sistema fotovoltaico

De manera general, las instalaciones solares fotovoltaicas están compuestas de los siguientes elementos: Módulo fotovoltaico, regulador de carga, acumuladores o baterías e inversor (Díaz y Carmona, 2010).

2.5.1 Módulo fotovoltaico

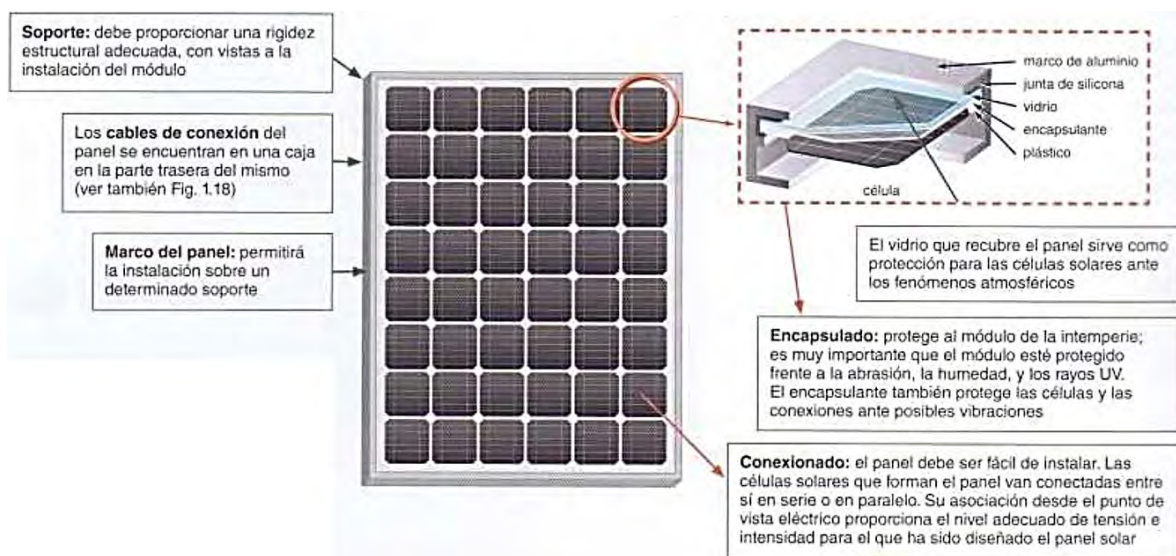
Un módulo fotovoltaico o panel solar, es un conjunto de células solares conectadas eléctricamente, encapsuladas y montadas sobre una estructura para producir los voltajes y corrientes deseados. Se diseña para valores concretos de tensión (12V y 24V), dicha tensión definirá la tensión de trabajo del sistema.

Las células solares tienen la función de convertir directamente en electricidad los fotones provenientes de la luz del sol, y esto es debido al efecto fotoeléctrico. Una célula solar se comporta como un diodo, la parte expuesta a la radiación solar es un semiconductor de tipo N (electrón libre), y la parte situada en la oscuridad, un semiconductor tipo P (hueco disponible). En la unión de estas capas se forma el campo eléctrico, donde se cuenta con un conductor que conecta la parte negativa de la positiva generándose así el flujo de electrones o corriente eléctrica, y su intensidad será proporcional a la cantidad de luz que incida sobre su superficie.

En la Figura 5 se detallan las principales partes de un módulo fotovoltaico y un esquema típico de célula solar.

Figura 5

Partes de un módulo fotovoltaico y célula solar


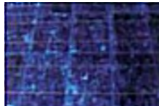



Nota. Adaptado de Adaptado de Díaz y Carmona (2010).

Los tipos de módulos fotovoltaicos dependen de la tecnología de fabricación de las células solares, y se clasifican en células de silicio monocristalino, silicio policristalino y silicio amorfo. La Tabla 3 muestra las características de las células solares mencionadas.

Tabla 3

Características de módulos fotovoltaicos según la tecnología de fabricación

Tipo de célula	Eficiencia	Aspecto	Características
Silicio monocristalino	15...18%		Estructura cristalina uniforme. Su fabricación es en lingotes de gran pureza y se cortan en láminas muy finas.
Silicio policristalino	12...14%		Estructura cristalina no uniforme. Su fabricación es en moldes rectangulares. Es de menor coste que el silicio monocristalino.
Silicio amorfo	6...9%		Estructura no cristalina. Su potencia se degrada con el tiempo de utilización. Se puede depositar como una capa muy fina en muchos tipos de soportes. Tiene bajo coste de fabricación

Nota. Adaptado de Adaptado de Santamaría y Castejón (2012).

2.5.1.1 Principales parámetros. Para trabajar con los módulos fotovoltaicos, se debe conocer los datos que nos proporciona el fabricante, con el fin de poder utilizarlos adecuadamente. Estos parámetros de operación vienen detallados en los catálogos y son de utilidad a la hora de diseñar una instalación. Entre toda la información se debe ir seleccionando cuál será de mayor relevancia. Se detalla a continuación las principales características eléctricas indicadas por los fabricantes.

- Características eléctricas del módulo fotovoltaico
 - a) Potencia máxima (P_{max}): conocida como la potencia pico, es la máxima potencia que puede entregar el módulo fotovoltaico. El generador fotovoltaico funcionará adecuadamente en la instalación donde se empleará si este valor superar al del consumo del sistema.
 - b) Tensión en el punto de máxima potencia (V_{mp}): es el valor de tensión en voltios que proporcionará el módulo fotovoltaico cuando está trabajando en el punto de potencia máxima.
 - c) Corriente en el punto de máxima potencia (I_{mp}): es el valor de corriente en amperios que proporcionará el módulo fotovoltaico cuando está trabajando en el punto de potencia máxima.
 - d) Corriente de cortocircuito (I_{sc}): es la corriente máxima en amperios que producirá el módulo fotovoltaico en condiciones de cortocircuito.

- e) Tensión en circuito abierto (V_{oc}): es el valor máximo de tensión que producirá el módulo fotovoltaico en condiciones de no existir ninguna carga conectada.

2.5.1.2 Agrupamiento y conexión de módulos fotovoltaicos. Existe la posibilidad de utilizar los módulos fotovoltaicos de manera individual, o a través de un arreglo o agrupación. Estos arreglos se realizan con la finalidad de aumentar la intensidad del sistema o la tensión del sistema, por ende, la potencia del sistema. Al conjunto de todos los módulos del sistema se le denomina generador fotovoltaico (Santamaría y Castejón, 2012).

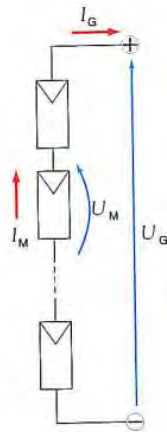
Se puede realizar tres tipos de agrupamientos de módulos fotovoltaicos.

- Conexión en serie

Este tipo de conexión se emplea para elevar la tensión del generador fotovoltaico. La intensidad del generador será igual a la de un módulo fotovoltaico y la tensión del generador será la tensión de un módulo por el número de módulos en serie. Su conexionado se realiza conectando el terminal positivo de un módulo con el negativo del siguiente módulo. El terminal negativo del primer módulo fotovoltaico corresponde al terminal negativo del generador y el terminal positivo del último módulo fotovoltaico corresponde al positivo del generador (ver Figura 6).

Figura 6

Esquema de conexión de módulos fotovoltaicos en serie



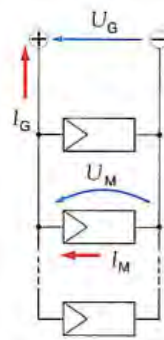
Nota. Adaptado de Adaptado de Santamaría y Castejón (2012).

- Conexión en paralelo

Este tipo de conexión se emplea para elevar la corriente del generador fotovoltaico. La tensión del generador será igual a la de un módulo fotovoltaico y la corriente del generador será la corriente de un módulo por el número de módulos en paralelo. Su conexionado se realiza conectando el terminal positivo de todos los módulos fotovoltaicos entre sí, el cual será el terminal positivo del generador y conectando todos los terminales negativos entre sí se forma el terminal negativo del generador (ver Figura 7).

Figura 7

Esquema de conexión de módulos fotovoltaicos en paralelo



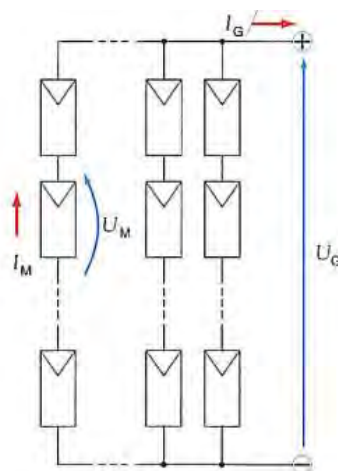
Nota. Adaptado de Adaptado de Santamaría y Castejón (2012).

- Conexión serie/paralelo

Este tipo de conexión se emplea para elevar al mismo tiempo la tensión y corriente del generador fotovoltaico. La tensión del generador es la tensión de un módulo por el número de módulos en serie y la corriente del generador será la corriente de un módulo por el número de ramas en paralelo. Se denomina rama al conjunto de módulos fotovoltaicos conectados en serie. Para su conexión se aplica los procedimientos de conexión en serie y paralelo simultáneamente. El terminal negativo del primer módulo corresponde al terminal negativo del generador fotovoltaico y el terminal positivo del último módulo corresponde al terminal positivo del generador (ver Figura 8).

Figura 8

Esquema de conexión de módulos fotovoltaicos en serie/paralelo



Nota. Adaptado de Adaptado de Santamaría y Castejón (2012).

2.5.2 *Acumuladores o baterías*

La generación de energía no se produce de manera uniforme, se presentan variaciones por diferentes motivos. Existen variaciones predecibles, como sería la duración del día o las estaciones del año, sin embargo, existen variaciones que pueden producir alteraciones en la generación de energía eléctrica, como puede ocurrir con un aumento de la nubosidad por periodos prolongados. Es por este hecho es que se ve en la necesidad de emplear sistemas que permitan almacenar la energía producida por el generador fotovoltaico y así proveer de energía eléctrica requerida a la instalación. Los elementos que permiten almacenar la energía producida son las baterías o acumuladores.

Las baterías son dispositivos capaces de almacenar la energía generada en forma de energía química y posteriormente se transformará en energía eléctrica para su consumo. Se recargan de la electricidad generada por los paneles solares a través del regulador de carga, brinda la autonomía necesaria acorde a los requerimientos, proporciona una potencia instantánea elevada y fija la tensión de trabajo de la instalación (Díaz y Carmona, 2010).

2.5.2.1 Tipos de baterías. Las baterías se pueden clasificar en función a la tecnología de fabricación y los electrolitos empleados. Principalmente podemos encontrar:

- Baterías de plomo-ácido

Son las baterías más usadas en las instalaciones solares por su bajo costo. Son estacionarios o de ciclo profundo y poseen buen funcionamiento en ciclos medios. Está compuesto de varias placas de plomo en una solución de ácido sulfúrico.

- Baterías de níquel-cadmio

Son baterías de estructura similar a las de plomo-ácido, sin embargo, en lugar de plomo utiliza hidróxido de níquel para las placas positivas y óxido de cadmio para las placas negativas. Son baterías más costosas que las de plomo-ácido y requiere un menor mantenimiento.

2.5.2.2 Principales parámetros. Para poder realizar un adecuado dimensionamiento y selección del sistema de baterías se deben considerar los siguientes parámetros:

- Capacidad nominal

Se define como la cantidad de electricidad que puede suministrarse en una descarga completa de la batería partiendo de un estado de carga total. Se mide en amperios hora (Ah). A temperaturas elevadas aumenta la capacidad de la batería, sin embargo, reduce su tiempo de vida. Se recomienda utilizar el sistema a temperaturas entre 20° y 30°C.

- Régimen de carga/descarga

Es la corriente que se debe aplicar a una batería para poder restablecer su capacidad nominal o extraerla.

- Ciclos de carga

Es el proceso en donde la batería se lleva de su valor de carga máxima y posteriormente esta la entrega hasta el valor de máxima descarga admisible.

- Profundidad de descarga

Es la cantidad de energía, en tanto por ciento, que se obtiene de la batería durante una determinada descarga, comparado con la capacidad a plena carga. Si la profundidad de descarga es baja o poco profunda, tendrá ciclos de carga será mayores a si se somete a descargas profundas.

- Estado de carga

Es la capacidad de la batería cargada parcialmente, dividida entre su capacidad nominal. Su valor oscila entre 0 y 1, y es complementario al valor de profundidad de descarga.

- Tensión nominal

Es el valor asignado de funcionamiento de la batería. Se puede encontrar en el mercado baterías de 2, 6, 12, 24 y 48 V.

2.5.2.3 Conexión de baterías. Se puede realizar tres tipos de agrupamientos en el sistema de baterías: conexión de baterías en serie, conexión de baterías en paralelo y conexión de baterías en serie/paralelo (MPPT Solar, 2023).

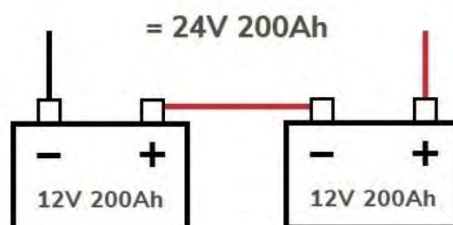
- Conexión de baterías en serie

Este tipo de conexión se emplea para elevar la tensión nominal arreglo de baterías. La capacidad nominal del arreglo de baterías será igual a la de una batería individual y la tensión nominal del arreglo será la tensión de una batería por el número de baterías en serie. Su conexionado se realiza conectando el terminal positivo de una batería con el negativo de la siguiente batería. El terminal negativo de la primera batería corresponde al terminal negativo del arreglo de baterías y el terminal positivo de la última batería corresponde al positivo del arreglo de baterías.

Para un arreglo de dos baterías idénticas como el esquema de la Figura 9, se obtendría un sistema de baterías con una tensión de salida de 24V y una capacidad nominal de 200 Ah.

Figura 9

Esquema de conexión de baterías en serie



Nota. Adaptado de MPPT Solar (2023).

- Conexión de baterías en paralelo

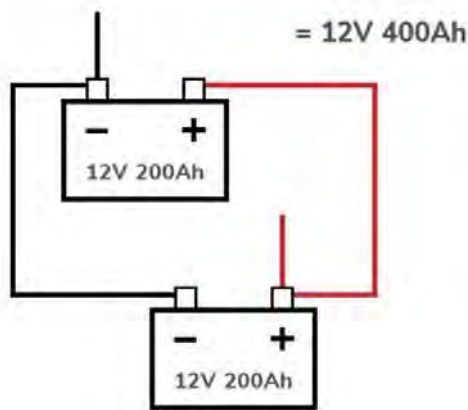
Este tipo de conexión se emplea para elevar la capacidad nominal del arreglo de baterías. La tensión del arreglo de baterías será igual a la de una batería individual y la capacidad nominal

del arreglo de baterías será la capacidad nominal de una batería por el número de baterías en paralelo. Su conexionado se realiza conectando el terminal positivo de todas las baterías entre sí, el cual será el terminal positivo del arreglo de baterías y conectando todos los terminales negativos entre sí se forma el terminal negativo del arreglo de baterías.

Para un arreglo de dos baterías idénticas como el esquema de la Figura 10, se obtendría un sistema de baterías con una tensión de salida de 12V y una capacidad nominal de 400 Ah.

Figura 10

Esquema de conexión de baterías en paralelo



Nota. Adaptado de MPPT Solar (2023).

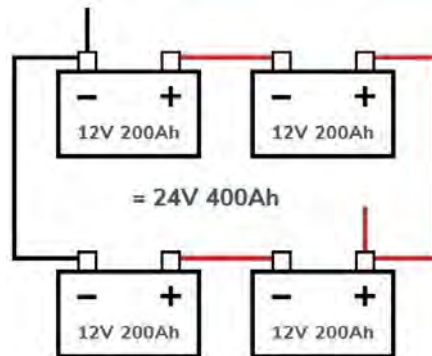
- Conexión de baterías en serie/paralelo

Este tipo de conexión se emplea para elevar al mismo tiempo la tensión y capacidad nominal del arreglo de baterías. La tensión nominal del arreglo será la tensión de una batería por el número de baterías en serie y la capacidad nominal del arreglo de baterías será la capacidad nominal de una batería por el número de baterías en paralelo. Para su conexión se aplica los procedimientos de conexión en serie y paralelo simultáneamente. El terminal negativo de la primera batería corresponde al terminal negativo arreglo de baterías y el terminal positivo de la última batería corresponde al terminal positivo del arreglo de baterías.

Para un arreglo de cuatro baterías idénticas como el esquema de la Figura 11, se obtendría un sistema de baterías con una tensión de salida de 24V y una capacidad nominal de 400 Ah.

Figura 11

Esquema de conexión de baterías en serie/paralelo



Nota. Adaptado de MPPT Solar (2023).

2.5.3 Regulador de carga

El regulador de carga es el elemento encargado de controlar el estado de carga y descarga de las baterías, y acorde a la tensión medida desarrolla estrategias de control, previniendo así la sobrecarga y sobredescarga de las mismas, con el fin de alargar su vida útil (Díaz y Carmona, 2010). Según como se efectúe la regulación de la carga de la batería, podemos encontrar dos grupos: Reguladores PWM y reguladores MPPT.

- Regulador PWM

Este tipo de reguladores permite variar de forma gradual la corriente de carga de la batería por medio de la técnica de modulación por ancho de pulso (PWM), estos pulsos de tensión permiten introducir la corriente en las baterías sin aumentar la tensión, y consigue estados de carga cercanos al 95 %.

- Regulador MPPT

Un regulador de tecnología MPPT posee un seguidor del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico. Con este componente se busca que el generador fotovoltaico funcione en su punto de máxima potencia de sus características, reduciendo así las pérdidas de potencia en porcentajes superiores al 10%. Este regulador permite utilizar módulos fotovoltaicos cuya tensión de trabajo no difiera a la tensión de carga de las baterías (Santamaría y Castejón, 2012).

2.5.4 Inversor

Es un dispositivo que convierte la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna, de características adecuadas de tensión y frecuencia. Es indispensable en las instalaciones conectadas a red y está presente en la mayoría de las instalaciones autónomas. Según el tipo sistema a emplear podemos clasificar en inversores para instalaciones autónomas e inversores para instalaciones conectadas a la red (Santamaría y Castejón, 2012).

- Inversor para instalaciones autónomas

Los inversores para instalaciones autónomas buscan proporcionar una corriente alterna de características similares a la red eléctrica a las cargas requeridas. En este caso, las variaciones que se puedan tener de corriente no tienen importancia ya que no se encuentra conectado a la red.

- Inversor para instalaciones conectadas a red

Los inversores para instalaciones conectadas a la red deben proporcionar una corriente alterna de las mismas características de la red eléctrica a la que se está conectando, de forma senoidal, con la misma tensión eficaz y la misma frecuencia. No se permiten las variaciones, ya que introduciría perturbaciones a la red de distribución.

2.6 Normativa

En el Perú se vienen aplicando diversos mecanismos, reglamentos y normas para fortalecer las iniciativas de generación eléctrica mediante fuentes renovables, uno de estos es el denominado Generación Distribuida. El término de Generación Distribuida se introduce mediante Ley N° 28832 publicado en julio del 2006 Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica, definiéndola como una Instalación de Generación con una capacidad no mayor a lo señalado por el reglamento, conectada directamente a las redes de un concesionario de distribución eléctrica, y mediante Decreto Legislativo N° 1221 publicado en setiembre del 2015, para mejorar la regulación de la distribución de la electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú, se hace una distinción en la Generación Distribuida en Mediana Generación Distribuida y Microgeneración Distribuida (Schmerler et al., 2019).

