



UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

III PROGRAMA DE ELEBORACION DE TESIS

TESIS

Para Optar el Título Profesional de:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

**“ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA
DE UN SISTEMA DE MICROGENERACIÓN
DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA PARA UN EDIFICIO
MULTIFAMILIAR EN EL DISTRITO DE CHICLAYO-
LAMBAYEQUE”**

Autor:

Bach. MARCO ANTONIO SANTOS CUEVA

Asesor:

Ing. CARLOS JAVIER COTRINA SAAVEDRA

LAMBAYEQUE – PERÚ

2021



UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
III PROGRAMA DE ELABORACION DE TESIS
TESIS

Para Optar el Título Profesional de:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

**“ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA
DE UN SISTEMA DE MICROGENERACIÓN
DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA PARA UN EDIFICIO
MULTIFAMILIAR EN EL DISTRITO DE CHICLAYO-
LAMBAYEQUE”**

Autor:

Bach. MARCO ANTONIO SANTOS CUEVA

Aprobado por el Jurado Examinador

PRESIDENTE : Msc. DAVILA HURTADO FREDY
SECRETARIO : Ing. TAPIA ASENJO ROBINSON
MIEMBRO : Ing. OLIDEN NUÑEZ HECTOR ANTONIO
ASESOR : Ing. COTRINA SAAVEDRA CARLOS JAVIER

LAMBAYEQUE – PERÚ

2021



UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
III PROGRAMA DE ELEBORACION DE TESIS
TESIS

Para Optar el Título Profesional de:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

**“ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA
DE UN SISTEMA DE MICROGENERACIÓN
DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA PARA UN EDIFICIO
MULTIFAMILIAR EN EL DISTRITO DE CHICLAYO-
LAMBAYEQUE”**

CONTENIDOS

CAPITULO I	: PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.
CAPITULO II	: MARCO TEÓRICO.
CAPITULO III	: MARCO METODOLÓGICO.
CAPITULO IV	: PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN
CAPITULO V	: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.
CAPITULO VI	: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Autor: MARCO ANTONIO SANTOS CUEVA

PRESIDENTE
Msc. DAVILA HURTADO FREDY

SECRETARIO
Ing. TAPIA ASENJO ROBINSON

MIEMBRO
Ing. OLIDEN NUÑEZ HECTOR

ASESOR
Ing. COTRINA SAAVEDRA CARLOS

**LAMBAYEQUE – PERÚ
2021**

DEDICATORIA

A MI PADRE ERASMO SANTOS MENDOZA, A MI ANGEL, MI MADRE IRENE CUEVA YAJAHUANCA, MIS HERMANAS MANUELA, CARMEN, DORIS, A MI HERMANO JOSÉ Y DE UNA FORMA MUY ESPECIAL A MI TIO EL INGENIERO SANTIAGO CUEVA YAJAHUANCA; YA QUE TODOS ELLOS HAN CONTRIBUIDO DE UNA U OTRA EN MI FORMACIÓN PROFESIONAL.

MARCO ANTONIO SANTOS CUEVA

AGRADECIMIENTO

PRIMERAMENTE, AGRADECER A DIOS POR HABERME BENDECIDO CON UNA HERMOSA FAMILIA QUE DIA A DIA ME MOTIVÓ A ESFORZARME PARA SER UNA PERSONA PROFESIONAL.

A MI PADRE Y HERMANOS QUIENES A PESAR DE LAS ADVERSIDADES DIA A DIA ESTUVIERON DANDOME ALIENTO Y FUERZAS PARA LOGRAR CULMINAR MI CARRERA.

A MIS TIOS, EN ESPECIAL A MI TIO SANTIAGO CUEVA POR ESE RESPALDO Y AYUDA ABSOLUTA.

AL INGENIERO CARLOS COTRINA SAAVEDRA POR SU AYUDA Y CONSEJOS DESINTERESADOS QUE HICIERON POSIBLE LA CULMINACIÓN DEL PRESENTE PROYECTO.

MARCO ANTONIO SANTOS CUEVA

RESUMEN

Esta investigación muestra la evaluación y el dimensionamiento para un sistema de microgeneración fotovoltaica de un edificio multifamiliar ubicado en la ciudad de Chiclayo, cuya finalidad es brindar de manera segura, sostenible y económica una energía eléctrica, haciendo uso de una fuente renovable como es el sol.

Se ubicó las coordenadas del lugar donde se desarrolló la investigación (Latitud= -6.782330; Longitud=-79.852325) para luego ingresarlas al portal web de la NASA y obtener los datos de la irradiación solar, los cuales oscilan de 4,47 kW.h/m²/día a 5,98 kW.h/m²/día.

La implementación del sistema de microgeneración fotovoltaica está formado de un generador tipo fotovoltaico compuesto de 57 paneles solares JINKO SOLAR MODELO JKM410M-72H de 410 Wp; un inversor de la marca FRONIUS SYMO 20.0-3-M 20 kW.

Por último, a fin de determinar si el proyecto es rentable, se calculará el presupuesto y el análisis del flujo económico proyectado, el cual se llevará a cabo para una etapa de 25 años, empleando una tasa de descuento de 15,5% y de donde se obtienen los resultados para los indicadores de valor: VAN de S/ 82 608,49 y TIR de 29%.

Palabras claves: sistema de microgeneración, irradiación solar, inversor, panel fotovoltaico.

ABSTRACT

This research shows the evaluation and sizing for a photovoltaic microgeneration system of a multifamily building located in the city of Chiclayo, whose purpose is to provide a safe, sustainable and economical electric energy, making use of a renewable source such as the sun. The coordinates of the place where the research was carried out were located (Latitude = -6.782330; Longitude = -79.852325) to then enter them into the NASA web portal and obtain the solar irradiation data, which oscillate from 4.47 kW.h / m² / day at 5.98 kW.h / m² / day. The implementation of the photovoltaic microgeneration system consists of a photovoltaic type generator composed of 57 JINKO SOLAR MODEL JKM410M-72H solar panels of 410 Wp; an inverter of the brand FRONIUS SYMO 20.0-3-M 20 kW. Finally, in order to determine if the project is profitable, the budget and the projected economic flow analysis will be calculated, which will be carried out for a stage of 25 years, using a discount rate of 15.5% and where the results are obtained for the value indicators: NPV of S/ 82 608,49 and IRR of 29%.

Keywords: microgeneration system, solar irradiation, inverter, photovoltaic panel

INDICE

Contenido

CAPITULO I: PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN	2
1.1. REALIDAD PROBLEMÁTICA-----	2
1.1.1. Nivel internacional	2
1.1.2. Nivel nacional	2
1.1.3. Nivel local.....	3
1.2. Formulación del problema científico -----	4
1.3. Delimitación de la investigación -----	4
1.3.1. Delimitación espacial	4
1.3.2. Delimitación temporal	5
1.4. Justificación e Importancia del estudio -----	5
1.4.1. Justificación Ambiental	5
1.4.2. Justificación práctica	6
1.4.3. Justificación Económica	6
1.5. Objetivos-----	6
1.5.1. Objetivo General	6
1.5.2. Objetivos Específicos	6
CAPITULO II: MARCO TEORICO	7
2.1. Antecedentes del problema -----	7
2.1.1. A nivel Internacional:	7
2.1.2. A nivel Nacional	9

2.1.3.	A nivel Local.....	12
2.2.	Desarrollo de la temática correspondiente al tema desarrollado -----	15
2.2.1.	Energías renovables.....	15
2.2.1.1.	Energías renovables en el Perú.....	18
2.2.2.	Energía solar en el Perú	19
2.2.2.1.	Generación solar en el Perú.....	20
2.2.3.	Posicionamiento solar.....	22
2.2.3.1.	Coordenadas y movimientos de la tierra.....	22
2.2.3.2.	Coordenadas solares.....	24
2.2.4.	Fundamentos de la radiación	27
2.2.4.1.	Radiación solar.....	27
2.2.4.2.	Radiación solar en el Perú	29
2.2.4.3.	Irradiancia e irradiación solar	31
2.2.5.	Efecto fotovoltaico	32
2.2.6.	Horas de sol pico (HSP)	33
2.2.7.	Componentes de una instalación solar fotovoltaica	33
2.2.7.1.	Baterías y acumuladores.....	33
2.2.7.2.	Controlador de carga o regulador.....	34
2.2.7.3.	Inversor.....	35
2.2.7.4.	Panel fotovoltaico.....	35
2.2.8.	Clasificación de los sistemas fotovoltaicos	44

2.2.8.1.	Sistema fotovoltaico autónomo.....	44
2.2.8.2.	Sistema fotovoltaico conectados a la red.....	49
2.2.9.	Microgeneración Distribuida Residencial Fotovoltaica	50
2.2.9.1.	Criterios técnicos para la conexión de los sistemas de MCD.....	51
2.2.9.2.	Mecanismo comercial para la implementación de los sistemas de MCD.....	52
2.2.9.3.	Ventajas de un sistema de microgeneración fotovoltaica.....	54
2.2.9.4.	Protecciones para un sistema de microgeneración fotovoltaica.....	55
2.2.10.	Estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos.....	58
2.2.11.	Limpieza y mantenimiento	60
2.2.11.1.	Plan de mantenimiento.....	62
2.2.12.	Evaluación técnica y económica de proyectos de inversión.....	63
2.2.12.1.	VAN.....	63
2.2.12.2.	TIR.....	64
2.3.	Definición de términos y conceptos-----	65
CAPITULO III: MARCO METODOLOGICO		68
3.1.	Tipo y diseño de investigación -----	68
3.2.	Población y muestra -----	68
3.3.	Técnicas de muestreo -----	68
3.4.	Diseño de contrastación de hipótesis -----	68
3.5.	Hipótesis -----	68
3.6.	Operacionalización de variables-----	69

3.7.	Técnicas e instrumentos de recolección de datos-----	71
3.8.	Análisis de datos -----	71
	CAPITULO IV: PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN	72
4.1.	Descripción del sistema propuesto -----	72
4.1.1.	Generador fotovoltaico	72
4.1.2.	Inversor	72
	CAPITULO V: ANALISIS E INTERPRETACION DE LOS RESULTADOS	74
5.1.	Características del edificio -----	74
5.2.	Máxima demanda de potencia teórica del edificio -----	74
5.2.1.	Cálculo de la demanda máxima de los departamentos.....	75
5.2.2.	Cálculo de la máxima demanda de las áreas comunes.....	76
5.2.3.	Cálculo de la máxima demanda del edificio	77
5.3.	Cálculo de la energía teórica diaria del edificio -----	77
5.3.1.	Energía teórica diaria por departamentos	77
5.3.2.	Energía teórica diaria en las áreas comunes	79
5.3.3.	Energía teórica diaria total del edificio	79
5.3.1.	Energía teórica consumida durante las horas de radiación solar por departamentos.....	80
5.3.2.	Energía teórica consumida durante las horas de radiación solar en las áreas comunes	81
5.3.3.	Energía teórica total consumida durante las horas de radiación solar.....	81

5.4.	Datos de la irradiación solar -----	82
5.4.1.	Cálculo de la hora solar pico.....	82
5.5.	Dimensionamiento y selección de paneles fotovoltaicos -----	83
5.5.1.	Potencia del generador fotovoltaico	84
5.5.2.	Módulos fotovoltaicos	84
5.5.3.	Número de paneles	84
5.5.4.	Inclinación de los paneles fotovoltaicos.....	86
5.5.5.	Separación entre paneles	86
5.6.	Corrección de la tensión y corriente debido a la temperatura -----	87
5.6.1.	Coeficiente de temperatura de la tensión a circuito abierto del panel.....	87
5.6.2.	Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito del panel.....	87
5.6.3.	Temperatura más alta (T=31°C).....	88
5.6.4.	Temperatura más baja (T=16°C).....	88
5.7.	Selección del inversor -----	89
5.8.	Cableado -----	91
5.8.1.	Tramo generador fotovoltaico – caja de protecciones CD	92
5.8.2.	Caja de protecciones CD al inversor	92
5.8.3.	Inversor al tablero general	92
5.9.	Elementos de protección para el sistema -----	93
5.9.1.	Protecciones en corriente continua.....	93
5.9.2.	Protecciones en corriente alterna	95

5.10. Tableros de distribución del edificio -----	95
5.11. Funcionamiento del Sistema De Microgeneración Distribuida -----	96
5.11.1. Horas de funcionamiento de sistema de MCD	96
5.11.2. Energía Generada por el sistema de MCD	97
5.11.3. Energía usada del generador para autoconsumo y venta de excedentes de energía	98
5.12. Viabilidad técnica y económica -----	100
5.12.1. Costo de la implementación del sistema	101
5.12.2. Evaluación económica.....	102
5.12.2.1. Flujo de caja proyectada	102
CAPITULO VI: CONCLUSIONES	104
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	105
ANEXOS	110

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación geográfica de la Urb. Monterrico.....	4
Figura 2. Temperatura promedio CHICLAYO.....	5
Figura 3. Energías Renovables.....	18
Figura 4. Producción de Energía renovable 2018	19
Figura 5. Centrales Solares Perú	21
Figura 6. Latitud.....	22
Figura 7. Longitud.....	23
Figura 8. Movimiento de la tierra.....	23
Figura 9. Posición de la tierra.	24
Figura 10. Esfera celeste.....	25
Figura 11. Coordenadas solares	25
Figura 12. Elevación solar	26
Figura 13. Azimut solar	26
Figura 14. Espectro electromagnético de la Radiación solar	27
Figura 15. Tipos de Radiación Solar.	29
Figura 16. Radiación solar PERU.	30
Figura 17. Escala de la irradiancia a base de la radiación.	31
Figura 18. Irradiación en algunas ciudades de América.....	32
Figura 19. Efecto fotovoltaico.....	32
Figura 20. Hora solar pico.	33
Figura 21. Reguladores de carga solar.....	34
Figura 22. Inversor.	35
Figura 23. Panel fotovoltaico.....	36
Figura 24. Célula Solar	36

Figura 25. Estructura del Panel Fotovoltaico.....	38
Figura 26. Caja de Conexiones.	39
Figura 27. Potencia pico de un módulo fotovoltaico.....	41
Figura 28. Conexión paralelo.....	42
Figura 29. Conexión serie.	42
Figura 30. Conexión Serie/paralelo.....	43
Figura 31. Sistema fotovoltaico autónomo.....	45
Figura 32. Sistema fotovoltaico directo.....	45
Figura 33. Sistema fotovoltaico con acumulador.....	46
Figura 34. Número de suministros de SFA por año-Perú.....	48
Figura 35. Número de suministros de SFA por departamento-Perú	48
Figura 36. Sistema fotovoltaico conectado a red	49
Figura 37. Costos promedio para SF	51
Figura 38. Producción del Sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica	53
Figura 39. Estructura en el suelo.....	58
Figura 40. Estructura en poste.....	59
Figura 41. Estructura en la pared.	59
Figura 42. Estructura en el tejado.....	60
Figura 43. Limpieza de módulos fotovoltaicos.....	61
Figura 44. Plan de mantenimiento.....	62
Figura 45. Flujograma del desarrollo de la propuesta	73
Figura 46. Irradiación solar anual.....	82
Figura 47. Características paramétricas del panel fotovoltaico	86
Figura 48. Inversor marca Fronius Symo 20.0-3 M 20kW.....	90
Figura 49. Garantía de rendimiento lineal del generador	98

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Baterías en el mercado	34
Tabla 2 Operacionalización de variables	70
Tabla 3 Características del edificio	74
Tabla 4 Máxima Demanda por Departamentos	75
Tabla 5 Máxima Demanda de las Áreas Comunes	76
Tabla 6 Máxima Demanda del Edificio	77
Tabla 7 Energía Consumida Por Departamentos	77
Tabla 8 Energía en las áreas comunes	79
Tabla 9 Energía Consumida Total.....	79
Tabla 10 Energía consumida durante las horas de radiación solar por departamentos.....	80
Tabla 11 Energía consumida durante las horas de radiación solar en las áreas comunes	81
Tabla 12 Energía total consumida durante la radiación solar	81
Tabla 13 Ubicación Geográfica del Edificio	82
Tabla 14 Hora Solar Pico.....	83
Tabla 15 Cuadro comparativo de paneles existentes en el mercado	85
Tabla 16 Especificaciones del panel fotovoltaico	85
Tabla 17 Comparación de los parámetros eléctricos entre el generador y el inversor.....	90
Tabla 18 Datos técnicos del inversor seleccionado.....	91
Tabla 19 Parámetros para seleccionar los interruptores	96
Tabla 20 Duración en horas de la presencia del sol Chiclayo	97
Tabla 21 Tasa de crecimiento del costo de kW.h anual	99
Tabla 22 Costo de la implementación del sistema	101
Tabla 23 Parámetros para evaluar la viabilidad	102
Tabla 24 Flujo de caja proyectado	103

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es un tipo de energía muy variable y es la que mejor se adapta a cada necesidad de los seres humanos. Su utilización es tan amplia que difícilmente una ciudad sin energía eléctrica podría lograr desarrollarse tecnológicamente.

Hoy en día la demanda tanto de usuarios pequeños como de las grandes empresas, está superando ampliamente la máxima demanda que pueden cubrir las subestaciones existentes dentro de la región, es por ello que es necesario hacer uso de otros recursos energéticos, como por ejemplo la energía fotovoltaica, con la cual aparte de ayudar a cubrir la demanda de electricidad también contribuye con el cuidado del medio ambiente.

Este proyecto está compuesto por seis apartados (capítulos) que se detallan posteriormente:

En el apartado I, se detalla la realidad problemática a nivel internacional, nacional y local, para luego establecer los objetivos del proyecto.

En el apartado II, se describen los proyectos empleados como fuente de referencia al tema, los cuales son tomados como antecedentes para el sustento del estudio.

En el apartado III, se detalla la metodología; ósea el método que se va a emplear para la recopilación de información y así poder llegar a los resultados.

En el apartado IV, presento el desenlace al problema presentado en el apartado I.

En el apartado V, se detallan los resultados y las características de los elementos a usar.

En el apartado VI, se detallan las conclusiones a las que se llegó luego de desarrollar los cinco capítulos anteriores.

CAPITULO I: PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN

1.1. REALIDAD PROBLEMÁTICA

1.1.1. Nivel internacional

De acuerdo con ABB (2015), durante sus primeros años, el mercado fotovoltaico se expandió impulsado a través de incentivos y asistencias públicas, en Europa en particular, las administraciones establecieron objetivos para la utilización de energía de tipo renovable como parte de la energía total que se produce.

Estos objetivos apuntan a fuentes distintas del carbono, y así, eliminar al carbono del suministro de energía, reduciendo así, las emisiones de carbono (ABB, 2015).

Según ABB (2015), durante los años últimos, el mercado se ha desarrollado rápidamente en Australia, India, Japón, China y Estados Unidos. La industria espera que el mercado se lance rápido en los países emergentes de Sudamérica, África y Medio Oriente.

La demanda solar se está estableciendo en cualquier parte del mundo en los sectores de generación terrestre, comercial o residencial. (ABB, 2015).

1.1.2. Nivel nacional

La generación distribuida tiene el potencial de transformar la industria eléctrica en un país, su promoción y sus diversas actividades son necesarias para asegurar su continuo crecimiento. En Perú, existe un marco legal que respalda el desarrollo de la generación de energía distribuida. Este marco se evidencia con la emisión de un proyecto del Decreto Supremo en 2018, que aprueba la normativa que se compone de 22 artículos de generación distribuida impulsadas por el MINEM a partir del 2010, la cual precisa 02 clases de generaciones distribuidas con distintas capacidades máximas instaladas.

Últimamente, en el país se está realizando un análisis detallado de los sectores de electricidad e hidrocarburos, que conducirá a cambios profundos en el mercado energético local. Si bien la generación centralizada de estaciones generadoras de energía

seguirá dominando el sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN), todo indica que el debate sobre la regulación de la generación distribuida volverá a jugar un papel clave por sus beneficios económicos, ambientales y sociales.

Según la revista Conociendo (2017) “El Perú es afortunado en términos de potencial solar, que oscila entre 4,5 y 6,5 kWh/m² por día en promedio en todo el país (MINEM, 2011)” (pág. 9).

“Mediante el Acuerdo de Paris, el Perú se compromete a cumplir al 2030, aprovechar el potencial solar a través del esquema de Generación Distribuida” (CONOCIENDO, 2017).

“Entre los proyectos presentados, la “Generación Distribuida mediante Paneles Solares” con código E2, proporciona una reducción de emisiones de 0,041 Mt de CO₂ eq para el 2030” (CONOCIENDO, 2017, pág. 9).

1.1.3. Nivel local

Con la finalidad de beneficiarse de las bondades de los sistemas de microgeneración distribuida y considerando el interés por parte del dueño del edificio multifamiliar, esto ha hecho que se proponga el tema de investigación, así como la factibilidad técnica y evaluación del ritmo económico del sistema de microgeneración distribuida con la finalidad de que el interesado pueda implementarlo.

El desarrollar este proyecto de investigación permitirá que el edificio sea menos dependiente de la energía eléctrica convencional, lo cual conllevará a un ahorro monetario por concepto de facturación de energía.

Otra ventaja del desarrollo del presente proyecto es la contribución con el cuidado ambiental, ya que, al ser un modelo de energía limpia y renovable, reduce las emisiones del CO₂.

1.2. Formulación del problema científico

¿Será viable de manera técnica y económica un sistema de microgeneración distribuida fotovoltaica en el edificio multifamiliar, ubicado en la urbanización Monterrico, Chiclayo-Lambayeque?

1.3. Delimitación de la investigación

1.3.1. Delimitación espacial

La ubicación para la investigación es un edificio de tipo multifamiliar, el cual está ubicado en la Urbanización Monterrico II Etapa Mz. E. lote 13-14 ex Polifap, Chiclayo-Lambayeque.

Geográficamente se ubica en:

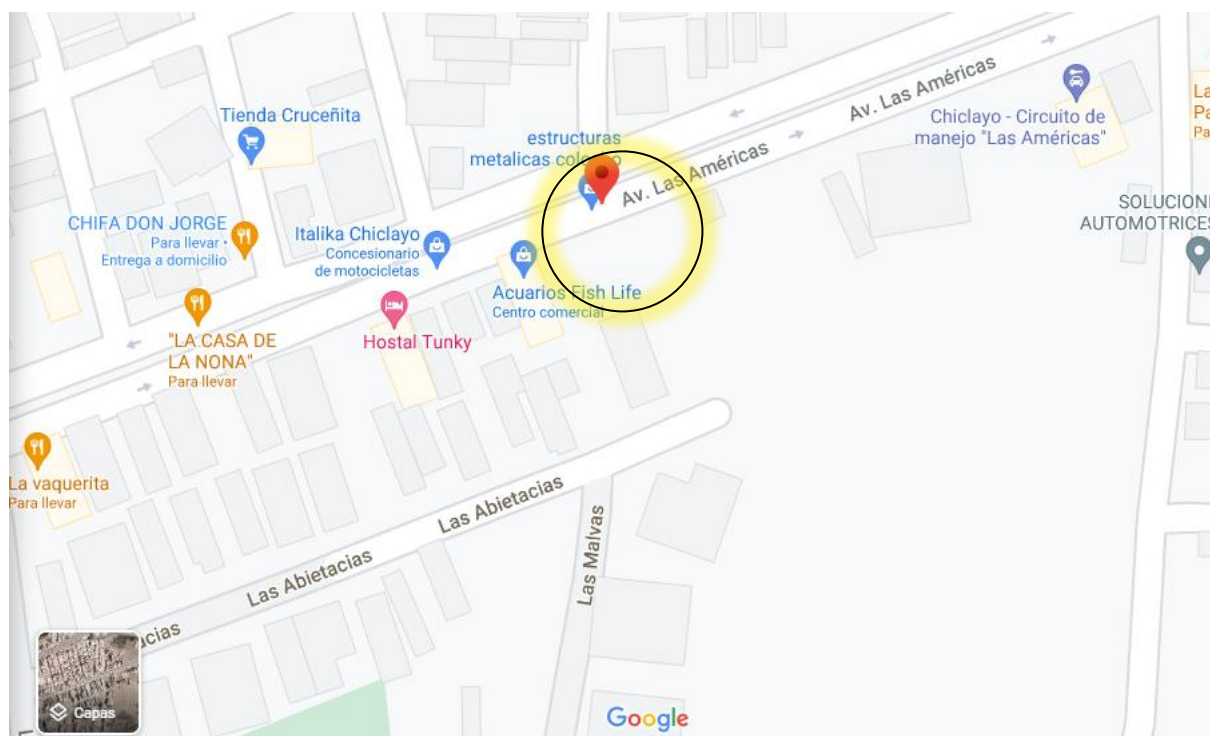


Figura 1. Ubicación geográfica de la Urb. Monterrico

Fuente: (Google, 2020)

CHICLAYO

Los veranos en Chiclayo, son calurosos, cortos, nublados y húmedos; los inviernos son ventosos, mayoritariamente despejados y secos a lo largo de todo el año.

Su temperatura va desde los 16 °C hasta los 31 °C y algunas veces desciende por debajo de los 15 °C o se eleva por encima de los 33 °C.

Según los viajeros, la época ideal del año para recorrer Chiclayo por un servicio de clima cálido es a partir de inicios de mayo hasta inicios de octubre.

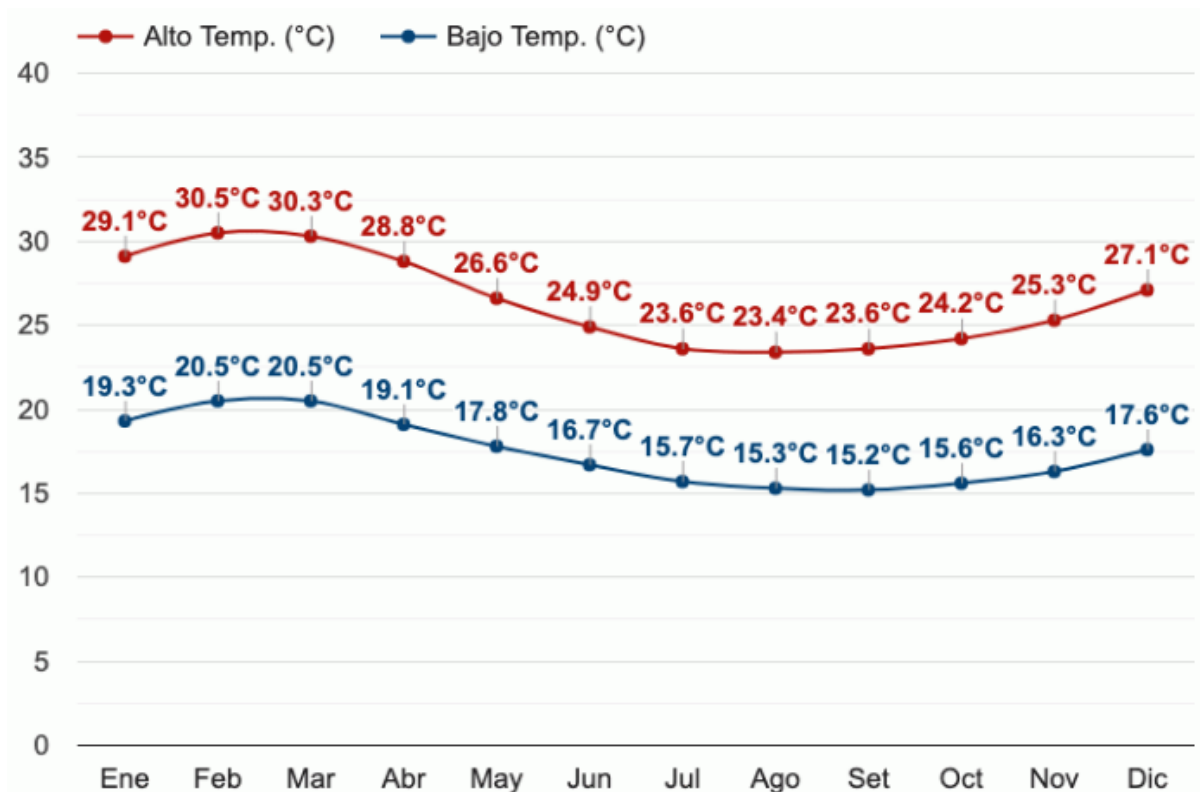


Figura 2. Temperatura promedio CHICLAYO.

Fuente: (Atlas, 2020)

1.3.2. Delimitación temporal

Está previsto que el estudio actual a realizarse en el edificio multifamiliar esté finalizando en un plazo de 06 meses (Julio-diciembre 2020).

1.4. Justificación e Importancia del estudio

1.4.1. Justificación Ambiental

Gracias al estudio y su posterior implementación del sistema de microgeneración distribuida fotovoltaica, se busca reducir el daño ambiental, gracias a que esta clase de energía no proviene de combustibles que puedan generar contaminación.

1.4.2. Justificación práctica

Con la investigación se busca reemplazar el uso de electricidad tradicional por el uso de energías renovables de tal forma que sea técnica y económicamente viable.

1.4.3. Justificación Económica

Con el estudio se busca reducir el monto facturado por consumo de energía eléctrica con lo cual se mejorará la situación económica del propietario del edificio multifamiliar ubicado en la urbanización Monterrico en el distrito de Chiclayo-Lambayeque.

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo General

Analizar y dimensionar de manera que sea técnica y económicamente viable el sistema de microgeneración distribuida fotovoltaica para el edificio multifamiliar ubicado en la urbanización Monterrico, Chiclayo-Lambayeque.

1.5.2. Objetivos Específicos

- a) Evaluar los datos sobre la irradiación del sol en el área de investigación.
- b) Calcular la energía eléctrica promedio diario requerida por el edificio multifamiliar, así como su máxima demanda.
- c) Establecer el tamaño de los equipos del sistema de microgeneración distribuida.
- d) Realizar el cálculo del costo del sistema propuesto.
- e) Realizar el estudio económico de la propuesta.

CAPITULO II: MARCO TEORICO

2.1. Antecedentes del problema

Hasta el momento la utilización de energías de tipo renovables, viene siendo una buena alternativa para reemplazar la energía convencional, puesto que además de ser un tipo de energía no contaminante permite distintas adaptaciones de generación de energía, como en el caso de los núcleos pequeños aislados de la red. Esto ha motivado a desarrollar una serie de proyectos sobre energías renovables (fotovoltaicas), que hoy son tomados como antecedentes para la formulación de nuevos proyectos.

2.1.1. A nivel Internacional:

Latacunga-Ecuador

Damacela y Guamangate (2018), en su tesis “Diseño e implementación de un módulo didáctico de microgeneración distribuida para análisis de fiabilidad y sustentabilidad en el suministro de energía eléctrica en el laboratorio de accionamientos eléctricos”, plantea el siguiente problema:

Actualmente, es más común el uso de energías de tipo renovables u otros tipos generacionales de energía en el Ecuador, debido a que no existen módulos didácticos de microgeneración distribuida barata y no se ha estudiado la confiabilidad y sustentabilidad de los mismos (Damacela & Guamangate, 2018).

Por tanto, es necesario realizar una investigación para evaluar la confiabilidad y sostenibilidad del suministro eléctrico de un sistema de microgeneración distribuida, ya sea fotovoltaica o térmica (Damacela & Guamangate, 2018).

Según Damacela y Guamangate (2018) indican que el sistema didáctico de microgeneración distribuida se implementó en un laboratorio controlado eléctricamente, a través del análisis de irradiación en sitio, arrojando un valor diario

promedio de 944,8 W/m², por tanto, es un sitio idóneo para la implementación del módulo.

El análisis de costo-beneficio muestra que el sistema de microgeneración es sostenible y se puede lograr ahorrar 289 USD al año, con un periodo de recobro de inversión en 06 años (Damacela & Guamangate, 2018).

Uruguay

Bagnulo, Briozzo y Varela (2017) desarrollaron una tesis titulada: “Microgeneración Fotovoltaica en Uruguay Análisis y Perspectivas Futuras”, debido a que:

La matriz energética en Uruguay ha cambiado durante estos años, por lo que la energía eólica va desplazando las centrales térmicas (Bagnulo, Briozzo, & Varela, 2017).