La Tabla 4 muestra las principales características y diferencias entre la Mediana Generación Distribuida y la Microgeneración Distribuida en el Perú.

Tabla 4

Características de la generación distribuida en el Perú

	Mediana Generación Distribuida	Microgeneración Distribuida
Objetivo	Conectar la actividad de generación a las redes de distribución	Los usuarios de servicio público generen energía destinada a satisfacer su propio consumo.
Marco Legal	Ley N° 28832, Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica	DL N° 1221, Decreto Legislativo que mejora la Regulación de la Distribución de Electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú.
Capacidad	Mayor a 200 kW y menor o igual a 10 MW	Menor a 200 kW
Conexión	A la red de MT, previa aprobación de un Estudio de Conexión. Los costos de adaptación de la red los asume el MGD.	A la red de Baja Tensión (BT) o Media Tensión (MT), previa solicitud de factibilidad de conexión. El MCD asume los costos de conexión y lo paga en el recibo.
Condiciones de operación	Opera cumpliendo las disposiciones de la distribuidora, quién tiene el rol de coordinador de la GD.	Genera libremente sin la necesidad de un coordinador de despacho.
Régimen Comercial y Tarifario	<ul style="list-style-type: none"> • Contratos de suministro con empresas de distribución para abastecer a sus usuarios regulados (a precio en barra) o usuarios libres (a precio acordado entre las partes). • Contratos de suministro suscritos con usuarios libres directamente. • Licitaciones de Suministro en el marco de la Ley N°28832. • Inyecciones de los excedentes al mercado mayorista de electricidad, si es integrante del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES). 	<ul style="list-style-type: none"> • La producción de energía se destina al autoconsumo, siendo los excedentes inyectados a la red de MT. • Los excedentes representan un crédito de energía a favor del propietario de la MCD, la cual podrá ser utilizada en los meses siguientes (hasta un año). • Paga los peajes y cargos tarifarios correspondientes establecidos en la normativa vigente.

Nota. Adaptado de Schmerler et al. (2019).

Se ha establecido que para usuarios regulados con una potencia instalada de 200 kW como máximo, indican que es viable utilizar sistemas para la generación de energía eléctrica por fuentes renovables para abastecer su consumo propio e inclusive inyectar energía a la red.

Sin embargo, la generación energía eléctrica a través de energías renovables, está pendiente de regulación en temas como la venta de excedentes de energía eléctrica. Es por ello que se viene desarrollando Proyectos de Ley como el N° 719/2021-CR, el cual tiene como finalidad promover el uso de recursos energéticos renovables para la Microgeneración Distribuida, permitiendo que además de disponer la energía para propio consumo, se tenga derecho de inyectar los excedentes de energía los cuales puedan ser valorizados y retribuidos al precio que Osinergmin apruebe y considere acorde a la normativa vigente (Congreso de la República, 2021).



Capítulo 3

Cálculos y Resultados

3.1 Descripción del proyecto

- Ubicación

El presente proyecto se encuentra ubicado en el norte del distrito de Piura. La ubicación del proyecto es un factor importante ya que permitirá definir su latitud y longitud, con lo que se podrá precisar los datos climatológicos de la zona (ver Tabla 5).

Tabla 5

Ubicación y temperatura ambiente del distrito de Piura

Distrito de Piura	
Latitud	05°11'50"S
Longitud	80°37'50"W
Temperatura ambiente [°C]	21 - 30

Nota. Adaptado de INEI (2017).

- Detalles del proyecto

Para realizar un análisis de las cargas a alimentar mediante un sistema fotovoltaico, es necesario detallar el caso a estudiar. El predio del caso de estudio cuenta con un área de terreno de 1000 m² (ancho de 30 m). Las características de la edificación son:

- Cerco perimétrico de ladrillo (altura de 3 m).
- Doble portón metálico, con sistema levadizo, para ingreso de vehículos (c/u con 3.5 m de ancho).
- Puerta de entrada de 1.10 m de ancho.
- Zona de estacionamiento.
- Zona de recreación.
- Sistema cisterna – bomba – tanque.
- Vivienda unifamiliar.

La vivienda unifamiliar cuenta con dos pisos, el primero dispone de un área construida de 120 m² y el segundo de 110 m² y se tiene los siguientes ambientes:

○ Primer Piso

Recibidor, cocina-comedor, almacén, sala-comedor, sala de estar, SS.HH. visita, biblioteca, escalera, terraza, zona de servicio (dormitorio, SS.HH., lavandería y planchado).

○ Segundo Piso

Escalera, 1 dormitorio principal (walking closet, SS.HH.), 3 dormitorios secundarios (SS.HH. incluido), sala de estar, sala de juegos y terraza.

- Zona de recreación

Piscina, zona de parrillas, 2 SS.HH.

3.2 Disponibilidad energética

Es la cantidad de energía solar que dispone el generador fotovoltaico para transformar en energía eléctrica. Para determinar este valor, debido al carácter aleatorio que tiene el clima, se predecirá el comportamiento de la radiación solar de la zona en base a datos históricos, estimando que la cantidad de energía solar que se recibirá en un futuro tendrá un comportamiento parecido al pasado.

3.2.1 Irradiación global horizontal

Es la radiación solar que llega sobre la tierra, sobre el plano horizontal. Al año 2019 se registró a través de la estación meteorológica de la Universidad de Piura los datos citados en la Tabla 6.

Tabla 6

Datos de irradiación global horizontal promedio por día en Piura

Mes	Irradiación Global Horizontal [MJ/m ²]
Enero	19.93
Febrero	17.73
Marzo	21.25
Abril	22.13
Mayo	19.98
Junio	19.26
Julio	19.31
Agosto	20.92
Setiembre	22.38
Octubre	22.67
Noviembre	20.62
Diciembre	21.09

Nota. Adaptado de estación meteorológica de la Universidad de Piura (2019).

Los datos obtenidos corresponden a la irradiación sobre un plano horizontal, por lo que se debe aplicar una conversión a una superficie inclinada. Dicha inclinación permite captar de forma óptima la radiación solar, por ende, una mayor generación de energía eléctrica de los módulos fotovoltaicos.

3.2.2 *Inclinación óptima de módulos fotovoltaicos*

La inclinación óptima en que se deben encontrar los módulos fotovoltaicos se ve definida por las coordenadas angulares: ángulo de acimut (α) y ángulo de inclinación (β).

Ángulo de acimut (α): se forma entre la proyección sobre el plano horizontal, de la perpendicular a la superficie del módulo fotovoltaico y la dirección sur. Tiene valor de 0° si coincide con la orientación sur, positivo hacia el oeste y negativo hacia oeste.

Ángulo de inclinación (β): se forma entre la superficie del módulo fotovoltaico y su horizontal. Tiene valor de 0° si se coloca horizontal y 90° si es en vertical.

El acimut óptimo para que el sistema fotovoltaico pueda recibir la mayor cantidad de energía solar posible debe ser cero (α), así como la inclinación óptima estará en función a la latitud del lugar y el tipo de instalación, como se muestra en la Tabla 7.

Tabla 7

Criterios de inclinación óptima

Tipo de instalación	Uso	Inclinación Óptima ($\beta_{\text{ópt}}$)
Conectadas a la red	Anual	$\beta_{\text{ópt}} = \phi - 10$
Bombeo de agua	Anual	$\beta_{\text{ópt}} = \phi - 20$
Autónomas de consumo anual constante	Anual	$\beta_{\text{ópt}} = \phi + 10$

Nota. Adaptado de Santamaría y Castejón (2012).

$\beta_{\text{ópt}}$: Ángulo de inclinación óptimo de la superficie y su horizontal ($^\circ$).

ϕ : Latitud del lugar ($^\circ$).

Dado que Piura se encuentra en la latitud 5° , le correspondería un ángulo de inclinación óptimo de 15° .

3.2.3 *Irradiación global sobre un plano inclinado*

Definida la Irradiación global horizontal y el ángulo de inclinación óptimo, se puede calcular la Irradiación global sobre un plano inclinado mediante la siguiente ecuación:

$$G_{dm}(\beta_{\text{ópt}}) = \frac{G_{dm}(0)}{(1 - 4.46 * 10^{-4} * \beta_{\text{ópt}}) - (1.19 * 10^{-4} * \beta_{\text{ópt}}^2)}$$

Donde:

$G_{dm}(\beta_{\text{ópt}})$: Media mensual de irradiación global diaria sobre una superficie con ángulo de inclinación óptimo [kWh/m^2].

$G_{dm}(0)$: Media mensual de irradiación global diaria sobre superficie horizontal [kWh/m^2].

$\beta_{\text{ópt}}$: Ángulo de inclinación óptimo de la superficie ($^{\circ}$).

La Tabla 8 muestra los valores mensuales de irradiación sobre una superficie con ángulo de inclinación óptimo.

Tabla 8

Irradiación sobre superficie inclinada ($\beta_{\text{ópt}}$)

Mes	Irradiación Global Horizontal [MJ/m^2]	Irradiación sobre superficie con ángulo de inclinación óptimo $G_{dm}(\beta_{\text{ópt}})$ [MJ/m^2]	Irradiación sobre superficie con ángulo de inclinación óptimo $G_{dm}(\beta_{\text{ópt}})$ [kWh/m^2]
Enero	19.93	20.62	5.73
Febrero	17.73	18.34	5.09
Marzo	21.25	21.98	6.11
Abril	22.13	22.89	6.36
Mayo	19.98	20.67	5.74
Junio	19.26	19.93	5.54
Julio	19.31	19.98	5.55
Agosto	20.92	21.64	6.01
Setiembre	22.38	23.15	6.43
Octubre	22.67	23.45	6.51
Noviembre	20.62	21.33	5.93
Diciembre	21.09	21.82	6.06

Nota. Adaptado de estación meteorológica de la Universidad de Piura (2019).

El dimensionamiento del sistema se realizará considerando la irradiación sobre una superficie con ángulo de inclinación óptimo de valor crítico, en este caso es de $5.09 kWh/m^2$ y corresponde al mes de febrero, en donde se cuenta como mínimo de esta cantidad de recurso solar para su aprovechamiento.

3.2.4 Horas de sol

Las horas de sol hacen referencia al tiempo en el cual se presenta una irradiancia mayor a $200 W/m^2$ (CENSOLAR TOMO III, 2007). En la Tabla 9, se presentan los valores promedios diarios por cada mes, obtenidos de la data de la estación meteorológica de la Universidad de Piura.

Para el dimensionamiento del sistema se debe escoger las horas de sol considerando valor crítico. En este caso se cuenta con 7 horas, correspondiente al mes de febrero, es decir se asegura que como mínimo se dispone de esas horas de sol para su aprovechamiento.

Tabla 9

Horas de sol promedio en Piura

Mes	Horas de sol [h]
Enero	8.54
Febrero	7.64
Marzo	8.55
Abril	8.97
Mayo	8.64
Junio	8.46
Julio	8.36
Agosto	8.54
Setiembre	8.91
Octubre	8.92
Noviembre	8.68
Diciembre	9.10

Nota. Adaptado de estación meteorológica de la Universidad de Piura (2019).

3.3 Demanda energética

Se determina la demanda energética a través del análisis de las cargas a utilizar en el proyecto. Existen diferentes formas de establecer máxima demanda de una instalación. Se puede calcular acorde a la normativa establecida en el Código Nacional de Electricidad: Utilización (2006), el cual establece en su sección 050 los criterios de cargas de circuitos y factores de demanda. Para el caso de viviendas unifamiliares, establece los parámetros a seguir en función al área techada y consideraciones de cargas especiales como pueden ser sistemas de calefacción, cocinas eléctricas, calentadores de agua entre otros, y determinar así la máxima demanda de la instalación unifamiliar.

En la Tabla 10 se presenta la máxima demanda del caso de estudio considerando la normativa establecida en el Código Nacional de Electricidad: Utilización (2006).

Tabla 10*Máxima demanda de vivienda unifamiliar considerando normativa CNE*

Regla	Descripción	A(m2)	Pot. Inst. (W)	F.D.	M.D. (W)
050-110(1)	Área techada a considerar	230			
Regla	CARGAS DE ALUMBRADO Y TOMACORRIENTES				
050-200 Vivienda Unifamiliar					
Regla	Descripción		Pot. Inst. (W)	F.D.	M.D. (W)
050-200(1)(a)(i)	Carga Básica	90 m2	2500	1	2500
050-200(1)(a)(ii)	Carga adicional 90 m2	90 m2	1000	1	1000
050-200(1)(a)(ii)	Carga (fracción)	50 m2	1000	1	1000
			4500	1	4500
CARGAS DE CALEFACCIÓN					
050-200(1)(a)(iii)	No aplica		-	-	-
CARGAS DE COCINA ELÉCTRICA					
050-200(1)(a)(iv)	No aplica		-	-	-
CUALQUIER CARGA ADICIONAL > 1500W					
050-200(1)(a)(vi)	No aplica		-	-	-
CUALQUIER CARGA ADICIONA <=1500W					
050-200(1)(a)(vi)	Electrobomba (746 W)		746	1	746
	Motor sistema levadizo (260 W)		520	1	520
	Total		5766		5766

Un suministro de 5.766 kW puede abastecer y cubrir la máxima demanda de la instalación. Sin embargo, al conocer las cargas (artefactos eléctricos) se puede evaluar y realizar una estimación de la máxima demanda a emplear en la vivienda unifamiliar. Se detalla en la Tabla 11 las cargas a considerar en la instalación.

Tabla 11*Máxima demanda de vivienda unifamiliar considerando cargas*

Descripción	P. I. [W]	Cantidad	F.D.	M.D. [W]	Horas de uso [h]	Consumo diario [Wh]
Televisor	100	4	0.5	200	4	480
Refrigeradora	500	1	1	500	24	7200
Ventilador	60	2	0.6	72	3	129.6
Olla arrocera	900	1	0.5	450	0.5	135
Plancha	1000	1	0.7	700	1	420
Microondas	900	1	0.4	360	0.5	108
Laptop	65	4	0.5	130	4	312
Licuada	450	1	0.5	225	0.5	67.5
Electrobomba	746	1	0.5	373	1	223.8
Motor sistema levadizo	260	2	0.5	260	0.5	78
Electrobomba piscina	238	1	0.5	119	6	428.4
Alumbrado	20	66	0.6	792	6	2851.2
Tomacorriente	100	50	0.5	2500	5	7500
		F.S.	0.6	6681	-	-
			Total	4008.6		19933.5

Según el Código Nacional de Electricidad: Utilización (2006), en su sección 070 Métodos de Alambrado, en el apartado 070-3000 se precisa el número de salidas por circuito, indicándose como máximo 12 salidas en cualquier circuito derivado, por lo que se deberá tener en cuenta para los circuitos de alumbrado y tomacorriente.

Para las cargas presentes en la instalación, un suministro convencional de 4 kW puede abastecer y cubrir la máxima demanda calculada; a su vez, se registra un consumo diario aproximado de 20 kWh.

Conociendo las cargas a emplear en el proyecto, se reduce la máxima demanda en 30.48%. Con esto se puede dimensionar un sistema fotovoltaico para abastecer el 100% de la instalación. Es técnicamente posible, sin embargo, se debe considerar las disposiciones normativas sobre la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables, además de gestionar y hacer un uso eficiente de la energía eléctrica.

Al encontrarse pendiente de regulación de venta del excedente de energía eléctrica generada a través de fuentes renovables, se han establecido tres alternativas para el diseño del suministro eléctrico mediante el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica para el caso de estudio, a fin de realizar una comparativa de diferentes tecnologías y consumos.

Las propuestas buscan a su vez gestionar y hacer un uso eficiente de la energía eléctrica mediante la gestión de hábitos de consumo del usuario residencial. Al establecer horarios de consumo, se utilizarán todas las cargas posibles durante las horas de generación de energía eléctrica, y así evitar usar cargas adicionales en el horario donde se empleará la energía almacenada, lo que permitirá un óptimo diseño del sistema fotovoltaico.

- Propuesta 1

Se buscará abastecer el total de la energía que consumen las cargas a diario mediante un sistema fotovoltaico. Este consumo se disgregará teniendo en cuenta un consumo directo entre las horas de generación de energía eléctrica (horas de sol), de 10:00 a.m. a 4:00 p.m., y lo consumido entre las 5:00 p.m. a 9:00 a.m. será abastecido mediante un sistema de baterías. En la Tabla 12 se detalla el consumo estimado para la propuesta 1 segmentado en los horarios establecidos.

Esta propuesta tiene en cuenta utilizar la mayor cantidad de energía durante las horas de generación de energía fotovoltaica, y disminuir así la energía a almacenar, por lo que se indica hacer uso de artefactos como la olla arrocera, plancha, microondas, licuadora, electrobomba y electrobomba de piscina en su totalidad en el horario de 10 a.m. a 4 p.m. Existen cargas que se usarán parcialmente entre ambos horarios descritos como lo son el televisor, refrigeradora, ventilador, laptop, motor sistema levadizo, ya que, de emplearse completamente horas de generación de energía, afectaría en el confort del usuario y existirán cargas, como la iluminación, que su uso predomina de 5 p.m. a 9 a.m.

Tabla 12*Consumo de propuesta 1*

Descripción	Pot. Inst. [W]	Cantidad	F.D.	M.D. [W]	Horas de uso [h]	Consumo diario [Wh]	Consumo 10 a.m. - 4 p.m. [Wh]	Consumo 5 p.m. - 9 a.m. [Wh]
Televisor	100	4	0.5	200	4	480	240	240
Refrigeradora	500	1	1	500	24	7200	2100	5100
Ventilador	60	2	0.6	72	4	172.8	86.4	86.4
Olla arrocera	900	1	0.5	450	0.5	135	135	-
Plancha	1000	1	0.7	700	1	420	420	-
Microondas	900	1	0.4	360	0.5	108	108	-
Laptop	65	4	0.5	130	4	312	156	156
Licuada	450	1	0.5	225	0.5	67.5	67.5	-
Electrobomba	746	1	0.5	373	1	223.8	223.8	-
Motor sistema levadizo	260	2	0.5	260	0.5	78	39	39
Electrobomba piscina	238	1	0.5	119	6	428.4	428.4	-
Alumbrado	20	66	0.6	792	6	2851.2	-	2851.2
		F.S.	0.6	4181	-	-	-	-
			Total	2508.6		12476.70	4004.10	8472.60

El consumo de las cargas realizado por la instalación asciende a un valor de 12476.70 Wh. Se emplearán 4004.10 Wh en el horario de generación de la energía eléctrica, y la energía necesaria en el horario de 5 p.m. a 9 a.m., será suministrado mediante un sistema de acumulación.

- Propuesta 2

Se suministrará parcialmente aproximadamente al 70% del consumo total de la instalación. Serán las mismas horas de generación eléctrica (horas de sol), entre 10:00 a.m. a 4:00 p.m. y se contará con un sistema de acumulación para abastecer las cargas a emplear de 5 p.m. a 9 a.m. La Tabla 13 precisa el consumo estimado para la propuesta 2, en los horarios establecidos.

Esta propuesta considera emplear la mayor cantidad de cargas durante las horas de generación de energía, y disminuir así la energía a almacenar, sin embargo, limita la cantidad de artefactos a utilizar, así como sus horas de uso, buscando la mínima afectación en el confort del usuario, sin embargo, existirán cargas como la refrigeradora, que necesitarán de energía adicional para su adecuado funcionamiento y esta deberá ser obtenida mediante la red eléctrica, la cual es variable.

Tabla 13*Consumo de propuesta 2*

Descripción	Pot. Inst. [W]	Cantidad	F.D.	M.D. [W]	Horas de uso [h]	Consumo diario [Wh]	Consumo 10 a.m. - 4 p.m. [Wh]	Consumo 5 p.m. - 9 a.m. [Wh]
Televisor	100	2	0.5	100	2	120	60	60
Refrigeradora	500	1	1	500	21.5	6450	2100	4350
Ventilador	60	1	0.6	36	2	43.2	21.6	21.6
Olla arrocera	900	1	0.5	450	0.5	135	135	-
Plancha	1000	1	0.7	700	1	420	420	-
Microondas	900	1	0.4	360	0.5	108	108	-
Laptop	65	2	0.5	65	4	156	78	78
Licuada	450	1	0.5	225	0.5	67.5	67.5	-
Electrobomba	746	1	0.5	373	1	223.8	223.8	-
Motor sistema levadizo	260	2	0.5	260	0.5	78	39	39
Electrobomba piscina	238	1	0.5	119	6	428.4	428.4	-
Alumbrado	20	12	0.6	144	6	518.4	-	518.4
		F.S.	0.6	3332	-	-	-	-
			Total	1999.2		8748.3	3681.3	5067

El consumo de las cargas realizado por la instalación asciende a un valor de 8748.3 Wh. Se emplearán 3681.3 Wh en el horario de generación de la energía eléctrica, y la energía necesaria en el horario de 5 p.m. a 9 a.m., será suministrado mediante un sistema de acumulación.

- Propuesta 3

Se obtendrá la energía que se consuma en el mismo día sin un sistema de acumulación. Solo se tendrán en cuenta las horas de generación eléctrica (horas de sol), entre 10:00 a.m. y 4:00 p.m. y se abastecerá las cargas que funcionen durante ese horario como se detalla en la Tabla 14.

Esta propuesta suministrará la energía requerida a las cargas de horario de 10 a.m. a 4 p.m., limitando la cantidad de artefactos a emplear y sus horas de uso, a su vez, al carecer de un sistema de almacenamiento de energía, dependerá de las condiciones de la red eléctrica para el suministro energético en el horario de 5 p.m. a 9 a.m.

El consumo de las cargas realizado por la instalación asciende a un valor de 4021.50 Wh, el cual deberá ser abastecido y consumido en su totalidad por el usuario en las horas de generación de energía. Este valor representa el 32.23 % del consumo total.

Tabla 14*Consumo de propuesta 3*

Descripción	Pot. Inst. [W]	Cantidad	F.D.	M.D. (W)	Horas de uso [h]	Consumo diario [Wh]	Consumo 10 a.m. - 4 p.m. [Wh]
Televisor	100	2	0.5	100	4	240	240
Refrigeradora	500	1	1	500	7	2100	2100
Ventilador	60	1	0.6	36	3	64.8	64.8
Olla arrocera	900	1	0.5	450	0.5	135	135
Plancha	1000	1	0.7	700	1	420	420
Microondas	900	1	0.4	360	0.5	108	108
Laptop	65	2	0.5	65	4	156	156
Licuadaora	450	1	0.5	225	0.5	67.5	67.5
Electrobomba	746	1	0.5	373	1	223.8	223.8
Motor sistema levadizo	260	2	0.5	260	0.5	78	78
Electrobomba piscina	238	1	0.5	119	6	428.4	428.4
		F.S.	0.6	3188	-	-	-
			Total	1912.8		4021.50	4021.50

- Tensión de trabajo para el proyecto

La tensión nominal de trabajo del proyecto viene fijada por las cargas que se desea alimentar, en función a la máxima demanda, y se establece según la Tabla 15.

Tabla 15*Tensión nominal del proyecto*

Potencia	Tensión nominal
$P \leq 800 \text{ W}$	12 V
$800 < P \leq 1600 \text{ W}$	24 V
$1600 < P \leq 3200 \text{ W}$	48 V
$P > 3200 \text{ W}$	120 o 300 V

Nota. Adaptado de Santamaría y Castejón (2012).

La máxima demanda del proyecto de las diferentes propuestas varían entre 1912.8 W y 2508.6 W, por lo que corresponde una tensión nominal del sistema de 48 V para las tres situaciones.

3.4 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

Se detalla los pasos a seguir para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, considerando para el dimensionamiento del generador fotovoltaico, el sistema de baterías, el regulador y el inversor, la guía de Santamaría y Castejón (2012).

3.4.1 Cálculo del generador fotovoltaico

3.4.1.1 Número de módulos fotovoltaicos. El dimensionado del generador fotovoltaico depende del consumo eléctrico de la instalación y la radiación solar incidente en el lugar, considerando la radiación más desfavorable. El mínimo valor de potencia del generador fotovoltaico (P_{Gmin}) se calcula:

$$P_{Gmin} = \frac{W_d * G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) * PR}$$

Donde:

P_{Gmin} : Potencia mínima del generador [W].

W_d : Consumo diario de energía [kWh].

G_{CEM} : Irradiancia en condiciones estándar [constante de valor 1000 W/m^2].

$G_{dm}(\alpha, \beta)$: Valor medio mensual de irradiación diaria sobre la superficie del generador inclinada un ángulo β y orientado un acimut α [kWh/m^2].

PR: Factor global de funcionamiento.

Valores típicos de PR:

- Sistema con inversor: PR = 0.7
- Sistemas con inversor, batería y regulador de carga: PR = 0.6
- Sistema con batería y regulador de carga (sin inversor): PR = 0.7

La selección del módulo fotovoltaico dependerá de la tensión del sistema de acumulación, y la potencia del generador fotovoltaico debe ser superior a la potencia mínima calculada. Con el fin de no sobredimensionar el generador, la potencia del generador fotovoltaico (P_G) no debe superar el 20% del valor de P_{Gmin} , es decir se debe cumplir: $P_{Gmin} \leq P_G \leq 1.2 * P_{Gmin}$.

Tabla 16

Potencia de generador fotovoltaico por propuesta

	Propuesta 1	Propuesta 2	Propuesta 3
$W_d(\text{Wh})$	12476.70	8748.30	4021.50
$P_{Gmin}(W)$	4085.36	2864.54	1128.69
$1.2 * P_{Gmin}(W)$	4902.44	3437.45	1354.42

En la Tabla 16 se presentan los valores de consumo diario de energía por propuesta, así como los valores entre los que se deberá encontrar la potencia del generador.

El número de módulos para el sistema fotovoltaico puede ir en arreglos, conectados en serie, paralelo, serie-paralelo y para determinar el número total se debe cumplir:

$$N_t = N_p * N_s \geq P_{Gmin}/W_p$$

Donde:

N_t : Número total de módulos fotovoltaicos.

N_p : Número de módulos fotovoltaicos en paralelo.

N_s : Número de módulos fotovoltaicos en serie.

W_p : Potencia de un módulo fotovoltaico.

- Número módulos fotovoltaicos en serie

$$N_s = \frac{V_{trabajo}}{V_{módulo\ fotovoltaico}}$$

Al ser los módulos fotovoltaicos de características iguales se cumple:

Potencia nominal de módulos fotovoltaicos en serie:

$$P_s = N_s * W_p$$

Tensión en $P_{máx}$ de módulos fotovoltaicos en serie:

$$V_{max,s} = N_s * V_{mp}$$

Tensión de corto circuito de módulos fotovoltaicos en serie:

$$V_{s,oc} = N_s * V_{oc}$$

Corriente en $P_{m\acute{a}x}$ de módulos fotovoltaicos en serie:

$$I_s = I_{mp}$$

Corriente de corto circuito de módulos fotovoltaicos en serie:

$$I_{s,oc} = I_{sc}$$

- Número módulos fotovoltaicos en paralelo

$$N_p = \frac{N_t}{N_s}$$

Al ser los módulos de características iguales se cumple:

Potencia nominal de módulos fotovoltaicos en paralelo:

$$P_p = N_p * W_p$$

Tensión en $P_{m\acute{a}x}$ de módulos fotovoltaicos en paralelo:

$$V_p = V_{mp}$$

Tensión de corto circuito de módulos fotovoltaicos en paralelo:

$$V_{p,oc} = V_{oc}$$

Corriente en $P_{m\acute{a}x}$ de módulos fotovoltaicos en paralelo:

$$I_p = N_p * I_{mp}$$

Corriente de corto circuito de módulos fotovoltaicos en paralelo:

$$I_{p,oc} = N_p * I_{sc}$$

Para el arreglo de módulos se trabajará con la conexión serie-paralelo, con lo cual se busca optimizar el rendimiento energético de todo el sistema.

Al ser los módulos fotovoltaicos de características iguales se cumple:

Potencia nominal del generador fotovoltaico:

$$P_G = N_s * N_p * W_p$$

Tensión del generador fotovoltaico en $P_{m\acute{a}x}$:

$$V_{G,mp} = N_s * V_{mp}$$

Tensión de corto circuito del generador fotovoltaico en $P_{m\acute{a}x}$:

$$V_{G,oc} = N_s * V_{oc}$$

Corriente en $P_{m\acute{a}x}$ del generador fotovoltaico:

$$I_{G,mp} = N_p * I_{mp}$$

Corriente de corto circuito del generador fotovoltaico:

$$I_{G,sc} = N_p * I_{sc}$$

En el cálculo y selección de módulos fotovoltaicos por propuesta, se tendrá tres modelos a diferentes potencias para abastecer el sistema como se muestra en la Tabla 17. Se indica sus principales parámetros, así como el número de módulos necesarios para el generador fotovoltaico.

Para la propuesta 1 se observa que la menor cantidad de módulos para el arreglo se obtendría con los módulos Eco Green de 550W, igual para la propuesta 2. En la propuesta 3 se puede observar que se necesitaran la misma cantidad de módulos Eco Green de 550W y Jinko Solar 325 W, sin embargo, se empleará para el diseño los módulos Jinko Solar 325 W ya que estos no superan el 20% de la potencia mínima indicada, evitando generar mayor energía eléctrica a la necesaria.

Las características descritas de los módulos fotovoltaicos, considera las especificaciones STC (Standard Test Conditions) de los módulos fotovoltaicos, con una irradiancia de 1000 W/m^2 , a una temperatura de 25 °C y una masa de aire de 1.5.

Tabla 17*Selección de módulo fotovoltaico*

Propuesta de módulos fotovoltaicos			
Módulo Fotovoltaico	ERA 200 W Policristalino	Jinko Solar 325W Policristalino	Eco Green 550W Monocristalino
Potencia Pico (P_{max}) [W]	200	325	550
Tensión en punto de P_{max} (V_{mp}) [V]	18.2	37.6	40.98
Corriente en el punto de P_{max} (I_{mp}) [A]	11	8.66	13.42
Tensión de corto circuito (V_{oc}) [V]	22.7	46.7	49.68
Corriente de corto circuito (I_{sc}) [A]	11.86	9.10	14.01
Eficiencia del módulo (%)	15.1	16.75	21.28
Temperatura de funcionamiento [°C]	45°C	-40 °C ... +85 °C	-40 °C ... +85 °C
Tensión máxima de salida [V]	1000 V/DC	1000 V/DC	1500 V/DC
Número de módulos en propuestas	Propuesta 1	Propuesta 2	Propuesta 3
ERA 200 W Policristalino	20.43	14.32	5.64
Total de módulos	24	16	8
Módulos en serie	4	4	4
Módulos en paralelo	6	4	2
Jinko Solar 325W Policristalino	12.57	8.81	3.47
Total de módulos	14	10	4
Módulos en serie	2	2	2
Módulos en paralelo	7	5	2
Eco Green 550W Monocristalino	7.43	5.21	2.05
Total de módulos	8	6	4
Módulos en serie	2	2	2
Módulos en paralelo	4	3	2

En la Tabla 18, se presenta el detalle de los principales parámetros eléctricos del generador fotovoltaico para cada propuesta, evidenciando que la potencia generada para todas las propuestas se encuentra dentro del rango establecido en la Tabla 16, evitando así sobredimensionar el diseño.

Tabla 18*Parámetros de generador fotovoltaico*

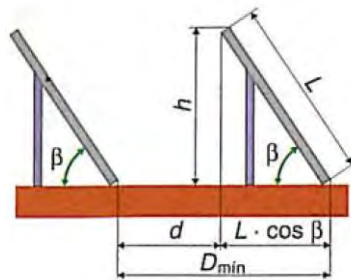
Propuesta de módulos fotovoltaicos			
Principales parámetros	Propuesta 1	Propuesta 2	Propuesta 3
Potencia Pico de un módulo (P_{max}) [W]	550	550	325
Potencia de generador fotovoltaico (P_G) [W]	4400	3300	1300
Tensión del generador fotovoltaico en P_{max} ($V_{G,mp}$) [V]	81.96	81.96	75.2
Corriente en P_{max} del generador fotovoltaico ($I_{G,mp}$) [A]	53.68	16.42	17.32
Tensión de corto circuito del generador fotovoltaico en P_{max} ($V_{G,oc}$) [V]	99.36	99.36	93.4
Corriente de corto circuito del generador fotovoltaico ($I_{G,sc}$) [A]	56.04	42.03	18.2

3.4.1.2 Orientación de paneles fotovoltaicos. En aplicaciones de utilización anual, la orientación óptima de la superficie del panel fotovoltaico depende del hemisferio en que se encuentre situado, al encontrarnos en el hemisferio sur, se debe orientar hacia el norte y un acimut de valor nulo (Santamaría y Castejón, 2012).

3.4.1.3 Distancia mínima entre filas de módulos fotovoltaicos. Es la distancia mínima entre la parte inferior de una fila y la siguiente, con lo que se garantiza un mínimo de 4 horas de sol, ver Figura 12.

Figura 12

Distancia mínima entre filas de módulos fotovoltaicos



Nota. Adaptado de Santamaría y Castejón (2012).

Para el cálculo se cumple:

$$d = \frac{h}{\operatorname{tg}(61^\circ - \phi)}$$

$$D_{\min} = d + L * \cos\beta$$

Donde:

d: Distancia mínima (m).

h: Altura proyectada sobre la vertical del módulo fotovoltaico (m).

ϕ : Latitud del lugar ($^\circ$).

L: Longitud del módulo fotovoltaico.

β : inclinación de los módulos fotovoltaicos.

D_{\min} : Distancia mínima entre filas de módulos.

Utilizando las especificaciones técnicas de los módulos fotovoltaicos por propuesta, y los datos obtenidos de inclinación y latitud, $\beta = 15^\circ$, $\phi = 5^\circ$, $L1 = L2 = 2.279 \text{ m}$ y $L3 = 1.956 \text{ m}$, se determina la distancia mínima para cada propuesta y se indica en la Tabla 19.

Tabla 19

Distancia mínima de módulos fotovoltaicos

	Propuesta 1	Propuesta 2	Propuesta 3
L (m)	2.279	2.279	1.956
h (m)	0.59	0.59	0.51
d (m)	0.39	0.39	0.34
Dmin (m)	2.59	2.59	2.23

3.4.2 Cálculo de baterías

Se deberá calcular el número de baterías necesarias para proporcionar la energía eléctrica en la noche y en días de baja o nula insolación. El consumo diario de corriente se define:

$$Q_d = \frac{W_d}{U_n}$$

Donde:

Q_d : Consumo diario de corriente [Ah/día].

W_d : Consumo diario de energía [Wh].

U_n : Tensión nominal del sistema [V].

La tensión nominal del sistema se estableció en 48 V y para calcular la capacidad total el sistema de acumulación se tiene:

$$C_n = \frac{Q_d * A}{PD_{max} * \eta_{inv} * \eta_{rb}}$$

Donde:

C_n : Capacidad total del sistema en un tiempo de descarga de 20 horas [Ah]

Q_d : Consumo diario de corriente [Ah].

A: Número de días de autonomía [1 día].

PD_{max} : Profundidad de descarga máxima (50%).

η_{inv} : Rendimiento del inversor (94%).

η_{rb} : Rendimiento del conjunto de batería y regulador de carga (90%).

Para evitar sobredimensionamientos, se deberá considerar que el valor de la capacidad del sistema de acumulación no exceda 25 veces la corriente de cortocircuito en condiciones estándar del generador fotovoltaico, es decir:

$$C_n \leq 25 * I_{G,sc}$$

- Número de baterías en serie:

$$N_{baterias\ serie} = \frac{V_{trabajo}}{V_{batería}}$$

- Número de baterías en paralelo:

$$N_{baterias\ paralelo} = \frac{C_n}{C_b}$$

Donde:

C_n : Capacidad total del sistema en un tiempo de descarga de 20 horas [Ah].

C_b : Capacidad de batería [Ah].

- Para el cálculo del total de baterías se cumple:

$$N_b = N_{bs} * N_{bp}$$

Donde:

N_b : Número de baterías.

N_{bs} : Número de baterías en serie.

N_{bp} : Número de baterías en paralelo.

En el cálculo de número de baterías se tendrá tres modelos de diferentes capacidades de carga con el fin de realizar una comparativa y seleccionar el adecuado para el dimensionamiento del sistema, como se muestra en la Tabla 20.

Considerando las características de almacenamiento, y cantidad de baterías necesarias para ambas propuestas, se observa que la mejor opción es del proveedor Tensite Gel 12-300, debido a que necesitará la menor cantidad de baterías. A su vez, se verifica en ambos casos el no exceder 25 veces la corriente de cortocircuito.

Propuesta 1: $C_n \leq 25 * I_{G,SC}$, $417.29Ah \leq 25 * 56.04Ah$, $415.37Ah \leq 1401Ah$.

Propuesta 2: $C_n \leq 25 * I_{G,SC}$, $249.56Ah \leq 25 * 42.03Ah$, $231.02Ah \leq 1050.75Ah$.

Tabla 20*Selección de batería*

Propuesta de baterías			
Modelo	AGM DC12-100	OPzV12-200	GEL12-300
Tensión nominal [V]	12	12	12
Capacidad C_n [Ah]	100	200	300
Peso [kg]	27	73	67
Dimensiones [mm]	329x172x218	521x268x220	520x268x220
Tipo de terminal	M8	F14	M8
Resistencia interna ($m\Omega@25\text{ }^\circ\text{C}$)	4.3	5	2
Temperatura de operación [$^\circ\text{C}$]	-15 $^\circ\text{C}$... + 40 $^\circ\text{C}$	-40 $^\circ\text{C}$... + 60 $^\circ\text{C}$	-20 $^\circ\text{C}$... + 40 $^\circ\text{C}$
Propuesta 1			
Consumo diario [Ah/día]	176.51		
Capacidad sistema [Ah]	417.29		
Modelo	AGM DC12-100	OPzV12-200	GEL12-300
Baterías serie	4	4	4
Baterías paralelo	4.17	2.78	1.39
Baterías paralelo total	5	3	2
Total de baterías	20	12	8
Propuesta 2			
Consumo diario [Ah/día]	105.56		
Capacidad sistema [Ah]	249.55		
Modelo	AGM DC12-100	OPzV12-200	GEL12-300
Baterías serie	4	4	4
Baterías paralelo	2.49	1.25	0.83
Baterías paralelo total	3	2	1
Total de baterías	12	8	4

3.4.3 Cálculo del regulador

Para determinar el regulador se debe tener en cuenta su corriente y se cumple:

$$I_{regulador} = 1.25 * I_{G,sc}$$

Se busca un regulador que permita trabajar con corrientes mayores a la calculada, a su vez se debe considerar:

- La tensión de trabajo coincide con la tensión del sistema de baterías (48V).
- La tensión máxima a la entrada no debe superar la tensión máxima de circuito abierto generada por los módulos fotovoltaicos.