Para ir un paso más allá, se han creado políticas que incentivan la instalación de generadores fotovoltaicos para conectarse a la red de transmisión, para instalar micro generadores fotovoltaicos interconectados a la red de baja tensión (Bagnulo, Briozzo, & Varela, 2017).

En la tesis los autores buscan enmarcar la realidad actual en Uruguay respecto a la incorporación de la microgeneración fotovoltaica como forma de generación de electricidad (Bagnulo, Briozzo, & Varela, 2017).

Para concluir con dicha tesis (Bagnulo, Briozzo, & Varela, 2017) llegan a las siguientes conclusiones:

Se pudo documentar de manera casi completa la situación mundial de la microgeneración fotovoltaica. En particular, de Uruguay se obtuvo información detallada sobre el número de micro generadores y sus principales características” (Bagnulo, Briozzo, & Varela, 2017).

Aprendieron a utilizar el software PVsyst, utilizado para evaluar el desempeño de la instalación proyectada. Respecto a lo último, se adquirió una noción sobre los criterios

de diseño que se pueden utilizar para aplicarlos correctamente al caso que se presente (Bagnulo, Briozzo, & Varela, 2017).

Por último, se visualiza la transformación del costo total de generación. Se observa que hay una disminución de la tasa penetración del 30%, valor aspirante para un posible límite de penetración de microgeneración (Bagnulo, Briozzo, & Varela, 2017).

Ecuador

Gonzales, Zambrano y Fabricio (2014), en la investigación “Estudio, diseño e implementación de un sistema de energía solar en la comuna puerto roma de la isla Mondragón del Golfo de Guayaquil, provincia de Guayas”, los autores indican que:

El objetivo es implementar en la Comuna Puerto Roma, de la Isla Mondragón un sistema admisible al aprovechamiento de la energía del sol y así, cubrir una de sus tantas necesidades (Gonzales, Zambrano, & Fabricio, 2014).

Una vez que se terminó el proyecto Gonzales, Zambrano y Fabricio (2014), llegaron a las conclusiones siguientes:

Este sistema de utilización de la energía solar se implementó en la comuna de la localidad y los vecinos fueron asesorados por los autores para el correcto uso del sistema, para beneficio general (Gonzales, Zambrano, & Fabricio, 2014).

Una vez desarrollado el proyecto y calculado los indicadores económicos de cada componente, los autores indican que el costo total para realizar dicho proyecto es de \$ 6 540,32 (Gonzales, Zambrano, & Fabricio, 2014).

2.1.2. A nivel Nacional

Cuzco

Soria y Cabrera (2019), en su proyecto titulado “Estudio técnico económico de generación eléctrica usando paneles fotovoltaicos en la Ciudad Universitaria de Perayoc

de la Universidad Nacional San Antonio de Abad del Cuzco” plantean el siguiente problema:

¿Será factible la implementación técnica económica de un mecanismo de generación de electricidad con paneles para la ciudad universitaria de la UNSAAC?

Una vez planteado su problema Soria y Cabrera (2019), se trazan como objetivo: Elaborar el estudio técnico económico del sistema que generará electricidad por medio de la instalación de paneles solares en la ciudad Universitaria de la UNSAAC (Soria & Cabrera, 2019).

Soria y Cabrera (2019) llegaron a las siguientes conclusiones:

El estudio económico concluyó que la electricidad producida reemplazaría el 74% de los costos efectuados sobre el concepto de energía eléctrica, con un VAN de S/ 514 817,04 y TIR de 5% sobre el estudio viable (Soria & Cabrera, 2019).

Arequipa

Solórzano (2017), en su tesis “Generación distribuida en redes secundarias en Arequipa” plantea que:

Además del proyecto del uso de los recursos tradicionales, está la potencial crisis energética que podría ocurrir en un futuro próximo y afectar a toda la población (Solórzano, 2017).

Solórzano (2017), plantea el siguiente objetivo: Evaluar el efecto de la generación distribuida en los parámetros de una red secundaria en Arequipa, debido a la instalación de plantas de energía fotovoltaica.

Para culminar con dicho proyecto Solórzano (2017), indica las siguientes conclusiones: En Perú no se define la reglamentación de la Generación Distribuida a nivel de redes secundarias (Solórzano, 2017).

Por la ubicación geográfica de Arequipa, tiene potencial para generar energía fotovoltaica (Solórzano, 2017).

La microgeneración distribuida fotovoltaica es factible para una variedad de consumo doméstico (Solórzano, 2017).

La generación de energía fotovoltaica, puede suministrar una gran cantidad de energía para el uso doméstico, el único inconveniente es el costo de implementación (Solórzano, 2017).

La aplicación es posible a niveles de voltaje de media y alta tensión (Solórzano, 2017).

Lima

Quispe, Quezada y Roque (2019), desarrollaron una tesis titulada: “Factibilidad de la instalación de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao (UNAC)”, tomando como problema: ¿Cómo hacer factible instalar una planta de generación en la UNAC?

Una vez planteado el problema Quispe, Quezada y Roque (2019) se trazan como objetivo: Analizar la viabilidad de instalar una planta de generación distribuida en la UNAC.

Habiendo analizado y desarrollado la presente investigación Quispe, Quezada y Roque (2019) , llegan a las siguientes conclusiones:

Se determinó la viabilidad de implementar una planta de generación distribuida en la UNAC mediante la tecnología de cogeneración a través de motores recíprocos (Quispe, Quezada, & Roque, 2019).

“Se concluyó que, para una adecuada implementación de generación distribuida, dado sus prestaciones técnicas y económicas, se usará como fuente de generación el gas natural con el uso de motor recíproco” (Quispe, Quezada, & Roque, 2019, pág. 160).

Según Quispe, Quezada y Roque (2019) “Considerando una inversión de 2,610 Miles US\$ se obtuvo un VAN positivo de 1 850 a los 20 años de inversión, sin embargo, desde el año 7 se observa el van positivo, garantizando el retorno de la inversión” (pág. 160).

Según Quispe, Quezada y Roque (2019) “Resulta económicamente factible si es que se implementa un MR con 3 MW, para el autoconsumo y lo restante venderlo al mercado Spot” (pág. 160).

“Con la instalación de generación distribuida en la UNAC se obtendrán beneficios económicos, académicos, sociales y ambientales” (Quispe, Quezada, & Roque, 2019, pág. 160).

2.1.3. A nivel Local

Lambayeque

Vasquez (2019) en su estudio “Microgeneración distribuida con sistema fotovoltaico para autoconsumo en la Municipalidad de Picsi en el departamento de Lambayeque” plantea el siguiente el problema: ¿Contaremos con suficientes recursos solares para construir un mecanismo de microgeneración distribuida con paneles solares a favor de nuestro propio consumo en el municipio de Picsi, departamento Lambayeque?

Vasquez (2019) plantea el siguiente objetivo: Proyectar un sistema solar para consumo propio en el municipio de Picsi, departamento de Lambayeque.

Para culminar con dicho proyecto Vasquez (2019) indica las siguientes conclusiones:

Se recolectaron datos históricos de consumo eléctrico, de los cuales consiguió un valor medio de 570,3 Kw.h por año, donde el precio aproximado del kW.h es de S/ 0,6006 (Vasquez, 2019).

Se contó con un analizador de red, el cual se utilizó del 7 al 17 de octubre del 2019, donde el día representativo fue el 15 de Octubre (Vasquez, 2019).

Se encontró que la electricidad diaria que se consume es de 13,45 kWh y la demanda más alta es de 2,041 kW (Vasquez, 2019).

Se evaluó de modo técnico y económico el sistema solar para consumo propio dando un precio de S/ -41 135,700 (Vasquez, 2019).

Los indicadores económicos estimados con la tasa de descuento del 12% en una etapa de 25 años fue de VAN: S/ 5 989,64 y TIR: 14% (Vasquez, 2019).

Lambayeque

Coronel (2018), en su tesis “Diseño de un sistema fotovoltaico interconectado a red de 4,5 kW en el complejo policial La Despensa en el distrito de José Leonardo Ortiz provincia de Chiclayo Lambayeque” plantea el siguiente problema: ¿Se puede utilizar en el complejo policial La Despensa la energía del sol mediante un sistema fotovoltaico conectado a la red?

El autor de dicho estudio tiene por objetivo: Plantear una oferta de proyecto para la instalación de un sistema solar conectado a la red en el Complejo de la Policía La Despensa, en el distrito de José Leonardo Ortiz, Chiclayo, Lambayeque (Coronel, 2018).

Este sistema debe suministrar energía a la carga existente durante las horas de sol, y funcionará con la ayuda del inversor de 4,5 kW conectado al SEIN, en este caso ENSA (Coronel, 2018).

Para culminar con dicho proyecto coronel (2018) indica las conclusiones:

El mes de junio, se consideró para la etapa en donde se dimensionará, ya que es el peor mes en términos de energía solar disponible, lo cual garantiza la pleno operatividad del sistema productor de electricidad fotovoltaica interconectado a la red para todo el año (Coronel, 2018).

Luego de realizar los cálculos, se concluyó que el método aplicado con el que evaluó la confiabilidad técnica y económicamente para instalar en el Complejo Policial La Despensa un sistema fotovoltaico acoplado a la red es productivo en comparación a la alternativa tradicional de producción de electricidad (Coronel, 2018).

El análisis del SFVI, mostró un rendimiento energético mínimo de 597,84 kW.h/mes con un máximo consumo de 775,92 kW.h/mes, y una TIR media del 10,52 %, lo cual es viable (Coronel, 2018).

Luego de realizar los estudios económicos y financieros, se obtuvieron un VAN de S/ 97,09 y la TIR de 10,52% con una mínima tasa del 10,50%, rentabilizando la inversión frente a tasas de intereses bancarios (Coronel, 2018).

Lambayeque

Chapoñan (2019), desarrolla la tesis titulada: “Microgeneración fotovoltaica con el software PVsyst en el centro poblado San Marcos - Lambayeque”, en el que plantea como problema: ¿Habría suficiente radiación solar para que un sistema fotovoltaico que satisfaga las necesidades energéticas en la zona denominada San Marcos?

Para el desarrollo de la tesis Chapoñan (2019), se traza como objetivo: Evaluar un sistema de microgeneración usando el software PVsyst en la zona denominada San Marcos, Lambayeque.

Se llegó a las siguientes conclusiones:

Las viviendas planificadas teniendo en cuenta la tasa de crecimiento de la población en el INEI (2,37%) es de 48. La energía media pensada es de 19 152 W.h teniendo una demanda superior de 5 424 W (Chapoñan, 2019).

Según el método del mes, se seleccionó el siguiente equipamiento: 30 paneles solares YINGLI SOLAR de 220 Wp, 03 reguladores STUDER VARIO TRACK de 65 A, 20 baterías ROLLS, 01 inversor MUST SOLAR de 8 000 W (Chapoñan, 2019).

La red secundaria se ha dimensionado para que el cable eléctrico que cumpla con los requisitos exigidos de capacidad de carga de corriente y caída de tensión sea de 2x16/25 y 1x16/25 (Chapoñan, 2019).

El presupuesto para el suministro eléctrico del centro poblado es de: S/ 155 693,18 (Chapoñan, 2019).

Lambayeque

(León Llanos, 2019) autor de Tesis “Generación distribuida mediante el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución en el Instituto ISA-Chiclayo” indica que pretende implementar un sistema fotovoltaico para suministrar de energía eléctrica al instituto mediante la generación distribuida.

(León Llanos, 2019) indica que llega a plantear esta propuesta debido a que en el instituto ISA-Chiclayo se realizan pagos anuales muy elevados, los mismos que cada año se elevan; es que se propone un sistema fotovoltaico interconectado, aplicando la generación distribuida que manera que pueda satisfacer su demanda eléctrica y al mismo tiempo generar beneficios mediante la inyección de la energía sobrante a la red (pág. 74)

(León Llanos, 2019) después de haber realizado sus cálculos e interpretado sus resultados, indica que el implementar dicho sistema costará S/. 34 904,84, la cual constará de 20 paneles solares Jinko Solar de 315 Wp, 01 inversor de 6000 A, interruptores de protección con una potencia nominal de 6,3 kW (pág. 139)

2.2. Desarrollo de la temática correspondiente al tema desarrollado

2.2.1. Energías renovables

Según Castejón y Santamaría (2010), llamamos energía renovable a la energía obtenida de fuentes renovables, que, por sus características, como la cantidad de energía que contienen o por su capacidad de regeneración son consideradas inagotables.

Se consideran energías renovables las siguientes:

Energía eólica

Según Osinergmin (2019), se produce debido a las diferentes temperaturas del viento en diferentes regiones. La energía del viento emplea la energía cinética producida con el viento convirtiéndola en energía eléctrica o mecánica.

La energía del viento es obtenida a través de máquinas formadas por aspas oblicuas conectadas a un eje que gira, conocido como turbina eléctrica o aerogenerador, las cuales están encargadas de convertir la energía del viento (OSINERGMIN, 2019).

La implementación conjunta de aerogeneradores conectados a la red eléctrica se denomina parque eólico, será offshore u onshore, lo cual depende del lugar en el que se ubique. (OSINERGMIN, 2019).

Energía solar

Según Osinergmin (2019), es una energía de tipo renovable que se consigue tras capturar la radiación electromagnética del sol, la cual, es capaz de ocasionar una reacción química o producir electricidad.

Energía térmica

Según Castejón y Santamaría (2010), consiste en el calentamiento de fluidos, tanto para uso casero como para las industrias.

Energía hidráulica

Según Castejón y Santamaría (2010), Producido por ríos y arroyos de agua dulce. Genera electricidad mediante generadores impulsados por turbinas que son empujados por la fuerza del agua.

Energía mareomotriz

Según Osinergmin (2019), aprovecha el movimiento de las mareas (la subida y bajada del agua del mar), que se generan en las aguas como consecuencia del giro del planeta y la atracción de la gravedad sobre ella, sobre la luna, y en pequeña suma sobre el sol.

Tiene una gran capacidad de energía; aunque, su instalación es cara y tiene un impacto visual sobre el paisaje de la costa.

Según Osinergmin (2019), la energía mareomotriz se puede aprovechar a través de tres maneras de tecnologías: energía mareomotriz dinámica, represa de marea y generadores de corriente de mareas.

Energía geotérmica

La energía geotérmica emplea el calor captado dentro del área terrestre, incluido el calor en las rocas, aguas y suelos, a profundidades y temperaturas distintas. Cuando se eleva la profundidad de la cubierta, la temperatura aumenta por el calor sobre la tierra. Este aumento es conocido como gradiente geotérmico (OSINERGMIN, 2019).

Energía biomasa

Según Castejón y Santamaría (2010), es obtenida de todos los materiales de origen biológico, excepto los incluidos en formaciones geológicas que se someten a un proceso de mineralización como el carbón, petróleo o gas.



Figura 3. Energías Renovables

Fuente: Elaboración Propia

Según Castejón y Santamaría (2010), todas las fuentes de energía mencionadas se consideran respetuosas con el medio ambiente, a excepción de la biomasa que se considera contaminante.

2.2.1.1. Energías renovables en el Perú

Según MINEM (2019) el país tiene una gran capacidad para continuar con el crecimiento de la generación de la energía utilizando la energía del sol, del viento y más alternativas de energías de tipo renovable, y así cosechar los beneficios de los menores precios que se dan en todo el mundo.

La energía renovable, gracias a sus fuentes como la del sol, el viento y la biomasa produjeron un total de 1 990 GWh en septiembre del 2019, que es un 4,69% generado para el mercado del país, a la vez que 22 839 GWh han sido producidos por centrales hidroeléctricas. Además, en el mismo mes se presentaron seis proyectos hidroeléctricos y tres de centrales con recursos renovables no tradicionales. (MINEM, 2019).

En el 2019 la producción eléctrica total fue de 56 967 GWh, donde el 96,5% del volumen absoluto de electricidad se produjo para el mercado eléctrico y el aditivo (3,5%) se produjo para el propio consumo. Las centrales de tipo térmicas generaron 21 242 GWh, según la DGE (Billini, 2020).

La producción hidroeléctrica ascendió a 30 781 GWh. Donde las centrales de tipo fotovoltaico representaron alrededor de 762 GWh, mientras que las eólicas alcanzaron los 1 647 GWh (Billini, 2020).

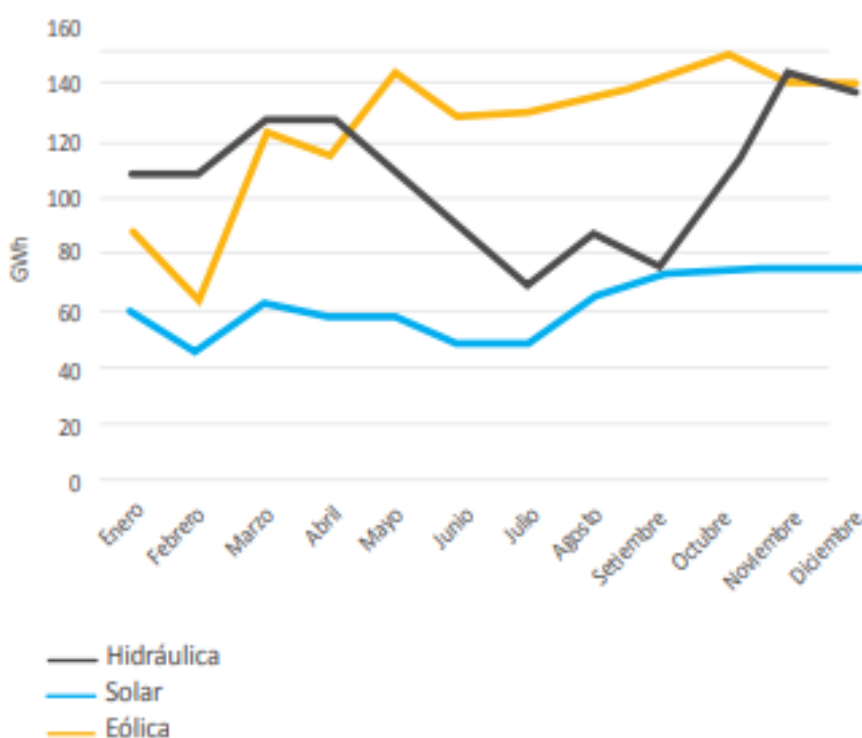


Figura 4. Producción de Energía renovable 2018

Fuente: (OSINERGMIN, 2019, pág. 40)

2.2.2. Energía solar en el Perú

El Minem (Ministerio de Energía y MINEM) de Perú, mediante la Dirección General de Electricidad (DGE), informó que la producción eléctrica total en el país, incluido los sistemas autónomos y el SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional), en el 2019 fue de 56 967 GWh, equivalente a un aumento de 3,8% respecto al año anterior (Billini, 2020).

Así, la energía solar, cubrió el año pasado un 1,3% de las necesidades eléctricas del Perú. En 2018, la planta de energía solar produjo los 745 GWh, y su participación en la producción global fue de 1,3% basado en las estadísticas de la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA, en inglés).

En Perú, a finales de 2018, la capacidad fotovoltaica instalada era de 345 MW. Esta capacidad debería ser más o menos constante durante el año pasado, durante el cual se han completado o anunciado muy pocos proyectos (Billini, 2020).

2.2.2.1. Generación solar en el Perú

Según Delta Volt (2018), actualmente existen siete centrales solares con una potencia nominal de 280 MWp interconectados al SEIN.

Central Majes Solar

Ubicado en Arequipa, distrito de Caylloma a una altitud de 1680 m, fue inaugurado el 31 de octubre del 2012. Su potencia nominal es de 20 MWp y la capacidad contratada por año es de 37,63 GWh (Delta Volt, 2018).

Central Solar Repartición

Situada en Arequipa, distrito de Caylloma. Se puso en funcionamiento el 31 de octubre del 2012 y presenta características similares que Majes Solar (20 MWp). Su capacidad contratada es de 37,44 GW.h por año (Delta Volt, 2018).

Central Tacna Solar

Ubicada en Tacna de 20 MWp, empezó a funcionar el 31 de octubre del 2012. Se calculó un rendimiento de 47,196 GW.h por año (Delta Volt, 2018).

Central Panamericana Solar

Está ubicada en Moquegua, provincia de Mariscal Nieto de 20 MWp, con módulos montados en un tracker. Su producción por año es de 50,676 GWh (Delta Volt, 2018).

Central Solar Moquegua FV

Instalada en Moquegua, provincia de Mariscal Nieto. Empezó a funcionar el 31 de octubre del 2014, con una potencia de 16 MWp y tiene que generar 43 GWh anuales (Delta Volt, 2018).

Central Solar Rubí

Construida en Moquegua, provincia de Mariscal Nieto, empezando a funcionar el 31 de enero 2018 (aunque la producción comenzó el 16/11/2017) con la capacidad oficial de 144,48 MWp anuales, se evalúa producir 415 GWh anuales. Es la planta de energía solar más grande del Perú y en ciertos documentos hace referencia a una capacidad instalada de 179,48 MWp (Delta Volt, 2018).

Central Solar Intipampa

Oficialmente empezó a funcionar el 31 de marzo del 2018. Posee 45 MWp con una producción de 108,40 GW.h (Delta Volt, 2018).



Figura 5. Centrales Solares Perú

Fuente: Elaboración propia

2.2.3. Posicionamiento solar

2.2.3.1. Coordenadas y movimientos de la tierra

Según Castejón y Santamaría (2010), con la ayuda de las coordenadas geográficas, latitud y longitud, determinaremos con exactitud cualquier ubicación en la tierra. Se expresa en grados sexagesimales y se indican en relación al Ecuador y al meridiano de Greenwich.

Latitud (ϕ)

Según Castejón y Santamaría (2010), es el ángulo que hay entre cualquier punto terrestre y el Ecuador, el cual se mide con respecto al meridiano que pasa por tal punto.

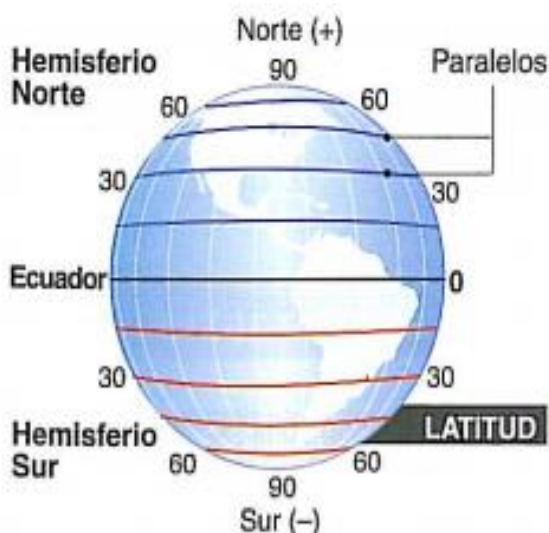


Figura 6. Latitud.

Fuente: (Castejón & Santamaría, 2010, pág. 8).

Longitud

Según Castejón y Santamaría (2010), es el ángulo que hay entre cualquier punto del globo terráqueo y el meridiano de Greenwich medidas sobre la paralela que cruza por tal lugar.

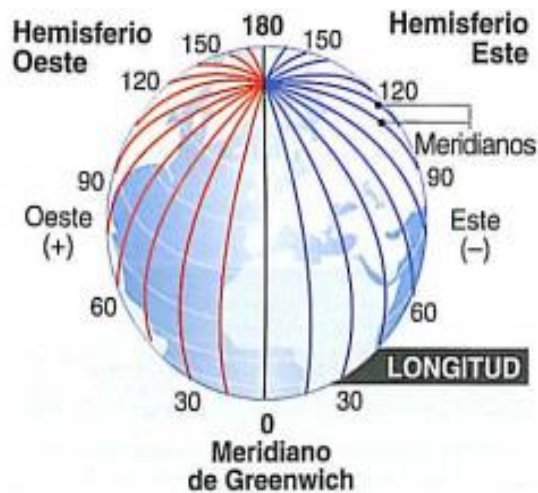


Figura 7. Longitud.

Fuente: (Castejón & Santamaría, 2010, pág. 9).

Movimiento de la tierra

El planeta rota en sentido antihorario rodeando al sol visto a partir del hemisferio norte, detallando una órbita ligeramente elíptica con el sol ubicado en uno de los focos de la elipse en lugar de su centro. Esto lleva al hecho de que la distancia entre el sol y tierra es variable (Castejón & Santamaría, 2010).

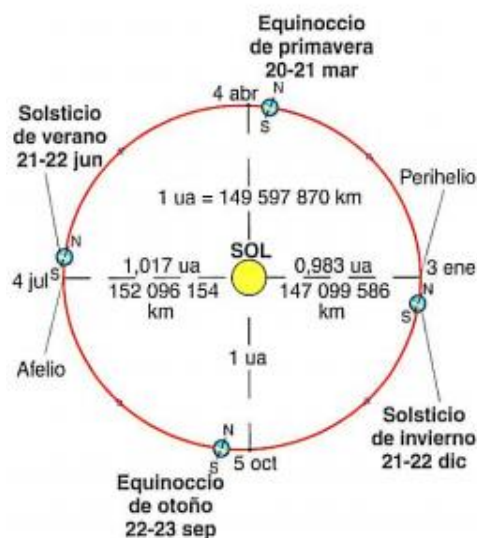


Figura 8. Movimiento de la tierra.

Fuente: (Castejón & Santamaría, 2010, pág. 9).

Declinación

Este es el ángulo formado por el plano del Ecuador terrestre con una línea ubicada en el plano de la eclíptica, que conecta el sol con el centro de la tierra.

Este Angulo cambia a través de la órbita terrestre alrededor del sol y alcanza su punto máximo en el solsticio del verano (Castejón & Santamaría, 2010).



Figura 9. Posición de la tierra.

Fuente: (Castejón & Santamaría, 2010, pág. 10).

La declinación para un día seleccionado, se calcula utilizando la siguiente formula:

$$\delta = 23.45x \text{ sen} \left(360x \frac{284 + \delta n}{365} \right) \dots (01)$$

2.2.3.2. Coordenadas solares

La esfera celeste se utiliza para determinar la posición del sol en el cielo, la cual es una esfera virtual de radio arbitrario cuyo centro es el centro del observador en el que se proyecta la posición de sol (Castejón & Santamaría, 2010).



Figura 10. Esfera celeste

Fuente: (Castejón & Santamaría, 2010, pág. 10).

Este sistema indica la posición del sol como si se moviera rodeando la tierra y sigue una trayectoria en un plano de la eclíptica que forman un ángulo de 23,45 grados con el Ecuador de la esfera celeste (Castejón & Santamaría, 2010).

En el sistema de coordenadas esféricas celestes, el mismo que se utiliza para determinar la latitud y la longitud, la posición del sol esta determinada por dos ángulos llamados elevación y azimut (Castejón & Santamaría, 2010).

La dirección en la que la marca vertical hacia abajo apunta al centro de la tierra, y la dirección hacia arriba se define verticalmente como la dirección que interceptaría a la esfera celeste en un punto llamado cenit (Castejón & Santamaría, 2010).

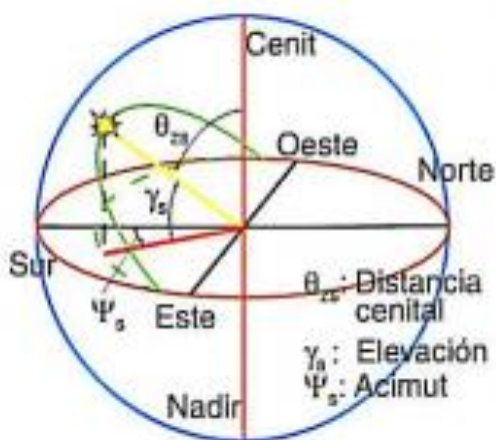


Figura 11. Coordenadas solares

Fuente: (Castejón & Santamaría, 2010, pág. 10).

Elevación solar (γ_s)

Según Castejón y Santamaría (2010), este es el ángulo en el que los rayos del sol forman una línea horizontal. Admite valores en el rango de $(90^\circ - \phi - \delta)$ en el solsticio de invierno a $(90^\circ - \phi + \delta)$ en el solsticio de verano donde ϕ la latitud local y δ la declinación.

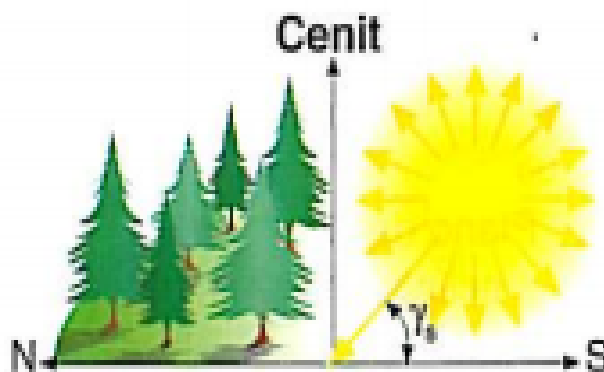


Figura 12. Elevación solar

Fuente: (Castejón & Santamaría, 2010, pág. 10).

Azimut solar (ψ_s)

Es el ángulo que se forma entre el meridiano del Sol y el meridiano del local y toma como punto de referencia el Sur en el hemisferio norte y el Norte en el hemisferio sur.

Toma valores positivos de 0 a 180° al Oeste y negativos de 0 a menos 180° al Este (Castejón & Santamaría, 2010).

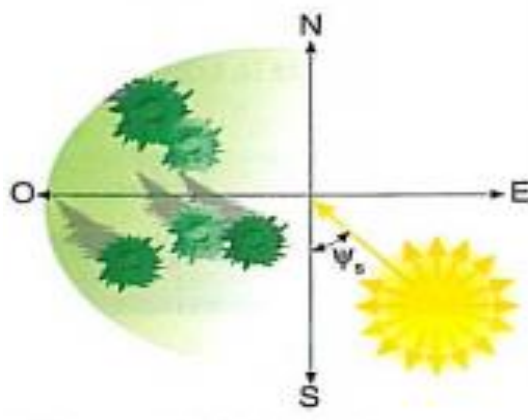


Figura 13. Azimut solar

Fuente: (Castejón & Santamaría, 2010, pág. 10).

Ángulo o distancia central

Según Castejón y Santamaría (2010): Es el ángulo que se forma entre la dirección y la verticalidad del sol y es el ángulo que complementa la elevación del sol.

2.2.4. Fundamentos de la radiación

2.2.4.1. Radiación solar

El sol produce energía a través de una reacción nuclear de fusión que ocurren en su núcleo, y a esta energía se le llama radiación solar.

Transmitida en modo de radiación electromagnética y llega al globo terráqueo como una serie de radiaciones o espectros electromagnéticos con longitudes de onda que oscilan aproximadamente desde 0,15 μm a 4 μm (Castejón & Santamaría, 2010).