Ya que se busca obtener la máxima eficiencia posible de cada módulo fotovoltaico, se empleará un regulador de carga de tecnología MPPT, tecnología con seguidor del punto de máxima potencia y la corriente por propuesta será de:

$$\text{Propuesta 1: } I_{\text{regulador}} = 1.25 * 56.04 = 70.05 \text{ A}$$

$$\text{Propuesta 2: } I_{\text{regulador}} = 1.25 * 42.03 = 52.54 \text{ A}$$

En la propuesta 1 se puede emplear el regulador SmartSolar MPPT 150V 85A Victron Energy. En la propuesta 2 se usará el regulador de carga SmartSolar MPPT 150 V 60 A Victron Energy, y se detallan sus principales parámetros en la Tabla 21.

Tabla 21

Principales características de reguladores de carga

Modelo	SmartSolar MPPT 150V 85A Victron Energy	SmartSolar MPPT 150 V 60 A Victron Energy
Tensión de la batería	48 V	48 V
Corriente de carga nominal	85 A	60 A
Potencia FV nominal, 48 V	4900 W	3440 W
Tensión máxima del circuito abierto	150 V en las condiciones más frías 145 en arranque y funcionamiento al máximo	150 V en las condiciones más frías 145 en arranque y funcionamiento al máximo
Eficacia máxima	98%	9%
Autoconsumo, 48 V	20 mA	20 mA
Temperatura de operación	-30 °C ... +60 °C	-30 °C ... +60 °C

3.4.4 Cálculo del inversor

- Su tensión de trabajo coincide con la nominal del sistema de baterías (48 V).
- La potencia nominal del inversor se calcula con la suma de todas las potencias de los receptores que puedan funcionar de forma simultánea.

El inversor deberá generar energía de calidad similar a la suministrada por la distribuidora, por lo que se utilizará un inversor de onda senoidal pura y que funcione con una tensión de trabajo de 48 V. Para la propuesta 1 debe suministrar una potencia de 2508.6 W, para la propuesta 2 una potencia de 1999.2 W y para la propuesta 3 soportar una potencia de 1912.8 W.

El inversor Phoenix Smart 48 V 3000 VA Victron Energy cumple con las especificaciones descritas para la propuesta 1, mientras que el inversor Phoenix Smart 48 V 2000 VA Victron Energy satisface el requerimiento para la propuesta 2 y 3. Sus principales características se muestran en la Tabla 22.

Tabla 22

Principales características de inversores

Modelo	Inversor Phoenix Smart 48 V 3000 VA	Inversor Phoenix Smart 48 V 2000 VA
Rango de tensión de entrada [VDC]	37.2 - 68 V	37.2 - 68 V
Salida	230 V \pm 2% / 50/60 Hz \pm 0.1%	230 V \pm 2% / 50/60 Hz \pm 0.1%
Potencia de salida a 25°C [VA]	3000	2000
Potencia de salida a 40 °C [W]	2200	1600
Pico de potencia [VA]	6000	4000
Eficiencia máxima	95%	94%
Consumo en vacío	15 W	11 W

3.5 Conductores

Se debe dimensionar adecuadamente la sección del conductor de cada tramo del sistema fotovoltaico, con la finalidad de minimizar las caídas de tensión. Para su cálculo se considera la máxima caída de tensión permitida debido a la circulación de corriente por los conductores. Está establecido que, la caída de tensión entre el generador fotovoltaico y la instalación interna no debe superar el 4% (Ministerio de Energía y Minas, 2005).

- **Tramos característicos de una instalación fotovoltaica**

Para el cálculo de las secciones de los conductores, se determinan los datos de intensidades, tensiones y longitudes, según se muestra a continuación y se realiza tomando como guía a Santamaría y Castejón (2012).

Para las propuestas 1 y 2 donde emplea módulos fotovoltaicos, sistema de baterías, regulador de carga e inversor, y se definen los siguientes tramos:

- **Tramo 1: Conexión de módulos fotovoltaicos conectados en serie de cada cadena a la caja de conexiones.**

Se considera la corriente de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos en condiciones estándar (STC), y se aplica un coeficiente de 1.25 ($I_1 = 1.25 * I_{sc}$). Longitud del tramo: $L_1 = 3 \text{ m}$.

- **Tramo 2: Conexión entre la caja de conexiones de los módulos fotovoltaicos al regulador de carga.**

Se considera la corriente de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos en condiciones estándar (STC), y se aplica un coeficiente de 1.25 ($I_2 = 1.25 * I_{G,sc}$). Longitud del tramo: $L_2 = 4 \text{ m}$.

- **Tramo 3: Conexión entre el regulador de carga con el sistema de baterías.**

Se considera la corriente de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos en condiciones estándar (STC), y se aplica un coeficiente de 1.25 ($I_3 = 1.25 * I_{G,sc}$). Longitud del tramo: $L_3 = 1 \text{ m}$.

- **Tramo 4: Conexión entre el regulador de carga con el inversor.**

Con la potencia nominal del inversor elegido, el rendimiento y la tensión nominal del sistema, se puede calcular la intensidad nominal a la entrada del inversor ($I_{inv,cc}$), y se aplica un coeficiente de 1.25 ($I_4 = 1.25 * I_{inv,cc}$). Longitud del tramo: $L_4 = 0.5 \text{ m}$.

$$I_{inv,cc} = \frac{P_{inv}}{\eta_{inv} * V_{trabajo}}$$

- **Tramo 5: Conexión entre el inversor y el tablero general.**

Con la potencia nominal del inversor elegido, el rendimiento y la tensión nominal de la instalación de utilización, se puede calcular la intensidad nominal a la salida del inversor ($I_{inv,ca}$), y se aplica un coeficiente de 1.25 ($I_5 = 1.25 * I_{inv,ca}$). Longitud del tramo: $L_5 = 0.5 \text{ m}$.

$$I_{inv,ca} = \frac{P_{inv}}{V_{instalación}}$$

Se realiza el reparto de caída de tensión permitida entre los tramos de línea 1, 2, 4 y 5. Al tramo 3 le corresponderá la misma caída de tensión que la suma de caídas de los tramos 1 y 2, cumpliéndose:

Longitud de la trayectoria de corriente más desfavorable (tramos 1, 2, 4 y 5)

$$L_t = L_1 + L_2 + L_4 + L_5$$

Caída de tensión por unidad de longitud: $\Delta V_u = \frac{\Delta V\%}{L_t}$

Reparto de caída de tensión por tramo de línea:

$$\text{Tramo 1: } \Delta V_{tramo\ 1} = \Delta V_u * L_1$$

$$\text{Tramo 2: } \Delta V_{tramo\ 2} = \Delta V_u * L_2$$

$$\text{Tramo 3: } \Delta V_{tramo\ 3} = \Delta V_{tramo\ 1} + \Delta V_{tramo\ 2}$$

$$\text{Tramo 4: } \Delta V_{tramo\ 4} = \Delta V_u * L_4$$

$$\text{Tramo 5: } \Delta V_{tramo\ 5} = \Delta V_u * L_5$$

Para el cálculo de la sección del conductor por caída de tensión se aplica la siguiente ecuación:

$$S = \frac{200 * l * I * \cos \varphi}{\Delta V_{tramo} * U * \gamma_{\theta}}$$

Donde:

S : Sección del conductor (mm^2).

γ_{θ} : Conductividad del conductor a la temperatura de trabajo “ θ ” $\left[\frac{s*m}{mm^2}\right]$

l : Longitud de la línea [m].

ΔV_{tramo} : Caída de tensión máxima permitida en la línea [%].

U : Tensión de la línea [V].

I : Intensidad de corriente prevista en la línea [A].

$\cos \varphi$: Factor de potencia de la carga al final de la línea.

Se tienen las siguientes consideraciones:

- En circuitos de corriente continua en sistemas monofásicos se utiliza la fórmula sin el término $\cos \varphi$.
- La conductividad del conductor será en función a la temperatura de servicio del cable, habitualmente de aislamiento termoestable, a $90^{\circ}C$. Para uno de aislamiento termoestable es de $\gamma_{90} = 45 \frac{s*m}{mm^2}$.

En la Tabla 23 se presentan los valores de corriente, longitud y caída de tensión por tramo para las propuestas 1 y 2. Definidos estos parámetros se puede dimensionar y seleccionar los conductores adecuados.

Tabla 23

Parámetros de cada tramo de propuesta 1 y 2

Tramo	Parámetros	Propuesta 1	Propuesta 2
Tramo 1	Corriente (I_1)	17.51 A	11.38 A
	Longitud (L_1)	3 m	3 m
	Caída de tensión ($\Delta V_{tramo 1}$)	1.5 %	1.5%
Tramo 2	Corriente (I_2)	70.05 A	52.54 A
	Longitud (L_2)	4 m	4 m
	Caída de tensión ($\Delta V_{tramo 2}$)	2%	2%
Tramo 3	Corriente (I_3)	70.05 A	52.54 A
	Longitud (L_3)	1 m	1 m

Tramo	Parámetros	Propuesta 1	Propuesta 2
	Caída de tensión ($\Delta V_{tramo\ 3}$)	3.5%	3.5 %
Tramo 4	Corriente (I_4)	83.11 A	55.41 A
	Longitud (L_4)	0.5 m	0.5 m
	Caída de tensión ($\Delta V_{tramo\ 4}$)	0.25 %	0.25%
Tramo 5	Corriente (I_5)	17.05 A	11.36 A
	Longitud (L_5)	0.5 m	0.5 m
	Caída de tensión ($\Delta V_{tramo\ 5}$)	0.25%	0.25%

La Tabla 24 muestra las secciones necesarias para cada tramo en las propuestas 1 y 2. Se utilizan cables INDECO THW-90, y se verificó que el calibre soporte la corriente calculada para cada tramo en las propuestas 1 y 2, sin embargo, en el tramo 3 se opta por emplear uno de sección de 16 y 10 mm^2 respectivamente, ya que ese calibre soportará la corriente que fluye en dichos tramos.

Tabla 24

Dimensionamiento de conductores por tramo de propuesta 1 y 2

Propuesta	Sección de tramo	Sección por caída de tensión (mm^2)	Calibre comercial THW-90 (mm^2)
1	Tramo 1 (S_1)	3.24	4
	Tramo 2 (S_2)	12.97	16
	Tramo 3 (S_3)	1.85	16
	Tramo 4 (S_4)	15.39	16
	Tramo 5 (S_5)	0.69	4
2	Tramo 1 (S_1)	2.11	4
	Tramo 2 (S_2)	9.73	10
	Tramo 3 (S_3)	1.39	10
	Tramo 4 (S_4)	10.26	10
	Tramo 5 (S_5)	0.46	4

En la propuesta 3, los tramos se reducen debido al menor número de componentes. Al emplearse módulos fotovoltaicos e inversor como elementos característicos de la instalación, se definen los siguientes tramos:

- **Tramo 1: Conexión de módulos fotovoltaicos conectados en serie de cada cadena a la caja de conexiones.**

Se considera la corriente de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos en condiciones estándar (STC), y se aplica un coeficiente de 1.25 ($I_1 = 1.25 * I_{sc}$). Longitud del tramo: $L_1 = 2\ m$.

- **Tramo 2: Conexión de la caja de conexiones al inversor.**

Se considera la corriente de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos en condiciones estándar (STC), y se aplica un coeficiente de 1.25 ($I_2 = 1.25 * I_{G,sc}$). Longitud del tramo: $L_2 = 3\ m$.

○ **Tramo 3: Conexión del inversor al tablero al tablero general.**

Con la potencia nominal del inversor elegido, el rendimiento y la tensión nominal de la instalación de utilización, se puede calcular la intensidad nominal a la salida del inversor ($I_{inv,ca}$), y se aplica un coeficiente de 1.25 ($I_3 = 1.25 * I_{inv,ca}$). Longitud del tramo: $L_3 = 1 \text{ m}$.

$$I_{inv,ca} = \frac{P_{inv}}{V_{instalación}}$$

En la Tabla 25 se indican los valores de corriente, longitud y caída de tensión por tramo para la propuesta 3 y en la Tabla 26 muestra las secciones necesarias. Se utilizan cables INDECO THW-90, y se verificó que el calibre calculado soporta la corriente que fluirá en cada tramo.

Tabla 25

Parámetros de cada tramo de propuesta 3

Tramo	Parámetros	Propuesta 1
Tramo 1	Corriente (I_1)	11.38 A
	Longitud (L_1)	2 m
	Caída de tensión ($\Delta V_{tramo 1}$)	1.33 %
Tramo 2	Corriente (I_2)	55.41 A
	Longitud (L_2)	3 m
	Caída de tensión ($\Delta V_{tramo 2}$)	2%
Tramo 3	Corriente (I_3)	11.36 A
	Longitud (L_3)	1 m
	Caída de tensión ($\Delta V_{tramo 3}$)	0.67%

Tabla 26

Dimensionamiento de conductores por tramo de propuesta 3

Sección de tramo	Sección por caída de tensión (mm^2)	Calibre comercial THW-90 (mm^2)
Tramo 1 (S_1)	1.58	4
Tramo 2 (S_2)	7.69	10
Tramo 3 (S_3)	0.34	4

3.6 Aparatos de maniobra y protección de un sistema fotovoltaico

El sistema fotovoltaico tiene un comportamiento eléctrico diferente al de una instalación eléctrica convencional. La corriente generada es en corriente continua, por lo que se debe considerar protecciones para este tipo de instalaciones. En caso de cortocircuito se producen

corrientes lo suficientemente elevadas para activar las protecciones habituales, a su vez los interruptores diferenciales convencionales solo funcionan en corriente alterna. Para el cálculo de los aparatos de maniobra y protección, se toma como guía a Santamaría y Castejón (2012).

3.6.1 Protección de módulos fotovoltaicos

Dentro del generador fotovoltaico, se pueden producir corrientes inversas en las ramas o módulos que por algún motivo disminuya su tensión de circuito abierto con respecto a la del generador. Para proteger a cada rama o módulos en paralelo, se emplean fusibles. Se dimensiona para actuar entre 1.5 y 2 veces la corriente de cortocircuito del sistema fotovoltaico (I_{sc}), a su vez, se comprueba que la tensión del fusible puede soportar por lo menos 1.2 la tensión de circuito abierto del generador ($V_{G,oc}$) en condiciones estándar (STC). Se ubica junto a cada rama de módulos fotovoltaicos.

Los valores de corriente y tensión de trabajo de los fusibles para la protección de los módulos fotovoltaicos por propuesta se presentan en la Tabla 27.

El modelo que se ajusta a las características de las propuestas 1 y 2 es el fusible DC 25A DC 22x58. Para la propuesta 3 se emplea el fusible DC 16A 10x38. Estos fusibles se instalan en portafusibles DC, para la propuesta 1 y 2 se utilizará portafusibles de 22x58, mientras que en la propuesta 3 se requerirán portafusibles de 10x38.

Tabla 27

Selección de protección de módulos fotovoltaicos

Parámetros	Propuesta 1	Propuesta 2	Propuesta 3
Corriente de fusible (I_f)	$21.02A \leq I_f \leq 28.02A$	$21.02A \leq I_f \leq 28.02A$	$13.65A \leq I_f \leq 18.2A$
Tensión del fusible (V_f)	$V_f \geq 119.23V$	$V_f \geq 119.23V$	$V_f \geq 112.08V$
Fusible	DC 25A 22x58	DC 25A 22x58	DC 16A 10x38

3.6.2 Interruptor general del generador fotovoltaico

Se dimensiona para abrir o cerrar el circuito fotovoltaico en condiciones de servicio. Debe soportar la corriente de cortocircuito del generador ($I_{G,sc}$) y la tensión de circuito abierto del generador ($V_{G,oc}$) en condiciones estándar (STC). Se ubica junto al regulador de carga para permitir la desconexión de los paneles fotovoltaicos del resto de los componentes.

En la Tabla 28 se detallan los valores de corriente y tensión de trabajo del interruptor termomagnético general por propuesta, así como el interruptor seleccionado.

Tabla 28*Selección de interruptor general del generador fotovoltaico*

Parámetros	Propuesta 1	Propuesta 2	Propuesta 3
Corriente interruptor (I_n)	$I_n \geq 56.04A$	$I_n \geq 42.03A$	$I_n \geq 18.2A$
Tensión interruptor (V_n)	$V_n \geq 99.36V$	$V_n \geq 99.36V$	$V_n \geq 93.4V$
Interruptor termomagnético	63A 600 VDC 2P ZJ BENY	50A 600 VDC 2P ZJ BENY	25A 300 VDC 1P ZJ BENY

El modelo de interruptor que se ajusta a las características de la propuesta 1 es de 63A 600 VDC 2P ZJ BENY, para la propuesta 2 es de 50A 600 VDC 2P ZJ BENY y para la propuesta 3 es de 25A 300 VDC 1P ZJ BENY. En las propuestas, los interruptores disminuyen de capacidad debido a que la corriente empleada es menor ya que se reduce el número de paneles.

3.6.3 Protección del sistema de baterías

En el circuito del sistema de la batería al regulador, pueden aparecer corrientes elevadas en caso de cortocircuito. Los conductores son de poca longitud y gran sección; además, la batería tiene una resistencia interna baja, de manera que la corriente de cortocircuito sólo está limitada por la suma de estas resistencias. Como sistema de protección que permita la desconexión del sistema de baterías contra cortocircuitos, se utiliza fusibles. Se dimensiona para actuar entre 1.5 y 2 veces la corriente de cortocircuito del sistema fotovoltaico ($I_{G,sc}$), además, se comprueba que la tensión del fusible soporte, al menos, 1.2 la tensión de circuito abierto del generador ($V_{G,oc}$) en condiciones estándar (STC). Se ubica junto al sistema de baterías y se instala el fusible en el conductor conectado al terminal positivo de la batería.

La corriente y tensión de trabajo de los fusibles para la protección del sistema de baterías de las propuestas 1 y 2 se presenta en la Tabla 29.

El modelo que se ajusta a las características de la propuesta 1 es el fusible DC 100A DC 22x58 y para la propuesta 2 se emplea el fusible DC 80A 10x38. Se instalan en portafusibles DC, para las propuestas 1 y 2 se utilizará el mismo portafusibles de 22x58.

Tabla 29*Selección de protección para sistema de baterías*

Parámetros	Propuesta 1	Propuesta 2
Corriente de fusible (I_f)	$84.06A \leq I_f \leq 112.08A$	$63.05A \leq I_f \leq 84.06A$
Tensión del fusible (V_f)	$V_f \geq 119.23V$	$V_f \geq 119.23V$
Fusible	DC 100A 22x58	DC 80A 22x58

3.6.4 Protección del inversor y los circuitos de utilización

Los circuitos de corriente alterna precisan de protecciones contra sobrecarga y cortocircuitos mediante interruptores automáticos magnetotérmicos bipolares, y frente a contactos directos e indirectos mediante los interruptores diferenciales. Ambos interruptores se dimensionan en función a la potencia y tensión nominal del inversor. La intensidad de corriente nominal debe ser como mínimo la corriente de salida del inversor ($I_{inv,ca}$) y su tensión nominal es la tensión del circuito de utilización (220V).

Los valores de corriente y tensión para la protección del inversor y los circuitos de utilización se presentan en la Tabla 30, así como los interruptores seleccionados.

La propuesta 1 contará con protección termomagnética de 16A ICN60N ABB Monofásico con un interruptor diferencial de 16A 10mA 230V, mientras que para las propuestas 2 y 3, debido a que disponen del mismo inversor, empleará la protección termomagnética y diferencial de 10A ICN60N ABB Monofásico y 16A 10mA 230V, respectivamente.

Tabla 30*Selección de protección de inversor y los circuitos de utilización*

Parámetros	Propuesta 1	Propuesta 2	Propuesta 3
Corriente interruptor (I_n)	$I_n \geq 13.64A$	$I_n \geq 9.09A$	$I_n \geq 9.09A$
Tensión interruptor (V_n)	$V_n \geq 220V$	$V_n \geq 220V$	$V_n \geq 220V$
Interruptor termomagnético	16A ICN60N ABB Monofásico	10A ICN60N ABB Monofásico	10A ICN60N ABB Monofásico
Interruptor diferencial	16A 10mA 230V	16A 10mA 230V	16A 10mA 230V

3.7 Estructura de soporte

Al plantearse la instalación fotovoltaica de forma estacionaria a lo largo del año, y con un ángulo de inclinación óptimo y fijo, se tendrá una estructura para ubicar y orientar los módulos fotovoltaicos.

El proveedor AutoSolar cuenta con kits de estructura de soporte para el generador fotovoltaico, el cual ya incluye todos los accesorios necesarios para su instalación. La propuesta 1 que consta de 8 módulos fotovoltaicos cuenta con una estructura para 8 paneles 144c 15° inclinada Falcat. En el caso de la propuesta 2 se puede disponer de una estructura para 6 módulos fotovoltaicos inclinado a 15° y en la propuesta 3 se empleará una estructura inclinada a 15° de 4 paneles.

3.8 Superficie de instalación del generador fotovoltaico

La superficie disponible deberá ser superior a la del generador fotovoltaico, con la que se asegurará una adecuada disposición y distancia mínima entre ellos con el fin de evitar las sombras de alguna proyección de los paneles y elementos de la instalación.

En el caso de estudio se dispone del área del segundo piso de 110 m^2 ; además, no se considera que algún elemento de la instalación provoque alguna sombra sobre la superficie del generador.

En la propuesta 1 y 2 las dimensiones de cada módulo fotovoltaico son de $1.134 \text{ m} \times 2.279 \text{ m}$, dando un área por módulo de 2.58 m^2 . En la propuesta 3 las dimensiones de cada módulo fotovoltaico son de $0.992 \text{ m} \times 1.956 \text{ m}$, resultando un área por módulo de 1.94 m^2 .

El área total del generador de la instalación corresponderá a multiplicar el área aproximada por el total de módulos. Para la propuesta 1 se necesitará un área aproximada de 20.64 m^2 , en la propuesta 2 un área aproximada de 15.48 m^2 y en la propuesta 3 un área aproximada de 7.76 m^2 .

Se comprueba así, que el área disponible es superior al total del generador fotovoltaico para las propuestas descritas (20.64 m^2 , 15.48 m^2 , $7.76 \text{ m}^2 < 110 \text{ m}^2$) siendo factible la instalación del generador fotovoltaico.

3.9 Viabilidad económica del proyecto

Mediante una evaluación económica del proyecto, se determinará la viabilidad de la instalación del sistema fotovoltaico.

Se indicará el presupuesto necesario para la implementación del sistema. Además, se estudiará la rentabilidad del proyecto mediante indicadores financieros, que precisarán la viabilidad del proyecto, así como una estimación del tiempo de recuperación de la inversión.

3.9.1 Presupuesto de implementación

Se detalla a continuación el presupuesto necesario para la implementación del proyecto. Los costos de los componentes se han obtenido de las siguientes tiendas online: Autosolar, Enelec Perú S.A.C. y Promelsa.

En la Tabla 31 se muestra el presupuesto para la implementación del sistema fotovoltaico de la propuesta 1.

Tabla 31

Presupuesto de implementación de propuesta 1

Equipo	Cantidad	Precio unitario (S/)	Precio Total (S/)
Panel solar EcoGreen 550W Monocristalino	8	1337.27	10698.16
Batería Tensite Gel 12-300	8	1433.74	11469.92
Regulador SmartSolar MPPT 150 V 85 A Victron Energy.	1	4124.3	4124.3
Inversor Phoenix Smart 48 V 3000 VA Victron Energy.	1	5759.52	5759.52
Conductor 4 INDECO THW-90.	3.5	3.75	13.13
Conductor 16 INDECO THW-90.	5.5	12	66
Fusible DC Solar Energy 25A 22x58.	4	5.3	21.2
Fusible DC Solar Energy 100A 22x58	1	23.73	23.73
Portafusible DC 22x58	5	83.39	416.95
Interruptor termomagnético: 63 A 600 VDC 2P ZJ Beny	1	86.51	86.51
Interruptor diferencial: 16A 10mA 230V	1	216.13	216.13
Interruptor termomagnético: 16A ICN60N ABB Monofásico	1	72.61	72.61
Estructura de soporte	1	1076.84	1076.84
Total			34045.00

La Tabla 32 se brinda el presupuesto para la implementación del sistema fotovoltaico de la propuesta 2.

Tabla 32

Presupuesto de implementación de propuesta 2

Equipo	Cantidad	Precio unitario (S/)	Precio Total (S/)
Panel solar EcoGreen 550W Monocristalino	6	1337.27	8023.62
Batería Tensite Gel 12-300	4	1433.74	5734.96
Regulador SmartSolar MPPT 150 V 60 A Victron Energy	1	2681.82	2681.82
Inversor Phoenix Smart 48 V 2000 VA Victron Energy	1	4759.18	4759.18
Conductor 4 INDECO THW-90	3.5	3.75	13.125
Conductor 10 INDECO THW-90	5.5	8.23	45.265
Fusible DC Solar Energy 25A 22x58	3	5.9	17.7
Fusible DC Solar Energy 80A 22x58	1	23.73	23.73

Equipo	Cantidad	Precio unitario (S/)	Precio Total (S/)
Portafusible DC 22x58	4	83.39	333.56
Interruptor termomagnético: 50 A 600 VDC 2P ZJ Beny	1	75.7	75.7
Interruptor diferencial: 16A 10mA 230V	1	216.13	216.13
Interruptor termomagnético: 10A ICN60N ABB Monofásico	1	64.4	64.4
Estructura de soporte	1	853.4	853.4
Total			22842.59

En la Tabla 33 se detalla el presupuesto para la implementación del sistema fotovoltaico de la propuesta 3.

Tabla 33

Presupuesto de implementación de propuesta 3

Equipo	Cantidad	Precio unitario (S/)	Precio Total (S/)
Panel solar Jinko Solar 325W Policristalino	4	822.66	3290.64
Inversor Phoenix Smart 48 V 2000 VA Victron Energy.	1	4759.18	4759.18
Conductor 4 INDECO THW-90.	3	3.75	11.25
Conductor 10 INDECO THW-90.	3	8.23	24.69
Fusible DC Solar Energy 16A 10x38.	2	5.9	11.8
Portafusible DC 10x38	2	40.06	80.12
Interruptor termomagnético: 25 A 300 VDC 1P ZJ Beny	1	30.51	30.51
Interruptor diferencial: 16A 10mA 230V	1	216.13	216.13
Interruptor termomagnético: 10A ICN60N ABB Monofásico	1	64.4	64.4
Estructura de soporte	1	538.19	538.19
Total			9026.91

3.9.2 Estudio de rentabilidad

Elaborado el presupuesto de implementación del sistema fotovoltaico para el presente proyecto, se procede a evaluar el flujo económico durante la vida útil de los componentes, el tiempo de retorno de la inversión y determinar la rentabilidad del proyecto. Se detalla a continuación la vida útil de los principales elementos de la instalación:

- Módulos fotovoltaicos, con un adecuado mantenimiento tienen una garantía de potencia lineal de 25 años.
- Baterías Tensite Gel, tiene una vida útil aproximada de 12 años, se recomienda bajo ciclos de descarga.

- Regulador Victron Energy, posee un tiempo de vida 25 años con un adecuado mantenimiento.
- Inversor solar Victron Energy, tiene una vida útil de 10 años con un adecuado mantenimiento.
- Aparatos de maniobra y protección, y las estructuras de soporte se establecerá el tiempo de vida del proyecto 25 años, con un adecuado mantenimiento.

El tiempo de vida característico de la instalación fotovoltaica es de 25 años, por lo que se considerará en el cálculo de los indicadores financieros sobre un periodo de retorno de la inversión esta cantidad de años. Las consideraciones respecto a adecuados mantenimientos consisten en la inspección y limpieza de los componentes de la instalación, así como verificaciones de las conexiones.

Para determinar si el proyecto es viable económicamente, se emplean indicadores financieros, como por ejemplo el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR).

- Valor actual neto (VAN)

Es un indicador para determinar la viabilidad de un proyecto. Si después de medir los flujos de ingreso y egresos y descontar la inversión inicial se obtiene alguna ganancia, se dice que el proyecto es viable (Universidad ESAN, 2017), y se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$VAN = -IN + \sum_{i=1}^n \frac{Q_n}{(1+r)^n}$$

Donde:

VAN : Valor actual neto [S/].

IN : Inversión del proyecto [S/].

Q_n : Flujo neto en cada periodo [S/].

r : Tipo de interés de la inversión.

n : Periodo de tiempo en años.

Al ser el VAN una diferencia entre los ingresos y egresos del proyecto, se puede presentar tres casos a analizar:

- $VAN < 0$: se considera que el proyecto no es rentable, indica que no se obtiene la rentabilidad mínima esperada.
- $VAN = 0$: se considera que el proyecto es rentable, y se obtiene la mínima rentabilidad.

- VAN>0: se considera que el proyecto es rentable y se generará una ganancia o beneficio después de la rentabilidad mínima esperada.
- Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno (TIR) es un indicador similar al VAN. Es la tasa de descuento de un proyecto de inversión que permite que el VAN sea igual a la inversión, es decir un VAN igual a cero. (Universidad ESAN, 2017); se calcula mediante la siguiente expresión:

$$VAN = -IN + \sum_{i=1}^n \frac{Q_n}{(1+r)^n} = 0$$

Al ser el TIR un indicador de la rentabilidad del proyecto, se puede presentar tres casos a analizar comparando el TIR con la rentabilidad de la inversión (I):

- TIR<I: se considera que el proyecto no es rentable, indica que la tasa del proyecto será menor a la esperada por la inversión.
- TIR=I: se considera que el proyecto es rentable, ya que se está cumpliendo con la expectativa mínima de la rentabilidad.
- TIR>I: se considera que el proyecto es rentable y se generará una ganancia o beneficio ya que se supera la expectativa de la rentabilidad.

En el cálculo del flujo económico se consideró como fuente de ingreso el ahorro proveniente del costo de la energía eléctrica anual del sistema fotovoltaico, asumiendo el costo de facturación el de la distribuidora. Como egreso se registró el cambio del sistema de baterías y el cambio del inversor en los periodos de 10 años según la vida útil de los componentes.

El valor ahorrado de la energía eléctrica debido al sistema fotovoltaico es considerado como el suministrado por la empresa eléctrica. Al tratarse de un usuario residencial de Piura, se encontrará en una tarifa BT5B residencial y se consumirá más de 140 kWh por mes, por lo que tendrá un costo de 0.8181 S/ /kWh (Electronoroeste S.A., 2023).

Se presenta en la Tabla 34 el flujo económico de las propuestas en un periodo de 25 años y en la Tabla 35 se resumen los VAN y TIR por propuesta.

Tabla 34*Flujo económico del proyecto para un periodo de 25 años*

Año	Propuesta 1					Propuesta 2					Propuesta 3				
	Inversión (S/)	Ingreso (S/)	Egreso (S/)	Flujo económico (S/)	Flujo acumulado (S/)	Inversión (S/)	Ingreso (S/)	Egreso (S/)	Flujo económico (S/)	Flujo acumulado (S/)	Inversión (S/)	Ingreso (S/)	Egreso (S/)	Flujo económico (S/)	Flujo acumulado (S/)
0	34045.00			-34045.00		22842.59			-22842.59		9026.91			-9026.91	
1		3725.62		3725.62	-30319.37		2607.94		2607.94	-20234.65		1200.85		1200.85	-7826.06
2		3725.62		3725.62	-26593.75		2607.94		2607.94	-17626.72		1200.85		1200.85	-6625.22
3		3725.62		3725.62	-22868.12		2607.94		2607.94	-15018.78		1200.85		1200.85	-5424.37
4		3725.62		3725.62	-19142.50		2607.94		2607.94	-12410.84		1200.85		1200.85	-4223.53
5		3725.62		3725.62	-15416.88		2607.94		2607.94	-9802.91		1200.85		1200.85	-3022.68
6		3725.62		3725.62	-11691.25		2607.94		2607.94	-7194.97		1200.85		1200.85	-1821.83
7		3725.62		3725.62	-7965.63		2607.94		2607.94	-4587.03		1200.85		1200.85	-620.99
8		3725.62		3725.62	-4240.01		2607.94		2607.94	-1979.10		1200.85		1200.85	579.86
9		3725.62		3725.62	-514.38		2607.94		2607.94	628.84		1200.85		1200.85	1780.70
10		3725.62	17229.44	-13503.82	-14018.20		2607.94	10494.14	-7886.20	-7257.36		1200.85	4759.18	-3558.33	-1777.63
11		3725.62		3725.62	-10292.57		2607.94		2607.94	-4649.43		1200.85		1200.85	-576.78
12		3725.62		3725.62	-6566.95		2607.94		2607.94	-2041.49		1200.85		1200.85	624.06
13		3725.62		3725.62	-2841.33		2607.94		2607.94	566.45		1200.85		1200.85	1824.91
14		3725.62		3725.62	884.30		2607.94		2607.94	3174.38		1200.85		1200.85	3025.75
15		3725.62		3725.62	4609.92		2607.94		2607.94	5782.32		1200.85		1200.85	4226.60
16		3725.62		3725.62	8335.54		2607.94		2607.94	8390.26		1200.85		1200.85	5427.45
17		3725.62		3725.62	12061.17		2607.94		2607.94	10998.19		1200.85		1200.85	6628.29
18		3725.62		3725.62	15786.79		2607.94		2607.94	13606.13		1200.85		1200.85	7829.14
19		3725.62		3725.62	19512.42		2607.94		2607.94	16214.07		1200.85		1200.85	9029.98
20		3725.62	17229.44	-13503.82	6008.60		2607.94	10494.14	-7886.20	8327.86		1200.85	4759.18	-3558.33	5471.65
21		3725.62		3725.62	9734.22		2607.94		2607.94	10935.80		1200.85		1200.85	6672.50
22		3725.62		3725.62	13459.85		2607.94		2607.94	13543.74		1200.85		1200.85	7873.34
23		3725.62		3725.62	17185.47		2607.94		2607.94	16151.67		1200.85		1200.85	9074.19
24		3725.62		3725.62	20911.09		2607.94		2607.94	18759.61		1200.85		1200.85	10275.03
25		3725.62		3725.62	24636.72		2607.94		2607.94	21367.55		1200.85		1200.85	11475.88

Tabla 35*VAN y TIR de propuestas*

Resultados	Propuesta 1	Propuesta 2	Propuesta 3
Inversión (S/)	34045.00	22842.59	9026.91
Periodo de tiempo (años)	25	25	25
Tasa de interés (%)	5	5	5
VAN (S/)	1392.76	3515.90	3182.34
TIR (%)	5	7	9
Periodo de retorno (años)	13.76	12.79	11.48

Las propuestas muestran valores positivos de VAN y TIR, lo que significa que son viables. El periodo de retorno de la inversión difiere de 1 año por propuesta, por lo que la implementación de un sistema fotovoltaico para abastecer al 100% de la instalación, propuesta 1, se considera como óptima ya que implicaría un año de diferencia respecto a la propuesta 2, y dos años respecto a la propuesta 3, con lo que se logrará un ahorro total en el consumo eléctrico. La propuesta 1 constará de 8 módulos fotovoltaicos Eco Green 550W Monocristalinos (Anexo A), 8 baterías Tensite Gel 12-300 (Anexo B), 1 regulador Smart Solar MPPT 150V 85A Victron Energy (Anexo C), 1 inversor Phoenix Smart 48V 3000VA Victron Energy (Anexo D), conductores Indeco de 4 y 16 mm^2 (Anexo E), 4 fusible DC Solar Energy 25A 22x58 (Anexo F), 1 fusible DC Solar Energy 100A 22x58, 5 portafusible DC 22x58, 1 interruptor termomagnético 63A 600VDC 2P ZJ Beny (Anexo G), 1 interruptor termomagnético 16A ICN60N ABB Monofásico (Anexo H), 1 interruptor diferencial 16A 10mA 230V (Anexo I) y estructura de soporte de los paneles (Anexo J).

3.10 Emisiones de CO_2 evitadas

El emplear un sistema fotovoltaico genera un beneficio ambiental, y este puede ser medido mediante la disminución de emisiones de CO_2 debido a la reducción del uso de las fuentes convencionales en la producción de la energía eléctrica. Se establece que, al evitar generar 1 kWh de energía eléctrica de suministro tradicional, se evita la emisión de 0.452 kg de CO_2 (Ministerio de Economía y Finanzas, 2021).

En la Tabla 36 se muestra la energía eléctrica anual generada por propuesta, así como la cantidad de CO_2 evitado anualmente y total, para una vida útil del proyecto de 25 años.

Tabla 36*Emisiones de CO₂ evitadas*

Emisiones	Propuesta 1	Propuesta 2	Propuesta 3
Energía eléctrica anual [kWh]	4553.99	3187.79	1467.85
CO ₂ evitadas anual [kg]	2058.41	1440.88	663.47
CO ₂ evitadas total [kg]	51460.15	36022.10	16586.68



Conclusiones

Las tres propuestas presentadas en este trabajo son favorables. De ellas, la propuesta 1 es la que ofrece un diseño óptimo para el caso de estudio ya que supone un abastecimiento del 100% de la demanda energética.

A partir del análisis de la disponibilidad del recurso solar en el distrito de Piura para la generación de energía eléctrica, se determina que Piura cuenta con el recurso solar que permite abastecer el total del consumo energético del proyecto.

La demanda energética del proyecto puede ser determinada mediante lo establecido por el Código Nacional de Electricidad: Utilización, sin embargo, analizando el consumo puntual de las cargas a emplear, se reduce en 30.48% la máxima demanda. Para la propuesta 1 se determinó una máxima demanda de 2508.6 W y un consumo diario de 12476.7 Wh.

Como plan de gestión y uso eficiente de la energía eléctrica se calculó la demanda energética diferenciando en horarios de consumo de 10 a.m. a 4 p.m. que son las horas de sol donde se generará la energía que se consumirá directamente debido al empleo de las cargas residenciales, y se almacenará la energía necesaria para el horario de consumo de 5 p.m. a 9.a.m., donde se usará las cargas que necesariamente deben funcionar en ese horario y mantener así el confort del usuario, disminuyendo así la energía a almacenar permitiendo gestionar el empleo de cargas y se tendrá un diseño eficiente del sistema fotovoltaico.

Se dimensionaron tres configuraciones para el análisis del sistema fotovoltaico, y el elegido en la propuesta 1 consta de 8 módulos fotovoltaicos, 8 baterías, 1 regulador de carga y 1 inversor. Requiere de un área de $20.64 m^2$ y dispone de un área $110 m^2$, por lo que cuenta con el área necesaria para la instalación del generador fotovoltaico.