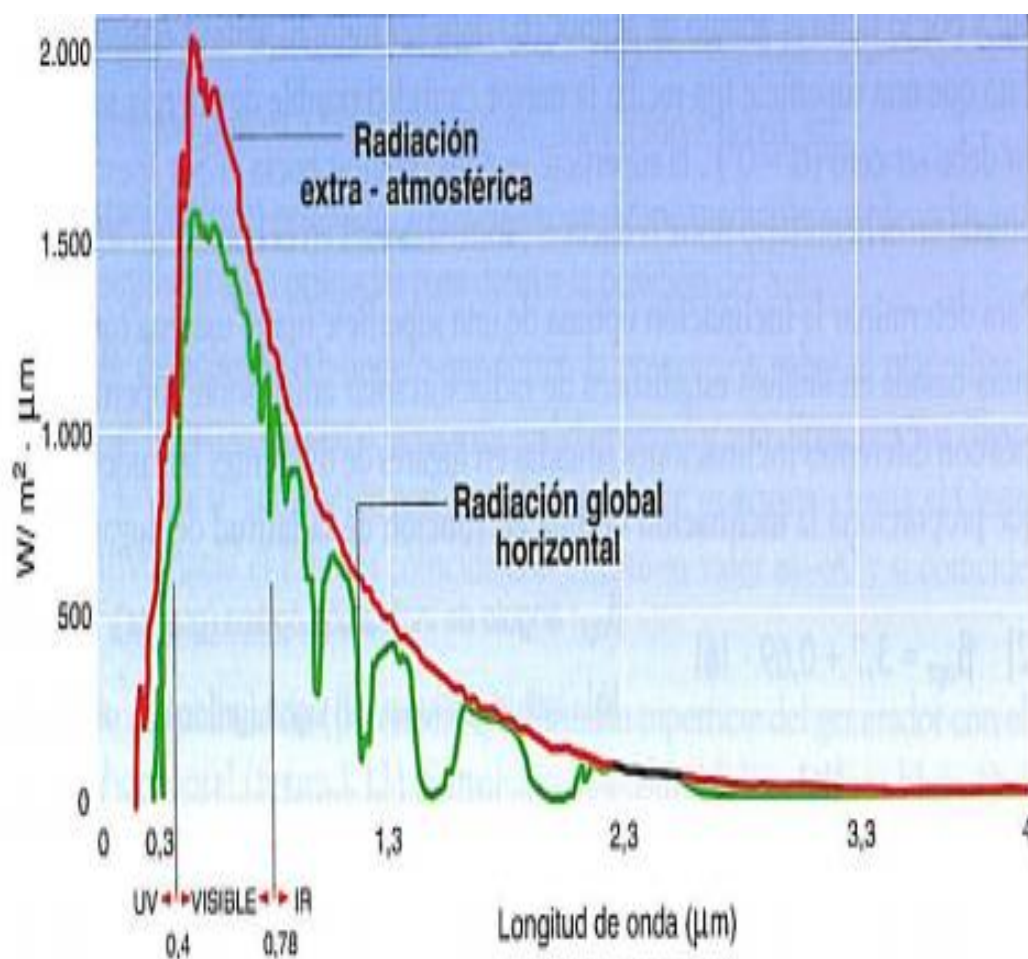


Figura 14. Espectro electromagnético de la Radiación solar

Fuente: (Castejón & Santamaría, 2010, pág. 14).

Componentes de la radiación solar

La radiación del sol que cae sobre un área de la tierra procede de tres elementos:

Radiación directa (B)

Castejón y Santamaría (2010) indica que lo componen los rayos provenientes derechamente del sol.

Radiación difusa (D)

Castejón y Santamaría (2010) indica que es la radiación de toda la bóveda del cielo, a excepción del disco solar, y está formada por los rayos dispersos en el ambiente en dirección al receptor (si el día está nublado, la radiación que se recibe es difusa).

Radiación reflejada o de albedo (R)

Castejón y Santamaría (2010) indica que es la radiación que se refleja desde la tierra y el receptor. Depende plenamente de la característica de los edificios, montañas, etcétera que rodean al receptor.

Radiación global: Es la adición de todos los tipos de radiaciones.

$$RG = B + D + R \dots (02)$$

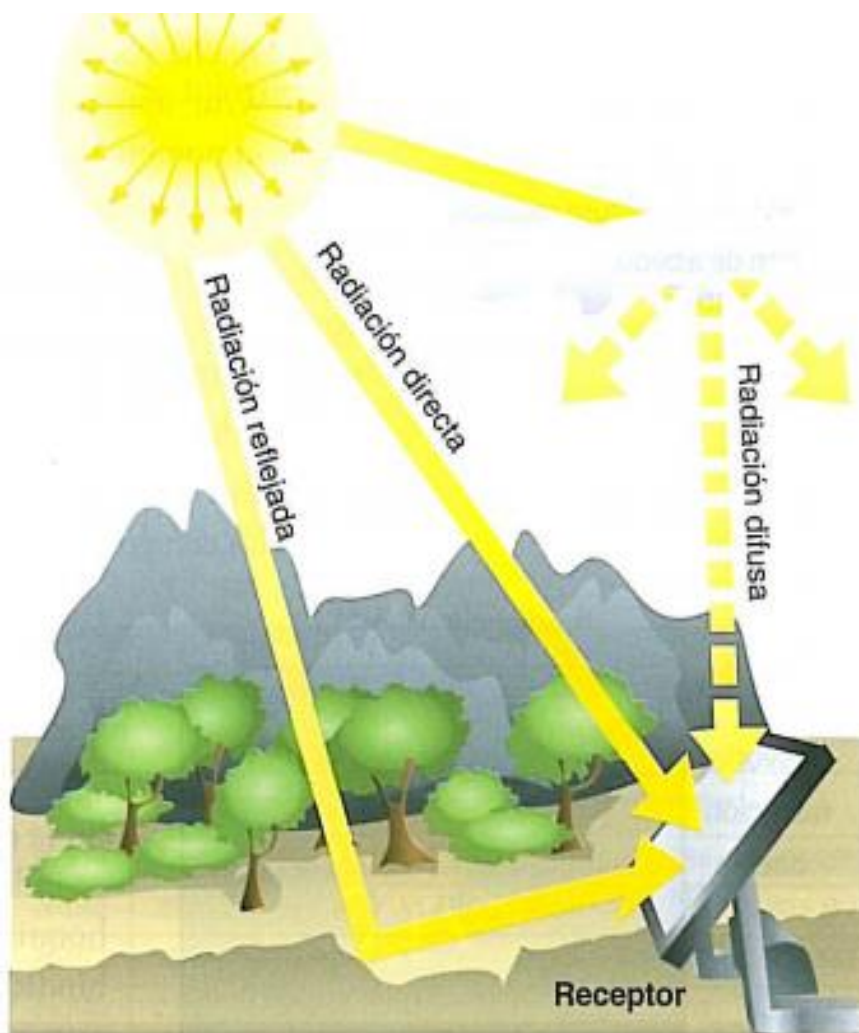


Figura 15. Tipos de Radiación Solar.

Fuente: (Castejón & Santamaría, 2010, pág. 15).

2.2.4.2. Radiación solar en el Perú

La siguiente imagen nos permitirá evaluar el rendimiento de los sistemas de energía solar en función de donde estén instalados. Estos son los valores obtenidos del “Atlas de Energía Solar del Perú”, publicado por el SENAMHI, en colaboración con la DEP-MEM (Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y MINEM) del 2003.

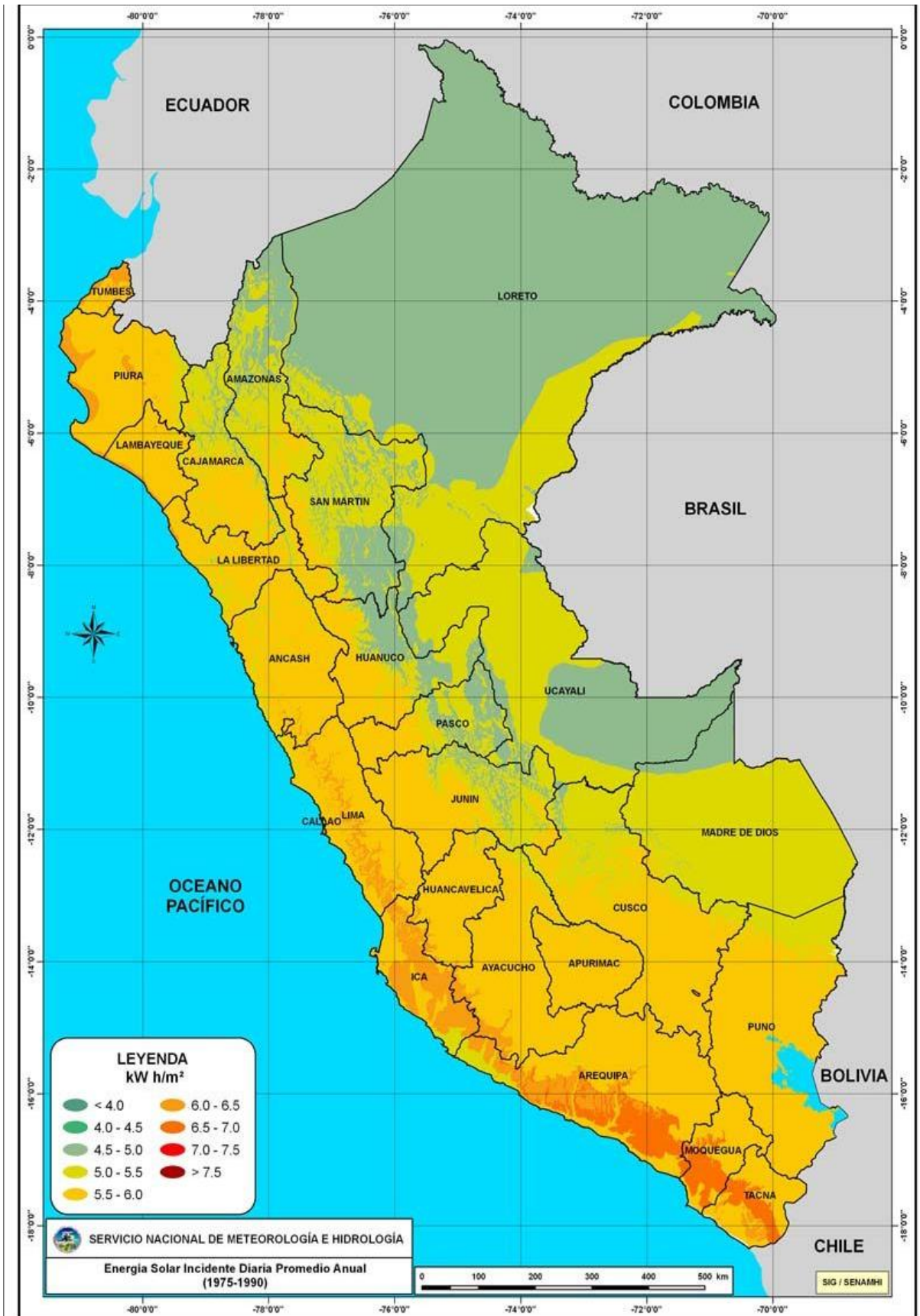


Figura 16. Radiación solar PERU.

Fuente: (Perú, 2017, pág. 01)

En conclusión y de acuerdo al mapa se puede decir que el departamento de Lambayeque tiene una radiación promedio de 5,50 kWh/m², dicha radiación será la misma tanto para Chiclayo como para el lugar donde se encuentra el departamento sujeto a investigación.

2.2.4.3. Irradiancia e irradiación solar

Castejón y Santamaría (2010) indica que para medir la radiación del sol se emplean dos magnitudes correspondientes a la tensión y a la energía de la radiación que cubren un área y son llamadas irradiancia e irradiación.

2.2.4.3.1. Irradiancia

Castejón y Santamaría (2010) indica que: “potencia y radiación incidente en un área y expresa la intensidad de la radiación del sol, en vatios por metros cuadrados” (pág. 15).

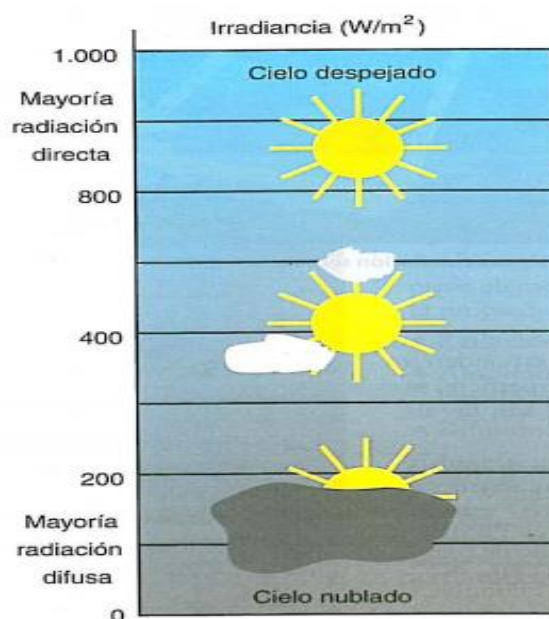


Figura 17. Escala de la irradiancia a base de la radiación.

Fuente: (Castejón & Santamaría, 2010, pág. 16).

2.2.4.3.2. irradiación

Castejón y Santamaría (2010) indica la suma o integración de las irradiaciones en un tiempo establecido, este valor de energía del sol que se admite durante un tiempo establecido se expresa en julios por metro cuadrado por un periodo de tiempo.

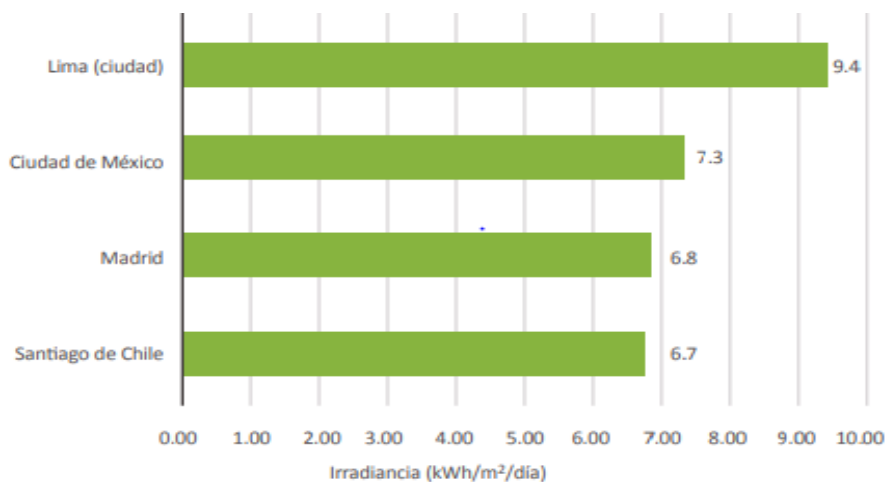


Figura 18. Irradiación en algunas ciudades de América

Fuente: (OSINERGMIN, 2019, pág. 207)

2.2.5. Efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico (FV) es el corazón del procedimiento, en el que la celda FV transforma la luz del sol en energía eléctrica. La luz del sol se forma por partículas de energía o fotones.

Los fotones tienen diferentes energías, pertenecientes a distintas longitudes de onda del espectro solar. Cuando un fotón incide una célula FV, pueden reflejarse o absorberse. Solo los fotones absorbidos producen energía eléctrica (Santos, 2012).

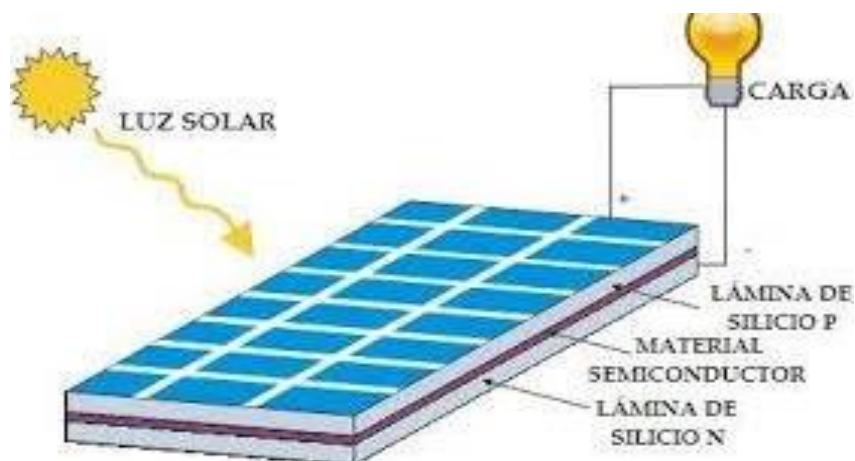


Figura 19. Efecto fotovoltaico.

Fuente: (Diaz, 2015)

2.2.6. Horas de sol pico (HSP)

Energema (2014) indica que podríamos definir la hora solar pico (HSP), como la medida de la irradiación del sol y se puede definir como el tiempo (en horas) de una imaginaria irradiancia del sol constante de 1 000 W/m².

$$H \left(\frac{Kwh}{m^2} \right) = I \left(1 \frac{Kw}{m^2} \right) \times HSP(h) \dots (03)$$

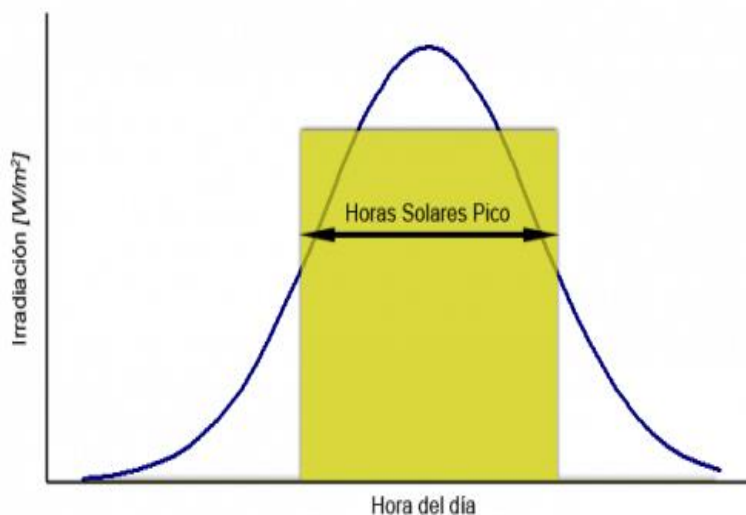


Figura 20. Hora solar pico.

Fuente: (Energema, 2014)

2.2.7. Componentes de una instalación solar fotovoltaica

2.2.7.1. Baterías y acumuladores

Los SF utilizan la batería para almacenar la energía que se produce, lo que garantiza la independencia eléctrica, incluso durante los tiempos de ausencia de la luz del sol. Cabe señalar que, hay casos donde los SF podrían funcionar sin baterías” (OSINERGMIN, 2019).

Las baterías empleadas para los SF tienen un ciclo profundo, soportan fuertes descargas y tienen una vida útil significativa. Generalmente se recomienda las baterías de ion-litio, ya que se cargan rápidamente y tienen una capacidad mayor de almacenamiento que otras baterías (OSINERGMIN, 2019).

Los siguientes sistemas de baterías están disponibles actualmente en el mercado:

Tabla 1
Baterías en el mercado

Fase de desarrollo	Fase prueba/demostración	Fase de consolidación
<ul style="list-style-type: none"> • Metal-aire • Ion-litio 	<ul style="list-style-type: none"> • Alcalinas • Sodio-cloruro de niquel (Na-NiCl₂, Zebra) • Litio-polimero • Vanadio (VFR) • Zinc-bromo (Zn-Br) • Capacidades electroquímicas 	<ul style="list-style-type: none"> • Plomo-acido (Pb) • Sodio-azufre (Na-S)

Fuente: (OSINERGMIN, 2019)

2.2.7.2. Controlador de carga o regulador

Es un importante dispositivo de protección que regula la carga de la batería, evitando sobrecargas, daños a los clientes y la disminución del ciclo útil del sistema.

Cabe señalar que el regulador es importante, solo si el SF contiene baterías, de no ser así, el arreglo de paneles puede conectarse directamente al convertidor (OSINERGMIN, 2019).



Figura 21. Reguladores de carga solar

Fuente: (Tecnologia, 2020)

2.2.7.3. Inversor

Garantiza que la energía fotovoltaica obtenida se puede utilizar de igual forma que la energía de la red, convirtiendo la CC producida por los paneles solares a AC. La vida útil del inversor es de aproximadamente 10 años. Los inversores de SF poseen distintas características eléctricas, aunque no todas son necesarias (OSINERGMIN, 2019).



Figura 22. Inversor.

Fuente: (Castejón & Santamaría, 2010, pág. 109)

2.2.7.4. Panel fotovoltaico

Son un conjunto de celdas o células solares de características iguales encargadas de capturar la radiación solar, las cuales están conectadas en serie o paralelo para generar electricidad en corriente continua (OSINERGMIN, 2019).

Existen diversos modelos, los cuales se diferencian de acuerdo al tipo y el número de celdas o por el arreglo de las mismas. Por su eficiencia los más difundidos son los paneles con células de silicio, ya que, los fabricantes garantizan aproximadamente una vida útil de 25 años (OSINERGMIN, 2019).

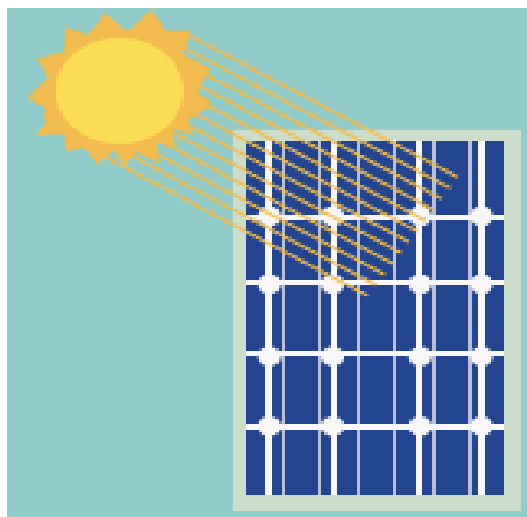


Figura 23. Panel fotovoltaico.

Fuente: (OSINERGMIN, 2019).

2.2.7.4.1. Celdas o células fotovoltaicas

Según Castejón y Santamaría (2010), la celda solar básica es la conjugación PN con contactos tanto en P, como en N, lo que posibilita conectar el circuito.

Si la celda esta iluminada, los electrones y huecos producidos estan separados por una barrera de potencial de la unión PN, donde los huecos se acumulan en la región P y electrones en la región N. El almacenamiento de cargas crea un diferencial de potencial que eleva la iluminación. Esta diferencial se refuta a la producida por la barrera de potencial de la unión PN y empuja los electrones a la región P y los huecos a la región N (Castejón & Santamaría, 2010).

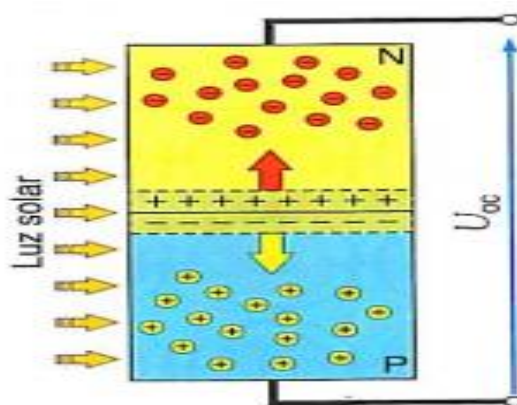


Figura 24. Célula Solar

Fuente: (Castejón & Santamaría, 2010, pág. 24)

Rendimiento de las células fotovoltaicas

Según Barzola y Rubini (2013) señalan que, el rendimiento η de una celda solar es la relación de la máxima potencia eléctrica P_m que puede entregar una celda y el producto de la energía del sol irradiada E que llega sobre un área A , de la celda.

$$\eta = \frac{P_m}{EA} \dots \dots (04)$$

Según Barzola y Rubini (2013), para células con un elemento, Hans Queisser y William Shockley han determinado que, en teoría, un máximo de 33,7% de la energía solar se puede convertir en electricidad.

Para hacerlo más eficiente, se debe usar celdas combinadas concentradas o de varias capas. Para el silicio, el elemento más utilizado, este límite es de 29%” (Delta Volt, 2018)..

2.2.7.4.2. Estructura del panel fotovoltaico

Un módulo o panel fotovoltaico está conformado por:

Cubierta frontal

Según Castejón y Santamaría (2010), suele estar fabricado en vidrio templado con un grosor de 3 y 4 mm con muy buena transmisión solar, proporcionando defensa frente a los impactos y sustancias atmosféricas (granizos, actos de vandalismo, etc.).

Cubierta posterior

Según Castejón y Santamaría (2010), señala que emplea una capa de polivinilo fluoruro (PVF, nombre comercial TEDLAR) o de poliéster, para proteger el módulo contra la humedad y otros agentes atmosféricos, junto con la cubierta frontal y lo aíslan eléctricamente.

Encapsulante

Castejón y Santamaría (2010) indica que, en la mayor parte de los paneles se utiliza etilvinil-acetato (Eva). Cuando está en contacto directo con las celdas, protege las conexiones entre ellas y proporciona resistencias a las vibraciones e impactos.

Marco

Castejón y Santamaría (2010), indica que muchos de los productores emplean aluminio anodizado. Aporta resistencia mecánica, rigidez y un sistema de fijación. Puede añadir la conexión para la tierra. No se puede mecanizar porque la vibración podría romper el vidrio de la cubierta.

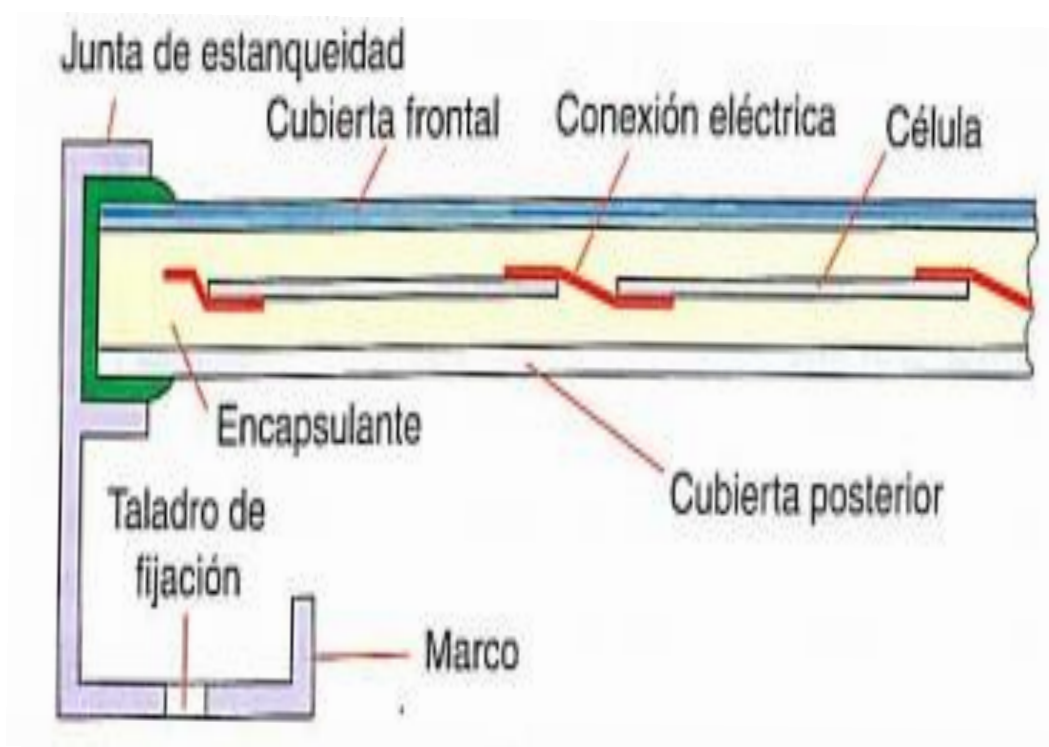


Figura 25. Estructura del Panel Fotovoltaico.

Fuente: (Castejón & Santamaría, 2010, pág. 28)

Conexiones

Ubicada en la parte trasera del módulo, generalmente es una caja con la protección recomendable para el agua y polvo IP – 65.

Hecho de plástico resistente a altas temperaturas que contiene terminales de conexiones positivos y negativos del módulo y los diodos de paso (Castejón & Santamaría, 2010).

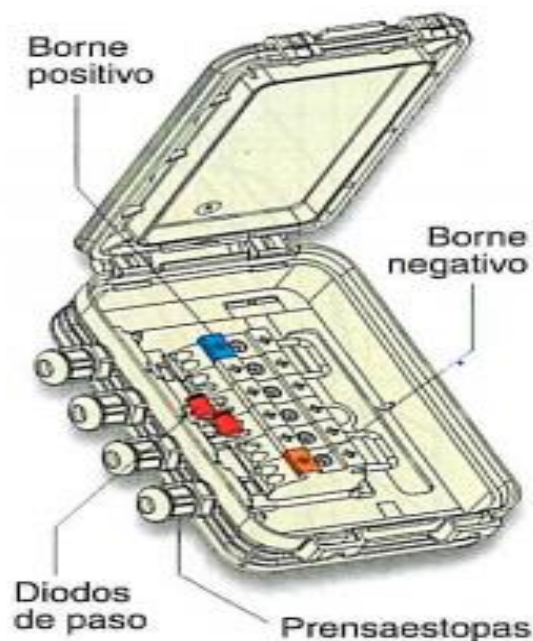


Figura 26. Caja de Conexiones.

Fuente: (Castejon, 2010, pág. 29)

2.2.7.4.3. Parámetros característicos de un módulo fotovoltaico

Según Castejón y Santamaría (2010), un panel fotovoltaico está formado por varias celdas solares que están conectadas entre ellas.

Si todas las células son iguales y funcionan bajo las mismas circunstancias de temperatura e irradiación, la tensión, la potencia y la intensidad que proporciona el módulo fotovoltaico, todas cumplen las expresiones siguientes (Castejón & Santamaría, 2010).

$$U_m = N_s * U_c \dots \dots (05)$$

U_m : Tensión de módulo (V)

N_s : Número de células en serie

U_c : Tensión de la célula solar (V)

$$I_m = N_P * I_C \dots \dots (06)$$

I_m : Intensidad de módulo (A)

N_P : Número de células/ramas en paralelo

I_C : Intensidad de célula solar (A)

$$P_m = N_S * N_P * P_C \dots \dots (07)$$

P_m : Potencia del módulo (W)

N_S : Número de células en serie

N_P : Número de células en paralelo

P_C : Potencia de la célula solar (W)

2.2.7.4.4. Rendimiento de los módulos fotovoltaicos

Según SMA Solar Technology (2016), las características de los módulos fotovoltaicos tienen una influencia decisiva en la eficiencia de su instalación fotovoltaica. Cuanto mayor sea la eficiencia de los módulos, mayor será el valor del rendimiento (asumiendo las condiciones, como una alta radiación solar en el sitio, etc.).

2.2.7.4.5. Potencia máxima

Según Chenga (2018), este es el valor máximo, en otros términos, es la potencia más alta que el panel otorga en un tiempo dado. El panel trabajará siempre y cuando este valor sea mayor al del consumo (vatios), para el que está diseñada la instalación fotovoltaica.

$$P_{max} = U_{mpp} * I_{mpp} \dots \dots (08)$$

P_{max} : Potencia máxima de la célula (W)

U_{mpp} : Tensión máxima de la célula (V)

I_{mpp} : Intensidad máxima de la célula (A)

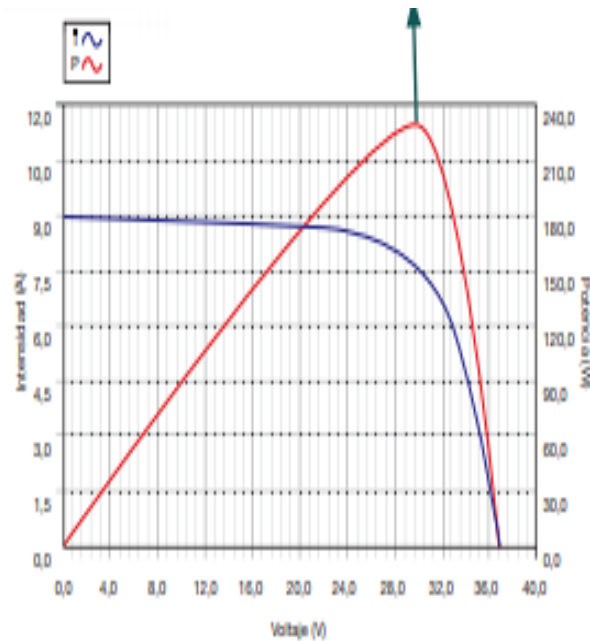


Figura 27. Potencia pico de un módulo fotovoltaico

Fuente: (Chenga, 2018)

2.2.7.4.6. Factor de forma

Según Chenga (2018) indica que es el cociente de la máxima potencia que se pueda transferir a la carga entre el producto del voltaje a circuito abierto y la corriente de cortocircuito.

$$FF = \frac{I_p \times V_p}{I_{sc} \times V_{oc}} \dots \dots (09)$$

FF: Factor de forma

I_p : Corriente del panel

V_p : Voltaje del panel

I_{sc} : Corriente de cortocircuito

V_{oc} : Voltaje en circuito abierto

2.2.7.4.7. Asociación de módulos fotovoltaicos

Paralelo

Según Chenga (2018): “Permitirá aumentar la intensidad total del conjunto” (pág. 15).

Según Castejón y Santamaría (2010), esto se hace conectando los cables positivos de todos los módulos entre sí para formar el terminal positivo del generador y el terminal negativo se forma conectando los cables negativos de todos los módulos.

$$I_G = N_P * I_M \dots \dots (10)$$

I_G : Intensidad del generador (A)

N_P : de células en paralelo

I_M : Intensidad del módulo (A)

$$U_G = U_M \dots \dots (11)$$

U_G : Tensión del generador (V)

U_M : Tensión del Módulo (V)

Serie

Según Chenga (2018), este circuito permite elevar la tensión final en los extremos del generador.

Según Castejón y Santamaría (2010) esto se hace conectando al terminal positivo del panel con el negativo del panel posterior, siendo el terminal negativo del generador el negativo del primer panel y el terminal positivo del generador es el terminal positivo del último panel.

$$I_G = I_M \dots \dots (12)$$

I_G : Intensidad del generador (A)

I_M : Intensidad del Módulo (A)

$$U_G = N_S * U_M \dots \dots (13)$$

U_G : Tensión del generador (V)

N_S : Número de células en serie

U_M : Tensión del módulo (V)

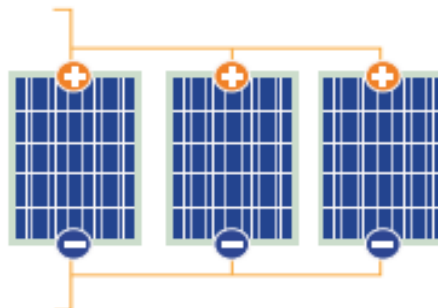


Figura 28. Conexión paralelo.

Fuente. (OSINERGMIN, 2019)



Figura 29. Conexión serie.

Fuente: (OSINERGMIN, 2019)

Serie/paralelo

La conexión en serie, se utiliza para conectar los módulos de la rama.

El terminal negativo de la rama es el terminal negativo del primer módulo y el terminal positivo de la rama es el terminal positivo del último módulo. La conexión se completa al aplicar el método de conexión paralelo a las ramas ejecutadas (Castejón & Santamaría, 2010).

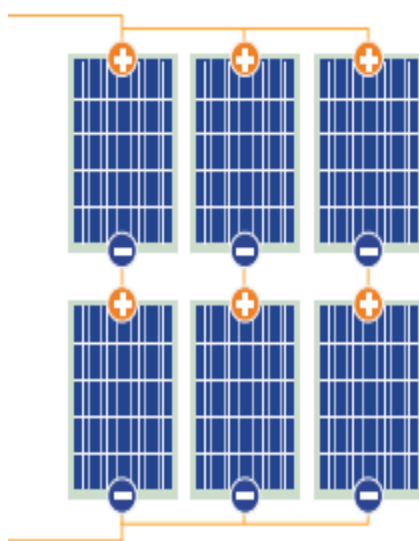


Figura 30. Conexión Serie/paralelo.

Fuente: (OSINERGMIN, 2019)

$$I_G = N_P * I_M \dots \dots (14)$$

I_G : Intensidad del generador (A)

N_P : Cantidad de células en paralelo

I_M : Intensidad del módulo (A)

$$U_G = N_S * U_M \dots \dots (15)$$

U_G : Tensión del generador (V)

N_S : Cantidad de células en serie

U_M : Tensión del módulo (V)

2.2.8. Clasificación de los sistemas fotovoltaicos

2.2.8.1. Sistema fotovoltaico autónomo

Se trata de sistemas fotovoltaicos que se emplean para suministrar de electricidad a clientes o domicilios aislados que no están conectados a la red de distribución eléctrica, igualmente se les denomina sistemas aislados de la red (Castejón & Santamaría, 2010). Los sistemas fotovoltaicos aislados más numerosos son generalmente de una mínima potencia, van desde los que disponen de un solo módulo, que producen potencias de algunas decenas de vatios, hasta los que producen potencias de hasta 10 kW (Castejón & Santamaría, 2010).

Los sistemas que suministran decenas de kilovatios destinados a abastecer de electricidad a pequeñas poblaciones retiradas de la red de distribución eléctrica son denominadas centrales fotovoltaicas autónomas (Castejón & Santamaría, 2010).

Los SFA son una alternativa técnica y económica en comparación a otros sistemas de producción eléctrica, sobre todo en zonas donde no hay suministro de red de distribución eléctrica (Castejón & Santamaría, 2010).

Los sistemas fotovoltaicos autónomos se han utilizado durante mucho tiempo en áreas como el de la navegación marítima, para el abastecimiento de balizas de señalización y equipos de localización, navegación espacial, para el suministro eléctrico de satélites y estaciones espaciales habitadas (Castejón & Santamaría, 2010).

En otras aplicaciones, el uso de sistemas fotovoltaicos permite mejorar la calidad de vida en muchos lugares, facilitando el uso de iluminación artificial, abastecimiento de agua para bombeo, frigorífico, televisión, etcétera (Castejón & Santamaría, 2010).



Figura 31. Sistema fotovoltaico autónomo.

Fuente: (OSINERGMIN, 2019)

Sistemas fotovoltaicos directo

Según Castejón y Santamaría (2010), el generador fotovoltaico está conectado directamente al circuito de utilización y no cuentan con un sistema de almacenamiento de energía.

Se emplean en aplicaciones donde la energía eléctrica puede verse limitada debido a los momentos en los que hay radiación solar, como dispositivos de baja potencia como las calculadoras, juguetes, cargadores de baterías móviles, etcétera (Castejón & Santamaría, 2010).

También se emplean en los sistemas para bombear agua, sin embargo, acá suele usarse un sistema de acoplamiento que regula y monitorea la electricidad entre el motor de la bomba de agua y los módulos fotovoltaicos (Castejón & Santamaría, 2010).



Figura 32. Sistema fotovoltaico directo.

Fuente: (Castejón & Santamaría, 2010, pág. 128)

Sistemas fotovoltaicos con acumulación

Se emplean en aplicaciones donde se requiere energía eléctrica en todo momento, independientemente de la presencia de la radiación solar (Castejón & Santamaría, 2010).

El sistema de acumulación, generalmente formado por una batería, almacena el exceso de energía eléctrica, generada en el transcurso del día y devolverla en tiempos de baja o nula radiación solar (Castejón & Santamaría, 2010).

Como ejemplos de este sistema se puede encontrar la electrificación domiciliaria, alumbrado público, señalización para carreteras y autopistas, repartidores de telecomunicaciones, embarcaciones, satélites artificiales y en general toda utilización que no disponga de una línea de distribución eléctrica cercana (Castejón & Santamaría, 2010).

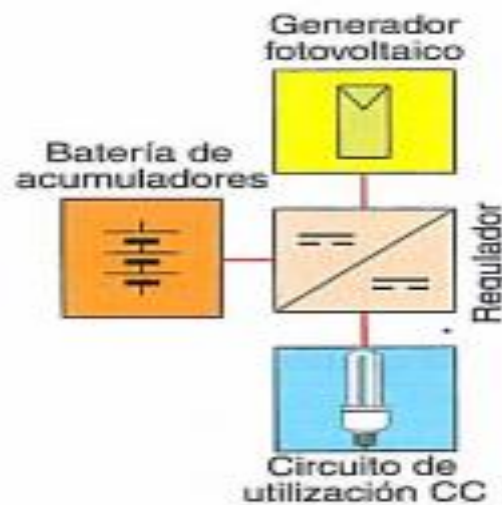


Figura 33. Sistema fotovoltaico con acumulador

Fuente: (Castejón & Santamaría, 2010, pág. 94)

Sistema fotovoltaico autónomo en el Perú

Antecedentes

Según OSINERGMIN (2019) En 1993, a través del DS N°021-93-EM, la DEP (Dirección Ejecutiva de Proyectos), se estableció como el órgano de gobierno del

MINEM, para brindar los servicios eléctricos a los lugares más remotos y áreas de difícil acceso del SEIN.

Así, la DEP se enfrenta a la tarea de realizar estudios de electrificación de tipo on-grid y off-grid. Posteriormente, a través del DS N°026-2007-EM, se estableció la DGER (Dirección General de Electrificación Rural), es el órgano competente nacional para la electrificación rural, que absorbe la DEP y la Dirección de Fondos Concursables (Foner), que ahora funcionan como Direcciones de Línea (OSINERGMIN, 2019).

De conformidad con la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural (LGER) de 2006, ADINELSA es propietaria de los SFA, la cual puede ser atendida por ella u otorgada a concesiones distribuidoras vinculadas al FONAFE (OSINERGMIN, 2019).

Sin embargo, posteriormente de acuerdo con la RD N° 021-2016- MEM/DGE, se le otorgó a Electro Tocache una concesión para ciertas áreas de la provincia de San Martín (OSINERGMIN, 2019).

Así, las empresas de distribución son las encargadas de fortalecer, remodelar, ampliar y mejorar la infraestructura presente con los recursos antes transferidos (OSINERGMIN, 2019).

Evolución de los SFA

Entre el 2007 y 2019, el número de usuarios instalados llegó a 24 157, esto es muestra del avance de las actividades de la DGER en la realización de los SFA como acceso a la electricidad para más peruanos (OSINERGMIN, 2019).

Al 2019, Loreto, Cajamarca tenían el mayor número de favorecidos con electrificación rural a través los SFA (OSINERGMIN, 2019).

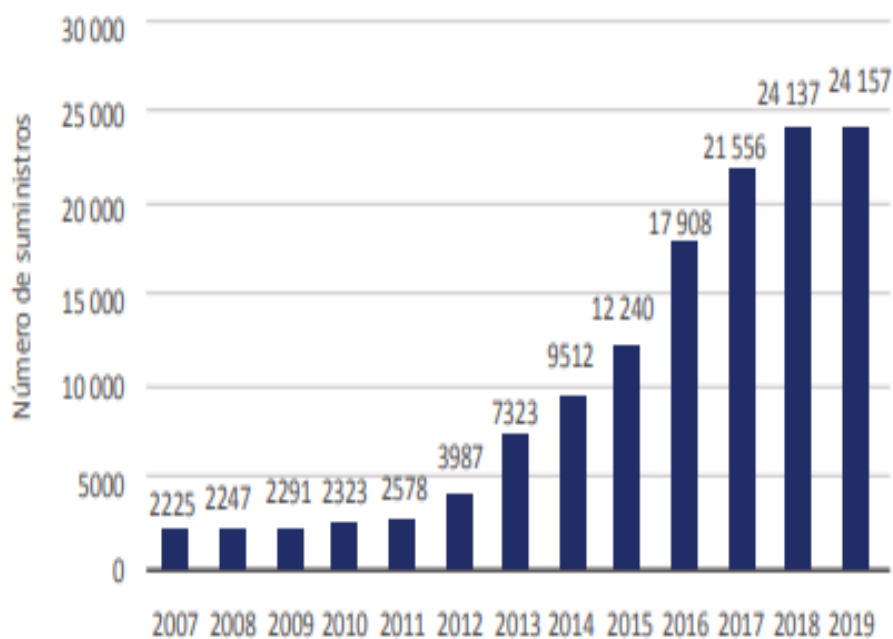


Figura 34. Número de suministros de SFA por año-Perú

Fuente: (OSINERGMIN, 2019)

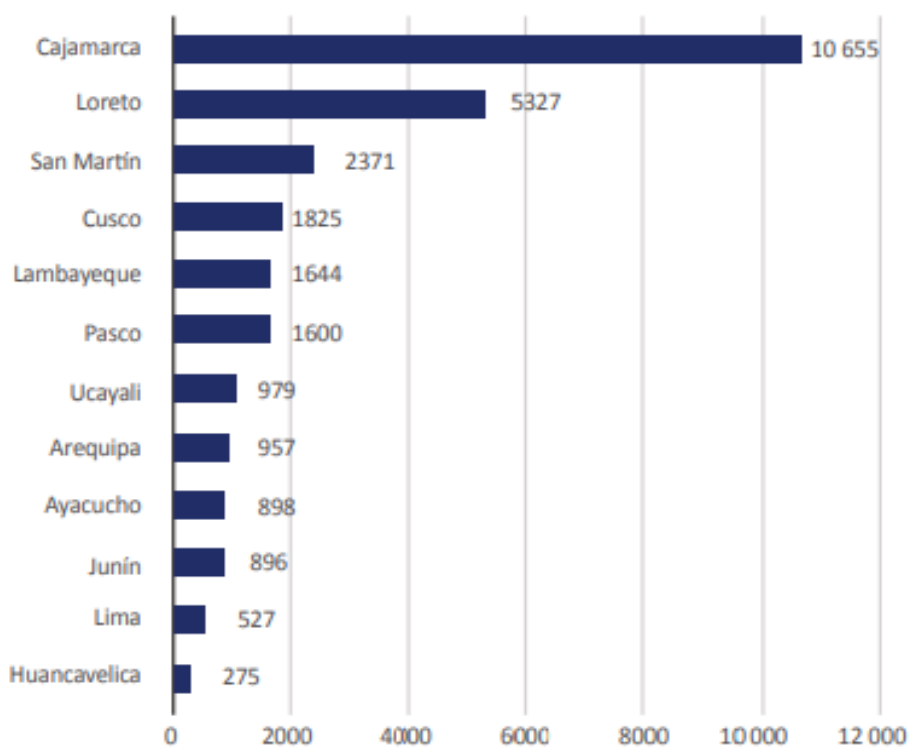


Figura 35. Número de suministros de SFA por departamento-Perú

Fuente: (OSINERGMIN, 2019)

2.2.8.2. Sistema fotovoltaico conectados a la red

Consiste principalmente de un generador fotovoltaico y un convertor que transforma la CC en AC con tensión y frecuencia monofásica o trifásica exigidas por las empresas de electricidad (Castejón & Santamaría, 2010).

Adicionalmente, debe contar con una protección eléctrica adecuada. Toda la electricidad generada se destina a la red de distribución eléctrica, dónde es captada por las empresas de distribución (Castejón & Santamaría, 2010).

La energía necesaria para el consumo debe extraerse de la red adquiriendola a la empresa de distribución (Castejón & Santamaría, 2010).

Es necesario tener un mecanismo de medición de electricidad que tenga en cuenta la energía entrante y saliente (Castejón & Santamaría, 2010).

El usuario compra la electricidad consumida por la distribuidora a un precio fijo y también es dueño de un sistema de generación de energía podría facturar los kW.h producidos a un precio mayor (Castejón & Santamaría, 2010).

El requisito básico para instalación de un sistema fotovoltaico interconectado es que haya espacio en el edificio, nave industrial o cualquier superficie sin sombra para albergar el generador fotovoltaico (Castejón & Santamaría, 2010).



Figura 36. Sistema fotovoltaico conectado a red

Fuente: (OSINERGMIN, 2019)

2.2.9. Microgeneración Distribuida Residencial Fotovoltaica

En este estudio no se contempla la generación mini hidráulicas, mini eólica y biomasa por la escasez del recurso en el lugar en donde se va desarrollar la investigación, por lo que es recomendable la energía del sol en calidad de opción de generación distribuida, que se enmarca dentro del alcance de este proyecto de investigación, ya que en la actualidad es una tecnología que se está adaptando rápidamente a las exigencias de los clientes, esto debido a su viabilidad, menor inversión en comparación con otras fuentes de energía, un mantenimiento barato y que a su vez puede tener mínimas potencias interconectadas.

La generación solar debe estar interconectada, para que la energía que se produce y no se utiliza se pueda compartir con la red, lo cual va significar disminuir el uso de la energía eléctrica del cliente en el tiempo adecuado y así obtener un ahorro (Palacios, Rojas, & Ramírez, 2019) .

La electricidad se consigue con la radiación solar máxima, además este sistema no admite el almacenamiento de electricidad por falta de baterías, lo que lo hace más económico y requiere menos inversión (Palacios, Rojas, & Ramírez, 2019).

Este tipo de tecnología hoy en día muestra una tendencia hacia menores costos de su implementación (Palacios, Rojas, & Ramírez, 2019).

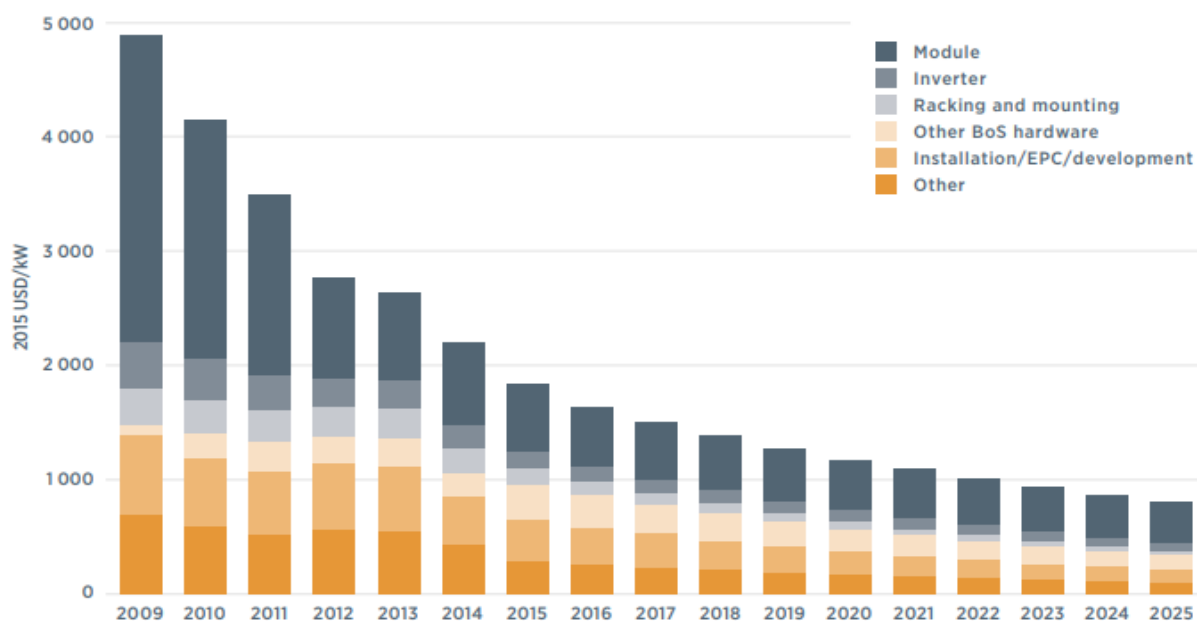


Figura 37. Costos promedio para SF

Fuente: (Palacios, Rojas, & Ramírez, 2019)

2.2.9.1. Criterios técnicos para la conexión de los sistemas de MCD

Para que un sistema de MCD sea propia de los clientes, deben tener y cumplir con lo siguiente (Palacios, Rojas, & Ramírez, 2019).

Obtener información de radiación de la zona donde se instalarán los paneles solares para poder valorar la electricidad que puede producir el sistema y apreciar su factibilidad (Palacios, Rojas, & Ramírez, 2019).

El análisis energético debe realizarse de tal forma que sepa cuanta potencia (Wp) se necesita implementar para compatibilizarla con el uso del cliente, a fin de establecer el exceso o inyección que realizará a la red (Palacios, Rojas, & Ramírez, 2019).

La dimensión del sistema solar instalado va depender de la cantidad de electricidad que consume el cliente y la demanda a cubrir (Palacios, Rojas, & Ramírez, 2019).

Los paneles necesitan estar bien posicionados, así como inclinación que pueda mejorar la electricidad generada, por lo que comúnmente se instalan en soportes que se adecúan en los techos y azoteas del cliente (Palacios, Rojas, & Ramírez, 2019).

Instalar mecanismos de seguridad como interruptores entre los paneles solares y el inversor para poder aislarlos para posteriores trabajos de limpieza o mantenimiento, e instalar fusibles como protección de sobre corriente (Palacios, Rojas, & Ramírez, 2019). Se debe realizar un mantenimiento periódico de los paneles solares, el inversor y otros componentes (Palacios, Rojas, & Ramírez, 2019).

2.2.9.2. Mecanismo comercial para la implementación de los sistemas de MCD

Para realizar un intercambio comercial de electricidad entre el cliente y una empresa distribuidora, es necesario precisar algunas expresiones que se utilizan en las actividades de producción de los sistemas fotovoltaicos.

2.2.9.2.1. Energía inyectada a la red

Según Palacios, Rojas, & Ramírez (2019), esta es la electricidad que el sistema fotovoltaico puede brindar a la red una vez asegurado el consumo propio del usuario.

2.2.9.2.2. Energía de autoconsumo

Según Palacios, Rojas, & Ramírez (2019) esta es la energía que el cliente usa de la energía producida por el sistema solar, y en ese instante deja de consumir de la red.

2.2.9.2.3. Energía generada

Según Palacios, Rojas, & Ramírez (2019) esta es la energía que genera un sistema fotovoltaico, cuya máxima potencia se genera cuando se obtiene la mejor radiación solar del día.

$$***E. Generada = E. de autoconsumo + E. inyectada a la red (16)***$$

2.2.9.2.4. Energía total consumida

Según Palacios, Rojas, & Ramírez (2019), es la energía, que se consume diariamente por el cliente para cubrir sus necesidades eléctricas. La energía total que se consume es la suma de la energía de consumo propio más la energía que se consume de la red.

2.2.9.2.5. Energía consumida de la red

Esta es la energía que el cliente usa de la red cuando la energía producida no es satisfactoria o es insuficiente para su propio consumo, o cuando el sistema solar no genera (Palacios, Rojas, & Ramírez, 2019).

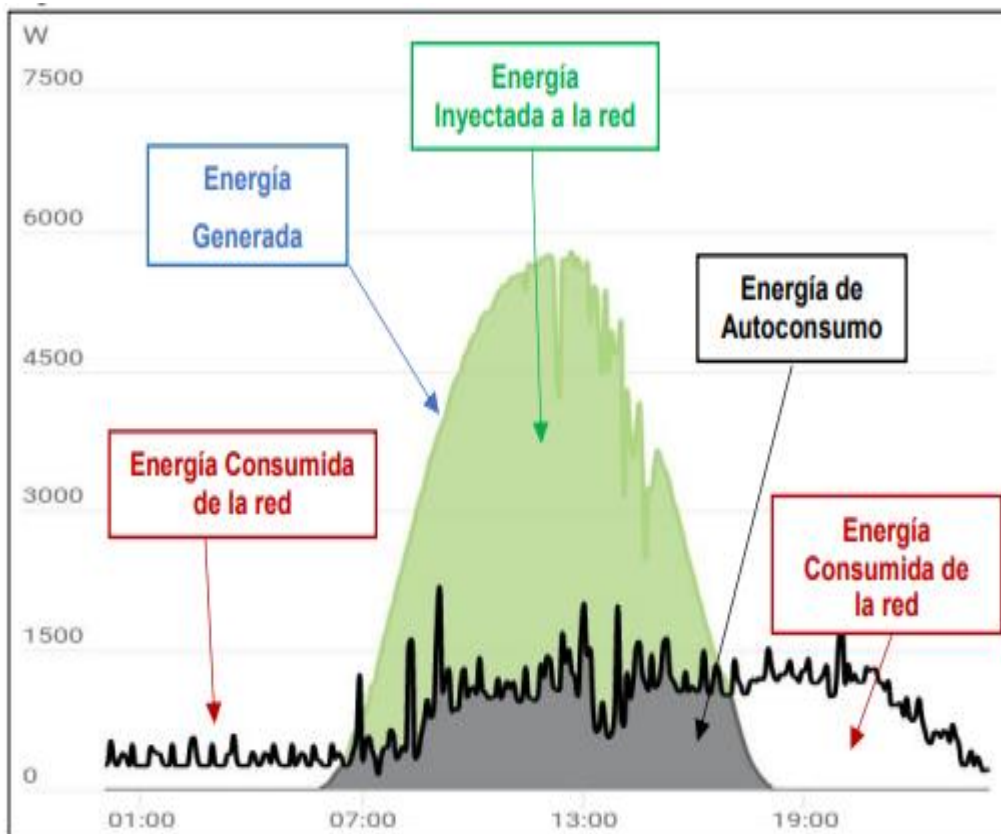


Figura 38. Producción del Sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica

Fuente: (Palacios, Rojas, & Ramírez, 2019)

Los mecanismos comerciales utilizados para la MCD

Net Metering

Es una medición neta o balance energético neto que tiene en cuenta la energía que se consume de la red y la energía introducida a la red.

$$F.N.M = (E. consumida de la red - E. inyectada a la red) * TR \dots \dots (17)$$

F.N.M: Facturación Net Metering

TR: Tarifa regulada

Net Billing

Es una factura neta mensual por toda la energía introducida a la red, cuyo precio es establecido por la regulación.

$$F.N.B = (E. consumida de la red * TR - E. inyectada * TF) \dots \dots (18)$$

F.N.B: Facturación Net Billing

TR: Tarifa regulada

TF: Tarifa fijada para la Generación Distribuida

2.2.9.3. Ventajas de un sistema de microgeneración fotovoltaica

Según OSINERGMIN (2019), como ya se ha citado, los SFA son capaces de generar energía en lugares remotos o en donde los sistemas de redes convencionales no poseen una amplia cobertura.

Los SFA podrían verse como una solución permanente o temporal hasta que los domicilios estén conectados a la red. Así, según Pasos (2018), los SFA proporcionan las utilidades que se describen posteriormente (OSINERGMIN, 2019).

Económicos

OSINERGMIN (2019), detalla que el precio de los sistemas fotovoltaicos se ha reducido 10 veces en los últimos 10 años, más que el costo de cualquier otro tipo de tecnología en la misma etapa.

La disminución de los precios de los paneles fotovoltaicos está asociada con avances tecnológicos, producción en gran cantidad, desarrollo de la cadena de suministro local, bajos precios financieros en el sector (OSINERGMIN, 2019).

En cuanto a baterías, los avances tecnológicos han permitido perfeccionar los modelos de baterías aumentando su condición de almacenamiento, haciendo más rentable la inversión (OSINERGMIN, 2019).

Asimismo, si se instalan SFA como complemento a la red, el exceso de electricidad generado por el SFA se reintroduce a la red y se vende al sistema nacional o se utiliza para lograr créditos de energía (OSINERGMIN, 2019).

De esta forma, la energía exportada es registrada por un medidor bidireccional que registra el consumo de energía y su exportación (OSINERGMIN, 2019).

Cambio climático

Según OSINERGMIN (2019), la energía fotovoltaica es la principal medida de mitigación frente al cambio climático, porque disminuye el número de gases invernaderos en la atmósfera.

Fácil instalación.

Según OSINERGMIN (2019), los SFA se implementan de manera rápida y fácilmente, ya que solo requieren la instalación de equipos.

2.2.9.4. Protecciones para un sistema de microgeneración fotovoltaica

Como ocurre con cualquier instalación eléctrica, es primordial instalar determinados dispositivos que protejan a las personas y a cualquier elemento eléctrico (Guevara, 2018).

Cada componente requiere protecciones diferentes, aunque, por regla común, los dispositivos que operan con CC requieren fusibles, y los dispositivos que operan con AC requieren de magnetotermicos. (Guevara, 2018).

2.2.9.4.1. Protección en corriente continua

Según Guevara (2018), los componentes de CC deben estar protegidos frente a sobreintensidades provocadas por cortocircuitos o sobrecargas.

Los fusibles se utilizan para este trabajo. De hecho, consiste en un conductor delgado que se disuelve a una determinada temperatura (Guevara, 2018).

Están diseñadas para encajar cómodamente en estos circuitos. Si su corriente supera el valor, los conductores se derriten y los circuitos se abren o se rompen (Guevara, 2018). Hay diferentes clases de fusibles, aunque en aplicaciones fotovoltaicas, los fusibles tipo cuchilla son los más utilizados, y se conocen como NH, esta clase tiene fusibles con y sin percutor (Guevara, 2018)

Su diferencia de los mismos radica en la velocidad de respuesta, por ello para una protección mejor es necesario elegirlo con percutor, así, su velocidad de respuesta será más rápida (Guevara, 2018).

Al elegir fusibles se debe tener en cuenta algunos parámetros: Intensidad que puede soportar el fusible sin fundirse (I_n), intensidad de fusión de fusible (I_f), corriente máxima que puede interrumpir el fusible (poder de corte) (Guevara, 2018)

La I_n del fusible empleado tiene que ser mayor a la corriente que atraviesa la línea donde se ubica el fusible (Guevara, 2018).

Fusibles para paneles

Son necesarios para protección de los paneles. Es primordial cuando hay más de dos paneles o strings en paralelo (Guevara, 2018).

Cuando ocurre un cortocircuito en uno de los strings, se puede generar corriente de retorno a partir del resto de strings (Guevara, 2018).

En el caso de más de dos strings, esta corriente es mucho mayor que su corriente de retorno permitida por el string, por lo que dañaría los paneles (Guevara, 2018).

Fusibles para baterías e inversores

Se elige de acuerdo a la corriente que pasa por el cable que conecta las baterías al regulador (Guevara, 2018).

2.2.9.4.2. Protecciones en corriente alterna

Al igual que las instalaciones convencionales, se debe tomar las medidas de protección adecuadas para la red de salida en AC de 230 V para el inversor (Guevara, 2018)

Los interruptores magnetotérmicos son inevitables, los cuales protegerán de sobre corrientes y sobrecargas al inversor provocadas por cortocircuitos en el lado AC (Guevara, 2018).

Estos dispositivos funcionan muy rápido (Guevara, 2018).

2.2.9.4.3. Protecciones para las personas

Adicionalmente de la protección a cables y otros elementos eléctricos, es primordial la protección para los humanos ante el contacto directo o indirecto con partes vivas de la instalación (Guevara, 2018).

Para ello se utilizan interruptores de tipo diferencial, que operan en conjunto con la puesta a tierra de los componentes (Guevara, 2018).

Puesta a tierra

Los sistemas de puesta a tierra son fundamentales no solo para los equipos fotovoltaicos, sino también para los equipos eléctricos. Esto es para proteger el equipo de voltajes transitorios y proteger a las personas del contacto indirecto (Mesones, 2019).

El contacto indirecto ocurre cuando los humanos tocan algún bloque metálico, que está expuesta a voltajes por una falla del aislamiento (Mesones, 2019).

Se utilizará la Norma Técnica Peruana NTP 370.053 Seguridad Eléctrica -Elección de materiales eléctricos en las instalaciones interiores para la puesta a tierra, para calcular y diseñar un sistema de puesta a tierra (Mesones, 2019).

“Conductores de Protección y el Código nacional de Electricidad (CNE)” (Mesones, 2019, pág. 42).

La instalación del sistema de puesta a tierra debe realizarse en condiciones adecuadas para que el sistema de protección funcione correctamente, de acuerdo a lo previsto en la sección 60- Electrodo de puesta a tierra del CNE, que establece lo siguiente (Mesones, 2019).

Los parámetros de la resistencia de conexión a tierra deben ser tal que la conexión a tierra no provoque un voltaje de contacto mayor que el valor permitido y no debe exceder a los 25Ω (Mesones, 2019).

2.2.10. Estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos

Según Sopelia (2019), con respecto a los módulos fotovoltaicos encontramos las siguientes posibilidades generales en cuanto a los soportes.

Suelo

Esta es la forma más común de instalar módulos (especialmente en huertos solares) y presenta enormes ventajas en cuanto a resistencia al viento, accesibilidad y un fácil montaje (Sopelia, 2019).

Sin embargo, está más propenso a nevadas, inundaciones o destrucciones por personas o animales (Sopelia, 2019).