De acuerdo con el análisis técnico-económico el proyecto resulta viable, con la inversión de S/ 34045.00 se obtiene un VAN positivo de S/ 1392.76, con un TIR de 5% en un periodo de retorno de 13.76 años.

Las emisiones de CO_2 evitadas al medio ambiente por el uso del sistema fotovoltaico asciende a 2058.41 kg/año, y para el periodo total considerado del proyecto de 25 años, se evitarían emitir 51460.15 kg de CO_2 al medio ambiente.

Referencias

- AutoSolar. (2023). *Batería GEL 12V 300Ah Tensite*. Obtenido de AutoSolar: <https://autosolar.pe/baterias-de-gel-12v/bateria-gel-12v-300ah-tensite>
- AutoSolar. (2023). *Controlador SmartSolar MPPT 150V 85A VICTRON*. Obtenido de AutoSolar: <https://autosolar.pe/controladores-de-carga-mppt/controlador-smartsolar-mppt-150v-85a-victron>
- AutoSolar. (2023). *Estructura 8 paneles 144c 15° Inclinada Falcat*. Obtenido de AutoSolar: <https://autosolar.pe/soportes-suelo/estructura-8-paneles-144c-15o-inclinada-falcat>
- AutoSolar. (2023). *Fusible 25A 690V 22x58*. Obtenido de AutoSolar: <https://autosolar.pe/fusibles/fusible-25a-690v-22x58>
- AutoSolar. (2023). *Inversor Phoenix Smart 48V 3000VA Victron Energy*. Obtenido de AutoSolar: <https://autosolar.pe/inversores-48v/inversor-phoenix-smart-48v-3000va-victron-energy>
- AutoSolar. (2023). *Panel Solar 550W 24V Monocristalino PERC EcoGreen*. Obtenido de AutoSolar: <https://autosolar.pe/paneles-solares-24v/panel-solar-550w-24v-monocristalino-perc-ecogreen>
- AutoSolar. (2023). *Termomagnético 16A IC60N ABB Monofásico*. Obtenido de AutoSolar: <https://autosolar.pe/termomagneticos/termomagnetico-16a-ic60n-abb-monofasico>
- AutoSolar. (2023). *Termomagnético 63A 600VDC 2P ZJ Beny*. Obtenido de AutoSolar: <https://autosolar.pe/termomagneticos/termomagnetico-63a-600vdc-2p-zj-beny>
- CENSOLAR TOMO III. (2007). *Instalaciones de energía solar: Sistemas de aprovechamiento térmico I*. Sevilla: Progensa.
- Chunga, I. (Noviembre de 2020). *Diseño de un sistema de alimentación eléctrico fotovoltaico para el radar de lluvias de UDEP*. Obtenido de Universidad de Piura.
- Congreso de la República. (2021). *Proyecto de Ley N° 719/2021-CR*. Congreso de la República. Obtenido de <https://wb2server.congreso.gob.pe/spley-portal-service/archivo/NTQ4Mw==/pdf/PL-00719>
- Díaz, T., & Carmona, G. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Málaga: McGraw-Hill.
- Electronoroeste S.A. (2023). *Tarifa única residencial (TUR) a usuario final aprobadas por Osinergmin*. Obtenido de Electronoroeste S.A.: https://www.distriluz.com.pe/enosa/images/Pliegos_Tarifarios/ENOSA_MAYO4_compressed.pdf
- García, H. (Mayo de 2018). *Dimensionamiento de un sistema energético autosuficiente para un usuario residencial urbano*. Obtenido de Universidad de Piura.

- Iberdrola. (2023). *Radiación solar: ¿Cuál es su impacto sobre el planeta y el ser humano?* Obtenido de Iberdrola: <https://www.iberdrola.com/compromiso-social/radiacion-solar>
- Indeco. (2023). *THW-90*. Obtenido de Indeco: <https://ingelec.pe/wp-content/uploads/2018/05/THW-90.pdf>
- Instituto Nacional de Estadística e Informática. (2017). *Piura Compendio Estadístico 2017*. Obtenido de Instituto Nacional de Estadística e Informática.
- Ministerio de Economía y Finanzas. (Julio de 2021). *Nota técnica para el uso del precio social del carbono en la evaluación social de proyectos de inversión*. Obtenido de Ministerio de Economía y Finanzas: https://www.mef.gob.pe/contenidos/inv_publica/anexos/anexo3_RD006_2021EF6301.pdf
- Ministerio de Energía y Minas . (2005). *Reglamento técnico - Especificaciones técnicas y ensayos de los componentes de sistemas fotovoltaicos domésticos hasta 500 Wp*.
- Ministerio de Energía y Minas. (2006). *Código Nacional de Electricidad: Utilización*. Obtenido de Ministerio de Energía y Minas.
- Ministerio de Energía y Minas. (2020). *Balance Nacional de Energía* . Obtenido de Ministerio de Energía y Minas.
- MPPT Solar. (2023). *Conexión de baterías en serie y paralelo*. Obtenido de MPPT Solar: <https://www.mpptsolar.com/es/baterias-serie-paralelo.html>
- Muñoz, F. (2021). *Propuesta de iluminación tipo LED y diseño de sistema fotovoltaico para el edificio IME de la UDEP*. Obtenido de Universidad de Piura.
- Perpiñán, O. (2013). *Energía solar fotovoltaica*. España: Creative Commons.
- Promelsa. (2023). *Interruptor diferencial 2x16A 10mA 230V 2 módulos DIN DX3-ID*. Obtenido de Promelsa: <https://www.promelsa.com.pe/1032305-interruptor-diferencial-2x16a-10ma-230v-2-modulos-din-dx3-id.html>
- Repsol . (2023). *¿Qué es la energía solar y qué beneficios tiene?* Obtenido de Repsol: <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/transicion-energetica/energia-solar/index.cshtml>
- Santamaría, G., & Castejón, A. (2012). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Editex S.A.
- Schmerler, D., Velarde, J., Rodríguez, A., & Solís, B. (2019). *Energías renovables: experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética*. Lima-Perú: Osinergmin.
- Universidad de Piura. (2019). *Estación Meteorológica de la Universidad de Piura*. Obtenido de <https://2020.udep.edu.pe/met/>
- Universidad ESAN. (Enero de 2017). *Fundamentos financieros: el valor actual neto (VAN)*. Obtenido de Universidad ESAN: <https://www.esan.edu.pe/conexion-esan/fundamentos-financieros-el-valor-actual-neto-van>

- Universidad ESAN. (Enero de 2017). *Un indicador clave de rentabilidad: la tasa interna de retorno (TIR)*. Obtenido de Universidad ESAN: <https://www.esan.edu.pe/conexion-esan/un-indicador-clave-de-rentabilidad-la-tasa-interna-de-retorno-tir>
- Vásquez, A., Tamayo, J., & Salvador, J. (2017). *La industria de la energía renovable en el Perú: 10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático*. Obtenido de Osinergmin: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Energia-Renovable-Peru-10anos.pdf
- Walac Noticias. (5 de Noviembre de 2018). *Implementan primer grifo que funciona con paneles solares, Piura*. Obtenido de Walac Noticias: <https://walac.pe/piura-implementan-primer-grifo-que-funciona-con-paneles-solares/>



Anexos

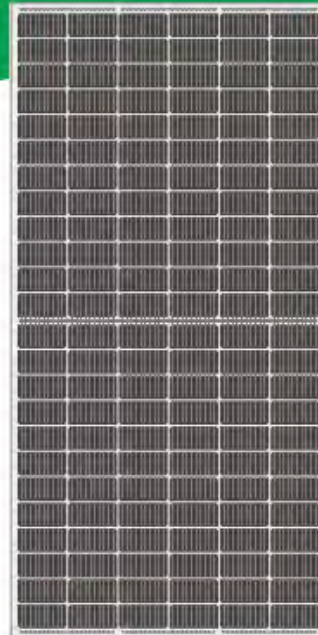




ATLAS by Eco Green Energy

530-550W

M10 / 182 mm Cell - 144 Half-cell



Founded in 2008, Eco Green Energy is a french brand solar PV manufacturer and distributing now its PV module in more than 60 countries over the world. Atlas series solar modules are made only with grade A cells for highest power generation, lowest LCOE, and ensured more than 25 years lifespan.

KEY FEATURES



Gallium-doped Technology



Lower LCOE and BOS



Anti PID/ Low LID protection



Less Hot Spot Shading effects



Lower temperature coefficient

144-Cell

MONOCRYSTALLINE MODULE

21.28%

MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

GRADE A

CELLS GUARANTEED

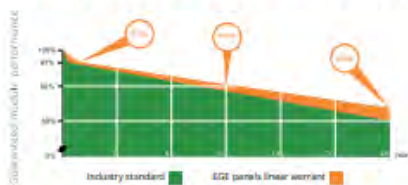


French Quality Module



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12-Year Product Warranty - 25-Year Linear Power Warranty



Eco Green Energy Group Ltd. 2018. All rights reserved.
Add: 295 Xing Cheng Road, Chong Chuan District, Nantong, Jiangsu, China
Tel: +85 513 66590088 / E-mail: info@eco-greenenergy.com

COMPREHENSIVE CERTIFICATES

IEC 61215/ IEC 61730 / IEC 61701 / IEC 62716

ISO 9001 : Quality Management Systems



Facebook: www.facebook.com/EGE.Nantong
LinkedIn: www.linkedin.com/company/eco-green-energy/
Website: www.eco-greenenergy.com

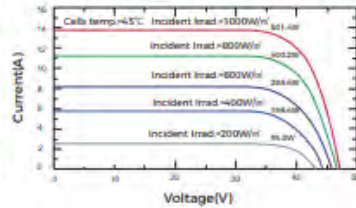


ELECTRICAL DATA AT STC*

Power output (Pmax)	530 W	535 W	540 W	545 W	550 W
Power tolerance	0~+5 W	0~+5 W	0~+5 W	0~+5 W	0~+5 W
Module efficiency	20.51 %	20.70 %	20.89 %	21.09 %	21.28 %
Maximum power voltage (Vmp)	40.58 V	40.68 V	40.79 V	40.89 V	40.98 V
Maximum power current (Imp)	13.06 A	13.15 A	13.24 A	13.33 A	13.42 A
Open circuit voltage (Voc)	49.29 V	49.39 V	49.49 V	49.59 V	49.68 V
Short circuit current (Isc)	13.64 A	13.73 A	13.83 A	13.92 A	14.01 A

*Standard Test Conditions: Irradiance: 1 000 W / m² • Cell temperature: 25°C • AM: 1.5

PV MODULE : EGE-540W-144M(M10)

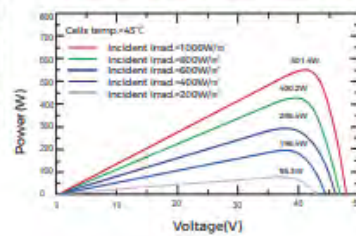


ELECTRICAL DATA AT NMOT*

Power output (Pmax)	395.18 W	398.91 W	402.64 W	406.37 W	410.10 W
Maximum power voltage (Vmp)	38.05 V	38.14 V	38.24 V	38.33 V	38.42 V
Maximum power current (Imp)	10.37 A	10.44 A	10.52 A	10.59 A	10.66 A
Open circuit voltage (Voc)	45.71 V	45.80 V	45.90 V	45.99 V	46.07 V
Short circuit current (Isc)	11.09 A	11.16 A	11.24 A	11.32 A	11.39 A

*Nominal Operating Cell Temperature: Irradiance: 800 W / m² • Ambient temperature: 20°C • AM: 1.5 • Wind speed: 1 m/s

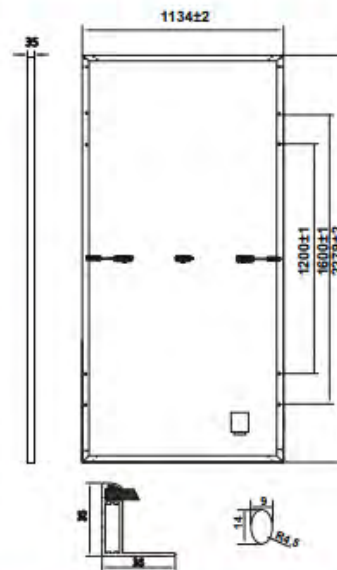
PV MODULE : EGE-540W-144M(M10)



MECHANICAL CHARACTERISTICS

Cell type	Monocrystalline (182x91 mm)
Number of cells	144
Dimensions	2279x1134x35mm (1.5mm Cell Gap)
Weight	29 kg
Glass	3.2 mm tempered glass, High transmission (>94%), Anti-Reflective Coating
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction box	IP68 rated (3 by pass diodes)
Cable	4.0mm ² ; 300mm(+)/300mm(-); Length can be customized
Connector	MC4 or MC4 compatible
Max front load (e.g.: snow)	5400 Pa
Max back load (e.g.: wind)	2400 Pa

Dimension of PV Module (mm)



TEMPERATURE CHARACTERISTICS

NOCT	45°C ±2 °C
Temperature coefficient of Pmax	-0.35%/°C
Temperature coefficient of Voc	-0.28%/°C
Temperature coefficient of Isc	+0.048%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operating temperature range	-40 °C ~+85 °C
Maximum system voltage	1500 DC (IEC)
Max series fuse rating	25 A

PACKAGING (2279x1134x35mm)

Type	Pcs	Weight
Per Pallet	31 pcs	940 kg
40ft HQ Container	620 pcs (20 pallets)	18.80 t






Specifications included in this datasheet are subject to change without prior notice. Refer to our website for further information or contact one of our sales staff. www.eco-greenenergy.com

Nota. Adaptado de AutoSolar (2023).

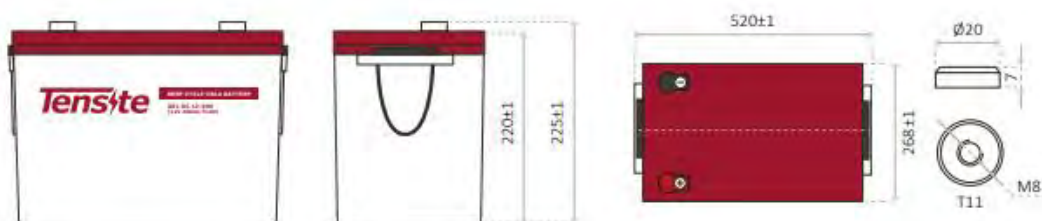
Anexo B Ficha técnica de batería Tensite Gel 12-300.



CHARACTERISTICS

-  Compact size ideal for any type of use.
-  Great performance due to its deep discharge cycle life.
-  Perfect to use as accumulator in photovoltaic installations.

DIMENSIONS



Tensite
Info@tensitebatteries.com
www.tensitebatteries.com

Tensite

GEL 12-300

GEL BATTERY 12V 300 AH

GEL SERIES BATTERY

GEL series batteries are manufactured with special separators and silica gel immobilizing the electrolyte inside the battery. The proven silica gel technology can improve battery cycle life and performance at wider temperature range. The deep discharge cycle life is increased 50% compared normal battery.



APPLICATION

- Emergency Power System
- Communication equipment
- Telecommunication systems
- Uninterruptible power supplies
- Power tools
- Marine equipment
- Medical equipment
- Solar and wind power system

GENERAL FEATURES

- Safety Sealing
- Non-spillable construction
- High power density
- Excellent recovery from Deep discharge
- Thick plates and high active materials
- Longer life and low self-discharge design

TECHNICAL SPECIFICATIONS

BATTERY MODEL	Nominal voltage		12V	
	Rated capacity (100 hour rate)		300Ah	
	Cells Per battery		6	
DIMENSION	Length 520 mm	Width 268 mm	Height 220 mm	Total Height 225 mm
APPROX. WEIGHT	67.0 kg ± 3%			
CAPACITY @ 25°C	10 hour rate (25.0A) 250.0 Ah	5 hour rate (43.7A) 218.7 Ah	3 hour rate (66.2A) 198.7 Ah	1 hour rate (161.5A) 161.5 Ah
MAX. DISCHARGE CURRENT	2000 A (5 sec.)			
INTERNAL RESISTANCE	Full charged Vat 25°C: Approx. 2.0mΩ			
CAPACITY AFFECTED BY TEMP. (10 HR)	40°C 103%	25°C 100%	0°C 86%	
CHARGE METHOD @25°C	Cycle Use 14.4-15.0V (Initial charging current less than 27A)		Standby Use 13.50-13.80V	

BATTERY DISCHARGE TABLE

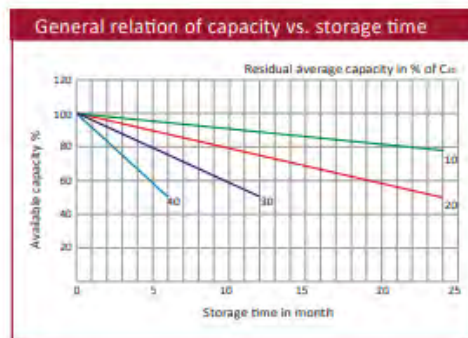
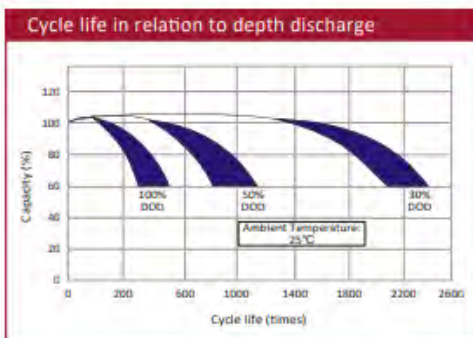
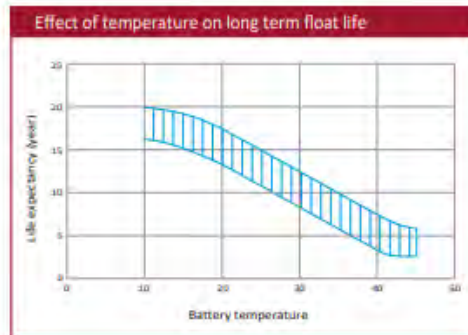
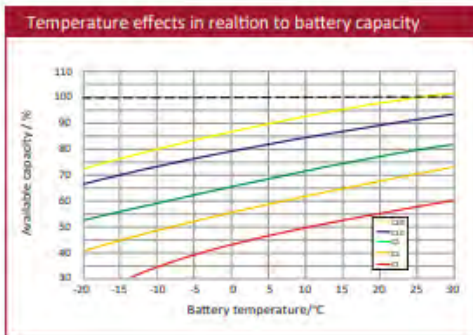
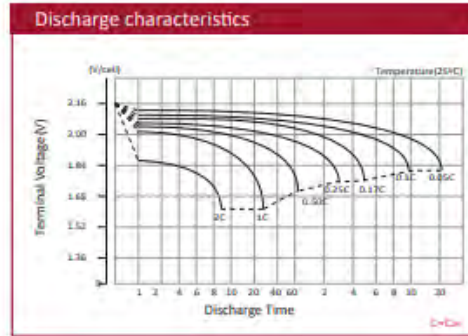
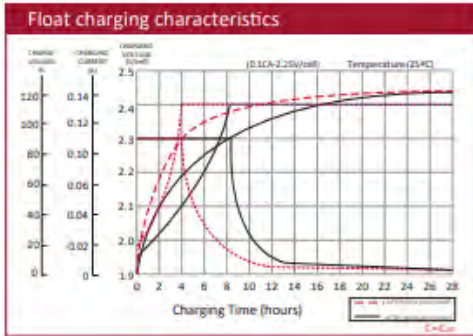
CONSTANT CURRENT (AMP) AND CONSTANT POWER (WATT) DISCHARGE TABLE AT 25 °C

F.V / TIME	5 min	10 min	15 min	30 min	45 min	60 min	2 h	3 h	5 h	8 h	10 h	20 h
1.80	A	656.8	437.5	351.8	234.5	168.3	165.0	93.0	68.0	45.0	28.0	25.00
	W	1224.8	815.9	656.0	437.3	313.8	307.7	173.4	126.8	83.9	52.2	46.6
1.75	A	696.2	463.8	369.3	241.5	173.3	170.0	95.3	69.7	45.7	28.3	25.25
	W	1298.3	864.9	688.8	450.5	323.2	317.0	177.8	130.0	85.2	52.7	47.1
1.70	A	788.1	525.0	386.9	248.6	178.3	174.9	97.7	71.4	46.4	28.6	25.50
	W	1469.8	979.1	721.6	463.6	332.6	326.2	182.1	133.2	86.4	53.3	47.6
1.65	A	775.0	516.3	404.5	255.6	183.4	179.9	99.5	72.8	47.0	28.8	25.75
	W	1445.3	962.8	754.4	476.7	342.0	335.4	185.6	135.7	87.7	53.8	48.0
1.60	A	840.6	560.0	422.1	262.6	188.4	184.8	101.4	74.1	47.7	29.1	26.00
	W	1567.8	1044.4	787.2	489.8	351.4	344.7	189.1	138.2	89.0	54.3	48.5

Tensite

Info@tensitebatteries.com
www.tensitebatteries.com

BATTERY CHARACTERISTICS



Tensite
 info@tensitebatteries.com
 www.tensitebatteries.com

Nota. Adaptado de AutoSolar (2023).