Figura 39. Estructura en el suelo.

Fuente: (Sopelia, 2019)

Poste

Es muy utilizado en pequeñas instalaciones con mástil. Esta es una instalación típica cuando se suministran equipos de comunicaciones aislados o farolas de alumbrado público (Sopelia, 2019).



Figura 40. Estructura en poste

Fuente: (Sopelia, 2019)

Pared

El edificio terminado debe tener unos buenos puntos de anclaje, aunque la accesibilidad puede causar algunos problemas (Sopelia, 2019).



Figura 41. Estructura en la pared.

Fuente: (Sopelia, 2019)

Tejado o cubierta

Es uno de los soportes más habituales porque suele haber suficiente espacio. También presenta problemas de nieve y riesgos para la impermeabilización de los sujetadores del techo (Sopelia, 2019).



Figura 42. Estructura en el tejado.

Fuente: (Sopelia, 2019)

Para ensamblar la estructura, se recomienda utilizar elementos impermeabilizantes y así, garantizar la estanqueidad de la cubierta. También se requiere hacer un estudio de carga para establecer si la estructura o techo soportará el peso de los módulos juntos con la estructura de soporte (Sopelia, 2019).

2.2.11. Limpieza y mantenimiento

Según Ayllu Solar (2018), el rendimiento de los paneles solares también depende de su correcta limpieza y mantenimiento.

El sucio se acumula en la superficie del panel, lo que dificulta la captura de la radiación electromagnética con la consecuencia de la reducción de generación de energía (Ayllu Solar, 2018).

Las pérdidas provocadas por el sucio que se deposita en los colectores representan el 10% y 15% (Ayllu Solar, 2018).

Por esta razón, varios programas de mantenimiento preventivo de sistemas fotovoltaicos deberán planear tareas primordiales para limpiar y así, tener las cubiertas de los paneles en óptimas condiciones, y con ello maximizar una mayor producción de energía eléctrica (Ayllu Solar, 2018).

Según Ayllu Solar (2018), es posibles clasificar los diferentes planes para limpieza en los paneles fotovoltaicos.

Limpieza a vapor de agua.

Limpieza con rodillo autopropulsado.

Limpieza mecanizada automática.

Limpieza con robots.

Los métodos para limpiar son muchos y variados. Es necesario conseguir el más apropiado para su instalación particular. No obstante, se podría utilizar agua con jabón y gamuza (Ayllu Solar, 2018).



Figura 43. Limpieza de módulos fotovoltaicos.

Fuente: (Ayllu Solar, 2018, pág. 19)

2.2.11.1. Plan de mantenimiento

Los sistemas fotovoltaicos requieren menos mantenimiento en comparación con otros sistemas de generación de electricidad. Aún así, el mantenimiento es un elemento esencial que garantiza el rendimiento pronosticado (Ayllu Solar, 2018).

Generalmente el mantenimiento es barato y las fallas reparadas valen los gastos y así se asegura un retorno de la inversión (Ayllu Solar, 2018).

Sin embargo, siempre debe recordarse que el sistema que no trabaja adecuadamente no produce ahorros, por lo que las posibles pérdidas por no funcionar y el costo de mantenimiento se deben contraponer (Ayllu Solar, 2018).

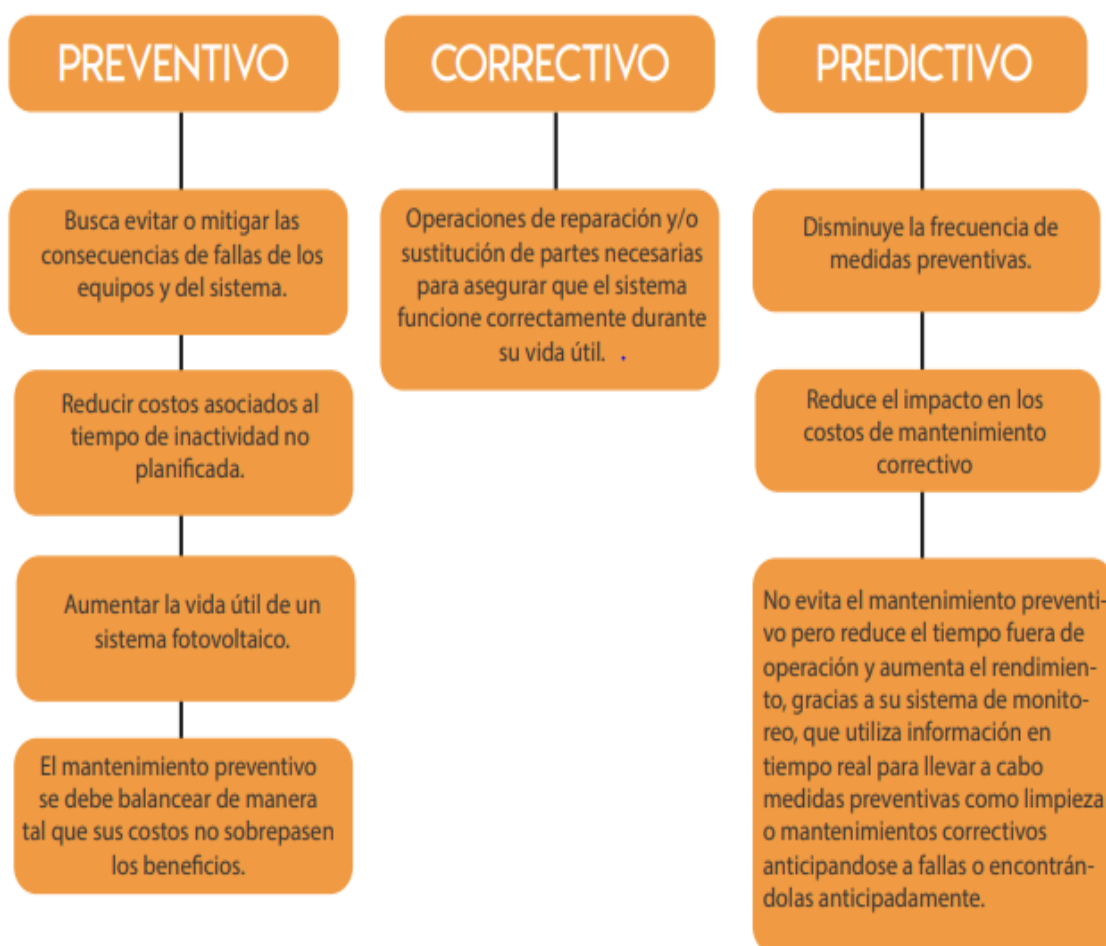


Figura 44. Plan de mantenimiento

Fuente: (Ayllu Solar, 2018, pág. 20)

2.2.12. Evaluación técnica y económica de proyectos de inversión

Los indicadores de evaluación son herramientas que miden el avance hacia las metas planteadas. Si no existieran, cualquier evaluación seria que se pretenda realizar sería poco viable por no decir inútil (Figuroa, Parra, & Rodriguez, 2014).

Los indicadores permiten realizar una evaluación adecuada, tomando como referencia los objetivos planteados y las realizaciones específicas (Figuroa, Parra, & Rodriguez, 2014).

Por otro lado, si los indicadores no se establecieron durante la fase del diseño de un proyecto, habría que reconstruirlos más adelante en la evaluación, posiblemente con menor fiabilidad (Figuroa, Parra, & Rodriguez, 2014).

2.2.12.1. VAN

Cuantifica la rentabilidad anhelada después de que se haya recuperado toda la inversión, para ello calculamos el valor actual de todos los flujos de caja futuros, planeados desde la primera vida operativa y restando la inversión inicial (Figuroa, Parra, & Rodriguez, 2014).

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} \dots (19)$$

Según Figuroa, Parra y Rodríguez (2014) , F_t (flujos de caja en cada periodo), I_0 (inversión inicial) ($t = 0$), n (número de periodos de tiempo), k (tipo de descuento o interés exigido a la inversión).

$VAN > 0$: Las inversiones que se amortizan en el futuro con la tasa de descuento seleccionada y el valor de pago actualizado generan beneficios (Figuroa, Parra, & Rodriguez, 2014).

$VAN = 0$: Los proyectos de inversión, no generarán ganancias ni pérdidas, siendo indiferente su ejecución (Figuroa, Parra, & Rodriguez, 2014).

$VAN < 0$: Los proyectos de inversión sufren pérdidas y deben ser rechazados (Figuroa, Parra, & Rodríguez, 2014).

2.2.12.2. TIR

Según Figuroa et al (2014) “Mide la rentabilidad como porcentaje” (pág. 33).

Criterio para seleccionar proyectos basados en la Tasa interna de retorno

Los criterios para seleccionar será el siguiente donde “k” es la tasa de descuento de flujos seleccionados para calcular el VAN:

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} \dots (20)$$

F_t : flujos de dinero por periodo t

I_0 : inversión inicial (t = 0)

n : cantidad de periodos de tiempo

Si $TIR > k$, se aceptará el proyecto de inversión. En consecuencia, la tasa de rendimiento interno que recibimos es más alta que la tasa mínima de rentabilidad requerida para la inversión.

Si $TIR = k$, estaremos en posición parecida a la que se ocurrió cuando el VAN era cero. En esta posición, la inversión se realizará siempre que se mejore la posición competitiva de la empresa y no haya opciones más rentables.

Si $TIR < k$, el estudio tiene que rechazarse. No se logra alcanzar una mínima rentabilidad que le exigimos a la inversión.

2.3. Definición de términos y conceptos

Radiación solar

Energía solar en modo de ondas electromagnéticas (IDAE, 2011).

Irradiancia

IDAE (2011) señala que es la densidad de potencia incidente sobre un área o la energía incidente en un área por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se expresa en kW/m^2 .

Irradiación

Energía que cae sobre la superficie por unidad de área y durante un determinado tiempo.

Se puede expresar tanto en $\text{kWh/m}^2/\text{día}$, como en $\text{MJ/m}^2/\text{día}$ (IDAE, 2011).

Instalaciones fotovoltaicas

Instalaciones con módulos fotovoltaicos que convierten directamente la radiación del sol en electricidad sin otro procedimiento (IDAE, 2011).

Instalaciones fotovoltaicas interconectadas

Instalaciones que están conectadas físicamente a la red transportadora o distribuidora de electricidad en el sistema, ya sea mediante la red del cliente o directamente (IDAE, 2011).

Línea y punto de conexión y medida

Es la conexión eléctrica a través del cual las instalaciones fotovoltaicas se conectan a la red de una empresa de distribución o a la acometida del cliente, y se conoce como punto de conexión y medida (IDAE, 2011).

Interruptor general

Es un dispositivo para seguridad y maniobra que separa el sistema fotovoltaico de la red de las empresas distribuidoras (IDAE, 2011).

Generador fotovoltaico

IDAE (2011) señala que es la fusión paralela de ramas fotovoltaicas.

Rama fotovoltaica

Es un subconjunto de módulos conectados en serie o en serie-paralelo con una tensión igual a la tensión nominal del generador (IDAE, 2011).

Inversor

Dispositivo que convierte voltaje y CC en tensión y AC. Además se le conoce como ondulator (IDAE, 2011).

Potencia nominal del generador

IDAE (2011) señala que es el resultado de sumar su máxima potencia de cada módulo fotovoltaico.

Potencia del sistema fotovoltaico o potencia nominal

Es el total de las potencias nominales de los convertidores (según indica el fabricante), que participan en las tres etapas del montaje en condiciones nominales para su funcionamiento (IDAE, 2011).

Celda solar o fotovoltaica

Es un elemento que convierte la radiación del sol en electricidad (IDAE, 2011).

Célula de tecnología equivalente (CTE)

Son células solares empaquetadas de manera independiente que tienen la misma tecnología de fabricación y embalaje que los módulos fotovoltaicos que componen el sistema (IDAE, 2011).

Panel o módulo fotovoltaico

Los paneles solares están conectados directamente entre sí y encerrados como un solo bloque entre materiales que protegen las células solares de los efectos de los agentes atmosféricos (IDAE, 2011).

Condiciones Estándar de Medida (CEM)

Según IDEA (2011), las condiciones de temperatura e irradiancia en una celda solar, comúnmente para caracterizar las celdas, módulos y generadores solares, las cuales se define de la siguiente manera:

Irradiancia del sol: 1 000 W/m²

Distribución espectral: AM 1,5 G

Temperatura de la celda: 25 °C

Potencia pico

Es la máxima potencia de un panel solar (IDAE, 2011).

TONC

Es la temperatura nominal de funcionamiento de una celda, se define como la temperatura alcanzada por las celdas solares cuando el módulo se expone a una irradiancia de 800 W/m² con una distribución espectral AM 1,5 G, una temperatura ambiental de 20 °C y una velocidad del viento de 1 m/s (IDAE, 2011).

CAPITULO III: MARCO METODOLOGICO

3.1. Tipo y diseño de investigación

Este proyecto se desarrolla siguiendo el **tipo de investigación aplicada** que de acuerdo a Carlessi, Romero y Sáenz (2018), es el tipo de investigación utilitaria o pragmática en la que los conocimientos adquiridos a partir de la investigación teórica fundamental se utilizan para generar conocimientos y resolver dificultades cercanas. La investigación tecnológica es una manera de investigación aplicada. También se le llama investigación científica aplicada.

El diseño del estudio es no experimental, y según Carlessi, Romero y Sáenz (2018) en este tipo de investigación no se manipulan las variables de estudio.

3.2. Población y muestra

La población se conforma por el edificio multifamiliar ubicado en la Manzana E. lote13-14 de la urbanización Monterrico en el distrito de Chiclayo-Lambayeque.

La muestra está conformada por el edificio multifamiliar ubicado en la Manzana E. lote13-14 de la urbanización Monterrico en el distrito de Chiclayo.

3.3. Técnicas de muestreo

No se utilizará técnicas de muestreo porque la población es igual a la muestra.

3.4. Diseño de contrastación de hipótesis

La verificación de nuestra hipótesis se realizará en el capítulo V del desarrollo de la tesis donde se calculará los indicadores de rentabilidad económica.

3.5. Hipótesis

Si es viable de manera económica y técnicamente la implementación de un sistema de microgeneración distribuida fotovoltaica para el edificio multifamiliar en el distrito de Chiclayo-Lambayeque.

3.6. Operacionalización de variables

Las variables para el presente proyecto son las siguientes

X: Variable independiente:

Energía fotovoltaica.

Y: Variable dependiente:

Sistema de microgeneración distribuida.

Tabla 2
Operacionalización de variables

Variables	Definición Conceptual	Definición Operacional	Indicadores
Energía fotovoltaica	Según Osinergmin “Es la transformación de la radiación solar en energía eléctrica, empleando células fotoeléctricas conectadas dentro de un gabinete, comúnmente llamado panel fotovoltaico” (pág. 69).	Se evaluará los valores de la irradiación solar, tomando en cuenta la ubicación donde se desarrollará el estudio	Irradiación solar (kWh/m ² /día)
Sistema de microgeneración distribuida	Según Toaza y Lagla (2018), Consiste en el uso de pequeñas potencias, cerca de la carga requerida, se pueden conectar directo al sistema que distribuye la energía. La microgeneración distribuida se puede utilizar en sistemas de baja y media tensión.	Diseñar el sistema de microgeneración distribuida	Energía promedio diaria (kW.h) Máxima demanda (W). Potencia de paneles (kWp) Potencia del inversor (kW)

Fuente: Elaboración propia

3.7. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Las herramientas y técnicas empleadas para la recopilación de datos de la investigación son:

La observación: Se utilizará una cámara fotográfica para demostrar la asistencia del tesista en el campo donde se realizará el estudio.

La entrevista: se realizará al dueño de edificio, se utilizará la entrevista no estructurada de donde se obtendrán datos para la investigación de cargas futuras, los planos eléctricos y de arquitectura del edificio.

El análisis documental: con el objetivo de conseguir la referencia para elaborar el marco teórico, me basaré en antecedentes que me permitan fundamentar la investigación, los cuales se obtendrán de tesis, revistas, páginas web.

Todas estas herramientas se emplearán en un momento concreto para encontrar la información que nos será útil para desarrollar el presente proyecto.

3.8. Análisis de datos

Para el desarrollo de la investigación se empleará la estadística descriptiva para procesar los datos de la irradiación solar; se calculará el consumo promedio mensual de energía eléctrica y seleccionará el tipo de paneles fotovoltaicos. Se procesará también los valores de la temperatura local que brinda la NASA, a través de su portal web, con la finalidad de obtener los valores máximos y mínimos, debido a que los valores eléctricos de los módulos fotovoltaicos varían con la temperatura, luego de ello se seleccionará el inversor, los conductores eléctricos y elementos de protección. Finalmente se calculará los indicadores económicos con la finalidad de saber si es viable la implementación del proyecto para un horizonte de 25 años.

CAPITULO IV: PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN

4.1. Descripción del sistema propuesto

Debido al crecimiento tecnológico y construcción de nuevos centros de consumo (viviendas, colegios, hospitales, edificios, etcétera) la demanda energética crece cada día más, lo que produce que los sistemas de generación existentes vayan cubriendo su demanda total; por ello en la presente investigación se está implementado un sistemas de microgeneración fotovoltaica, con la finalidad de contribuir al no desabastecimiento de energía eléctrica en el edificio y a la vez por ser una fuente de energía renovable colaborar con el cuidado de nuestro medio ambiente.

En este proyecto se plantea un sistema de microgeneración distribuida con sistema fotovoltaico dedicado principalmente a cubrir la demanda energética de un edificio.

Los componentes del sistema son los siguientes:

4.1.1. Generador fotovoltaico

Se trabajará con módulos solares de una marca prestigiosa y recomendada en el mercado, las características y el número de estos paneles se calcularán en el siguiente capítulo.

4.1.2. Inversor

Se trabajará con una marca reconocida y al igual que los paneles, sus características y cantidad se determinarán en el capítulo siguiente.

El análisis para encontrar la máxima demanda de potencia y energía consumida por el edificio se realizará de acuerdo a la Normativa del Código Nacional de Electrificación, tomando en cuenta los detalle y consideraciones existentes, dentro de la parte eléctrica. Una vez obtenida la potencia y energía que el edificio puede consumir, se procederá a realizar los cálculos para el estudio e interpretación de los resultados, donde se detallará cada componente con el fin de demostrar su viabilidad y rentabilidad económica.

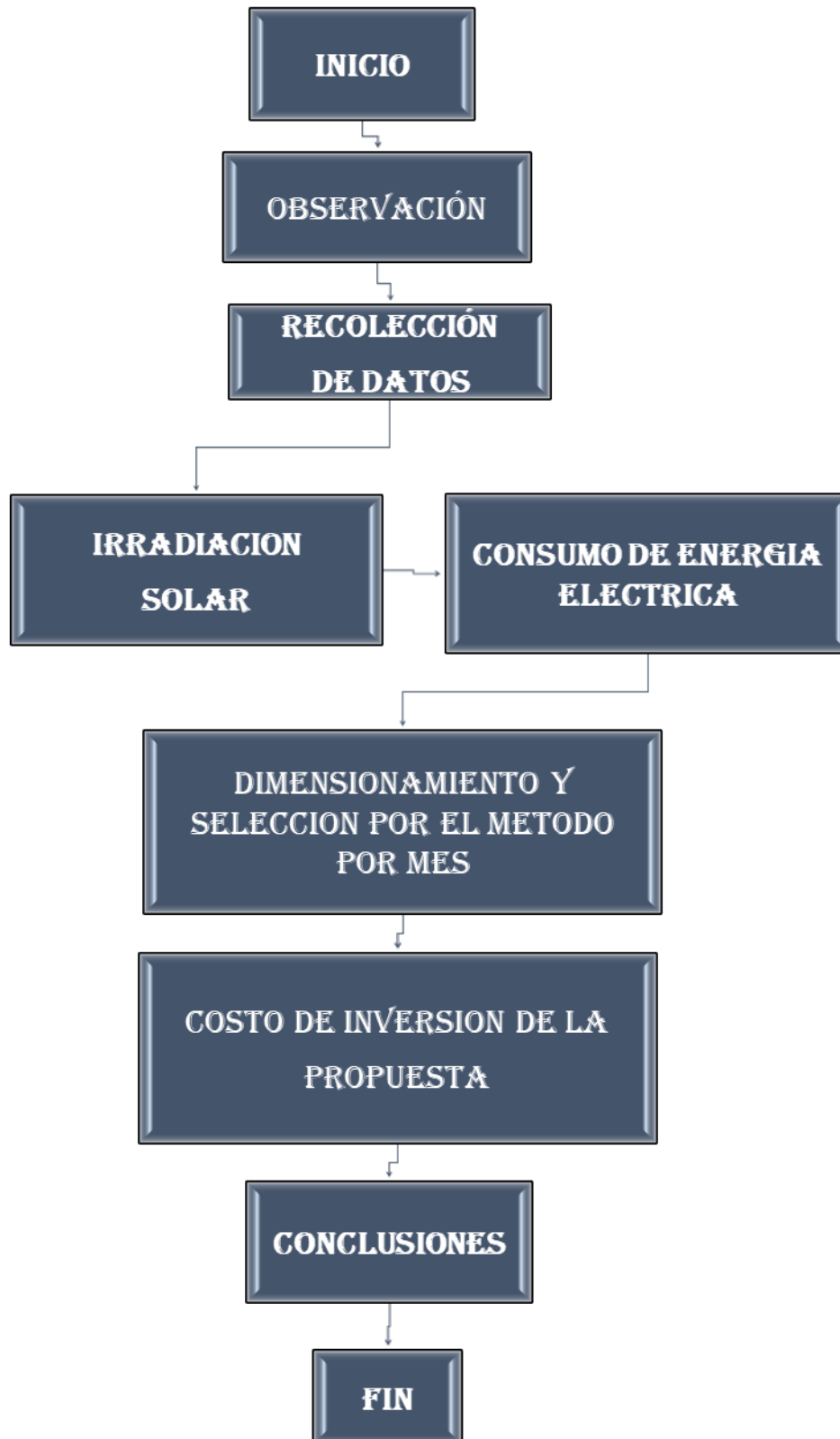


Figura 45. Flujograma del desarrollo de la propuesta

Fuente: Elaboración propia

CAPITULO V: ANALISIS E INTERPRETACION DE LOS RESULTADOS

5.1. Características del edificio

El edificio multifamiliar donde se va desarrollar la investigación, está ubicado en la Manzana E. lote13-14 de la urbanización Monterrico en el distrito de Chiclayo-Lambayeque, cuenta con cuatro pisos y ocho departamentos con las siguientes características:

Tabla 3
Características del edificio

PISO	DEPARTAMENTOS	AREA(m ²)	DESCRIPCION
1	101	71	-
	102	71	TIPICO AL 101
2	201	92	-
	202	92	TIPICO AL 201
3	301	92	TIPICO AL 201
	302	92	TIPICO AL 201
4	401	92	TIPICO AL 201
	402	92	TIPICO AL 201
AREAS COMUNES			
	GARAJE	50	1° PISO
	ALEROS	5	1° PISO
	ESCALERAS Y PASILLOS	68	1°, 2°, 3°,4°PISO
	TOTAL	817	

Fuente: Elaboración propia.

5.2. Máxima demanda de potencia teórica del edificio

Para el análisis y cálculo de la máxima demanda de potencia del edificio multifamiliar, se ha tenido en cuenta el CNE – Utilización 2006, sección 050.

El cálculo se realizó de la siguiente forma:

Cálculo de la demanda máxima por departamentos

Cálculo de la demanda máxima de áreas comunes

Cálculo de la demanda máxima del inmueble

5.2.1. Cálculo de la demanda máxima de los departamentos

Los cálculos se realizan en función al CNE – Utilización 2006, sección 050.

Tabla 4
Máxima Demanda por Departamentos

MAXIMA DEMANDA DEPARTAMENTO 101/102					
REGLA	DESCRIPCION	AREA	P. INSTALADA(W)	FD	MAXIMA DEMANDA(W)
CNE-2006,050-202,(a), (i)	ALUMBRADO Y	45	1 500	100%	1 500
CNE-2006,050-202,(a), (ii)	TOMACORRIENTES	26	1 000	100%	1 000
	SUB TOTAL		2 500		2 500
CNE-2006,050-202,(a), (V)	AIRE ACONDICIONADO		3 500	100%	3 500
CUALQUIER CARGA ADICIONAL \geq 1500W	MICROONDAS		2 200	25%	550
	LAVADORA		3 000	25%	750
(CNE-2006,050-202, (a), (Vi)	ASPIRADORA		1 500	25%	375
	TOTAL(W)		12 700		7 675
MAXIMA DEMANDA DEPARTAMENTO 201/202/301/302/401/402					
REGLA	DESCRIPCION	AREA	P. INSTALADA(W)	FD	MAXIMA DEMANDA(W)
CNE-2006,050-202,(a), (i)		45	1 500	100%	1 500
CNE-2006,050-202,(a), (ii)	ALUMBRADO Y	45	1 000	100%	1 000
CNE-2006,050-202,(a), (iii)	TOMACORRIENTES	2	1 000	100%	1 000
	SUB TOTAL		3 500		3 500
CNE-2006,050-202,(a), (V)	AIRE ACONDICIONADO		3 500	100%	3 500
CUALQUIER CARGA ADICIONAL \geq 1500W	MICROONDAS		2 200	25%	550
	LAVADORA		3 000	25%	750
(CNE-2006,050-202, (a), (Vi)	ASPIRADORA		1 500	25%	375
	TOTAL(W)		13 700		8 675

Fuente: Elaboración propia

5.2.2. Cálculo de la máxima demanda de las áreas comunes

Tabla 5

Máxima Demanda de las Áreas Comunes

MAXIMA DEMANDA DE LAS AREAS COMUNES							
AREA COMUN	REGLA	DESCRIPCION	CARGAS	C.I.(W)	POTENCIA INTALADA(W)	FD	MAX.DEMANDA(W)
GARAJE	C.N.E.-2006, 050-202 (3) (d)	ALUMBRADO Y TOMACORRIENTES	4	25	100	75%	75
PASILLOS/ESCALERAS	C.N.E.-2006, 050-202 (3) (d)	ALUMBRADO Y TOMACORRIENTES	12	25	300	75%	225
ALERO	C.N.E.-2006, 050-202 (3) (d)	ALUMBRADO EXTERIOR COMUN	8	10	80	75%	60
	C.N.E.-2006, 050-202 (3) (d)	ALUMBRADO DE EMERGENCIA	8	40	320	75%	240
	C.N.E.-2006, 050-202-(3) (d)	ALARMA	1	1 000	1 000	75%	750
	C.N.E.-2006, 050-202-(3) (d)	INTERCOMUNICADOR	1	1 000	1 000	75%	750
	C.N.E.-2006, 050-202-(3) (d)	SALIDA PARA CALENTADOR DE AGUA	1	1 000	1 000	75%	750
	C.N.E.-2006, 050-202-(3) (d)	ELECTROBOMBA	1	746	746	75%	559.5
	C.N.E.-2006, 050-202-(3) (d)	PUERTA LEVADIZA	2	373	746	75%	559.5
TOTAL(W)					5 292		3 969

Fuente: Elaboración propia

5.2.3. Cálculo de la máxima demanda del edificio

Tabla 6
Máxima Demanda del Edificio

Para este cálculo se tendrá en cuenta la regla 050-202 (3) (a).

PISO	DEPARTAMENTO	DEMANDA	FD	MAXIMA DEMANDA(W)
4	401	8 675	100%	14 675
	402	8 675	65%	9 538,75
3	301	8 675	65%	9 538,75
	302	8 675	40%	5 870
2	201	8 675	40%	5 870
	202	8 675	30%	4 402,5
1	101	7 675	30%	4 102,5
	102	7 675	30%	4 102,5
SUB TOTAL(W)				5 8100
POTENCIA TOTAL AREA COMUNES(W)				3 969
TOTAL(W)				38 069

Fuente: Elaboración propia

5.3. Cálculo de la energía teórica diaria del edificio

Para calcular la energía eléctrica consumida durante un día, se tuvo en cuenta la potencia de las cargas instaladas y las horas de uso, tanto para los departamentos como para las áreas comunes del edificio.

5.3.1. Energía teórica diaria por departamentos

Tabla 7
Energía Consumida Por Departamentos

PRIMER PISO/DEPARTAMENTO 101-102					
AMBIENTE	DESCRIPCION	UNIDADES	P. INSTALADA(W)	HORA(h)	DEMANDA (W.h)
SALA/COMEDOR	LAMPARAS	5	35	2,00	350
	LUZ.EMERGENCIA	1	40	0,30	12
	TV	1	120	2,00	240
	EQUIPO	1	100	1,00	100
	TELEFONO	1	10	3,00	30
	ASPIRADORA	1	1 200	0,30	360
COCINA	LAMPARAS	4	35	1,00	140
	LUZ.EMERGENCIA	1	40	0,00	0
	REFRIGERADOR	1	300	18,00	5 400

COCINA	MICROONDAS	1	1 100	0,50	550
	LICUADORA	1	300	0,30	90
D.SECUNDARIO (2)	LAMPARAS	2	35	1,50	105
	TV	2	120	2,00	480
	CELULAR	2	10	3,00	60
D.PRINCIPAL	LAMPARAS	2	35	1,50	105
	TV	1	120	2,00	240
	CELULAR	1	10	3,00	30
	LUZ.EMERGENCIA	1	40	0,00	0
	SALIDA DE ARTEFACTOS	2	1 000	0,50	1 000
SSHH (2)	LAMPARAS	2	35	2,00	140
	SALIDA DE ARTEFACTOS	2	1 000	0,50	1 000
TOTAL					10 432
2°/3°/4° PISO/DEPARTAMENTO 201-202-301-302-401-402					
AMBIENTE	DESCRIPCION	UNIDADES	P. INSTALADA(W)	HORA(h)	DEMANDA (W.h)
BALCON	LAMPARAS	3	45	6,00	810
SALA/COMEDOR	LAMPARAS	9	35	1,50	472,5
	LUZ.EMERGENCIA	1	40	0,00	0
	TV	1	120	3,00	360
	EQUIPO	1	100	1,50	150
	TELEFONO	1	10	3,00	30
	ASPIRADORA	1	1 200	0,30	360
COCINA	LAMPARAS	4	35	2,00	280
	LUZ.EMERGENCIA	1	40	0,00	0
	REFRIGERADOR	1	300	17,00	5 100
	MICROONDAS	1	1 100	0,50	550
	LICUADORA	1	300	0,30	90
D.SECUNDARIO (2)	LAMPARAS	2	35	3,00	210
	TV	2	120	1,00	240
	CELULAR	2	10	3,00	60
D.PRINCIPAL	LAMPARAS	2	35	1,50	105
	TV	1	120	2,00	240
	CELULAR	1	10	3,00	30
	LUZ.EMERGENCIA	1	40	0,00	0
	SALIDA DE ARTEFACTOS	2	1 000	0,50	1 000
SSHH (2)	LAMPARAS	2	35	1,00	70
	SALIDA DE ARTEFACTOS	2	1 000	0,50	1 000
TOTAL					11 157,5

Fuente: Elaboración propia

5.3.2. Energía teórica diaria en las áreas comunes

Tabla 8
Energía de las Áreas Comunes

AREAS COMUNES					
AMBIENTE	DESCRIPCION	UNIDADES	P. INSTALADA(W)	HORA(H)	DEMANDA(WH)
GARAJE	LAMPARAS	2	35	1.00	70
	SAL.ARTEFACTOS	2	100	1.00	200
	PUERTA	2	1000	0.50	1000
PASADISO ESCALERA	LAMPARAS	6	35	0.50	105
	LUZ.EMERGENCIA	3	40	0.00	0
ALERO	SPOTS	8	40	7.00	2240
	ALARMA	1	1000	1.00	1000
	INTERCOMUNICADOR	1	1000	0.50	500
	SALIDA PARA CALENTADOR DE AGUA	1	1000	0.40	400
	ELECTROBOMBA	1	746	0.50	373
TOTAL					5888

Fuente: Elaboración propia

5.3.3. Energía teórica diaria total del edificio

Tabla 9
Energía Consumida Total

ENERGÍA CONSUMIDA	
AMBIENTE	CONSUMO DE ENERGÍA DIARIA (W.h/día)
DEPARTAMENTO 101	10 432
DEPARTAMENTO 102	10 432
DEPARTAMENTO 201	11 157,5
DEPARTAMENTO 202	11 157,5
DEPARTAMENTO 301	11 157,5
DEPARTAMENTO 302	11 157,5
DEPARTAMENTO 401	11 157,5
DEPARTAMENTO 402	11 157,5
AREAS COMUNES	5 888
TOTAL	93 697

Fuente: Elaboración propia

Por lo tanto, la energía que consume el edificio multifamiliar en 24 horas, equivale a 93,697 kWh/día, este resultado nos va permitir decidir y seleccionar los equipos que se usarán para la implementación del sistema de microgeneración fotovoltaica; sin embargo, procederemos a calcular la energía consumida durante las horas de radiación solar, para tener referencia del porcentaje que representa el consumo energético diurno del consumo energético total.

5.3.1. Energía teórica consumida durante las horas de radiación solar por departamentos

Tabla 10

Energía consumida durante las horas de radiación solar por departamentos

PRIMER PISO/DEPARTAMENTO 101-102					
AMBIENTE	DESCRIPCION	UNIDADES	P. INSTALADA(W)	HORA(H)	DEMANDA(WH)
SALA/COMEDOR	TV	1	120	2.00	240
	EQUIPO	1	100	1.00	100
	TELEFONO	1	10	3.00	30
	ASPIRADORA	1	1 200	0.30	360
COCINA	REFRIGERADOR	1	300	10.50	3 150
	MICROONDAS	1	1 100	0.50	550
	LICUADORA	1	300	0.30	90
D. SECUNDARIO	TV	2	120	3.00	720
	CELULAR	2	10	3.00	60
D. PRINCIPAL	TV	1	120	2.00	240
	CELULAR	1	10	3.00	30
	SALIDA DE ARTEFACTOS	2	1 000	0.50	1 000
BAÑOS	SALIDA DE ARTEFACTOS	2	1 000	0.50	1 000
TOTAL					7 570
2°/3°/4° PISO/DEPARTAMENTO 201-202-301-302-401-402					
AMBIENTE	DESCRIPCION	UNIDADES	P. INSTALADA(W)	HORA(H)	DEMANDA(WH)
SALA/COMEDOR	TV	1	120	3.00	360
	EQUIPO	1	100	1.50	150
	TELEFONO	1	10	3.00	30
	ASPIRADORA	1	1 200	0.30	360
COCINA	REFRIGERADOR	1	300	10.50	3 150
	MICROONDAS	1	1 100	0.50	550
	LICUADORA	1	300	0.30	90
D. SECUNDARIO	TV	2	120	3.00	720
	CELULAR	2	10	3.00	60
D. PRINCIPAL	TV	1	120	2.00	240
	CELULAR	1	10	3.00	30
	SALIDA DE ARTEFACTOS	2	1 000	0.50	1 000
BAÑOS	SALIDA DE ARTEFACTOS	2	1 000	0.50	1 000
TOTAL					7 740

Fuente: Elaboración propia

5.3.2. Energía teórica consumida durante las horas de radiación solar en las áreas comunes

Tabla 11

Energía consumida durante las horas de radiación solar en las áreas comunes

AREAS COMUNES				
DESCRIPCION	UNIDADES	P. INSTALADA(W)	HORA(H)	DEMANDA(WH)
PUERTA	2	1 000	0.50	1 000
ALARMA	1	1 000	1.00	1 000
INTERCOMUNICADOR	1	1 000	0.50	500
SALIDA PARA CALENTADOR DE AGUA	1	1 000	0.40	400
ELECTROBOMBA	1	746	0.50	373
TOTAL				3 273

Fuente: Elaboración propia

5.3.3. Energía teórica total consumida durante las horas de radiación solar

Tabla 12

Energía total consumida durante la radiación solar

ENERGÍA CONSUMIDA	
AMBIENTE	CONSUMO DE ENERGÍA (W.h)
DEPARTAMENTO 101	7 570
DEPARTAMENTO 102	7 570
DEPARTAMENTO 201	7 740
DEPARTAMENTO 202	7 740
DEPARTAMENTO 301	7 740
DEPARTAMENTO 302	7 740
DEPARTAMENTO 401	7 740
DEPARTAMENTO 402	7 740
AREAS COMUNES	3 273
TOTAL	64 853

Fuente: Elaboración propia

Por la tanto, la demanda energética requerida por el edificio en horas donde la radiación solar está presente equivale a 64 853 Wh, la misma que representa un 70% aproximadamente del consumo energético total del edificio durante el día, este consumo nos va permitir saber la cantidad de energía que como usuario debemos adquirir de la red para utilizarla durante la noche, ya que el generador fotovoltaico durante este tiempo (ausencia de radiación solar) no funciona.

5.4. Datos de la irradiación solar

Para encontrar los valores de la irradiación solar, primeramente, se necesita conocer los valores de la latitud y longitud del sitio en el que se va desarrollar la investigación.

Tabla 13
Ubicación Geográfica del Edificio.

Descripción	Ubicación del edificio
Latitud	-6.782330
Longitud	-79.852325

Fuente: Google maps

Obtenida la ubicación geográfica, procedemos a recopilar los valores de la irradiación solar de la NASA.

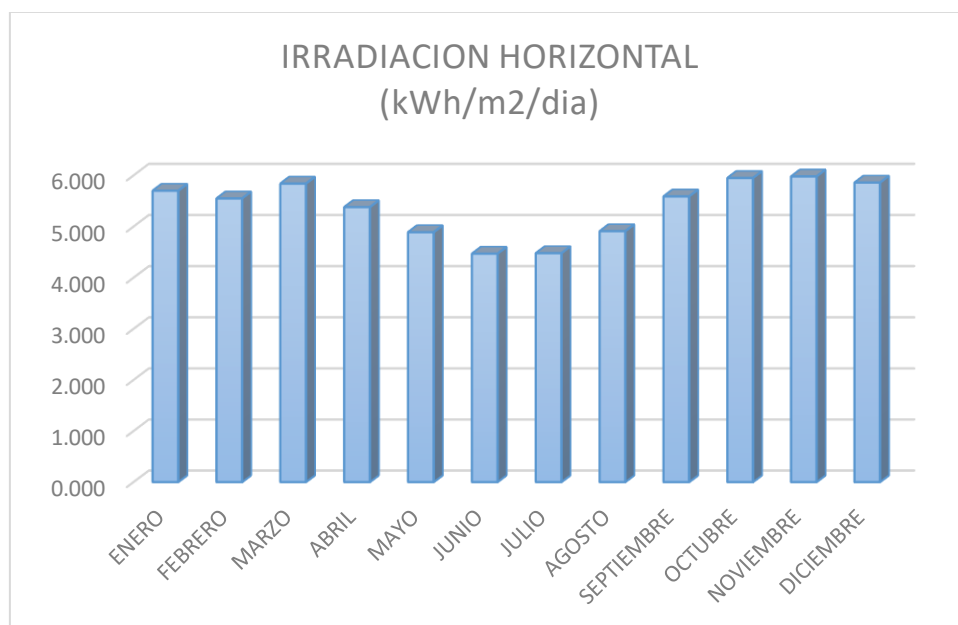


Figura 46. Irradiación solar anual.

Fuente: (NASA, 2020)

5.4.1. Cálculo de la hora solar pico

Para el dimensionamiento del generador fotovoltaico, es necesario conocer el valor de las HSP (HORA SOLAR PICO), dicho valor se expresa en la siguiente formula.

$$HSP = \frac{\text{irradiacion solar horizontal } \left(\frac{Wh}{m^2}\right)}{\text{irradiancia bajo CEM } \left(\frac{W}{m^2}\right)} \dots (21)$$

El valor de la irradiancia bajo CEM representa 1 kW/m^2 . Por lo tanto, la irradiación horizontal expresada en kW.h/m^2 es equivalente a las HSP.

Tabla 14
Hora Solar Pico

MES	IRRADIACION HORIZONTAL ($\text{kW.h/m}^2/\text{día}$)	HORA SOLAR PICO (h)
ENERO	5,700	5,700
FEBRERO	5,550	5,550
MARZO	5,840	5,840
ABRIL	5,380	5,380
MAYO	4,890	4,890
JUNIO	4,470	4,470
JULIO	4,480	4,480
AGOSTO	4,910	4,910
SEPTIEMBRE	5,590	5,590
OCTUBRE	5,950	5,950
NOVIEMBRE	5,980	5,980
DICIEMBRE	5,860	5,860

Fuente: Elaboración propia

Para calcular la energía se ha tenido en cuenta lo indicado por (ARANDA, 2017) que indica que "para el cálculo de potencia y paneles se considera la irradiación solar más desfavorable" (pág. 17).

Según (Vasquez, 2019), se escogerá el valor más bajo para los siguientes cálculos, siendo el valor más crítico el mes de junio con $4,47 \text{ kW.h/m}^2/\text{día}$.

5.5. Dimensionamiento y selección de paneles fotovoltaicos

El sistema fotovoltaico tendría que generar $93,697 \text{ kW.h}$ por día. Así mismo para calcular el generador fotovoltaico se tienen que tener en cuenta las pérdidas que se producen en cada uno de los componentes del sistema.

5.5.1. Potencia del generador fotovoltaico

El gasto eléctrico por año se calculará para el año 2020, valor que será tomado como referencia para el año 2021, el cual será evaluado como “año 1”, debido a que el presente está por terminar.

Para calcular la energía eléctrica prevista se utilizará la siguiente expresión:

$$E_n = E_0(1 + i)^n \dots (22)$$

E_n = Energía eléctrica proyectada

i = Tasa de crecimiento =2,5% (valor aproximado por aumento de cargas en el edificio para años futuros)

E_0 = Energía eléctrica en el año 0

$$E_0 = \text{energía diaria} \times 365 \dots (23)$$

$$E_0 = 93\,697 \times 365$$

$$E_0 = 34\,199\,405 \text{ W.h}$$

5.5.2. Módulos fotovoltaicos

La energía por año que deberá entregar el sistema solar sin valorar el factor global es de 34 199,405 kWh/año.

Para el cálculo de la potencia que producirá el sistema fotovoltaico se utilizará la siguiente fórmula, donde se considera el factor global de funcionamiento, que según Vasquez (2019) : “Se considera un rendimiento global de 0,9” (pág. 107).

$$P. \text{ generador} (Wp) = \frac{\text{energía fotovoltaica requerida}}{0,9 \times HSP} \dots (24)$$

$$p. \text{ generador} (Wp) = \frac{93\,697}{0,9 \times 4,47}$$

$$p. \text{ generador} (Wp) = 23\,290,3 \text{ Wp}$$

5.5.3. Número de paneles

Para determinar el número de paneles y la marca de los mismos, se realizó la comparación entre paneles solares de diferentes potencias y marcas existentes en el mercado.

Tabla 15
Cuadro comparativo de paneles existentes en el mercado

FABRICANTE	POTENCIA(Wp)	COSTO(S/.)	Nº PANELES	COSTO TOTAL(S/.)
JINKO SOLAR	410	628,96	57	35 850,72
TAI ENERGY	300	969,38	78	75 611,64
BAUER	370	1 106,25	63	69 693,75
JA SOLAR	410	642,31	57	36 611,67
ERA SOLAR	400	692,77	59	40 873,43

Fuente: Elaboración Propia

Tomando como referencia la tabla anterior, se considera utilizar paneles de la marca JINKO SOLAR MODELO JKM410M-72H de 410 Wp.

$$N. \text{ paneles} = \frac{P. \text{ generador fotovoltaico}}{P. \text{ panel solar}} \dots (25)$$

$$N. \text{ paneles} = \frac{23\ 290,3 \text{ Wp}}{410 \text{ Wp}}$$

$$N. \text{ paneles} = 56,81 = 57$$

Para una mejor distribución se trabajará con 57 paneles de la marca JINKO SOLAR MODELO JKM410M-72H de 410 Wp.

Tabla 16
Especificaciones del panel fotovoltaico

SPECIFICATIONS											
Module Type	JKM390M-72H		JKM395M-72H		JKM400M-72H		JKM405M-72H		JKM410M-72H		
	JKM390M-72H-V	JKM395M-72H-V	JKM400M-72H-V	JKM405M-72H-V	JKM410M-72H-V	STC	NOCT	STC	NOCT		
Maximum Power (Pmax)	390Wp	294Wp	395Wp	298Wp	400Wp	302Wp	405Wp	306Wp	410Wp	310Wp	
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.1V	39.1V	41.4V	39.3V	41.7V	39.6V	42.0V	39.8V	42.3V	40.0V	
Maximum Power Current (Imp)	9.49A	7.54A	9.55A	7.60A	9.60A	7.66A	9.65A	7.72A	9.69A	7.76A	
Open-circuit Voltage (Voc)	49.3V	48.0V	49.5V	48.2V	49.8V	48.5V	50.1V	48.7V	50.4V	48.9V	
Short-circuit Current (Isc)	10.12A	8.02A	10.23A	8.09A	10.36A	8.16A	10.48A	8.22A	10.60A	8.26A	
Module Efficiency STC (%)	19.38%		19.63%		19.88%		20.13%		20.38%		
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C										
Maximum System Voltage	1000/1500VDC (IEC)										
Maximum Series Fuse Rating	20A										
Power Tolerance	0~+3%										
Temperature Coefficients of Pmax	-0.35%/°C										
Temperature Coefficients of Voc	-0.29%/°C										
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C										
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C										

Fuente: (JinkoSolar, 2020, pág. 02)

Una vez definido el número de paneles, calcularemos el voltaje y la corriente en condición de la potencia máxima, junto con la corriente en condición de cortocircuito.

$$V_{mmpp-GF} = V_{mmppPanel} \times N_{serie} \dots (26)$$

$$V_{mmpp-GF} = 42,3 \times 19 = 803,7 \text{ V}$$

Corriente del sistema fotovoltaico en condición de máxima potencia

$$I_{mmpp-GF} = I_{mmppPanel} \times N_{ramas} \dots (27)$$

$$I_{mmpp-GF} = 9,69 \times 3 = 29,07 \text{ A}$$

Corriente del sistema fotovoltaico en condición de máxima potencia

$$I_{SC-GF} = I_{SC-Panel} \times N_{ramas} \dots (28)$$

$$I_{SC-GF} = 10,60 \times 3 = 31,8 \text{ A}$$

5.5.4. Inclinación de los paneles fotovoltaicos

$$\beta_{opt} = 3,7 + (0,69 * |Latitud|) \dots (29)$$

$$\beta_{opt} = 3,7 + (0,69 * |-6,78|)$$

$$\beta_{opt} = 8,38^{\circ}$$

5.5.5. Separación entre paneles

$$d_{min} = L \left(\frac{\text{sen}(\beta)}{\text{tg}(61^{\circ} - \text{Lat})} + \text{cos}(\beta) \right) \dots (30)$$

De acuerdo a la fuente las medidas del panel fotovoltaico son 2008X1002 mm.

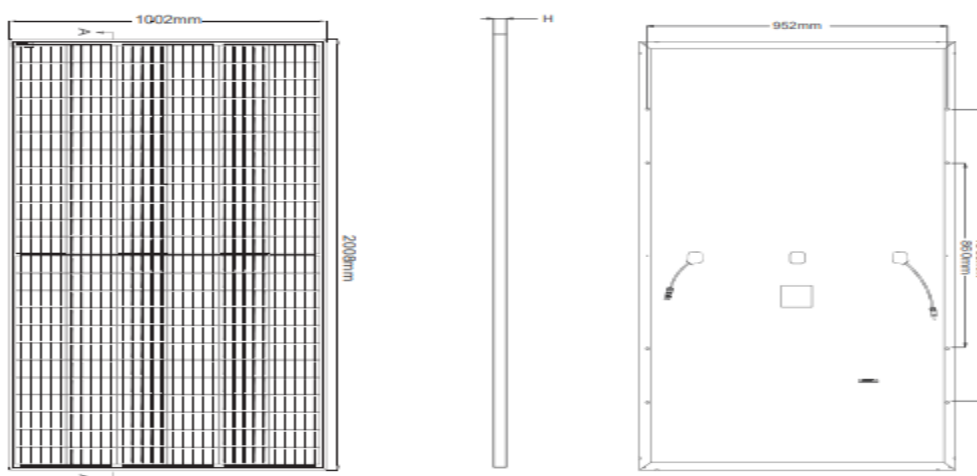


Figura 47. Características paramétricas del panel fotovoltaico

Fuente: (JinkoSolar, 2020, pág. 02)

$$L = 2008 \text{ mm}, \beta = 8,38^\circ, \text{Lat.} = -6,78$$

$$d_{min} = 2008 \left(\frac{\text{sen}(8,38)}{\text{tg}(61^\circ - (-6,78))} + \cos(8,38) \right)$$

$$d_{min} = 2106,1 \text{ mm}$$

5.6. Corrección de la tensión y corriente debido a la temperatura

De acuerdo, a la figura 1 se observa que en la ciudad donde se lleva a cabo la investigación (Chiclayo-Lambayeque); la temperatura varía de 16°C, en épocas frías y alcanza una temperatura máxima de 31°C. Para obtener la temperatura de funcionamiento que logran alcanzar las celdas de los módulos, se emplea la próxima expresión:

$$T_p = T_a + \frac{(TONC - 20)}{800} \times I \dots (31)$$

T_p = temperatura que alcanza la célula a una temperatura ambiente

T_a = temperatura ambiente del lugar donde están instalados los paneles

$TONC = 45^\circ\text{C}$

I = Irradiancia ($1000\text{W}/\text{m}^2$)

5.6.1. Coeficiente de temperatura de la tensión a circuito abierto del panel

$$\alpha = \frac{\alpha(\%)}{100} \times V_{oc} \dots (32)$$

$$\alpha = \frac{-0,29}{100} \times 50,4$$

$$\alpha = -0,14616 \text{ V}/^\circ\text{C}$$

5.6.2. Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito del panel

$$\beta = \frac{\beta(\%)}{100} \times I_{sc} \dots (33)$$

$$\beta = \frac{0,048}{100} \times 10,6$$

$$\beta = 0,005088 \text{ A}/^\circ\text{C}$$

5.6.3. Temperatura más alta (T=31°C)

$$T_p = 31 + \frac{(45 - 20)}{800} \times 1000$$

$$T_p = 62,25^\circ\text{C}$$

Una vez encontrada la temperatura, calcularemos la tensión abriendo el circuito y su corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico, teniendo en cuenta la temperatura del campo en donde se ejecutará el montaje.

$$V_{OC(62,25^\circ\text{C})} = V_{OC(25^\circ\text{C})} + \alpha X(T - 25) \dots (34)$$

$$V_{OC(62,25^\circ\text{C})} = 50,4 - 0,14616X(62,25 - 25)$$

$$V_{OC(62,25^\circ\text{C})} = 44,9 \text{ V}$$

$$I_{SC(62,25^\circ\text{C})} = I_{SC(25^\circ\text{C})} + \beta X(T - 25) \dots (35)$$

$$I_{SC(62,25^\circ\text{C})} = 10,6 + 0,005088X(62,25 - 25)$$

$$I_{SC(62,25^\circ\text{C})} = 10,8 \text{ A}$$

Para finalizar, se calculará los parámetros de tensión a potencia máxima.

$$V_{mmpp(62,25^\circ\text{C})} = V_{mmpp(25^\circ\text{C})} + \alpha X(T - 25) \dots (36)$$

$$V_{mmpp(62,25^\circ\text{C})} = 42,3 - 0,14616X(62,25 - 25)$$

$$V_{mmpp(62,25^\circ\text{C})} = 36,855 \text{ V}$$

Ahora calculamos los parámetros del generador fotovoltaico

$$V_{OC(62,25^\circ\text{C})GF} = 44,9 \times 19 = 853,1 \text{ V}$$

$$I_{SC(62,25^\circ\text{C})GF} = 10,8 \times 3 = 32,4 \text{ A}$$

$$V_{mmpp(62,25^\circ\text{C})GF} = 36,855 \times 19 = 700,245 \text{ V}$$

5.6.4. Temperatura más baja (T=16°C)

$$T_p = 16 + \frac{(45 - 20)}{800} \times 1000$$

$$T_p = 47,25^\circ\text{C}$$

Una vez encontrada la temperatura, calcularemos la tensión abriendo el circuito y su corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico, teniendo en cuenta la temperatura del campo en donde se realizará la instalación.

$$V_{OC(47,25^{\circ}C)} = V_{OC(25^{\circ}C)} + \alpha X(T - 25)$$

$$V_{OC(47,25^{\circ}C)} = 50,4 - 0,14616X(47,25 - 25)$$

$$V_{OC(47,25^{\circ}C)} = 47,14 V$$

$$I_{SC(47,25^{\circ}C)} = I_{SC(25^{\circ}C)} + \beta X(T - 25)$$

$$I_{SC(47,25^{\circ}C)} = 10,6 + 0,005088X(47,25 - 25)$$

$$I_{SC(47,25^{\circ}C)} = 10,713 A$$

Para finalizar, se calculará los parámetros de tensión a potencia máxima.

$$V_{mmp(47,25^{\circ}C)} = V_{mmp(25^{\circ}C)} + \alpha X(T - 25)$$

$$V_{mmp(47,25^{\circ}C)} = 42,3 - 0,14616X(47,25 - 25)$$

$$V_{mmp(47,25^{\circ}C)} = 39,0479 V$$

Ahora calculamos los parámetros del generador fotovoltaico

$$V_{OC(47,25^{\circ}C)GF} = 47,14 X 19 = 895,66V$$

$$I_{SC(47,25^{\circ}C)GF} = 10,713 X 3 = 32,139A$$

$$V_{mmp(47,25^{\circ}C)GF} = 39,0479 X 19 = 741,9101 V$$

5.7. Selección del inversor

Teniendo en cuenta los resultados anteriores y la potencia encontrada para el generador, la cual es de 23,290 kW.

Según Castejón y Santamaría (2010), la potencia nominal del inversor seleccionado debe oscilar entre el 80% y 90% con respecto a la potencia del generador.

Indicado esto, la potencia del inversor seleccionado oscila de 18,632 kW a 20,961 kW.

De acuerdo, a la potencia del generador y eficiencia del inversor, se selecciona el INVERSOR de la marca FRONIUS SYMO 20.0-3-M 20 kW, y para ver si cumple con las condiciones eléctricas requeridas por el generador, se realizará el siguiente cuadro comparativo.

Tabla 17

Comparación de los parámetros eléctricos entre el generador y el inversor

	G. FOTOVOLTAICO		INVERSOR
TEMPERATURA	31	16	
Voc (V)	853,1	895,66	200-1000
Vmp (V)	700,245	741,9101	420-800
Isc (A)	32,4	32,139	51

Fuente: Elaboración propia

De la tabla 15, se observa que el modelo del inversor elegido cumple con los requisitos demandados por el generador fotovoltaico.



Figura 48. Inversor marca Fronius Symo 20.0-3 M 20kW

Fuente: (Fronius Symo, 2020, pág. 01)

Tabla 18
Datos técnicos del inversor seleccionado

DATOS DE ENTRADA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ máx. 1} / I_{dc\ máx. 2}$)	27 A / 16,5 A ¹⁾		33 A / 27 A		
Máxima corriente de entrada total utilizada ($I_{dc\ máx. 1} + I_{dc\ máx. 2}$)	43,5 A		51,0 A		
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP ₁ / MPP ₂)	40,5 A / 24,8 A		49,5 A / 40,5 A		
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\ mín.}$)	200 V				
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)	200 V				
Tensión de entrada nominal (U_{dc})	600 V				
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ máx.}$)	1.000 V				
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ mín.} - U_{mpp\ máx.}$)	270 - 800 V	320 - 800 V		370 - 800 V	420 - 800 V
Número de seguidores MPP	2				
Número de entradas CC	3+3				
Máxima salida del generador FV ($P_{dc\ máx.}$)	15,0 kW _{peak}	18,8 kW _{peak}	22,5 kW _{peak}	26,3 kW _{peak}	30,0 kW _{peak}
DATOS DE SALIDA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Potencia nominal CA ($P_{ac,1}$)	10.000 W	12.500 W	15.000 W	17.500 W	20.000 W
Máxima potencia de salida	10.000 VA	12.500 VA	15.000 VA	17.500 VA	20.000 VA
Máxima corriente de salida ($I_{ac\ máx.}$)	14,4 A	18,0 A	21,7 A	25,3 A	28,9 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)				
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Coefficiente de distorsión no lineal	1,8 %	2,0 %	1,5 %	1,5 %	1,3 %
Factor de potencia ($\cos \phi_{ac,1}$)	0 - 1 ind. / cap.				

Fuente: (Fronius Symo, 2020, pág. 05)

5.8. Cableado

Para implementar el sistema de distribución de generación fotovoltaica, se utilizará el conductor tipo NH-80, ya que entre sus principales características encontramos que no contiene halógenos.

$$S_{CABLE} = \frac{2xLxI_{MAX}}{56x\Delta V} \dots (37)$$

S_{CABLE} = Sección de conductor (mm^2)

L = Longitud de conductor (m)

I_{MAX} = Corriente máxima de conductor (A)

ΔV = Caída de tensión (V)

5.8.1. Tramo generador fotovoltaico – caja de protecciones CD

$$V_{mmpptOTAL} = 42,3 \times 19 = 803,7 \text{ V}$$

$$I_{MAX} = 1,25 \times 10,6 \times 3 = 39,75 \text{ A}$$

$$\Delta V = 1,5\% V_{total} = 1,5\% (803,7) = 12,055 \text{ V}$$

$$L = 30 \text{ m}$$

$$S_{CABLE} = \frac{2 \times 30 \times 39,75}{56 \times 12,055} = 3,5329 \text{ mm}^2$$

Entonces seleccionamos el conductor NH-80 de 10 mm², el cual cumple con las condiciones tanto de la sección; como el de la corriente máxima permitidas para el diseño.

5.8.2. Caja de protecciones CD al inversor

$$L = 10 \text{ m}$$

$$S_{CABLE} = \frac{2 \times 10 \times 39,75}{56 \times 12,055} = 1,1778 \text{ mm}^2$$

Entonces seleccionamos el conductor NH-80 de 10 mm².

5.8.3. Inversor al tablero general

$$S_{CABLE} = \frac{L \times P_{inversor}}{56 \times V \times \Delta V} \dots (38)$$

$$S_{CABLE} = \text{Sección de conductor (mm}^2\text{)}$$

$$L = 10 \text{ m}$$

$$P_{inversor} = 20 \text{ kW}$$

$$V = 380 \text{ V}$$

$$\Delta V = 2,5\% V = 2,5\% 380 = 9,5 \text{ V}$$

$$S_{CABLE} = \frac{10 \times 20000}{56 \times 380 \times 9,5} = 0,989$$

Entonces seleccionamos el cable NH-80 de 10 mm².

5.9. Elementos de protección para el sistema

como toda instalación eléctrica el sistema de MCD necesita elementos que le garanticen una respuesta inmediata ante posibles fallas que registre el sistema, es por ello que se recurre a elementos que actúen como protecciones tanto el tramo de corriente continua, como para el tramo de corriente alterna.

A pesar de que el sistema de protección es diferente para ambos tramos, a la hora de elegir alguno de ellos se debe tener en cuenta la norma ITC-BT-22, que establece que se deben cumplir las siguientes exigencias (León Llanos, 2019, pág. 113)

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \dots (39)$$

$$I_2 \leq 1,45I_Z \dots (40)$$

I_B = corriente de utilización

I_N = corriente nominal

I_Z = corriente admisible por el conductor

I_2 = corriente que garantiza el funcionamiento del elemento de protección = $1,9 \times I_N$

5.9.1. Protecciones en corriente continua

En este tramo el sistema estará bajo la protección de los siguientes elementos:

✓ Fusibles

como primera medida se colocarán fusibles a la salida de los conductores de cada ramal que conectan los paneles del sistema fotovoltaico. Se sabe que cada ramal proporciona un terminal positivo y uno negativo; entonces como nuestro sistema contiene 03 ramales, se necesitará de 06 fusibles (León Llanos, 2019, págs. 114-115).

$$I_B = 9,69A = \text{corriente del módulo}$$

$$I_Z = 51A \text{ (sección del conductor } 10 \text{ mm}^2\text{)}$$

Primera exigencia:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$9.69A \leq 15A \leq 51A$$

Segunda exigencia:

$$I_2 = 1,9 \times I_N$$

$$I_2 = 1,9 \times 15$$

$$I_2 = 28,5A$$

Ahora

$$I_2 \leq 1,45 I_Z$$

$$28,5A \leq 1,45 * 51$$

$$28,5A \leq 73,95A$$

❖ Por lo tanto, los elementos a utilizar son 06 fusibles Bussmann de 15A.

✓ **Interruptor termomagnético**

Son dispositivos que actúan frente a cortocircuitos y sobreintensidades de corriente, el modelo va depender del tipo de la tensión del sistema y su selección está basado en la norma ITC-BT-22, donde se establece que el interruptor seleccionado solo debe cumplir la primera exigencia (León Llanos, 2019, págs. 115-116).

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_B = 9,69A$$

$$I_Z = 51A$$

Primera exigencia:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$9,69A \leq 20A \leq 51A$$

❖ Por lo tanto, se utilizará 03 interruptores termomagnéticos bipolares bticino de 20A, distribuidos 01 para cada ramal.

5.9.2. Protecciones en corriente alterna

De acuerdo a la norma del RD 1663/2000, nos indica que en este tipo de sistemas podemos añadir en el inversor los mecanismos para proteger los valores máximos y mínimos tanto de la tensión como de la frecuencia, el mismo que de manera automática realizará las maniobras de conexión y desconexión, adicionalmente a ello se dispondrá un interruptor general y uno diferencial (León Llanos, 2019, pág. 119).

✓ Interruptor termomagnético

Al igual que en el tramo de corriente continua, en este tramo se realizará el mismo procedimiento que se realizó para seleccionar el interrupto termomagnético DC.

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_B = 28,9A = \text{corriente de salida del inversor}$$

$$I_Z = 51A \text{ (sección del conductor } 10 \text{ mm}^2\text{)}$$

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$28,9A \leq 32A \leq 51A$$

❖ Por lo tanto, se utilizará 01 interruptor bipolar bticino de 32A.

✓ Interruptor diferencial

Su función es proteger a las personas de descargas eléctricas das por contacto directo o indirectas. La corriente del interruptor diferencial debe ser igual o mayor que la corriente del interruptor termomagnético (León Llanos, 2019, pág. 121).

❖ Por lo tanto, se optó por el interruptor bipolar bticino de 40A.

5.10. Tableros de distribución del edificio

Los tableros de distribución son una parte importante dentro de cualquier instalación eléctrica y son los encargados de dividir la alimentación de la energía en circuitos derivados.

En el caso del edificio que es nuestro objeto de estudio estará constituido por 09 tableros de distribución; uno por cada departamento más uno general.

Para el dimensionamiento de la corriente de cada interruptor se tendrá en cuenta la máxima demanda (W), el factor de potencia y la tensión del sistema, la cual se expresa de la siguiente manera:

$$I = \frac{P}{V \text{Cos}\phi} \dots (41)$$

I = Corriente (A)

P = Máxima demanda (w)

$\text{Cos}\phi$ = Factor de potencia = 0,9

Tabla 19

Parámetros para seleccionar los interruptores

TABLERO	MAXIMA DEMANDA(W)	TENSION (V)	CORRIENTE NOMINAL(A)	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO(A)	INTERRUPTOR DIFERENCIAL(A)
TABLERO 101	7675	220	38,76	40,00	40
TABLERO 102	7675	220	38,76	40,00	40
TABLERO 201	8675	220	43,81	50,00	63
TABLERO 202	8675	220	43,81	50,00	63
TABLERO 301	8675	220	43,81	50,00	63
TABLERO 302	8675	220	43,81	50,00	63
TABLERO 401	8675	220	43,81	50,00	63
TABLERO 402	8675	220	43,81	50,00	63

Fuente: Elaboración propia

5.11. Funcionamiento del Sistema De Microgeneración Distribuida

5.11.1. Horas de funcionamiento de sistema de MCD

El sistema de MCD funciona gracias a la presencia de la radiación solar, la cual se produce con la aparición del sol durante el día, donde es el inversor el que se encarga de poner en marcha dicho sistema, el cual también se encuentra conectado a la red.