Anexo C Ficha técnica de regulador de carga SmartSolar MPPT 150 V 85 A Victron Energy.



Controladores de carga SmartSolar con conexión de rosca o FV MC4 MPPT 150/45 hasta MPPT 150/100



Controlador de carga SmartSolar
MPPT 150/100-Tr
Con pantalla conectable opcional.



Controlador de carga SmartSolar
MPPT 150/100-MC4
Sin pantalla

Seguimiento ultrarrápido del Punto de Máxima Potencia (MPPT)

Especialmente con cielos nubosos, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

Detección avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial

En caso de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga.

Los MPPT convencionales suelen seleccionar un MPP local, que no necesariamente es el MPP óptimo.

El innovador algoritmo de SmartSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPP óptimo.

Excepcional eficiencia de conversión

Sin ventilador. La eficiencia máxima excede el 98%.

Algoritmo de carga flexible

Un algoritmo de carga totalmente programable (consulte la página de *software* de nuestra página web) y ocho algoritmos de carga preprogramados, que se pueden elegir con un selector giratorio (consulte más información en el manual).

Amplia protección electrónica

Protección de sobretensión y reducción de potencia en caso de alta temperatura.

Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV.

Protección de corriente inversa FV.

Sensor de temperatura interna

Compensa la tensión de carga de absorción y flotación en función de la temperatura.

Bluetooth Smart Integrado: no necesita mochila

La solución inalámbrica para configurar, supervisar y actualizar el controlador con un teléfono inteligente, una tableta u otro dispositivo Apple o Android.

VE.Direct

Para una conexión de datos con cable a un Color Control GX, otros productos GX, PC u otros dispositivos.

On/Off remoto

Para conectarse a un VE.BUS BMS, por ejemplo.

Relé programable

Se puede programar (entre otros, con un teléfono inteligente) para activar una alarma u otros eventos.

Opcional: pantalla LCD conectable

Simplemente retire el protector de goma del enchufe de la parte frontal del controlador y conecte la pantalla.



Controlador de carga SmartSolar	150/45	150/60	150/70	150/85	150/100
Tensión de la batería	Ajuste automático a 12, 24 ó 48 V (Se precisa una herramienta de <i>software</i> para ajustar el sistema en 36 V)				
Corriente de carga nominal	45A	60A	70A	85A	100A
Potencia FV nominal, 12V 1a,b)	650W	860W	1000W	1200W	1450W
Potencia FV nominal, 24V 1a,b)	1300W	1720W	2000W	2400W	2900W
Potencia FV nominal, 36V 1a,b)	1950W	2580W	3000W	3600W	4350W
Potencia FV nominal, 48V 1a,b)	2600W	3440W	4000W	4900W	5800W
Máxima corriente de corto circuito FV 2)	50A (máx. 30A por conector MC4)		70A (máx. 30A por conector MC4)		
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo				
Eficacia máxima	98%				
Autoconsumo	Menos de 35 mA a 12 V / 20 mA a 48 V				
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)				
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)				
Tensión de carga de "ecualización"	Valores predeterminados: 16,2V / 32,4V / 48,6V / 64,8V (regulable)				
Algoritmo de carga	variable multietapas (ocho algoritmos preprogramados) o algoritmo definido por el usuario				
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C				
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretensión				
Temperatura de trabajo	De -30 a +60 °C (potencia nominal completa hasta los 40 °C)				
Humedad	95%, sin condensación				
Altura máxima de trabajo	5.000 m (f/potencia nominal completa hasta los 2.000 m)				
Condiciones ambientales	Para interiores, no acondicionados				
Grado de contaminación	PD3				
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct o Bluetooth				
Interruptor on/off remoto	Sí (conector bifásico)				
Relé programable	DPST Capacidad nominal CA 240 V AC / 4 A		Capacidad nominal CC 4A hasta 35VCC, 1A hasta 60VCC		
Funcionamiento en paralelo	Sí (no sincronizado)				
CARCAZA					
Color	Azul (RAL 5012)				
Terminales FV 3)	35 mm ² / AWG2 (modelos Tr) Dos pares de conectores MC4 (modelos MC4)		35 mm ² / AWG2 (modelos Tr) Tres pares de conectores MC4 (modelos MC4)		
Bornes de la batería	35mm ² / AWG2				
Grado de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)				
Peso	3 kg		4,5kg		
Dimensiones (al x an x p) en mm	Modelos Tr: 185 x 250 x 95 mm Modelos MC4: 215 x 250 x 95 mm		Modelos Tr: 216 x 295 x 103 Modelos MC4: 246 x 295 x 103		
NORMAS					
Seguridad	EN/IEC 62109-1, UL 1741, CSA C22.2				
1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la entrada de potencia.					
1b) La tensión FV debe exceder Vbat + 5V para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1V.					
2) Un generador fotovoltaico con una corriente de cortocircuito más alta puede dañar el controlador.					
3) Modelos MC4: se podrían necesitar varios pares de separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares					

Nota. Adaptado de AutoSolar (2023).

Anexo D Ficha técnica de inversor de carga Phoenix Smart 48 V 3000 VA Victron Energy.



Inversores Phoenix Smart

1600VA - 3000VA

www.victronenergy.com



Inversor Phoenix Smart 12/2000



Bluetooth incorporado: totalmente configurable con una tableta o smartphone

- Alarma de tensión baja en la batería
- Niveles de desconexión y reinicio por tensión baja de la batería.
- Desconexión dinámica: nivel de desconexión dependiente de la carga
- Tensión de salida: 210 - 245V
- Frecuencia: 50 Hz o 60 Hz
- On/off del modo ECO y sensor de nivel del modo ECO
- Relé de alarma

Seguimiento:

- Tensión de entrada y salida, carga y alarmas

Puerto de comunicación VE.Direct

El puerto VE.Direct puede conectarse a un ordenador (se necesita un cable de interfaz VE.Direct) para configurar y monitorizar los mismos parámetros.

Fiabilidad probada

La topología de puente completo más transformador toroidal ha demostrado su fiabilidad a lo largo de muchos años.

Los inversores están a prueba de cortocircuitos y protegidos contra el sobrecalentamiento, ya sea debido a una sobrecarga o a una temperatura ambiente elevada.

Alta potencia de arranque

Necesaria para arrancar cargas como convertidores para lámparas LED, halógenas o herramientas eléctricas.

Modo ECO

En modo ECO, el inversor se pondrá en espera cuando la carga descienda por debajo de un valor predeterminado. Una vez en espera, el inversor se activará brevemente cada 2,5 segundos (ajustable). Si la carga excede el nivel predeterminado, el inversor permanecerá encendido.

Interruptor on/off remoto

Se puede conectar un interruptor o relé On/Off remoto a un conector bifásico.

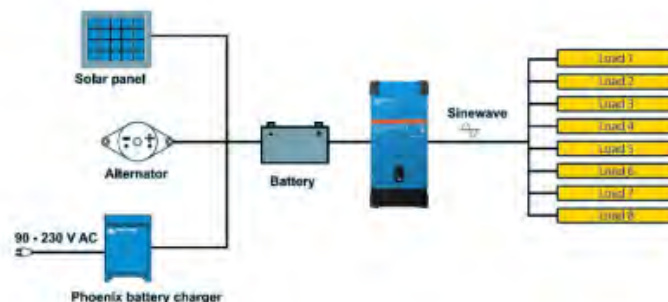
Alternativamente, el terminal H (izquierda) del conector bifásico puede cambiarse al positivo de la batería, o el terminal L (derecha) del conector bifásico puede cambiarse al negativo de la batería (o al chasis de un vehículo, por ejemplo).

Diagnóstico LED

Por favor, consulte el manual para obtener su descripción.

Para transferir la carga a otra fuente CA: el conmutador de transferencia automático

Para nuestros inversores de menor potencia recomendamos nuestro conmutador de transferencia automático Filax. El tiempo de conmutación del "Filax" es muy corto (menos de 20 milisegundos), de manera que los ordenadores y demás equipos electrónicos continuarán funcionando sin interrupción. Como alternativa, utilice un MultiPlus con interruptor de transferencia incorporado.



Inversor Phoenix Smart	12/1600 24/1600 48/1600	12/2000 24/2000 48/2000	12/3000 24/3000 48/3000
Funcionamiento en paralelo y en trifásico	No		
INVERSOR			
Rango de tensión de entrada (1)	9,3 - 17V 18,6 - 34V 37,2 - 66V		
Salida	Tensión de salida: 230VCA ±2% 50 Hz o 60Hz ± 0,1% (1)		
Potencia cont. de salida a 25°C (2)	1600VA	2000VA	3000VA
Potencia cont. de salida a 25°C	1300W	1600W	2400W
Potencia cont. de salida a 40°C	1200W	1450W	2200W
Potencia cont. de salida a 65°C	800W	1000W	1700W
Pico de potencia	3000VA	4000VA	6000VA
Desconexión dinámica (según carga) por CC baja (totalmente ajustable)	Desconexión dinámica, ver https://www.victronenergy.com/library/dinact-chose-a-l'inviter-dynamique-cc/		
Eficiencia máx. 12 / 24 / 48 V	92 / 94 / 94%	92 / 94 / 94%	93 / 94 / 95%
Consumo en vacío 12 / 24 / 48 V	8 / 9 / 11W	8 / 9 / 11W	12 / 13 / 15W
Consumo en vacío en modo ECO	0,6 / 1,3 / 2,1W	0,6 / 1,3 / 2,1W	1,5 / 1,9 / 2,8W
GENERAL			
Relé programable (2)	Sí		
Potencia de parada y arranque modo-ECO	ajustable		
Protección (3)	a - g		
Comunicación inalámbrica por Bluetooth	Para monitorización remota e integración del sistema		
Puerto de comunicación VE.Direct	Para monitorización remota e integración del sistema		
On/Off remoto	Sí		
Características comunes	Temperatura de trabajo: -40 a +65°C (refrigerado por ventilador) Humedad (sin condensación): máx. 95%		
CARCASA			
Características comunes	Material y color: acero (azul RAL 5012; y negro RAL 9017) Categoría de protección: IP 21		
Conexión de la batería	Pernos M8	Pernos M8	2+2 Pernos M8
Conexión 230 V CA	Bornes de tornillo		
Peso	12kg	13kg	19kg
Dimensiones (al x an x p)	485 x 219 x 125mm	485 x 219 x 125mm	533 x 285 x 150mm (12V) 485 x 285 x 150mm (24V/48V)
NORMAS			
Seguridad	EN 60335-1		
Emisiones/Inmunidad	EN 55014-1 / EN 55014-2 / IEC 61000-6-1 / IEC 61000-6-2 / IEC 61000-6-3		
Directiva de automoción	ECE R10-5		
<p>1) Carga no lineal, factor de cresta 3:1 2) Relé programable que puede configurarse, entre otros, como alarma general, submisión CC o función de señal de arranque/parada del generador. Capacidad nominal CC: 230 V / 4 A. Capacidad nominal CC: 4 A hasta 35 VCC. 1A hasta 60 VCC. 3) Clases de protección: a) cortocircuito de salida b) sobrecarga c) tensión de la batería demasiado alta d) tensión de la batería demasiado baja e) temperatura demasiado alta f) 230 V CA en salida del inversor g) ondulación de la tensión de entrada demasiado alta</p>			



Panel de control del inversor Phoenix

Este panel ha sido diseñado para el control remoto On/Off de todos los inversores Phoenix VE.Direct.



Color Control GX

Proporciona seguimiento y control a distancia. De forma local, y también a distancia a través del [portal VRM](#).



VE.Direct a Interfaz USB

Se conecta a un puerto USB.



Comunicación inalámbrica por Bluetooth

Se conecta a un smartphone (iOS y Android).



Monitor de baterías BMV-712 Smart

El monitor de baterías BMV dispone de un avanzado sistema de control por microprocesador combinado con un sistema de alta resolución para la medición de la tensión de la batería y de la carga/descarga de corriente. Aparte de esto, el software incluye unos complejos algoritmos de cálculo, como la fórmula Peukert, para determinar con exactitud el estado de la carga de la batería. El BMV muestra de manera selectiva la tensión, corriente, Ah consumidos, o el tiempo restante de carga de la batería. El monitor también almacena una multitud de datos relacionados con el rendimiento y uso de la batería.

Hay varios modelos disponibles (ver la documentación del monitor de baterías).

Victron Energy B.V. | De Paal 35 | 1351 JG Almere | Países Bajos
Centralita: +31 (0)36 535 97 00 | E-mail: sales@victronenergy.com
www.victronenergy.com

victron energy
BLUE FORCES

Nota. Adaptado de AutoSolar (2023).

Anexo E Ficha técnica de cable INDECO THW-90.



THW-90

Usos

Aplicación general en instalaciones fijas, edificaciones, interior de locales con ambiente seco o húmedo, conexiones de tableros de control y en general en todas las instalaciones que requieran mayor capacidad de corriente al TW-80.

Descripción

Conductores de cobre electrolítico recocido, sólido, cableado ó flexible. Aislamiento de PVC.

Características

Buena resistencia dieléctrica, resistencia a la humedad, productos químicos, grasas, aceite y al calor hasta la temperatura de servicio. Retardante a la llama.

Marca

INDECO S.A. THW-90 450/750 V <Sección> <Año de Fabricación>

Calibres

2.5 mm² - 500 mm²

Embalaje

De 2.5 a 10 mm²: En rollos estándar de 100 metros.
De 16 a 500 mm²: En carretes de madera.

Colores

De 2.5 a 10 mm²: Amarillo, azul, blanco, negro, rojo y verde.
Mayores de 16 mm²: Solo en color negro.



Normas de Fabricación
NTP 370.252
Tensión de servicio
450/750 V
Temperatura de operación
90°C

TABLA DE DATOS TECNICOS THW - 90 (mm²)

CALIBRE CONDUCTOR	NUMERO HILOS	DIAMETRO HILO	DIAMETRO CONDUCTOR	ESPESOR AISLAMIENTO	DIAMETRO EXTERIOR	PESO	AMPERAJE (*)	
							AIRE	DUCTO
mm ²		mm	mm	mm	mm	Kg/Km	A	A
2.5	7	0.66	1.92	0.8	3.5	32	37	27
4	7	0.84	2.44	0.8	4.1	47	45	34
6	7	1.02	2.98	0.8	4.6	67	61	44
10	7	1.33	3.99	1.1	6.2	117	88	62
16	7	1.69	4.67	1.5	7.7	186	124	85
25	7	2.13	5.88	1.5	8.9	278	158	107
35	7	2.51	6.92	1.5	10	375	197	135
50	19	1.77	8.15	2	12.3	520	245	160
70	19	2.13	9.78	2	13.9	724	307	203
95	19	2.51	11.55	2	15.7	981	375	242
120	37	2.02	13	2.4	18	1245	437	279
150	37	2.24	14.41	2.4	19.4	1508	501	318
185	37	2.51	16.16	2.4	21.1	1866	586	361
240	37	2.87	18.51	2.4	23.5	2416	654	406
300	37	3.22	20.73	2.8	26.5	3041	767	462
400	61	2.84	23.51	2.8	29.3	3846	908	541
500	61	3.21	26.57	2.8	32.3	4862	1037	603

TABLA DE DATOS TECNICOS THW - 90 (AWG / MCM)

CALIBRE CONDUCTOR	SECCION NOMINAL	NUMERO HILOS	DIAMETRO HILO	DIAMETRO CONDUCTOR	ESPESOR AISLAMIENTO	DIAMETRO EXTERIOR	PESO	AMPERAJE (*)	
								AIRE	DUCTO
AWG/MCM	mm ²		mm	mm	mm	mm	Kg/Km	A	A
14	2.1	7	0.60	1.75	0.8	3.4	28	35	25
12	3.3	7	0.76	2.20	0.8	3.8	40	40	30
10	5.3	7	0.96	2.78	0.8	4.4	59	56	40
8	8.4	7	1.20	3.61	1.1	5.9	98	80	56
6	13.3	7	1.53	4.60	1.5	7.6	161	107	75
4	21.1	7	1.93	5.80	1.5	8.9	240	141	96
2	33.6	7	2.44	7.31	1.5	10.4	363	192	130
1/0	53.4	19	1.87	8.58	2	12.7	570	260	170
2/0	67.4	19	2.10	9.64	2	13.8	704	300	197
3/0	85.1	19	2.35	10.82	2	15	871	350	226
4/0	107.2	19	2.64	12.15	2.4	17.1	1109	406	260
250	126.7	37	2.06	13.25	2.4	18.2	1289	457	290
300	151.9	37	2.25	14.51	2.4	19.5	1527	505	321
350	177.5	37	2.44	15.69	2.4	20.6	1769	569	350
500	253.1	37	2.91	18.73	2.8	24.5	2512	699	429

(*) NO MAS DE TRES CONDUCTORES POR DUCTO / TEMPERATURA AMBIENTE 30°C.

 e-mail / ventas@indeco.com.pe / marketing@indeco.com.pe / web / www.indeco.com.pe

2

Todos los dibujos, diseños, especificaciones, planos y detalles sobre pesos y dimensiones contenidos en la documentación técnica o comercial de INDECO, son puramente indicativos y no serán contractuales para INDECO, ni podrán ser consideradas como que constituyen una representación de la parte de INDECO.

Nota. Adaptado de Indeco (2023).

Anexo F Ficha técnica de fusible DC Solar Energy 25A 22x58.