Para constatar la cantidad de horas de presencia del sol dentro del campo donde se desarrolló la investigación (Chiclayo), se recurrió a diversas fuentes, encontrando la siguiente tabla, que hace referencia al número de horas con presencia del sol en Chiclayo en el año 2020.

Tabla 20
Duración en horas de la presencia del sol Chiclayo

Fecha	Salida del sol	Puesta del sol	Duración (h)
01/01/2020	06:07:52	18:38:25	12h 30m 33s
01/02/2020	06:21:07	18:44:52	12h 23m 45s
01/03/2020	06:24:38	18:38:11	12h 13m 33s
01/04/2020	06:21:51	18:23:47	12h 01m 56s
01/05/2020	06:20:22	18:12:16	11h 51m 54s
01/06/2020	06:24:55	18:09:58	11h 45m 03s
01/07/2020	06:31:23	18:15:41	11h 44m 18s
01/08/2020	06:30:41	18:20:34	11h 49m 53s
01/09/2020	06:19:08	18:18:42	11h 59m 34s
01/10/2020	06:03:19	18:13:50	12h 10m 31s
01/11/2020	05:52:06	18:13:46	12h 21m 43s
01/12/2020	05:54:11	18:23:41	12h 29m 30s

Fuente: (sunrise.maplogs, 2020)

5.11.2. Energía Generada por el sistema de MCD

Con la finalidad de verificar si la energía generada por el sistema satisface la demanda energética del edificio, se realizará el cálculo de la energía anual generada para compararla con la energía que el edificio requiere, todo esto se realizará teniendo en cuenta la pérdida de eficiencia del generador.

$$E_{gf(n)} = E_{gf(1)}(1 + r)^{n-1} \dots (42)$$

$E_{gf(n)}$ = Energía eléctrica generada proyectada

n = año de la proyección del proyecto

$E_{gf(1)}$ = Energía eléctrica en el año 1

$$E_{gf(1)} = \frac{57 \times 410 \times 4,47 \times 365 \times 0,9}{1000} = 34\,316,39 \text{ kWh}$$

r = Pérdida de eficiencia

Para calcular el valor de la pérdida de eficiencia del generador se tendrá en cuenta la garantía de rendimiento lineal, valores proporcionados por la ficha técnica

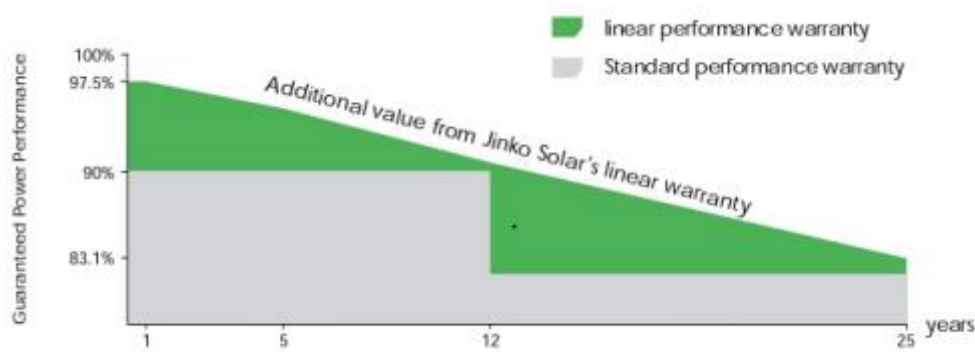


Figura 49. Garantía de rendimiento lineal

Fuente: (JinkoSolar, 2020, pág. 01)

Entonces:

$$E_{gf(25)} = E_{gf(1)}(1 + r)^{25-1}$$

$$0,831E_{gf(1)} = E_{gf(1)}(1 + r)^{24}$$

$$0,831 = (1 + r)^{24}$$

$$r = -0,0076839$$

5.11.3. Energía usada del generador para autoconsumo y venta de excedentes de energía

El sistema de MCD, es un sistema que se encuentra conectado a la red y únicamente produce energía durante las horas de radiación solar.

Por lo tanto, la energía generada permitirá satisfacer la demanda energética durante el día, lo cual va significar un beneficio monetario a favor del propietario del generador y para ello se tendrá en cuenta el costo y aumento por año del kWh en tarifa BT5B de la empresa distribuidora.

Entonces, basándose en los precios del kWh establecidos para los meses del año 2019 y 2020 hallaremos una razón de incremento, teniendo en cuenta el valor promedio del costo del kWh en esos años, el cual nos va permitir calcular el precio del kWh para los años posteriores como se ve evidenciado en la siguiente tabla.

Tabla 21
Tasa de crecimiento del costo de kWh anual

MES/AÑO	2019	2020
ENERO	0,5705	0,6129
FEBRERO	0,5822	0,6063
MARZO	0,5803	0,6063
ABRIL	0,5803	0,6063
MAYO	0,5921	0,6063
JUNIO	0,5921	0,6097
JULIO	0,5936	0,6201
AGOSTO	0,5815	0,6262
SETIEMBRE	0,5821	0,6262
OCTUBRE	0,597	0,6287
NOVIEMBRE	0,6127	0,6471
DICIEMBRE	0,6127	0,6471
PROMEDIO	0,5898	0,6203
TASA DE CRECIMIENTO		5,173%

Fuente: (Osinermin, 2020)

Otro criterio a tomar en cuenta es que no toda la energía que el generador produce se va consumir, por lo tanto, va existir una **ENERGÍA EXCEDENTE**, para lo cual se deberá establecer un mecanismo que permita la venta de dicha energía a la concesionaria, no sin antes haber establecido un precio de venta al estilo de los precios que maneja la empresa distribuidora. Para establecer el precio de venta haré uso del costo teórico de generar energía eléctrica (LCOE) donde toma en cuenta la inversión, el mantenimiento, la tasa de descuento, lo cual se ve reflejado en la siguiente fórmula.

$$LCOE = \frac{I + \sum_1^n \frac{M_t}{(1 + td)^T}}{\sum_1^n \frac{E_t}{(1 + td)^T}} \dots (43)$$

LCOE = Precio de venta (S/kWh)

I = Inversión inicial

M_t = Costos de mantenimiento

E_t = Energía generada durante la vida útil del sistema

td = Tasa de descuento

T = Vida útil del sistema

Una vez definida la formula procedemos a calcular el precio de venta del kWh de la energía excedente:

$$LCOE = \frac{78\ 442,40 + 14\ 447,58}{206\ 919,98}$$

$$LCOE = 0,451\ S/kWh$$

Este valor obtenido será tomado en cuenta para la venta de los excedentes de energía a la red distribuidora.

La venta de energía excedente solo se producirá hasta el año 11 ya que de ahí en adelante la energía generada por el sistema de MCD será utilizada en su totalidad para cubrir la demanda energética, tal y como se logra visualizar en flujo de caja.

5.12. Viabilidad técnica y económica

En este apartado de la tesis, lo primero que se dejará constancia es el costo total que permitirá la implementación del sistema de microgeneración distribuida fotovoltaica, posteriormente se procederá a realizar el flujo de caja, el cual me permitirá evaluar los indicadores económicos del VAN, TIR, el Periodo de recuperación de la inversión y la relación de beneficio costo con la finalidad de verificar si la realización del proyecto es aceptable o no.

5.12.1. Costo de la implementación del sistema

Tabla 22

Costo de la implementación del sistema

DESCRIPCION	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (\$)	DESCUENTO (%)	COSTO TOTAL
PANEL JINKO SOLAR JKM410M-72H	57	172,84	15	8 374,0
ESTRUCTURA DE FIJACION-12 PANELES	5	604,05	10	2 718,23
INVERSOR FRONIUS SYMO20.0-3-M 20 kW	1	3 975,46	10	3 577,91
CABLE SOLAR NH-80 (10 mm ²)	60	2,35	10	126,90
CONTADOR BIDIRECCIONAL FRONIUS SMART METER 63A-1	1		173	173,00
PUESTA A TIERRA	1		413	413,00
ACCESORIOS	1		550	550,00
COSTO DIRECTO				15 933,14
MONTAJE				1 593,31
TRANSPORTE				796,66
SUBTOTAL				18 323,11
IGV (18%)				3 298,16
TOTAL (dólares)				21 621,27
TOTAL (soles)				78 442,40

Fuente: Ver anexo 05

5.12.2. Evaluación económica

Para la evaluación económica se ha realizado la simulación de un préstamo bancario tanto en el Banco Interbank como en el Banco de la Nación, obteniendo que la tasa de interés del Banco de la Nación es de 15,5%, mientras que en el Interbank es de 25,74%.

Para tema de cálculos se decidió trabajar con el valor más bajo (15,5%).

Tabla 23

Parámetros para validar la viabilidad

Descripción	
Inversión inicial (S/.)	78 442,40
Tasa de descuento	15,5%
Tiempo (años)	25

Fuente: elaboración propia

5.12.2.1. *Flujo de caja proyectada*

CAMPOS (1999), establece que es una herramienta en la que el administrador financiero la utiliza para abordar de forma proactiva determinadas situaciones de riesgo, evitando que se produzcan.

Para calcular el flujo económico, se considerará una inversión inicial de S/.78 442,40 en un horizonte de 25 años, además se considera un ciclo de vida de 10 años para el inversor, por lo que en el año 10 y el año 20 debe ser renovado y para ello se considera un monto de S/.17 300 incluido el montaje.

Tabla 24

Flujo de caja proyectado

ITEM	AÑO	DEMANDA ENERGETICA kWh/año	E. GENERADA kWh/año	E. DEMANDANDA DIURNO kWh/año	AUTOCONSUMO DIURNO kWh/año	EXCEDENTES kWh/año	COSTO DEL kWh PARA ENERGÍA GENERADA	COSTO DEL kWh CONCESIONARIA	INGRESOS	MANTENIMIENTO	COMPRA DE EQUIPOS	FLUJO TOTAL
0	2 020	34 199,41						S/ 0,62				-S/ 78 442,40
1	2 021	35 054,39	34 316,39	24 538,07	24 538,07	9 778,32	S/ 0,451	S/ 0,65	S/ 20 417,51	S/ 1 500,00		S/ 18 917,51
2	2 022	35 930,75	34 052,71	25 151,52	25 151,52	8 901,18	S/ 0,451	S/ 0,69	S/ 21 270,88	S/ 1 500,00		S/ 19 770,88
3	2 023	36 829,02	33 791,05	25 780,31	25 780,31	8 010,74	S/ 0,451	S/ 0,72	S/ 22 215,70	S/ 1 500,00		S/ 20 715,70
4	2 024	37 749,74	33 531,40	26 424,82	26 424,82	7 106,58	S/ 0,451	S/ 0,76	S/ 23 259,39	S/ 1 500,00		S/ 21 759,39
5	2 025	38 693,49	33 273,75	27 085,44	27 085,44	6 188,31	S/ 0,451	S/ 0,80	S/ 24 409,95	S/ 1 500,00		S/ 22 909,95
6	2 026	39 660,82	33 018,08	27 762,58	27 762,58	5 255,50	S/ 0,451	S/ 0,84	S/ 25 676,05	S/ 1 500,00		S/ 24 176,05
7	2 027	40 652,35	32 764,37	28 456,64	28 456,64	4 307,73	S/ 0,451	S/ 0,88	S/ 27 067,01	S/ 1 500,00		S/ 25 567,01
8	2 028	41 668,65	32 512,61	29 168,06	29 168,06	3 344,55	S/ 0,451	S/ 0,93	S/ 28 592,89	S/ 1 500,00		S/ 27 092,89
9	2 029	42 710,37	32 262,79	29 897,26	29 897,26	2 365,53	S/ 0,451	S/ 0,98	S/ 30 264,58	S/ 1 500,00		S/ 28 764,58
10	2 030	43 778,13	32 014,89	30 644,69	30 644,69	1 370,19	S/ 0,451	S/ 1,03	S/ 32 093,79	S/ 1 500,00	S/ 17 300,00	S/ 13 293,79
11	2 031	44 872,58	31 768,89	31 410,81	31 410,81	358,08	S/ 0,451	S/ 1,08	S/ 34 093,18	S/ 1 500,00		S/ 32 593,18
12	2 032	45 994,40	31 524,78	32 196,08	31 524,78	-	S/ 0,451	S/ 1,14	S/ 35 816,47	S/ 1 500,00		S/ 34 316,47
13	2 033	47 144,26	31 282,54	33 000,98	31 282,54	-	S/ 0,451	S/ 1,19	S/ 37 379,81	S/ 1 500,00		S/ 35 879,81
14	2 034	48 322,86	31 042,17	33 826,00	31 042,17	-	S/ 0,451	S/ 1,26	S/ 39 011,40	S/ 1 500,00		S/ 37 511,40
15	2 035	49 530,94	30 803,65	34 671,65	30 803,65	-	S/ 0,451	S/ 1,32	S/ 40 714,20	S/ 1 500,00		S/ 39 214,20
16	2 036	50 769,21	30 566,95	35 538,45	30 566,95	-	S/ 0,451	S/ 1,39	S/ 42 491,33	S/ 1 500,00		S/ 40 991,33
17	2 037	52 038,44	30 332,08	36 426,91	30 332,08	-	S/ 0,451	S/ 1,46	S/ 44 346,03	S/ 1 500,00		S/ 42 846,03
18	2 038	53 339,40	30 099,01	37 337,58	30 099,01	-	S/ 0,451	S/ 1,54	S/ 46 281,68	S/ 1 500,00		S/ 44 781,68
19	2 039	54 672,89	29 867,73	38 271,02	29 867,73	-	S/ 0,451	S/ 1,62	S/ 48 301,82	S/ 1 500,00		S/ 46 801,82
20	2 040	56 039,71	29 638,23	39 227,80	29 638,23	-	S/ 0,451	S/ 1,70	S/ 50 410,14	S/ 1 500,00	S/ 17 300,00	S/ 31 610,14
21	2 041	57 440,70	29 410,50	40 208,49	29 410,50	-	S/ 0,451	S/ 1,79	S/ 52 610,48	S/ 1 500,00		S/ 51 110,48
22	2 042	58 876,72	29 184,51	41 213,70	29 184,51	-	S/ 0,451	S/ 1,88	S/ 54 906,87	S/ 1 500,00		S/ 53 406,87
23	2 043	60 348,64	28 960,26	42 244,04	28 960,26	-	S/ 0,451	S/ 1,98	S/ 57 303,49	S/ 1 500,00		S/ 55 803,49
24	2 044	61 857,35	28 737,73	43 300,15	28 737,73	-	S/ 0,451	S/ 2,08	S/ 59 804,72	S/ 1 500,00		S/ 58 304,72
25	2 045	63 403,79	28 516,91	44 382,65	28 516,91	-	S/ 0,451	S/ 2,19	S/ 62 415,13	S/ 1 500,00		S/ 60 915,13
			VAN	S/ 82 608,49		B/C	1,89					
			TIR	29%		PRI	6,03					
			LCOE	S/ 0,451								

Fuente: elaboración propia

CAPITULO VI: CONCLUSIONES

- a) Se ubicó las coordenadas del lugar donde se desarrolló la investigación (Latitud= -6.782330; Longitud=-79.852325) para luego ingresarlas al portal web de la NASA y obtener los parámetros de la irradiación solar, los cuales oscilan de 4,47 kWh/m²/día a 5,98 kWh/m²/día. Para temas de cálculos se considera el dato más bajo de la irradiación del sol, siendo 4,47 kWh/m²/día.
- b) Se realizó los cálculos para obtener la mayor demanda y la energía diaria que se consume para el edificio, obteniendo como resultados 38,069 kW de potencia y 93,697 kWh/día de energía.
- c) La implementación del sistema de microgeneración fotovoltaica está formado de un generador tipo fotovoltaico compuesto de 57 módulos solares JINKO SOLAR MODELO JKM410M-72H de 410 Wp; un inversor de la marca FRONIUS SYMO 20.0-3-M 20 kW.
- d) Se realizó la cotización de equipos para la implementación del sistema de microgeneración fotovoltaica obteniéndose un costo total incluido transporte, montaje e Igv de S/.78 442,40.
- e) Los indicadores económicos que se evaluaron con una tasa de descuento de 15,5% en una etapa de 25 años son de:

VAN de S/ 82 608,49 y TIR de 29%

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- 1) ABB. (2015). *LA ENERGÍA SOLAR*. Obtenido de https://library.e.abb.com/public/e5c9a44dae034dcb83cef3a96527160e/Revista%20ABB%202-2015_72dpi.pdf
- 2) ARANDA, P. B. (2017). TESIS POSTGRADO. *SUMINISTRO ALTERNATIVO DE ENERGÍA*. UNIVERSIDAD SAN PEDRO, chimbote. Obtenido de <http://repositorio.usanpedro.edu.pe/handle/USANPEDRO/5677>
- 3) Atlas, W. (2020). *Previsión meteorológica y clima mensual Chiclayo, Perú*. Obtenido de <https://www.weather-atlas.com/es/peru/chiclayo-clima>
- 4) Ayllu Solar. (Mayo de 2018). *Manual sobre instalaciones de plantas fotovoltaicas*. Obtenido de https://ayllusolar.cl/wp-content/uploads/2018/05/manual_instalaciones_fotovoltaicas.pdf
- 5) Bagnulo, F., Briozzo, I., & Varela, S. (2017). Microgeneración Fotovoltaica en Uruguay Análisis y Perspectivas Futuras. *tesis pregrado*. Universidad de la República Uruguay, Uruguay. Obtenido de <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2017/BBV17/BBV17.pdf>
- 6) Barzola, J., & Rubini, L. (diciembre de 2013). *Eficiencia de una celda solar común y su comparación con celdas de tecnología HIT*. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/267211218_Eficiencia_de_una_celda_solar_comun_y_su_comparacion_con_celdas_de_tecnologia_HIT
- 7) Billini, E. (20 de enero de 2020). *PV magazini*. Obtenido de <https://www.pv-magazine-latam.com/2020/01/20/la-solar-cubrio-un-13-de-la-demanda-electrica-de-peru-en-2019/>
- 8) Castejón, O. A., & Santamaría, H. G. (2010). *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/400892707/Instalaciones-Solares-Fotovoltaicas-Castejon-Santamaria-pdf>
- 9) Chapoñan, I. (2019). MICROGENERACION FOTOVOLTAICA CON EL SOFTWARE PVSYST EN EL CENTRO POBLADO SAN MARCOS - LAMBAYEQUE. *tesis pregrado*. Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, lambayeque. Obtenido de <https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/4537>
- 10) Chenga, P. (2018). *Componentes de una instalación solar fotovoltaica*. Obtenido de <https://www.passeidireto.com/arquivo/52013534/componentes-de-una-instalacion-solar-fotovoltaica>

- 11) CONOCIENDO. (2017). *Generación Distribuida en el Perú*. Obtenido de <http://proyectoapoyocambioclimatico.pe/wp-content/uploads/2017/05/Revista-Conociendo-GD-final.pdf>
- 12) Cornejo Solórzano, V. H. (2017). GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES SECUNDARIAS EN AREQUIPA. (*tesis de doctorado*). UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN AGUSTÍN DE AREQUIPA, Arequipa. Obtenido de <http://repositorio.unsa.edu.pe/handle/UNSA/4334>
- 13) Coronel, J. (2018). DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO INTERCONECTADO A RED DE 4.5 KW EN EL COMPLEJO POLICIAL LA DESPENSA -EN EL DISTRITO DE JOSÉ LEONARDO ORTIZ - PROVINCIA DE CHICLAYO - LAMBAYEQUE. *tesis de pregrado*. Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque. Obtenido de <https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/2631>
- 14) Damacela, A., & Guamangate, B. (2018). DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN MÓDULO DIDÁCTICO DE MICROGENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA ANÁLISIS DE FIABILIDAD Y SUSTENTABILIDAD EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL LABORATORIO DE ACCIONAMIENTOS ELÉCTRICOS. *tesis pregrado*. Universidad de las Fuerzas Armadas Innovación Para la Excelencia, Latacunga Ecuador. Obtenido de <http://repositorio.espe.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/21000/14697/T-ESPEL-EMI-0343.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- 15) Delta Volt. (2018). *Energía Hidroeléctrica, Energía Tradicional del Perú*. Obtenido de <https://deltavolt.pe/energía-renovable/renovable-peru>
- 16) Delta Volt. (2018). *Paneles Solares, Tipos y Eficiencias*. Obtenido de <https://deltavolt.pe/energía-renovable/energía-solar/paneles-solares>
- 17) Diaz, J. F. (marzo de 2015). *Eficiencia energía y utopía*. Obtenido de <https://juanfrancisco207.wordpress.com/2015/03/18/efecto-fotovoltaico/>
- 18) Energema, S. (2014). *DEPARTAMENTO RENOVABLES*. Obtenido de <https://www.grupoelektra.es/blog/wp-content/uploads/2014/10/como-somos-los-delektra-que-son-las-HSP.pdf>
- 19) Figueroa, M. C., Parra, L. N., & Rodríguez, M. C. (2014). EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA INSTALACIÓN DE PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS EN HOGARES DE FAMILIAS DE ESCASOS RECURSOS DE LA COMUNA DE SAN NICOLÁS. (*Tesis de pregrado*). UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO. Obtenido de <http://repobib.ubiobio.cl/jspui/bitstream/123456789/1038/1/Figueroa%20Marquez%20Catalina%20Francisca.pdf>

- 20) Fronius Symo, F. (2020). *inversor fronius*. Obtenido de <https://autosolar.pe/pdf/Fronius-Symo.pdf>
- 21) Gonzales, G. G., Zambrano, J. C., & Fabricio, E. (2014). Estudio, Diseño e Implementación de un Sistema de Energía Solar en la Comuna Puerto Roma de la Isla Mondragon del Golfo de Guayaquil. (*tesis de pregrado*). Universidad politecnica Salesiana, Guayaquil. Obtenido de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/6553/1/UPS-GT000602.pdf>
- 22) Google. (2020). *Google Maps*. Obtenido de <https://www.google.com/maps>
- 23) Guevara, J. A. (2018). Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica. *tesis pregrado*. Universidad Politecnica de Madrid, Madrid. Obtenido de http://oa.upm.es/52204/1/PFC_JORGE_ALVARADO_LADRON_DE_GUEVARA.pdf
- 24) IDAE. (2011). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*. E - 28004 - MADRID. Obtenido de https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf
- 25) JinkoSolar. (2020). Obtenido de [https://www.jinkosolar.com/uploads/CheetahPerc%20JKM390-410M-72H-\(V\)-A3-EN.pdf](https://www.jinkosolar.com/uploads/CheetahPerc%20JKM390-410M-72H-(V)-A3-EN.pdf)
- 26) León Llanos, J.A (2019). generación distribuida mediante el diseño de un sistema. Tesis Pregrado. Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque, Perú. Obtenido de <http://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/8072>
- 27) Mesones, P. F. (2019). DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DE CONEXIÓN A RED PARA EL RESTAURANTE “EL ZARCO” UBICADO EN LA CIUDAD DE CAJAMARCA. *tesis pregrado*. UNIVERSIDAD NACIONAL PEDRO RUIZ GALLO, lambayeque. Obtenido de <http://repositorio.unprg.edu.pe/bitstream/handle/UNPRG/4310/BC-TES-TMP-3132.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- 28) MINEM, M. d. (2019). *El mayor potencial de generación solar está en el norte y sur del país*. Obtenido de <https://www.gob.pe/institucion/minem/noticias/68504-el-mayor-potencial-de-generacion-solar-esta-en-el-norte-y-sur-del-pais>
- 29) NASA. (2020). Obtenido de <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- 30) OSINERGMIN. (2019). *ENERGÍAS RENOVABLES EXPERIENCIA Y PERSPECTIVAS EN LA RUTA DEI PERÚ HACIA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA*. LIMA. Obtenido de

<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/606976/Osinergmin-Energías-Renovables-Experiencia-Perspectivas.pdf>

- 31) Osinergmin. (noviembre de 2020). *Pliego Tarifario Máximo del Servicio Público de Electricidad*. Obtenido de <https://www.osinergmin.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegosTarifariosUsuarioFinal.aspx?Id=140000>
- 32) Palacios, E. D., Rojas, R. R., & Ramírez, S. E. (2019). Aspectos regulatorios a considerar en la implementación de la microgeneración distribuida residencial fotovoltaica en el mercado eléctrico. *tesis postgrado*. UNIVERSIDAD PERUANA DE CIENCIAS APLICADAS, Lima. Obtenido de https://repositorioacademico.upc.edu.pe/bitstream/handle/10757/631313/Palacios_ED.pdf?sequence=3&isAllowed=y
- 33) Perú, P. S. (08 de Febrero de 2017). *Mapa de la Radiación Solar del Perú*. Obtenido de <https://www.panelsolarperu.com/blog/tag/mapa-de-radiacion-solar-peru/>
- 34) Quispe, J., Quezada, D., & Roque, A. (2019). FACTIBILIDAD DE LA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO. *tesis pregrado*. UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO, Callao. Obtenido de http://repositorio.unac.edu.pe/bitstream/handle/UNAC/4076/QUISPE%2CQUEZADA%20Y%20ROQUE_PREGRADO_2019.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- 35) Santos, D. (2012). *Introducción a la Energía Fotovoltaica*. Obtenido de <http://biling.us.es/proyectos/abreproy/70271/fichero/02+INTRODUCCI%C3%93N+A+L+A+ENERG%C3%8DA+FOTOVOLTAICA%252FIntroducci%C3%B3n+a+la+Energ%C3%ADa+Fotovoltaica.pdf>
- 36) SMA Solar Technology. (2016). *Coeficiente de rendimiento*. Obtenido de <https://files.sma.de/downloads/Perfratio-TI-es-11.pdf>
- 37) Solórzano, V. (2017). GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES SECUNDARIAS EN AREQUIPA. *tesis de posgrado*. UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN AGUSTÍN DE AREQUIPA-ESCUELA DE POSGRADO, Arequipa. Obtenido de <http://repositorio.unsa.edu.pe/handle/UNSA/4334>
- 38) Sopelia. (23 de Febrero de 2019). *Energía solar fotovoltaica*. Obtenido de <http://www.energíasolar.lat/estructura-soporte-modulos-fotovoltaicos/>
- 39) Soria, J. P., & Cabrera, J. P. (2019). Estudio técnico económico de generación eléctrica usando paneles fotovoltaicos en la Ciudad Universitaria de Perayoc de la Universidad Nacional San Antonio de Abad del Cuzco. *tesis pregrado*. Universidad Nacional San

Antonio de Abad del Cuzco, Cuzco. Obtenido de <http://repositorio.unsaac.edu.pe/handle/20.500.12918/5160>

- 40) Tecnologia. (2020). *Regulador de Carga Solar*. Obtenido de <https://www.areatecnologia.com/electricidad/regulador-de-carga-solar.html>
- 41) TOAZA, A. R., & LAGLA, B. E. (junio de 2018). *DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN MÓDULO DIDÁCTICO DE MICROGENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA ANÁLISIS DE FIABILIDAD Y SUSTENTABILIDAD EN EL ANÁLISIS DE FIABILIDAD Y SUSTENTABILIDAD EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL LABORATORIO DE ACCIONAMIENTOS ELÉCTRICOS*. Obtenido de <https://repositorio.espe.edu.ec/bitstream/21000/14697/2/ESPEL-EMI-0343-P.pdf>
- 42) Vasquez, D. G. (2019). Microgeneración distribuida con sistema fotovoltaico para autoconsumo en la Municipalidad de Picsi en el departamento de Lambayeque. *tesis pregrado*. Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque. Obtenido de <https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/8018>

ANEXOS

ANEXO N°01. Ficha informativa de los paneles solares

ANEXO N°02. Ficha informativa del inversor

ANEXO N°03. Pliego tarifario

ANEXO N°04. Ficha informativa del conductor (NH-80)

ANEXO N°05. Cotización

ANEXO N°06. Planos de diagrama y detalles del sistema de microgeneración fotovoltaica.

Cheetah HC 72M

390-410 Watt

MONO PERC HALF CELL MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

- Half Cell
- Mono PERC 72 Cell



PERC



KEY FEATURES



5 Busbar Solar Cell

5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



High Efficiency

Higher module conversion efficiency (up to 20.38%) benefit from half cell structure (low resistance characteristic).



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.



Low-light Performance

Advanced glass and cell surface textured design ensure excellent performance in low-light environment.