CILINDRICOS

FUSIBLES & BASES PORTAFUSIBLES

U	I _n (A)	REFERENCIA		EMBALAJE UN./CAJA
		SIN INDICADOR	CON INDICADOR	
690V POTEN. DE CORTE 30kA	1	421001	—	10/50
	2	421002	421102	10/50
	4	421004	421104	10/50
	6	421006	421106	10/50
	8	421008	421108	10/50
	10	421010	421110	10/50
	12	421012	421112	10/50
	16	421016	421116	10/50
	20	421020	421120	10/50
	25	421025	421125	10/50
500V POTEN. DE CORTE 120kA	32	421032	421132	10/50
	40	421040	421140	10/50
400V POTEN. DE CORTE 120kA	50	421050	421150	10/50
NEUTRO		432000		10/50



U	I _n (A)	REFERENCIA		EMBALAJE UN./CAJA
		SIN INDICADOR	CON INDICADOR	
690V POTEN. DE CORTE 30kA	2	422002	422102	10/50
	4	422004	422104	10/50
	6	422006	422106	10/50
	8	422008	422108	10/50
	10	422010	422110	10/50
	12	422012	422112	10/50
	16	422016	422116	10/50
	20	422020	422120	10/50
	25	422025	422125	10/50
	32	422032	422132	10/50
	40	422040	422140	10/50
	50	422050	422150	10/50
	63	422063	422163	10/50
500V POTEN. DE CORTE 120kA	80	422080	422180	10/50
	100	422000	422100	10/50
FUSIBLES SOBRECARGA U 400V POTEN. DE CORTE 120kA	125	422015	422115	10/50
NEUTRO		433000		10/50



NORMAS

IEC 60269-1
IEC 60269-2
EN 60269-1
EN 60269-2

**DIMENSIONES
POTENCIAS DISIPADAS**

PAG 17

**CARACTERÍSTICAS
t-I | LIMITACION | I²t**

PAG 18

**APLICACIONES DC PARA
FUSIBLES CILINDRICOS**

PAG 33

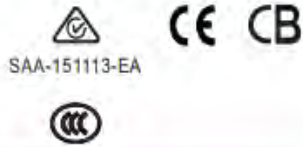
**COMPATIBLE
PMX**

PAG 10

Anexo G Ficha técnica de interruptor termomagnético 63A 600 VDC 2P ZJ Beny.



BB1-63 PV Miniature Circuit Breakers



- 1 Brand
- 2 Type
- 3 Rated Current
- 4 Rated Voltage
- 5 Standard Code
- 6 Indicator
- 7 Wiring Diagram

- Nonpolarity
- High Short-Circuit / Breaking Capacity
- Functions: Overload, Short Circuit, Unfrequent Operation and, Anti-reflux Protection
- Rated Voltage: 1200V, Ultimate
- Breaking Capacity : 6kA
- Rated Current: 63A
- Comply with : IEC 60947-2/GB/T 14048.2

Application

ZBENY BB1 Series PV Mini Circuit Breakers are mainly applied to DC solar combiner box ,Controller etc. The main function include overload protection ,Anti-reflux protection and short-circuit protection. Scientific design of arc-extinguishing system keep solar system more safe. Max Voltage up to 1200V DC, current up to 63A.

Appearance Introduction



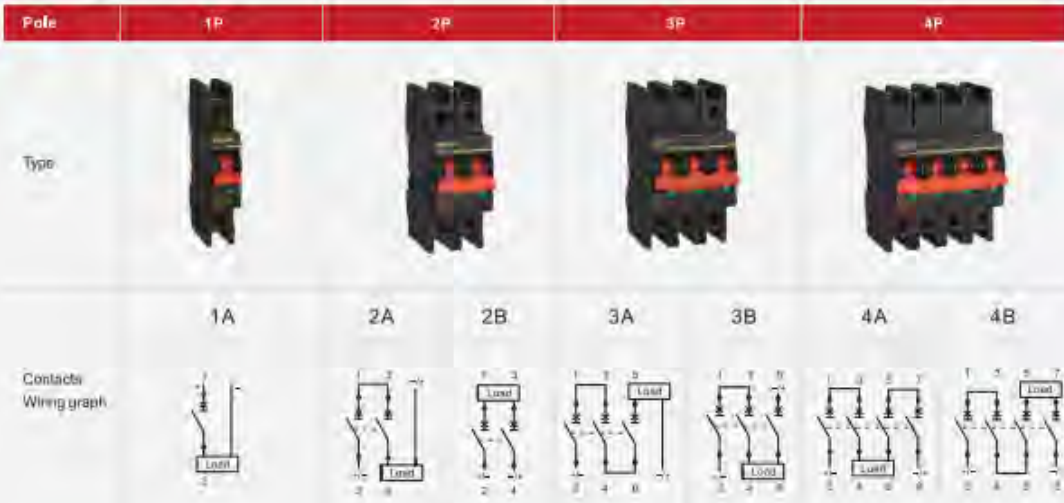
Type Instruction



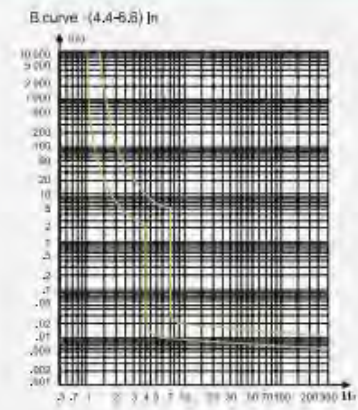
Parameter

Electrical Characteristics	
Type	BB1-63
Comply with	IEC 60947-2/GB/T 14048.2
Pole	1P 2P 3P 4P
Rated Working Voltage U_n	300V DC 600V DC 900V DC 1200V DC
Max Rated Current	63A
Rated Current I_n	3A, 4A, 6A, 10A, 13A, 16A, 20A, 25A, 32A, 40A, 50A, 63A
Rated Insulated Voltage U_i	1200V DC
Rated Impulsed Voltage U_{imp}	6kV
Ultimate Breaking Capacity I_{cu}	6kA
Run Breaking Capacity I_{cs}	6kA
Tripping Type	Thermal Magnetic Type
Service Life/cycle Operation	
Mechanical	Actual Value 20000 Standard Value 8500
Electrical	Actual Value 1000 Standard Value 300
Installation Environment	
Ingress Protection	All Sides IP40 , Connection Terminal IP20
Terminal Cross Section	2.5-25mm ²
Working Temperature	-25°C ~ +70°C
Storage Temperature	-40°C ~ +85°C
Resistance to Humidity And Heat	II (when temperature arrived to 55°C, Relative Humidity95%)
Resistance to Shock	2.6 IEC60068
Resistance to Impact	2.27 IEC60068

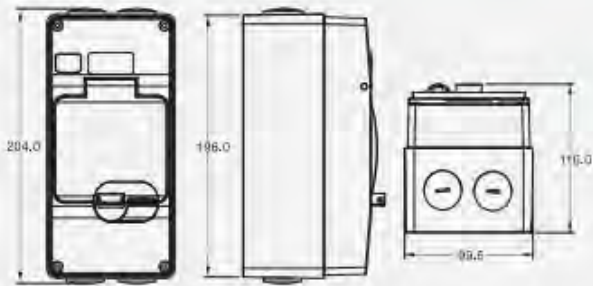
Wiring Method



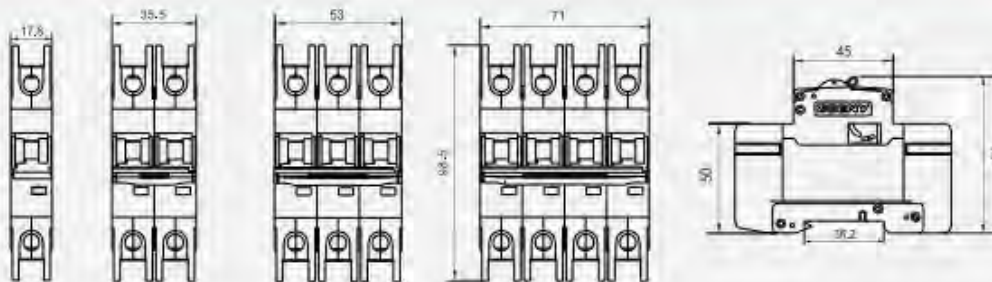
Characteristic Curve



Dimensions(mm)



Dimensions(mm)



Nota. Adaptado de AutoSolar (2023).

Anexo H Ficha técnica de interruptor termomagnético 16A ICN60N ABB Monofásico.

SH202-C16

ABB

Miniature Circuit Breaker - SH200 - 2P - C - 16 ampere

General Information

Extended Product Type	SH202-C16
Product ID	2CDS212001R0164
EAN	4016779631105
Catalog Description	Miniature Circuit Breaker - SH200 - 2P - C - 16 ampere
Long Description	Compact Home SH200 miniature circuit breakers are current limiting. They have two different tripping mechanisms, the delayed thermal tripping mechanism for overload protection and the electromechanic tripping mechanism for short circuit protection. They are available in different characteristics (B,C), configurations (1P,1P+N,2P,3P,3P+N,4P), breaking capacities (up to 6 kA at 230/400 V AC) and rated currents (up to 40 A). All MCBs of the product range SH200 comply with IEC/EN 60898-1, allowing the use for residential applications.

Ordering

Minimum Order Quantity	1 piece
Customs Tariff Number	85362010

Popular Downloads

Data Sheet, Technical Information	2CSC400030D0202
Instructions and Manuals	Printed on packaging

Dimensions

Product Net Width	35 mm
Product Net Depth / Length	69 mm
Product Net Height	85 mm
Product Net Weight	0.25 kg

Technical

Standards	IEC/EN 60898-1
Number of Poles	2
Tripping Characteristic	C
Rated Current (I_n)	16 A
Rated Operational Voltage	acc. to IEC 60898-1 400 V AC
Power Loss	5 W at Rated Operating Conditions per Pole 2.5 W

SH202-C16

2

Rated Insulation Voltage (U _i)	acc. to IEC/EN 60664-1 440 V
Operational Voltage	Maximum (Incl. Tolerance) 440 V AC Maximum 440 V AC Minimum 12 V AC
Rated Frequency (f)	50 Hz 60 Hz
Rated Short-Circuit Capacity (I _{cn})	(400 V AC) 6 kA
Energy Limiting Class	3
Overvoltage Category	III
Pollution Degree	2
Rated Impulse Withstand Voltage (U _{imp})	4 kV (6.2 kV @ sea level) (5.0 kV @ 2000 m)
Dielectric Test Voltage	50 / 60 Hz, 1 min: 2 kV
Housing Material	Insulation Group II, RAL 7035
Actuator Type	Toggle
Contact Position Indication	ON / OFF
Degree of Protection	IP20
Remarks	IP40 in enclosure with cover
Electrical Endurance	20000 AC cycle 20000 cycle
Terminal Type	Screw Terminals
Screw Terminal Type	Cage Terminal
Connecting Capacity	Conductor 25 / 25 mm ² Flexible with Ferrule 0.75 ... 16 mm ² Flexible 0.75 ... 16 mm ² Rigid 0.75 ... 25 mm ² Stranded 0.75 ... 25 mm ²
Tightening Torque	2 N·m
Recommended Screw Driver	Pozidriv 2
Mounting on DIN Rail	TH35-7.5 (35 x 7.5 mm Mounting Rail) acc. to IEC 60715 TH35-15 (35 x 15 mm Mounting Rail) acc. to IEC 60715
Mounting Position	Any

Environmental

Ambient Air Temperature	Operation -25 ... +55 °C Storage -40 ... +70 °C
Resistance to Shock acc. to IEC 60068-2-27	25g / 2 shocks / 13 ms
Resistance to Vibrations acc. to IEC 60068-2-6	5g, 20 cycles at 5 ... 150 ... 5 Hz with load 0.8 In
Environmental Conditions	28 cycles with 55 °C / 90-96 % and 25 °C / 95-100 %
RoHS Status	Following EU Directive 2002/95/EC August 18, 2005 and amendment

Certificates and Declarations (Document Number)

Declaration of Conformity - CE	9AKK107046A5460
Environmental Information	2CDK400030D0201
Instructions and Manuals	Printed on packaging
RoHS Information	2CDK400030D0201

SH202-C16

-3

Container Information

Package Level 1 Units	5 piece
Package Level 1 Width	92 mm
Package Level 1 Depth / Length	183 mm
Package Level 1 Height	80 mm
Package Level 1 Gross Weight	1.3 kg
Package Level 2 EAN	4016779991124

Classifications

Object Classification Code	F
ETIM 4	EC000042 - Miniature circuit breaker (MCB)
ETIM 5	EC000042 - Miniature circuit breaker (MCB)
ETIM 6	EC000042 - Miniature circuit breaker (MCB)
ETIM 7	EC000042 - Miniature circuit breaker (MCB)
eClass	7.0 27141901
UNSPSC	39121614


Categories

Low Voltage Products and Systems -- Modular DIN Rail Products -- Miniature Circuit Breakers MCBs




Nota. Adaptado de AutoSolar (2023).

Anexo I Ficha técnica de interruptor diferencial 16A 10mA 230V.


e-catalogue international version

CAT. N° 4 115 00



RCD DX³-ID - 2P 230 V~ - 16 A - 10 MA - AC TYPE

Pack (number of units)	1
Volume (dm³)	0,38
Weight (g)	244,00

Product characteristics

2-pole 230 V~
AC type

- Sensitivity : 10 mA
- Nominal Rating In : 16 A
- Number of modules : 2

General characteristics

RCCBs - DX³-ID - residual current circuit breakers 16 A to 100 A - AC, A, F and B types

- Conform to IEC 61008 - 1, IEC 62423 (B type and F type)
- Compatible with prong-type and fork type supply busbars
- AC type : detect sinusoidal AC residual currents
- A type : detect sinusoidal AC and pulsating DC residual currents
- F type (High immunity) : detect AC and pulsating DC residual currents
- Enhanced immunity to unwanted tripping in disturbed environments
- Detection of high frequency fault currents
- B type : detect sinusoidal AC, pulsating DC and smooth DC residual currents
- Can be equipped with DX³ signalling and remote tripping auxiliaries and motorised controls

Documentation

Catalogue pages & additional information

- [Description page \(p.057\)](#)
- [Technical page \(p.058\)](#)
- [Dimensions of din-rail equipment](#)

Installation & technical data

- [E01316EN-02](#)

Environmental product profile

- [Environmental product sheet n°B E0013C-EN](#)
- [Environmental product sheet n°B E0013C-EN](#)

Installation instructions & related documents

- [LE03774AR](#)

Agreements & certificates of conformity

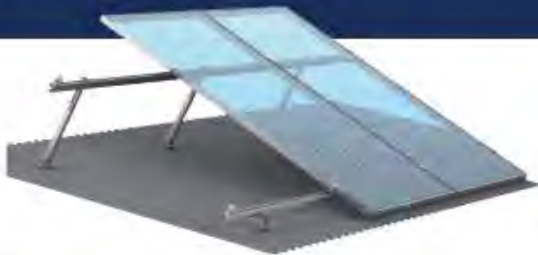
- [VDE - 40032163](#)
- [QC / CB - CB FR_700513](#)
- [QC / CB - CB FR_704741](#)
- [NE - NF012_1080](#)
- [VDE - 40032163](#)
- [AENOR - 030/002247](#)
- [AENOR - 030/002247](#)

© 2023 Legrand. Tous droits réservés. Toute réimpression ou utilisation non autorisée sans la permission écrite de Legrand est formellement interdite. Toute réimpression ou utilisation non autorisée sans la permission écrite de Legrand est formellement interdite. Toute réimpression ou utilisation non autorisée sans la permission écrite de Legrand est formellement interdite.

Nota. Adaptado de Promelsa (2023).

Anexo J Ficha técnica kit de soporte 8 paneles 144c 15° Inclinada Falcat.

Ficha técnica:
AD Solution



Especificaciones

Materiales: aluminio anodizado 6005 T5
Acero inoxidable 304

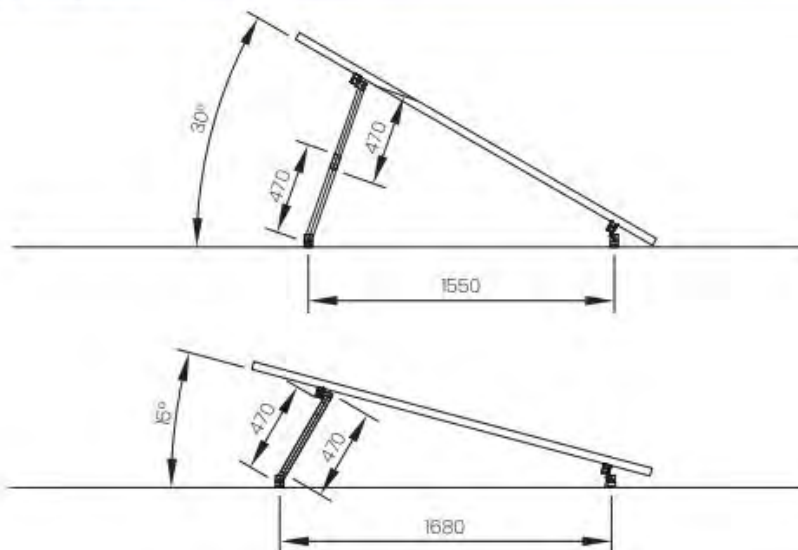
Velocidad del viento: hasta 45 m/s.

Carga de nieve: hasta 50 cm

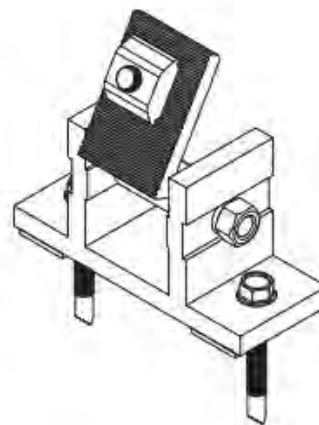
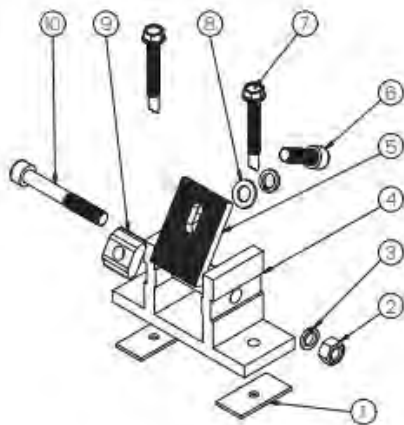
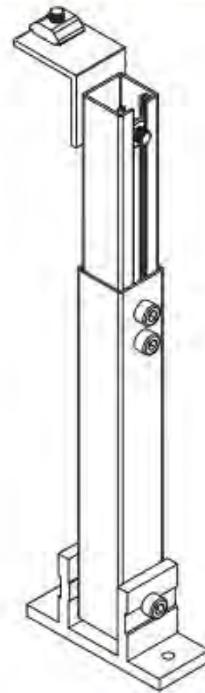
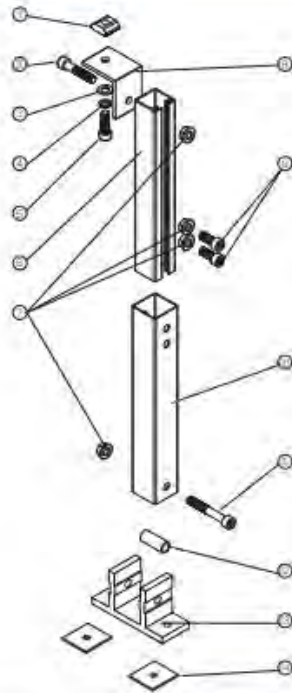
Accesorios

144 células						
Cantidad/ partidas						
2 paneles	2	2	2	2	4	
3 paneles	3	3	2	4	4	
72 células						
Cantidad/ partidas						
2 paneles	2	2	4	2	2	4
3 paneles	3	3	6	4	4	4

Desglose y medidas



Desglose y medidas



Nota. Adaptado de AutoSolar (2023).