Severe Weather Resilience

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



Durability Against Extreme Environmental Conditions

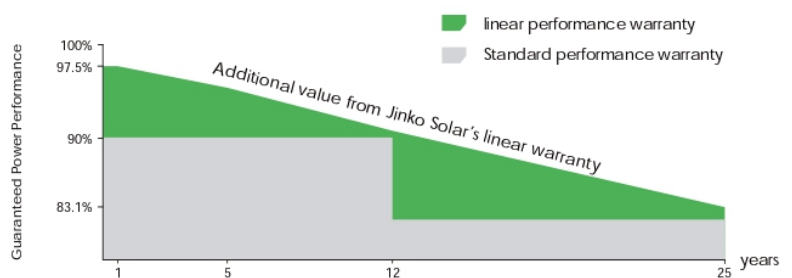
High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

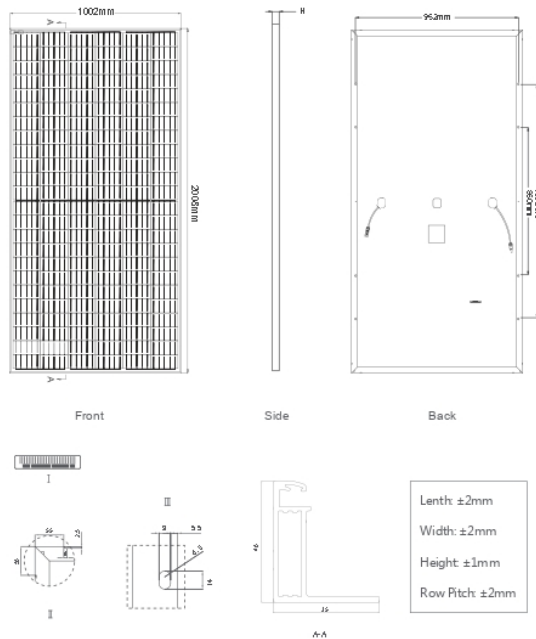
12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



- ISO9001:2015, ISO14001:2015, OHSAS18001 certified factory
- IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product



Engineering Drawings

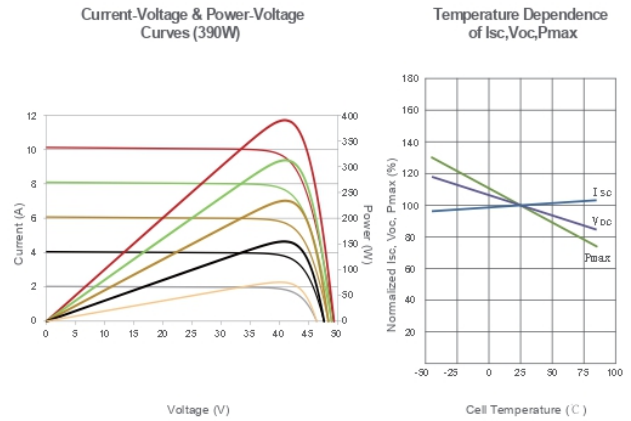


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

27pcs/pallet , 54pcs/stack, 594pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No. of Half-cells	144 (6×24)
Dimensions	2008×1002×40mm (79.06×39.45×1.57 inch)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1x4.0mm², (+) 290mm, (-) 145mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM390M-72H		JKM395M-72H		JKM400M-72H		JKM405M-72H		JKM410M-72H	
	JKM390M-72H-V	JKM395M-72H-V	JKM400M-72H-V	JKM405M-72H-V	JKM410M-72H-V	STC	NOCT	STC	NOCT	
Maximum Power (Pmax)	390Wp	294Wp	395Wp	298Wp	400Wp	302Wp	405Wp	306Wp	410Wp	310Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.1V	39.1V	41.4V	39.3V	41.7V	39.6V	42.0V	39.8V	42.3V	40.0V
Maximum Power Current (Imp)	9.49A	7.54A	9.55A	7.60A	9.60A	7.66A	9.65A	7.72A	9.69A	7.76A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.3V	48.0V	49.5V	48.2V	49.8V	48.5V	50.1V	48.7V	50.4V	48.9V
Short-circuit Current (Isc)	10.12A	8.02A	10.23A	8.09A	10.36A	8.16A	10.48A	8.22A	10.60A	8.26A
Module Efficiency STC (%)	19.38%		19.63%		19.88%		20.13%		20.38%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum System Voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0~+3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.29%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 📏 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 📏 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

Anexo 02: Ficha informativa del inversor.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

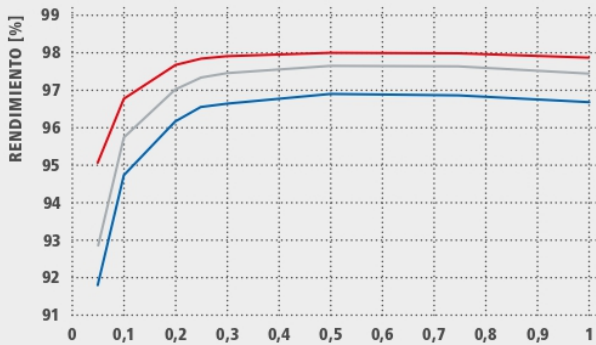
DATOS DE ENTRADA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ máx. 1} / I_{dc\ máx. 2}$)	27 A / 16,5 A ¹⁾		33 A / 27 A		
Máxima corriente de entrada total utilizada ($I_{dc\ máx. 1} + I_{dc\ máx. 2}$)	43,5 A		51,0 A		
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP ₁ / MPP ₂)	40,5 A / 24,8 A		49,5 A / 40,5 A		
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\ mín.}$)	200 V				
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)	200 V				
Tensión de entrada nominal ($U_{dc, n}$)	600 V				
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ máx.}$)	1.000 V				
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ mín.} - U_{mpp\ máx.}$)	270 - 800 V	320 - 800 V		370 - 800 V	420 - 800 V
Número de seguidores MPP	2				
Número de entradas CC	3+3				
Máxima salida del generador FV ($P_{dc\ máx.}$)	15,0 kW _{peak}	18,8 kW _{peak}	22,5 kW _{peak}	26,3 kW _{peak}	30,0 kW _{peak}
DATOS DE SALIDA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Potencia nominal CA ($P_{ac, r}$)	10.000 W	12.500 W	15.000 W	17.500 W	20.000 W
Máxima potencia de salida	10.000 VA	12.500 VA	15.000 VA	17.500 VA	20.000 VA
Máxima corriente de salida ($I_{ac\ máx.}$)	14,4 A	18,0 A	21,7 A	25,3 A	28,9 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)				
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Coefficiente de distorsión no lineal	1,8 %	2,0 %	1,5 %	1,5 %	1,3 %
Factor de potencia ($\cos \varphi_{ac, r}$)	0 - 1 ind. / cap.				
DATOS GENERALES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	725 x 510 x 225 mm				
Peso	34,8 kg		43,4 kg		
Tipo de protección	IP 66				
Clase de protección	1				
Categoría de sobretensión (CC / CA) ²⁾	1 + 2 / 3				
Consumo nocturno	< 1 W				
Concepto de inversor	Sin Transformador				
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada				
Instalación	Instalación interior y exterior				
Margen de temperatura ambiente	-40 - +60 °C				
Humedad de aire admisible	0 - 100 %				
Máxima altitud	2.000 m / 3.400 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)				
Tecnología de conexión CC	6 x CC+ y 6 x CC bornes roscados 2,5 - 16 mm ²				
Tecnología de conexión principal	5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm ²				
Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, S1 4777, CEI 0-16, CEI 0-21, NRS 097				

¹⁾ 14,0 A para tensiones < 420 V

²⁾ De acuerdo con IEC 62109-1. Disponible rail DIN opcional para tipo 1 + 2 y tipo 2 de protección de sobretensión.

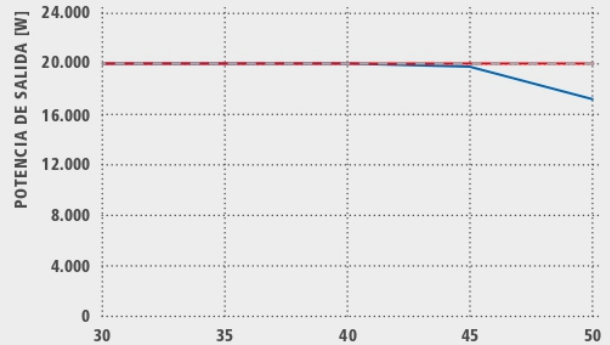
Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es.

CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS SYMO 20.0-3-M



POTENCIA DE SALIDA NORMALIZADA $P_{AC}/P_{AC,r}$ ■ 420 V_{DC} ■ 600 V_{DC} ■ 800 V_{DC}

REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS SYMO 20.0-3-M



TEMPERATURA AMBIENTE [°C] ■ 420 V_{DC} ■ 600 V_{DC} ■ 800 V_{DC}

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

RENDIMIENTO	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Máximo rendimiento	98,0 %				98,1 %
Rendimiento europeo (η_{EU})	97,4%	97,6 %	97,8 %	97,8 %	97,9 %
η con 5 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	87,9 / 92,5 / 89,2 %	88,7 / 93,1 / 90,1 %	91,2 / 94,8 / 92,3 %	91,6 / 95,0 / 92,7 %	91,9 / 95,2 / 93,0 %
η con 10 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	91,2 / 94,9 / 92,8 %	92,9 / 96,1 / 94,6 %	93,4 / 96,0 / 94,4 %	94,0 / 96,4 / 95,0 %	94,8 / 96,9 / 95,8 %
η con 20 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	94,6 / 97,1 / 96,1 %	95,4 / 97,3 / 96,6 %	95,9 / 97,4 / 96,7 %	96,1 / 97,6 / 96,9 %	96,3 / 97,8 / 97,1 %
η con 25 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	95,4 / 97,3 / 96,6 %	95,6 / 97,6 / 97,0 %	96,2 / 97,6 / 97,0 %	96,4 / 97,8 / 97,2 %	96,7 / 97,9 / 97,4 %
η con 30 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	95,6 / 97,5 / 96,9 %	95,9 / 97,7 / 97,2 %	96,5 / 97,8 / 97,3 %	96,6 / 97,9 / 97,4 %	96,8 / 98,0 / 97,6 %
η con 50 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	96,3 / 97,9 / 97,4 %	96,4 / 98,0 / 97,5 %	96,9 / 98,1 / 97,7 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %
η con 75 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	96,5 / 98,0 / 97,6 %	96,5 / 98,0 / 97,6 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %
η con 100 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	96,5 / 98,0 / 97,6 %	96,5 / 97,8 / 97,6 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %	96,9 / 98,1 / 97,6 %	96,8 / 98,0 / 97,6 %
Rendimiento de adaptación MPP	> 99,9 %				
EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Medición del aislamiento CC				Sí	
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia				
Seccionador CC				Sí	
Protección contra polaridad inversa				Sí	
INTERFACES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
6 inputs digitales y + inputs/outputs digitales	Interface receptor del control de onda				
USB (Conector A) ²⁾	Datalogging, actualización de inversores vía USB				
2 conectores RJ 45 (RS422) ²⁾	Fronius Solar Net				
Salida de aviso ²⁾	Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)				
Datalogger y Servidor web	Incluido				
Input externo ²⁾	Interface SO-Meter / Input para la protección contra sobretensión				
RS485	Modbus RTU SunSpec o conexión del contador				

¹⁾Y con $U_{mpp\ min.} / U_{dc,r} / U_{mpp\ max.}$ ²⁾También disponible en la versión light.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

SOMOS TRES DIVISIONES CON UNA MISMA PASIÓN: SUPERAR LÍMITES.

/ No importa si se trata de tecnología de soldadura, energía fotovoltaica o tecnología de carga de baterías, nuestra exigencia está claramente definida: ser líder en innovación. Con nuestros más de 3.000 empleados en todo el mundo superamos los límites y nuestras más de 1.000 patentes concedidas son la mejor prueba. Otros se desarrollan paso a paso. Nosotros siempre damos saltos de gigante. Siempre ha sido así. El uso responsable de nuestros recursos constituye la base de nuestra actitud empresarial.

Para obtener información más detallada sobre todos los productos de Fronius y nuestros distribuidores y representantes en todo el mundo visite www.fronius.com

v04 Nov 2014 ES

Fronius España S.L.U.
Parque Empresarial LA CARPETANIA
Miguel Faraday 2
28906 Getafe (Madrid)
España
Teléfono +34 91 649 60 40
Fax +34 91 649 60 44
pv-sales-spain@fronius.com
www.fronius.es

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
Teléfono +43 7242 241-0
Fax +43 7242 241-953940
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com

Anexo 03: Pliego tarifario (04 noviembre 2019 – 04 noviembre 2020).

PLIEGO TARIFARIO 2019

TARIFA BT5B: TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E			
No Residencial	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.53
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	61.27
TARIFA BT5B: TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E			
Residencial	a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes		
	0 - 30 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.40
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	44.27
	31 - 100 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.40
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	13.28
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	59.03
	b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.53
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	61.27

PLIEGO TARIFARIO 2020

TARIFA BT5B: TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E			
No Residencial	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.55
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	64.71
TARIFA BT5B: TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E			
Residencial	a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes		
	0 - 30 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.41
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	46.58
	31 - 100 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.41
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	13.97
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	62.10
	b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.55
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	64.71

Anexo 04: Ficha informativa del conductor (NH-80).



TABLA DE DATOS TECNICOS NH - 80

CALIBRE CONDUCTOR	N° HILOS	DIAMETRO HILO	DIAMETRO CONDUCTOR	ESPESOR AISLAMIENTO	DIAMETRO EXTERIOR	PESO	AMPERAJE (*)	
							AIRE	DUCTO
mm ²		mm	mm	mm	mm	Kg/Km	A	A
1.5	7	0.52	1.50	0.7	2.9	20	18	14
2.5	7	0.66	1.92	0.8	3.5	31	30	24
4	7	0.84	2.44	0.8	4.0	46	35	31
6	7	1.02	2.98	0.8	4.6	65	50	39
10	7	1.33	3.99	1.0	6.0	110	74	51
16	7	1.69	4.67	1.0	6.7	167	99	68
25	7	2.13	5.88	1.2	8.3	262	132	88
35	7	2.51	6.92	1.2	9.3	356	165	110
50	19	1.77	8.15	1.4	11.0	480	204	138
70	19	2.13	9.78	1.4	12.6	678	253	165
95	19	2.51	11.55	1.6	14.8	942	303	198
120	37	2.02	13.00	1.6	16.2	1174	352	231
150	37	2.24	14.41	1.8	18.0	1443	413	264
185	37	2.51	16.16	2.0	20.2	1809	473	303
240	37	2.87	18.51	2.2	22.9	2368	528	352
300	37	3.22	20.73	2.4	25.5	2963	633	391

(*) TEMPERATURA AMBIENTE 30°C.

NO MAS DE TRES CONDUCTORES POR DUCTO.



Corporacion Comercial y Servicios Ocoshi Sac

RUC: 20522121381

Calle 3 Mz B Lt 15 Urb Niño Jesus 2da etapa

Santa Clara, Ate, Lima

Telf: +51 (01) 3617863 - +51987509027

ventas@panelsolarperu.com

Presupuesto # SO7330

CLIENTE
SANTOS CUEVA, MARCO ANTONIO
RUC: 73091335

Fecha del presupuesto: 07/01/2021 12:23:49	Comercial: Jhony Lopez Loayza	Términos de Pago: Pago inmediato
---	----------------------------------	-------------------------------------

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	DESC.(%)	IMPORTE
[AS6MHC410WUSD] Modulo Solar 410Wp Jinko Solar Monocristalino	57,00 Unidad(es)	172,8400	15,00	\$ 8.374,10
[EAP12A20PUSD] Estructura aluminio paneles 15° Angular x 12 paneles	5,00 Unidad(es)	604,0500	10,00	\$ 2.718,23
[FS20MUSD] Fronius Symo 20.0-3-M WLAN/LAN/Webserver	1,00 Unidad(es)	3.975,4600	10,00	\$ 3.577,91
[CPPS6MMNUSD] Metro de cable solar fotovoltaico para panel solar 6mm2 N2xOH Negro ** Garantía 5 años **	30,00 m	2,1200	10,00	\$ 57,24

Subtotal	\$ 14.727,48
IGV 18% en \$ 14.727,48	\$ 2.650,94
Total	\$ 17.378,42

Forma de Pago

Transferencia Bancaria / Letra (previa coordinación)

Tiempo de Entrega

2 días luego de recibir la Orden de Compra y confirmacion de pago.

Consultar stock antes de realizar la compra.

Lugar de Entrega

En sus instalaciones de tratarse de una empresa ubicada en Cercado de Lima,

O envío con cargo a pagar en destino por la agencia de su preferencia (agencias ubicadas en Cercado de Lima o La Victoria)

Cuenta Corriente BBVA

Corporación Comercial y Servicios Ocoshi Sac

N de Cuenta en S/ Soles

0011-0183-01-00123106

CCI en S/ Soles

011-183-000100123106-15

N de Cuenta en \$ Dolares

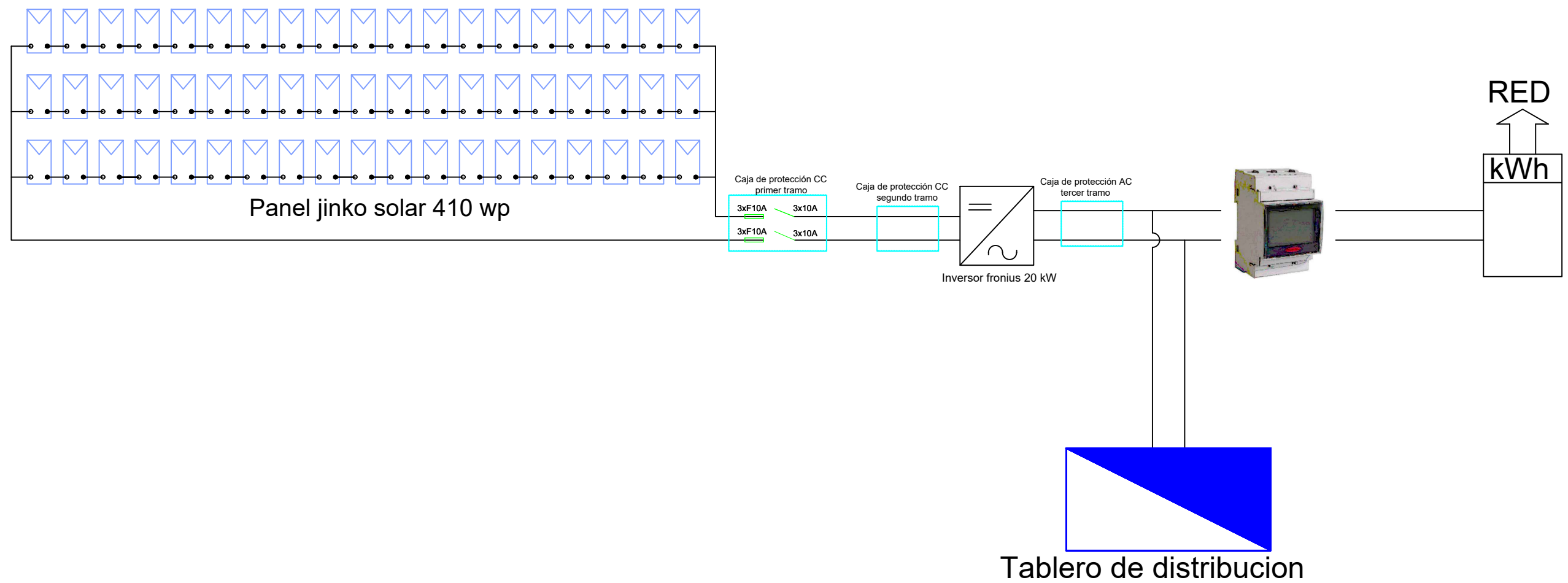
0011-0183-01-00123114



CCI en \$ Dolares

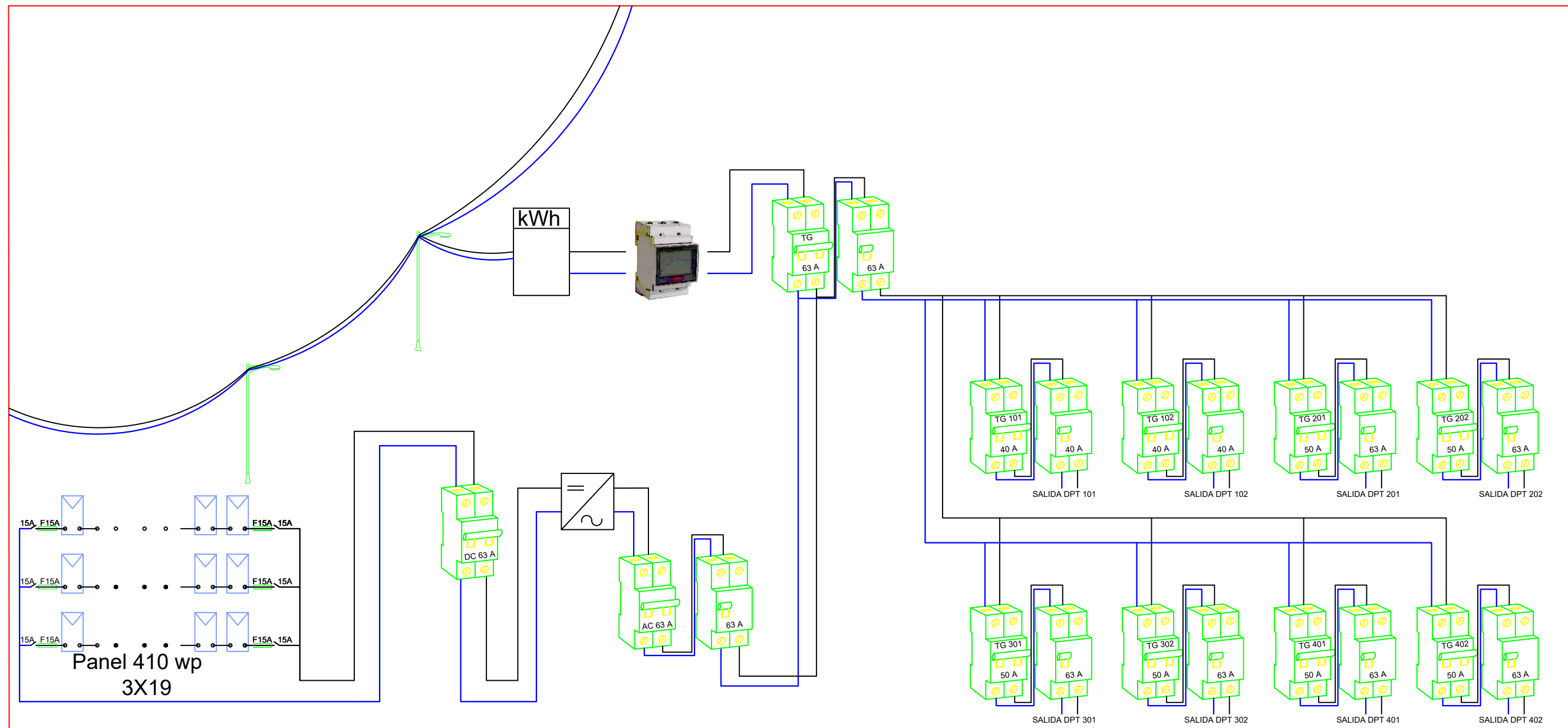
011-183-000100123114-19



Cuenta Corriente BCP

Corporación Comercial y Servicios Ocoshi Sac

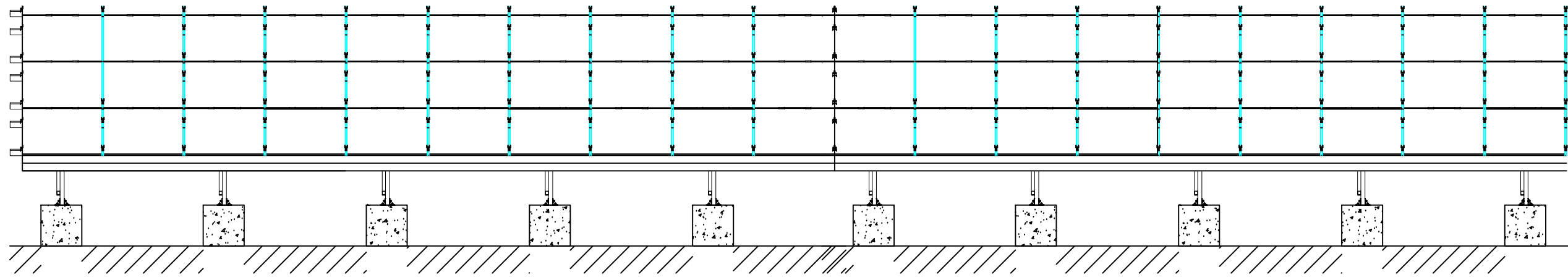


	UNIVERSIDAD NACIONAL "PEDRO RUÍZ GALLO" FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA	
TÍTULO: ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN SISTEMA DE MICROGENERACIÓN FOTOVOLTAICA		
PLANO: DIAGRAMA DE MICROGENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA		LÁMINA: 01
DIBUJADO POR: MARCO A. SANTOS CUEVA	ESCALA : S/E	FECHA: 25 DE ENERO 2021



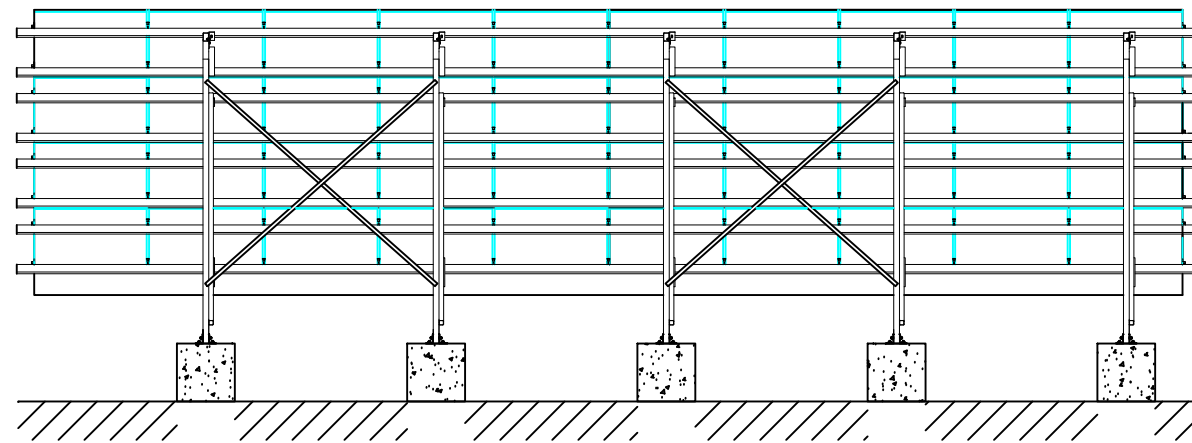
 UNIVERSIDAD NACIONAL "PEDRO RUÍZ GALLO" FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA		
TÍTULO: ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN SISTEMA DE MICROGENERACIÓN FOTOVOLTAICA		
PLANO: DIAGRAMA DE TRANSFERENCIA FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED		LÁMINA: 02
DIBUJADO POR: MARCO A. SANTOS CUEVA	ESCALA : S/E	FECHA: OCTUBRE 2021

Vista frontal

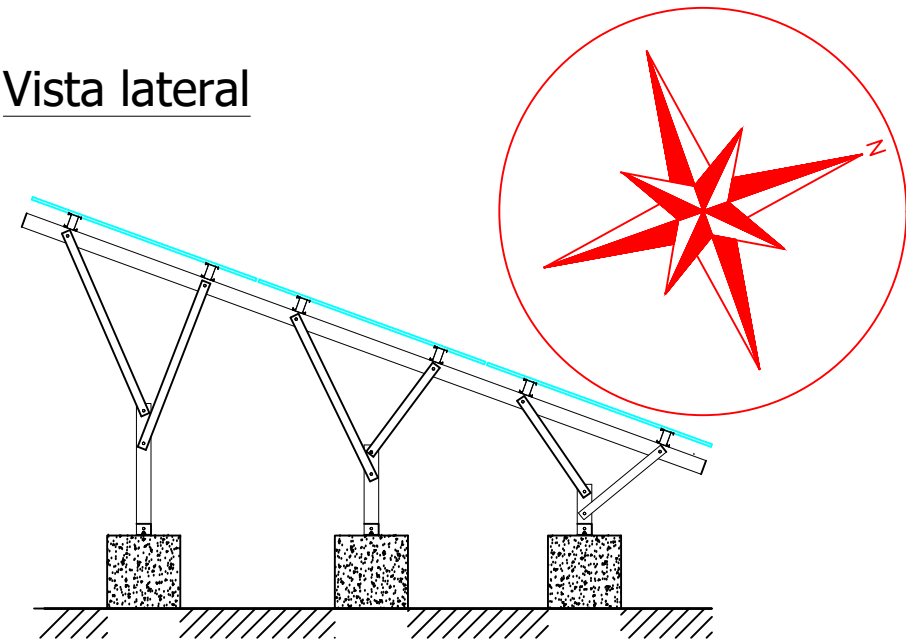


Arriostramiento

Vista trasera



Vista lateral



UNIVERSIDAD NACIONAL "PEDRO RUÍZ GALLO"
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y
ELÉCTRICA



TÍTULO:

ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN SISTEMA DE
MICROGENERACIÓN FOTOVOLTAICA

PLANO:

DETALLES DE ESTRUCTURAS Y DE LOS PANELES SOLARES

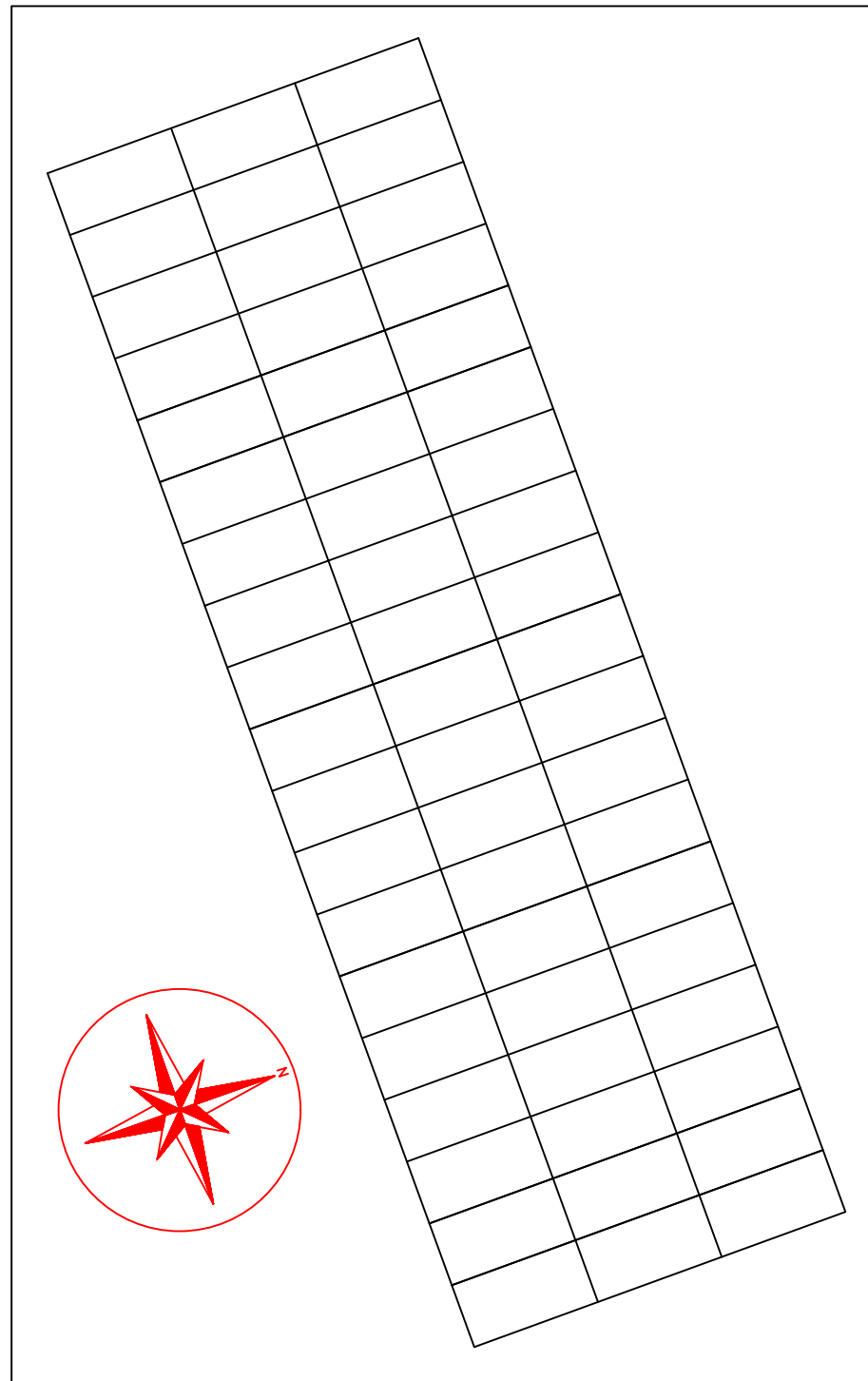
LÁMINA:

DIBUJADO POR:
MARCO A. SANTOS CUEVA

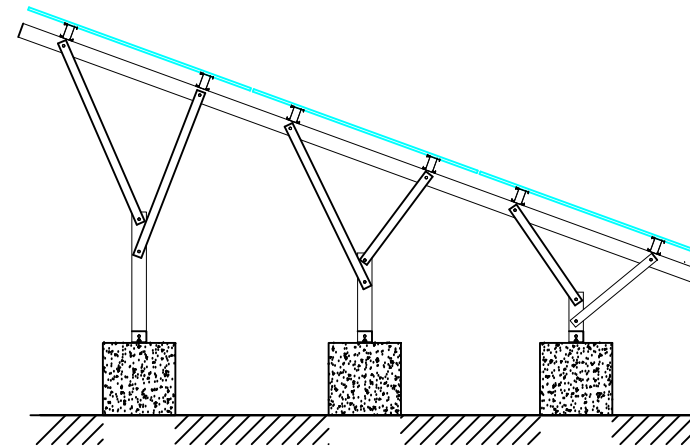
ESCALA :
S/E

FECHA:
25 DE ENERO 2021

03



Vista lateral



	<p>UNIVERSIDAD NACIONAL "PEDRO RUÍZ GALLO" FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA</p>	
<p>TÍTULO: ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN SISTEMA DE MICROGENERACIÓN FOTOVOLTAICA</p>		
<p>PLANO: ORIENTACION Y UBICACION DE LOS PANELES SOLARES</p>		<p>LÁMINA:</p>
<p>DIBUJADO POR: MARCO A. SANTOS CUEVA</p>	<p>ESCALA : S/E</p>	<p>FECHA: 25 DE ENERO 2021</p>
		<p>04</p>